

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

На правах рукописи

СУХОРУКОВА КАРИНА ВЛАДИМИРОВНА

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
НА ОСНОВЕ СОВМЕСТНОЙ ЧИСЛЕННОЙ ИНВЕРСИИ
ДАННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА
В ВЕРТИКАЛЬНЫХ И НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

25.00.10 – геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени доктора технических наук

Новосибирск – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
Глава 1. ОСОБЕННОСТИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СИГНАЛОВ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. МЕТОДЫ, АППАРАТУРА И ФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ	15
1.1. Геофизические методы исследования и особенности аппаратуры	17
1.1.3. Аппаратурные комплексы СКЛ с одновременным измерением сигналов БКЗ и ВЭМКЗ.....	22
1.2. Программное обеспечение количественной интерпретации	26
1.2.1. Алгоритмы и программы численного моделирования	26
1.2.2. Алгоритмы и программы численной инверсии	30
1.2.3. Функция чувствительности	37
1.3. Выбор геоэлектрической модели в зависимости от особенностей строения геологического разреза.....	38
1.3.1. Геоэлектрическая модель терригенного коллектора	39
1.3.2. Геоэлектрическая модель терригенных покрышек.....	47
1.3.3. Геоэлектрическая модель баженовской свиты	52
1.4. Геометрические и электрофизические особенности геоэлектрической модели в зависимости от условий бурения: вертикальные, наклонные и горизонтальные скважины	57
1.5. Влияние на сигналы БКЗ и ВЭМКЗ условий измерения	59
1.5.1. Влияние эксцентриситета на сигналы ВЭМКЗ	65
1.5.2. Влияние эксцентриситета и радиуса корпуса прибора и эллиптичности сечения скважины на сигналы БКЗ	80
1.5.3. Влияние неровностей стенки скважины на сигналы ВЭМКЗ.....	83
1.5.4. Влияние неровностей стенки скважины на сигналы БКЗ	96
Глава 2. АНИЗОТРОПИЯ УЭС ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ.....	100
2.1. Анализ известных подходов к определению анизотропии УЭС по данным БКЗ	103
2.2. Практические данные БКЗ в однородных анизотропных глинистых пластах и их инверсия в изотропной геоэлектрической модели	117
2.3. Результаты численного моделирования сигналов градиент-зондов в анизотропных геоэлектрических моделях	125
2.3.1. Однородный анизотропный пласт	125
2.3.2. Макроанизотропный пласт	129
2.3.3. Пересечение границы изотропного и анизотропного пластов при равных значениях горизонтального УЭС и УЭС изотропных пластов	135

2.3.4. Изотропный пласт в анизотропных вмещающих и анизотропный пласт в изотропных вмещающих при одинаковых значениях горизонтального и изотропного УЭС (высокоомная модель)	138
2.3.5. Трехслойная модель песчано-глинистых отложений с изотропными и анизотропными пластами и зоной проникновения	140
2.4. Количественная интерпретация сигналов БКЗ, измеренных на интервалах глинистых отложений	144
Выводы и результаты	154
Глава 3. ДИЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ	156
3.1. Известные подходы к оценке диэлектрической проницаемости	157
3.2. Различие геоэлектрических моделей однородных глинистых пластов по данным ВЭМКЗ и БКЗ	176
3.2.1. Глины над коллектором АС ₉ (Хорлорское месторождение).....	176
3.2.2. Низкоомные глины Восточно-Сургутского месторождения	180
3.3. Сигналы высокочастотного электромагнитного каротажа в однородной гомогенной высокоомной среде с учетом ее диэлектрических свойств (Телецкое озеро)	182
3.4. Влияние диэлектрической проницаемости на сигналы ВЭМКЗ в геоэлектрических моделях разной сложности	192
3.4.1. Однородная среда	192
3.4.2. Горизонтально-слоистая модель	196
3.4.3. Двумерная модель	199
3.4.4. Наклонный зонд в горизонтально-слоистой модели	203
3.5. Определение диэлектрической проницаемости по практическим данным	206
3.5.1. Трансформация ϵ_k	206
3.5.2. Коррекция систематической погрешности при измерении отношения амплитуд	210
3.5.3. Определение диэлектрической проницаемости с использованием инверсии ..	216
3.5.4. Частотная дисперсия диэлектрической проницаемости глин	220
Выводы и результаты	228
Глава 4. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА И БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ	230
4.1. Современный уровень разработки интерпретационной базы индукционного каротажа в субгоризонтальных скважинах	232
4.2. Обоснование применения горизонтально-слоистой модели как базовой для инверсии сигналов длинных зондов электромагнитного каротажа	240
4.2.1. Влияние измененной зоны пониженного сопротивления	240
4.2.2. Влияние неровностей стенки скважины на сигналы ВЭМКЗ и БКЗ	249

4.3. Основные зависимости расчетных сигналов ВЭМКЗ и БКЗ в наклонных и горизонтальных скважинах.....	252
4.3.1. Сигналы ВЭМКЗ и БКЗ в наклонной скважине, пересекающей пласты с измененной прискважинной зоной.....	254
4.3.2. Зависимость сигналов ВЭМКЗ от положения скважины с горизонтальным завершением относительно контрастной геоэлектрической границы	258
4.4. Приемы количественной интерпретации данных электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах.....	267
4.4.1. Выбор стартовой геоэлектрической модели.....	271
4.4.2. Проведение инверсии.....	277
4.5. Определение анизотропии УЭС макроанизотропных осадочных отложений по сигналам ВЭМКЗ в наклонных скважинах	283
4.5.1. Определение горизонтального и вертикального сопротивлений в мощном пласте по разности фаз ВЭМКЗ в субгоризонтальной скважине	284
4.5.2. Определение вертикального сопротивления в мощном пласте по данным ВЭМКЗ в наклонной и вертикальной скважине.....	293
4.5.3. Определение вертикального сопротивления в наклонной скважине по данным ВЭМКЗ и БКЗ	295
Выводы и результаты	298
Глава 5. ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ РАЗРЕЗОВ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА .	299
5.1. Электрическая анизотропия и диэлектрическая проницаемость глинистых покрышек по данным ВЭМКЗ и БКЗ	300
5.2. Выявление зон техногенного обводнения по радиальному распределению УЭС	307
5.3. Строение тонких коллекторов по данным ВЭМКЗ и БКЗ	312
5.4. Электрофизические свойства баженовской свиты	317
5.3.1. Определение анизотропии УЭС баженовской свиты по данным БКЗ.....	317
5.3.2. Определение диэлектрической проницаемости баженовской свиты по данным ВЭМКЗ	321
Выводы и результаты	322
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	323
СОКРАЩЕНИЯ и УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	326
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	329

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследования – сигналы высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ) и бокового каротажного зондирования (БКЗ) при изучении нефтенасыщенных терригенных коллекторов и их покрышек, с учётом анизотропии электропроводности и повышенной диэлектрической проницаемости.

Актуальность

В последнее время в связи с усложнением строения разрабатываемых нефтегазовых коллекторов и технологий их вскрытия увеличивается доля ошибочных заключений о нефтегазосодержании, сделанных на основе анализа данных скважинной электрометрии. Причина этого – в несоответствии методик интерпретации данных измерения и сложности базовых геоэлектрических моделей. Обычно сигналы зондов постоянного и переменного тока представляются в виде трансформации в кажущееся сопротивление ρ_k однородной среды, сигнал в которой равен измеренному. Введение некоторых поправок, приближающих трансформацию к удельному электрическому сопротивлению (УЭС) пласта – с помощью учета влияния раствора в скважине, зоны проникновения, вмещающих пород – корректно только в случае, если эти параметры могут быть точно оценены, а их совместное влияние на сигнал является аддитивным.

Информативные возможности некоторых методов электрометрии определяются физическими ограничениями используемого способа возбуждения среды. Например, по данным методов постоянного тока упрощенная модель радиального распределения УЭС, формирующегося в процессе фильтрации глинистого бурового раствора при вскрытии проницаемого пласта, традиционно представляется двухслойкой: цилиндрической зоной проникновения (зоной, промытой фильтратом бурового раствора с повышенным УЭС по сравнению с пластом) и неизменной частью пласта. Наличие в нефтеводонасыщенном коллекторе еще и окаймляющей зоны (зоны скопления пластовой воды с пониженным УЭС по сравнению с пластом и зоной проникновения) не принималось во внимание из-за отсутствия чувствительности методов постоянного тока (бокового каротажа и бокового каротажного зондирования) к этой зоне пониженного УЭС, несмотря на то, что она известна с середины прошлого века. Метод низкочастотного индукционного каротажа, в силу большого осреднения влияния окружающих пластов, также не позволяет выделять эту зону. Однако с началом измерения методом электромагнитного каротажа (высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование, или ВИКИЗ, и высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование, или ВЭМКЗ) игнорировать наличие окаймляющей зоны при инверсии кривой зондирования стало невозможно.

Следующим фактором, приводящим к ошибкам определения УЭС, является упрощенный подход к интерпретации. Это не только тенденция к абсолютизации трансформаций, но и повсеместный отказ от методик извлечения содержащейся в измеряемых сигналах информации о геоэлектрических параметрах, которые в какой-то момент показались несущественными, но в новых условиях (другие глубина и строение отложений, условия измерения) начинают сильно изменять сигнал. Примером этого является анизотропия УЭС осадочных пород и ее вклад в сигналы градиент-зондов. Методики её оценки по данным БКЗ были разработаны через 2–3 десятка лет после возникновения электрического каротажа, но не были востребованы. Однако с увеличением глубины залегания усиливается и электрическая анизотропия, и контраст УЭС между буровым раствором и породой или между контактирующими пластами, кроме того уменьшаются мощности пластов, которые можно считать однородными, а в этом случае "парадокс анизотропии" перестает выполняться. Решение этой проблемы достигается только на основе инверсии с определением двумерной трансверсально-изотропной геоэлектрической модели.

Давно замечено и статистически подтверждено при измерениях в скважинах на месторождениях Западной Сибири, что определяемое по данным высокочастотного электромагнитного каротажа УЭС пластов оказывается ниже, чем определяемое по данным бокового каротажного зондирования или бокового каротажа, если базовая модель интерпретации характеризуется только одним параметром – УЭС. В непроницаемых пластах значения УЭС понижены по данным зондов ВЭМКЗ, работающим на высоких частотах. В последнем случае исследователями предполагалось наличие измененной прискважинной зоны: в уплотненных отложениях – из-за техногенной трещиноватости, а в низкоомных глинистых отложениях – из-за "разбухания". Но совместный численный анализ данных, одновременно измеренных комплексом методов, часто не подтверждает такие предположения, а приводит к выводу о влиянии на сигналы ВЭМКЗ процессов электрической поляризации геологической среды, которое может быть описано некоторым эффективным значением диэлектрической проницаемости.

Быстрое развитие технологий бурения наклонных и горизонтальных стволов привело к резкому изменению как условий измерения, так и геоэлектрических моделей вскрытого геологического разреза. Привычные зависимости сигналов от УЭС пластов в условиях минерализованных буровых растворов и больших зенитных углов наклона скважины перестают выполняться, и разработанные для вертикальных скважин методики приводят к большим ошибкам при оценке УЭС и эффективной мощности коллекторов. При высокой электропроводности раствора в узкой скважине увеличивается влияние на сигналы ВЭМКЗ эксцентриситета зондов, каверн и трещин на стенке скважины и неровности ее ствола, а при большом диаметре новых ав-

тономных приборов сигналы БКЗ зависят от вытеснения раствора корпусом прибора. Отсутствие зоны проникновения и окаймляющей зоны лишает интерпретаторов одного из явных признаков наличия смешанного насыщения. Наклон зондов относительно геоэлектрических границ приводит к сильным изменениям вида диаграмм. При высокой вариативности электрических параметров геологических пластов и угла наклона затруднено создание обобщенных палеток. Разработаны программные средства моделирования и инверсии сигналов, но для их правильного применения необходимо как теоретическое исследование зависимости сигналов от УЭС и геометрических особенностей модели, так и разработка методических приемов количественной интерпретации для условий наклонных и горизонтальных скважин.

В наклонных скважинах также остаются осложняющими факторами и поляризуемость среды, и анизотропия УЭС. И если теоретических и практических предпосылок для введения анизотропии диэлектрической проницаемости пока нет, то анизотропия УЭС в наклонной скважине проявляется в данных всех методов электрометрии, изменяя распределение электромагнитного поля даже в мощных однородных пластах. Численные исследования влияния анизотропии на сигналы ВЭМКЗ и БКЗ в наклонных скважинах только начаты, весьма ресурсоемки и проводятся с целью выявления основных особенностей сигналов и их зависимости от параметров некоторых типичных моделей.

Исходя из вышесказанного, сегодня необходима разработка новых способов количественной интерпретации, основанных:

- на совместном анализе как откликов, возбуждаемых в среде постоянным и переменным электрическим полем, так и разных характеристик сигнала одного метода (зонды разной длины, разности фаз и отношения амплитуд в электромагнитном каротаже);
- на применении более совершенных программно-алгоритмических средств расчета сигналов в геоэлектрических моделях, соответствующих по сложности строению геологических разрезов и условиям измерения (небольшие мощности пластов по отношению к длинам зондов, высокий контраст УЭС на цилиндрических и горизонтальных границах, объемная и поверхностная поляризация, анизотропия УЭС, наличие измененных при бурении прискважинных зон, реальные размеры и формы сечения и траектории скважины, размеры и положение каротажного прибора и его измерительных элементов, эксцентриситет каротажного зонда);
- на построении единой геоэлектрической модели с расширенным комплексом электрофизических параметров, объясняющей поведение всех измеренных сигналов комплекса методов электрометрии.

Цель исследования – повысить достоверность и информативность количественной интерпретации сигналов БКЗ и ВЭМКЗ в нефтяных скважинах на основе построения согласованной геоэлектрической модели с применением:

- двумерной инверсии сигналов БКЗ в вертикальных скважинах с учётом электрической анизотропии;
- совместной инверсии сигналов БКЗ и ВЭМКЗ в вертикальных скважинах с определением удельного электрического сопротивления (УЭС) и диэлектрической проницаемости (ДП);
- инверсии сигналов ВЭМКЗ в субгоризонтальных скважинах, совместной инверсии сигналов БКЗ и ВЭМКЗ с учётом электрической анизотропии.

Научные задачи – разработать и обосновать комплекс методических приёмов количественной интерпретации сигналов БКЗ и ВЭМКЗ с учётом условий в скважине, её наклона и конструктивных особенностей аппаратуры для определения электрофизических свойств терригенных отложений:

- анизотропии УЭС по сигналам БКЗ в вертикальных скважинах при несоответствии зон проникновения, полученных в изотропных моделях из данных БКЗ и ВЭМКЗ;
- диэлектрической проницаемости и её частотной дисперсии по сигналам ВЭМКЗ в вертикальных скважинах с предварительным построением резистивной модели по данным БКЗ;
- УЭС отложений в результате инверсии сигналов ВЭМКЗ в субгоризонтальных скважинах, а также их электрической анизотропии по сигналам ВЭМКЗ и БКЗ.

Фактический материал, методы и программно-алгоритмические средства

Основной метод исследования – анализ результатов численного моделирования сигналов БКЗ и ВЭМКЗ (значений кажущегося сопротивления для градиент-зондов, разности фаз и отношения амплитуд и их трансформаций для зондов ВЭМКЗ) в сравнении с практическими данными из вертикальных, наклонных и горизонтальных нефтяных скважин месторождений Западной Сибири.

Численное моделирование и инверсия выполнялись с использованием верифицированных программ, разработанных сотрудниками Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (Л.А. Табаровский, В.П. Соколов, М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, А.Б. Черяука, С.В. Мартаков, И.Н. Ельцов, Э.П. Шурина, И.В. Суролина, О.В. Нечаев, В.Н. Глинских и др.) на основе полученных ими теоретических результатов. Верификация программ осуществляется перекрестным сравнением результатов расчета (программы на основе разных вычислительных алгоритмов) и сравнением с практическими сигналами, измеренными калиброванной

аппаратурой в разрезе с известными характеристиками. Инверсия сигналов осуществляется на основе как хорошо известных алгоритмов, уже зарекомендовавших себя при решении обратных задач геофизики, так и новых их модификаций. Программы инверсии протестированы на материале из большого числа скважин с разных месторождений Западной Сибири, особенности их применения и полученные геоэлектрические модели отложений представлены на многих российских и зарубежных конференциях и в многочисленных статьях.

При численном моделировании используются значения модельных параметров, характеризующих геологические отложения (геометрические и электрофизические параметры пластов и цилиндрических измененных зон), установленные по многочисленным данным комплекса методов ГИС из вертикальных и наклонных скважин, и модельных параметров, описывающих условия измерения (УЭС бурового раствора, диаметр и траектория скважины, характерный размер неровности ее стенки, диаметр и эксцентриситет прибора), которые соответствуют типичным вертикальным, наклонным и субгоризонтальным скважинам в Западной Сибири.

Выводы базируются на результатах сравнительного анализа рассчитанных сигналов и практических данных, измеренных и предоставленных специалистами компаний "Сургутнефтегаз", Нижневартовскнефтегеофизика", "Ноябрьскнефтегеофизика" и НПП ГА "Луч" более чем в 100 вертикальных скважинах и более чем в 30 скважинах с горизонтальным завершением в Западной Сибири, включающих данные ВЭМКЗ (ВИКИЗ), БКЗ, бокового каротажа (БК), кавернометрии, гамма-каротажа (ГК), нейтронного каротажа (ННКт), потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) и др.

Практические данные БКЗ и ВЭМКЗ измерены калиброванной и сертифицированной каротажной аппаратурой К1А-723М (Научно-производственное объединение "ГЕОПРОМ", г. Уфа); ВИКИЗ, "Алмаз", новой серии СКЛ (СКЛ-76, СКЛ-102, СКЛ-160), ВИК-ПБ (Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры "Луч", г. Новосибирск). Пятизондовая модификация аппаратуры электромагнитного каротажа, высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), в 1997 году включена Государственной комиссией по запасам Министерства природных ресурсов Российской Федерации в основной комплекс методов геофизических исследований скважин при изучении терригенных разрезов Западной Сибири.

Защищаемые научные результаты

1. Методические приёмы количественной интерпретации сигналов БКЗ в вертикальных скважинах с определением УЭС терригенных отложений и его анизотропии на основе двумерной инверсии. Анизотропные глинистые пласты выявляются по фиктивной прискважинной зоне повышенного (БКЗ) и пониженного (ВЭМКЗ) УЭС.

2. Методические приёмы количественной интерпретации сигналов ВЭМКЗ в вертикальных скважинах с определением ДП терригенных отложений на основе инверсии с предварительным построением резистивной модели по данным БКЗ. Получены оценки ДП пород глинистых покрышек и баженовской свиты, зависящие от частоты в диапазоне 0.875–14.0 МГц.

3. Методические приёмы количественной интерпретации низкочастотных сигналов ВЭМКЗ в субгоризонтальных скважинах с определением УЭС терригенных отложений на основе инверсии в горизонтально-слоистой модели и электрической анизотропии при изменяющемся зенитном угле или по комплексу данных БКЗ и ВЭМКЗ.

Научная новизна и личный вклад

Разработаны, теоретически и экспериментально обоснованы методические приёмы совместной интерпретации одновременно измеренных в скважинах сигналов БКЗ и ВЭМКЗ, в том числе для количественного определения электрической анизотропии и диэлектрической проницаемости.

1. Определение анизотропии УЭС в вертикальных скважинах по сигналам БКЗ (с учётом ВЭМКЗ) базируется на следующих принципах:

- чувствительности сигналов БКЗ достаточно для определения горизонтального и вертикального УЭС;
- идентификация анизотропных интервалов проводится по фиктивной прискважинной зоне в рамках изотропной модели;
- в стартовой геоэлектрической модели значение вертикального УЭС оценивается по соотношению значений УЭС пласта и фиктивной прискважинной зоны в изотропной модели.

2. При оценке ДП и её частотной дисперсии по сигналам ВЭМКЗ и БКЗ в вертикальных скважинах установлено, что:

- определение ДП следует проводить путём инверсии пластовых значений сигналов;
- интервалы с проявлением электрической поляризации определяются по превышению значений УЭС по данным БКЗ над значениями УЭС по данным ВЭМКЗ;
- при совместной инверсии сигналов БКЗ и ВЭМКЗ резистивная модель строится по данным БКЗ, ДП определяется по данным ВЭМКЗ.

3. При построении геоэлектрической модели осадочных отложений по сигналам ВЭМКЗ в субгоризонтальных скважинах:

- для инверсии низкочастотных сигналов применяется расчет сигнала наклонного зонда в горизонтально-слоистой модели;
- с использованием инверсии разности фаз и отношения амплитуд определяются толщины и УЭС пластов, соответствующие вертикальному распределению нефтенасыщения в коллекторе;
- электрическая анизотропия пласта оценивается: при инверсии данных ВЭМКЗ в интервале с изменяющимся зенитным углом; по УЭС изотропных моделей, построенных по данным БКЗ и ВЭМКЗ;
- субвертикальные неоднородности выделяются по данным БКЗ.

Теоретическая и практическая значимость

Построение согласованной геоэлектрической модели увеличивает достоверность и сужает диапазон неоднозначности УЭС пластов-коллекторов с уточнением подсчётных параметров (пористости, флюидонасыщения и эффективных толщин).

Введением модели с расширенным набором электрических параметров (с анизотропией УЭС и диэлектрической проницаемостью) устраняется кажущееся противоречие между сигналами ВЭМКЗ и БКЗ.

Для пластов с толщиной, меньшей длины зондов удается определить УЭС и его анизотропию, а также диэлектрическую проницаемость и её частотную дисперсию, что существенно увеличивает информативность комплекса электрических и электромагнитных методов ГИС.

По результатам инверсии измеренных аппаратурой СКЛ сигналов БКЗ определена анизотропия УЭС, а по сигналам ВЭМКЗ получены оценки ДП и определена её зависимость от частоты в диапазоне от 875 кГц до 14 МГц на интервалах глинистых покрышек и баженовской свиты, что дополняет базу известных электрофизических свойств этих отложений.

Оценка горизонтального и вертикального УЭС позволяет определить эффективную толщину коллектора, а также УЭС проницаемых прослоев, что повышает достоверность заключения о типе флюидонасыщения. Выявление участков субгоризонтальных скважин, вскрывших отложения с сильной электрической анизотропией, позволяет локализовать интервалы, потенциально опасные для проведения гидроразрыва.

По результатам анализа сигналов ВЭМКЗ в субгоризонтальных скважинах, пересекающих кровлю коллектора или приближающихся к его границам, выявлены их особенности, которые при традиционной интерпретации могут привести к ошибочному заключению о повышенном нефтесодержании в исследуемых интервалах.

Полученные научные результаты используются в ИНГГ СО РАН и в НПП ГА «Луч» для интерпретации данных исследования в вертикальных, наклонных и субгоризонтальных скважинах и в курсе лекций для студентов ГГФ НГУ и специалистов-интерпретаторов треста "Сургут-нефтегеофизика", входят в отчёты по договорам с производственными организациями (Сургут-нефтегаз, Нижневартовскнефтегеофизика, Ноябрьскнефтегеофизика и НПП ГА "Луч").

Степень достоверности результатов

Высокая степень достоверности численных результатов определяется использованием надежных программно-алгоритмических средств решения прямых задач электрического и электромагнитного каротажа, которые прошли тщательную верификацию, многократное тестирование на внутреннюю сходимость, многократное сравнение с данными, измеренными в физических моделях сред и в нефтяных вертикальных и субгоризонтальных скважинах. Приемы коррекции влияния бурового раствора, эксцентриситета прибора, неровности стенки и ствола скважины прошли проверку на практических данных. Коэффициенты анизотропии УЭС глинистых отложений, полученные с применением предложенных способов в вертикальных и горизонтальных скважинах, близки между собой. Зависимость ДП от частоты в диапазоне от 875 кГц до 14 МГц аналогична полученным независимо при лабораторных исследованиях керна и водосодержащих смесей твердых компонентов горных пород. Результаты опубликованы, а также неоднократно обсуждались и получили одобрение специалистов на научно-практических конференциях.

Надежность тестирования на практических материалах обеспечивается представительностью используемых в работе данных комплекса геофизических исследований в открытом стволе вертикальных, сильнонаклонных и субгоризонтальных скважин, высокой точностью лабораторного тестирования отдельных электронных узлов аппаратуры ВЭМКЗ и последующей ее калибровки в тестовых физических моделях электропроводящей среды, а также многолетнего опыта использования разных модификаций аппаратуры при исследовании разрезов Западной Сибири и обширной базы накопленных данных.

Апробация работы и публикации

Выносимые на защиту результаты изложены в 26 рецензируемых публикациях, в том числе в 19 статьях, опубликованных в 6 рецензируемых научных журналах, рекомендованных перечнем ВАК (Бурение и нефть – 1, Геология и геофизика – 2, Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – 1, Геология нефти и газа – 1, Каротажник – 12, Нефтяное хозяйство – 2).

Материалы работы представлены на научных и научно-практических конференциях и семинарах.

Международные конференции: 5th SEGJ International Symposium - Imaging Technology (Tokyo, Japan, 2001); The 19th International Workshop on Electromagnetic Induction in the Earth (Beijing, China, 2008); "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых" "Гео-Сибирь" (Новосибирск, 2008, 2009, 2012–2016); "Тюмень–2009" (Тюмень, 2009); "Актуальные проблемы электромагнитных зондирующих систем" (Киев, Украина, 2009, 2012); EAGE "Санкт-Петербург–2010. К новым открытиям через интеграцию геонаук" (Санкт-Петербург, 2010); Китайско-российский симпозиум по промышленной геофизике (Уфа, 2010; Иркутск, 2012); ENGII Conferences "International Conference on Geology and Geophysics" (Beijing, China, 2013); "Тюмень 2013: Новые геотехнологии для старых провинций" EAGE (Тюмень, 2013); 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition "Geosciences – Investing in the Future" (Санкт-Петербург, 2010, 2014); 2nd International Conference Dedicated to Mudrocks "GeoShale–2014: Recent Advances in Geology of Fine-Grained Sediments" (Warsaw, Poland, 2014); "Тюмень 2015: Глубокие горизонты науки и недр" (Тюмень, 2015); EAGE Conference and Exhibition "Earth Science for Energy and Environment" (Madrid, Spain, 2015); "Horizontal Wells. Problems and Prospects 2015" EAGE (Москва, 2015); EAGE Conference and Exhibition "Efficient use of technology – unlocking potential" (Vienna, Austria, 2016); "Геомодель–2016" (Геленджик, 2016); EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2017 (Москва, 2017).

Российские конференции: научно-практическая конференция "Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах" (Новосибирск, 1999); "Уральская молодежная научная школа по геофизике" (Пермь, 2007); "Трофимуковские чтения" (Новосибирск, 2007, 2011, 2013, 2015); "Геофизические исследования в нефтегазовых скважинах – 2011" (Новосибирск, 2011); "Пути развития нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры" (Ханты-Мансийск, 2011, 2012); "Всероссийское литологическое совещание, посвящ. 100-летию со дня рожд. Л.Б. Рухина" (Санкт-Петербург, 2012); "Проблемы геологии и пути их решения при разведке и разработке месторождений нефти и газа в Западной Сибири" (Тюмень, 2012); VI Всероссийская школа-семинар имени М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли "ЭМЗ–2013" (Новосибирск, 2013); "Науки о земле. Современное состояние" (Геологический полигон "Шира", республика Хакасия, 2013, 2015); "Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири" (Новосибирск, 2015); "Сибирская научно-практическая конференция молодых ученых по наукам о Земле" (Новосибирск, 2012, 2014, 2016); "Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности" (Тюмень, 2016).

Благодарности

Проведению исследований способствовало доброжелательное отношение со стороны всех сотрудников лабораторий электромагнитных полей и скважинной геофизики Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Автор благодарен всем коллегам за всестороннюю помощь и внимание к разрабатываемой тематике. Представленные результаты не были бы получены без теоретических и методических достижений Ю.Н. Антонова, Л.А. Табаровского, М.И. Эпова, В.П. Соколова, Ю.А. Дашевского, В.С. Могилатова, В.Н. Глинских; разработанного М.Н. Никитенко, О.В. Нечаевым и И.В. Суроудиной уникального и надежного программного обеспечения численного моделирования; высоконадежных данных каротажа новейшими приборами, разработанными в ННП ГА "Луч" под руководством К.Н. Каюрова, В.Н. Еремина и А.Н. Петрова; системы инверсии данных электрокаротажа, поддерживаемой коллективом под руководством И.Н. Ельцова, А.Ю. Соболева и А.А. Власова; высокого уровня подготовки студентов-геофизиков ГГФ НГУ А.М. Петрова, Е.В. Копытова, Д.А. Литвиченко и аспирантов А.А. Горбатенко и В.С. Аржанцева, участвовавших в решении научных задач; содержательных обсуждений физических аспектов работы с А.К. Манштейном, Е.Ю. Антоновым и Г.В. Нестеровой; а также без консультаций по оформлению диссертации и документов Н.Н. Неведровой и В.И. Самойловой.

Представленное исследование оформилось как тематически связанная научная работа благодаря профессиональной и дружеской поддержке д.т.н., профессора, академика РАН М.И. Эпова, замечания и советы которого трудно переоценить.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения, содержит 357 страниц текста, в том числе 166 рисунков и библиографию из 357 наименований.

Глава 1

ОСОБЕННОСТИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СИГНАЛОВ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. МЕТОДЫ, АППАРАТУРА И ФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЯ

Практические данные БКЗ и ВЭМКЗ измерены в вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах Западной Сибири специалистами российских геофизических компаний. При довольно обширном доступном каротажном материале в нем часто отсутствуют данные, необходимые для достоверной количественной интерпретации сигналов электрометрии. Также не всегда предоставляется и геологическая информация об отложениях. Поэтому для представленного исследования практические материалы отбирались по принципу надежности и необходимой комплектности, после проверки их кондиционности и дополнительного уточнения у специалистов необходимой информации.

Основой количественной интерпретации в представленной работе является численное моделирование сигналов БКЗ и ВЭМКЗ. Расчеты проводятся для ряда типичных моделей геологических отложений, геоэлектрические параметры которых характеризуют геологические отложения (геометрические и электрические параметры пластов и цилиндрических измененных зон) и установлены по многочисленным данным комплекса методов ГИС из вертикальных и наклонных скважин месторождений Западной Сибири. Вторая группа модельных параметров описывает условия измерения (УЭС бурового раствора, диаметр и траектория скважины, характерный размер неровности ее стенки, диаметр и эксцентриситет прибора), которые соответствуют типичным условиям вскрытия коллекторов вертикальными, наклонными и горизонтальными скважинами.

Численное моделирование выполняется с использованием верифицированных программ, разработанных на основе теоретических результатов, полученных в разные годы сотрудниками Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (Л.А. Табаровский, 1975¹, 1977²; М.И. Эпов, 1979³; А. Cheryauka, М. Епов, М. Nikitenko, 1996⁴; С.В. Мартаков,

¹ Табаровский Л.А. Применение метода интегральных уравнений в задачах геоэлектрики / Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1975. 139 с.

² Табаровский Л.А., Эпов М.И. Электромагнитные поля гармонических источников в слоисто-анизотропных средах // Геология и геофизика. 1977. № 1. С. 101–109.

³ Эпов М.И. Электромагнитное поле горизонтального магнитного диполя в горизонтально-слоистой анизотропной среде с двумя плоскими границами // Электромагнитные методы исследования скважин: Тр. ИГиГ СО АН СССР. Новосибирск: Наука, 1979. Вып. 442. С. 129–141.

⁴ Cheryauka A., Eпов M., Nikitenko M. High-frequency electromagnetic soundings for boreholes with horizontal completion // 58th EAGE Conf. and Techn. Exhib., Amsterdam, 3–7 June, 1996: Extend. Abstr. Book. Vol. 1. Zeist, 1996. P. P170.

М.И. Эпов, 1998 ⁵; А.Б. Черяука, М.И. Эпов, 1998 ⁶; С.В. Мартаков, М.И. Эпов, 1999 ⁷; И.В. Суродина, М.И. Эпов, С.В. Мартаков, 2004 ⁸; Н.В. Орловская, Э.П. Шурина, М.И. Эпов, 2006 ⁹; М.В. Пузанов, Э.П. Шурина, М.И. Эпов, 2006 ¹⁰, М.И. Эпов, Э.П. Шурина, О.В. Нечаев, 2007 ¹¹; Е.П. Курочкина, О.Н. Соболева, М.И. Эпов, 2007 ¹²; В.Н. Глинских, М.И. Эпов, И.Б. Лабути, 2008 ¹³; I. Labutin, I. Surodina, 2013 ¹⁴; М.И. Эпов и др., 2015 ¹⁵). Инверсия сигналов осуществляется на основе как хорошо известных алгоритмов, уже зарекомендовавших себя при решении обратных задач геофизики, так и новых их модификаций. Программы инверсии протестированы на материале из большого числа скважин с разных месторождений Западной Сибири (Л.А. Табаровский, М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, 1989 ¹⁶; М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, 1993 ¹⁷; А.Б. Черяука, М.И. Эпов, 1998 ¹⁸; И.Н. Ельцов и др., 2000 ¹⁹; Технология..., 2000 ²⁰; М.И. Эпов, В.Н.

⁵ Мартаков С.В., Эпов М.И. Синтетические диаграммы ВИКИЗ в трехмерных моделях: анализ и основные особенности // Сост. и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа : Мат. науч.-практ. конф. Новосибирск, НИЦ ОИГГиМ СО РАН., 1998. С. 19–23.

⁶ Черяука А.Б., Эпов М.И. Применение метода интегральных уравнений в высокочастотном электромагнитном каротаже скважин // Тр. Третьего Сибирского Конгр. по Прикладной и Индустриальной математике (ИНПРИМ-98), Изд. ИМ СО РАН. Новосибирск., 1998.

⁷ Мартаков С.В., Эпов М.И. Прямые двумерные задачи электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 1999. Т. 40, № 2. С. 249–254.

⁸ Суродина И.В., Эпов М.И., Мартаков С.В. 3D моделирование гармонических электромагнитных полей для задач каротажа в наклонно-горизонтальных скважинах // Международная конф. по вычислительной математике МКВМ-2004, 21–25 июня 2004 г. Академгородок, Новосибирск : Тр. конф., ч. 2, 2004. С. 699–703.

⁹ Орловская Н.В., Шурина Э.П., Эпов М.И. Моделирование электромагнитных полей в среде с анизотропной электропроводностью // Вычислительные технологии, 2006. Т. 11, № 3. С. 99–116.

¹⁰ Пузанов М.В., Шурина Э.П., Эпов М.И. Моделирование нестационарного электромагнитного поля методом векторных конечных элементов с использованием декомпозиции области // Вычислительные технологии, 2006. Т. 11, № 6. С. 104–117.

¹¹ Эпов М.И., Шурина Э.П., Нечаев О.В. Прямое трехмерное моделирование векторного поля для задач электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 2007. Т. 48, № 9. С. 989–995.

¹² Курочкина Е.П., Соболева О.Н. Эпов М.И. Электрический каротаж в многомасштабной среде с логарифмически нормальной электропроводностью // Геология и геофизика, 2007. Т. 48, № 10. С. 1096–1104.

¹³ Глинских В.Н., Эпов М.И., Лабути И.Б. Моделирование диаграмм электромагнитного каротажа на графических процессорах // Вычислительные технологии, 2008. Т. 13, № 6. С. 50–60.

¹⁴ Labutin I.B., Surodina I.V. Algorithm for Sparse Approximate Inverse Preconditioners in Conjugate Gradient Method // Reliable Computing, 2013. Vol. 19. P. 120–126.

¹⁵ Эпов М.И., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н., Еремин В.Н. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовых скважин // Геология и геофизика, 2015. Т. 56, № 8. С. 1520–1529.

¹⁶ Табаровский Л.А., Эпов М.И., Никитенко М.Н. Решение обратной задачи ВИКИЗ для цилиндрически-слоистой среды. Деп. ВИНТИ 30.01.89, № 1164-B89. 17 с.

¹⁷ Эпов М.И., Никитенко М.Н. Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований // Геология и геофизика, 1993. № 2. С. 124–130.

¹⁸ Черяука А.Б., Эпов М.И. Многомерная обратная задача ВИКИЗ и реконструкция электромагнитного изображения // Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа: Мат. науч.-практ. конф. Новосибирск: НИЦ ОИГГиМ СО РАН, 1998. С. 30–32.

¹⁹ Ельцов И.Н., Эпов М.И., Ульянов В.Н., Никитенко М.Н., Соболев А.Ю., Пестерев А.М. Анализ и инверсия каротажных диаграмм в системе МФС ВИКИЗ–98 // Каротажник, 2000. Вып. 74. С. 70–84.

²⁰ Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. Новосибирск: НИЦ ОИГГиМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000. 121 с.

Глинских, 2005²¹; М.И. Эпов и др., 2005²²; В.Н. Глинских, М.И. Эпов, 2006²³; М.И. Эпов, В.Н. Глинских, 2006²⁴; М.И. Эпов и др., 2010²⁵; В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов, 2013²⁶²⁷; О.В. Нечаев, М.И. Эпов, 2013²⁸; М.И. Эпов и др., 2015¹⁵).

1.1. Геофизические методы исследования и особенности аппаратуры

Каротажные материалы, представленные в работе, получены в основном в скважинах на территории Западной Сибири сотрудниками треста "Сургутнефтегеофизика", ОАО "Когалым-нефтегеофизика", Нижневартовскгеофизика, Новатэк, Роснефть и др. Значительная их часть измерена приборами Научно-производственного предприятия геофизической аппаратуры "Луч" (НПП ГА "Луч", г. Новосибирск) и передана для первичного анализа и экспертизы. Для сравнения они дополняются данными, полученными приборами других производителей. Также привлекается априорная информация о разрезах, заключения о свойствах коллекторов, основанные на данных ГИС и, в некоторых случаях, сведения о полученных притоках.

Численно анализируются данные двух методов скважинной электрметрии: бокового каротажного зондирования (БКЗ) и высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ). Опыт применения первого из них исчисляется девятью десятками лет (начиная с самых первых работ Шлюмберже по электрметрии в скважинах), и он в основном развивается и применяется на территории бывшего СССР. Второй метод разработан в 90-е годы прошлого века с созданием в Институте геологии и геофизики СО РАН прибора ВИКИЗ, а далее его се-

²¹ Эпов М.И., Глинских В.Н. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия. Новосибирск: Академическое изд-во Гео, 2005. 98 с.

²² Эпов М.И., Ельцов И.Н., Лаврентьев М.М., Авдеев А.В., Горбенко Н.И. Быстродействующие алгоритмы обработки данных электромагнитного каротажа нефтяных скважин // Технологии ТЭК, 2005. № 2. С. 99–105.

²³ Глинских В.Н., Эпов М.И. Двумерная реконструкция геоэлектрического изображения по данным высокочастотного электромагнитного каротажа // Каротажник, 2006. Вып. 147. С. 58–68.

²⁴ Эпов М.И., Глинских В.Н. Алгоритм инверсии диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажа при описании электропроводности среды непрерывными функциями // Технологии ТЭК, 2006. № 1. С. 24–28.

²⁵ Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Петров А.Н., Сухорукова К.В., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro // Бурение и нефть, 2010. № 2. С. 16–19.

²⁶ Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах // Геология и геофизика, 2013. № 11. С. 1803–1813.

²⁷ Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И. Линеаризованные решения двумерных прямой и обратной задач высокочастотного электромагнитного каротажа в проводящих средах с учетом токов смещения // Геология и геофизика, 2013. № 12. С. 1942–1951.

²⁸ Нечаев О.В., Эпов М.И. Использование модифицированного алгоритма DIRECT для решения обратной задачи БКЗ // Материалы VI Всероссийской школы-семинара им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ-2013 [Электронное издание] / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2013. URL: <http://ems2013.ipgg.sbras.ru>, свободный. <http://emf.ru/ems2013/section1/Нечаев.pdf>.

рийным производством в НПП ГА "Луч". Широкое распространение метода определяется удачным выбором конструктивных параметров, в первую очередь, частотного диапазона и измеряемых характеристик электромагнитного отклика от среды.

В работе для построения адекватных строению разреза геоэлектрических моделей на уровне качественного анализа используются все доступные данные других геофизических методов, таких как потенциал самополяризации (ПС) и радиоактивный каротаж (интегральной гамма-активности ГК, нейтронный НКТ, плотностной ГТКп), а также боковой каротаж (БК, фокусирующий, 3-электродный), редко – микрокаротаж и акустический каротаж. Количественная интерпретация данных электрометрии практически невозможна без данных об электропроводности заполняющего скважину бурового раствора (резистивиметрии) и информации о сечении и диаметре скважины (кавернометрии и профилометрии).

Большой практический опыт геофизических организаций, предоставивших материалы, тщательная калибровка зондов производителями аппаратуры и статистически подтвержденные особенности измеренных во многих десятках скважин сигналов обеспечивают высокую достоверность практического каротажного материала.

1.1.1. Боковое каротажное зондирование

При боковом каротажном зондировании измерения проводятся на постоянном токе комплексом градиент-зондов разной длины. Принятое обозначение используемых в последнее время градиент-зондов: А0.2М0.1N, А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М1.0N, А8.0М1.0N, N0.5М2.0А. Обозначение отражает устройство зонда. В зондах, обозначение которых начинается с буквы А, токовый электрод А располагается сверху, пара приемных электродов М и N – внизу, числа между буквами – расстояние в метрах между соответствующими электродами. Расположение электродов в зонде N0.5М2.0А обратное, токовый электрод А расположен внизу. Набор зондов зависит от типа аппаратуры: в варианте размещения электродов на кабеле – это зонды А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М1.0N, А8.0М1.0N, N0.5М2.0А (широко распространенная аппаратура К1А-723М, выпускается НПФ "Геофизика"); в кабельном варианте аппаратуры СКЛ-76 (выпускается НПП ГА "Луч") – А0.2М0.1N, А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М1.0N, N0.5М2.0А. В отличие от кабельного в автономном варианте аппаратуры СКЛ может отсутствовать зонд А4.0М1.0N, в варианте использования при шаблонировании – зонд А0.2М0.1N.

Измеряемая зондом разность потенциалов делится на стекающий с токового электрода ток; результат, умноженный на коэффициент зонда, называется кажущимся сопротивлением и соответствует удельному электрическому сопротивлению (УЭС) однородной среды в предположении точечных размеров электродов. Традиционно кажущееся сопротивление обозначается

КС. Эта же аббревиатура практически обозначает сигнал именно градиент-зондов в геологической литературе: "зонды КС", "данные КС" и т.п. Здесь для обозначения трансформации сигналов разных зондов в кажущееся удельное электрическое сопротивление используется обозначение ρ_k , чтобы избавиться от традиционной коннотации с методом БКЗ.

Точкой записи для несимметричных градиент-зондов принято считать середину отрезка между измерительными электродами. Точечное приближение для размеров электродов применимо, когда электроды размещены на достаточно тонком каротажном кабеле (прибор К1А-723М). В аппаратуре серии СКЛ электроды размещены на жестком изолирующем корпусе диаметром от 76 до 160 мм.

Кондиционность измерений устанавливается общепринятым способом по сигналам градиент-зондов на интервале мощных непроницаемых пластов анализом кривой зондирования (сигналы зондов в зависимости от их длины). Обычно при анализе практических данных относительная погрешность измерения оценивается как 10 %, и в этой оценке суммируется возможное влияние всех параметров, которые трудно определить отдельно друг от друга: систематическая и случайная составляющие аппаратурной погрешности, погрешность определения УЭС бурового раствора, диаметр скважины. Относительная аппаратурная погрешность производителями аппаратуры оценивается по-разному, например:

$$\pm 5 + 20/\rho_k (\%);$$

$\pm [4 + 0,005(\rho_v/\rho_{изм} - 1)] (\%)$, где ρ_v – верхняя граница диапазона измерения УЭС, $\rho_v = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ для зонда А0.4М0.1N и $\rho_v = 2000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ для остальных зондов (модуль бокового каротажного зондирования и бокового каротажа МАГИС-БКЗ+БК, производитель НПФ "Геофизика", г. Уфа, <http://www.npf-geofizika.ru>);

$\pm [4 + 0,005(\rho_v/\rho_{изм} - 1)] (\%)$, где $\rho_v = 5000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ для всех зондов (прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М, производитель АО НПФ "Геофизика");

$\pm [3 + 0,05(\rho_v/\rho_{изм} - 1)] (\%)$, где $\rho_v = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ для А0.4М0.1N, $\rho_v = 5000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ для остальных зондов (прибор бокового каротажного зондирования К1А-723-МИН, производитель НПФ "Геофизика");

$\pm [2.5 + 0.04(\rho_v/\rho_k - 1)] (\%)$, где $\rho_v = 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ для А0.4М0.1N, $\rho_v = 5000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ для остальных зондов (прибор электрического каротажа ЭК, производитель "Нефтегазгеофизика", г. Тверь, <http://www.karotazh.ru>).

Например, для $\rho_k = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ относительная аппаратурная погрешность составляет ± 5.2 , ± 4.1 , ± 4.25 , $\pm 5.5 \%$, соответственно. Однако производителями аппаратуры не указывается, ка-

ким образом получены приводимые ими формулы, возможно, что их вид поддерживается соответствующим традиционному, а коэффициенты меняются в связи с конъюнктурным завышением заявляемого верхнего предела измерения.

Калибровка аппаратуры БКЗ как единого целого в физических моделях не проводится, потому что для имитации простейшей однородной среды необходимы размеры модели, в 3–4 раза превышающие длину градиент-зондов, а использование моделей меньшего размера требует проведения точного и весьма ресурсоемкого численного моделирования сигналов, результаты которого трудно верифицировать.

1.1.2. Высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование

Аппаратурный модуль высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования включает 5 (ВИКИЗ) или 9 (ВЭМКЗ) зондов длиной от 0.5 до 2.0 м, диапазон рабочих частот 0.875–14.000 МГц (таблица 1.1), состоящих из соосных генераторной катушки и пары приемных (см. *Технология ...*, 2000²⁰, с. 17–20). Генераторная катушка расположена сверху. Каждый зонд измеряет на одной частоте разность фаз $\Delta\varphi$ (ВИКИЗ, ВЭМКЗ) или разность фаз и отношение амплитуд A_2/A_1 (аппаратура СКЛ) э.д.с. в приёмных катушках. Точкой записи принято положение дальней приёмной катушки.

Обозначение зондов – DF05, ..., DF20, где число обозначает в дециметрах длину зонда – расстояние между генераторной и дальней приёмной катушкой. Пять зондов (DF05, DF07, DF10, DF14, DF20) образуют основную изопараметрическую группу (отношение расстояния между приёмными катушками к длине зонда составляет 0.2), которая используется в аппаратуре ВИКИЗ, другие четыре (DF06, DF08, DF11, DF16) – добавлены в аппаратуру ВЭМКЗ (отношение составляет 0.175). После того как в аппаратуру ВЭМКЗ СКЛ было добавлено измерение отношения амплитуд э.д.с. в приёмных катушках, при записи las-файлов для этой величины используется обозначение DA05, ..., DA20, хотя сами зонды обозначаются по-прежнему.

Фокусировка зондирующей установки, предназначенная для подавления прямого поля от генераторной катушки, также компенсирует вклад от близкой к зонду области. При заполнении скважины диаметром 0.124–0.216 м глинистым буровым раствором с УЭС 1–3 Ом·м и положении зонда на оси скважины его сигнал слабо чувствителен к диаметру скважины, УЭС раствора, а также толщине и УЭС прискважинной части среды. Поэтому при восстановлении радиального профиля УЭС ближняя к скважине его часть (обычно внутренняя часть зоны проникновения – промытая зона) не определяется, но вертикальное разрешение в то же время оказывается высоким.

Таблица 1.1 – Параметры зондов ВЭМКЗ

Обозначение зонда	Рабочая частота, Гц	Расстояние между генераторной и дальней приёмной катушками, м	Расстояние между генераторной и ближней приёмной катушками, м
DF05	14000000	0.50	0.4
DF06	7000000	0.57	0.47
DF07	7000000	0.71	0.57
DF08	3500000	0.80	0.66
DF10	3500000	1.00	0.80
DF11	1750000	1.13	0.93
DF14	1750000	1.41	1.13
DF16	875000	1.60	1.32
DF20	875000	2.00	1.60

Кроме давно признанных модификаций ВИКИЗ и ВЭМКЗ с измерением разности фаз в настоящее время используется метод ВЭМКЗ с дополнительным измерением отношения амплитуд, реализованный в аппаратуре СКЛ и ВИК-ПБ (аппаратура, применяемая в процессе бурения; В.Н. Еремин, 2005 ²⁹, 2013 ³⁰). ВЭМКЗ в процессе бурения обеспечивает геонавигационную поддержку проводки горизонтального ствола скважины в продуктивной части коллектора, что отражено в статьях 2014 года коллектива сотрудников ИНГГ и НПП ГА "Луч" ^{31 32 33}.

Относительная погрешность измерения разности фаз составляет 2–4% (*Технология ...*, 2000 ²⁰) в диапазоне разности фаз, соответствующем среднему диапазону УЭС пластов (4–50 Ом·м). Позже была предложена модель абсолютной погрешности измерения, основанная на анализе метрологических данных:

$$\Delta\Delta\varphi^{\circ} = 0.3^{\circ} + 0.01 \left[2.6 + 20 \frac{\rho_k}{\rho_{\text{макс}}} \right] \Delta\varphi_{\text{изм}}^{\circ},$$

²⁹ Еремин В.Н. Прибор высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения // Геофизический вестник, 2005. №1. С. 12–17.

³⁰ Еремин В.Н., Волканин Ю.М., Тарасов А.В. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник, 2013. № 4. С. 62–69.

³¹ Nikitenko M.N., Epov M.I., Glinskikh V.N., Suhorukova K.V., Eremin V.N. Development of LWD High-frequency Resistivity Tool [Электронный ресурс] // Proceedings 6th Saint Petersburg International Conference and Exhibition 2014 Geosciences Investing in the Future. Saint Petersburg, Russia, 7–10 April 2014. P. Th D 05.

³² Каюров К.Н., Еремин В.Н., Эпов М.И., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения // Нефтяное хозяйство, 2014. № 12. С. 112–115.

³³ Эпов М.И., Никитенко М.Н., Сухорукова К.В., Глинских В.Н., Еремин В.Н., Горбатенко А.А., Павлова М.А. Сигналы электромагнитного каротажа в процессе бурения и их численная инверсия // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014. № 3. С. 49–55.

где $\Delta\varphi_{\text{изм}}$ — измеренная разность фаз, ρ_k — соответствующее этой разности фаз кажущееся сопротивление по однородной среде, $\rho_{\text{макс}} = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Эта модель была использована при работе по договорам с трестом "Сургутнефтегеофизика" разработчиками аппаратуры (В.Н. Еремин и др.). В соответствии с этой формулой максимальная абсолютная погрешность измерения разности фаз в среде с УЭС $2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ($\Delta\varphi = 28.3^\circ$) составит 1.1° , в среде с УЭС $20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ($\Delta\varphi = 6.9^\circ$) — 0.8° , в среде с УЭС $200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ($\Delta\varphi = 1.1^\circ$) — 0.5° и далее с ростом УЭС до $2000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ уменьшается до 0.3° . При этом калибровка зондов проводится как в непроводящем пространстве (воздухе), так и в модели однородной среды (специальном баке с электролитом) с УЭС $1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, поэтому и нулевые, и большие (41°) значения разности фаз измеряются с большей точностью. Температурный дрейф приборов ВИКИЗ, изготовленных на старой элементной базе (1994–2000 гг.) находится в диапазоне $\pm 0.3^\circ$ с близким к нормальному распределением и исследуется для каждого зонда каждого прибора (С.С. Жмаев, А.Ю. Соболев, 1999³⁴). Требования к качеству материалов, прописанные в инструкции по эксплуатации и отраженные в методическом пособии (*Технология ...*, 2000²⁰): отклонение "нуль-сигнала" и "стандарт-сигнала" от номинальных значений не должно превышать 0.2° ; отклонение основной и повторной записей от их средних арифметических значений $\overline{\Delta\varphi}$ не должно превышать значения $\pm(0.2^\circ + 0.03 \overline{\Delta\varphi})$.

Погрешность измерения A_2/A_1 недостаточно исследована, производители аппаратуры принимают значение 0.05 для максимального значения абсолютной погрешности, которое большей частью определяется особенностями процесса нормировки измеренного в скважине значения на значение, измеренное "в воздухе", что дает систематическую составляющую, которая может быть существенно уменьшена корректировкой значений в опорных пластах.

1.1.3. Аппаратурные комплексы СКЛ с одновременным измерением сигналов БКЗ и ВЭМКЗ

В последнее десятилетие для исследования сложнопостроенных коллекторов в НПП ГА "Луч" (г. Новосибирск) разработана серия аппаратурных комплексов СКЛ в вариантах на кабеле и автономном. Конструктивные особенности прибора, примеры сигналов и их численной обработки отражены в публикациях коллектива специалистов под научным руководством М.И. Эпова

³⁴ Жмаев С.С., Соболев А.Ю. Статистический анализ характеристик зондов ВИКИЗ // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах: Материалы науч.-практ. конф. "Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин", 27–30 сентября 1999 г., Новосибирск. Новосибирск: Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГТМ, 1999. С. 242–244.

(например, в статьях 2010²⁵ и 2015³⁵ гг.). В одной связке представлен набор геофизических методов (электрический и электромагнитный каротаж, резистивиметрия, потенциал самополяризации, гамма-, гамма-плотностной и нейтронный каротаж, термометрия, инклинометрия). В результате его применения уменьшается число спускоподъемных операций и исключается необходимость взаимной увязки сигналов по глубине. Серийная аппаратура СКЛ применяется с 2010 г. в Широтном Приобье для исследования в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. В зависимости от скважинных условий используются следующие разновидности аппаратуры: СКЛ-76 – для измерений на кабеле в скважинах диаметром 0.216 м; СКЛ-102 – автономная аппаратура для измерений на трубах в наклонных скважинах-врезках и горизонтальных стволах диаметром 0.124 м; СКЛ-160 – автономная аппаратура для измерений на трубах при шаблонировании открытого ствола в скважинах диаметром 0.220 м. Комплексы работают как в пресном глинистом буровом растворе с УЭС 0.5–5 Ом·м в вертикальных скважинах, так и в минерализованном биополимерном с УЭС 0.02–0.5 Ом·м в наклонных и горизонтальных стволах.

Высокая детальность исследования пространственного распределения УЭС в разных геоэлектрических условиях обеспечивается совместным использованием методов БКЗ и ВЭМКЗ. Радиальный профиль УЭС определяется с большей точностью по комплексу одновременно измеренных данных БКЗ и ВЭМКЗ, чем по данным каждого метода в отдельности (М. Еров, I. Yeltsov, A. Kashevarov 2004³⁶, те же и др., 2004³⁷). По разности фаз и отношению амплитуд ВЭМКЗ оценивается кажущаяся относительная диэлектрическая проницаемость ϵ_k пород (М.И. Эпов и др., 2010²⁵, К.В. Сухорукова, М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, 2013³⁸). Использование набора данных электрометрии уменьшает неоднозначность интерпретации в областях с высоким электрическим контрастом.

Высокая точность измерения и стабильность работы аппаратуры контролируется предприятием-изготовителем при лабораторном тестировании отдельных узлов, калибровкой готового

³⁵ Каюров К.Н., Еремин В.Н., Петров А.Н., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н., Аржанцев В.С. Аппаратурный комплекс СКЛ для каротажа в нефтегазовых скважинах и его интерпретационная база // Нефтяное хозяйство, 2015. № 9. С. 38–43.

³⁶ Еров М., Yeltsov I., Kashevarov A. Integrated Resistivity and Invasion Model of Invaded Zone // Petrophysics, 2004. № 2. Р. 198.

³⁷ Эпов М.И., Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Соболев А.Ю., Ульянов В.Н. Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования // Геология и геофизика, 2004. № 8. С. 1033–1044.

³⁸ Сухорукова К.В., Эпов М.И., Никитенко М.Н. Диэлектрическая проницаемость терригенных пород Западной Сибири по данным высокочастотного электромагнитного каротажа // Материалы VI Всеросс. школы-семинара им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ–2013 [Электронное издание] / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2013. URL: http://emf.ru/ems2013/section4/Сухорукова_Эпов_Никитенко.pdf.

прибора и исследованием его метрологических характеристик. Прибор комплектуется специальными портативными устройствами для поверки в процессе использования. Заявляемая НПП ГА "Луч" погрешность измерения УЭС пластов не превышает (%): для ВЭМКЗ $\pm(3+10\rho_{\text{изм}}/\rho_{\text{в}})$, где $\rho_{\text{в}}=200$ Ом·м; для зондов БК ± 5 ; для зондов БКЗ $\pm(2,5+0,004(\rho_{\text{изм}}/\rho_{\text{в}}-1))$, где $\rho_{\text{в}}=5000$ Ом·м.

Размещение электродов градиент-зондов на корпусе с конечным диаметром (0.076, 0.102 и 0.160 м), с одной стороны, делает необходимым расчёт сигналов с учётом вытеснения корпусом части бурового раствора, особенно при высоком контрасте значений УЭС раствора и окружающих пород. С другой стороны, большой диаметр корпуса по отношению к диаметру скважины приводит к меньшей зависимости сигналов ВЭМКЗ от смещения зондов с оси скважины.

Кондиционность данных БКЗ, ВЭМКЗ и резистивиметрии проверяется путем анализа кривых зондирования, измеренных на мощных интервалах однородных глин. Проверка выполняется с использованием автоматизированной системы численной инверсии EMF Pro, разработанной в ИНГТ СО РАН, базовой моделью среды в которой является цилиндрически-слоистая. Для численного моделирования в этой системе используются численно-аналитические алгоритмы и программы, разработанные в разные годы (ВЭМКЗ – Эпов, Никитенко, 1989–2000; БКЗ – Борисов, Могилатов, Никитенко, 2006), инверсия сигналов осуществляется путём минимизации функции невязки методом Нелдера-Мида.

Измеренные данные и их трансформации обеспечивают расчленение разреза и оценку электрофизических свойств даже при визуальной интерпретации. Фрагмент практических диаграмм сигналов 5 основных зондов ВЭМКЗ, их трансформаций, а также ГК, НКТ и БКЗ в песчано-глинистом разрезе показан на рисунке 1.1 в виде рабочего окна программы EMF Pro. Диаграммы разности фаз ($\Delta\varphi$) более дифференцированы по глубине, чем диаграммы отношения амплитуд (A_2/A_1). Это особенно заметно в интервалах проницаемых пород (например, в верхнем – 2884–2900 м), где отмечается также значительное расхождение сигналов для обеих характеристик, что является признаком наличия зоны проникновения. Также диаграммы $\Delta\varphi$ лучше отражают тонкие высокоомные пласты (2932–2934, 2938–2939 и 2941–2942 м), поскольку много меньше расходятся между собой, чем диаграммы A_2/A_1 .

Диаграммы трансформаций $\rho_{\text{к}}$ показывают значения УЭС однородной среды, при которых сигналы зондов совпадают с измеренными. Диаграммы значений $\rho_{\text{к}}$, рассчитанных по $\Delta\varphi$ (трансформация $\rho_{\text{к}}^{\Delta\varphi}$, обычно используемая для визуализации сигналов ВИКИЗ и ВЭМКЗ) и совместно по $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 ($\rho_{\text{к}}^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$), отражают указанные выше особенности диаграмм измеряемых сигналов. Трансформация $\rho_{\text{к}}^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$ для длинных зондов (DF14, DF16, DF20, синий и черный цвета) более сглажена в области плотных высокоомных пластов, чем $\rho_{\text{к}}^{\Delta\varphi}$, что приводит к расхождению

значений зондов разной длины и может быть принято за признак проницаемости пласта. В радиальном направлении трансформация $\rho_k^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$ в пласте глин оказывается менее дифференцированной: для коротких зондов (DF05, DF06, DF07, красный и зеленый цвета) значение $\rho_k^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$ меньше, чем $\rho_k^{\Delta\varphi}$, а значения для остальных зондов ближе между собой, чем значения $\rho_k^{\Delta\varphi}$.

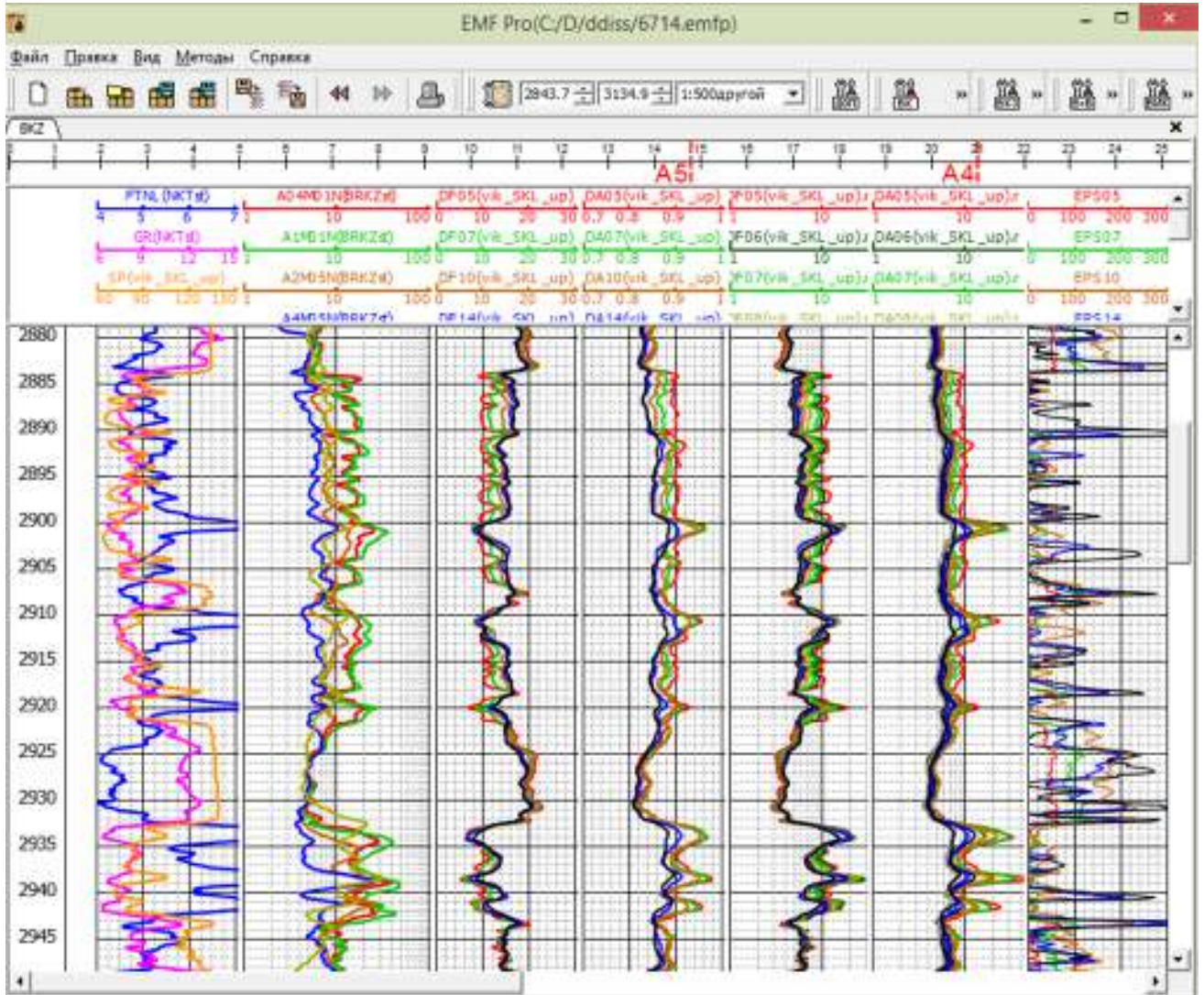


Рисунок 1.1 – Рабочее окно программы EMF Pro. Слева направо: практические диаграммы ГК и ННКТ, БКЗ, ВЭМКЗ $\Delta\varphi$, A_2/A_1 ; далее: диаграммы кажущегося сопротивления $\rho_k^{\Delta\varphi}$, $\rho_k^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$ и кажущейся относительной диэлектрической проницаемости $\epsilon_k^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$. Диаграммы $\Delta\varphi$, A_2/A_1 и ϵ_k приведены для зондов основной изопараметрической группы

Дополнительное измерение отношения амплитуд позволяет повысить надежность оценки УЭС и толщин цилиндрических слоев, а также строить трансформацию $\epsilon_k^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$ в кажущуюся относительную диэлектрическую проницаемость (ОДП), которая зависит от литологии, микроструктуры порового пространства и типа насыщения пласта. Анализ пространственной чувствительности зондов ВЭМКЗ (В.Н. Глинских, М.И. Эпов, 2005²¹) показывает, что при определении

значений УЭС по относительным амплитудам область среды, влияющая на сигнал, менее локальна, чем при определении по разностям фаз, а при определении ОДП – наоборот, более локальна. Поэтому для оценки УЭС измененной зоны и пласта небольшой толщины предпочтительны разности фаз $\Delta\varphi$. Оценка ОДП проводится по комплексу $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 (М.Н. Никитенко, М.И. Эпов, 2008³⁹). Также величина A_2/A_1 характеризуется меньшей разрешающей способностью к прискважинной области, поэтому на неё меньше влияет эксцентриситет зонда. Диаграмма $\varepsilon_k^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$ отражает частотную дисперсию в глинистых отложениях (2921–2932 м) и низкие значения в песчаных породах.

1.2. Программное обеспечение количественной интерпретации

Количественная интерпретация данных скважинной электрометрии базируется на численном моделировании электрических и электромагнитных сигналов с оценкой их чувствительности к модельным параметрам. Подбор параметров геоэлектрической модели по практическим данным осуществляется численной инверсией с определением параметров модели и оценкой погрешности.

1.2.1. Алгоритмы и программы численного моделирования

Для численного моделирования электромагнитных полей, наблюдаемых в сложнопостроенных отложениях осадочных разрезов, используются программы, основанные на численно-аналитических алгоритмах, векторном методе конечных элементов, методе конечных разностей и приближенных подходах, разработанные в разное время сотрудниками ИНГГ СО РАН (Л.А. Табаровский, 1975–1977^{1 2}; М.И. Эпов, 1979³; М.И. Эпов с соавторами: М.Н. Никитенко, А.Б. Черяукой, С.В. Мартаковым, И.В. Суродиной, Э.П. Шуриной, О.В. Нечаевым 1996–2013^{4–12 14}, В.Н. Глинских 2006–2013^{13 21 23 26 27}, В.С. Могилатовым 2006⁴⁰ и др).

Численно-аналитические алгоритмы

При вычислении сигналов зонда ВЭМКЗ используется цилиндрически-слоистая геоэлектрическая модель, которая состоит из n электрически изотропных пластов, разделенных коаксиальными границами $r = r_j$ ($j = 1, \dots, n-1$). Каждый из пластов характеризуется своими значениями УЭС ρ_j и ОДП ε_j ($j = 1, \dots, n$). Внутренним слоем является скважина с раствором, внешним – неиз-

³⁹ Никитенко М.Н. Эпов М.И. Измерение относительной амплитуды магнитного поля зонами ВИКИЗ // Каротажник, 2008. № 9 (174). С. 21–35.

⁴⁰ Фролов В.Х., Эпов М.И., Могилатов В.С., Борисов Г.А. К обоснованию электрических фокусирующих каротажных зондирований // Геология и геофизика, 2006. Т. 47, № 2. С. 292–300.

мененная проникновением бурового раствора часть пласта. Источник и приёмник считаются точечными, при необходимости учесть конечный диаметр корпуса прибора вводится дополнительный внутренний изолирующий слой соответствующего радиуса. Число цилиндрических зон, аппроксимирующих радиальный профиль УЭС, в наиболее часто используемой модификации программы ALVIK равно 12 (в системах автоматизированной инверсии не более 8). Численное моделирование основано на теоретических результатах, полученных Л.А. Табаровским и М.И. Эповым (1979⁴¹, 1989¹⁶), и включает расчёт значений разности фаз и отношения амплитуд, измеряемых трёхкатушечным зондом ВЭМКЗ, а также билогарифмических производных измеряемых характеристик по параметрам модели, что позволяет оценивать доверительный интервал их значений.

Программа ALVIK прошла многолетнее и многократное тестирование другими программными средствами и является базовой для систем автоматизированной инверсии МФС ВИКИЗ и EMF Pro. ALVIK применяется для моделирования сигналов зондов в пласте, толщина которого не менее длины зонда. Условия применимости существенно зависят от отношения значений УЭС пласта и вмещающих его пород. Так, влияние вмещающих пород с более высоким УЭС на сигнал в пласте низкого УЭС много меньше, чем в обратной модели, при типичных УЭС для нефтегазонасыщенного пласта (более 50 Ом·м) в глинах (4–8 Ом·м) (Технология ..., 2000²⁰). Например, при типичных УЭС газонасыщенного пласта 100 Ом·м и глин 4 Ом·м толщина пласта должна превышать полторы длины низкочастотного зонда (более 3 м), чтобы его УЭС могло быть оценено по кривой зондирования с относительной погрешностью около 10 %.

Программа ЕссV применяется для моделирования сигналов зондов ВЭМКЗ, расположенных на стенке скважины в пласте с УЭС и ДП в дипольном приближении. Автор М.Н. Никитенко.

При вычислении сигналов зондов БКЗ цилиндрически-слоистая геоэлектрическая модель также состоит из n электрически изотропных пластов, разделенных коаксиальными границами $r = r_j$ ($j = 1, \dots, n-1$). Каждый из пластов характеризуется своим значением УЭС ρ_j ($j = 1, \dots, n$). Внутренний слой – скважина с буровым раствором. Токовый и измерительные электроды считаются точечными. При необходимости можно учесть конечный диаметр корпуса прибора пересчётом УЭС в скважине в эквивалентное с учётом вытеснения части раствора. Число цилиндрических зон, аппроксимирующих радиальный профиль УЭС, в модификации программы, используемой в системе автоматизированной инверсии EMF Pro, равно 8.

⁴¹ Табаровский Л.А., Эпов М.И. Геометрическая и частотная фокусировка при изучении анизотропных пластов // Электромагнитные методы исследования скважин. Новосибирск: Наука, 1979. С. 67–129.

Численное моделирование сигналов БКЗ основано на алгоритме, описанном в статье В.Х. Фролова, М.И. Эпова, В.С. Могилатова, Г.А. Борисова (2006⁴⁰), и включает расчёт разности потенциалов в точках расположения измерительных электродов при единичном токе с питающего электрода и её пересчет в значение КС. Программа прошла тестирование и является базовой для системы автоматизированной инверсии EMF Pro.

Расчёт сигналов наклонного зонда ВЭМКЗ выполняется в горизонтально-слоистой геоэлектрической модели, которая включает n пластов, разделенных плоскопараллельными границами $z = z_j$ ($j = 1, \dots, n-1$). Каждый из пластов характеризуется своим значением УЭС ρ_j , коэффициентом анизотропии λ_j ($j = 1, \dots, n$). При расчете сигналов ВЭМКЗ задается также значение ОДП ε_j . Численное моделирование сигналов ВЭМКЗ включает расчёт разности фаз и отношения амплитуд э.д.с., измеряемых трёхкатушечными зондами ВЭМКЗ, а также билогарифмических производных измеряемых характеристик по параметрам модели. Решение прямой задачи определения электромагнитного поля произвольного гармонического источника основано на его представлении в виде суперпозиции нормального и аномального полей и преобразовании Фурье по вертикальной координате z (Л.А. Табаровский, 1975¹; М.И. Эпов, 1979³), ортогональной плоским границам. Нормальные поля описываются аналитическими выражениями, аномальные представляются в виде однократных интегралов по пространственной переменной (интегралы Фурье–Бесселя). Для расчёта в горизонтально-слоистой среде полной матрицы э.д.с. и её производных в ИНГГ СО РАН созданы базовые процедуры (М.И. Эпов, А.Б. Черяука, В.С. Могилатов, М.Н. Никитенко, 1996^{4 42}; 2014⁴³). В разных модификациях программы задается резистивная модель (VikMag), анизотропная резистивная модель (VikMag_anizo) и модель с ДП (VikMag_eps).

Для расчета сигналов зонда ВЭМКЗ, расположенного перпендикулярно границам горизонтально-слоистой геоэлектрической модели, используется программа NGSL (М.И. Эпов, М.Н. Никитенко). В пластах задаются параметры ρ_j , ε_j и относительная магнитная проницаемость μ_j .

Численное моделирование сигналов наклонных градиент-зондов с учетом скважины и измененных проникновением зон на основе интегрального уравнения, полученного Л.А. Табаровским и Ю.А. Дашевским в 1976⁴⁴ и 1979⁴⁵ гг., реализовано для ограниченного ряда моделей. Для быстрого расчёта сигналов используется модель горизонтально-слоистой среды без сква-

⁴² Эпов М.И., Cheryauka A.B., Sukhorukova K.V. Modelling High-Frequency EM Tool Signals for Boreholes with Horizontal Completion // 13th Workshop on Electromagnetic Induction in the Earth, Hokkaido, Japan, 1996. P. 157–159.

⁴³ Могилатов В.С. Импульсная геоэлектрика. Новосибирск: Изд. НГУ, 2014. – 182 с.

⁴⁴ Табаровский Л.А., Дашевский Ю.А. Решение задачи бокового каротажного зондирования в наклонных скважинах методом интегральных уравнений // Геология и геофизика, 1976. № 7. С. 70–79.

⁴⁵ Табаровский Л.А., Дашевский Ю.А. Боковое каротажное зондирование в наклонных скважинах // Электромагнитные методы исследования скважин. Новосибирск: Наука, 1979. С. 67–129.

жины, но в этой модели сигналы БКЗ отличаются особенностями, отсутствующими в сигналах, как рассчитанных с учетом скважины, так и измеренных в скважинах. Такой подход применяется с исследовательской целью для быстрого анализа данных СКЛ в субгоризонтальных интервалах (М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, 2016 ⁴⁶).

Конечно-разностные алгоритмы

Варианты алгоритмов расчёта сигналов БКЗ и ВЭМКЗ методом конечных разностей также базируются на осесимметричной модели и модели с наклонной скважиной, при этом плоские границы пластов предполагаются горизонтальными. В каждом пласте может быть цилиндрическая зона проникновения со своим УЭС. В осесимметричном варианте и варианте с горизонтальной скважиной для расчёта сигналов БКЗ предусмотрен учёт анизотропии УЭС.

Конечно-разностные алгоритмы расчёта сигналов БКЗ и ВЭМКЗ и применяемые в работе их программные реализации разрабатываются в ИНГГ СО РАН с 1998 г. С.В. Мартаковым ^{47 7}, далее и в настоящее время – И.В. Суродиной ^{8 14 48 49 50 51}. Программы считают сигналы зондов с реальными размерами их элементов и корпуса прибора, для произвольного расположения прибора в скважине, для периодически повторяющихся симметричных и несимметричных неровностей стенки скважины и синусоидальной или спиралевидной формы её ствола.

Программа `anizo_bkz_2d_rok.exe` рассчитывает сигналы зонда БКЗ в вертикальной скважине, пересекающей горизонтальные анизотропные пласты с коаксиальными измененными зонами. Автор И.В. Суродина.

Программа `vik3s` рассчитывает сигналы зонда ВЭМКЗ в наклонной скважине, пересекающей горизонтальные изотропные пласты с измененными зонами. В пределах горизонтального пласта измененные зоны коаксиальны. Резистивная геоэлектрическая модель. При задании

⁴⁶ Эпов М.И., Никитенко М.Н., Сухорукова К.В., Глинских В.Н. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами // Каротажник, 2016. №2 (вып. 260). С. 64–79.

⁴⁷ Эпов М.И., Мартаков С.В. Анализ глубинности ВИКИЗ на основе двумерного моделирования // Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа: Материалы науч.-практ. конф. Новосибирск: НИЦ ОИГГиМ СО РАН, 1998. С. 32–34.

⁴⁸ Дашевский Ю.А., Эпов М.И., Мартынов А.А., Суродина И.В., Каюров К.Н., Волканин Ю.М. Зонды постоянного тока для оценки электрической анизотропии низкоомных нефтесодержащих коллекторов // Каротажник, 2002. № 98. С. 101–110.

⁴⁹ Суродина И.В. Моделирование диаграмм БКЗ в скважинах с биополимерным раствором // Интерэкспо Гео-Сибирь–2012: VIII Международная конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых" (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). Новосибирск: СГГА, 2012. Т. 1. С. 220–224.

⁵⁰ Суродина И.В., Эпов М.И. Влияние биополимерных буровых растворов на диаграммы высокочастотного электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 2012. Т. 53. № 8. С. 1062–1069.

⁵¹ Суродина И.В., Эпов М.И. Моделирование диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования в скважинах с высокопроводящим раствором // Каротажник, 2013. № 5. С. 60–75.

зонда используется дипольное приближение. Предусмотрен произвольный сдвиг зонда с оси скважины, сечение скважины эллиптическое. Автор И.В. Суродина.

Программа Bkz_3D рассчитывает сигналы градиент-зонда БКЗ в наклонной скважине, пересекающей горизонтальные изотропные пласты с измененными зонами. В пределах горизонтального пласта измененные зоны коаксиальны. Предусмотрен произвольный сдвиг зонда с оси скважины, сечение скважины эллиптическое. Учитывается диаметр корпуса прибора. Автор И.В. Суродина.

Конечно-элементные алгоритмы

Варианты алгоритмов расчёта сигналов БКЗ и ВЭМКЗ методом конечных элементов также базируются на уже описанных выше осесимметричной модели и модели с наклонной скважиной. Алгоритмы и их программные реализации созданы О.В. Нечаевым (в соавторстве с Э.П. Шуриной и М.И. Эповым)^{11 28} и применяются в ИНГГ СО РАН с 2007 г. Высокая точность расчётов обеспечивается тестированием по программам на основе численно-аналитического и конечно-разностного подходов. Возможность аппроксимации конечными элементами практически любой геометрической конфигурации геоэлектрической модели обеспечивает применение программ для расчёта сигналов в наиболее сложных случаях: сдвига зонда с оси скважины на её стенку, конечных размеров прибора, наличия дополнительных проводящих элементов на корпусе, сложной кавернозности стенок скважины, анизотропии УЭС отложений, наклонного пересечения пластов, малой толщины пластов и прочее.

Программа vikiz рассчитывает сигналы ВЭМКЗ в осесимметричной модели среды с учетом корпуса прибора, расположенного на оси скважины круглого сечения. Модель состоит из изотропных областей, разделенных горизонтальными и цилиндрическими границами. Автор О.В. Нечаев.

Программа bkz_anisotrop рассчитывает сигналы БКЗ в осесимметричной модели среды с учетом корпуса прибора и конечных размеров электродов, расположенного на оси скважины круглого сечения. Модель состоит из электрически анизотропных областей, разделенных горизонтальными и цилиндрическими границами.

Программа bkz_sens рассчитывает производные сигналов БКЗ в осесимметричной модели среды с учетом корпуса прибора и конечных размеров электродов, расположенного на оси скважины круглого сечения. Модель состоит из электрически анизотропных областей, разделенных горизонтальными и цилиндрическими границами.

1.2.2. Алгоритмы и программы численной инверсии

Численная инверсия данных ВЭМКЗ и БКЗ представляет собой минимизацию целевой функции невязки, чаще всего – относительного среднеквадратического отклонения измеренных

сигналов от расчетных, с помощью алгоритмов целенаправленного изменения модельных параметров. При небольшом числе параметров используется также полный перебор их значений в заданном диапазоне.

Традиционно невязка определяется следующим образом:

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

Здесь m – число измерений, $f_j^s(\vec{p})$ – модельные значения сигналов (разность фаз и отношение амплитуд для ВЭМКЗ и КС для БКЗ), f_j^e – измеренные значения сигналов, Δ_{rj}, Δ_{sj} – случайная и систематическая составляющие абсолютной погрешности измерения, $\vec{p}$ – вектор модельных параметров (в цилиндрически-слоистой модели это УЭС цилиндрических зон и положение их радиальных границ, в горизонтально-слоистой модели – УЭС пластов, положение их границ и угла их наклона). Решение считается найденным, когда найден минимум невязки. Если невязка меньше единицы, то в среднем сигналы, рассчитанные в результирующей модели, отличаются от измеренных не более чем на среднюю абсолютную погрешность измерения.

1.2.2.1. Целенаправленный подбор

Численная инверсия сигналов ВЭМКЗ и БКЗ в большинстве инверсионных программ основана на нахождении минимума функции невязки методом деформируемых многогранников Нелдера-Мида (Д. Химмельблау, 1975⁵²). Как правило, этим методом быстро выбирается оптимальное направление поиска, что значительно уменьшает минимизируемую функцию уже на первых итерациях. Метод наиболее эффективен, когда число определяемых параметров не превышает шести. Это условие практически всегда соблюдается для цилиндрически-слоистой модели среды при числе цилиндрических слоев в пласте 3–4, а также для горизонтально-слоистой модели с наклонным зондом в случае если на интервале инверсии пересекается одна-две горизонтальные границы (М.И. Эпов и др., 2014³³; А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова, 2016⁵³).

При численной инверсии данных ВИКИЗ (разность фаз, измеряемая 5 зондами) на базе цилиндрически-слоистой модели оптимальный набор параметров состоит из значений УЭС и толщин зон проникновения и окаймляющей и УЭС неизменной проникновением части пласта (всего 5 параметров).

⁵² Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. М.: Мир, 1975. 536 с.

⁵³ Горбатенко А.А., Сухорукова К.В. Электромагнитные зондирования в субгоризонтальных скважинах: возможности геонавигации и численной инверсии // Геология и геофизика, 2016. Т. 57, № 7. С. 1408–1417.

Увеличение набора измеряемых характеристик э.д.с. в модуле ВЭМКЗ аппаратуры СКЛ и тем более комплексирование с данными методов постоянного тока часто приводит к необходимости большего числа зон, а следовательно, к увеличению числа варьируемых параметров. В этом случае для оптимального применения метода можно фиксировать часть параметров, задавая их значение на основе априорной информации и уточняя их последовательно за несколько запусков процедуры инверсии.

1.2.2.2. Полный перебор в пространстве модельных параметров

При ограниченном числе модельных параметров и небольшом времени расчета прямой задачи используется полный перебор значений параметров в заданном диапазоне их изменения. В результате расчета в пространстве параметров определяется поведение функции невязки, при анализе значений которой выделяются все интервалы значений параметров, удовлетворяющих критерию подбора, то есть области эквивалентных моделей. Полный перебор становится все более удобным с развитием вычислительной техники и алгоритмов и позволяет полностью проанализировать области эквивалентности моделей, определяемые погрешностью измерения, особенно когда эти области характеризуются сложной формой в пространстве параметров.

1.2.2.3. Модифицированный метод покоординатного спуска

В программном комплексе автоматизированной инверсии данных БКЗ на базе осесимметричной трансверсально-изотропной модели (разработан О.В. Нечаевым, ИНГГ СО РАН) применяется модифицированный метод покоординатного спуска. Первые опыты работы с алгоритмом показывают устойчивость результатов при определении электрической анизотропии непроницаемых тонкослоистых высокоомных баженовских отложений (К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, А.М. Петров, 2015 ⁵⁴; А.М. Петров, К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, 2016 ⁵⁵) при инверсии данных, измеренных разными приборами, при разном УЭС бурового раствора. Кроме того, определяемые значения горизонтального УЭС подтверждаются данными БК, а модели УЭС для скважин со сходным строением баженовских отложений соответствуют друг другу.

⁵⁴ Сухорукова К.В., Нечаев О.В., Петров А.М. Численная инверсия сигналов бокового каротажного зондирования на основе двумерной анизотропной модели // Интерэкспо ГЕО-Сибирь–2015. XI Междунар. науч. конгр., 13–25 апреля 2015 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": сб. материалов в 3 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2015. Т. 2. С. 259–263.

⁵⁵ Петров А.М., Сухорукова К.В., Нечаев О.В. Определение анизотропии удельного электрического сопротивления высокоомных отложений по данным бокового каротажного зондирования в вертикальных скважинах // Интерэкспо ГЕО-Сибирь–2016. XII Междунар. науч. конгр., 18–22 апреля 2016 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": сб. материалов в 4 т. Т. 1. Новосибирск : СГУГиТ, 2016. С. 229–233.

Метод хорошо работает в условиях большого числа и небольшой толщины пластов модели. Например, в модели баженовских отложений и вмещающих их пород выделяется до 30–50 пластов разной толщины и УЭС, параметры которых подбираются одновременно. Сложность такой постановки определяется пространственными характеристиками градиент-зондов и толщиной пропластков отложений баженовской свиты.

1.2.3.4. Численная обработка сигналов БКЗ и ВЭМКЗ в системе EMF Pro

Большой опыт сотрудников ИНГГ СО РАН в создании алгоритмов решения обратных задач наземной и скважинной геоэлектрики аккумулируется в создании коллективом специалистов под научным руководством И.Н. Ельцова и А.Ю. Соболева программного обеспечения в виде многофункциональной системы численной инверсии данных ВИКИЗ "МФС ВИКИЗ-98" (основные функции приводятся в 1998–2000 гг. в статьях И.Н. Ельцова и др. (1999¹⁹; 2000⁵⁶) и в методическом пособии "*Технология ...*", 2000²⁰), и автоматизированной системы численной инверсии данных ВЭМКЗ и БКЗ EMF Pro, разработанной десятилетием позже (представлена в статьях М.И. Эпова, И.Н. Ельцова, А.Ю. Соболева и др. (2006–2010^{25 57 58}) и развивается в настоящее время в основном А.Ю. Соболевым и А.А. Власовым).

Система EMF Pro для численной инверсии данных БКЗ и ВЭМКЗ в цилиндрически-слоистой модели рассчитана на ввод и визуализацию произвольного числа каротажных записей, представленных в las-формате. Это позволяет одновременно видеть на одном экране данные всех методов каротажа, что облегчает разбиение разреза на пласты и выбор проницаемых интервалов для последующей инверсии данных электрометрии (рисунок 1.2). Если аппаратурой ВЭМКЗ измеряются величины $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 , то кроме трансформации ρ_k рассчитывается также трансформация ε_k – кажущаяся относительная диэлектрическая проницаемость.

Границы пластов в системе могут быть расставлены автоматически по данным ВЭМКЗ и БКЗ с возможностью настройки тонкости разбивки, что применяется при инверсии данных на

⁵⁶ Ельцов И.Н., Эпов М.И., Ульянов В.Н., Никитенко М.Н., Соболев А.Ю., Пестерев А.М. Анализ и инверсия каротажных диаграмм в системе МФС ВИКИЗ-98 // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах: Материалы науч.-практ. конф. "Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин", 27–30 сентября 1999 г., Новосибирск. Новосибирск: Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГГМ, 1999. С. 180–195.

⁵⁷ Авдеев А., Горбенко Н., Ефимов В., Лаврентьев М., Пирогов В., Шустров Н., Власов А., Екимова О., Ельцов И.Н., Соболев А.Ю. Новая высокопроизводительная программная система для комплексной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа // Бурение и нефть, 2006. № 9. С. 22–23.

⁵⁸ Eltsov I.N., Epov M.I., Kayurov K.N., Petrov A.N., Sukhorukova C.V., Sobolev A.Y., Vlasov A.A. New Tool and Programming and Methodological Software of Geophysical Propagation in Well // EAGE Saint Petersburg 2010. 4th Saint Petersburg International Conference and Exhibition (Saint Petersburg, 5–8 April 2010) [Электронный ресурс]. Saint Petersburg, 2010. P. B06.

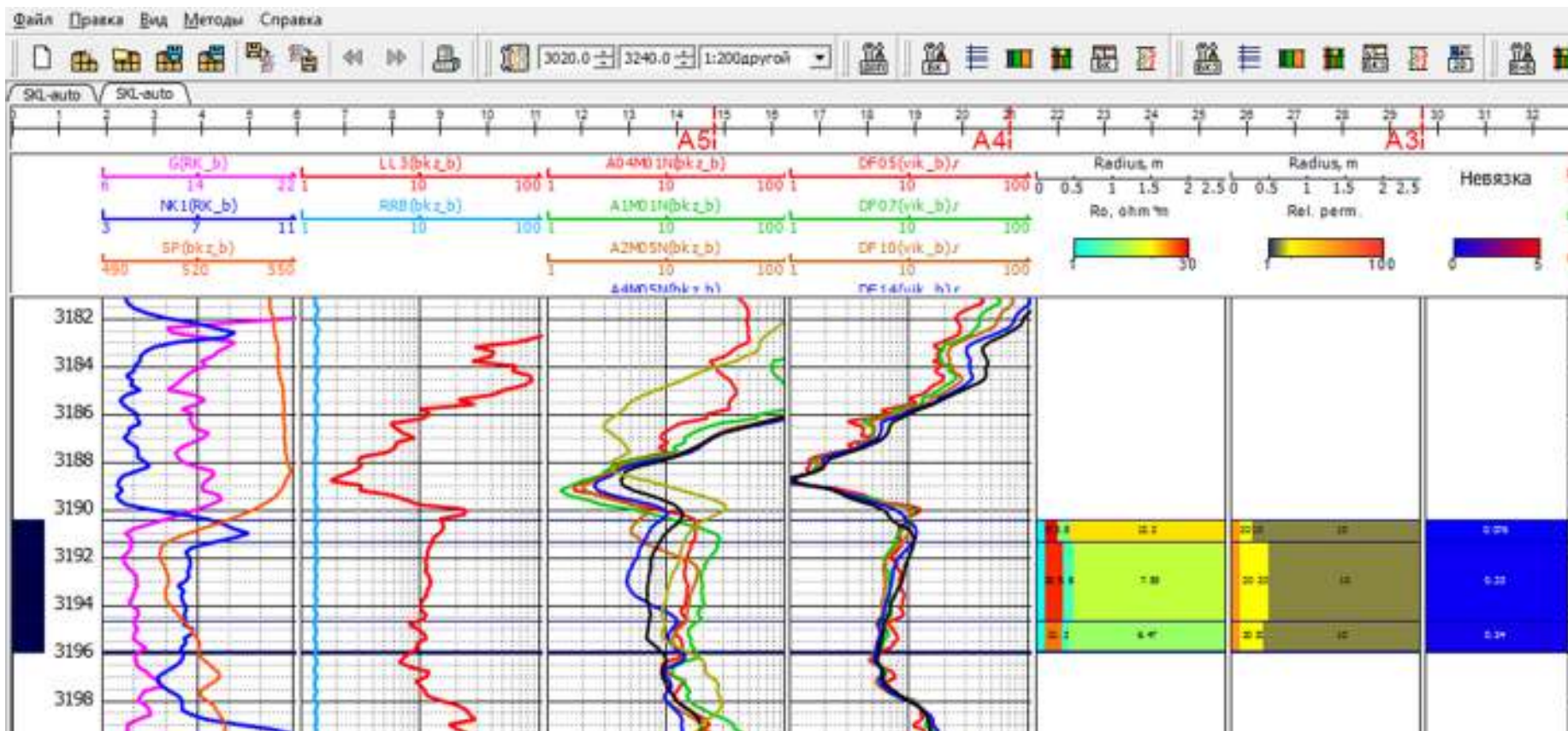


Рисунок 1.2 – Окно системы EMF Pro с диаграммами измеренных сигналов и их трансформаций (Федоровское месторождение). Слева направо: расстояние по скважине (глубина, если скважина вертикальна), данные гамма-каротажа (G) в мкР/ч, нейтронного каротажа (NK1) в у.е., потенциала самополяризации (SP) в мВ; КС в Ом·м: по данным бокового каротажа (LL3); по данным БКЗ (A04M01N и др.); по данным ВЭМКЗ; цветовое представление УЭС (R_o) и ОДП (Rel.perm.) цилиндрически-слоистой модели, определенных поплавовой инверсией по комплексу БКЗ+ВЭМКЗ

протяженных интервалах. Коррекция положения границ, их удаление или добавление возможны в ручном режиме.

В разных типах аппаратуры ВЭМКЗ и БКЗ применяются разные наборы зондов, которые также могут быть отредактированы отключением каких-либо из них. Также изменяются задаваемые по умолчанию УЭС бурового раствора и диаметр скважины.

Основной режим, используемый в работе, – инверсия данных в пласте (попластовая инверсия): на интервале пласта автоматически снимаются отсчёты для каждого зонда ВЭМКЗ и БКЗ, из них собираются кривые зондирования. Снятые пластовые отсчёты при необходимости редактируются. По кривым зондирования строится стартовая модель с определением числа цилиндрических зон и их параметров. Стартовая модель удачно подбирается при явно выраженной форме кривой – если она соответствует непроницаемому пласту, пласту с понижающей или повышающей зоной проникновения (ЗП) или пласту с явно выраженной в сигналах средних зондов ВЭМКЗ окаймляющей зоной (ОЗ). В стартовой модели число цилиндрических зон в проницаемом пласте не превышает 3 (ЗП + ОЗ + неизменный проникновением пласт).

Цилиндрические зоны пласта могут быть добавлены в ручном режиме (число зон не более 7), их УЭС или границы могут быть отредактированы как в таблице, так и на графическом представлении радиального профиля УЭС. Каждый параметр может быть зафиксирован, то есть, не будет изменяться в процессе подбора. При старте инверсии начинается подбор незафиксированных параметров, который заканчивается при достижении ближайшего минимума целевой функции или заданного числа итераций. В последнем случае выбирается модель, обеспечивающая минимальное из перебранных значение целевой функции невязки.

В левой части рабочего окна EMF Pro в режиме попластовой инверсии на интервале нефтеводонасыщенного пласта показываются кривые зондирования ВЭМКЗ (рисунок 1.3 вверху) и БКЗ (внизу). Кривые ВЭМКЗ составлены из значений ρ_k , рассчитанных из измеренных и модельных значений $\Delta\phi$, кривые БКЗ – из измеренных и модельных значений КС. Измерение изображается цветными точками, соединенными черной линией, и вертикальными отрезками, соответствующими погрешности измерения; расчет – цветными точками, соединенными оранжевой пунктирной линией. Справа показаны значения параметров подбираемой геоэлектрической модели в виде таблицы (вверху) и радиального распределения УЭС (внизу).

Справа представлены результаты численного подбора геоэлектрической модели – таблица значений параметров и графическое представление. Модель на рисунке 1.3 представлена четырьмя цилиндрическими слоями – скважиной с буровым раствором, зоной проникновения фильтрата бурового раствора, окаймляющей зоной и неизменной частью пласта. Под радиу-

сом подразумевается внешний радиус, R_o – значение УЭС (ρ), E_{ps} – значение ОДП (ϵ) соответствующей цилиндрической зоны. Знак навесного замка слева от значения параметра в таблице обозначает, что этот параметр фиксирован. При инверсии подбираются те параметры, которые находятся в ячейках с белым полем.

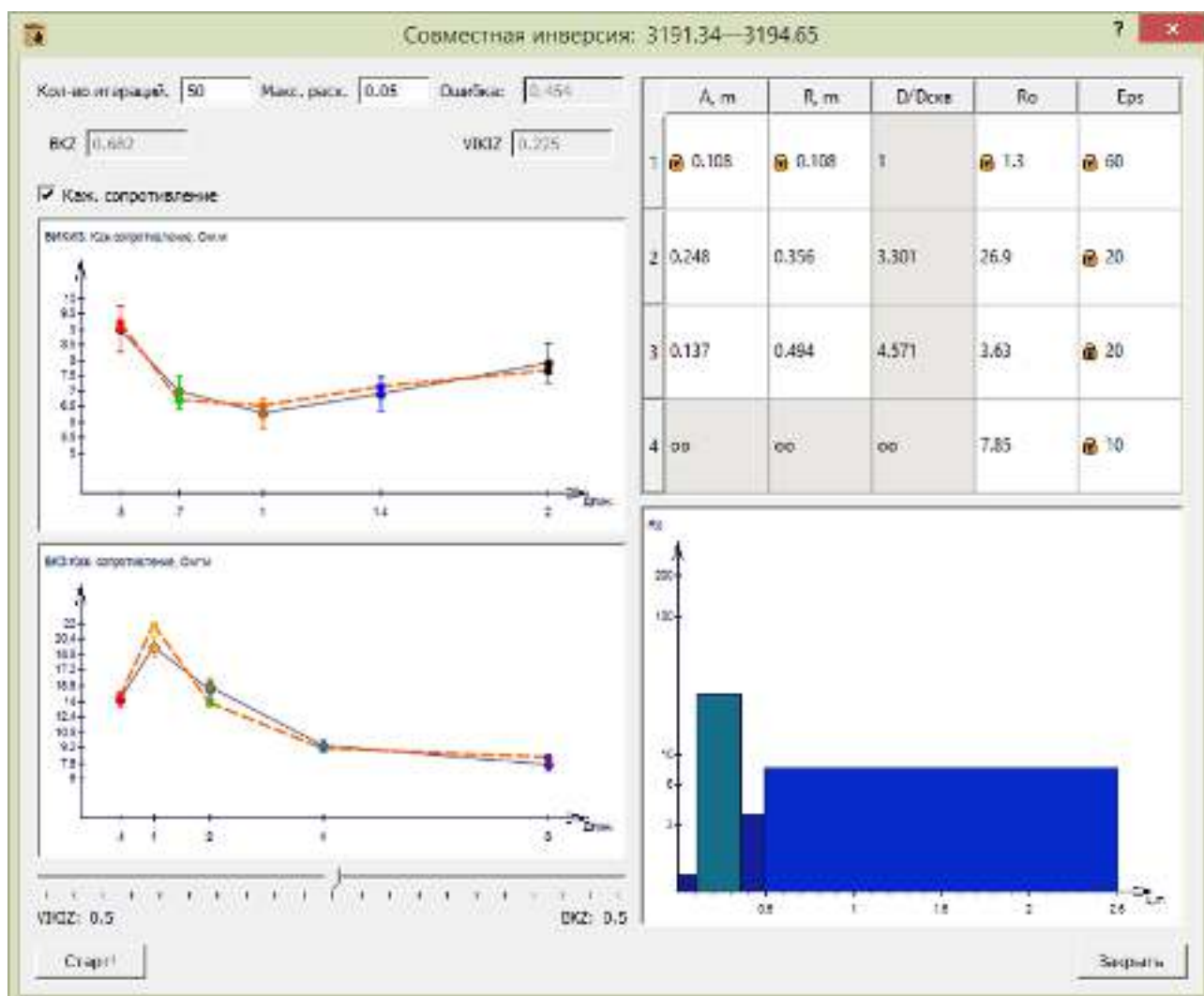


Рисунок 1.3 – Окно попластовой инверсии: геоэлектрическая модель по комплексу БКЗ+ВЭМКЗ в нефтеводонасыщенном песчанике

Далее в работе результаты интерпретации на основе цилиндрически-слоистой модели, полученные в системе EMF Pro, представляются в виде окна попластовой интерпретации или в виде цветовой модели справа от диаграмм, если показывается несколько пластов.

1.2.3.5. Количественная интерпретация сигналов ВЭМКЗ, измеренных в наклонных и горизонтальных скважинах

Программа инверсии разности фаз, измеряемой наклонным зондом ВЭМКЗ, на базе горизонтально-слоистой модели разработана более двух десятилетий назад геофизиками ИНГГ

СО РАН под научным руководством М.И. Эпова (1997⁵⁹; 1998⁶⁰), однако до сих пор является безоболочечным выполняемым модулем. Причина кроется в сложности количественной интерпретации данных, измеренных в наклонных и горизонтальных скважинах. Входными данными являются измеренные значения разности фаз и отношения амплитуд, параметры стартовой модели (положение границ пластов и значения электрофизических параметров) и положение точек измерения (глубина или расстояние по скважине и зенитный угол наклона зонда). Выходные данные: уточненные значения положения границ и зенитного угла и подобранные значения электрофизических параметров. В последней модификации программы набор параметров включает значение УЭС в горизонтальном и вертикальном направлениях. Выбор минимизационного метода деформируемых многогранников Нелдера-Мида накладывает ограничения на число одновременно подбираемых параметров, поэтому горизонтальный ствол скважины перед запуском разбивается на "окна" с пересечением одной-двух границ с возможным наследованием подобранной в предыдущем "окне" модели в качестве стартовой в текущем.

Программа модифицируется в связи с расширяющимися геофизическим исследованиям в процессе бурения и созданием аппаратуры, работающей в диапазоне низких частот ВЭМКЗ и измеряющей те же разность фаз и отношение амплитуд (В.Н. Еремин, 2005²⁹; В.Н. Еремин, Ю.М. Волканин, А.В. Тарасов, 2013³⁰). Добавлена возможность инверсии отношения амплитуд и определение анизотропии УЭС (М.И. Эпов и др., 2015^{15 31 32 33}). Программа успешно используется для инверсии измеренных в горизонтальных скважинах данных.

На том же оптимизационном алгоритме разработана программа инверсии данных БКЗ, однако её использование предполагает предварительное исследование сигналов градиент-зондов в наклонной скважине и их коррекцию (в т.ч. исключение влияния скважины до инверсии).

1.2.3. Функция чувствительности

Измерения, в том числе БКЗ и ВЭМКЗ, проводятся с некоторой погрешностью. Эта погрешность определяется для каротажных приборов в ходе метрологических процедур, и, как правило, в документации приводится зависимость её средних значений от условий измерения. Погрешность измерения, в свою очередь, приводит к неопределенности значения определяе-

⁵⁹ Эпов М.И., Ельцов И.Н., Могилатов В.С., Сухорукова К.В., Мартаков С.В., Никитенко М.Н., Черяука А.Б., Антонов Е.Ю., Соболев А.Ю., Ульянов В.Н. Система компьютерной обработки и интерпретации данных ВИКИЗ, полученных при каротаже вертикальных и горизонтальных скважин // Всеросс. науч.-практ. конф. "Пути повышения эффективности геологической интерпретации геофизических исследований скважин при разведке, эксплуатации и подсчете запасов месторождений нефти и газа Западной Сибири": Тез. докл. Тюмень, 1997. С. 4–5.

⁶⁰ Эпов М.И., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н., Антонов Ю.Н. Особенности высокочастотных индукционных зондирований в скважинах с горизонтальным завершением // Геология и геофизика, 1998. Т. 39. № 5. С. 649–656.

мого инверсией параметра, т.е. погрешности его определения. Погрешность определения параметра модели для заданной системы измерения традиционно оценивается с помощью линейного анализа чувствительности. Исследование чувствительности сигнала зонда к тому или иному набору модельных параметров среды позволяет оптимизировать число элементов инверсионной модели и оценить погрешность определения её параметров.

В простейшем представлении мерой чувствительности η измеряемых сигналов к изменению геоэлектрических параметров являются билогарифмические производные:

$$\eta(p_0, f_0) = \frac{\partial \ln f}{\partial \ln p} = \frac{\partial f}{\partial p} \cdot \frac{p^0}{f^0}.$$

Здесь f – измеряемый сигнал, p – параметр модели (УЭС пластов, положения радиальных или горизонтальных границ, наклона горизонтальных границ); p^0 – значение модельного параметра, f^0 – значение сигнала при $p = p^0$.

Относительные ошибки измерения, например, кажущегося сопротивления, $\delta\rho_k$, и определения параметра p_i в линейном приближении связаны следующим образом:

$$\delta p_i \approx k_{p_i} \cdot \delta\rho_k, \quad k_{p_i} = 1/|\eta_{p_i}|,$$

где k_{p_i} – коэффициент увеличения ошибки при переходе от ρ_k к модельному параметру. Таким образом, функция $|\eta_{p_i}|$ является обратным коэффициентом усиления ошибки. Если для какого-либо параметра $\eta = 1$, а относительная ошибка измерения ρ_k не превышает 10 %, то значение этого параметра может быть определено с относительной погрешностью 10 %.

В основе более сложного алгоритма анализа погрешностей совместного влияния изменения нескольких параметров лежит анализ информационной матрицы системы наблюдения (Т.Б. Яновская, Л.Н. Порохова, 2004 ⁶¹; Л.А. Табаровский, М.И. Эпов, 2006 ⁶²), также основанной на расчёте производных сигнала по параметрам.

1.3. Выбор геоэлектрической модели в зависимости от особенностей строения геологического разреза

В терригенных разрезах Западной Сибири пласты залегают практически горизонтально: отклонение границ от горизонтали не превышает 1–2°, в среднем менее 0.2° (по данным

⁶¹ Яновская Т.Б., Порохова Л.Н. Обратные задачи геофизики. Санкт-Петербургский государственный университет, СПб., 2004. 217 с.

⁶² Табаровский Л.А., Эпов М.И. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов // Геология и геофизика, 2006. Т. 47, № 5. С. 568–578.

Ю.Н. Карогодина, С.В. Ершова, В.С. Сафонова и др., 1996⁶³), большей частью хорошо выдержаны по латерали. Коллекторы характеризуются разным соотношением песчаной и глинистой составляющих, а также изменением содержания нефти и воды от кровли к подошве.

1.3.1. Геоэлектрическая модель терригенного коллектора

Традиционный подход к описанию электрофизических и геометрических параметров терригенных отложений, применяемый при интерпретации данных скважинной геоэлектрики с момента первых каротажей, заключается в построении кусочно-постоянной модели пространственного распределения УЭС. Такой подход является простейшим из возможных, но при этом до сих пор достаточен для описания большей части геоэлектрических моделей при решении практических задач и удобен для теоретического анализа и численного моделирования.

Конечно, считать плоскостью переход между породами с разными электрическими свойствами можно лишь условно, этот переход чаще всего занимает некоторый интервал глубины. Но чаще всего этот интервал пренебрежимо мал по сравнению с шагом дискретизации по глубине каротажных материалов, обычно равным 0.1–0.2 м. В иных случаях может быть применено детальное разбиение на пласты или использована аппроксимация УЭС непрерывными функциями (М.И. Эпов, В.Н. Глинских, 2006²⁴).

В.Н. Дахнов (1959 г.⁶⁴) и С.Д. Пирсон (1961⁶⁵ и 1966⁶⁶ гг.) замечают, что зависимость УЭС от расстояния от стенки скважины (радиальный профиль) при проникновении фильтрата бурового раствора на самом деле непрерывная и аппроксимируется ступенькой для упрощения вычислений, но практически не упоминают об этом после того как рассчитаны палетки с зоной проникновения и разработаны методики количественной интерпретации на основе их применения. D. Jiao, M. Sharma (1992⁶⁷) и D. Allen et al. (1991⁶⁸) исследуют зависимости УЭС от радиального расстояния и предлагают способы упрощенного учёта радиального изменения при расчётах и инверсии данных.

⁶³ Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов и др.; Науч. ред. акад. А. А. Трофимук. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.

⁶⁴ Дахнов В.Н. Промысловая геофизика. Методы промысловой геофизики, аппаратура и оборудование, электрические методы исследования скважин. М: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1959. 697 с.

⁶⁵ Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте : Второе изд. Пер. с англ. М: Гос. науч.-техническое изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1961. 570 с.

⁶⁶ Пирсон С.Д. Справочник по интерпретации данных каротажа. М: Недра, 1966 г. 416 с.

⁶⁷ Jiao D., Sharma M. An Experimental Investigation Of The Resistivity Profile In The Flushed Zone // The Log Analyst, 1992. Vol. 33, Iss. 02. P. 145–154.

⁶⁸ Allen D. et al. Invasion Revisited // Oilfield Review, Jul. 1991. P. 10–23.

Многими исследователями особое внимание уделяется окаймляющей зоне (ОЗ), то есть зоне скопления минерализованной пластовой воды, возникающей при бурении в нефтеводонасыщенном коллекторе между фронтами вытесненной нефти и внедряющегося фильтрата бурового раствора. Ее введение и исследование потребовалось для объяснения разницы значений УЭС, рассчитываемых по сигналам разных зондов электрометрии, например, комплекса зондов ИК разной длины и частоты и малоглубинного зонда БК. Существование ОЗ и непрерывность радиального профиля УЭС подтверждают лабораторными экспериментами W.M. Campbell, J.L. Martin (1954 г.⁶⁹) и M. Gondhouin, A. Heim (1964 г.⁷⁰). Аппроксимация профиля УЭС при расчетах сигналов и интерпретации измеренных данных в работах J.H. Moran et al. (1962⁷¹), J.L. Dumanoir, M.P. Tixier, M. Martin (1957⁷²), D.F. Allen, S.J. Jacobsen (1987⁷³), J.M. Singer, T.D. Barber (1988⁷⁴), S. Broussard (1989⁷⁵) и др. также ступенчатая.

Поскольку аппроксимация УЭС зоны проникновения одной ступенькой не всегда достаточна, при совместном подборе сигналов ВЭМКЗ (ВИКИЗ) и БКЗ применяется дополнительное разбиение на несколько ступенек (А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов, М.И. Эпов (2003 г.)⁷⁶. С каждой ступенькой на два или более параметра увеличивается число варьируемых переменных, что усложняет процесс инверсии, поэтому разбиение должно быть оптимальным для решаемой задачи. Подробное разбиение используется в методике оценки фильтрационно-емкостных параметров коллектора с применением гидродинамического моделирования, при которой тип радиального распределения УЭС определяется при расчете фильтрационных процессов и сравнивается с полученным при инверсии данных электрокаротажа (И.Н. Ельцов, А.А. Кашеваров, Г.В.

⁶⁹ Campbell W.M., Martin J.L. Displacement Logging – A New Exploratory Tool // Petroleum Transactions, AIME, 1955. V. 204. P. 233–239.

⁷⁰ Gondhouin M., Heim A. Experimentally Determined Resistivity Profiles in Invaded Water and Oil Sands for Linear Flows // Journal of Petroleum Technology, №16. 1964. P. 337–348.

⁷¹ Moran J.H., Hoyle W., Finklea E.E., Dumanoir J.L. A progress report on machine interpretation of well logs // SPWLA 3rd Annual Meeting, May 17–18, 1962. Pap. I. 27 p.

⁷² Dumanoir J.L., Tixier M.P., Martin M. Interpretation of the Induction-Electrical Log in Fresh Mud // Petroleum Transactions, AIME, 1957. V. 210., P. 202–217.

⁷³ Allen D.F., Jacobsen S.J. Resistivity profiling with a multifrequency induction sonde // SPWLA 28 Annual Logging Symposium, June 29–July 2, 1987. Pap. F. 25 p.

⁷⁴ Singer J.M., Barber T.D. The effect of transition zones on the response of induction logs // SPWLA 29th Annual Logging Symposium, June 5–8, 1988. Pap. L. 13 p.

⁷⁵ Broussard S. The Annulus Effect // Oilfield Review, 1989. V.37, No.1. P. 41–47.

⁷⁶ Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин // ПМТФ, 2003. Т. 44, № 6. С. 148–157.

Нестерова, М.И. Эпов и др. 2002⁷⁷, 2004⁷⁸, 2008⁷⁹, 2011⁸⁰, 2012⁸¹). Или в усложненной методике с учетом возможного изменения механических свойств околоскважинной зоны в результате вскрытия скважиной, развиваемой в последнее время теми же авторами совместно с Л.А. Назаровой, Л.А. Назаровым (2012⁸²; 2014⁸³), В.В. Шелухиным (2012⁸⁴).

Кроме кусочно-однородной аппроксимации развиваются и подходы с описанием распределения УЭС непрерывными функциями как в радиальном, так и в вертикальном направлении (например, в работах Ю.Н. Антонова и В.Г. Буркова (1979⁸⁵); М.И. Эпова и В.Н. Глинских (2006²⁴, 2009⁸⁶); О.А. Екимовой, А.Ю. Соболева, И.Н. Ельцова (2008⁸⁷), однако в силу нетрадиционности они массово не используются.

Здесь, как и в других работах, при инверсии используется минимальное число кусочно-постоянных радиальных зон, такое, чтобы наилучшим образом описать особенности сигналов. В коллекторе, насыщенном только пластовой водой, модель обычно выбирается трехслойной: скважина, зона проникновения (ЗП), неизменная проникновением фильтрата бурового раствора часть пласта. При бурении на глинистом растворе УЭС ЗП является самым высоким в модели. В коллекторе, насыщенном преимущественно нефтью, модель включает те же зоны, при этом наиболее высоким УЭС характеризуется неизменная часть пласта.

⁷⁷ Epov M., Yeltsov I., Kashevarov A., Sobolev A., Ulyanov V. Time evolution of the near borehole zone in sandstone reservoir from the data of repeated high-frequency electromagnetic logging // SPWLA 43rd annual logging symposium, 2002. Paper ZZ. 10 p.

⁷⁸ Ельцов И.Н., Эпов М.И., Кашеваров А.А. Комплексная геоэлектрическая и гидродинамическая модель зоны проникновения // Геофизический вестник, 2004. № 4. С. 13–19.

⁷⁹ Нестерова Г.В., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н. Моделирование проникновения сильнопроводящего бурового раствора в пласт // Каротажник, 2008. № 9 (174). С. 45–60.

⁸⁰ Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А. Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах // Геология и геофизика, 2011. Т. 52, № 6. С. 852–861.

⁸¹ Ельцов И.Н., Нестерова Г.В., Кашеваров А.А. Моделирование зоны проникновения при использовании буровых растворов на водной и нефтяной основе // Прикладная механика и техническая физика, 2012. Т. 4. С. 97–104.

⁸² Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А., Нестерова Г.В., Эпов М.И. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения // Доклады РАН, 2012. № 6. С. 677–680.

⁸³ Ельцов И.Н., Назарова Л.А., Назаров Л.А., Нестерова Г.В., Соболев А.Ю., Эпов М.И. Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений // Геология и геофизика, 2014. № 5–6. С. 978–990.

⁸⁴ Шелухин В.В., Ельцов И.Н. Динамика прискважинной зоны во время бурения пороупругого пласта // Геофизический журнал, 2012. № 4. С. 265–272.

⁸⁵ Антонов Ю.Н., Бурков В.Г. К теории высокочастотного электромагнитного каротажа скважин с радиально-неоднородной прискважинной зоной // Электромагнитные методы исследования скважин : Тр. ИГиГ СО АН СССР. Новосибирск, Наука, 1979. Вып. 442. С. 59–66.

⁸⁶ Глинских В.Н., Эпов М.И. Численное моделирование диаграмм электромагнитного каротажа при описании электропроводности тонкослоистых коллекторов непрерывными функциями // Геология и геофизика, 2009. № 8. С. 941–949.

⁸⁷ Екимова О.А., Соболев А.Ю., Ельцов И.Н. Аппроксимация профилей удельного электрического сопротивления функциями вероятностей при инверсии данных высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования // Каротажник, 2008. № 2. С. 53–58.

Если насыщение коллектора смешанное, то ввиду слабой чувствительности сигналов градиент-зондов к параметрам окаймляющей зоны (ОЗ) при интерпретации данных БКЗ при отсутствии данных других зондов или априорной информации выбирается модель "скважина + зона проникновения + незатронутый проникновением пласт". Сигналы ВЭМКЗ обычно слабо чувствительны к параметрам прискважинной области, поэтому чаще всего выбирается модель "зона проникновения + окаймляющая зона + пласт", где ЗП представляется одной однородной цилиндрической зоной. Интерпретация данных ВЭМКЗ и БКЗ совместно приводит как к усложнению строения ЗП, так и к введению в модель ОЗ.

Микроструктура гранулярного коллектора определяются условиями осадконакопления и процессами метаморфизма. Литостатическое давление приводит к уплотнению пород и направленной ориентировке их зерен; изменение состава флюида, например, при проникновении с другой глубины пластовых вод в трещиноватых и разломных зонах или при образовании/миграции органических компонент, ведет к химическому преобразованию минералов.

Минеральный состав твердого скелета типичных терригенных нефтегазовых коллекторов Широкого Приобья представлен обломочными частицами кварца, полевого шпата, слюд (С.Д. Пирсон, 1961 ⁶⁵; В.П. Меркулов, 2008 ⁸⁸), иногда – глинистых минералов. Первые три минерала являются диэлектриками, третий – глина – проводит электрический ток, но, будучи представленным в скелете рассеянными изолированными зернами, не изменяет электропроводность твердой матрицы коллектора. К твердой фазе также относится цемент, который в зависимости от химических процессов, глубины и физических условий может быть представлен глинистыми, карбонатным или силикатным минералами, и зерна или пленки пирита, характерные для некоторых отложений. Частичное заполнение порового пространства глинистыми минералами и пиритом часто приводит к снижению значения УЭС коллектора; а карбонатизация или окремнение, наоборот, к существенному повышению, снижая как общую, так и открытую пористость.

Электрофизические свойства терригенных коллекторов определяются свойствами их составляющих веществ и их взаимодействием между собой. Магнитные свойства не выявлены, поэтому относительная магнитная проницаемость в дальнейшем принимается за единицу. УЭС кварцевых и полевошпатовых зерен скелета, нефти и газа практически бесконечно; УЭС флюидонасыщенных пород определяется ионной проводимостью пластовой воды, заполняющей поры и/или представленной пленкой на поверхности зерен скелета. Некоторые исследователи пишут о возможности наличия связанных между собой пленок пирита, чем объясняется ненормально низкое УЭС так называемых низкоомных нефтенасыщенных коллекторов (А.В. Ежова,

⁸⁸ Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2008. 139 с.

2006 ⁸⁹). Относительная диэлектрическая проницаемость составляет: для основных породообразующих минералов – от 4 до 8; для заполняющих поры нефти – 2–3, пластовой воды (а также фильтрата бурового раствора и техногенной воды) – близка к 80, слабо зависит от минерализации и снижается до 55 с увеличением температуры до 100°C (по данным В.М. Добрынина, Б.Ю. Вендельштейна, Д.А. Кожевникова (2004 ⁹⁰) и В.Н. Кобрановой (1986 ⁹¹)).

В СССР зонд емкостного типа диэлектрического каротажа опробован в конце 50-х – начале 60-х гг. XX века, далее развивались зонды индукционного типа (С.М. Аксельрод, 2012 ⁹²), параллельно проводились лабораторные исследования свойств образцов пород. Таким образом, диэлектрические свойства пород как многокомпонентных смесей изучаются довольно давно, притом в разных частотных диапазонах, однако данных физического исследования на образцах в диапазоне частот ВЭМКЗ немного.

Особую роль в формировании электрофизических свойств играет глинистая составляющая, представленная как в виде внутриверхового цемента, так и в виде тонких прослоев и линз в твердой матрице песчаных отложений. Глинистые частицы активно адсорбируют молекулы воды и растворенные в ней ионы солей, вследствие чего становятся способны электрически поляризоваться во внешнем электрическом поле, а глинистые прослои и глинистый цемент хорошо проводят электрический ток (УЭС глинистых пластов от 1 до 10 Ом·м на глубине от 500–700 до 3000 м, соответственно; значение в среднем увеличивается с глубиной по мере уплотнения отложений). В основном плоская форма глинистых частиц при их упорядочивании под действием литостатического давления приводит к появлению существенной анизотропии физических свойств глинистых отложений, в том числе и анизотропии УЭС. Эта же особенность строения обуславливает отсутствие проницаемости у глинистых покрышек.

Минерализация пластовой воды на разных глубинах, исследуемых в последние десятилетия (глубины 2–3 км), составляет от 5–8 до ≈20 г/л. При такой минерализации типичные значения УЭС водонасыщенных песчаников составляют 1–1.5 Ом·м на глубине около 1 км, 1.5–2.5 Ом·м в диапазоне глубин 1.5–2.2 км, 3–4 Ом·м – 2.5–3.0 км (до кровли баженовской свиты), и от 3 до 5–6 Ом·м в юрских отложениях. Содержание нефти в меловых и юрских коллекторах варьирует в широких пределах, граничное содержание, ниже которого коллектор называется

⁸⁹ Ежова А. В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты // Изв. Томского политехнического ун-та, 2006. Т. 309, №6. С. 23–26.

⁹⁰ Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород). М.: “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 368 с.

⁹¹ Кобранова, В.Н. Петрофизика, М. : Недра, 1986. 391 с.

⁹² Аксельрод С.М. Новые тенденции в диэлектрическом каротаже (по материалам зарубежной печати) // Каротажник, 2012. № 4. С. 78–112.

водонасыщенным, составляет в среднем 40%. УЭС для граничного содержания в разных коллекторах составляет в среднем 5–6 Ом·м; типичный диапазон для нефтеводяного насыщения 6–9 Ом·м (усредненные значения; приводятся в соответствии с петрофизическими зависимостями, используемыми в заключениях по ГИС в тресте "Сургутнефтегеофизика").

При замещении свободных флюидов техногенной водой, поступившей из нагнетательных скважин, она в разных пропорциях смешивается с пластовой минерализованной водой, что приводит к широкому диапазону значений УЭС. Поэтому одна из задач каротажа на интервалах частично выработанных коллекторов – это определить тип насыщения при близких значениях УЭС нефтеводонасыщенного коллектора и коллектора, промытого техногенной водой. Явным критерием, по которому можно различить насыщение нефтью и водой и насыщение техногенной водой, здесь является наличие окаймляющей зоны в первом случае и её отсутствие – во втором.

При бурении в коллекторе формируется зона, измененная фильтрацией бурового раствора. По радиальному распределению УЭС в этой зоне оцениваются фильтрационно-емкостные параметры (ФЕС) коллектора, поэтому распределение должно быть установлено достоверно. Радиальный профиль УЭС определяется инверсией сигналов ВЭМКЗ и БКЗ. При инверсии сигналов этих методов по отдельности могут получаться не только эквивалентные (Л.А. Табаровский, М.И. Эпов, 2006⁶²), но иногда и противоречащие друг другу радиальные распределения. Существенно снижает неоднозначность и устраняет противоречие совместная инверсия данных ВЭМКЗ и БКЗ.

Когда между измерениями БКЗ и ВЭМКЗ проходит значительное время, они проводятся при разном распределении УЭС в измененной зоне. Поэтому для оценки ФЕС при инверсии необходимо использовать данные, измеренные одновременно или с небольшим временным интервалом (например, аппаратурой СКЛ), и надежные средства численной инверсии (на базе цилиндрически-слоистой геоэлектрической модели в автоматизированной системе EMF Pro).

Инверсия в параметры цилиндрически-слоистой модели обеспечивает надежное определение радиального профиля УЭС в однородных по глубине пластах достаточной толщины. В пластах с толщиной около или меньше длины самого длинного зонда необходимо использовать программы численного моделирования и инверсии в параметры двумерной геоэлектрической модели. В частности, программу численной инверсии сигналов ВЭМКЗ, реализующую быстрые алгоритмы расчёта на основе приближенно-аналитического подхода (В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов, 2013²⁷). Моделирование и инверсия сигналов БКЗ с определением параметров двумерной анизотропной модели проводится с применением программы расчета методом конечных элементов. С помощью программ, базирующихся на конечно-разностном и конечно-элементном подходах, проводится численный анализ сигналов в необычных геоэлектрических ситуациях и оценивается влияние разных осложняющих факторов, а также успешно подбираются модели для многих интервалов коллекторов.

Традиционно при количественной интерпретации данных электрокаротажа применяется резистивная изотропная модель геологической среды – пространственное распределение УЭС, формирующееся при вскрытии пластов в результате фильтрации пресного глинистого бурового раствора и после изменяющееся со временем. Обычно при вертикальном бурении на глинистом растворе мощного однородного изотропного песчаного пласта, насыщенного нефтью, водой или их смесью, результат восстановления распределения УЭС по комплексу качественно измеренных сигналов ВЭМКЗ и БКЗ вполне соответствует основным представлениям о процессе фильтрации (А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов, М.И. Эпов, 2003 ⁷⁶). В радиальном направлении при наличии в пласте свободных нефти и пластовой воды выделяется зона проникновения (ЗП) повышенного УЭС, насыщение в которой складывается из остаточной нефти, фильтрата бурового раствора и остаточной пластовой воды. Далее определяется зона пониженного УЭС – окаймляющая (ОЗ), в которой скапливается оттесненная фильтратом пластовая вода. За ОЗ следует неизменная часть пласта. ОЗ не определяется, если в пласте нет свободной пластовой воды и свободной нефти. Как объект с пониженным УЭС ОЗ лучше всего выражена в сигналах ВЭМКЗ, а ЗП с повышенным УЭС – в сигналах БКЗ, поэтому в результате инверсии комплекса сигналов повышается достоверность определения УЭС и толщин этих зон.

При наличии в пласте только свободной нефти по кривым зондирования восстанавливается ЗП пониженного относительно пласта УЭС, а при наличии только пластовой воды – повышенного. При восстановлении по комплексу ВЭМКЗ+БКЗ ЗП часто получается не однородной, а включающей тонкую прискважинную высокоомную зону, которая необходима для подбора сигналов коротких зондов БКЗ. Эта зона может быть объяснена особенностями процесса фильтрации, а частично – влиянием электрической анизотропии. Типичные для меловых гранулярных коллекторов кривые зондирования ВЭМКЗ и БКЗ и модели радиального распределения УЭС, подобранные по ним, показаны на рисунке 1.4 (М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, 2012 ⁹³).

Измерения проведены одновременно аппаратурой СКЛ. Подобранные модели изображены в виде зависимости УЭС зоны от её радиуса, значения параметров приведены в подписной подписи, представление кривых зондирования является частью окна пластовой инверсии программы EMF Pro. Левая часть рисунка иллюстрирует типичную картину для водонасыщенного песчаника (повышающая ЗП с высокоомной прискважинной частью), правая – для нефтеводонасыщенного (ЗП, состоящая из двух цилиндрических слоев, и ОЗ).

-

⁹³ Эпов М.И., Сухорукова К.В. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в реалистичных моделях нефтегазовых коллекторов: численное моделирование и интерпретация // Геофизический журнал (Киев), 2012. Том 34, № 4. С. 5–15.

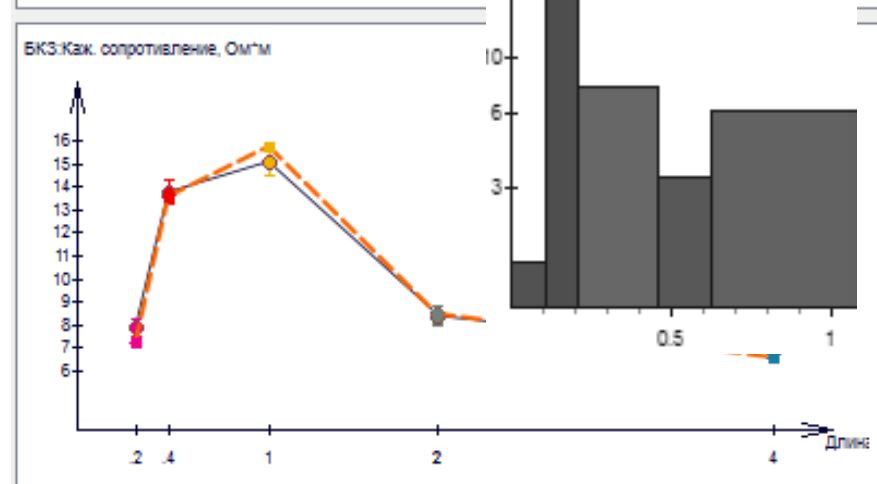
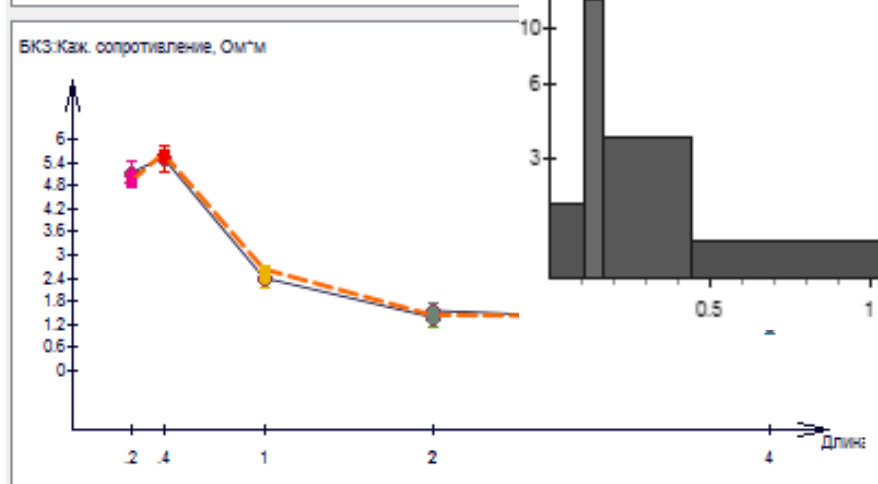
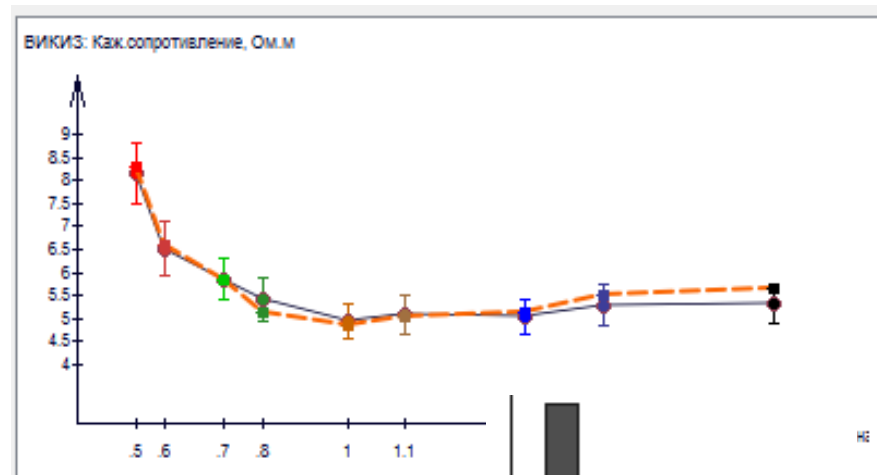
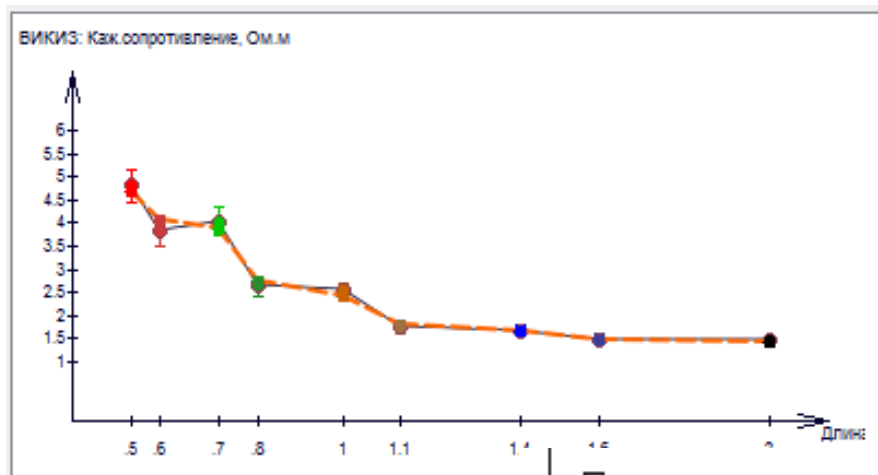


Рисунок 1.4 – Сигналы ВЭМКЗ и БКЗ (СКЛ-А) на интервале коллектора, вскрытого на глинистом растворе. Параметры скважины: радиус 0.108 м, УЭС раствора 2 (слева) и 1.3 Ом·м (справа). Параметры моделей: слева – первая зона проникновения – толщина 0.06 м, УЭС 13 Ом·м, вторая зона проникновения – толщина 0.27 м, УЭС 3.6 Ом·м, пласт УЭС 1.4 Ом·м; справа – первая зона проникновения – толщина 0.1 м, УЭС 32 Ом·м, вторая зона проникновения – толщина 0.25 м, УЭС 7.5 Ом·м, окаймляющая зона – толщина 0.17 м УЭС 3.3 Ом·м, пласт УЭС 6 Ом·м.

Намного меньше известно про формирование измененной зоны при вскрытии коллекторов на биополимерном солевом растворе и растворе на нефтяной основе (РНО). Раствор с высокой электропроводностью снижает чувствительность метода БКЗ, в растворе с низкой электропроводностью применение этого метода практически невозможно. В результате геоэлектрическая модель строится только по сигналам ВЭМКЗ, для которых характерна широкая эквивалентность значений параметров зоны проникновения, даже с учетом того, что сигналы ВЭМКЗ характеризуются повышенной чувствительностью к проводящим частям среды. Тем не менее, при повторных каротажах в скважинах с высокоминерализованным раствором фиксируются изменения сигналов во времени, соответствующие развитию зоны пониженного УЭС, поэтому можно заключить, что характер проникновения именно понижающий. То же наблюдается и в скважинах, пробуренных на РНО – по данным ВЭМКЗ строится резистивная модель с зоной пониженного УЭС, толщина которой достигает десятков сантиметров.

Типичные кривые зондирования и модели УЭС для этих случаев приведены на рисунке 1.5. Слева – данные аппаратуры СКЛ на интервале песчаников, измеренные в тонкой скважине с проводящим раствором, по которым восстанавливается неглубокая понижающая зона проникновения. Справа – данные ВИКИЗ на интервале карбонатов в скважине с высокоомным РНО, восстанавливается понижающая зона проникновения толщиной около 0.5 м.

1.3.2. Геоэлектрическая модель терригенных покрышек

Покрышки нефтегазовых коллекторов на территории Западной Сибири являются преимущественно глинистыми. Их классификации, генезису, минеральному составу и удерживающим свойствам посвящены многие работы, например, в работах М.Ф. Викуловой с соавторами (1973 ⁹⁴) и В.И. Осипова, В.Н. Соколова, В.В. Еремеева (2001 ⁹⁵). Однако в последнее время свойства глинистых покрышек исследуются мало, что отмечается даже геологами, например, А.Э. Конторовичем в монографии 2008 г. ⁹⁶ (см. 87 с.). А между тем интерпретация как значений трансформации ρ_k по данным разных методов, так и измеряемых разными зондами электрометрии сигналов, по традиционным методикам оставляет много вопросов. Это и разные значения трансформаций ρ_k по данным постоянного и переменного тока, и разные параметры присква-

⁹⁴ Викулова М.Ф., Бурков Ю.К., Македонов А.В., Тихомирова Н.Я., Осипова А.И., Феофилова А.П., Кулакова Г.В., Земова Н.Н. Фациальные типы глинистых пород (и их первичные литологические особенности). Л.: Недра, 1973. 288 с.

⁹⁵ Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.

⁹⁶ Конторович А.Э. Геология нефти и газа: Избранные труды. Т. I. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск : СНИИГГиМС, 2008. 540 с.

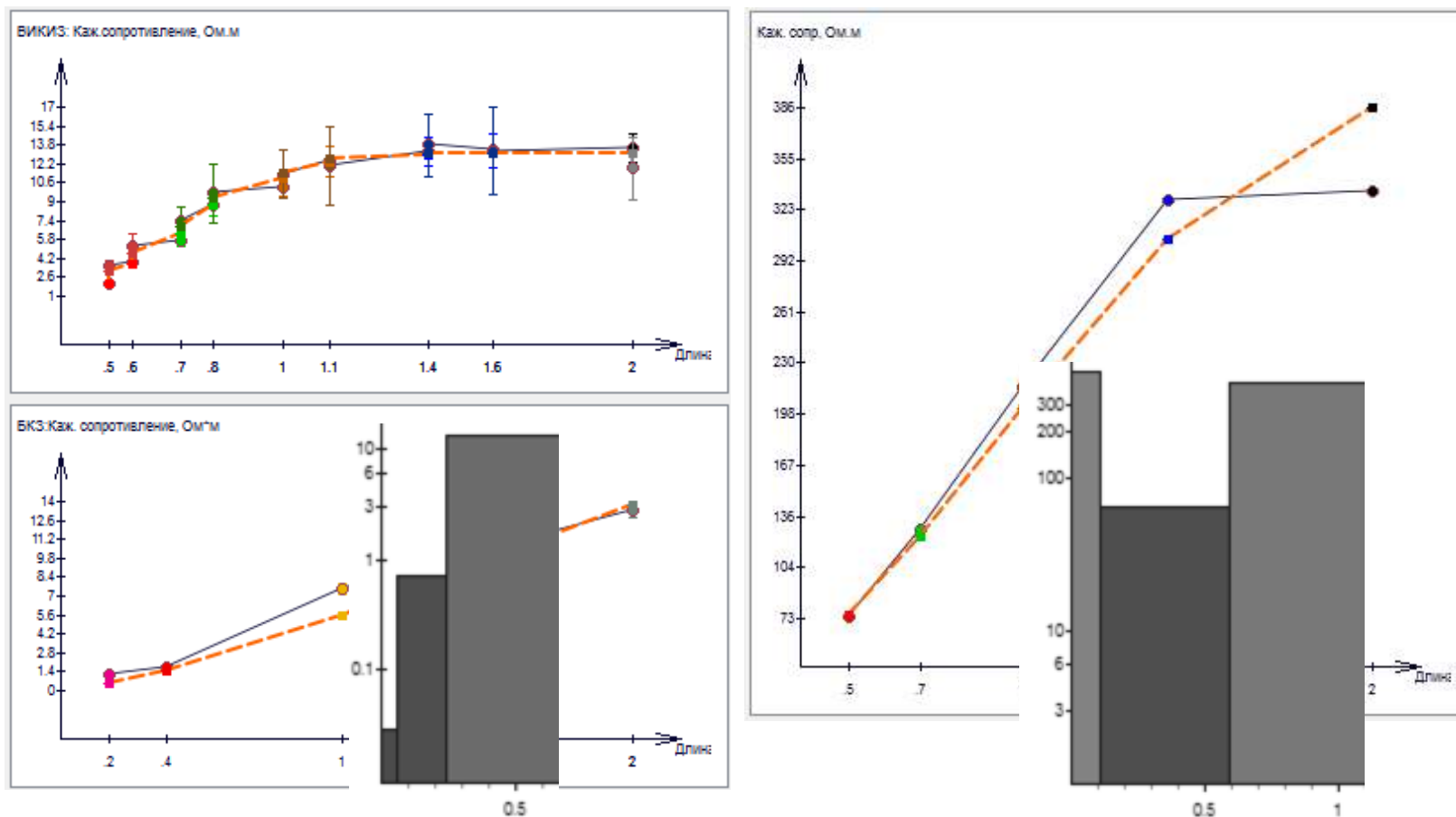


Рисунок 1.5 – Сигналы ВЭМКЗ и БКЗ (СКЛ-А) на интервале коллектора, вскрытого на биополимерном растворе и ВИКИЗ в РНО. Параметры скважины: радиус 0.062 м, УЭС раствора 0.03 Ом·м (слева) и 0.108 м и 500 Ом·м (справа). Параметры моделей: слева – зона проникновения – толщина 0.18 м, УЭС 0.7 Ом·м, пласт УЭС 12.7 Ом·м; справа – зона проникновения – толщина 0.5 м, УЭС 64 Ом·м, пласт УЭС 425 Ом·м.

жинной зоны при совместной количественной интерпретации ВЭМКЗ и БКЗ, и существенно разные оценки УЭС по данным, измеренным в вертикальных и наклонных скважинах.

Главным отличием от отложений песчаного состава многие исследователи признают анизотропию физических свойств глинистых отложений, что естественным образом следует из пластинчатого строения глинистых частиц. М.Ф. Викулова с соавторами⁹⁴ отмечает: "...По данным А.З. Бедчер ..., структурные и текстурные особенности глин предопределяют их анизотропию по отношению к физическим свойствам — электропроводности, теплопроводности, проницаемости, упругости и др. Анизотропия глин морского происхождения неоднородна в зависимости от глубины залегания; континентальные глины практически изотропны. Коэффициент анизотропии глин, устанавливаемый с помощью каротажных наблюдений, может быть использован при фациальном анализе исследуемых отложений." (приводится ссылка на работу: Бедчер А.З. Электрическая анизотропия глин и ее геологическое значение // Геол. сб. Тр. Краснодар, фил. ВНИИ. М.: 1962, вып. 10. — С. 235–241).

Следует отметить, что исследование влияния электрической анизотропии на данные электрометрии в вертикальных скважинах в настоящее время не проводится, по-видимому, в связи с тем, что этот параметр проявляется в сигналах коротких зондов БКЗ, но не изменяет сигналы зондов индукционного и бокового каротажа. Для метода БКЗ традиционно считается, что работает "парадокс анизотропии", и сигналы БКЗ не зависят от вертикального УЭС.

В 1970 г. описаны методики оценки УЭС в вертикальном направлении по кривой зондирования БКЗ, однако не применялись, так как

1) наилучшие возможности оценить анизотропию при использовании глинистого бурового раствора существуют в глинистых отложениях, а в пористых проницаемых отложениях особенности сигналов, связанные с анизотропией, теряются на фоне влияния повышающей зоны проникновения;

2) аппаратная база не позволяет с достаточной точностью измерять сигналы БКЗ и резистивиметра; вследствие этого УЭС раствора часто не определяется его измерением, а "уточняется" по кривой зондирования БКЗ и с использованием оценки значения диаметра скважины, а не измеренного значения;

3) калибровка сигналов БКЗ проводится на интервалах реперных глин без учёта их электрической анизотропии, что приводит к последующему искажению сигналов коротких зондов по всей скважине;

4) УЭС неглубоко залегающих реперных глин очень часто практически равняется УЭС бурового раствора, а в этих условиях действительно работает "парадокс анизотропии" (и влияние вертикальной составляющей УЭС в сигналах отсутствует);

5) разница радиальных профилей УЭС, определенных по разновременным измерениям разными методами, относится в первую очередь на изменение строения зоны проникновения между измерениями;

6) только в последнее десятилетие появляются в достаточном количестве данные измерений ВЭМКЗ, БКЗ и БК в наклонных стволах, ρ_k по которым существенно выше, чем в вертикальных скважинах, что обусловлено именно электрической анизотропией.

Применение при исследованиях скважин новой аппаратуры, обеспечивающей одновременность измерения комплексом методов (СКЛ), в частности, методами БКЗ и ВЭМКЗ, комплексирование данных этих методов с построением при инверсии согласованной геоэлектрической модели, а также статистически подтвержденное увеличение кажущегося сопротивления глинистых интервалов при измерениях в сильно наклонных скважинах по сравнению со значениями в вертикальных скважинах обуславливает возвращение к теме определения анизотропии УЭС.

Поскольку многим глинистым отложениям свойственна микроанизотропия, а смена осаждаемого материала приводит к макроанизотропии, для глинистых покрышек анизотропия свойств характерна в большей степени, чем для других элементов осадочного разреза (кроме тонкослоистых глинисто-песчаных пачек).

В геоэлектрической модели и микро-, и макроанизотропия УЭС осадочных отложений выражаются одинаково: УЭС в горизонтальных направлениях (в плоскости наслоения) одинаково и меньше, чем в вертикальном направлении (перпендикулярно слоистости). УЭС в горизонтальной плоскости обозначается ρ_t или ρ_h , в вертикальном направлении – ρ_n или ρ_v . Коэффициент электрической анизотропии λ равен $\sqrt{\rho_v / \rho_h}$ и обычно превышает единицу.

Для постоянного тока такая эквивалентность достигается при отношении толщины отдельных пластов пачки к длине зонда менее 1/4 для потенциал-зонда и менее 1/8 для градиент-зонда (А.И. Сидорчук, Е.В. Чадаев, 1972⁹⁷). Условия замены среды, сложенной тонкими прослоями с разными электрическими свойствами, анизотропным аналогом при воздействии электромагнитным полем исследованы С.М. Рытовым в 1955 г.⁹⁸ Им показано, что при понижении частоты и увеличении расстояния между источником и приемником магнитное поле в тонкослоистой среде становится эквивалентным магнитному полю в однородном анизотропном пространстве.

⁹⁷ Сидорчук А.И., Чадаев Е.В. Оценка влияния анизотропии на кривые КС в многослойных средах // Геология и геофизика, 1972. № 11. С. 86–94.

⁹⁸ Рытов С.М. Электромагнитные свойства мелкослоистой среды // ЖЭТФ, 1955. Т. 29, вып. 5. С. 605–616.

На основании сравнительных численных расчетов э.д.с. в тонкослоистых и анизотропных средах было установлено, что эти среды порождают одинаковые сигналы при выполнении следующих условий в индукционном диапазоне частот: $\delta / h > 5$, $L / h > 15$, где δ – толщина скин-слоя в соответствующем пропластке толщины h ($\delta = \sqrt{10\rho / f / 2\pi}$), L – длина зонда (м), f – частота (МГц) (М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, 1998⁹⁹).

Пусть среднее УЭС прослоев ρ составляет 4–5 Ом·м, а их средняя мощность $h = 0.05$ м. Тогда для короткого зонда ВЭМКЗ (DF05, частота $f = 14.0$ МГц, длина $L = 0.5$ м) $\frac{\delta}{h} \approx \frac{1}{2h} \sqrt{\frac{\rho}{f}} \approx 6$, $\frac{L}{h} = 10$, то есть при выбранных значениях УЭС и толщины прослоев для этого зонда критерии не выполняются и измеряемый сигнал соответствует сигналу в тонкослоистой среде. Для длинного зонда (DF20, $f = 0.875$ МГц, $L = 2.0$ м, $\frac{\delta}{h} \approx 25$, $\frac{L}{h} = 40$) условия выполняются, и измеряемый сигнал соответствует сигналу в анизотропном пространстве.

Некоторые плохо объяснимые резистивной моделью отклики геологической среды на электромагнитное возбуждение, при исследовании как образцов, так и в скважине, свидетельствуют о высокой способности глинистого вещества электрически поляризоваться. Эта способность незначительно влияет на сигналы низкочастотного ИК, поэтому необходимость усложнения геоэлектрической модели за счёт расширения комплекса электрофизических параметров возникает при анализе данных ВЭМКЗ. На ранних этапах количественной интерпретации данных измерения в мегагерцовом диапазоне получающуюся в глинах понижающую прискважинную зону объясняют или влиянием каверн, или разбуханием глин с повышением электропроводности в этой зоне. Но совместная инверсия данных ВЭМКЗ и БКЗ с учётом диаметра скважины приводит к противоречию: по данным ВЭМКЗ восстанавливается зона пониженного УЭС, а по данным БКЗ – повышенного. Это противоречие снимается введением анизотропии УЭС, что объясняет сигналы БКЗ, и эффективной диэлектрической проницаемости, повышающей разность фаз, измеряемую на высоких частотах зондами ВЭМКЗ. Такой же подход при интерпретации данных ИК на разных частотах (аппаратура каротажа во время бурения, в которой индукционные зонды работают на частотах 0.4 и 2.0 МГц), применяется специалистами Шлюмберже, (B.I. Anderson, T.D. Barber et al., 2007¹⁰⁰).

⁹⁹ Эпов М.И., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н. Оценка параметров тонкослоистых коллекторов по данным ВИКИЗ в горизонтальных скважинах // Геология и геофизика, 1998. Т. 39, № 11. С. 134–140.

¹⁰⁰ Anderson, B.I., Barber T.D., Luling, M.G., Rasmus J., Sen, P. N., Tabanou J. R., Haugland, S. M. Observations of large dielectric effects on LWD propagation-resistivity Logs // SPWLA 48th Annual Logging Symposium, 2007, June 3–6, Austin, TX, 2007. Pap. BB.

Конечно, использовать термин "диэлектрическая проницаемость" для таких проводящих пород, как глины, можно лишь с оговоркой, что за неимением более обоснованной параметризации электрических свойств горных пород эффективная ОДП (ϵ) характеризует в целом разные процессы поляризации сложно построенной флюидонасыщенной среды.

1.3.3. Геоэлектрическая модель баженовской свиты

В настоящее время одним из наиболее интересных для изучения геологических объектов является баженовская свита. Занимая площадь около миллиона квадратных километров, даже при относительно небольшой толщине она является важным элементом геологического разреза, являясь одновременно нефтегенерационной толщей, хорошей покрывкой и – местами – коллектором. Детальное геофизическое изучение свиты методами каротажа проводится прежде всего на тех площадях, где получены притоки нефти с её интервала. Но при этом даже здесь интерпретация данных скважинной электрометрии проводится только на уровне визуального анализа, что представляется недостаточным при современных возможностях электрического и электромагнитного каротажа, а также численной инверсии его данных.

Анализ доступных публикаций по баженовской свите и её физическим свойствам приводит к следующим выводам. До настоящего времени велось исследование в основном радиоактивных и механических свойств пород, как при измерениях на образцах керна, так и при каротаже. Электрические методы исследования обычно представлены, кроме ПС, измерениями одним зондом бокового каротажа (БК), одним зондом БКЗ, и редко – микрозондами. Ввиду высоких значений УЭС и небольшой толщины отдельных пластов численная инверсия данных скважинной электрометрии не проводилась. В доступных источниках результаты измерений УЭС на керне практически не упоминаются, что обусловлено, с одной стороны, сложностью измерения высоких значений, а с другой, невозможностью извлечения керна из интервалов притока.

Как правило, исследователями отмечаются высокие значения УЭС пород свиты, установленные по данным электрометрии, а также сильная изрезанность диаграмм КС для зондов БК и небольшая толщина прослоев. И.И. Нестеров, один из основных исследователей свиты, в статье 2009 г.¹⁰¹ сообщает, что керн из рыхлых пород свиты рассыпается на поверхности, для керна плотных характерна слоистая микроструктура: "...горизонтальные линзочки органического вещества и нефти, переслаивающиеся тонкими пластинками глины". Также им отмечается, что "над залежами обычно встречаются зоны с повышенным давлением в порах породы, и они

¹⁰¹ Нестеров И.И. Баженовская свита – губка с нефтью. [Электронный ресурс]. 24/11/2009. URL: <http://www.mygeos.com/2009/11/24/bazhenovska-svita—gubka-s-neftyu>.

больше поглощают сейсмические волны." Сведения о структуре пород свиты и их трещиноватости приводят А.А. Трофимук и Ю.Н. Карогодин (1981 г. ¹⁰²): "... Во многих образцах, исследованных макро- и микроскопически, вертикальных трещин вообще не наблюдалось. ... Из большого числа изученных шлифов отложений баженовской свиты в Салымском районе 45 % не имеют трещин, а в шлифах с трещинами вертикальные трещины не превышают 11 %. ... Одной из характерных особенностей аргиллитов баженовской свиты во многих районах, как известно, является тонкая (и микро-) плитчатость, слоистость и листоватость. Нефтенасыщенные образцы таких пород, не содержащих трещин, при вертикальном сдавливании из межплитчатого и особенно тонкослойчатого, листоватого пространства, как правило, выделяют нефть. Все это и ряд других факторов позволяют сделать вывод, что первичным и, видимо, главным является межплитчатое и межслойчато-листоватое пространство аргиллитов баженовского резервуара."

Тонкая слоистость глинисто-кремнистых пород с содержанием глинистого материала ниже 40 % и силицитов с содержанием кварца выше 50 % при массивной макроскопической текстуре подтверждается также данными Ю.Н. Занина, А.Г. Замирайловой и В.Г. Эдер (2005 ¹⁰³; 2013 ¹⁰⁴). Для микротекстуры аргиллитов (содержание глинистого материала выше 40 %) характерна хорошо выраженная полосчатость и слоистость, иногда градиционная или косая слоистость; аргиллиты "... при расколе характеризуются раковым изломом, макрослоистость в керне не заметна, но в шлифах часто наблюдается тонкая слоистая или (чаще) линзовидно-слоистая микротекстура, которая подчеркивается присутствием органического вещества."

В работе В.Д. Немовой, М.В. Дахновой и С.С. Гаврилова (2013) ¹⁰⁵ на основе данных исследований керна и ГИС выделяются слои карбонатно-глинисто-кремнистых пород (содержащие 10–25% глины и до 5–25% органического вещества) и слои с малым содержанием глинистых минералов (2–3 %) и органического вещества (до 5 %). Для первых характерна тонкослоистая текстура, а из-за высокого содержания органического вещества их свойства в пластовых условиях близки к пластичным. Вторые представлены вторично преобразованными радиоляритами, являются неслоистыми,

¹⁰² Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н. Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти // Геология нефти и газа, 1981. №4. С.29–33.

¹⁰³ Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна // Литосфера, 2005. № 4. С. 118–135.

¹⁰⁴ Занин Ю.Н., Замирайлова А.Г., Эдер В.Г. Опыт изучения черносланцевой формации (баженовская свита Западно-Сибирского бассейна) // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Материалы VII Всероссийского литологического совещ. (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.). Т. I. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. — С. 324–327.

¹⁰⁵ Немова В.Д., Дахнова М.В., Гаврилов С.С. Литолого-геохимические исследования отложений баженовской свиты в свете проблематики ее разработки // Материалы 3-й международной науч.-практ. конференции "Тюмень–2013": Новые геотехнологии для старых провинций", г. Тюмень, 25–29 марта 2013 г. [Электронный ресурс]. Тюмень, 2013. УЗ. 4 с. URL: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=67293>.

обладают большей плотностью и хрупкостью. При этом слои радиоляритов имеют небольшую толщину 0.5–1.5 м (кроме "радиоляритовой" пачки в центральной части баженовской свиты, представленной переслаиванием вторично преобразованных радиоляритов – 50–70 % – и глинисто-кремнистых пород, обогащенных органическим веществом: ее толщина от 2.5 до 8.0 м).

Г.А. Калмыков и Н.С. Балушкина (2011¹⁰⁶; 2012¹⁰⁷) на 200 образцах кернa устанавливают особенности состава пород свиты. Среднее содержание кремнистого материала 65% (до 90%, с преобладанием в средней части свиты); органического материала (ОВ) – 11% (максимально 25%, с возрастанием от подошвы к кровле); глинистого материала – 11% (возрастает до 40% при переходе к вмещающим). Состав глинистого материала: гидрослюда 45%, смешаннослойные минералы ряда "гидрослюда–монтмориллонит" 44%, каолинит 11%; в смешаннослойных – не более 30% разбухающих пакетов. Состав прикровельной части свиты кремнисто-керогенно-глинистый, приподошвенной – кремнисто-глинистый. Все известняки вторичные (замещение биогенных силицитов аутигенным кальцитом); уровни максимальной карбонатизации являются реперными горизонтами (с концентрацией керогена менее 1 %); наиболее четкий разделяет свиту на 2 интервала, в верхнем из которых больше органики. Установлено, что "пирит является постоянным компонентом пород. В баженовской свите ... пирит присутствует в виде маломощных прослоев, конкреций и стяжений. Его концентрация, как правило, коррелируется с содержанием в породах ОВ.". Г.А. Калмыков и Н.С. Балушкина в статье с соавторами из "Роснефти" (2011¹⁰⁸) приводят следующие сведения о пирите: "Пирит более ранней генерации присутствует в тонкодисперсной форме и образует прочно связанные с керогеном органоминеральные комплексы. Пирит более поздней генерации развит неравномерно и образует прослои и линзы толщиной в несколько сантиметров."

А.Д. Алексеев (2009¹⁰⁹; 2013¹¹⁰) отмечает, что на Верхне-Салымском месторождении в середине свиты "выделяется геологическое тело, против которого каверномер и микрокаверномер зафиксировали глинистую корку, что является прямым качественным признаком коллектора по геофизическим исследованиям". Причина отсутствия качественных признаков коллекторов в данных

¹⁰⁶ Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Закономерности изменения вещественного состава пород по разрезу баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода // Материалы Российского совещ. с международным участием "Минеральные индикаторы литогенеза", Сыктывкар, 14–16 марта 2011г. Сыктывкар: Геопринт, 2011. С.183–184. URL: http://old.geo.komisc.ru/public/collect/2011/MIL/pdf/MIL_183-184.pdf.

¹⁰⁷ Балушкина Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Краснoленинского сводов. Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12. М., 2012. 27 с.

¹⁰⁸ Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В., Бирун Е.М., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Rogtec. Российские нефтегазовые технологии, 2011. № 25. С. 26–37.

¹⁰⁹ Алексеев А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широ́тного Приобья : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12. М., 2009.

¹¹⁰ Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 2 // ROGTEC Magazine, 2013. № 35. С. 14–27.

ГИС – гидрофобность: "... исследования показали, что при умеренных репрессиях коллекторы баженовской свиты Салымского месторождения практически не пропускают воду в пласт".

Н.С. Балущкина (2012¹⁰⁷) устанавливает, что в интервале значений УЭС 11–30 Ом·м происходит смена гидрофобных пород баженовской свиты на гидрофильные породы переходных зон. "По текстурному признаку выделяются массивные (неяснослоистые) и тонкослоистые разности. Тонкая горизонтальная слоистость характерна для пород, в которых содержание глинистых минералов превышает 10%. Массивные разности имеют кремнистый, карбонатно-кремнистый и карбонатный состав."

Ф.Я. Боркун и Ю.А. Цимбалюк (2009¹¹¹) отмечают, что по данным ГИС устойчивым признаком интервала коллектора в баженовской свите является радиальный градиент кажущегося УЭС по данным боковых и микробоковых зондов, а наличие глинистой корки или каверн проявляется "эпизодически". В.Ф. Козяр, Н.К. Глебачева и Н.Я. Медведев (1999¹¹²) считают расхождение диаграмм ВИКИЗ на всем интервале свиты признаком понижающего проникновения фильтрата промывочной жидкости. Но в материалах доклада И.В. Парубенко (2014¹¹³) приводятся данные о том, что в высокодебитной скважине напротив интервала баженовской свиты по температурной аномалии и увеличению показаний резистивиметра определяется аномально высокое пластовое давление, из-за наличия которого и низкой проницаемости расхождение показаний ВИКИЗ не может быть обусловлено проникновением бурового раствора в пласт.

П.С. Куляпин и Т.Ф. Соколова (2013¹¹⁴) отмечают "аномально высокие величины" УЭС (до 3000 Ом·м и более), которые объясняют сильной гидрофобизацией пород, и тонкослоистое строение (толщины пропластков в среднем 0.4–0.6 м, редко 0.8–1.0 м). Ими акцентируется внимание на том, что "ни в одной из пробуренных скважин месторождений не был вскрыт водо-нефтяной контакт". По материалам с Ай-Пимского месторождения Е.В. Тарасова, С.Н. Чебанов и Ф.Р. Яхшибеков (2012¹¹⁵) также пишут, что основным типом пород баженовской свиты являются

¹¹¹ Боркун Ф.Я., Цимбалюк Ю.А. Геолого-геофизические поисковые критерии залежей нефти в баженовской и абалакской свитах Западной Сибири // Сб. тр. 2 Междунар. геолого-геофизическая конф. и выст "Тюмень–2009", Тюмень, 2–5 марта, 2009. С. 65–68. URL: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=45844>.

¹¹² Козяр В.Ф., Глебачева Н.К., Медведев Н.Я. Выделение проницаемых пород – коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний) // Каротажник, 1999. Вып. 56. С. 52–59.

¹¹³ Парубенко И.В. Геофизические признаки нефтеносности баженовской свиты // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XVIII Международного симп. им. акад. М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7–11 апреля 2014 г. в 2 т. / под ред. А.Ю. Дмитриева. — Т. 1. — С. 414–416.

¹¹⁴ Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического моделирования при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Технологии сейсморазведки, 2013. № 3. С. 28–42.

¹¹⁵ Тарасова Е.В., Чебанов С.Н., Яхшибеков Ф.Р. Особенности распределения поровых давлений в битуминозных аргиллитах баженовской свиты (верхнеюрские отложения, пласт ЮС0) на Ай-Пимском месторождении // Каротажник, 2012. Вып. 10. С. 41–53.

микрослоистые битуминозные аргиллиты, "представленные твёрдыми, неразмокающими, малопористыми породами преимущественно глинистого состава с различным содержанием органического вещества"

Итак, суммируя приведенные выдержки из публикаций, в которых рассматривается структура и микроструктура баженовских отложений, минеральный состав и физические свойства, можно резюмировать следующее.

Строение свиты по данным ГИС и керна – слоистое, слои пород с разными физическими параметрами в среднем относительно тонкие – 0.5–1.5 м.

В большей части работ данные скважинной электрометрии используются на уровне визуального анализа для выделения пластов. Комплекс электрометрии ограничивается применением зондов БК, двухметрового подошвенного градиент-зонда, редко – микрозондов и зондов ВИКИЗ. Битуминозные отложения на данных электрокаротажа выделяются высокими значениями УЭС. В зависимости от условий вскрытия может наблюдаться фильтрация раствора в пласт с образованием глинистой корки или, наоборот, каверны. Поэтому интервалы фильтрации отмечаются разницей в данных микрозондирования и БК. Проникновение фильтрата бурового раствора и образование глинистой корки отмечено только А.Д. Алексеевым в скважинах Верхнего Салыма, в публикациях других авторов такие сведения отсутствуют.

Большинство исследователей относит расхождение данных зондов ВИКИЗ на счёт влияния проникновения фильтрата бурового раствора в трещины пород. При наблюдаемых расхождениях проникновение должно быть довольно глубоким во всём интервале свиты. Однако при этом теми же авторами отмечается, что большей частью породы свиты являются непроницаемыми и гидрофобными, а на приведенных в статьях диаграммах диаметр скважин является практически постоянным. Поэтому расхождение данных ВИКИЗ, а также существенно меньшие значения $\rho_k^{\Delta\varphi}$, чем КС по данным методов постоянного тока, приводит к заключению о влиянии на переменный ток другого явления – поляризации, которое можно охарактеризовать таким параметром, как эффективная ОДП.

По данным исследований керна, тонкослоистая структура характерна для отложений свиты, содержащих более 10% глинистого компонента. Слои сложены породами и минералами, существенно отличающимися по значению УЭС. Для пород характерно наличие пирита в виде маломощных прослоев, конкреций и стяжений, его содержание коррелирует с содержанием органического вещества.

Массивной структурой отличаются породы, содержащие сравнительно мало глинистого и органического вещества, то есть, карбонаты и силициты. Пласты этих пород единичные и тонкие, до 1.5 м толщиной, но могут образовывать достаточно мощные пачки – от 2 до 8 м – при

переслаивании с глинисто-кремнистыми породами. При этом многими исследователями приводятся фотографии керн, на которых субгоризонтальная микротрещиноватость преобладает над субвертикальной.

Многими исследованиями подтверждается, что большая часть пород бажендовской свиты сложена тонким горизонтальным переслаиванием минеральных компонентов с существенно различными свойствами, в том числе и электрофизическими. Такое строение является причиной различия их свойств в горизонтальной плоскости и вертикальном направлении. Поэтому для отложений бажендовской свиты должна быть характерна сильная анизотропия УЭС.

Таким образом, предпосылками для углубленного исследования электрофизических свойств бажендовской свиты по данным скважинной электрометрии являются предположения, во-первых, об микро- и макроанизотропии УЭС отложений, а во-вторых, о повышенных поляризационных свойствах высокоомного битумизированного глинистого и пиритизированного вещества.

1.4. Геометрические и электрофизические особенности геоэлектрической модели в зависимости от условий бурения: вертикальные, наклонные и горизонтальные скважины

В последнее время вскрываются все более глубокие нефтенасыщенные отложения. Их геологическое строение более сложное, чем у коллекторов, для которых разрабатывалась аппаратура электрического каротажа и создавалась методика интерпретации. С другой стороны, удлинение стволов и необходимость их направленной проводки приводит к развитию новых технологий бурения. В результате изменяются как условия проведения скважинной электрометрии, так и сложность базовых геоэлектрических моделей. Сокращение временного промежутка между бурением скважины и каротажем всё чаще становится причиной ошибочной оценки флюидонасыщения по расхождению показаний зондов разной длины, поскольку измененные проникновением фильтрата бурового раствора зоны недостаточно глубоки. Применение биополимерных минерализованных буровых растворов с низким УЭС существенно осложняет анализ данных, потому что заполненные раствором неровности стенки скважины или трещины, являясь сильно контрастными объектами, вносят искажения в измеряемые сигналы.

Для вертикальных скважин, бурящихся в Западной Сибири большинством компаний (например, "Сургутнефтегаз"), типичны следующие параметры геоэлектрической модели:

- радиус скважины 0.108 м;
- УЭС пресного глинистого раствора около 1–2 Ом·м;
- радиус приборов каротажа 0.0365, 0.038 и 0.080 м;
- максимальное смещение оси прибора с оси скважины 0.0715 м.

Проникновение фильтрата глинистого бурового раствора сопровождается образованием на стенке скважины глинистой корки толщиной до 0.01 м, формированием в пористом проницаемом песчанике ЗП повышенного УЭС – при насыщении пластовой водой, ЗП повышенного УЭС и ОЗ пониженного УЭС – при насыщении нефтью и пластовой водой, ЗП пониженного УЭС – при насыщении нефтью. При совместной инверсии сигналов БКЗ и ВЭМКЗ измененная зона может быть описана более чем 2 цилиндрическими слоями.

Непроницаемые глинистые отложения характеризуются анизотропией УЭС и электрической поляризуемостью. Первый фактор отражается только в сигналах градиент-зондов, второй – только в сигналах ВЭМКЗ, но оба фактора следует учитывать при совместной инверсии данных, измеренных одновременно или с небольшим временным интервалом.

При высоком контрасте УЭС бурового раствора в скважине и пласта на сигналы коротких высокочастотных зондов ВЭМКЗ могут влиять эксцентриситет прибора и увеличение диаметра скважины в кавернах.

В интервалах с достаточной толщиной пластов (в среднем больше 1.5–2.0 длин зонда) численная инверсия проводится на базе цилиндрически-слоистой модели, а в интервалах с тонкими пластами – на базе осесимметричной модели.

В наклонных стволах типичны следующие параметры:

- радиус скважины 0.062 м;
- зенитный угол наклона скважины 50–60° (85–93° в горизонтальных стволах);
- УЭС биополимерного раствора в зависимости от минерализации 0.02–1.00 Ом·м;
- радиус приборов каротажа 0.051 м (0.045 м при измерении прибором ВИКИЗ в контейнере);
- максимальное смещение оси прибора с оси скважины 0.011 м.

В иностранной литературе для скважин в зависимости от угла их наклона вводятся следующие определения: вертикальная – угол не более 30°, умеренно наклонная ("a moderately deviated well") – угол в диапазоне 30–60°, сильно наклонная ("a high-angle well" или "HA well") – 60–80° и горизонтальная ("a horizontal well" или "HZ well") – угол более 80° (Q. Passey, H. Yin, C. Rendeiro, D. Fitz, 2005 ¹¹⁶).

Проникновение раствора или его фильтрата считается незначительным, но по данным Т.В. Мамяшева и В.Г. Мамяшева (НПЦ Тюменьгеофизика) биополимерная пленка на стенке

¹¹⁶ Passey Q.R., Yin H., Rendeiro C.M., Fitz D.E. Overview of high-angle and horizontal well formation evaluation: issues, learnings, and future directions // SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26–29, 2005. Pap. 2005_001A. 15 p.

скважины не является препятствием для ионного обмена, вследствие чего как в проницаемых, так и непроницаемых в обычном понимании породах ионы солей из бурового раствора диффундируют в радиальном направлении от скважины и создают зоны пониженного УЭС (Т.В. Мамяшев, В.Г. Мамяшев, 2011¹¹⁷). Скорость диффузии по наблюдениям авторов работы (измерение УЭС при диффузии вдоль вытянутого образца) больше в проницаемых породах: "Скорость диффузии максимальна в песчаниках ($0.7 \div 1.04$ см/ч), в алевролитах она составляет от 0.58 до 0.8 см/ч, в глинах – от 0.45 до 0.5 см/ч. Причем скорость диффузии в направлении перпендикулярном напластованию в глинах ближе к 0.4–0.45 см/ч."

Высокий контраст УЭС бурового раствора и пород, окружающих скважину, обуславливает сильное влияние неровностей стенки скважины (каверн и трещин) на сигналы ВЭМКЗ. Соотношение радиусов скважины и прибора (0.062 и 0.051 м) обеспечивает практически их соосность, поэтому в большинстве случаев не требуется учитывать эксцентриситет.

Слабое влияние параметров скважины, эксцентриситета и неглубокой измененной зоны на низкочастотные сигналы ВЭМКЗ обеспечивает возможность использования горизонтально-слоистой базовой модели с наклонным зондом, что существенно повышает скорость численного решения прямой задачи. При интерпретации сигналов БКЗ пренебречь таким элементом модели, как скважина, нельзя, поэтому системы автоматизированной инверсии для этого метода пока нет, но выполняется численное моделирование сигналов и их теоретическое исследование.

Условия бурения горизонтальных стволов такие же, что и наклонных, траектория скважины обычно далека от прямой и разделяется на несколько участков снижения и подъема. Каждый из них или может быть аппроксимирован наклонным участком с постоянным наклоном, или охарактеризован зенитным углом по данным инклинометрии.

1.5. Влияние на сигналы БКЗ и ВЭМКЗ условий измерения

В методиках количественной интерпретации, основанных на решении прямых задач, как правило, предполагается, что зонд соосен скважине, которая представляет собой цилиндр с ровными стенками, заполненный буровым раствором. При средних значениях УЭС раствора в скважине и окружающих пород (1–2 и 4–30 Ом·м) и типичных диаметров скважин для большинства методов с практической точностью такое предположение выполняется, например, для нормальных зондов и

¹¹⁷ Мамяшев Т.В., Мамяшев В.Г. Кинетика диффузионных процессов в песчано-глинистых породах и влияние ее на изменение свойств прискважинной части пласта // Материалы докл. Всероссийской конф. "Геофизические исследования в нефтегазовых скважинах – 2011", НПП ГА "Луч", г. Новосибирск, 7–10 ноября 2011 г. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.looch.ru/downloads/V.G.%20Mamyashev.pdf>.

градиент-зондов постоянного тока (S. Gianzero, R. Rau, 1977¹¹⁸, Е.В. Чадаев, 1991¹¹⁹). В случае высокого электрического контраста учитывается также вытеснение части раствора корпусом прибора, что отмечается при измерениях в гранитах с высоким УЭС (Н. Thunehed, О. Olsson, 2004¹²⁰).

Влияние на сигналы смещения приборов с оси скважины и неровности её стенки становится значительным, во-первых, при использовании фокусирующих схем, во-вторых, при повышении частоты электромагнитного поля, в-третьих, при малом отношении диаметра прибора к диаметру скважины и высоком контрасте УЭС раствора в скважине и окружающей породы. В таких случаях эксцентриситет обычно учитывается при моделировании сигналов, а алгоритмы коррекции его влияния совместно с влиянием скважины с раствором встраиваются в системы обработки сигналов. Такие подходы приводятся в статьях, посвященных анализу и интерпретации сигналов фокусированных зондов постоянного тока сферически сфокусированного зонда БК (SFL-зонд; S. Gianzero, R. Rau, 1977¹¹⁸) или индукционных зондов с коаксиальными генераторными и приемными катушками в приборах АИТ (S. Gianzero, 1978¹²¹; G. Minerbo, J. Miles, 1991¹²²; T. Barber et al., 1999¹²³ и др.).

Много сложнее оказывается случай многокомпонентного индукционного прибора с набором генераторных и приёмных катушек, моменты которых ориентированы как коллинеарно, так и перпендикулярно оси прибора (X. Sun, Z. Nie, A. Li, X. Luo, 2008¹²⁴; J. Hou, L. Sanmartin, D. Wu, D. Torres, T. Celepcikay, 2013¹²⁵ и многих других). Смещение прибора с оси скважины приводит к изменениям сигнала зондов, включающих катушки с перпендикулярными оси прибора моментами, многократно превышающим полезный сигнал, показывают сотрудники фирм Schlumberge (R. Rosthal et al., 2003¹²⁶), Baker Hughes (M. Rabinovich, A. Bessalov, S.

¹¹⁸ Gianzero S.C., Rau R. The Effect of Sonde Position in the Hole on Responses of Resistivity Logging Tools // *Geophysics*, 1977. Vol. 42, No. 3. P. 642–654.

¹¹⁹ Чадаев Е.В. Развитие теории и методики интерпретации данных электрического и индукционного каротажа : автореф. дис. ... д. техн. наук. Тверь, ВНИИГИС. 1991. 32 с.

¹²⁰ Thunehed H., Olsson O. Borehole Corrections for a Thick Resistivity Probe // *Journal of Environmental and Engineering Geophysics*, 2004. Vol. 9, No. 4. P. 217–224.

¹²¹ Gianzero S.C. Effect of sonde eccentricity on responses of conventional induction-logging tools // *IEEE Transactions on Geoscience Electronics* GE-16. October 1978. No. 4. P. 332–339.

¹²² Minerbo G.N., Miles J.W. Borehole correction system for an array induction well-logging apparatus : United States Patent: 5,041,975. Date of Patent: Aug. 20, 1991. 69 p.

¹²³ Barber T., Jammes L., Klopff W., Ramasamy A., Reynolds L., Sibbit A., Terry R. Real-Time Openhole Evaluation // *Oilfield Review*, Summer 1999. P. 36–57.

¹²⁴ Sun X., Nie Z., Li A., Luo X. Analysis and correction of borehole effect on the responses of multicomponent induction logging tools // *PIER*, 2008. Vol. 85. P. 211–226.

¹²⁵ Hou J., Sanmartin L., Wu D., Torres D., Celepcikay T. A new multi-frequency triaxial array induction tool for enhancing evaluation of anisotropic formations and its field testing // *SPWLA 54th Annual Logging Symposium*, June 22–26, 2013. Pap. CCC. 17 p.

¹²⁶ Rosthal R., Barber T., Bonner S., Chen K.C., Davydycheva S., Hazen G., Homan D., Kibbe C., Minerbo G., Schlein R., Villegas L., Hanming W. H., and Zhou F. Field test results of an experimental fully-triaxial induction tool // *44th Annual SPWLA Symposium*, 2003. Pap. QQ. 14 p.

Forgang, 2014¹²⁷), Halliburton (J. Hou et al., 2013¹²⁵). Решение проблемы влияния эксцентриситета здесь оказывается конструктивным: во всех случаях разработчики стараются уменьшить эффект добавлением в прибор проводящих элементов, корпуса или внутреннего проводника, замкнутого на буровой раствор специальной системой электродов, что позволяет избавиться от токов, возникающих в скважине в результате асимметрии положения зонда в скважине. Такие решения описаны в статьях (Q. Li et al., 2005¹²⁸; J. Hou, M. Bittar, 2010¹²⁹ и др.) и защищены патентами (R. Rosthal et al., 2003¹³⁰; D. Omeragic, 2003¹³¹; К. Чен, Х. Ванг, 2009¹³²; M. Rabinovich, A. Bespalov, S. Forgang, 2014¹²⁷ и др.).

Как правило, в способах численной коррекции влияние эксцентриситета рассчитывается в модели "скважина – пласт" при максимальном смещении зонда, и на основе этих расчётов проводится коррекция измеренных сигналов. Для вычислений применяются как аналитические подходы, (например S. Gianzero, R. Rau (1977)¹¹⁸, X. Sun et al. (2008)¹²⁴), так и методы конечных элементов и конечных разностей, о которых пишут, например, B. Anderson, T. Barber, D. Kennedy, L. Shen (1997)¹³³ и Q. Liu (1993)¹³⁴.

Отдельные серии расчётов методом конечных разностей в усложненных моделях публикуют F. Teixeira, I. San Martin, M. Bittar, Y.-K. Hue, H. Lee, анализируя сигналы 2-МГц зонда аппаратуры LWD в вертикальной и наклонной скважинах, пересекающих изотропный и анизотропный пласт в изотропных вмещающих полупространствах в случае осесимметричного и смещенных положений зонда (2005¹³⁵, 2012¹³⁶). Они показывают изменение уровней разности фаз

¹²⁷ Rabinovich M.B., Bespalov A.N., Forgang S.W. Use of electrodes and multi-frequency focusing to correct eccentricity and misalignment effects on transversal induction measurements : United States Patent US 8803527 B2. 12 Aug 2014. 12 p.

¹²⁸ Li Q., Omeragic D., Chou L., Yang L., Duong K., Smits J., Yang J., Lau T., Liu C., Dworak R., Dreullault V., Ye H. New directional electromagnetic tool for proactive geosteering and accurate formation evaluation while drilling // SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26–29, 2005. Pap. UU. 16 p.

¹²⁹ Hou J., Bittar M. Correction for the Borehole Effect of Multi-component Array Induction Log Data // PIERS, Cambridge, USA, July 5–8, 2010. Pp. 403–409.

¹³⁰ Rosthal R.A., Homan D., Barber T.D., Bonner S., Clark B., Omeragic D. Method and apparatus for cancellation of borehole effects due to a tilted or transverse magnetic dipole : United States Patent: US 6,573,722 B2. Date of Patent: Jun. 3, 2003. 13 p.

¹³¹ Omeragic D. Multi-coil electromagnetic focusing methods and apparatus reduce borehole eccentricity effects : United States Patent No.: US 6,541,979 B2. Date of Patent: Apr. 1, 2003. 20 p.

¹³² Чен К.Ч., Ванг Х. Устройство и способ для учета влияния эксцентриситета скважины : Пат. RU 2 347 243 C2. Оpubл. 20.02.2009. Бюл. 5. 21 с.

¹³³ Anderson B., Barber T., Kennedy D., Shen L. New Dimensions in Modeling Resistivity // Oilfield Review, Spring 1997. P. 41–56.

¹³⁴ Liu Q.-H. Electromagnetic field generated by an off-axis source in a cylindrically layered medium with an arbitrary number of horizontal discontinuities // Geophysics, 1993. Vol. 58, No.5. P. 616–625.

¹³⁵ Hue Y.-K., Teixeira F.L., San Martin L.E., Bittar M. Three-dimensional simulation of eccentric LWD tool response in boreholes through dipping formations // IEEE Trans. Geosci. Remote Sens., Feb. 2005. Vol. 43 (2). P. 257–268.

¹³⁶ Lee H., Teixeira F., San Martin L., Bittar M. Numerical Modeling of Eccentered LWD Borehole Sensors in Dipping and Fully-Anisotropic Earth Formations // IEEE Trans. Geosci. Remote Sens., March 2012. Vol. 50 (3). P. 727–735.

и отношения амплитуд с увеличением смещения зонда от оси, а также усиление влияния на эти характеристики поляризации границ при увеличении угла наклона скважины и смещения от оси зонда в скважине с УЭС раствора 2000 Ом·м.

С другой стороны, Q. Liu (1993¹³⁴) выполняет расчеты влияния смещения с оси скважины зонда в дипольном приближении комбинацией конечно-разностного метода и метода разложения по собственным модам в пятислойной модели со скважиной. Частота поля двухкатушечного зонда 50 МГц, длина 0.254 м. Влияние скважины в осесимметричном случае приводит к сглаживанию, смещение на стенку – к более резкой форме диаграмм и изменению их уровня. Автор указывает, что традиционно вначале проводится коррекция влияния скважины и эксцентриситета, а потом – влияния вмещающих, но это влияние надо учитывать совместно, особенно в области пересечения границ.

Следует отметить, что все авторы, предлагая различные модификации способа коррекции, отмечают сложность выбора параметров расчётной модели для оценки влияния эксцентриситета. Обычно с хорошей точностью известны значения УЭС раствора в скважине, но для более точного учета всех параметров требуется знать диаметр скважины, состояние её стенки, положение зонда относительно неровностей стенки скважины, а также УЭС измененной породы на контакте с буровым раствором. Идеальным является использование центраторов или, для поперечных датчиков, прижим прибора к стенке скважины. Однако такая фиксация положения приборов ведёт к усложнению проведения каротажа во многих практических ситуациях. Когда прибор не фиксирован, он может как лежать на стенке скважины, так и быть расположен соосно с ней или наклонно, что уменьшает эксцентриситет зондов. Неопределенность в смещении заставляет или использовать сигналы такими, как они измерены, или проводить коррекцию влияния максимального эксцентриситета по всему интервалу скважины.

Во всех указанных публикациях рассматриваются сигналы зондов ИК, работающих на традиционно низких частотах индукционного каротажа (50, 100, 400 кГц). Самая высокая частота – 2 МГц, которая используется в аппаратуре LWD (каротажа во время бурения) и которая близка низким частотам зондов ВЭМКЗ. Для этой частоты при измерении зондом, конфигурация которого похожа на конфигурацию зондов ВЭМКЗ, Y.-K. Hue, F. Teixeira, I. San Martin, M. Bittar (2005¹³⁵) приводят результаты расчётов разности фаз и отношения амплитуд конечно-разностным способом. В модели не учитывается диэлектрическая проницаемость, зонд состоит из одной генераторной и двух приёмных катушек, размещенных на металлической трубе. Изменение сигналов в зависимости от смещения зонда с оси скважины рассчитывается авторами работы в сильно контрастной модели. Радиус металлической трубы 4 дюйма (0.102 м), радиус ка-

тушек 4.5 дюйма (0.114 м), радиус скважины 12 дюймов (0.305 м), расстояние между генераторной и приёмными катушками 24 и 30 дюймов (0.610 и 0.762 м). В таких условиях смещение зонда с оси скважины сильно влияет на измеряемые сигналы.

В первом случае УЭП РНО 0.0005 См/м (УЭС 2000 Ом·м), пласта – 10 См/м (0.1 Ом·м). Разность фаз (рисунок 1.6), равная 30° при осевом положении зонда, снижается до $\approx -23^\circ$ при смещении оси зонда с оси скважины на 1.5–2 дюйма (0.03–0.05 м) и медленно возрастает по мере дальнейшего смещения до $\approx 7^\circ$ при максимально возможном смещении (на 7 дюймов или на 0.178 м). Отношение амплитуд равно 6.5 при осевом положении, повышается до ≈ 7 при смещении 0.5–1 дюйм (0.012–0.025 м) и снижается до 2.1–2.2 при смещении больше 3.5 дюймов (0.089 м), далее не изменяясь. Вторая модель, рассмотренная в указанной статье, – с проводящим буровым раствором на водной основе с УЭП 10 См/м и пластом средней УЭП 0.1 См/м (0.1 и 10 Ом·м, соответственно). В этой модели влияние эксцентриситета на сигналы меньше, но при этом сокращаются интервалы смещения, при которых сигналы изменяются мало, а минимальные значения сигналов соответствуют наибольшим смещениям. Разность фаз (рисунок 1.7) от 9.3° на оси плавно снижается до 3.7° при смещении на 4 дюйма (0.100 м) и также плавно поднимается до 5.7° при смещении на 6.5 дюймов (0.165 м) без выхода на постоянное значение. Отношение амплитуд почти одинаково при небольших смещениях (2.25–2.27 при смещении до 1.5 дюймов или 0.037 м) и при больших (около 1.95 при смещении больше, чем на 5.5 дюймов или 0.014 м). Между указанными значениями смещения сигнал изменяется плавно.

Расчеты в модели с изменяющимся радиусом скважины авторы также проводят при большом контрасте УЭС раствора и пласта (0.1 и 1000 Ом·м, соответственно), а также при больших радиусах скважины (от 0.12 до 0.23 м). Здесь следует отметить, что сигналы на оси и при смещении на стенку скважины остаются практически постоянными и одинаковыми при небольших радиусах – до 5.5 дюймов, то есть при сравнимых радиусах катушек прибора (0.114 м) и скважины (от 0.127 до 0.140 м). Однако при дальнейшем увеличении радиуса скважины разница между осевым и смещенным значением разности фаз начинает быстро нарастать.

То есть, в скважине небольшого радиуса при смещении зонда можно ожидать отклонения небольшой амплитуды, а в скважине большого радиуса они могут быть весьма значительными. Например, если радиус скважины около 0.015 м, значение сигнала в центре равно 0.05° , смещенного – 0.32° , а если радиус около 0.020 м, значение сигнала на оси равно 0.25° , смещенного – 1.52° . Разница между осевым и смещенным значением отношения амплитуд растет при увеличении значений радиуса от 5.5 до 7 дюймов и становится почти постоянной при дальнейшем увеличении.

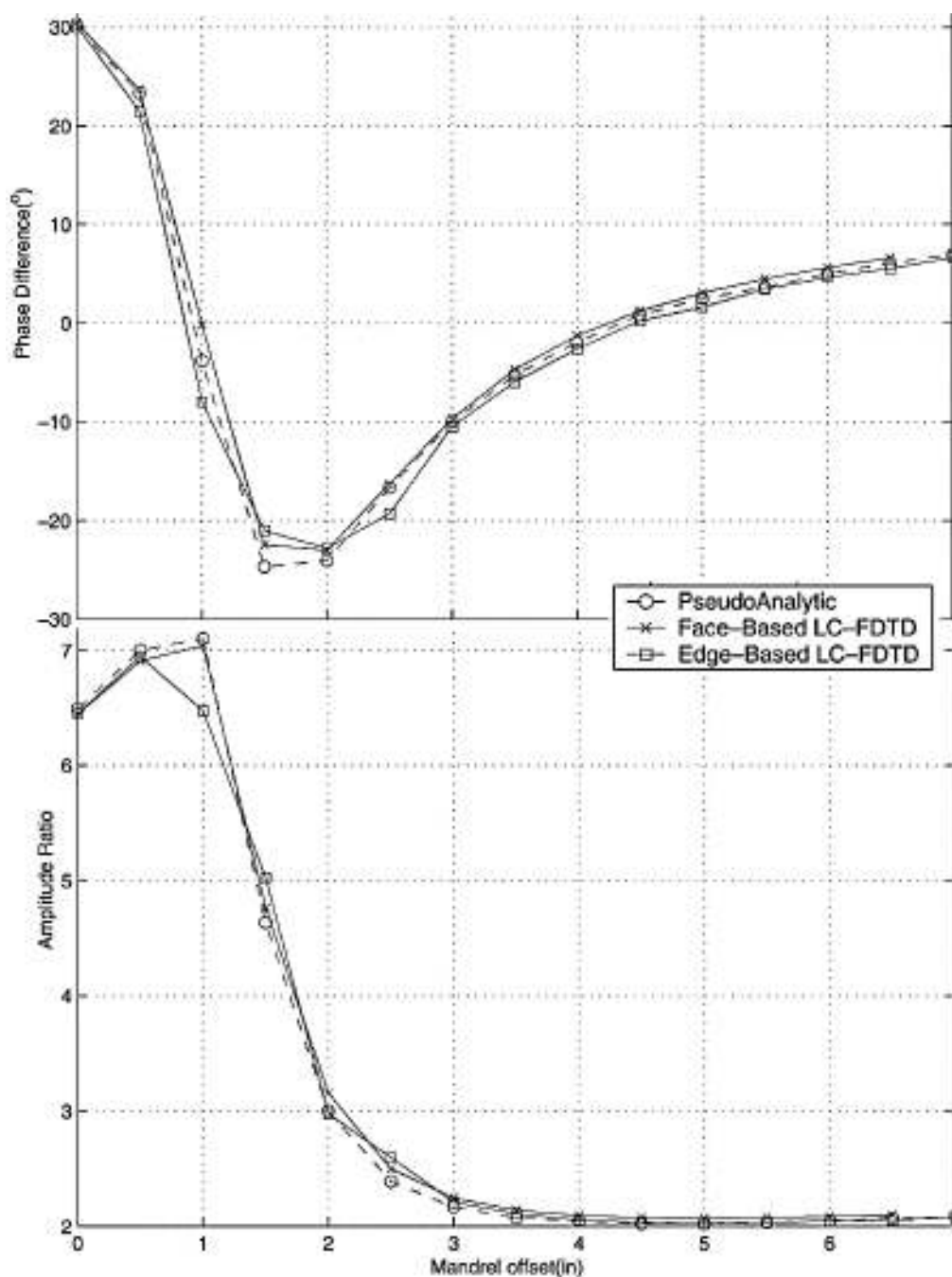


Рисунок 1.6 – Разность фаз и отношение амплитуд зонда LWD (2 МГц) в зависимости от смещения с оси скважины (рисунки 9a и 9b из статьи Hue, Teixeira, San Martin, Bittar, 2005¹³⁵), заполненной изолирующим буровым раствором. По оси абсцисс отложено расстояние между осями прибора и скважины (смещение) в дюймах, по оси ординат – разность фаз в градусах (вверху) и безразмерное отношение амплитуд (внизу)

Таким образом, расчёты Y.-K. Hue, F.I. Teixeira, I.E. San Martin, M. Bittar показывают, что сигнал высокочастотного зонда LWD будет вести себя сложным образом в скважине изменяющегося радиуса (например, при наличии каверн) при высоком контрасте УЭС бурового раствора и пласта.

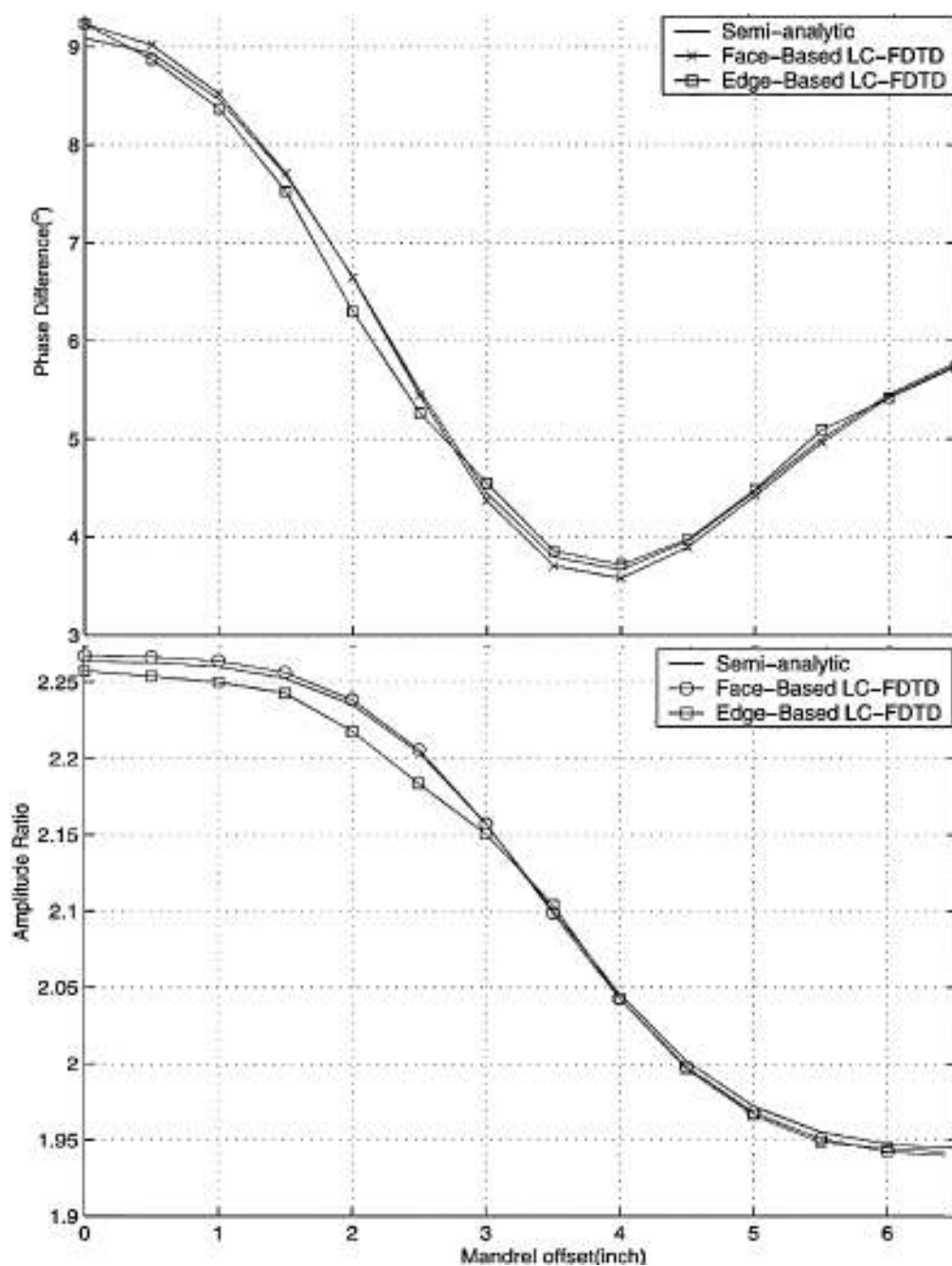


Рисунок 1.7 – Разность фаз и отношение амплитуд зонда LWD (2 МГц) в зависимости от смещения с оси скважины (рисунки 10a и 10b из статьи Hue, Teixeira, San Martin, Bittar, 2005¹³⁵), заполненной проводящим буровым раствором. По оси абсцисс отложено расстояние между осями прибора и скважины в дюймах, по оси ординат – разность фаз в градусах (вверху) и безразмерное отношение амплитуд (внизу)

1.5.1. Влияние эксцентриситета на сигналы ВЭМКЗ

В разрезах Западной Сибири большая часть отложений характеризуется средним диапазоном значений УЭС – от 1.5 до 50 Ом·м, радиусы скважин редко бывают много больше 0.108 м, УЭС глинистого раствора лежит в диапазоне 1–3 Ом·м. В наиболее неблагоприятном случае минерализованного биополимерного раствора УЭС снижается до сотых долей омметра, но такой раствор, как правило, используется только при бурении наклонных скважин малого радиуса.

Тем не менее, относительно высокие частоты, используемые в аппаратуре ВЭМКЗ, разнообразие значений радиусов скважин и приборов, а также контраста УЭС буровых растворов и пород обуславливает периодический интерес к возможному влиянию неосесимметричного положения зонда на измеряемые разность фаз и отношение амплитуд. Исследование этого влияния необходимо, поскольку широко распространенные методики и средства количественной интерпретации основаны на предположении о соосности зонда ВЭМКЗ и скважины, и их применение к искаженным влиянием эксцентриситета сигналам может приводить к ошибкам при определении УЭС пластов и их измененных зон.

В первых работах, посвященных влиянию эксцентриситета на разность фаз, измеряемую зондами ВИКИЗ, рассматривались условия глинистых растворов на пресной воде и средних значений УЭС отложений. К тому же методика количественной интерпретации данных ВИКИЗ самих по себе предполагает оценку параметров осредненной зоны проникновения, и подробности её строения не рассматриваются. Поэтому основной вывод в работах сводился к тому, что изменение сигналов зонда в результате смещения не влияет на оценку УЭС неизменной части пласта и незначительно меняет параметры повышающей зоны проникновения.

Влияние смещения зонда индукционного каротажа с оси скважины исследовано в работе А.А. Кауфмана, А.М. Каганского, В.С. Кривоупецкого (1974¹³⁷). Ю.Н. Антонов и В.С. Кривоупецкий (1981¹³⁸) приводят результаты расчётов разности фаз для трех изопараметрических зондов высокочастотного индукционного каротажа при контрасте УЭС раствора и пласта от 1/2 до 1/512 и показывают, что смещение зонда с оси скважины практически не влияет, если УЭС пласта отличается от УЭС бурового раствора не более чем в 10 раз.

В методической работе "*Технология исследования...*" (2000²⁰) показано, что для аппаратуры ВИКИЗ с радиусом корпуса 0.0365 м, размещенной в скважине радиусом 0.108 м, влияние эксцентриситета тем больше, чем выше контраст УЭС и меньше длина зонда. При УЭС бурового раствора 2 Ом·м и пласта 100 Ом·м значение $\Delta\varphi$ короткого зонда DF05 при максимальном эксцентриситете увеличивается на 20% относительно значения на оси, зонда DF07 – на 15%, зонда DF10 – на 5%, зонда DF14 – на 2%, зонда DF20 – не изменяется. Но при низком УЭС бурового раствора зависимость от смещения прибора с оси оказывается сложнее: для УЭС раствора 0.2 Ом·м и пласта 20 Ом·м изменяется тип кривой зондирования – с монотонно падающей

¹³⁷ Кауфман А.А., Каганский А.М., Кривоупецкий В.С. Радиальные характеристики индукционных зондов, смещенных относительно оси скважины // Геология и геофизика, 1974. № 7. С. 102–116.

¹³⁸ Антонов Ю.Н., Кривоупецкий В.С. Моделирование зондов изопараметрического каротажного зондирования // Геология и геофизика, 1981. № 10. С. 127–131.

с длиной зонда при осевом положении до восходящей при максимальном эксцентриситете. При этом значение $\rho_k^{\Delta\varphi}$ для длинных зондов практически одинаково при любом смещении.

Особенно важным исследование влияния эксцентриситета становится при определении радиального распределения УЭС по комплексу ВЭМКЗ и БКЗ в задачах оценки ФЕС на основе гидродинамического моделирования или исследования уплотнения породы вблизи стенки скважины в процессе бурения.

Следует отметить, что аппаратура ВЭМКЗ в большинстве случаев используется без центрирования. Скважины очень редко бывают строго вертикальными, поэтому естественно предположить, что прибор лежит на стенке скважины, то есть, его эксцентриситет максимален. В интервалах каверн и некругового сечения положение прибора без дополнительных измерений оценить невозможно. Радиус катушек зонда во всех модификациях приборов один и тот же (0.019 м), независимо от внешнего радиуса корпуса; для аппаратуры большого радиуса максимальное смещение меньше, чем для аппаратуры с меньшим радиусом.

Расчёт влияния смещения прибора с оси скважины выполняется с использованием программ, реализующими как численно-аналитический алгоритм, так и конечно-разностный и конечно-элементный, с взаимным тестированием результатов. Основной объём расчётов проведен конечно-элементным способом для модели "скважина круглого сечения – пласт" при максимальном смещении зондов на стенку скважины. Максимальное смещение Δr , или расстояние между осями прибора и скважины (рисунок 1.8), определяется радиусом скважины и внешним радиусом корпуса прибора.

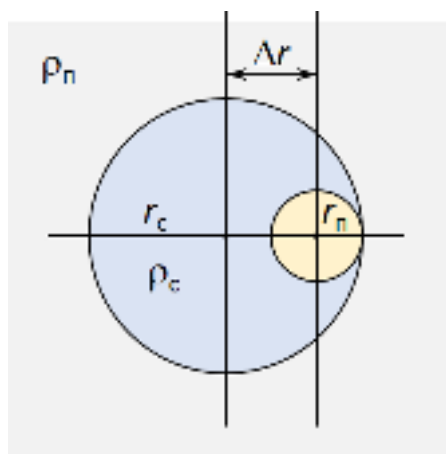


Рисунок 1.8 – Сечение горизонтальной плоскостью модели "скважина–пласт" со смещенным на стенку скважины прибором ВЭМКЗ

Ресурсоёмкие расчёты проведены для фиксированной сетки радиусов скважины (0.062, 0.073, 0.108, 0.150 м) и радиусов основных типов аппаратуры ВЭМКЗ (0.0365 и 0.051 м) для

двух положений прибора: на оси скважины и на ее стенке. Вычислены э.д.с. в приёмных катушках, с дальнейшим их преобразованием в разность фаз $\Delta\varphi$ и отношение амплитуд A_2/A_1 . В модели "скважина–пласт" диапазон УЭС пласта ρ_n от 0.5 до 2000 Ом·м, бурового раствора ρ_c – от 0.01 до 1000 Ом·м.

Анализ расчётов показывает, что на сигналы ВЭМКЗ смещение зондов с оси скважины влияет значительно (В.С. Игнатов, К.В. Сухорукова, 2009¹³⁹; М. Епов et al., 2012¹⁴⁰; М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, 2013⁹³). Это влияние тем больше, чем больше радиус скважины, сильнее контраст УЭС раствора и пласта и выше рабочая частота зонда.

В вертикальных скважинах большей частью измеряется разность фаз прибором ВИКИЗ. В этом случае типичный радиус скважины 0.108 м, радиус прибора 0.0365 м.

В модели при осевом положении прибора с радиусом 0.0365 м при $\rho_c = 0.1$ Ом·м значения $\Delta\varphi$ монотонно возрастают от короткого зонда к длинному, графики $\Delta\varphi$ почти параллельны для всех рассмотренных значений ρ_n (рисунок 1.9). При смещении прибора на стенку скважины значения $\Delta\varphi$ увеличиваются на несколько градусов ($1-5^\circ$) для всех зондов кроме длинного, на кривой зондирования появляется максимум для зонда DF07, значение $\Delta\varphi$ минимально для зонда DF20. Такая форма кривой зондирования при инверсии приводит к возникновению в модели ложной глубокой зоны понижающего проникновения, в то время как при инверсии кривой зондирования центрированного прибора получается модель "пласт без проникновения". Примечательно, что кривые зондирования для смещенного прибора тоже почти параллельны (выполняется для всех зондов кроме DF05), то есть для каждого зонда, начиная с DF07, изменение $\Delta\varphi$ в результате смещения с оси на стенку при всех значениях ρ_n примерно одинаковое.

Значения A_2/A_1 ($\rho_c = 0.1$ Ом·м) при центральном положении прибора одинаковы для двух длинных зондов DF14 и DF20 и немного больше для средних зондов DF07 и DF10, значение для зонда DF05 близко к значениям для зондов DF14 и DF20. При смещении прибора на стенку значения A_2/A_1 не меняются для зондов DF14 и DF20, что обеспечивает правильное определение значения ρ_n при инверсии отношения амплитуд. Для остальных зондов значения A_2/A_1 существенно снижаются по сравнению с положением на оси, при этом графики для $\rho_n = 30-500$ Ом·м

¹³⁹ Игнатов В.С., Сухорукова К.В. Влияние эксцентриситета зонда на сигналы высокочастотного электромагнитного каротажа // Каротажник, 2009. Вып. 182. С. 101–110.

¹⁴⁰ Епов М.И., Suhorukova C.V., Nikitenko M.N., Gorbatenko A.A., Arzhantsev V.S. Electromagnetic sounding in deviated and horizontal wells: mathematical modeling and real data interpretation // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference & Exhibition, Moscow, Russia 16–18th October 2012. Online library OnePetro (<http://www.onepetro.org>). SPE Conference Paper. DOI 10.2118/162034-MS. 18 pp.

параллельны с точностью до ширины линий. Изменение A_2/A_1 для невысоких значений ρ_n (5 и 10 Ом·м), обусловленное смещением, меньше, чем изменение для пластов с высокими ρ_n .

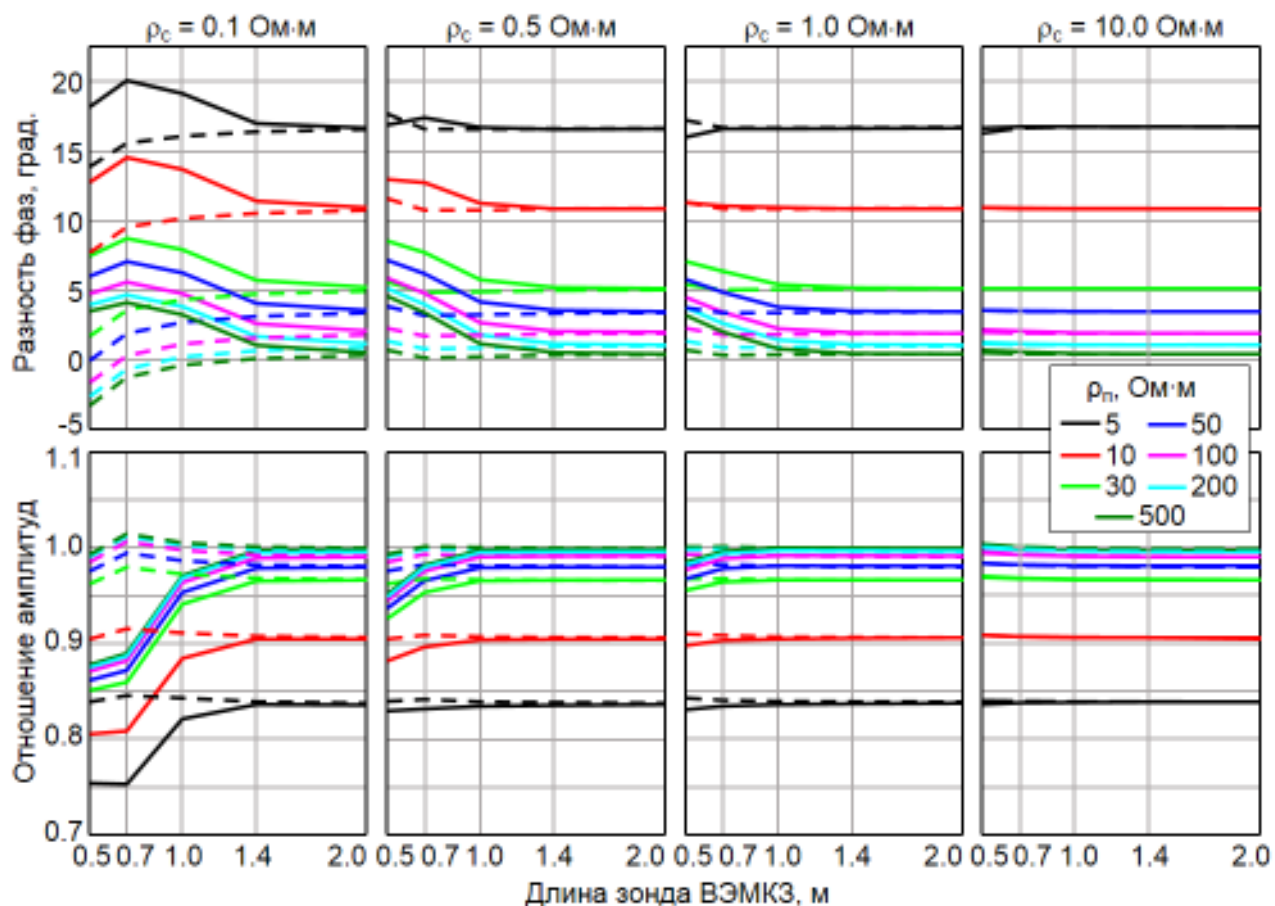


Рисунок 1.9 – Значения разности фаз и отношения амплитуд для разных УЭС пласта и бурового раствора и положений прибора ВЭМКЗ радиусом 0.0365 м в зависимости от длины зондов. Пунктир – прибор расположен на оси скважины, сплошная линия – на ее стенке

При центральном положении прибора ($\rho_c = 0.5$ Ом·м) для каждого значения ρ_n одинаковы значения как $\Delta\varphi$, так и A_2/A_1 для всех зондов кроме короткого, для которого значение $\Delta\varphi$ примерно на 1° выше остальных, а значение A_2/A_1 – ниже примерно на 0.01. При смещении на стенку не изменяются значения $\Delta\varphi$ зондов DF14 и DF20 и значения A_2/A_1 зондов DF10, DF14 и DF20. Значения $\Delta\varphi$ зондов DF05, DF07 и DF10 для $\rho_n = 30$ –500 Ом·м завышены (примерно на 3° для DF05), значения A_2/A_1 зондов DF05, DF07 занижены (на 0.05 для DF05). Изменение, обусловленное смещением, минимально при $\rho_n = 5$ Ом·м: значение $\Delta\varphi$ для DF05 снижается примерно на 1° , для DF07 – повышается на эту же величину, значение A_2/A_1 снижается для зондов DF05 и DF07 не более чем на 0.01. Графики обоих измеряемых сигналов почти параллельны между собой для $\rho_n = 30$ –500 Ом·м.

С увеличением значения ρ_c до 1.0 Ом·м изменение сигналов при смещении уменьшается. Значение A_2/A_1 снижается только для зонда DF05, значение $\Delta\varphi$ повышается для зондов DF05, DF07. Графики $\Delta\varphi$ для $\rho_n = 10\text{--}500$ Ом·м соответствуют кривым зондирования пласта с понижающей зоной проникновения. При $\rho_c = 10.0$ Ом·м изменения, обусловленные сдвигом прибора с оси на стенку скважины, становятся практически незаметны.

Пусть $\Delta\varphi_s$ – сигнал зонда, лежащего на стенке, $\Delta\varphi_o$ – сигнал зонда на оси, тогда $\Delta(\Delta\varphi) = \Delta\varphi_s - \Delta\varphi_o$ – изменение (приращение) сигнала при сдвиге прибора с оси на стенку. Величина $\Delta(\Delta\varphi)$ для разных зондов ВИКИЗ оказывается довольно значительной при таком соотношении радиусов скважины и прибора (рисунок 1.10). Белым цветом обозначена область, в которой сигналы при положении зонда на стенке и на оси скважины равны с практической точностью (различие не превышает погрешности измерения $|\Delta(\Delta\varphi)| < 0.3^\circ$). Эта область включает линию равных между собой значений ρ_n и ρ_c (показана на рисунках), довольно широкую полосу вокруг нее, смещенную в сторону $\rho_n > \rho_c$. При низких значениях ρ_n и ρ_c $\Delta(\Delta\varphi)$ меняет знак.

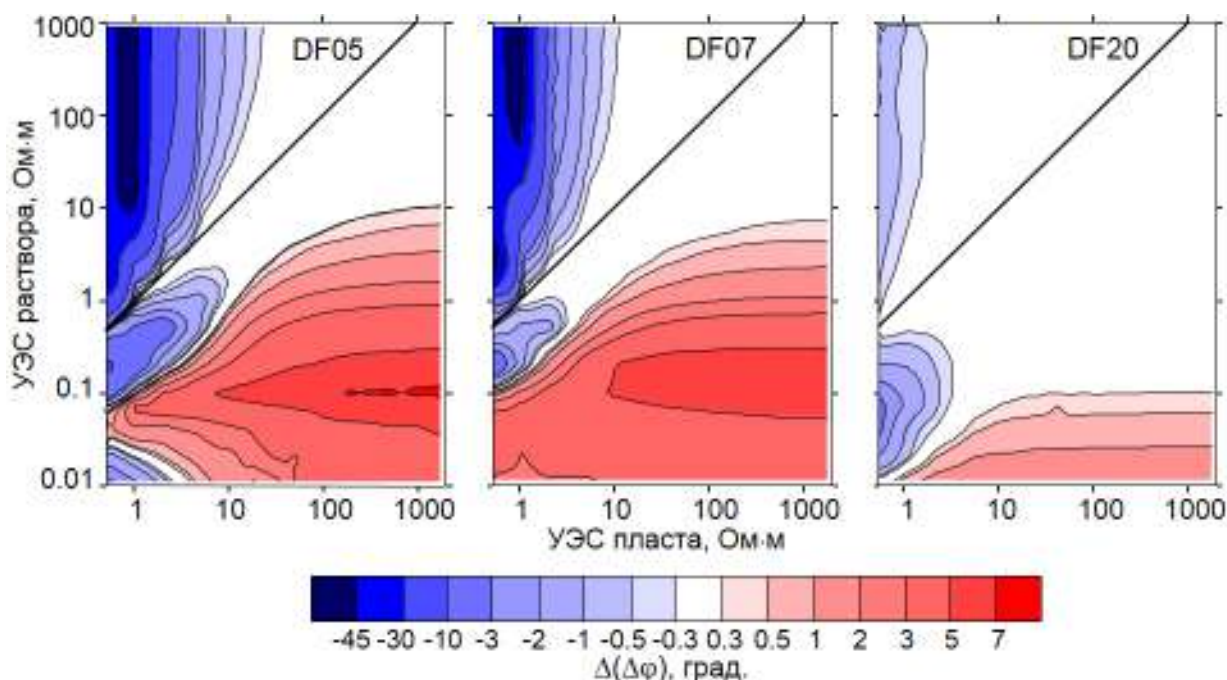


Рисунок 1.10 – Приращение разности фаз для разных УЭС пласта и положений прибора в зависимости от длины. Радиус скважины 0.108 м, прибора – 0.0365 м

Сигнал зонда DF20 на стенке практически равен сигналу на оси в областях над линией $\rho_n = \rho_c$ при $\rho_n > 1$ Ом·м и под линией — $\rho_n > 3$ и $\rho_c > 0.1$ Ом·м, что показывает независимость от эксцентриситета при измерении в глинистых растворах. То же выполняется и для зонда DF14, но при $\rho_c > 0.5$ Ом·м. Следовательно, в растворах с УЭС более 0.5 Ом·м кривая зондирования на длинных зондах выходит на неискаженные влиянием эксцентриситета уровни, что в большинстве практических случаев означает вполне надежное определение УЭС неизменной части.

Завышение сигнала зонда DF20 в результате сдвига зонда ($\Delta(\Delta\varphi) = 1-2^\circ$) происходит в области $\rho_c < 0.1$ Ом·м почти для всех значений ρ_n . Занижение наблюдается в двух областях: $\rho_n < 1.5$ и $\rho_c > 0.8$ Ом·м ($\Delta(\Delta\varphi)$ не ниже -1°); $\rho_n < 3$ и $0.01 < \rho_c < 0.4$ Ом·м. Минимальное значение $\Delta(\Delta\varphi) = -3^\circ$ достигается в области $\rho_n < 0.6$ и $0.04 < \rho_c < 0.08$ Ом·м.

Для короткого зонда DF05 влияние эксцентриситета на сигнал, как и отмечалось выше, оказывается очень существенным. Величина $\Delta(\Delta\varphi)$ меньше погрешности измерения в квазипрямоугольной области $\rho_n > 20$ и $\rho_c > 10$ Ом·м и полосе под линией $\rho_n = \rho_c$ (нижняя граница полосы при $\rho_n > 10$ Ом·м примерно соответствует линии $\rho_n = 10\rho_c$). Максимальное влияние сдвига на стенку проявляется: большим понижением сигнала в области малых значениях ρ_n (0.6–1.5 Ом·м) и больших значениях ρ_c (более 10 Ом·м), значительным понижением (до 10°) – в области под линией $\rho_n = \rho_c$ (при $\rho_n < 2.5$ Ом·м и $0.08 < \rho_c < 0.4$ Ом·м), понижением до 3° – ниже линии между точками $\rho_n < 1$ Ом·м и $\rho_c < 0.015$ Ом·м. Повышение $\Delta\varphi$ происходит при значениях $\rho_c < 10$ Ом·м во всем диапазоне значений ρ_n (при $\rho_c = 0.1$ Ом·м и $\rho_n > 150$ Ом·м сигнал завышается максимально – на 7°). Аналогично ведет себя сигнал зонда DF07 при меньших на 10–15% экстремальных значениях. При дальнейшем увеличении длины зонда экстремальные значения продолжают снижаться, а область $|\Delta(\Delta\varphi)| < 0.3^\circ$ значительно расширяется.

Следует отметить, что влияние эксцентриситета при значениях УЭС пласта больше 50 Ом·м для зонда DF05 и 20–30 для остальных зондов слабо меняется с изменением этого параметра. Область максимальных значений $\Delta(\Delta\varphi)$ (более 5°) вытянута вдоль оси ρ_n и соответствует значению $\rho_c = 0.08-0.12$ Ом·м.

Таким образом, для модели с радиусом скважины 0.108 м и прибора 0.0365 м при большом контрасте УЭС пласта и бурового раствора разность фаз при положении прибора на оси и на стенке скважины существенно различается, особенно для коротких зондов. В результате смещения на стенку сигнал завышается при значениях $\rho_n > \approx 10\rho_c$ (максимально – при $\rho_c = 0.1$ Ом·м и больших значениях ρ_n), занижается при $\rho_n < \approx 10\rho_c$ и максимально при $\rho_n \approx 1$ Ом·м и значениях $\rho_c > 10$ Ом·м. При большом контрасте значений ρ_n и ρ_c влияние эксцентриситета на $\Delta\varphi$ необходимо исключать до проведения численной инверсии на основе цилиндрически-слоистой модели. При этом влияние эксцентриситета на сигнал длинных зондов не превышает погрешности измерения в практически важном диапазоне значений ρ_n и ρ_c (В.С. Игнатов, К.В. Сухорукова, 2012¹³⁹).

При бурении наклонных или горизонтальных стволов радиус скважины равен 0.062 м, внешний радиус корпуса модулей ВЭМКЗ автономной аппаратуры – 0.051 м. Изменение сигналов ($\Delta\varphi$ и A_2/A_1) в результате сдвига прибора на стенку скважины (рисунок 1.11) максимально для высокочастотного зонда DF05 и практически незначимо (меньше погрешности измерения)

для низкочастотных зондов длиной больше 1 м (DF11, DF14, DF16, DF20). Эксцентриситет больше влияет на $\Delta\varphi$, чем на A_2/A_1 , увеличивая $\Delta\varphi$ и уменьшая A_2/A_1 при высокой электропроводности раствора в скважине (А.А. Горбатенко, Ф.В. Вологдин, К.В. Сухорукова, 2013¹⁴¹).

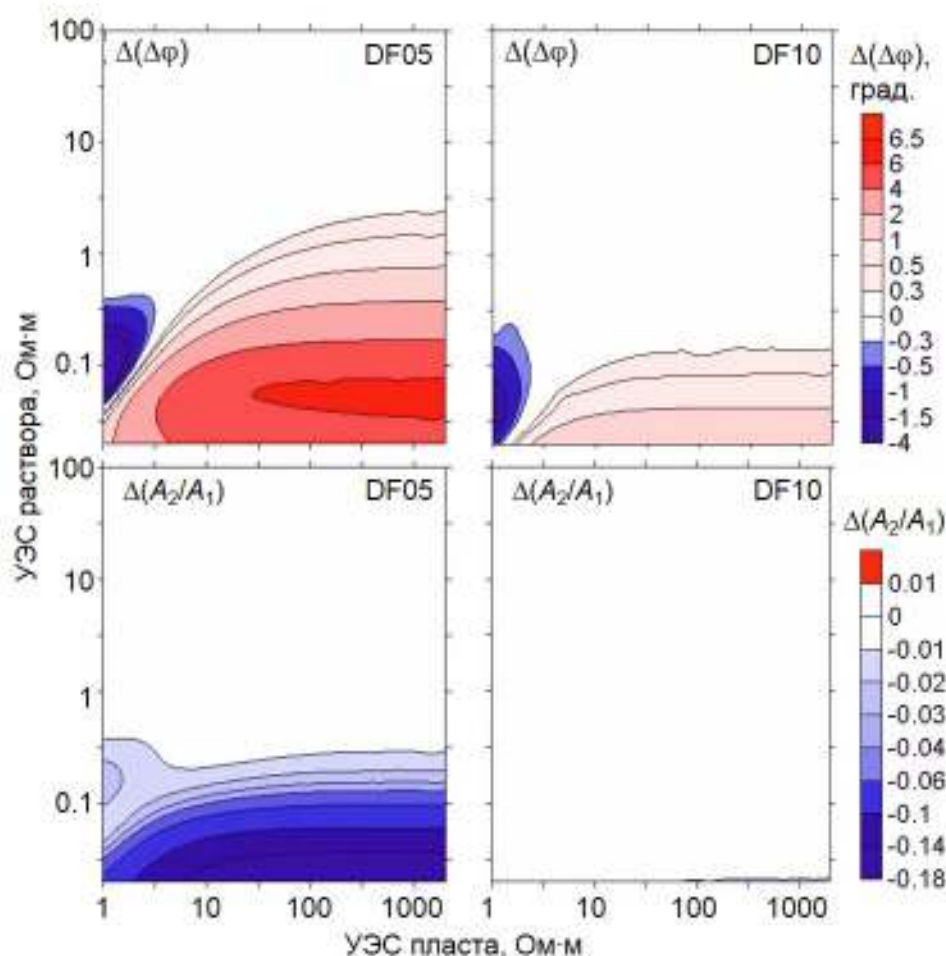


Рисунок 1.11 – Приращение разности фаз и отношения амплитуд для разных УЭС пласта и положений прибора в зависимости от длины (радиус скважины 0.062 м, прибора – 0.051 м)

Для зонда DF05 значения $\Delta(\Delta\varphi)$ практически незначимы (меньше погрешности измерения) для всех значений ρ_p при $\rho_c > 2$ Ом·м, для $\rho_p < 10$ Ом·м и $\rho_c > 0.5$ Ом·м и для $10 < \rho_p < 30$ Ом·м и $\rho_c > 0.5\text{--}0.7$ Ом·м. При небольших значениях ρ_c приращение $\Delta\varphi$ положительно (за исключением области $\rho_p < 3$ Ом·м и $0.05 < \rho_c < 0.5$ Ом·м). Область положительных значений $\Delta(\Delta\varphi)$ вытянута вдоль горизонтальной оси, максимальные значения (от 6 до 6.5°) наблюдаются при $\rho_p > 30$ Ом·м и $0.04 < \rho_c < 0.07$ Ом·м. Значения $\Delta(A_2/A_1)$ отрицательны, их амплитуда максимальна при самых низких значениях ρ_c из рассматриваемого диапазона ($|\Delta(A_2/A_1)| > 0.14$ при ρ_c

¹⁴¹ Горбатенко А.А., Вологдин Ф.В., Сухорукова К.В. Моделирование влияния неровностей стенки скважины и эксцентриситета каротажного зонда на показания высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования в скважинах с высокопроводящим раствором // Каротажник, 2013. № 2. С. 54–64.

$< 0.03 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\rho_{\text{п}} > 6.0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). В области $\rho_{\text{с}} > 0.3\text{--}0.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ значения $|\Delta(A_2/A_1)|$ не превышают 0.01. Изменения сигналов, обусловленные влиянием смещенного положения прибора, приводят к уменьшению $\rho_{\text{к}}$, вычисленного по обеим измеряемым характеристикам.

Таким образом, при нецентрированном положении прибора ВЭМКЗ в задачах определения радиального распределения УЭС в проницаемом пласте измеренные короткими высокочастотными зондами ВЭМКЗ (DF05, DF06, DF07, DF08, DF10) значения разности фаз и отношения амплитуд следует пересчитывать в значения на оси скважины. В задачах определения параметров горизонтально-слоистой среды по сигналам длинных низкочастотных зондов (DF11, DF14, DF16, DF20) коррекция измеренных значений, при типичных размерах радиусов скважины и прибора, не требуется.

Хотелось бы ожидать, что влияние эксцентриситета тем больше, чем больше диаметр скважины, чем короче зонд (выше частота) и сильнее контраст УЭС раствора и породы. Однако зависимость оказывается сложнее, и каждый случай необходимо рассматривать отдельно. Если зонд не лежит на стенке скважины, оценить влияние смещения, не зная величину последнего, оказывается невозможно. Но при этом можно установить, сигналы каких зондов будут искажены в наименьшей степени. Зависимость величин $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 от смещения с оси в модели с высоким контрастом значений $\rho_{\text{п}}$ и $\rho_{\text{с}}$ (диаметр скважины 0.216 м, прибора 0.073 м, $\rho_{\text{п}} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{с}} = 0.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) показывает (рисунок 1.12), что значения $\Delta\varphi$ зонда DF05 изменяются слабо при небольшом смещении прибора с оси (до 0.01 м) в случае $\rho_{\text{с}} = 0.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и рядом со стенкой скважины (смещение 0.05–0.07 м), для зонда DF10 – при смещении до 0.03 м, зонда DF20 не изменяются совсем; значения A_2/A_1 зонда DF05 заметно изменяются только при смещении более 0.04 м, для зондов DF10 и DF20 влияние смещения отсутствует. В области средних значений смещения (0.025–0.040 м) изменение $\Delta\varphi$ с длиной зонда будет немонотонным, в отличие от изменения значений A_2/A_1 . Немонотонная кривая зондирования, построенная по разности фаз, встречается при анализе практических сигналов, и это может быть признаком среднего смещения прибора в скважине. При максимальных смещениях оба сигнала изменяются таким образом, что в непроницаемых породах в модели пласта появится понижающая зона проникновения.

При $\rho_{\text{с}} = 0.02 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ максимальные изменения $\Delta\varphi$ соответствуют разным смещениям: для короткого зонда это смещение 0.02 м, для среднего около 0.04 м. Немонотонная зависимость $\Delta\varphi$ заметна при смещении до 0.01 и более 0.05 м, A_2/A_1 – от 0.015 до 0.035 м. При смещении более 0.03 м заметно увеличение $\Delta\varphi$ длинного зонда, значение A_2/A_1 остается неизменным при любом положении зонда. В среднем, при немонотонной форме кривых зондирования, изменения в результате смещения приведут также к появлению в модели ложной понижающей ЗП.

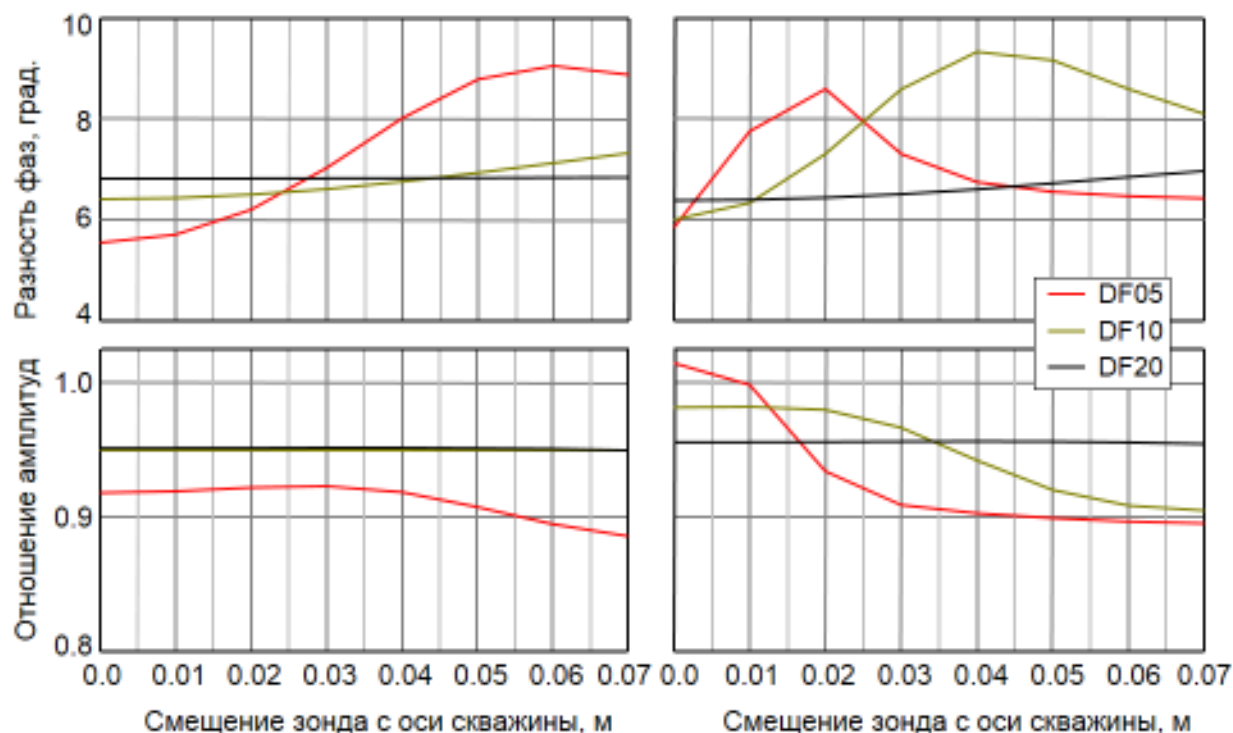


Рисунок 1.12 – Значения разности фаз и отношения амплитуд в зависимости от смещения зонда с оси скважины. Диаметр скважины 0.216 м, прибора 0.073 м, $\rho_n = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_c = 0.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $0.02 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

Зависимости A_2/A_1 от смещения зонда с оси скважины в общем похожи на результаты расчетов Y.-K. Hue, F. Teixeira, I. San Martin, M. Bittar (2005¹³⁵), но на графиках $\Delta\varphi$ наблюдается максимум, а не минимум. Похожие зависимости получили также с помощью аналитического подхода М. Nikitenko, G. Itskovich, A. Seryakov (2016¹⁴²) и А. Kaufman, G. Itskovich (2017¹⁴³).

Рассчитанные в модели "скважина – пласт" значения $\Delta(\Delta\varphi)$ и $\Delta(A_2/A_1)$, преобразованные в палетки, удобно использовать для внесения поправок в измеренные значения $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 при наличии сдвига прибора на стенку скважины. В настоящее время этот способ коррекции данных реализован только для разности фаз. Алгоритм на основе интерполяции по узлам цифровых палеток, встроенный в программную систему EMF Pro, позволяет рассчитывать трансформации измеренной разности фаз в ρ_k с учетом скважины и эксцентриситета зонда, а также пересчитывать $\Delta\varphi$ в значение при осесимметричном положении для последующей инверсии кривой зондирования. На рисунке 1.13 представлен результат учёта влияния эксцентриситета в практических данных (радиус скважины 0.108 м, радиус прибора 0.0365 м, УЭС биополимерного бурового раствора 0.15 Ом·м, УЭС пород 5.0–15.0 Ом·м).

¹⁴² Nikitenko M, Itskovich G, Seryakov A. Fast electromagnetic modeling in cylindrically layered media excited by eccentric magnetic dipole // Radio Sci., 2016. V. 51 (6). P. 573–588.

¹⁴³ Kaufman A., Itskovich G. Basic Principles of Induction Logging: Electromagnetic Methods in Borehole. Elsevier, 2017. 501 p.

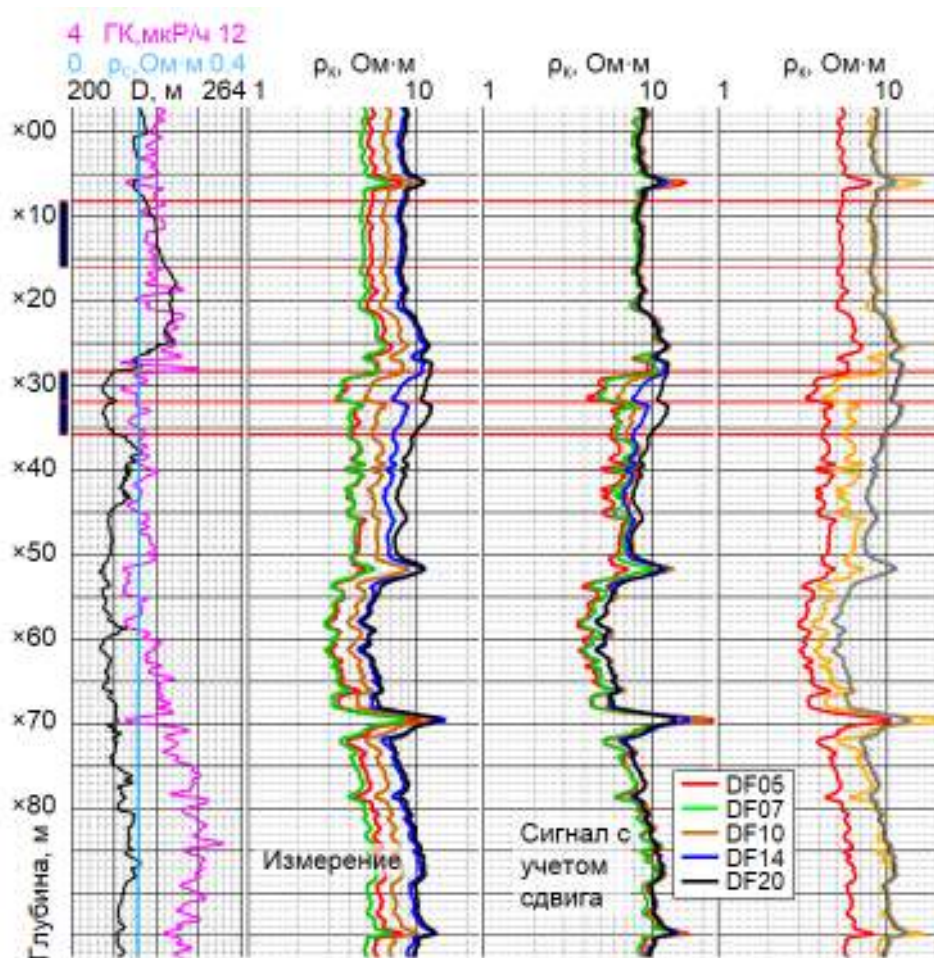


Рисунок 1.13 – Изменение сигналов ВЭМКЗ после коррекции влияния эксцентриситета. Диаграммы: ГК, УЭС раствора, диаметр скважины; ρ_k по измеренным сигналам; ρ_k по сигналам, пересчитанным на ось скважины; сравнение измеренных и пересчитанных сигналов короткого зонда (красная и оранжевая линии) и длинного (черная и серая линии)

На диаграммах исходных сигналов пласты песчаников (относительная глубина 28–36 м) мало отличаются от глинистых перекрывающих пластов по расхождению значений для зондов разной длины. В глинистых пластах заметна немонотонность кривой зондирования: значение ρ_k для зонда DF07 ниже чем для зонда DF05, что соответствует соотношению значений $\Delta\varphi$ на рисунке 1.9 для $\rho_c = 0.1$ Ом·м. После учёта эксцентриситета на верхнем глинистом интервале (0–25 м) значения ρ_k для разных зондов становятся практически одинаковыми, а заметное расхождение остается только на интервале песчаников. Сравнение диаграмм ρ_k до и после учёта эксцентриситета показывает сильное изменение значений для короткого зонда (на 1–4 Ом·м), в то время как значения для длинного зонда не изменяются.

Изменение значений $\Delta\varphi$ при коррекции влияния эксцентриситета прибора не всегда приводит к теоретически ожидаемой форме и упрощению кривых зондирования. Например, для выделенных границами на рисунке 1.13 интервалов глинистых и песчанистых пород (8–16 и 28–36 м, соответственно) инверсия измеренных сигналов приводит к моделям с понижающей зоной

проникновения, а скорректированных сигналов – к модели глин без ЗП, но с повышенной диэлектрической проницаемостью (рисунок 1.14), и к модели песчаника также с ЗП, притом почти той же толщины, УЭС которой меняется с 4.3 на 5.7 Ом·м, а УЭС пласта становится ниже – 12.0 вместо 13.2 Ом·м (рисунок 1.15).

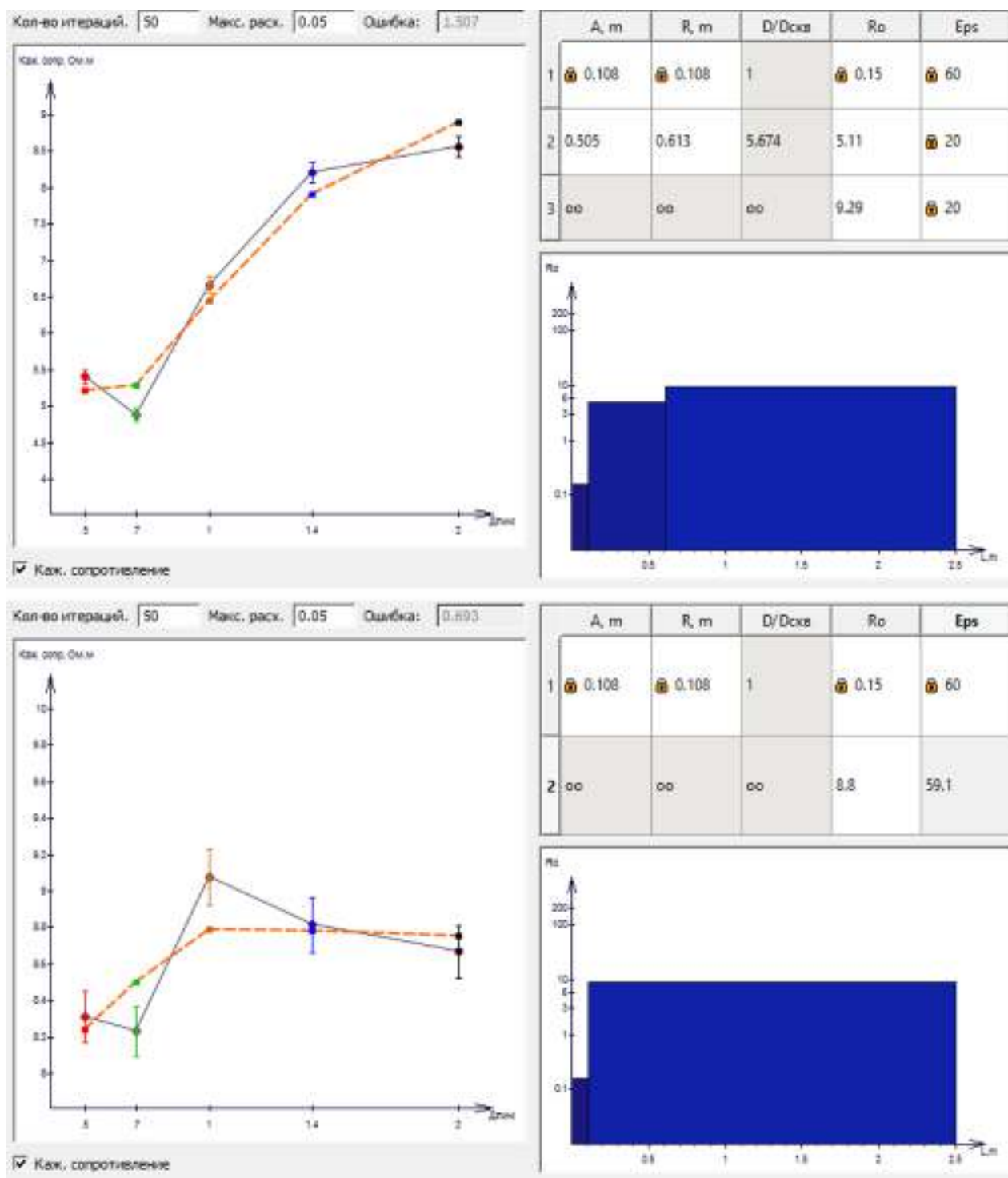


Рисунок 1.14 – Изменение модели глинистого пласта после коррекции влияния эксцентриситета: результат инверсии измеренных сигналов ВЭМКЗ (вверху) и пересчитанных на осевое положение (внизу)

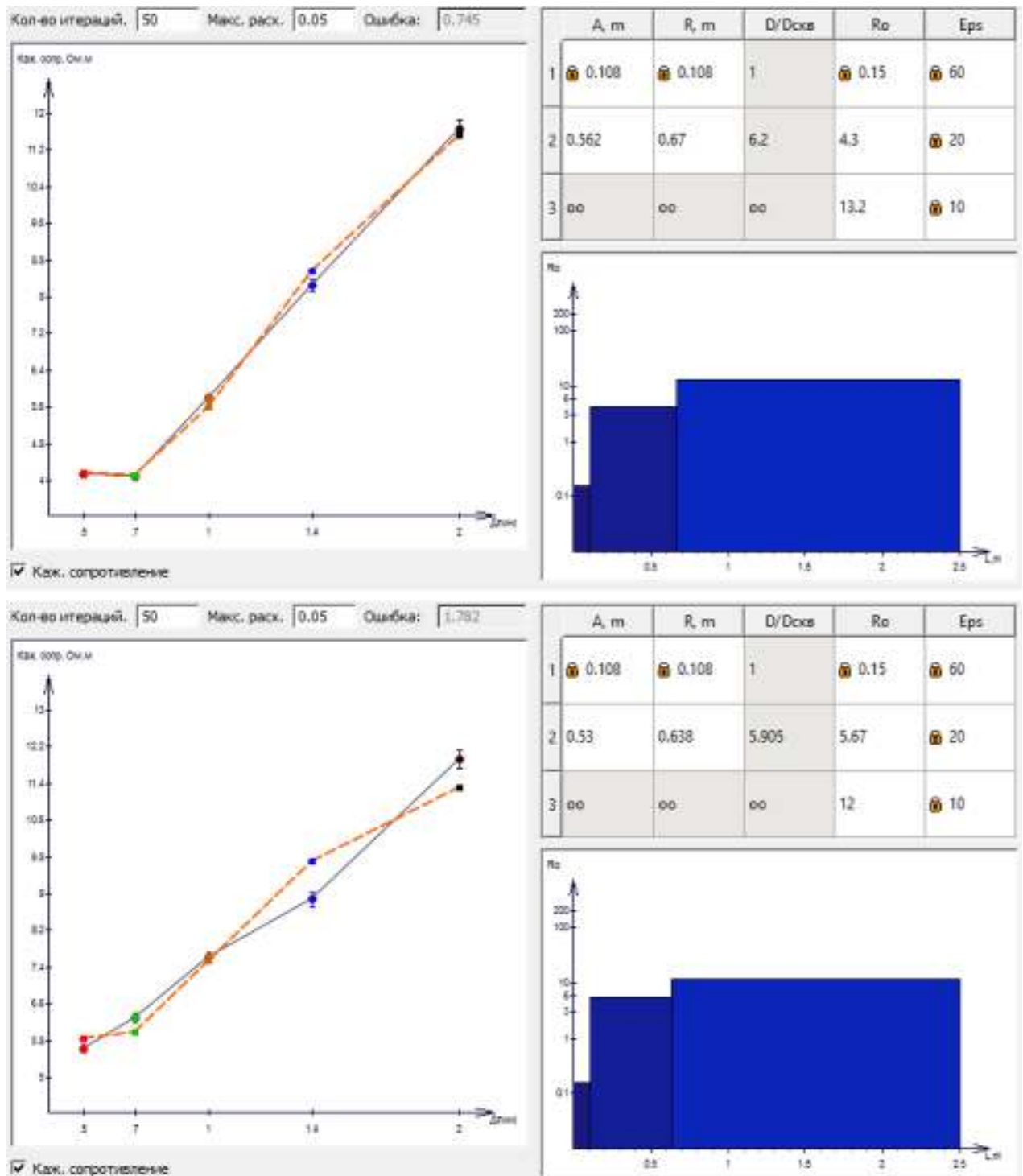


Рисунок 1.15 – Изменение модели песчаного пласта после коррекции влияния эксцентриситета: результат инверсии измеренных сигналов ВЭМКЗ (вверху) и пересчитанных на осевое положение (внизу)

То есть, коррекция влияния смещения прибора с оси на стенку скважины привела к улучшению визуального восприятия диаграмм ρ_k и к определению более реалистичной геоэлектрической модели глинистых отложений, но сохраняет расхождение значений в песчаных отложениях, отражающее наличие изменений в прискважинной зоне.

В скважине малого радиуса 0.062 м (рисунок 1.16) в глинистых пластах расхождение измеренных сигналов зондов разной длины меньше. После пересчёта измеренной разности фаз на осевое положение на интервале глинистых отложений (относительная глубина 30–40 м) значения ρ_k для разных зондов становятся практически одинаковыми, а на интервале песчанистых пород заметное расхождение остается только между значениями ρ_k для короткого зонда DF05 и близкими между собой значениями для остальных зондов.

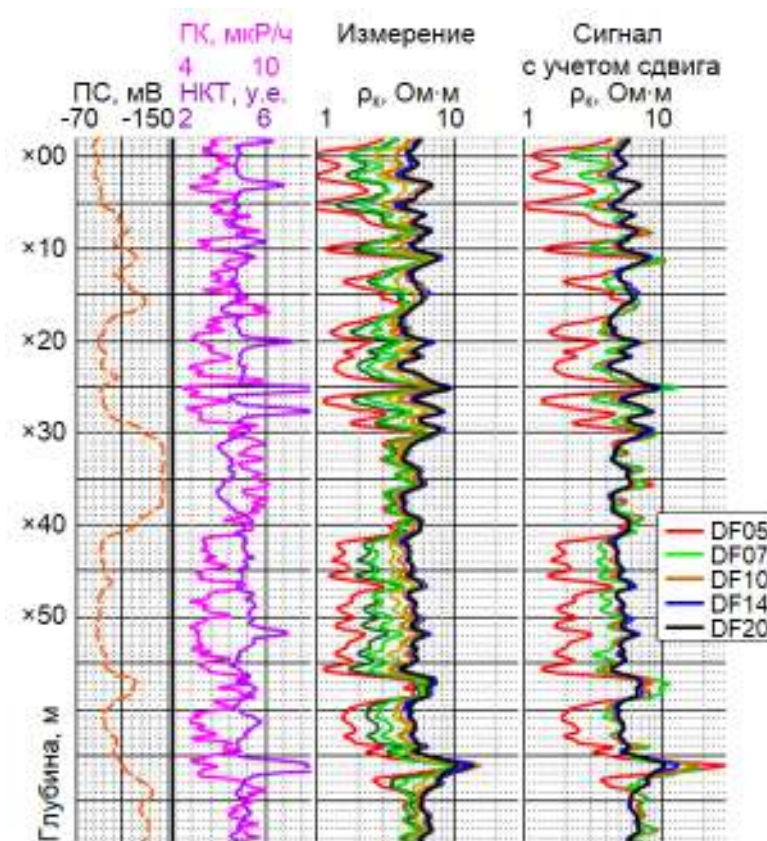


Рисунок 1.16 – Изменение значений ρ_k после коррекции влияния эксцентриситета. Диаграммы слева направо: ПС; ГК, НКТ; ρ_k по измеренным сигналам ВЭМКЗ; ρ_k по сигналам, пересчитанным на ось скважины (радиус скважины 0.062 м, УЭС бурового раствора 0.04 Ом·м)

Изменение соотношения сигналов приводит к изменению определяемых при инверсии параметров понижающей ЗП (рисунок 1.17). Уменьшение разницы между сигналами трех длинных зондов DF10, DF14 и DF20 вследствие их коррекции приводит к уменьшению толщины ЗП и снижению её УЭС. При радиусе скважины 0.062 м, УЭС бурового раствора 0.04 Ом·м и УЭС пласта 4.8 Ом·м по измеренным сигналам определяются толщина и УЭС зоны проникновения – 0.2 м и 0.9 Ом·м, а по сигналам, пересчитанным на осевое положение, – 0.14 м и 0.35 Ом·м.

Таким образом, в случае бурения на биополимерном растворе небольшая глубина измененной зоны и ее пониженное УЭС приводят к незначительной коррекции этих параметров в результате коррекции влияния эксцентриситета, но позволяют исключить появление измененной зоны на интервале непроницаемых пород.

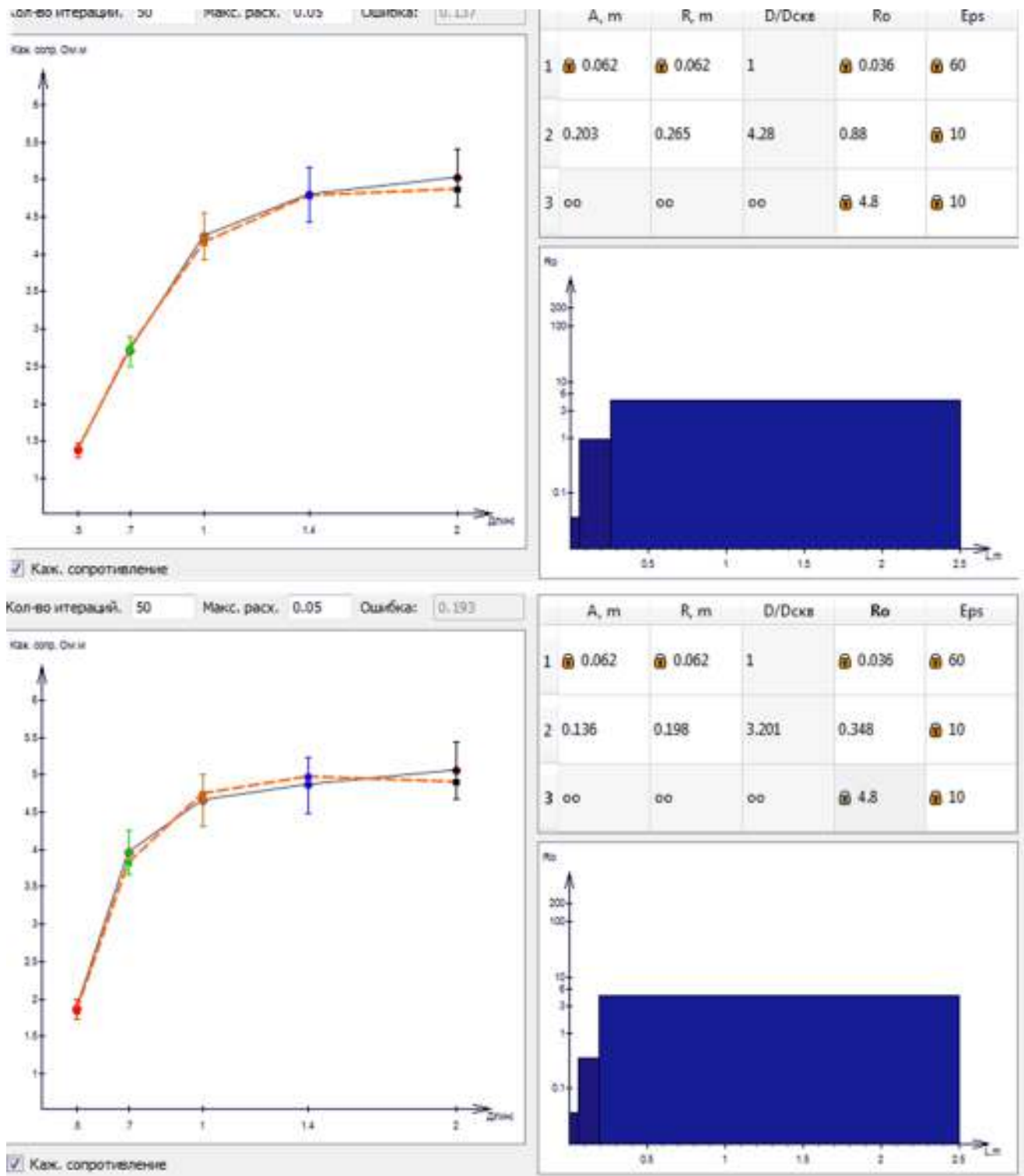


Рисунок 1.17 – Изменение модели песчаного пласта после коррекции влияния эксцентриситета: результат инверсии измеренных сигналов ВЭМКЗ (вверху) и сигналов, пересчитанных на осевое положение прибора (внизу)

1.5.2. Влияние эксцентриситета и радиуса корпуса прибора и эллиптичности сечения скважины на сигналы БКЗ

Методы численной интерпретации данных БКЗ в вертикальных и слабонаклонных скважинах теоретически обосновываются в 50-х годах С.Г. Комаровым (1950¹⁴⁴) и А.М. Альпиным (1958¹⁴⁵) для кабельного варианта аппаратуры, в котором электроды предполагаются точечными. Геоэлектрическая модель проницаемого пласта содержит одну измененную проникновением зону – ЗП. Влияние высокопроводящего бурового раствора на кривые зондирования обычно считается неблагоприятным условием применения метода, но в 1981 г. О.Н. Кропотов, И.П. Бриченко, Е.В. Чаадаев, Л.И. Павлова¹⁴⁶ исследуют сигналы, измеренные в вертикальных скважинах, и устанавливают возможность применения метода БКЗ для оценки параметров зоны проникновения и пласта в условиях незавершенности кривой зондирования.

Сведения об успешной интерпретации сигналов БКЗ, измеренных в скважинах Самотлорского месторождения с биополимерным раствором, приводятся также в докладе Е.И. Майковой (2008¹⁴⁷).

Теоретическое исследование зависимости сигнала градиент-зондов от эксцентриситета прибора проводит А.Е. Куликович в 1962 г.¹⁴⁸ и получает выражение для потенциала точечного и кольцевого источника в цилиндрически-слоистой среде, смещенного относительно оси симметрии, но не приводит ни одной численной оценки влияния смещения на сигнал.

Е.В. Чаадаев в диссертационной работе (1991¹⁴⁹) на основе теоретических исследований устанавливает, что "... влияние эксцентриситета зондов и реальных размеров их электродов на показания в большинстве случаев незначительно", поэтому корректно использовать при интерпретации данных БКЗ палетки, рассчитанные "... для идеальных потенциал- и градиент-зондов с точечными электродами, поскольку влияние эксцентриситета зондов и реальных размеров их электродов на показания в большинстве случаев незначительно".

В связи с использованием аппаратуры СКЛ в наклонных и горизонтальных стволах, заполненных высокоминерализованным раствором, необходимо проанализировать зависимость

¹⁴⁴ Комаров С.Г. Каротаж по методу сопротивлений. Интерпретация. Л.: Гос. науч.-техн. изд-во нефтяной и горно-топливной лит., 1950. 229 с.

¹⁴⁵ Альпин Л.М. Палетки бокового каротажного зондирования (БКЗ). М.: Гостоптехиздат, 1958. 45 с.

¹⁴⁶ Кропотов О.Н., Бриченко И.П., Чаадаев Е.В., Павлова Л.И. Некоторые особенности интерпретации данных БКЗ в условиях высокоминерализованных промысловых жидкостей // Геология нефти и газа, 1981. № 8. С. 55–60.

¹⁴⁷ Майкова Е.И. Оценка характера проникновения фильтрата бурового раствора в скважинах, пробуренных на полимерных и глинистых растворах, для Самотлорского месторождения // Материалы докл. XV Международной конф. студентов, аспирантов и молодых ученых "Ломоносов" / Отв. ред. И.А. Алешковский, П.Н. Костылев. [Электронный ресурс] — М.: Изд-во МГУ; СП Мысль, 2008. 1 с.

¹⁴⁸ Куликович А.Е. Решение задачи теории электрического каротажа в случае смещения источников поля с оси скважины // Прикладная геофизика : М.: Гостоптехиздат, 1962. Вып. 32. С. 122–131.

сигналов градиент-зондов в условиях высокого контраста УЭС бурового раствора и пласта, а также для радиуса корпуса прибора, значительно превышающего радиус каротажного кабеля.

Сигналы БКЗ для прибора СКЛ наименьшего радиуса 0.0365 м, расположенного в скважине радиуса 0.108 м, при УЭС раствора 0.1 Ом·м практически не зависят от положения при всех рассмотренных значениях ρ_n и смещения прибора (крайние положения – на оси и на стенке скважины – показаны на рисунке 1.18). При расчётах конечно-разностным способом использована программа Bkz_3D И.В. Суroidиной (2012¹⁴⁹). Диапазон исследованных значений ρ_n охватывает практически все важные типы пород: от непроницаемых глинистых или проницаемых песчаных водонасыщенных (4 Ом·м) до непроницаемых карбонатизированных или проницаемых песчаных нефтенасыщенных (100 Ом·м). Максимальное различие между сигналами в разных положениях наблюдается в низкоомной модели и составляет 0.2 Ом·м при значении сигналов 4.7 и 6.3 Ом·м, что не превышает относительной погрешности измерения 5%.

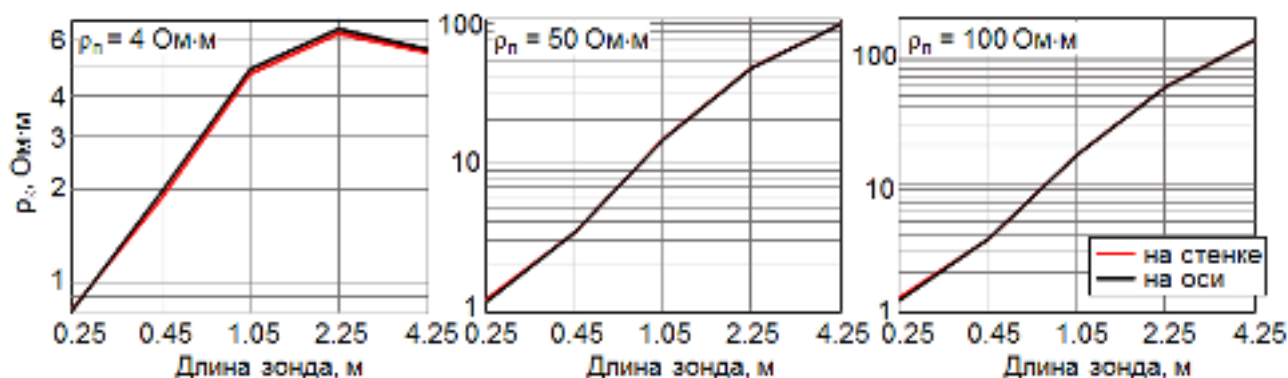


Рисунок 1.18 – Сигналы БКЗ при разных положениях прибора СКЛ в скважине с проводящим буровым раствором. Радиус скважины 0.108 м, радиус прибора 0.0365 м, УЭС бурового раствора 0.1 Ом·м, УЭС пласта 4, 50 и 100 Ом·м

Таким образом, смещение с оси скважины прибора СКЛ конечного радиуса не оказывает существенного влияния на сигналы градиент-зондов (К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, М.Н. Никитенко, И.В. Суroidина, 2011¹⁵⁰; К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, И.В. Суroidина, О.В. Нечаев, 2015¹⁵¹), и дополнительная коррекция для данных БКЗ не требуется.

¹⁴⁹ Суroidина И.В., Лабути И.Б. Разработка параллельных алгоритмов для решения задач каротажа на графических процессорах // Параллельные вычислительные технологии (ПаВТ'2012): Тр. международной науч. конф. (Новосибирск, 26–30 марта 2012 г.), 2012. С. 690–697.

¹⁵⁰ Сухорукова К.В., Аржанцев В.С., Никитенко М.Н., Суroidина И.В. Сигналы ВЭМКЗ и БКЗ в наклонно-горизонтальных скважинах [Электронный ресурс] // Геофизические исследования в скважинах–2011. Новосибирск, НПП ГА "Луч", 8–10 ноября 2011. Презентация, 2011. URL: <http://www.looch.ru/downloads/K.V.Suhorukova.pdf>.

¹⁵¹ Сухорукова К.В., Аржанцев В.С., Суroidина И.В., Нечаев О.В. Результаты численного моделирования сигналов бокового каротажного зондирования автономной аппаратуры СКЛ // Каротажник, 2015. № 11 (245). С. 51–58.

Поскольку сигналы градиент-зондов в большой степени зависят от УЭС бурового раствора, в котором находится прибор, то второй осложняющий количественную интерпретацию фактор – это объём бурового раствора, зависящий от площади сечения скважины. В сильно-наклонных и горизонтальных скважинах при изменении зенитного или азимутального угла может увеличиваться размер и площадь её сечения. Наиболее простая (и наиболее вероятная) форма измененного сечения – эллиптическая. Влияние соотношения полуосей эллиптического сечения скважины на сигналы БКЗ оценивается по расчетам конечно-разностным методом.

Результаты расчёта в модели "скважина – однородный пласт" при сильно вытянутой форме сечения (отношение полуосей от 2 до 6)) подробно анализируются в работе (К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, И.В. Суродин, О.В. Нечаев, 2015¹⁵¹). Параметры модели: УЭС пласта 10 Ом·м, раствора – 0.1 и 2.0 Ом·м, длина меньшей полуоси сечения скважины 0.062 м, радиус прибора СКЛ – 0.051 м, прибор расположен в центре сечения.

При пресном буровом растворе увеличение большей полуоси незначительно влияет на сигналы длинных зондов (A1.0M0.1N, A2.0M0.5N и A4.0M0.5N), повышая их значения (около 10 Ом·м) на величину до 1 Ом·м, при этом сигналы коротких зондов (A0.2M0.1N, A0.4M0.1N) снижаются при соотношении полуосей более 5: A0.4M0.1N – с 11.0 до 7.5 Ом·м, A0.2M0.1N – с 10 до 5.5 Ом·м (почти на 50 %).

Если $\rho_c = 0.1$ Ом·м, увеличение одной из полуосей более чем в 5 раз приводит к значительному уменьшению сигналов зондов A0.2M0.1N, A0.4M0.1N, A1.0M0.1N и A2.0M0.5N (в 2–3 раза по сравнению с их значениями в скважине круглого сечения). При отношении полуосей менее 3 сигнал зонда A4.0M0.5N меньше сигнала зонда A2.0M0.5N, при дальнейшем увеличении эллиптичности кривая зондирования становится монотонно восходящей, а сигнал зонда A4.0M0.5N почти не изменяется, составляя около 17.5 Ом·м (по сравнению с 12.0 Ом·м в скважине кругового сечения).

При обоих значениях ρ_c сигналы в скважинах с сильно вытянутой формой сечения (отношение полуосей более 4) различаются между собой незначительно.

Поскольку базовой моделью для численной инверсии в системе EMF Pro является цилиндрически-слоистая, необходимо заменять эллиптическое сечение эквивалентным по рассчитываемым сигналам круглым. Анализ проведённых расчётов показывает, что при реалистичном отношении полуосей (до 2) эллиптическое сечение можно заменить круглым сечением на 20–30 % меньшей площади (К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, И.В. Суродин, О.В. Нечаев, 2015¹⁵¹).

В модели "скважина – однородный пласт" для типичных значений радиуса скважины и УЭС раствора (0.062 м и 0.1 Ом·м и 0.108 м и 2.0 Ом·м) основные изменения сигналов градиент-зондов, обусловленные вытеснением корпусом автономного прибора (радиусом 0.051 м) части

бурового раствора, довольно значительны по сравнению с сигналами зондов с точечными электродами на кабеле. Эти изменения тем больше, чем выше контраст УЭС раствора и пласта и чем больше отношение радиусов прибора и скважины. В скважине с пресным буровым раствором существенно меняются сигналы двух коротких зондов, повышаясь с увеличением значения $\rho_{\text{п}}$: для зонда А0.2М0.1N – на величину от 15 % при $\rho_{\text{п}} = 5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ до 50 % при $\rho_{\text{п}} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, для зонда А0.4М0.1N от 3 % до 25 % для тех же значений $\rho_{\text{п}}$. В скважине с проводящим буровым раствором меньше всего изменяются сигналы зонда А4.0М0.5N (уменьшаются на величину до 30 % с увеличением $\rho_{\text{п}}$ от 1 до 50 Ом·м) и зонда А2.0М0.5N (уменьшаются на величину до 25 % с увеличением $\rho_{\text{п}}$ от 1 до 20 Ом·м). Сигналы более коротких зондов повышаются с увеличением электрического контраста модели во всем рассмотренном диапазоне значений $\rho_{\text{п}}$. Повышение тем больше, чем короче зонд: при $\rho_{\text{п}} = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ сигнал зонда А0.2М0.1N больше сигнала кабельного прибора в 1.4 раза; при $\rho_{\text{п}} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ кабельного зонда А0.2М0.1N больше сигнала кабельного прибора в 2.3 раза, зонда А0.4М0.1N – в 1.5 раза, зонда А1.0М0.1N – в 1.2 раза; при $\rho_{\text{п}} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ сигнал зонда А0.2М0.1N больше сигнала кабельного прибора в 3.5 раза, зонда А0.4М0.1N – в 2.8 раза, зонда А1.0М0.1N – в 1.9 раза.

Измененная зона низкого УЭС, формирующаяся при бурении на минерализованном буровом растворе, снижает влияние вытеснения прибором части раствора из скважины. При толщине зоны 0.1 м и УЭС 0.5 Ом·м сигнал зонда А0.2М0.1N для прибора СКЛ-102 по сравнению с кабельным возрастает в 1.3–1.9 раза (при $\rho_{\text{п}} = 1\text{--}1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), зонда А0.4М0.1N – в 1.1–1.7 раза, зонда А1.0М0.1N – в 0.9–1.4 раза (при $\rho_{\text{п}} = 1\text{--}100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), зонда А2.0М0.5N – в 0.9–1.3 раза, зонда А4.0М0.5N – в 0.9–1.2 раза. Повышающая ЗП также приводит к изменениям, прежде всего увеличению сигналов коротких зондов, уменьшению сигналов средних зондов, но практически не меняет сигнал зонда А4.0М0.5N.

Следовательно, при количественной интерпретации данных БКЗ, измеренных приборами большого по сравнению с каротажным кабелем радиуса, необходимо учитывать вытеснение части бурового раствора корпусом прибора, а также увеличение площади сечения скважины за счёт его эллиптичности на интервалах образования продольных желобов.

1.5.3. Влияние неровностей стенки скважины на сигналы ВЭМКЗ

Высокая разрешающая способность и повышенная чувствительность метода ВЭМКЗ к электропроводящим элементам среды приводит к тому, что на сигнал влияет каждая область с пониженным УЭС, в том числе и рядом с прибором, то есть, заполненные буровым раствором

неровности стенки скважины. Эти неровности условно делятся на три типа, существование которых может быть подтверждено профилометрией: единичные каверны и трещины на стенке скважины, спиралевидные нарезки (желоба) и периодические утолщения ствола при наклонном и горизонтальном бурении с применением отклонителей. К отдельному типу можно отнести синусоидальную или спиралеобразную форму ствола, также обусловленную техногенными причинами, но не приводящую к изменению диаметра скважины, то есть, не изменяющая показаний каверномера.

Наличие желобов на стенке скважины подтверждается данными исследования стенки скважины акустическим телевизором, выделяются основные виды желобов: вертикальные, спиральные, гребенчатые (микрожелоба) (А.И. Губина, Г.З. Гиниятов, И.Н. Жуланов, 1997 ¹⁵²).

Периодические аномалии синусоидальной формы на сигналах прибора АИТ фирмы Шлюмберже Т. Barber, Z. Sijercic, H. Darling, X. Xu, связывают со спиральной формой ствола скважины (1999 ¹⁵³). На диаграммах кажущегося сопротивления по данным низкочастотных индукционных зондов прибора АИТ, измеренным в скважине на территории Канады, синусоидальная помеха проявляется на интервале также синусоидальных изменений диаметра скважины (рисунок 1.19). Авторы объясняют такое поведение разным положением индукционного зонда в скважине при попадании центраторов прибора то в глубокую, то в неглубокую часть спиралеобразного желоба, то есть чередующимися приближением и удалением измерительных элементов от исследуемой породы (рисунок 1.20).

Выводы о спиральной форме ствола подтверждаются данными азимутально направленными датчиков плотностного нейтронного каротажа (рисунок 1.21). Диаметр в канадской скважине изменяется с периодом вдоль скважины 0.9 м (17 периодов на 50 футов вдоль скважины). Среднее значение диаметра около 7.6 дюйма (0.195 м), амплитуда колебаний – около 3/4 дюйма (0.020 м). Средний пространственный период изменения сигналов АИТ такой же, но видимая длина периодов диаграмм ρ_k выдерживается хуже, чем периодов значений диаметра, что может быть результатом наложения влияния смены УЭС отложений. Поскольку не конкретизируется, какие именно данные каверномера приведены на рисунке, остается полагать, что это значение среднего диаметра. Изменение последнего на довольно большую величину и периодичность скорее свидетельствуют в пользу наличия периодических утолщений ствола, поскольку при спиральной форме последнего средний диаметр меняется слабо.

¹⁵² Губина А.И., Гиниятов Г.З., Жуланов И.Н. Влияние желобообразных образований на показания ГИС // Геология нефти и газа, 1997. № 11. С. 27–29.

¹⁵³ Barber T., Sijercic Z., Darling H., Xu X. Interpreting Multi-Array Induction Logs in Difficult Environments // SPWLA 40th Annual Logging Symposium, 1999. P. YY 14 p.

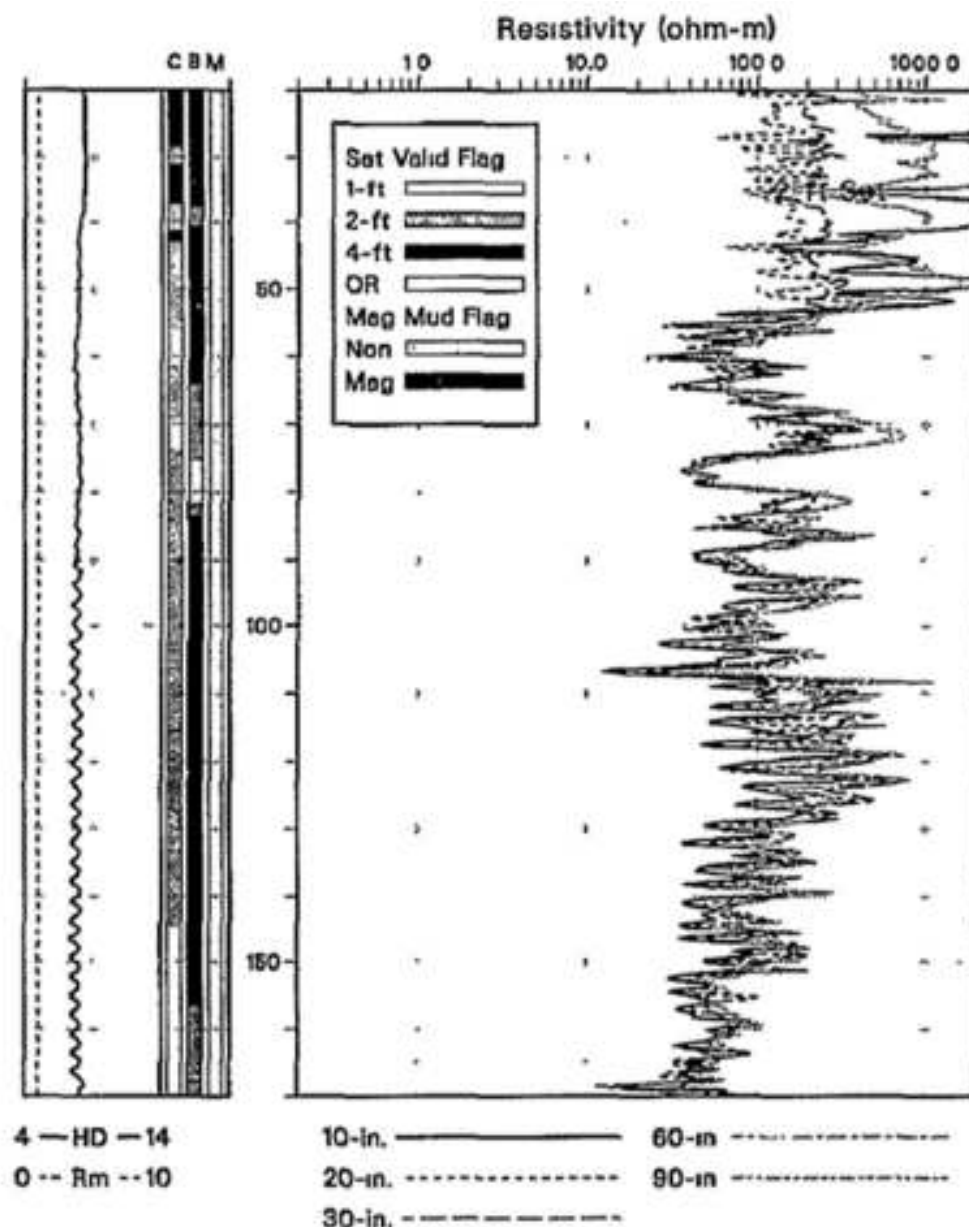


Рисунок 1.19 – Кажущееся сопротивление по данным зондов АИТ, отражающее спиральную форму ствола скважины (рисунок 14 из статьи Barber, Sijercic, Darling, Xu, 1999¹⁵³). Слева: УЭС раствора (R_m , Ом·м) и диаметр скважины (HD) по данным кавернометрии (в дюймах); справа: кажущееся сопротивление (Ом·м) для индукционных зондов; нижняя половина интервала (ниже 92 футов) осложнена периодическими изменениями диаметра и сигналов АИТ

Синусоидальные высокочастотные колебания сигналов индукционного каротажа предлагается удалять с помощью спектрального анализа (J. Nieto, D. Schmitt, R. Keys, K. Pann, 1996¹⁵⁴). Результаты исследования влияния формы ствола на сигнал не публикуются, также как и сведения о том, какая характеристика сигнала подвергается фильтрации.

¹⁵⁴ Nieto J.A., Schmitt D.P., Keys R.G., Pann K. Method for removing borehole rugosity noise from well log data : US Patent: 5,579,248. Date of Patent: Nov. 26, 1996. 11 p.

В наклонных и горизонтальных скважинах вследствие наличия желобов или утолщений скважины сигналы разных методов каротажа бывают осложнены квазипериодическими колебаниями, пространственный период которых составляет от 0.5 до 2.0 м вдоль ствола, часто постоянен на протяженных интервалах и в пластах разного состава. При сильном контрасте УЭС раствора в скважине и пласта эти колебания прежде всего отмечаются в данных ВЭМКЗ, как большой амплитудой, так и хорошей повторяемостью и при повторном измерении, и при измерении разными приборами (К.В. Сухорукова, И.Н. Ельцов, 2009^{155 156}). Поэтому именно по данным ВЭМКЗ прежде всего задается вопрос об их кондиционности.

Амплитуда колебаний разности фаз в подобных условиях может достигать десятков градусов на высоких частотах и до десятка – на низких. Например, в горизонтальной скважине Талаканского месторождения (рисунок 1.22, УЭС раствора 0.09 Ом·м) при среднем уровне $\Delta\varphi$ для частоты 14 МГц, составляющем 6–12°, амплитуда колебания квазисинусоидальной формы превышает 10°, при уровне для частоты 0.875 МГц 1–3° амплитуда колебания также составляет 1–3°. Для возникающих при этом отрицательных значений $\Delta\varphi$ не существует трансформации в кажущееся сопротивление, а близкие к нулевому значения приводят к очень большим колебаниям значений трансформации, особенно для низких частот. В результате традиционно используемые диаграммы кажущегося сопротивления по данным зондов ВЭМКЗ оказываются сильно искаженными, что осложняет их визуальную и количественную интерпретацию.

Данные измерения из этой скважины, в которой обычное бурение перемежалось с бурением с отбором керна, искажены влиянием неровностей стенки скважины в интервалах с обычным режимом бурения. Изменение режима в интервалах отбора керна, как можно заметить, сразу же отражается на диаграммах $\Delta\varphi$ отсутствием квазисинусоидальных колебаний. Этот факт подтверждает, что колебания обусловлены не помехами аппаратуры, а геометрическими особенностями стенки скважины, обусловленными геомеханическими условиями бурения.

Влияние неровностей стенки скважины заметно также и в измеряемых значениях отношения амплитуд (рисунок 1.23), однако амплитуда колебаний этой величины по сравнению со средними уровнями много меньше, чем для $\Delta\varphi$, быстро уменьшается с понижением частоты и в сигналах длинных зондов практически не проявляется.

¹⁵⁵ Сухорукова К.В., Ельцов И.Н. Интерпретация диаграмм ВИКИЗ, осложненных высокочастотными колебаниями // Международная конф. геофизиков и геологов "Тюмень–2009", 2–5 марта 2009, Тюмень, Россия [Электронный ресурс]. Тюмень, 2009. CD-ROM. 4 с.

¹⁵⁶ Сухорукова К.В., Ельцов И.Н. Диаграммы ВИКИЗ, осложненные высокочастотными колебаниями: практический материал и результаты моделирования // Сб. материалов V междунар. научн. конгр. "ГЕО-Сибирь–2009", 20–24 апреля 2009 г., Новосибирск. Новосибирск, СГГА, 2009. С. 87–92.

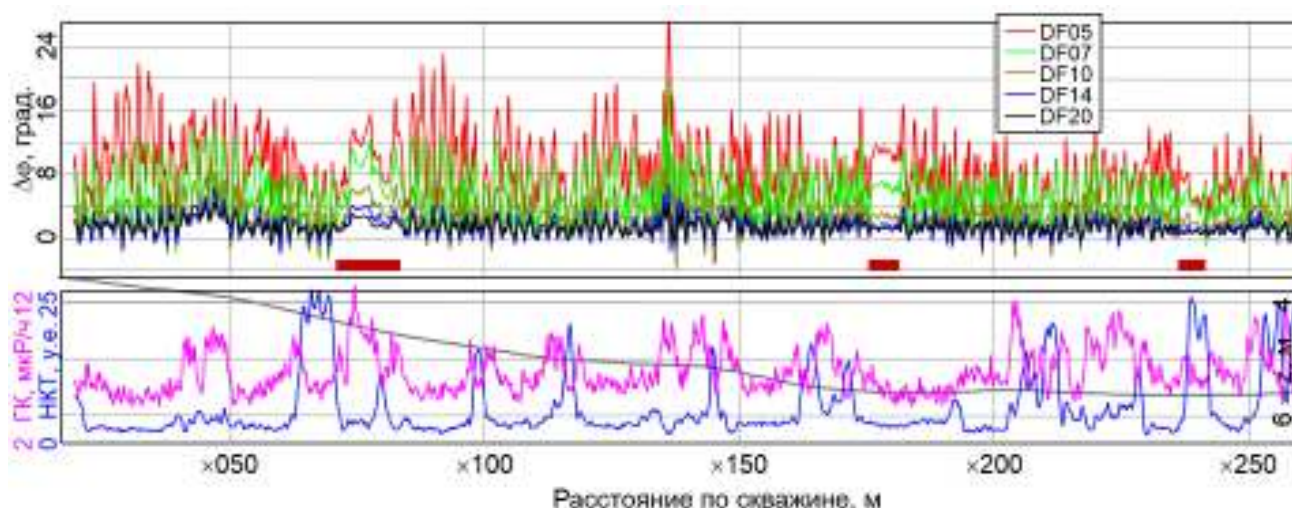


Рисунок 1.22 – Квазисинусоидальные колебания разности фаз ВЭМКЗ (вверху) в наклонной скважине и их отсутствие в интервалах отбора керна, отмеченных коричневым прямоугольником; данные ГК, НК и относительная глубина точек скважины (внизу); радиус скважины 0.108 м, УЭС бурового раствора 0.09 Ом·м, Талаканское месторождение

Сложная форма стенки наклонной скважины (Комсомольское месторождение, зенитный угол $\theta \approx 38^\circ$) подтверждается данными акустического профилера (рисунок 1.24): каждый из восьми радиусов представляет собой квазисинусоидальную зависимость от расстояния по скважине с периодом около 1.3 м и амплитудой от 3 до 12 мм при диаметре долота 124 мм. Максимальные значения радиусов отмечены красными линиями, показывающими их спиралеобразное и непрерывное смещение вдоль скважины. Близкое к синусоидальному, гладкое изменение радиусов соответствует не столько спиральному желобу, сколько спиралеобразной форме ствола. Колебания такого же периода заметны и на среднем диаметре скважины, поэтому кроме изменения формы ствола следует предположить и периодическое незначительное утолщение скважины (на 2–5 мм). Изменение положения датчиков относительно стенки скважины со спиралеобразной формой ствола отражается в сигналах не только ВЭМКЗ, но и БК и радиоактивных методов (в том числе и рассчитанной по данным гамма-гамма каротажа плотности пород).

Еще одна модель, которой можно объяснить периодические изменения сигналов каротажа, – это скважина с повторяющимися симметричными относительно оси кавернами (утолщениями). Механизм их возникновения при бурении наклонных скважин с применением отклонителей объясняют М.Г. Зыкина и В.Г. Мамяшев (2007¹⁵⁷) конструктивными особенностями бурового инструмента и режимом бурения (рисунок 1.25).

¹⁵⁷ Зыкина М.Г., Мамяшев В.Г. Особенности кривых метода ВИКИЗ в горизонтальных скважинах [Электронный ресурс] // Международная конференция геофизиков и геологов ЕАГО–SEG–AAPG "Тюмень–2007". Тюмень, Россия, 3–7 декабря 2007 г. CD. 5 с.

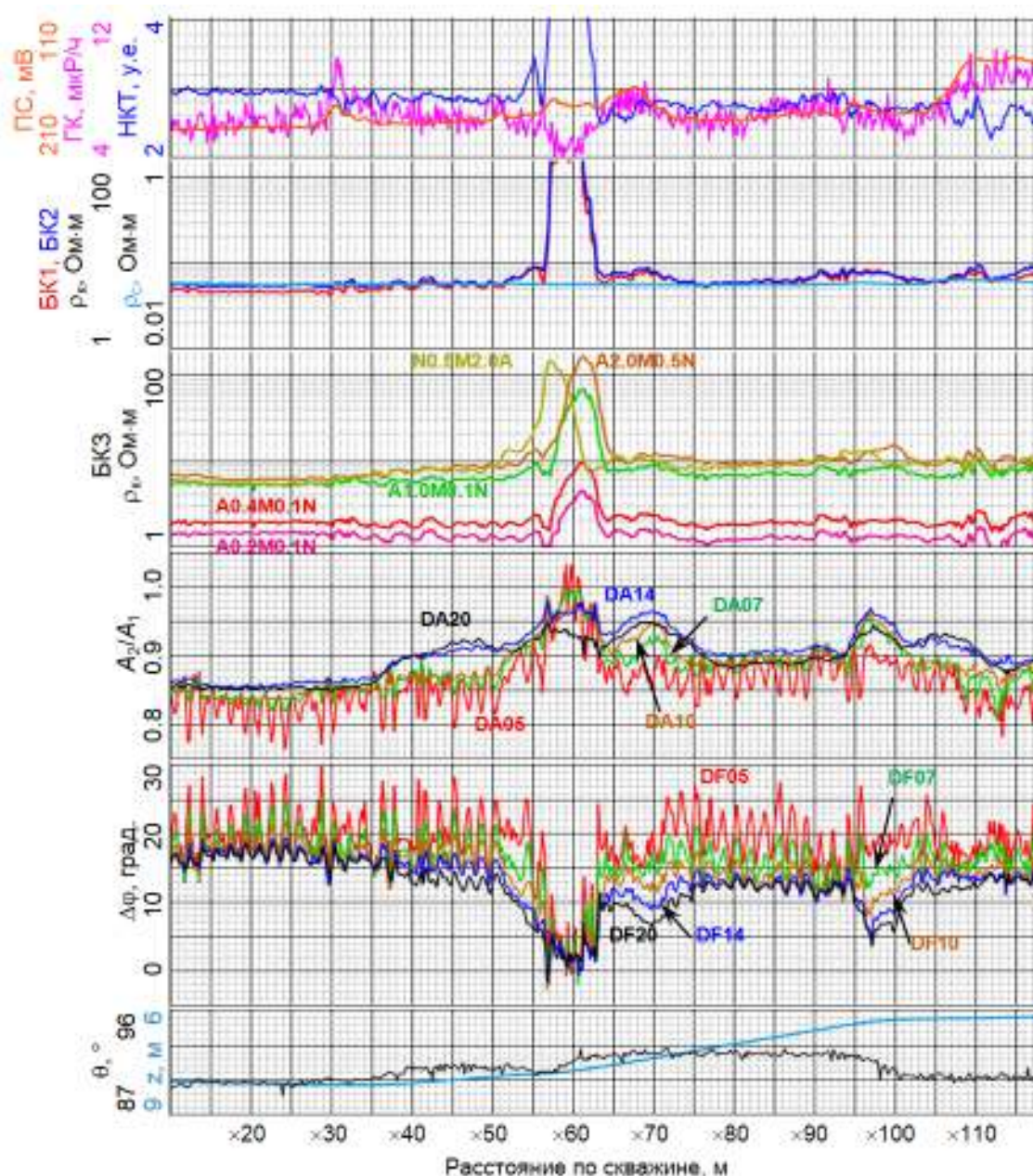


Рисунок 1.23 – Квазисинусоидальные колебания разности фаз и отношения амплитуд ВЭМКЗ в субгоризонтальной скважине (Яунлорское месторождение, радиус скважины 0.062 м, УЭС бурового раствора 0.06 Ом·м)

При наборе зенитного угла применяется турбинный тип бурения, турбина оснащена отклонителем, выставленным на угол в диапазоне $0.5\text{--}3^\circ$. После входа в продуктивный пласт и при бурении горизонтального участка скважины режим бурения меняется на роторный, при котором вращается вся турбина вместе с отклонителем. Общая длина отклонителя и бурголовки около 1.5 м. Бурголовка при этом режиме бурения эксцентрична бурильной колонне и описывает окружности, определяемые углом отклонения и длиной отклонителя. Когда переходник отклонителя входит в участок расширенного ствола скважины, низ буровой колонны с переходником получает дополнительную свободу и начинает вращаться относительно оси, проходящей

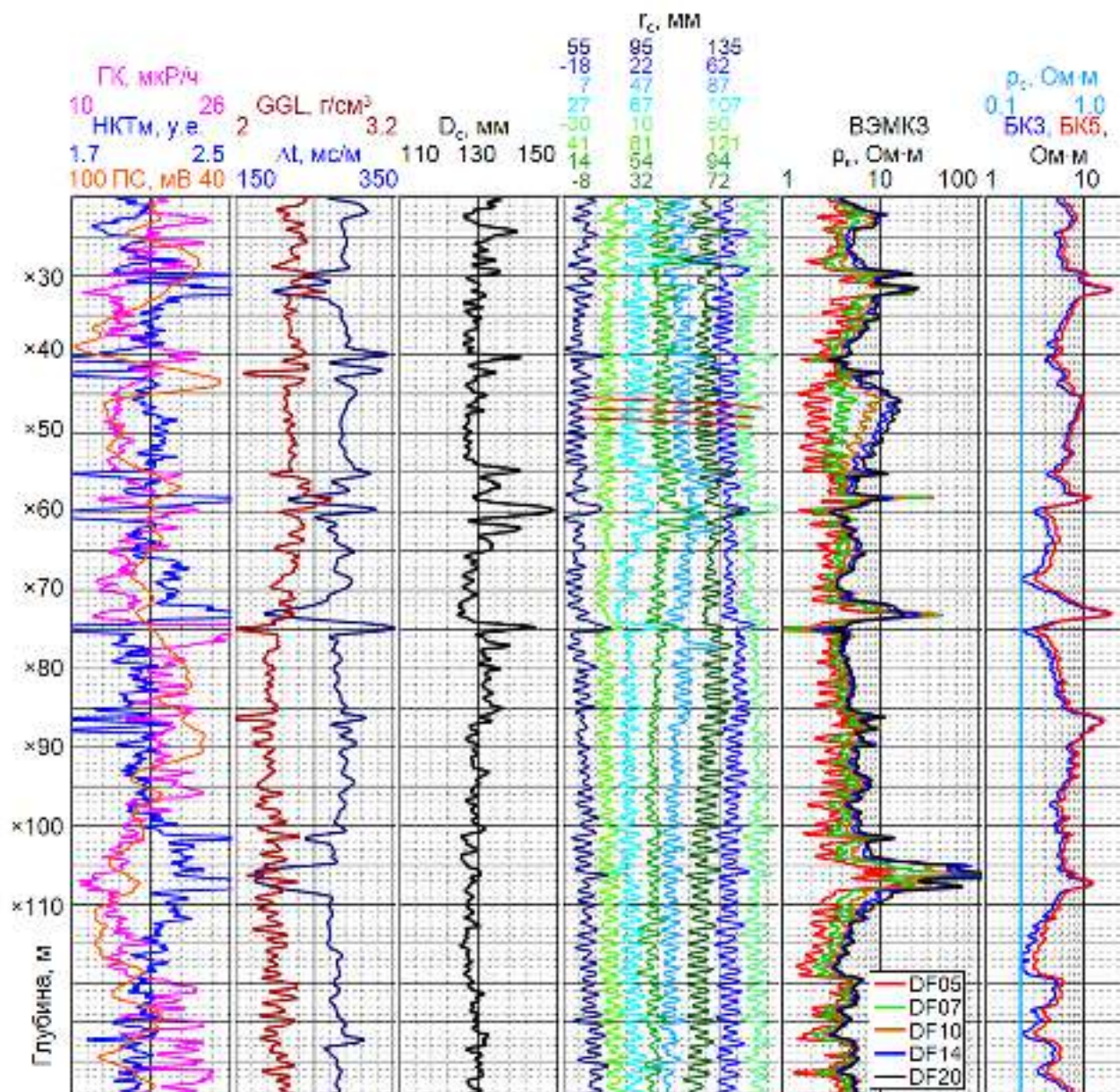


Рисунок 1.24 – Спиральная форма ствола скважины по данным акустического профилемера и его проявление в данных каротажа (Комсомольское месторождение). Диаграммы слева направо: ГК, НК, ПС; плотность (GGL), интервальное время (Δt); средний диаметр скважины; радиусы поперечного сечения скважины; ρ_k по данным измерения ВЭМКЗ; УЭС раствора (ρ_c) и ρ_k по данным БК; зенитный угол 38°

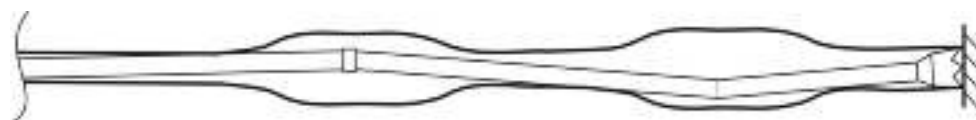


Рисунок 1.25 – Схема формирования формы ствола скважины с периодическими утолщениями (рисунок 4 из статьи Зыкиной и Мамяшева, 2007¹⁵⁷)

через ось скважины на участке с "нормальным" диаметром и ось бурголовки, и диаметр скважины определяется диаметром бурголовки (124 мм). При входе отклонителя в участок с диаметром 124 мм ось низа буровой колонны вновь совпадает с осью скважины, и бурголовка снова становится эксцентричной ей. В результате формируются участки сужения и расширения

скважины с периодом около длины отклонителя с бурголовкой и диаметром от 124 до 300 мм. Следует отметить, что непосредственного подтверждения такой формы ствола по данным кавернометрии пока не опубликовано.

Из приведенных примеров практических сигналов ВЭМКЗ следует, что влияние небольших неровностей стенки скважины или спиральная форма её ствола приводит к значительным колебаниям разности фаз и отношения амплитуд, особенно при большом контрасте УЭС раствора в скважине и пласта. Их признаки: характерный период вдоль скважины, часто одинаковый в пластах разного состава и не совпадающий с их толщинами, и амплитуда, значительно превышающая изменение уровня сигналов, характерное для пересечения границ пластов. Зависимость сигналов от геометрических размеров неровностей исследуется с использованием численного моделирования методами конечных элементов и конечных разностей (М.И. Эпов, Э.П. Шурина, О.В. Нечаев, 2007¹¹, И.В. Суродина, М.И. Эпов, 2012⁵⁰).

Изменение разности фаз в моделях с единичной каверной большой глубины даже для низкочастотных зондов составляет несколько десятков градусов: 60° для зонда DF20 и 90° для зонда DF14 (рисунок 1.26). Для зондов с более высокой частотой разность фаз несколько раз на интервале каверны выходит за аппаратные пределы ее определения, и диаграммы приобретают изрезанный вид, не отражающий строение модели. Диаграммы выглядят проще в случае каверны со сглаженными краями (справа), но амплитуда колебаний $\Delta\varphi$ примерно такая же, что и для каверны с резкими краями (слева).

Сочетание симметричной каверны глубиной 0.005 м и симметричной трещины в её середине приводит к возрастанию максимума $\Delta\varphi$ (на глубине 0.2 м) при увеличении радиуса трещины (рисунок 1.27). При отсутствии трещины амплитуда колебаний составляет около 4.5°, а при радиусе 1 м амплитуда минимума увеличивается на 0.5°, а максимума – примерно на 2°.

В моделях с четырьмя кавернами со скошенными краями (рисунок 1.28; период каверн вдоль скважины 0.8 м) амплитуда колебаний $\Delta\varphi$ для зонда DF20 увеличивается с глубиной каверн: при глубине 0.005 м минимальное значение $\Delta\varphi_{\min} \approx -3^\circ$, максимальное $\Delta\varphi_{\max} \approx 7^\circ$; при глубине 0.01 м $\Delta\varphi_{\min} \approx -6^\circ$, $\Delta\varphi_{\max} \approx 10^\circ$; при глубине 0.03 м $\Delta\varphi_{\min} \approx -20^\circ$, $\Delta\varphi_{\max} \approx 24^\circ$. Средний уровень составляет около 2°, что соответствует значению $\Delta\varphi$ в цилиндрической скважине, равному 1.84°.

Форма сигнала зонда DF07, рассчитанного в модели с глубиной каверн 0.005 м, более сложная: периодическая, но не синусоидальная. Близкие длина зонда и период каверн, а также наличие ровных интервалов скважины приводят к выполаживанию диаграммы в интервалах между кавернами. Как и для длинного зонда, средний уровень сигнала зонда DF07 (около 4.5°) соответствует значению в цилиндрической скважине.

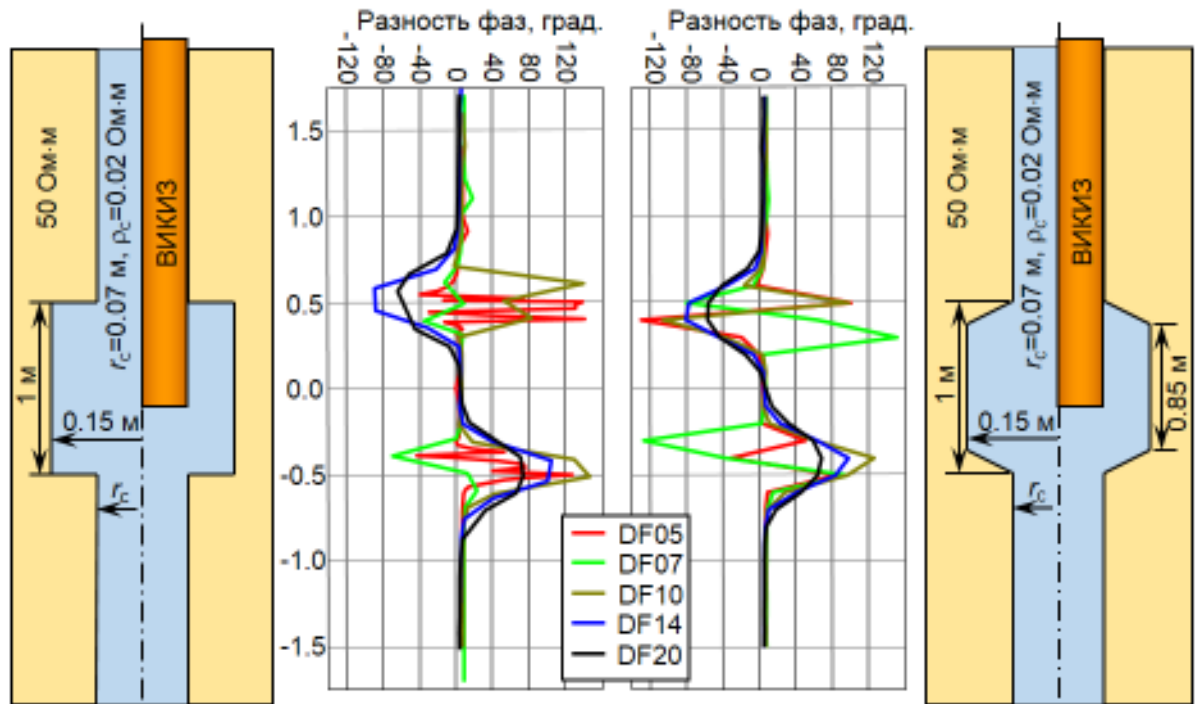


Рисунок 1.26 – Изменение разности фаз, обусловленное симметричной каверной (диаметр прибора 0.073 м)

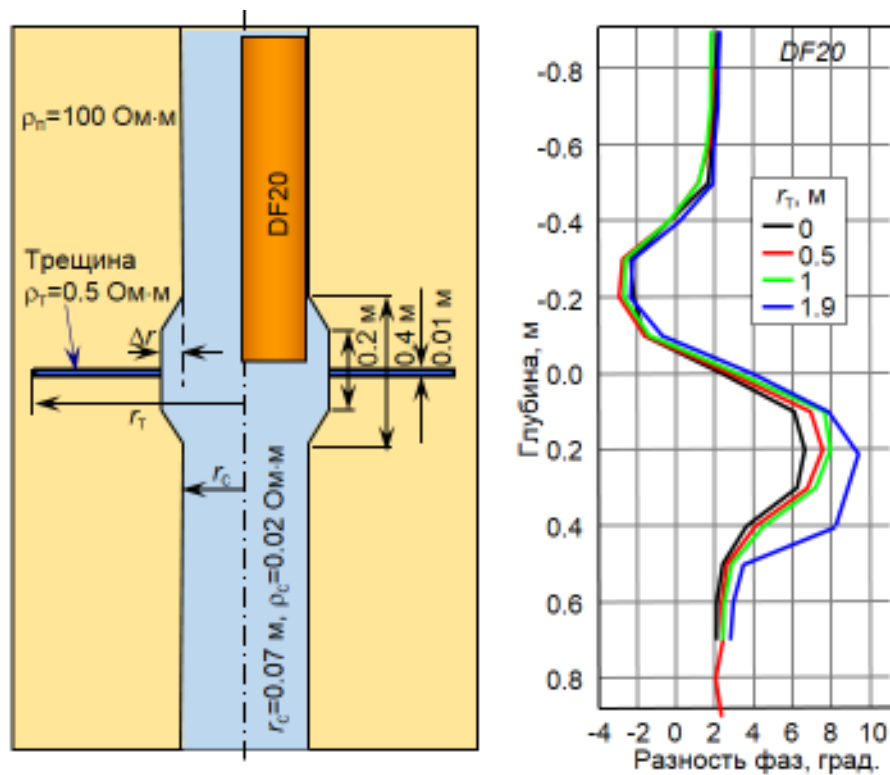


Рисунок 1.27 – Изменение разности фаз зонда DF20, обусловленное симметричной каверной и трещиной разной глубины (диаметр прибора 0.073 м; шифр кривых – глубина трещины, м)

Результаты расчета конечно-разностным способом сигналов в скважине диаметром 0.216 м с кавернами гладкой формы (полусинусоидальной или повторяющейся синусоидаль-

ной) приводятся И.В. Суроидой и М.И. Эповым (2012⁵⁰). Колебания разности фаз, рассчитанные без учета диаметра корпуса прибора, при периоде каверн 0.25 м сравнимы по амплитуде с приведенными на рисунке 1.28 (для той же глубины каверн), но характеризуются более гладкой формой, синусоидальной даже в случае осложнения каверн трещинами. Амплитуды разности фаз при прохождении протяженной неосесимметричной каверны большого диаметра (длина 2.1 м, амплитуда в диаметрально противоположных направлениях 0.1 и 0.2 м) близки к амплитудам сигналов, рассчитанных конечно-элементным способом для периода 0.8 м. При этом сигнал длинного зонда между экстремумами на краях каверны на полуметровом интервале практически постоянен и равен сигналу вне каверны, что похоже на выполаживание сигнала всех зондов в середине единичных каверн метровой длины на рисунке 1.26 и сигнала зонда DF07 между кавернами длиной 0.8 м на рисунке 1.28.

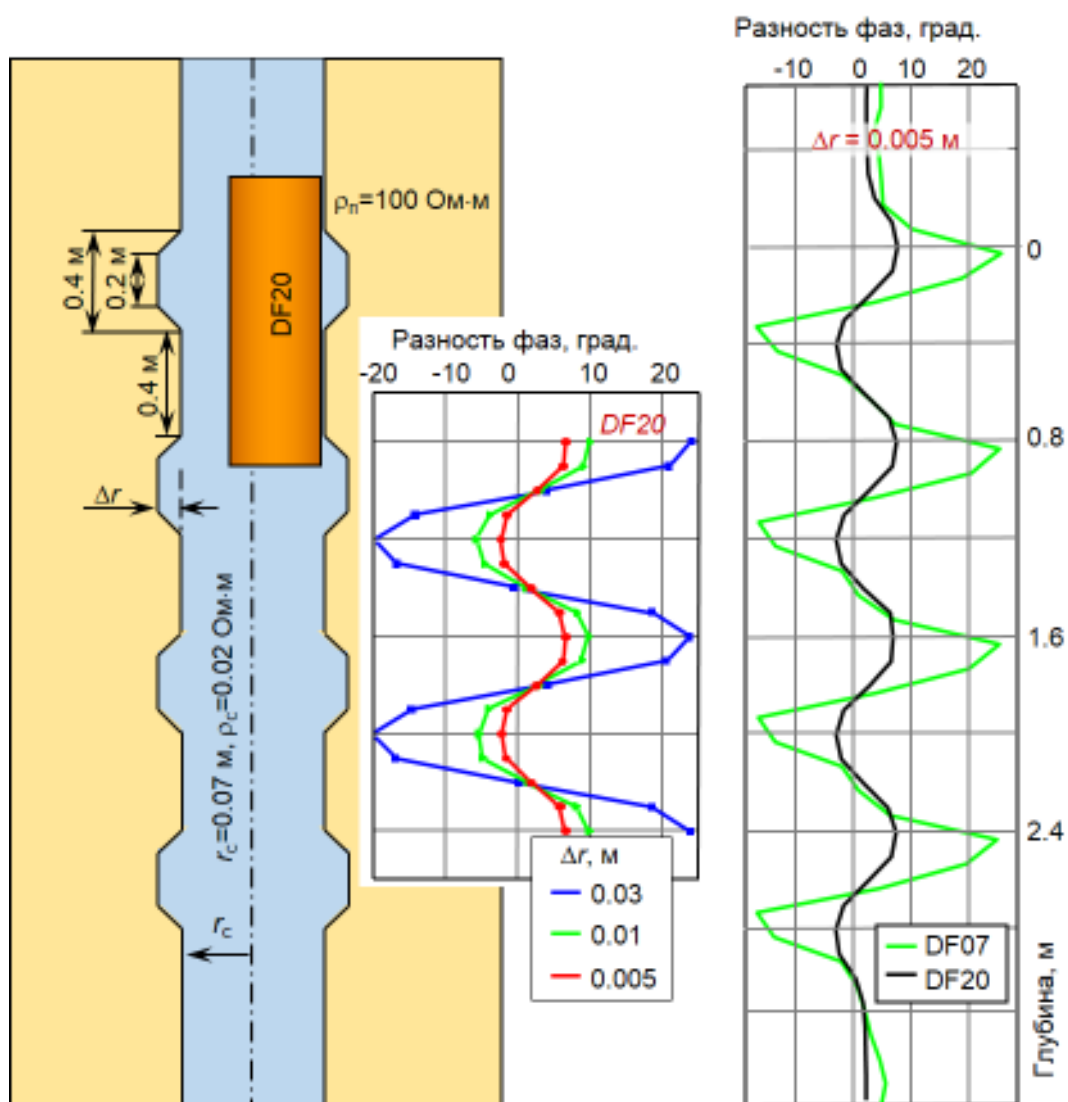


Рисунок 1.28 – Изменение разности фаз зонда DF20, обусловленное серией симметричных каверн разной глубины (диаметр прибора 0.102 м; шифр кривых – глубина каверны, м)

В скважине с постоянным диаметром сечения, но синусоидальной и спиралеобразной формой ствола, изменение сигналов прибора, расположенного на стенке скважины, обусловлено периодически повторяющимся несимметричным расположением областей с проводящим раствором (рисунок 1.29). Период колебаний разности фаз совпадает с периодом изменения ствола в скважине со спиралеобразной формой ствола, но вдвое меньше в скважине с синусоидальной формой. Амплитуда колебаний увеличивается с усилением контраста УЭС раствора и пласта и с переходом от синусоидальной формы к спиралеобразной. Отличная от синусоидальной, сложная форма колебаний сигналов в высококонтрастной модели скорее всего обусловлена большими погрешностями расчета.

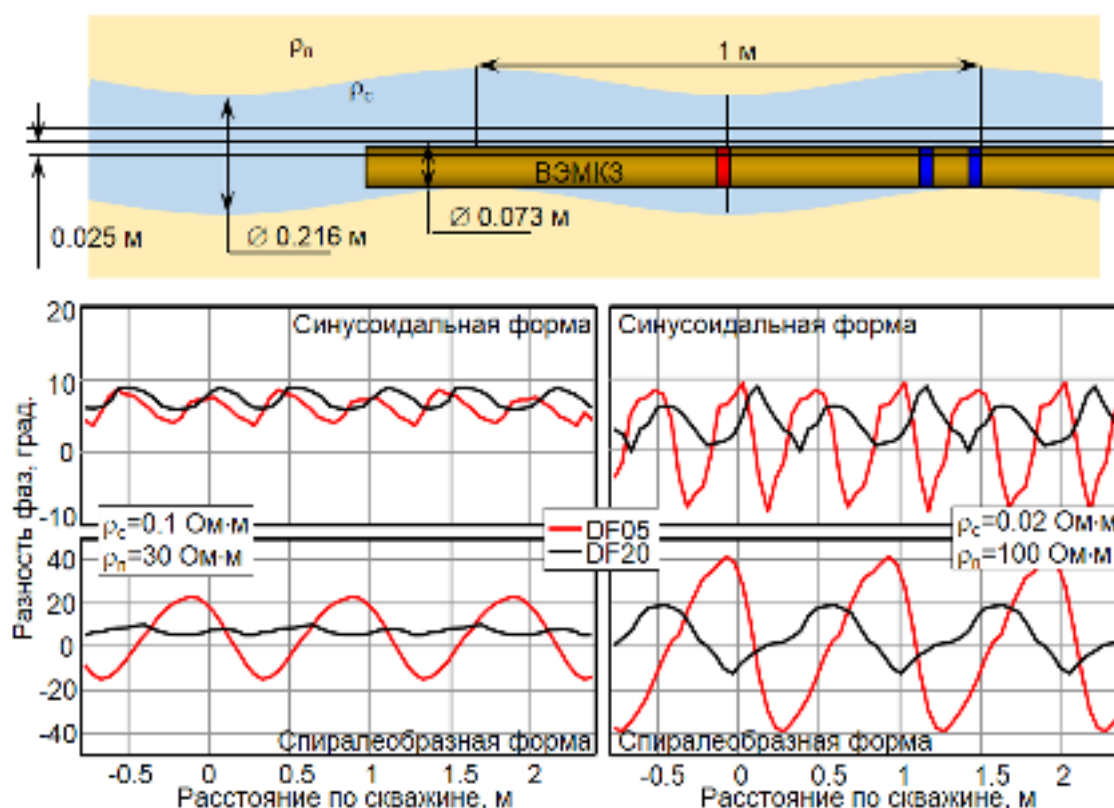


Рисунок 1.29 – Изменение разности фаз зондов DF05 и DF20, обусловленное синусоидальной и спиралеобразной формой ствола скважины

Максимальное отклонение центра сечения скважины от прямой, аппроксимирующей направление ствола, в рассмотренной модели вдвое больше, чем в наклонной скважине Комсомольского месторождения, каротаж из которой приведен на рисунке 1.24. Совпадение периода квазисинусоидальных изменений данных профилемера и разности фаз ВЭМКЗ соответствует спиралеобразной форме ствола наклонной скважины.

Влияние на сигнал ВЭМКЗ периодически повторяющихся неглубоких неровностей стенки скважины, возникающих при направленном бурении, приводит к появлению квазипери-

одических изменений большой амплитуды, при этом средний уровень разности фаз соответствует сигналу в скважине цилиндрической формы (А.А. Горбатенко, Ф.В. Вологдин, К.В. Сухорукова, 2013¹⁴¹). Поэтому перед визуальной или количественной интерпретацией из разности фаз следует удалить квазипериодическую составляющую, например, осреднением в окне подходящей длины. Субъективным критерием степени осреднения служит достижение приемлемой для визуального анализа формы сигналов.

Если аппроксимировать модель периодического утолщения скважины, предложенную Зыкиной и Мамяшевым, моделью с синусоидальной образующей поверхности скважины (рисунок 1.30), то вышесказанное о среднем уровне сигналов подтверждается для значений $\Delta\varphi$, измеренных всеми зондами, и для A_2/A_1 , измеренных длинными зондами DF14 и DF20.

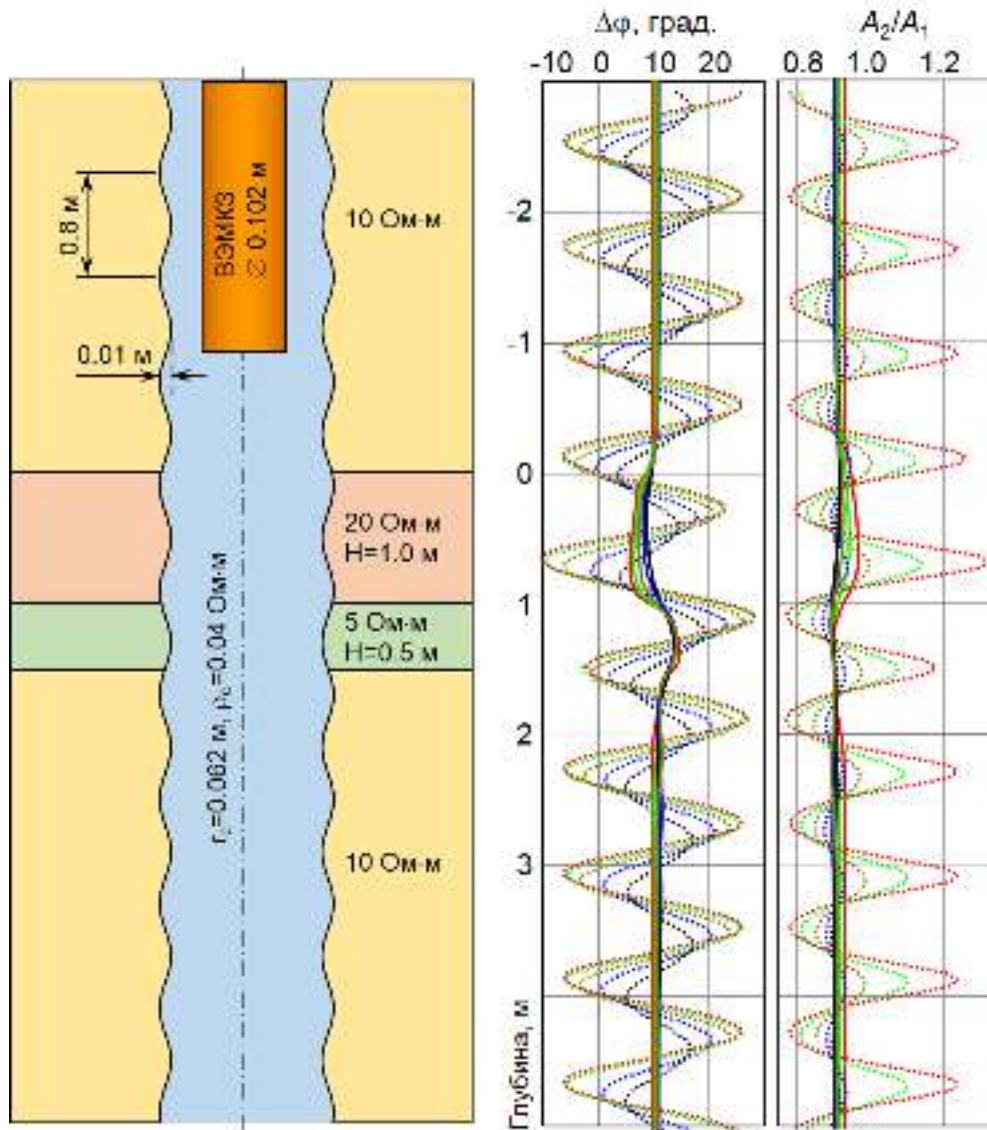


Рисунок 1.30 – Изменение разности фаз и отношения амплитуд, обусловленное осесимметричным утолщением скважины с синусоидальной формой образующей (пунктир), в сравнении с их значениями в скважине с прямой образующей (сплошные линии)

Максимальные и минимальные значения этих сигналов в точности повторяют форму сигналов в скважине с прямой образующей (показаны на рисунке сплошными линиями) даже на интервале пересечения тонких пластов и отстоят от них на одинаковом расстоянии. Следовательно, осреднение значений сигналов может привести к неискаженной оценке кажущегося сопротивления. Осреднение отношения амплитуд для зондов DF05, DF07 и DF10 может привести к небольшому завышению среднего уровня, большому для зонда более высокой частоты.

Аналогичные рассчитанным в этой модели с максимальной глубиной каверн 0.01 м амплитуды сигналов фиксируются прибором ВЭМКЗ в скважине Конитлорского месторождения (рисунок 1.31, интервал 4–8 м), но форма их колебаний плохо проявлена при шаге представления данных 0.2 м.

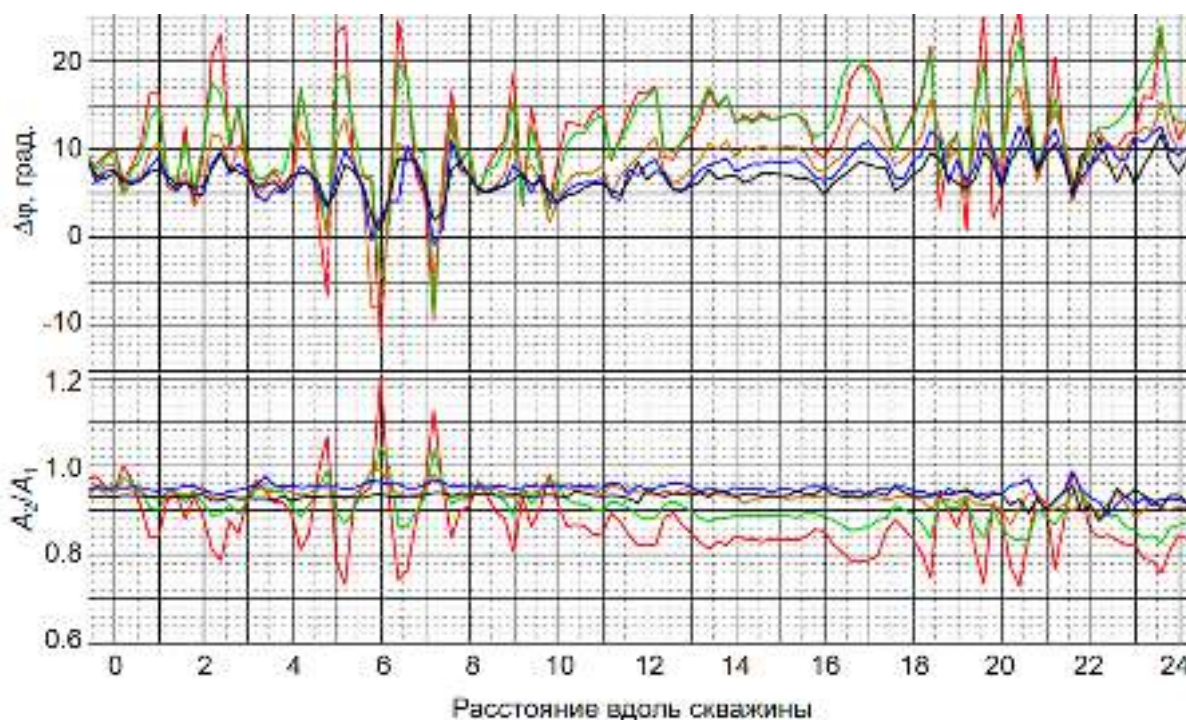


Рисунок 1.31 – Квазипериодические колебания разности фаз и отношения амплитуд в субгоризонтальной скважине (Конитлорское месторождение, радиус скважины 0.062 м, УЭС бурового раствора 0.03 Ом·м) в интервале пересечения непроницаемого пласта (интервал расстояния вдоль скважины 4–8 м)

1.5.4. Влияние неровностей стенки скважины на сигналы БКЗ

Модель, в которой конечно-разностным методом рассчитывают сигналы градиент-зондов И.В. Суролина и М.И. Эпов (2012⁴⁹; 2016¹⁵⁸), включает скважину диаметром 0.216 м, диаметр прибора не учитывается (при этом максимальное смещение соответствует диаметру

¹⁵⁸ Суролина И.В., Эпов М.И. Синтетические диаграммы бокового каротажного зондирования в скважинах со сложной траекторией, заполненных биополимерным раствором // Каротажник, 2016. № 8 (266). С. 59–69.

0.073 м), УЭС раствора 0.02 Ом·м, УЭС пласта 100 Ом·м. Здесь рассматриваются те же, что и в статье про сигналы ВЭМКЗ тех же авторов (2012⁵⁰; 2013⁵¹), модели нарушения формы стенки скважины: 5 трещин, 5 каверн, глубокая неосесимметричная каверна, синусоидальная и спиралевидная форма ствола скважины.

Влияние пяти неглубоких осесимметричных трещин (углублений) в стенке скважины (толщина трещины 0.03 м, глубина 0.05 м, УЭС заполнения 0.2 Ом·м) оказывается настолько незначительным (не превосходят нескольких тысячных долей Ом м), что не проявляются на сигналах зондов. Для пяти каверн синусоидальной формы с периодом 0.25 м оказывается минимальное и максимальное значения колебаний сигнала зонда А4.0М0.5N составляют 39.5 и 40.5 Ом·м при глубине каверн 0.01 м, 37.3 и 39.7 Ом·м при глубине каверн 0.02 м; зонда А8.0М1.0N – 107 и 116 Ом·м при глубине 0.01 м, 100 и 115 Ом·м при глубине 0.02 м. Уровни сигналов в ненарушенной скважине составляют 42 и 119 Ом·м.

В таблицах 1.2 и 1.3 приведены основные характеристики сигналов градиент-зондов в модели с пятью кавернами: минимальное и максимальное значение колебаний, их среднее, значение сигнала при ненарушенной скважине, относительное расхождение среднего значения и "номинального" и размах колебаний относительно "номинального" уровня. В модели с глубиной каверн 0.01 м для всех зондов и разница между средним уровнем сигналов на интервале каверн и на интервале без них, и размах колебаний сравнимы с погрешностью измерения, кривая зондирования, составленная из средних уровней на интервале каверн, подбирается при радиусе скважины 0.112 м. В модели с глубиной каверн 0.02 м и средний уровень, и размах колебаний отличаются от уровня вне каверн достаточно, чтобы можно было выделить интервал как кавернозный, средний уровень сигналов соответствует радиусу скважины 0.115 м.

Таблица 1.2 – Характеристики сигналов градиент-зондов при глубине каверн 0.01 м

	Длина градиент-зонда, м					
	0.2	0.4	1.0	2.0	4.0	8.0
Минимум, Ом·м	0.182	0.596	3.09	13.15	39.4	107.9
Максимум, Ом·м	0.192	0.628	3.27	13.28	40.6	115.9
Средний уровень, Ом·м	0.187	0.612	3.18	13.21	40.0	111.9
Уровень при номинальном диаметре, Ом·м	0.203	0.656	3.41	13.94	42.22	118.9
Отклонение среднего уровня от номинального, %	7.9	6.7	6.7	5.2	5.3	5.9
Размах колебаний от номинального уровня, %	4.9	4.9	5.3	0.9	0.3	6.7

Таблица 1.3 – Характеристики сигналов градиент-зондов при глубине каверн 0.02 м

	Длина градиент-зонда, м					
	0.2	0.4	1.0	2.0	4.0	8.0
Минимум, Ом·м	0.167	0.547	2.85	12.53	37.4	98.9
Максимум, Ом·м	0.185	0.605	3.15	12.79	39.5	113.8
Средний уровень, Ом·м	0.176	0.576	3.00	12.66	38.5	106.4
Уровень при номинальном диаметре, Ом·м	0.203	0.656	3.41	13.94	42.22	118.9
Отклонение среднего уровня от номинального, %	13.3	12.2	12.0	9.2	8.8	10.5
Размах колебаний от номинального уровня, %	8.9	8.8	8.8	1.9	5.0	12.5

Также Суродиной и Эповым отмечается, что при смещении коротких градиент-зондов А0.4М0.1N А1.0М0.1N с оси на стенку скважины происходит незначительное повышение сигналов (на 0.03 Ом·м относительно 0.67 Ом·м и на 0.21 Ом·м относительно 3.44 Ом·м, или на 4.5 и 6.1%, соответственно), но амплитуда колебаний на интервале каверн увеличивается примерно вдвое со смещением среднего уровня на ту же величину, что и смещение на интервале без каверн. Расчеты проведены для диаметра скважины 0.216 м и сдвига точечных электродов с оси скважины 0.0715 м.

При синусоидальной и спиралеобразной форме ствола для зонда А8.0М1.0N видимых проявлений периодичности формы ствола не удастся выделить на фоне погрешностей расчета, представляющих собой полосу в 1 Ом·м при среднем уровне 122 Ом·м. Для зонда А0.4М0.1N колебания становятся значительными при сдвиге на стенку спиралеобразной скважины (размах колебаний 0.09 относительно 0.74 Ом·м, или 12 %). Сдвиг этого же зонда на стенку скважины с синусоидальным стволом повышает средний уровень сигнала (на 0.01 Ом·м), но не приводит к усилению колебаний. Период колебаний в спиралеобразной скважине равен периоду изменения положения её ствола, а в синусоидальной скважине – половине периода. Диаграммы сигналов, выведенные в логарифмической шкале (рисунок 1.32), заметно изменяются только в спиралеобразной скважине при смещении прибора на ее стенку, сигналы в центре скважины и сигналы в скважине с цилиндрическими стенками в таком представлении практически совпадают.

Практические данные БКЗ из наклонных и горизонтальных скважин, действительно, гораздо меньше, чем данные ВЭМКЗ, осложнены квазипериодическим шумом, амплитуда которого обычно не превышает погрешности измерения. Подобные колебания наиболее проявлены в сигналах коротких градиент-зондов в интервале 30–55 м на рисунке 1.25, где заметна корреляция периодической малоамплитудной составляющей с колебаниями сигналов высокочастотных зондов ВЭМКЗ.

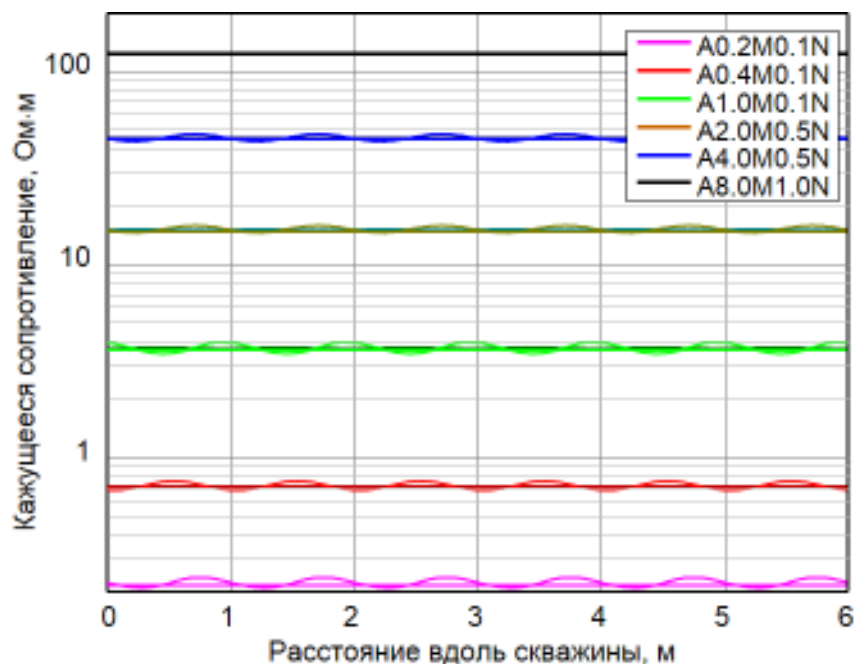


Рисунок 1.32 – Квазипериодические колебания значений кажущегося сопротивления БКЗ в модели спиралеобразной скважины (радиус сечения скважины 0.108 м, УЭС бурового раствора 0.02 Ом·м, УЭС пласта 100 Ом·м, период изменения ствола 1 м, радиус цилиндра, описанного вокруг спирали оси скважины, 0.025 м); синусоидальные колебания – смещенный прибор

Выводы

Суммируя вышеизложенное, следует отметить сложность постановки обратных задач методов ВЭМКЗ и БКЗ при их совместном решении. Изменение строения геологических разрезов с глубиной залегания коллекторов приводит к тому, что эти простые и надежные методы исследования используются в геоэлектрических условиях, для которых не были предназначены при их создании. Изменение технологий вскрытия коллекторов обуславливает необходимость добавления в геоэлектрическую модель таких объектов, как скважина с буровым раствором, её периодическое утолщение, каверны и трещины на её стенках, форма её ствола и угол наклона, а также необходимость учёта положения прибора в скважине и его конструкции.

Время, затрачиваемое на количественную интерпретацию данных каротажа в сложных условиях, определяется скоростью расчета сигналов. Последняя определяется сложностью моделирования электромагнитного поля в реалистичной геоэлектрической модели. Предварительная обработка сигналов в некоторых случаях приводит к упрощению модели, что значительно ускоряет численную инверсию. Например, коррекция сигналов коротких зондов смещенного с оси скважины прибора ВЭМКЗ делает возможной инверсию на базе цилиндрически-слоистой модели. Применение двух зондирующих методов облегчает выбор оптимальной модели и контроль качества результата интерпретации для каждого из них.

Глава 2

АНИЗОТРОПИЯ УЭС ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Усложнение строения осадочных отложений с глубиной выражается в уплотнении упаковки твердых изометричных частиц и все большей ориентации уплощенных частиц в горизонтальной плоскости. Эти процессы приводят к увеличению разницы физических свойств в направлениях вдоль и поперек слоистости. Известна анизотропия на микро- и макроуровне как акустических, тепловых, электрических, так и фильтрационно-емкостных свойств. Влияние микро- и макроанизотропии порового пространства и электропроводящих частиц (части твердой матрицы или цемента) все чаще и сильнее отражается на сигналах скважинной электрометрии. Это является одной из причин кажущегося противоречия между значениями трансформации в кажущееся сопротивление (ρ_k) сигналов зондов разной длины и/или разных методов.

Подобные расхождения данных каротажа на кабеле, выполняемого в несколько приемов, традиционно трактуются как следствие изменения околоскважинного пространства за время, прошедшее между каротажными операциями. Особенно часто это касается данных каротажа методами бокового и электромагнитного каротажного зондирования – БКЗ и ВЭМКЗ (или ВИКИЗ), поскольку раньше между каротажными операциями этими методами проходило несколько часов. Действительно, за это время может произойти как дополнительное проникновение бурового раствора в проницаемый пласт, так и размывание (разбухание) непроницаемых глинистых отложений. Но те же самые вопросы – чем объяснить расхождение ρ_k – остаются и в материалах электрометрии, полученных при одновременном измерении комплексом скважинной аппаратуры СКЛ.

Аппаратура СКЛ для геофизических исследований в открытом стволе производится новосибирским Научно-производственным предприятием геофизической аппаратуры "Луч" (НПП ГА "Луч") с 2010 г. в разных вариантах – кабельном, автономном (на трубах) и для измерения в процессе шаблонирования. Состав модулей в этих комплексах вариативен, но в большей их части есть модули ВЭМКЗ и БКЗ. Длины градиент-зондов от 0.25 м (А0.2М0.1N) до 4.25 м (А4.0М0.5N) в кабельном и автономном вариантах и от 0.45 м (А0.4М0.1N) до 4.25 м (А4.0М0.5N) – в варианте шаблонирования. При производстве аппаратуры обеспечивается ее калибровка и всестороннее тестирование, поэтому данные этих методов зондирования характеризуются одинаково высокой достоверностью (при разной точности измерения). То есть, при анализе материалов каротажа ни одним из этих методов нельзя пренебречь. Число зондов ВЭМКЗ и БКЗ примерно одинаково, их длины сопоставимы, что обеспечивает возможность согласования их данных без отказа от какой-либо их части за счет расширения набора электрофизических свойств и усложнения строения геоэлектрической модели.

Известно, что для физических свойств осадочных отложений Западной Сибири характерна анизотропия, обусловленная процессом осадконакопления: при горизонтальном положении пластов их физические свойства практически одинаковы в плоскости напластования и отличны в вертикальном направлении. При погружении однородных осадков неизометричные частицы ориентируются под воздействием литостатического давления, в результате чего возникает микроанизотропия свойств (рассматриваемая, например, в работах М.Ф. Викуловой с соавторами, 1973 ⁹⁴, В.И. Осипова, В.Н. Соколова, В.В. Еремеева, 2001 ⁹⁵, В.Ф. Гришкевича 2005 ¹⁵⁹). Вариация состава или размеров частиц приводит к разнице свойств смежных тонких прослоев, что создает макроанизотропию свойств осадочных отложений.

Электрическая анизотропия терригенных отложений Западной Сибири проявляется в том, что в горизонтальной плоскости значения УЭС (ρ_h) одинаковы, но отличны в вертикальном направлении (ρ_v), отношение ρ_v/ρ_h как правило больше единицы. Анизотропия УЭС осадочных отложений обеспечивается, с одной стороны, ориентацией слагающих породы неизометричных твердых частиц, с другой – попеременным осаждением то более глинистого, то более песчаного материалов, то есть тонким переслаиванием. Об электрической макроанизотропии говорят в том случае, когда длина каротажного зонда существенно превосходит толщины отдельных прослоев разного состава, и эти прослои не проявляются отдельно в измеренных сигналах.

Геоэлектрические модели для коллекторов с переслаиванием песчаных и глинистых пород предлагаются в 60-х годах прошлого столетия В.Н. Дахновым (1962 ¹⁶⁰) и И.Е. Эйджманом (1966 ¹⁶¹) для описания песчаных коллекторов палеозоя Нижнего Поволжья. Некоторые модели трещиноватых коллекторов и угольных пластов приводят в своей работе 1970 г. А.С. Кашик и М.К. Макарова ¹⁶². В 1975 г. А.И. Сидорчук ¹⁶³ рассматривает как анизотропные также и трещиноватые пласты различного генезиса.

Анизотропия особенно характерна для глинистых отложений, поскольку обусловлена одинаковой ориентацией пластинчатых частиц глинистых минералов и сложенных ими пакетов.

¹⁵⁹ Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. 116 с.

¹⁶⁰ Дахнов В.Н. О влиянии глинистости на величину удельного электрического сопротивления и параметра пористости песчаных коллекторов / В кн.: Применение методов промысловой геофизики при изучении газоносных коллекторов. М., Гостоптехиздат, 1962. С. 81–96.

¹⁶¹ Эйджман И.Е. Виды песчаных коллекторов палеозоя Нижнего Поволжья // Труды НВНИИГГ, Саратов, 1966. Вып.22. 99 с.

¹⁶² Кашик А. С, Макарова М.К. Анизотропия горных пород по их удельному электрическому сопротивлению // Изв. вузов. Геология и разведка, 1970. №7. С. 107–110.

¹⁶³ Сидорчук А.И. Влияние структурных особенностей горных пород на кривые боковых электрических зондирования // Труды МИНХ и ГП, 1975. Вып. 115. С. 232–238.

Оценка коэффициента электрической анизотропии глин в публикациях встречается нечасто, поскольку глинистые отложения не являются главным объектом исследования при поиске нефтяных коллекторов и не анализируются интерпретаторами-геофизиками. С.М. Аксельродом (1968 ¹⁶⁴) и Г.Х. Шерманом "выявлена зависимость коэффициента анизотропии пласта-покрышки от характера насыщения нижележащего коллектора" (цит. по: М.И. Эпов, 1978 ¹⁶⁵).

Для районов Западной Сибири при исследовании глинистых покрышек Г.Э. Прозорович (1972 ¹⁶⁶) устанавливает зависимость между содержанием в перекрывающем пласте песчаных прослоев и нефтегазонасыщением коллектора. Он, как и многие другие исследователи, приходит к выводу о том, что качество покрышки тем лучше, чем однороднее ее состав. В этом случае главной причиной анизотропии УЭС является микроанизотропия глинистых пород. С другой стороны, отмечается, что в покрышках над нефтесодержащими коллекторами система вертикальных микротрещин и микропор частично заполняется углеводородами, что также снижает электропроводность в вертикальном направлении. Такая связь обуславливает большой интерес к детальному изучению анизотропии УЭС покрышек.

Проблема оценки анизотропии УЭС может быть решена как путем разработки новых методов и аппаратуры, ориентированных на изучение этого электрофизического параметра, так и путем усовершенствования подходов и средств количественной интерпретации сигналов, измеряемых аппаратурой традиционных и давно применяемых методов. Так, сигналы градиент-зондов содержат информацию о соотношении горизонтального и вертикального сопротивлений при измерении в вертикальной скважине. Но традиционное применение БКЗ сводится к интерпретации кривых зондирования в модели изотропного пласта с толщиной, превосходящей длину наибольшего зонда. В то же время для ограниченного набора моделей исследовано влияние анизотропии на сигналы градиент-зондов, в первую очередь, коротких в пластах большой мощности, а во вторую – всех зондов при пересечении горизонтальной границы.

Увеличение точности измерения новейшей каротажной аппаратурой, а также практически синхронное измерение комплексом методов обеспечивают условия для решения задач в более сложных постановках. Современные средства оперативного и точного моделирования сигналов в осесимметричных проводящих средах позволяют численно исследовать зависимость сигналов градиент-зондов от параметров трансверсально-изотропной модели.

¹⁶⁴ Аксельрод С.М. Об интерпретации индукционного каротажа в анизотропных средах // Разведочная геофизика, 1968. Вып. 29. С. 109–112.

¹⁶⁵ Эпов М.И. Исследование возможностей индукционных фокусирующих систем каротажа при изучении анизотропных пластов : дис. ... канд. физ.-мат. наук. Новосибирск, 1978. 155 с.

¹⁶⁶ Прозорович Г.Э. Покрышки нефти и газа // Труды ЗапСибНИГНИ. М.: Недра, 1972. Вып. 49. С. 119.

2.1. Анализ известных подходов к определению анизотропии УЭС по данным БКЗ

Исследование свойств глинистых покрышек как объектов, заведомо анизотропных, проводится регулярно. В осадочном разрезе Западной Сибири покрышки в большинстве случаев представлены глинистыми отложениями разной степени однородности. Анизотропию УЭС глин достаточно подробно освещает в своей статье А.З. Бедчер (1962¹⁶⁷). Исследованию минерального состава покрышек и их типизации на его основе, а также физических свойств, микроструктуры и микротрещиноватости посвящены работы и последних лет (1993–2013): Б.Л. Александрова (1987¹⁶⁸); В.И. Осипова и др. (1989¹⁶⁹), (2001⁹⁵); Е.В. Николаевой (1993¹⁷⁰); В.Н. Соколова (1996¹⁷¹, 2000¹⁷²); Ю.М. Нестеренко и А.В. Глянцева (2005¹⁷³); О.П. Давыдовой (2013¹⁷⁴). Физические свойства покрышек, контрастные по сравнению с песчаными коллекторами, хорошо отражаются в данных измерения методами нейтронного и гамма-каротажа, потенциала самополяризации и прочими, в том числе – электрического и электромагнитного каротажа.

Анизотропии песчано-глинистых пачек, часто включающих пористые и проницаемые нефтенасыщенные прослои, уделяется много внимания в российских и зарубежных публикациях (например, В.Н. Дахнов, 1962¹⁶⁰; С.Д. Пирсон, 1961⁶⁵). Для проницаемых прослоев, насыщенных нефтью или смесью нефти и пластовой воды, характерные значения УЭС занимают широкий диапазон (от 5–6 до сотен и более Ом·м). УЭС глинистых прослоев обычно низкое, 3–5 Ом·м, что приводит к значительному снижению продольного УЭС, степень снижения зависит от доли глинистых прослоев. Уменьшение продольного УЭС при невозможности оценить долю глинистых прослоев часто приводит или к занижению оценки нефтесодержания, или к тому, что пачка вообще не рассматривается как возможный коллектор.

В мировой практике исследования в скважинах при построении геоэлектрических моделей осадочных отложений, как правило, используются данные фокусирующих зондов постоян-

¹⁶⁷ Бедчер А.З. Электрическая анизотропия глин и ее геологическое значение // Труды Краснодарского филиала Всесоюз. нефтегазового науч.-исслед. ин-та КФ ВНИИ, М., 1962. Вып. 10. С. 235–241.

¹⁶⁸ Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. М.: Недра, 1987. 216 с.

¹⁶⁹ Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцев Н.А. Микроструктура глинистых пород. М.: Недра, 1989. 211 с.

¹⁷⁰ Николаева Е.В. Особенности геологического строения продуктивных объектов пластов ЮС₂ и АС_{4–12} Сургутского района в связи с их разведкой и доразведкой : автореф. дис.... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 1993. 17 с.

¹⁷¹ Соколов В.Н. Микромир глинистых пород // Соросовский Образовательный Журнал, 1996. № 3. С. 56–64.

¹⁷² Соколов В.Н. Глинистые породы и их свойства // Соросовский Образовательный Журнал, 2000. №9. С. 59–65.

¹⁷³ Нестеренко Ю.М., Глянец А.В. Микротрещиноватость пород покрышек месторождений нефти и газа и переток воды через них Южного Предуралья // Горное Эхо. Вестник Горного института, 2005. № 2. С.32–34.

¹⁷⁴ Давыдова О.П. Оценка деформаций глинистых пород в процессе разработки месторождений нефти и газа по данным ГИС и математического моделирования : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. РГГУ им. И.М. Губкина, М., 2013. 26 с.

ного тока и индукционных зондов. В последних чувствительность к вертикальному сопротивлению обеспечивается использованием моментов катушек, направленных перпендикулярно (Zh. Zhang, L. Yu, L. Tabarovsky, B. Kriegshauer, 2003¹⁷⁵) или под углом к оси прибора (Q. Li, D. Omeragic et al., 2003¹²⁸; S. Davydycheva, M. Frenkel, 2010¹⁷⁶; M. Bittar, 2011¹⁷⁷). Для определения соотношения толщин проницаемых и непроницаемых прослоев по данным измерений в вертикальных скважинах используется комплекс трехкомпонентного индукционного каротажа и установок микрозондирования на постоянном токе (микроимиджер^{178 179}).

Развитие подходов к определению электрической анизотропии по данным каротажа на постоянном токе определяется следующими событиями и факторами.

Применение электрического и электромагнитного каротажа для исследования в скважинах с целью выделения в разрезе пластов-коллекторов нефти и газа и оценки их продуктивности продолжается уже почти век. Приборы каротажа на постоянном токе разработаны и опробованы братьями Шлюмберже в начале 20 века (H. Moran, S. Gianzero, 1982¹⁸⁰); конструкция зондов аналогична установкам вертикального электрического зондирования, предложенным этими же исследователями. Первое измерение градиент-зондом (длина зонда 2 м) проведено в 1927 г. во Франции (С.Д. Пирсон, 1966⁶⁶), затем в 1929 г. – в Венесуэле, в 1930 г. – в России, а в 1931 г. – в Румынии (J. Walstrom, 1955¹⁸¹). С первых же экспериментов по изучению осадочных разрезов как наземными методами электроразведки, так и методами электрического каротажа, отмечается такая особенность пород, как анизотропия их электрических свойств (C. Schlumberger, M. Schlumberger, E. Leonardon, 1934¹⁸²). В 1932 году R Mailliet и H.G. Doll¹⁸³ проводят теоретический анализ потенциала источника электрического тока в анизотропной среде, вводят понятие продольного ("the

¹⁷⁵ Zhang Zh., Yu L., Tabarovsky L.A., Kriegshauer B. Simultaneous determination of formation angles and anisotropic resistivity using multi-component induction logging data : United States Patent US 6,643,589 B2. Date of Patent: Nov. 4, 2003. 10 p.

¹⁷⁶ Davydycheva S., Frenkel M.A. Review of 3D EM Modeling and Interpretation Methods for Triaxial Induction and Propagation Resistivity Well Logging Tools // PIERS Proceedings, Cambridge, USA, July 5–8, 2010. P. 390–396.

¹⁷⁷ Bittar M.S. Electromagnetic wave resistivity tool having a tilted antenna for determining properties of earth formations. Patent US 7948238 B2. Publication date: May 24, 2011. 20 p.

¹⁷⁸ FMI – азимутальный электрический микроимиджер [Электронный ресурс] : URL: http://www.slb.ru/services/wire-line/open_hole/imagers/fmi/

¹⁷⁹ Gaillot Ph., Brewer T., Pezard Ph., Yeh En-C. Borehole Imaging Tools – Principles and Applications // Scientific Drilling, September 2007. №. 5. P. 1–4.

¹⁸⁰ Moran H., Gianzero S. Electrical Anisotropy: Its Effect on Well Logs // in: Developments in geophysical exploration methods – 3 (The Developments series) / Edited by A. A. Fitch. Applied Science Publishers, London and New York., 1982. P. 195–238.

¹⁸¹ Walstrom J.E. I. Introduction // Symposium on well bore surveys. 4th World Petroleum Congress, 6–15 June, Rome, Italy, 1955. 120 p.

¹⁸² Schlumberger C, Schlumberger M., Leonardon E.G. Some observations concerning electrical measurements in anisotropic media and their interpretation // Trans. Am. Inst. Mining Engrs, 1934, 110. P. 159–182.

¹⁸³ Mailliet R., Doll H.G. Sur un theoreme relatif aux milieux electriquement anisotropes et ses applications it la prospection electrique en courant continue // Ergiinzungshefte Jtir angewandte Geophysik, 1932. №3. P. 109–124.

longitudinal resistivity R_h ") и поперечного ("the transverse resistivity R_v ") сопротивлений. Они же показывают, что КС по данным достаточно длинного зонда, перпендикулярного границам напластования, стремится к значению R_h анизотропной среды (цит. по: Н. Moran and S. Gianzero, 1982¹⁸⁰). Эта особенность поведения сигналов постоянного тока получила название "парадокс анизотропии". Также они показали, что трансверсально-изотропная среда может быть заменена электрически изотропной (1990¹⁸⁴), если преобразовать вертикальную ось, умножив на коэффициент $\lambda = \sqrt{R_v / R_h}$ и присвоив изотропной среде эффективное УЭС, равное $\sqrt{R_v R_h}$.

Статистически подтвержденное превышение КС по данным 16-тидюймового нормального (конфигурация А–М) зонда по сравнению со значениями ρ_k по данным индукционного зонда в интервале глин становится одной из причин исследования К. Kunz, J. Moran (1958¹⁸⁵). Они показали, что при наличии скважины с контрастным по УЭС буровым раствором короткие нормальные зонды и градиент-зонды становятся чувствительны к значению ρ_v однородной анизотропной среды. В этой же работе для однородного анизотропного пласта приводится зависимость сигнала нормального зонда от контраста значений ρ_h и УЭС бурового раствора ρ_m . Для точечных электродов относительные приращения КС, обусловленные увеличением значения ρ_v , зависят от контраста значений ρ_h / ρ_m и от отношения длины зонда к радиусу скважины. При большом значении ρ_h / ρ_m максимум приращения сигнала сдвигается в сторону больших длин зонда. В этой же статье приведены расчетные сигналы нормального и латерального зондов при перпендикулярном пересечении границы между двумя анизотропными средами при разных соотношениях значений УЭС и коэффициентов анизотропии, а также при пересечении тонкого изотропного пласта, расположенного между анизотропными. В последнем случае анализ проводится для геоэлектрической модели среды без скважины. В области пересечения границ пластов сигналы нормального и латерального зондов значительно отличаются от сигналов в изотропной модели, и это отличие может обеспечить оценку анизотропных параметров.

Численные исследования электрического поля точечного источника в двуслойной анизотропной среде, в пластах которой одинаковы горизонтальные сопротивления ρ_h , в 1982 г. выполняют Н. Moran и S. Gianzero¹⁸⁰. Для отклонений сигналов нормального и латерального зондов от значения ρ_h в области пересечения границы устанавливается зависимость их максимальных амплитуд от значений ρ_h и коэффициентов анизотропии. Скважина не учитывается.

¹⁸⁴ Formation anisotropy; reckoning with its effect // Oilfield Review, 1990. V. 2, No. 1. P. 16–23.

¹⁸⁵ Kunz K.S., Moran J.H. Some effects of formation anisotropy on resistivity measurements in boreholes // Geophysics, 1958. Vol. 23, № 4. P. 770–794.

Далее зарубежные исследователи анализируют и обосновывают способы интерпретации сигналов БКЗ, считая "парадокс анизотропии", выполняющийся для зондов постоянного тока только при условии пренебрежения влиянием скважины, вполне самодостаточным. В переведенных на русский язык учебниках С.Д. Пирсона, написанных в 1950-е годы и изданных в 1961⁶⁵ и 1966⁶⁶ гг. на русском языке, влияние анизотропии УЭС не упоминается совсем, хотя сигналы в изотропных моделях разной сложности представлены весьма подробно.

С того времени, когда были проведены описанные выше исследования, в отношении массово применяемого численного анализа сигналов градиент-зондов не было достигнуто существенного продвижения. В изданном в 2008 году учебнике "Well Logging for Earth Scientists" D. Ellis, Ju. Singer¹⁸⁶ рассматриваются в основном симметричные фокусирующие зонды бокового каротажа. Влияние анизотропии на сигналы постоянного тока анализируется даже без ссылки на приведенные выше работы К. Kunz, J. Moran, и рассматривается только в зависимости от угла между прибором и плоскостью напластований без учета скважины.

В статье 2013 г.¹⁸⁷ сотрудник фирмы Шлюмберже М. Lüling возвращается к парадоксу анизотропии, делая оговорку, что рассматривает скважину пренебрежимо малого диаметра (a borehole with negligible diameter). Ссылаясь на работы К. Schlumberger, R Maillett и H.G. Doll, автор аналитическим путем доказывает, что любая вертикально расположенная установка постоянного тока в горизонтально ориентированных напластованиях будет чувствительна только к горизонтальной электропроводности, если влиянием скважины можно пренебречь. И перечисляет имена других авторов, которые "... независимо пришли к этому же результату (van der Pauw, 1961; Wasscher, 1961; Bhattacharya and Patra, 1968; Hagiwara, 1994; Al-Garni and Everett, 2003)".

Разные алгоритмы оценки анизотропии УЭС предлагаются на основе использования комплекса данных методов с разным типом возбуждения среды: индуктивным и гальваническим. Типичным подходом является двухшаговый алгоритм: на первом шаге строится изотропная модель (положение границ, горизонтальное сопротивление и параметры зоны проникновения) по данным комплекса индукционных зондов. На втором шаге варьируется вертикальное УЭС с инверсией сигналов фокусированных зондов БК. Такие подходы предлагают сотрудники фирмы Schlumberger О. Faivre, Т. Barber, L. Jammes и D. Vuhoang (2002¹⁸⁸), Т. Barber (2006¹⁸⁹): значение

¹⁸⁶ Ellis D.V., Singer Ju.M. Well Logging for Earth Scientists. Springer, Dordrecht, Netherlands, 2008. 692 p.

¹⁸⁷ Lüling M.G. The paradox of anisotropy in electric logging: A simple proof and extensions to other physics domains // Geophysics, 2013. Vol. 78, No. 1. P. W1–W8, 8 p.

¹⁸⁸ Faivre O., Barber T., Jammes L., Vuhoang D. Using array induction and array laterolog data to characterize resistivity anisotropy in vertical wells // SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, June 2–5, 2002. 12 p.

¹⁸⁹ Barber T.D. Method and system for indicating anisotropic resistivity in an earth formation : United States Patent US 7,027,967 B1. Date of Patent: Apr. 11, 2006. 28 p.

ρ_v оценивается по сигналу длинного фокусированного зонда постоянного тока аппаратуры HRLA. Алгоритмы реализованы в вариантах от поточечной оценки до инверсии на основе осесимметричной модели. Опыт применения к практическим данным приводит авторов к выводу о наличии краевых эффектов (появление "ложной" анизотропии в изотропных вмещающих вблизи анизотропного пласта) и контрастным значениям: при $\rho_h = 10\text{--}20$ Ом·м значение ρ_v достигает более 1000 Ом·м; в отложениях глинистого состава – 2 и 8 Ом·м, соответственно.

Разные коллективы соавторов во главе с М. Frenkel основывают свои подходы на использовании аппаратуры высокоразрешающего бокового каротажа HDLL. Для вертикальных и наклонных скважин в 2000 г. предлагается инверсия только сигналов HDLL: проводится оценка УЭС ближней зоны по данным коротких зондов, оценка УЭС пласта по сигналам глубинных зондов, и далее с использованием полученных оценок – инверсия данных всех зондов с получением параметров ЗП и пласта (М. Frenkel, Z. Zhou, 2000¹⁹⁰). При наличии данных высокоразрешающего индукционного каротажа HDIL они используются (с коррекцией влияния скважины) как горизонтальное УЭС в стартовой модели при двумерной инверсии данных HDLL. Или же для индукционного и бокового каротажа находятся соответствующие изотропные модели, а разница в полученных УЭС пластов пересчитывается в коэффициент анизотропии (М. Frenkel, I. Geldmacher, 2003¹⁹¹). Ускорение инверсии достигается за счет применения короткого окна с перекрытием. В поточечном варианте (М. Frenkel, I. Geldmacher, 2003¹⁹²) вместо инверсии из данных HDLL исключается влияние скважины и измененной зоны, а затем с учетом ρ_k по HDIL они преобразуются в коэффициент анизотропии (алгоритм работает быстро и надежен при малом влиянии вмещающих). Если проникновение значительное, необходимы данные микробокового каротажа. На примере измерений HDLL и HDIL показано, что результаты инверсии практических материалов согласуются с данными многокомпонентного индукционного каротажа 3DEX, полученными в той же скважине.

Улучшенные методы инверсии данных, полученных в анизотропных средах, предлагают Т. Hagiwara и Н. Zea (1999¹⁹³) и R. Griffiths, Т. Barber и О. Faivre (2000¹⁹⁴). В первой работе анизотропия УЭС оценивается по разнице КС фокусированных гальванических зондов, типа

¹⁹⁰ Frenkel M.A., Zhou Z. Improved Estimation of Hydrocarbon Reserves Using High-Definition Lateral Log Array Data in Vertical and Highly Deviated Wells // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000. P. 99–112. URL: onepetro.org.

¹⁹¹ Frenkel M.A., Geldmacher I.M. Real-time Estimation of Resistivity Anisotropy Using Array Lateral and Induction Logs // Offshore Technology Conference, 5–8 May 2003. Houston, Texas, 2003. Pap. OTC-15125-MS. 6 p.

¹⁹² Frenkel M.A., Geldmacher I.M. Method for resistivity anisotropy determination in near vertical wells : United States Patent US 2004/0133351 A1. Pub. Date: Jul. 8, 2004. 15 p.

¹⁹³ Hagiwara T. and Zea H., Identifying and quantifying resistivity anisotropy in vertical boreholes // SPWLA 40th Annual Logging Symposium, 1999. Pap. Z. 11 p.

¹⁹⁴ Griffiths R., Barber T., and Faivre O. Optimal evaluation of formation resistivities using array induction and array laterolog tools // SPWLA 41st Annual Logging Symposium, 2000. Pap. BBB. 13 p.

LLD и LLS, с оценкой КС как логарифма от отношения вертикального и горизонтального УЭС. Второй вариант – по разнице КС электрического каротажа и ρ_k индукционного каротажа, с определением по данным последнего значения горизонтального УЭС. При наличии проникновения предлагается использовать комбинации трансформант сигналов зондов DLL и индукционных зондов, на которые слабо влияет зона проникновения. R. Griffiths, T. Barber и O. Faivre предлагают алгоритмы с улучшенной коррекцией влияния скважины и обработкой сигналов зондов аппаратуры индукционного каротажа (Array Induction Imager Tool, AIT) и гальванического каротажа (High-Resolution Laterolog Array tool, HRLA, фокусированные зонды). Электрическая анизотропия пласта оценивается по сигналам гальванических и индукционных зондов, на которые практически не влияет зона проникновения. Алгоритм тестируется на синтетических данных в контрастной модели ($\rho_h = 5$ Ом·м, $\rho_v = 110$ Ом·м) и на практических данных, для которых оценки УЭС песчаного пласта тоже сильно контрастны ($\rho_h \approx 15$ Ом·м, $\rho_v = 200\text{--}300$ Ом·м). В этих работах предполагается использование в сложных разрезах и при наклоне скважины совместной инверсии данных фокусированных гальванических и индукционных зондов с применением 2-х и 3-х мерного моделирования. Однако позже M. Frenkel, I. Geldmacher¹⁹² отмечают, что гальванические зонды не отличаются высокой чувствительностью к вертикальному УЭС, поэтому эти подходы оказались ненадежными.

Из последних статей аналогичные подходы используются в 2011 г. польским автором М. Бала¹⁹⁵, которая использует данные приборов фирмы Halliburton (индукционный каротаж HRAI и боковой каротаж DLL с учетом данных наклономера SED-6). Ссылаясь на работы Nagiwa (1996), Faivre et al. (2002), and Tabanou et al. (2002), она считает, что длинный индукционный зонд показывает горизонтальное УЭС, а сигнал зонда LLD близок к среднему геометрическому $\sqrt{\rho_h \rho_v}$. Если значения КС зондов LLD и LLS одинаковы, то проникновение отсутствует или им можно пренебречь. Если при этом ρ_k по данным ИК отличается от них, то эта разница обусловлена анизотропией. Для песчано-глинистой тонкослоистой пачки ρ_h оценено как 2.5–3.0 Ом·м в верхней части, около 0.8 Ом·м в нижней, а ρ_v – около 5.0 и 3.0 Ом·м. Соответственно, коэффициент анизотропии составляет около 1.5 и 2.0 в тех же интервалах. В следующей статье 2015 г. М. Бала и А. Сичу¹⁹⁶ приводят результаты определения анизотропии УЭС в тех же пес-

¹⁹⁵ Bala M. Evaluation of Electric Parameters of Anisotropic Sandy-Shaly Miocene Formations on the Basis of Resistivity Logs // *Acta Geophysica* (Institute of Geophysics, Polish Academy of Sciences), 2011. Vol. 59, № 5. P. 954–966.

¹⁹⁶ Bala M., Cichy A. Evaluating Electrical Anisotropy Parameters in Miocene Formations in the Cierpisz Deposit // *Acta Geophysica* (Institute of Geophysics, Polish Academy of Sciences), 2015. Vol. 63, № 5. P. 1296–1315.

чаниках, предваряя их анализом геоэлектрической тонкослоистой модели этих отложений, в которых УЭС песчаных прослоев оценивается ими как 20 Ом·м, а глинистых – 1 Ом·м при одинаковой толщине 0.5 м. Горизонтальное УЭС в этом случае получается около 2 Ом·м, что соответствует наблюдаемым КС. Коэффициент анизотропии в этих низкоомных коллекторах (глубина залегания 900–1300 м) оценивается как 1.5–1.7.

Использование для определения анизотропии данных градиент-зондов, по сути, описывается только в работе W. Yang (2001¹⁹⁷). Он предлагает совместную инверсию сигналов градиент-зондов и индукционных зондов в двумерной анизотропной модели. По данным индукционных зондов определяется положение границ, после чего проводится 2D инверсия с определением ρ_h . Эти значения подставляются в стартовую модель, и проводится инверсия (2D) данных градиент-зондов с получением ρ_v . Тестирование алгоритма инверсии проводится на синтетических данных. Модель, на которой показываются зависимости сигналов от анизотропии, сильно контрастная, переменный параметр (горизонтальное УЭС в одном случае и вертикальное – в другом) меняется от 10 до 10000 Ом·м, все остальные УЭС равны 1 Ом·м (вмещающих пластов, раствора в скважине и второго УЭС в анизотропном пласте). Этот подход к интерпретации в первых годах текущего века оценивается как слишком медленный, чтобы использоваться в реальном времени (по: M. Frenkel, I. Geldmacher, 2003¹⁹²). Использование градиент-зондов обусловлено отсутствием в то время в Китае иной специализированной аппаратуры.

Поскольку несимметричные зонды постоянного тока, после начала их использования и изучения в 20–40 годы прошлого столетия, широко применяются в Советском Союзе и относительно мало – в других странах, то и интерпретационно-методическое обеспечение БКЗ развивается прежде всего советскими исследователями. Эти работы начаты В.А. Фоком, получившим в 1932 г.¹⁹⁸ общее решение задачи каротажа по методу сопротивлений (выражение для потенциала электрического поля точечного источника тока в скважине, проходящей в однородном изотропном пласте), и продолжены Л.М. Альпиным, разработавшим "теорию каротажа по методу сопротивлений для пластов неограниченной мощности". Л.М. Альпин выполняет численный анализ зависимости КС от длины зонда постоянного тока, диаметра скважины и зоны проникновения, УЭС бурового раствора. Он же построил палетки БКЗ для цилиндрически-слоистой модели изотропного пласта неограниченной толщины с зоной проникновения и в гори-

¹⁹⁷ Yang W. Determining resistivity anisotropy by joint lateral and induction logs // SPWLA 42nd Annual Logging Symposium, 2001. Pap. CC. 5 p.

¹⁹⁸ Фок В.А. Теория определения сопротивлений горных пород по способу каротажа / вступ. ст. проф. В.Р. Бурсиана. Л.: Техтеоретиздат, 1933. 60 с.

зонтально-слоистой модели пласта ограниченной толщины (Л.М. Альпин, 1938¹⁹⁹; 1958¹⁴⁵). Под руководством Альпина создается сеточная электрическая модель (электроинтегратор), при измерениях в которой физически решаются "важные задачи каротажа", в том числе и исследуются сигналы градиент-зондов в анизотропных средах и пластах ограниченной мощности (Л.М. Альпин, 1953²⁰⁰; В.Н. Дахнов, 1959⁶⁴; А.Е. Куликович, 1962²⁰¹).

В последующем теоретический анализ и численные модели геологических сред существенно расширены С.Г. Комаровым (1950¹⁴⁴; 1973²⁰²) при этом анизотропные свойства пластов не рассматриваются. В то же время проводятся расчеты для тонкослоистых пачек с чередованием контрастных по УЭС прослоев, но с целью учета изменения сигналов в таких моделях и оценки возможности определения УЭС прослоев при разной их толщине.

Теоретические выкладки С.М. Шейнманна по расчету потенциала точечного источника в однородной анизотропной среде, полученные в 1933 г, приведены в монографии В.Р. Бурсиана (первая редакция выпущена в 1933 г., вторая – в 1972 г.²⁰³). Также в монографии получены выражения для средней электропроводности вдоль и поперек тонкослоистой среды и исследованы эквипотенциальные поверхности и линии тока.

Р.И. Тюркишер в 1945 г.²⁰⁴ "обобщает работы Фока" для точечного источника тока на оси скважины при различных УЭС в вертикальном и горизонтальном направлениях, вычислив электрическое поле для двух значений коэффициента "анизотропности" (ρ_v/ρ_h равно 2 и 3) и трех значений потенциала в зависимости от положения измерительных электродов градиент-зонда. Но вслед за Фоком, который вывел приближенные выражения для потенциалов в изотропной модели для зондов длиной более 20 радиусов скважины, Тюркишер рассматривает только длинные градиент-зонды: расстояния между электродами, нормированные на радиус скважины, равны 24 и 32, 32 и 42.7. При таких длинах зондов закономерен вывод – КС мало отличается для анизотропной и изотропной сред, следовательно, определить анизотропию невозможно.

Описание методики определения коэффициента анизотропии по данным градиент-зондов далее упоминается в работах российских геофизиков середины прошлого века. В 1967 г. В.Н. Дахнов приводит формулы для расчета кривых потенциал и градиент-зондов в анизотропных

¹⁹⁹ Альпин Л.М. К теории электрического каротажа буровых скважин. М.–Л.: Гостопиздат, 1938. 38 с.

²⁰⁰ Альпин Л.М. Сеточное моделирование каротажа сопротивлений // Прикладная геофизика, 1953. Вып. 10. С. 48-73.

²⁰¹ Куликович А.Е. Каротажный электроинтегратор ЭКСМ // Прикладная геофизика, 1962. Вып. 34. С. 219–232.

²⁰² Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. М.: Недра, 1973. 368 с.

²⁰³ Бурсиан В. Р. Теория электромагнитных полей, применяемых в электроразведке. Л.: Недра. 1972. 308 с.

²⁰⁴ Тюркишер Р.И. Электрокаротаж в анизотропной среде // Известия АН СССР. Серия географическая и геофизическая, 1945. Т. IX, № 3. С. 279–287.

пластах с проникновением (второе издание: В.Н. Дахнов, 1981 ²⁰⁵). Приводятся кривые зондирования и диаграммы профилирования БКЗ, измеренные на электроинтеграторе. Н.Я. Зайковский, Д.Е. Коваленко и А.Е. Куликович в 1965 г. ²⁰⁶ предлагают использовать условие эквивалентности потенциала электрического поля в анизотропном пласте и электрически неоднородном по радиусу изотропном. В этом случае при инверсии кривой зондирования БКЗ получается модель с неглубоким повышающим проникновением, для которой характерна U -эквивалентность. По кривой БКЗ определяется УЭС пласта, равное ρ_h , и параметр U , через эти значения находят λ . Применение методики к измеренным в железистых роговиках данным приводит к коэффициенту анизотропии $\lambda = 8.8$ и 11.2 при горизонтальном УЭС, равном 8 и 9 Ом·м.

В 1968 году В.П. Журавлев ²⁰⁷ рассматривает макроанизотропную модель отложений и приводит результаты сеточного моделирования на каротажном электроинтеграторе ЭКСМ. Основные выводы: по левой ветви кривой зондирования определяется значение, "в некоторых случаях" близкое к расчетному значению "среднего сопротивления" ($\sqrt{\rho_h \rho_v}$), а сигналы эквивалентны сигналам в изотропной модели с радиальным изменением УЭС. Но при сравнении полученных сигналов с трехслойными палетками получается, что диаметр фиктивной зоны проникновения возрастает с увеличением продольного сопротивления и при $\rho_h = 1.5 \rho_c$ (где ρ_c – УЭС раствора в скважине) превышает диаметр скважины более чем в 4 раза, что делает невозможным использовать U -эквивалентность, работающую при толщине зоны проникновения от 2 до 4 диаметров скважины. Предлагается усложненная методика, с интерпретацией сигнала каждого зонда по 2-слойной палетке по отдельности и анализом этих эквивалентных сопротивлений. В случае макрослоистой среды (толщина прослоев больше диаметра скважины, "отдельные прослои выделяются экстремумами на кривой КС") предлагается использовать средние значения КС для разных зондов. При этом отмечается, что анизотропию можно оценить, если проникновение неглубокое и контраст УЭС ЗП и пласта небольшой. Также В.П. Журавлев предлагает дополнительно анализировать сигналы коротких зондов, микрозондов и БК, по которым выделять пачку и оценивать среднее значение толщины прослоев для последующего пересчета полученных анизотропных параметров в параметры прослоев. Главными параметрами в методике являются горизонтальное УЭС и максимальное эквивалентное УЭС ρ_z , определяемое по 2-

²⁰⁵ Дахнов В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин: Учебник для вузов. 12-е изд., перераб. М.: Недра, 1981. 344 с.

²⁰⁶ Зайковский Н.Я., Коваленко Д.Е., Куликович А.Е. Определение параметров анизотропного пласта по кривым БКЗ // Прикладная геофизика, 1965. №46. С. 213–217.

²⁰⁷ Журавлев В.П. Определение удельного сопротивления анизотропных пластов // Прикладная геофизика, 1968. № 51. С. 170–186.

хслойной палетке для зонда длины, равной (близкой) к диаметру скважины. Отношение этих величин по специальным палеткам пересчитывается в коэффициент анизотропии. Приводится пример интерпретации данных БКЗ, измеренных в скважине 315 Абино-Украинского месторождения на интервале чередования глин и карбонатных песчаников, мергелей и известняков. Раствор пресный (2 Ом·м), глубина около 2200 м, на диаграммах визуальнo выделяются 9 прослоев. Средняя толщина высокоомных прослоев около 10 диаметров скважины, их доля в пачке 0.7, $\rho_h = 8$ Ом·м, $\rho_v \approx 29$ Ом·м, $\lambda = 1.9$, УЭС прослоев 2.6 и 41 Ом·м.

В следующей статье В.П. Журавлев (1971²⁰⁸) рассматривает сигналы градиент-зондов длиной 1, 4, 8 и 16 м в тонкослоистом пласте ограниченной мощности, также полученные на электроинтеграторе ЭКСМ. Толщина пачки 8 диаметров скважины, толщина прослоев 0.5 диаметра скважины, УЭС вмещающей среды равно $5\rho_c$ (УЭС раствора в скважине), УЭС высокоомных прослоев $100\rho_c$, низкоомных – ρ_c , $5\rho_c$, $25\rho_c$. Полученные кривые зондирования и диаграммы КС отличаются от кривых в случае пересечения изотропного пласта, по левой ветви кривой зондирования определяется УЭС, близкое к максимальному эквивалентному. Автор приходит к выводу, что "определение параметров анизотропии возможно для пачки тонких пластов, мощность которых не менее чем в 4 раза меньше длины больших зондов, применяемых в комплексе БКЗ". При этом статья заканчивается утверждением: "... Использование этого способа в практических целях ограничено, поскольку выделение очень тонких пластов и оценка характера неоднородности их по диаграммам скважинных исследований затруднены".

О важности исследования электрической анизотропии говорят в 1970 г. А.С. Кашик и М.К. Макарова¹⁶², рассматривая геоэлектрические модели карбонатного коллектора с горизонтальной трещиноватостью и слоистого угольного пласта. УЭС карбонатного коллектора 100 и 20 Ом·м, УЭС проводящего бурового раствора 0.05 Ом·м, коэффициент трещиноватой пористости 1 и 10 % и заполнение трещин буровым раствором; коэффициент анизотропии для таких значений варьирует от 2.2 до 13.4. Для угольного пласта с аргиллитовыми прослоями (УЭС угля 500 и 1000 Ом·м, аргиллита 70 Ом·м) получают при разном содержании аргиллитовых примесей коэффициент анизотропии от 1.2 до 2.03.

В 1971 г. А.И. Сидорчук²⁰⁹ строит рекурсивное решение прямой задачи для произвольного числа коаксиальных сред с анизотропией и рассчитывает сигналы БКЗ в моделях "сква-

²⁰⁸ Журавлев В.П. Кривые сопротивления анизотропного пласта конечной мощности // Прикладная геофизика, 1971. № 64. С. 194–197.

²⁰⁹ Сидорчук А.И. Электрокаротаж в анизотропной среде с неоднородной зоной проникновения // Изв. АН СССР. Физ. Земли, 1971. № 6. С. 41–47.

жина – анизотропный пласт", со ступенчатым изменением УЭС в зоне проникновения изотропного пласта, в тонкослоистом разрезе с изотропными прослоями с проникновением в проницаемых слоях (изменение в зоне – ступенчатая аппроксимация монотонного увеличения УЭС). В следующей статье 1972 г.⁹⁷ он вместе с Е.В. Чаадаевым предлагает алгоритм расчета кривых КС наклонных градиент- и потенциал-зондов в многослойной анизотропной среде без учета скважины (каждый слой анизотропен, одна из осей анизотропии нормальна границам). Для перпендикулярного пересечения рассчитаны сигналы в пачке изотропных пластов и эквивалентном анизотропном пласте, и показано, что заменить тонкослоистую пачку на эквивалентный анизотропный пласт можно при отношении мощности отдельных пластов пачки к длине зонда менее 1/4 для потенциал-зонда и менее 1/8 для градиент-зонда. Признаки наличия анизотропии: на диаграммах сигнала потенциал-зонда вблизи границ нет плато, как для изотропных, форма меняется с изменением λ , уменьшается видимая мощность высокоомного пласта и завышается – низкоомного; на диаграммах сигнала градиент-зонда появляется пик под подошвой, амплитуда которого зависит от коэффициента анизотропии, а положение – от длины зонда.

Л.А. Табаровский и Ю.А. Дашевский (1976⁴⁴, 1979⁴⁵) выводят интегральные уравнения, описывающие сигналы наклонных градиент-зондов в модели анизотропных пластов с зонами проникновения и с учетом скважины. Однако более поздних сведений о вычислительном алгоритме на основе полученных уравнений в более поздних статьях не приводится.

В.Л. Друскин (1984²¹⁰) теоретически обосновывает методы интерпретации БКЗ в осесимметричных средах, образованных набором пластов ограниченной мощности с проникновением фильтра бурового раствора, и доказывает в общем виде теорему единственности решения обратной задачи электрокаротажа для неоднородных осесимметричных сред, из которой следует, что необходимо совместно интерпретировать кривые БКЗ, полученные на всем интервале исследования.

При решении конечно-разностным методом прямой задачи БКЗ в осесимметричной анизотропной модели А.Д. Каринский сравнивает сигналы градиент-зондов в тонкослоистых моделях с изотропными прослоями и в эквивалентных анизотропных моделях (А.Д. Каринский, 2006²¹¹), исследует адекватность замены тонкослоистой среды анизотропным аналогом на основе анализа зарядов, возникающих в анизотропной среде, на границе изотропной и анизотропной

²¹⁰ Друскин В.Л. Разработка методов интерпретации бокового каротажного зондирования в неоднородных осесимметричных средах : дис. ... канд. физ.-мат. наук : 01.04.12. М., 1984. 121 с.

²¹¹ Каринский А.Д. Электромагнитное поле в осесимметричных моделях макроанизотропной и микроанизотропной среды // Геофизика, 2006. № 6. С. 23–28.

сред, на границах изотропных прослоев (А.Д. Каринский, 2010 ²¹²; А.Д. Каринский, Д.С. Даев 2011 ²¹³).

Разные исследователи предлагают решать проблему определения электрической анизотропии с помощью создания более сложных измерительных установок.

Например, Л.М. Альпин (1978 ²¹⁴) отмечает, что зависимость сигнала градиент-зондов от поперечного УЭС существует, но "мы не умеем извлекать" эту информацию, и предлагает проводить измерение парой электродов MN, двигая их вдоль скважины при неподвижных удаленных друг от друга токовых электродах, расположенных на поверхности: один на устье скважины, второй на большом удалении, или в скважине: один на устье, второй на забое. Но большое расстояние между токовыми электродами в этом случае приводит к тому, что сигнал на паре приемных электродов оказывается очень мал, что ограничивает возможности такой установки.

Л.А. Табаровский и Ю.А. Дашевский в 1979–1981 гг. ^{215 216 217} предлагают в качестве источника поля использовать электрический диполь, перпендикулярный оси скважины, и измерять параллельную диполью компоненту электрического поля, а также ортогональную ей радиальную компоненту магнитного поля. По отношению компоненты электрического поля к квадрату компоненты магнитного поля судят об УЭС среды. Этот способ они называют магнитоэлектрическим каротажем. Предложенная идея приводит к проектированию десятизондового комплекса, состоящего из пары токовых электродов и десяти пар приемных электродов (Ю.А. Дашевский, И.В. Суродина, М.И. Эпов, 2002 ²¹⁸). Электроды в парах располагаются диаметрально противоположно на непроводящем корпусе. Кроме того, в этот же прибор входит квадрупольный индикатор границ. Рассчитанные в осесимметричной модели, состоящей из трех анизотропных пластов с повышающими зонами проникновения и скважины, диаграммы сигналов отражают влияние анизотропии довольно сложным образом. Ю.А. Дашевский и Л.А. Таба-

²¹² Каринский А.Д. Индуцированные заряды в микро и макроанизотропных средах и их влияние на электрическое поле в анизотропных пластах, пройденных скважиной // Геофизика, 2010. № 2. С. 37–48.

²¹³ Каринский А.Д., Даев Д.С. Результаты 2D-моделирования для зондов электромагнитного и электрического каротажа при различной толщине прослоев в макроанизотропных пластах // Геофизика, 2011. № 3. С. 32–42.

²¹⁴ Альпин Л.М. Определение поперечного удельного сопротивления пластов по измерениям в скважине // Изв. вузов. Геология и разведка, 1978. № 4. С. 81–95.

²¹⁵ Табаровский Л.А., Дашевский Ю.А. Способ электрического каротажа : Авторское свидетельство №693314 (СССР). Бюлл. изобретений № 39, 1979. 4 с.

²¹⁶ Табаровский Л. А., Дашевский Ю. А. Магнитоэлектрический каротаж // Геология и геофизика, 1979. № 4. С. 94–105.

²¹⁷ Дашевский Ю.А., Эпов М.И. Исследование изотропных и анизотропных пластов на постоянном и переменном токе // Методика и результаты комплексных геофизических исследований земной коры Сибири. Сб. науч. тр. Новосибирск: Институт геологии и геофизики СО АН СССР, 1981. С. 131–137.

²¹⁸ Дашевский Ю.А., Суродина И.В., Эпов М.И. Квазитрехмерное математическое моделирование диаграмм неосесимметричных зондов постоянного тока в анизотропных разрезах // Сибирский журнал индустриальной математики, 2002. Т. V, № 3(11). С. 76–91.

ровский (1987²¹⁹) также предлагают повысить чувствительность к коэффициенту анизотропии геометрической фокусировкой с помощью двух градиент-зондов, для которых равны по модулю и противоположны по знаку значения отношения тока к квадрату длины

Для повышения чувствительности к вертикальному УЭС зарубежные исследователи предлагают разные варианты использования тороидальных антенн (J. Arps, 1967²²⁰; F. Redwine, 1968²²¹; S. Gianzero, R. Chemali, S. Su, 1986²²²; B. Clark, D. Bonner, J. Jundt, M. Luling, 1993²²³; S. Gianzero, M. Bittar, 2007²²⁴). При расположении антенн такого типа на проводящем корпусе с последнего стекает ток непосредственно в породу через буровой раствор в скважине. Однако реализация этих предложений в виде приборов, по-видимому, оказалась довольно сложной.

Свойства зонда из соосных генераторного электрического диполя и измерительной тороидальной антенны исследуются в работах А.Д. Каринского (A. Karinski, A. Mousatov, 2001²²⁵; 2002²²⁶). Под научным руководством А.Д. Каринского М.Д. Кауркин (2015²²⁷) проводит физическое моделирование сигнала зонда с тороидальными антеннами, а также зондов с электрическими диполями (дипольно-осевого и дипольно-экваториального) в анизотропной модели и на основании полученных результатов утверждает, что "...параметры окружающей её среды оказывают одинаковое влияние на их сигналы". А.А. Красносельских развивает исследование, создавая физическую модель зонда с генератором в виде катушки с током, соосной с прибором, и измерителем в виде поперечного электрического диполя и измеряя сигнал в модели анизотропной среды с наклонной скважиной, и показывает зависимость сигналов от анизотропных свойств модели при углах наклона скважины более 30° (А.А. Красносельских, 2016²²⁸).

²¹⁹ Дашевский Ю.А., Табаровский Л.А. Определение коэффициента анизотропии установками бокового каротажного зондирования // Геология и геофизика, 1987. № 9. С. 131–132.

²²⁰ Arps J.J. Inductive resistivity guard logging apparatus including toroidal coils mounted on a conductive stem : US Patent No. 3,305,771, February 21, 1967. 5 p.

²²¹ Redwine F. Formation resistivity measurement while drilling, utilizing physical conditions representative of the signals from a toroidal coil located adjacent the drilling bit : US Patent No. 3,408,561, October 29, 1968. 13 p.

²²² Gianzero S., Chemali R, Su S.M.. Determining the invasion near the bit with the M.W.D. toroid sonde // Transactions of the SPWLA 27th Annual Logging Symposium, 1986. Pap. W. 17 p.

²²³ Clark B., Bonner D., Jundt J., Luling M. Well logging apparatus having toroidal induction antenna for measuring, while drilling, resistivity of earth formations : US Patent No. 5,235,285, August 10, 1993. 22 p.

²²⁴ Gianzero S., Bittar M. Method and apparatus using one or more toroids to measure electrical anisotropy : US Patent No. 7,227,363, June 5, 2007. 20 p.

²²⁵ Karinski A., and Mousatov A., 2001, Vertical resistivity estimation with toroidal antennas in transversely isotropic media // SPWLA 42nd Annual Logging Symposium, June 17–20, 2001. Pap. BB. 14 p.

²²⁶ Karinski A. and Mousatov A. Feasibility of vertical resistivity determination by the LWD sonde with toroidal antennas for oil-base drilling fluid // SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, June 2–5, 2002. Pap. Q, 13 p.

²²⁷ Кауркин М.Д. Лабораторное моделирование дипольных зондов каротажа сопротивления и зондов электромагнитного каротажа с тороидальными антеннами : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.10. РГГУ, М, 2015. 138 с.

²²⁸ Красносельских А.А. Физическое моделирование зонда электромагнитного каротажа, предназначенного для определения коэффициента электрической анизотропии горных пород : дис. ... канд. физ.-мат. наук : 25.00.10. РГГУ, М, 2016. 112 с.

На основе приведенного обзора можно сделать следующие выводы.

Российскими учеными начиная с середины прошлого века предлагаются разные конструктивные решения зондов постоянного тока для оценки электрической анизотропии, однако несмотря на прогнозируемые улучшенные характеристики измерение в скважинах по-прежнему проводится набором градиент-зондов.

Сигнал градиент-зонда, расположенного вертикально в трансверсально-изотропном пласте, при наличии скважины с раствором зависит от значения ρ_v тем больше, чем меньше его длина, при небольших контрастах УЭС раствора в скважине и окружающих пород. При условии достаточной толщины однородного анизотропного пласта оценку электрической анизотропии можно получить по кривой зондирования, составленной из данных БКЗ, что предлагалось в некоторых методиках количественной интерпретации.

Вид диаграмм КС при пересечении границ анизотропных пластов существенно отличается от вида диаграмм в изотропных слоистых моделях, что при инверсии диаграмм на протяженном интервале измерения может обеспечить восстановление анизотропных параметров.

Поскольку на сигнал зондов БКЗ сильно влияют УЭС раствора и диаметр скважины, необходимо как можно точнее знать их значения, особенно ввиду того что наибольшей чувствительностью к ρ_v обладают короткие градиент-зонды, наиболее подверженные влиянию этих параметров. Указанное влияние, по-видимому, являлось причиной того, что методики определения коэффициента анизотропии, предложенные в 70-х годах прошлого века, практически не применялись. Следовательно, для того чтобы установить наличие электрической анизотропии и получить надежную оценку вертикального сопротивления, необходимы достоверные данные измерений УЭС раствора и БКЗ, проведенные в примерно одинаковых условиях калиброванными приборами.

При исследовании в вертикальных скважинах вихревые токи, создаваемые индукционными зондами с ориентацией моментов катушек вдоль оси прибора (ИК и ВЭМКЗ), текут в плоскости напластований, поэтому не содержат информации о значении ρ_v . Поэтому китайскими геофизиками предлагается совместно использовать сигналы низкочастотного ИК и БКЗ, определяя инверсией сигналов первого положение границ и горизонтальное УЭС, а инверсией второго уточнять значение вертикального УЭС.

2.2. Практические данные БКЗ в однородных анизотропных глинистых пластах и их инверсия в изотропной геоэлектрической модели

В практике количественной интерпретации часто не уделяют внимание влиянию анизотропии УЭС осадочных отложений на сигналы, измеренные разными методами электромагнитного и электрического каротажа. Причиной, скорее всего, является несинхронность измерений и отнесение несогласования получаемых при независимой интерпретации показаний разных методов на счёт изменения зон проникновения. В последнее время, с разработкой и внедрением в практику каротажа новых аппаратных комплексов, проводится одновременная регистрация данных ВЭМКЗ и БКЗ с высокой точностью. При этом появляется возможность их совместной инверсии на основе единой геоэлектрической модели.

Поскольку в этом случае применяются источники разного типа, генерирующие как постоянный, так и переменный ток, то исследуются отклики от разных физических процессов в разных областях геологической среды. Это, с одной стороны, приводит к необходимости усложнения геоэлектрической модели, а с другой – к большей полноте информации о строении среды. Например, одной из причин несогласованности значений ρ_k на интервале непроницаемых отложений по данным коротких зондов ВЭМКЗ и БКЗ в вертикальных скважинах (М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, 2012⁹³), а длинных зондов – в наклонных скважинах является анизотропия УЭС осадочных пород (М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, 2016⁴⁶).

Анализ одновременно измеренных в вертикальной скважине данных БКЗ и ВЭМКЗ показывает, что на многих интервалах мощных однородных глинистых отложений для хорошего подбора сигналов коротких зондов БКЗ в рамках изотропной геоэлектрической модели в неё необходимо добавить тонкую прискважинную зону с повышенным относительно пласта УЭС. При этом физических предпосылок для образования такой зоны нет, и её существование не подтверждается данными других методов (микрозондов и БК). То есть, в этом случае измеренные с высокой точностью сигналы градиент-зондов известным образом (K. Kunz, J. Moran, 1958¹⁸⁵) отражают влияние электрической анизотропии в простой ситуации "скважина – пласт". Подбор по этим сигналам изотропной модели с повышающей зоной проникновения подтверждает ее эквивалентность с анизотропной моделью.

В примере каротажных сигналов в интервале глинистых отложений, показанном на рисунке 2.1, сигналы ВИКИЗ и БКЗ измерены с небольшим временным промежутком (около часа). На двух выделенных слева красным прямоугольником однородных интервалах диаметр скважины по данным микрокаверномера одинаков. Показания микрозондов и БК практически совпадают между собой, что говорит об отсутствии глинистой корки, а следовательно, и об отсутствии фильтрации раствора в пласт. В изотропной модели сигналы ВЭМКЗ подбираются

при ЗП пониженного УЭС, при этом данные коротких зондов А0.4М0.1N и А1.0М0.1N не совпадают с рассчитанными на величину, превышающую погрешность измерения, а сигналы БКЗ подбираются при ЗП повышенного УЭС (рисунок 2.2). Оптимальной оказывается тонкая ЗП повышенного УЭС приводит к совпадению измеренных и расчетных сигналов всех зондов БКЗ и к минимально возможному расхождению измеренных и расчетных сигналов ВЭМКЗ.

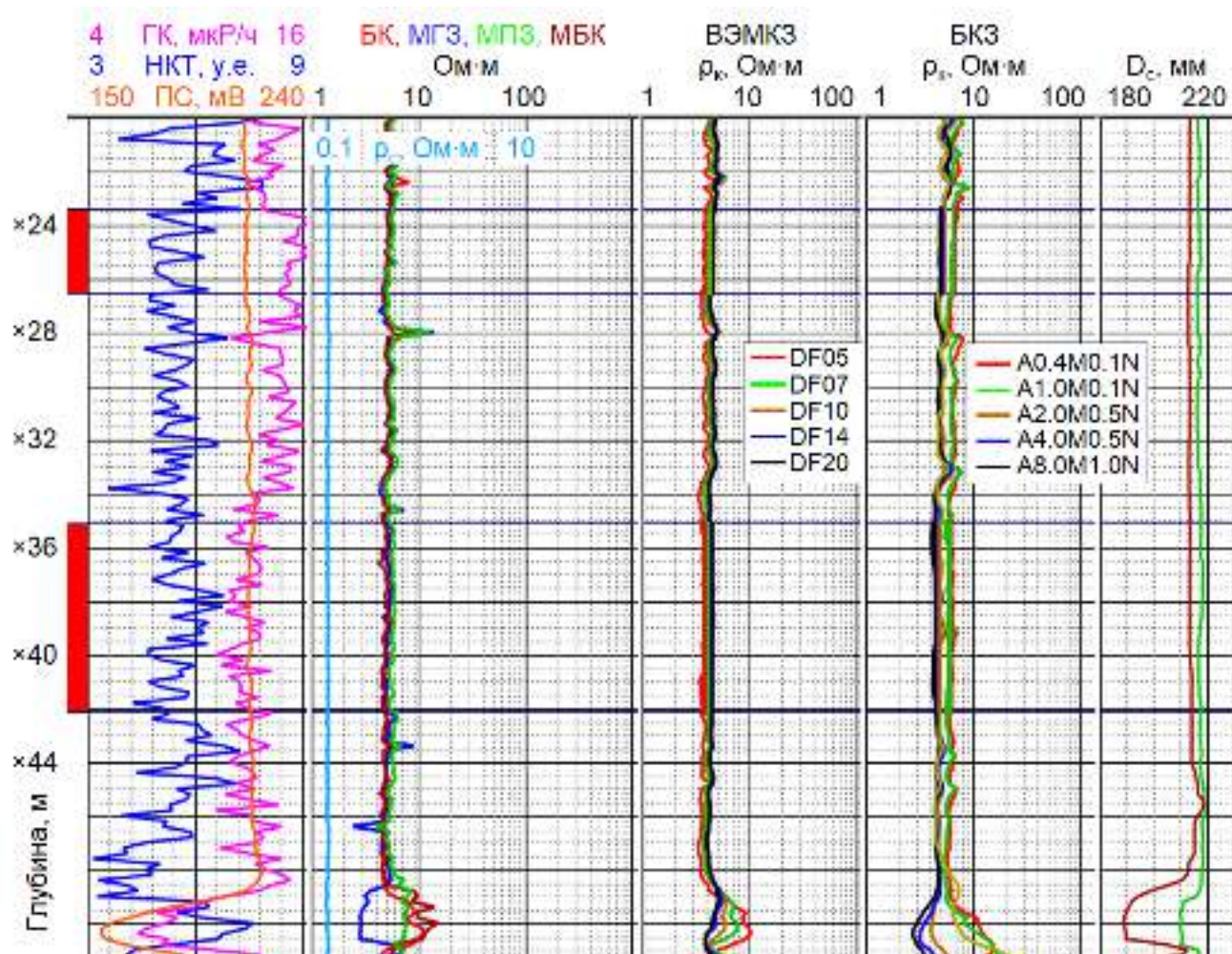


Рисунок 2.1 – Каротажные данные, измеренные на интервале глинистых отложений (Федоровское месторождение) приборами ВИКИЗ и БКЗ. Слева направо: нейтронный каротаж (НКТ), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); ρ_k (Ом·м): данные микрозондов, БК и УЭС раствора (ρ_c) по данным резистивиметра ВЭМКЗ; БКЗ; диаметр скважины

В результате инверсии кривых зондирования на выделенных интервалах получается, что УЭС пласта равно 4.8 Ом·м, что соответствует горизонтальному УЭС, а УЭС тонкой зоны – 13.3 Ом·м, что при небольшой толщине зоны (0.05 м) можно рассматривать как приблизительную оценку среднего геометрического значений горизонтального и вертикального УЭС. Таким же образом сигналы БКЗ ведут себя и в других глинистых интервалах как в этой скважине, так и в многочисленных других, пробуренных на глинистом растворе.

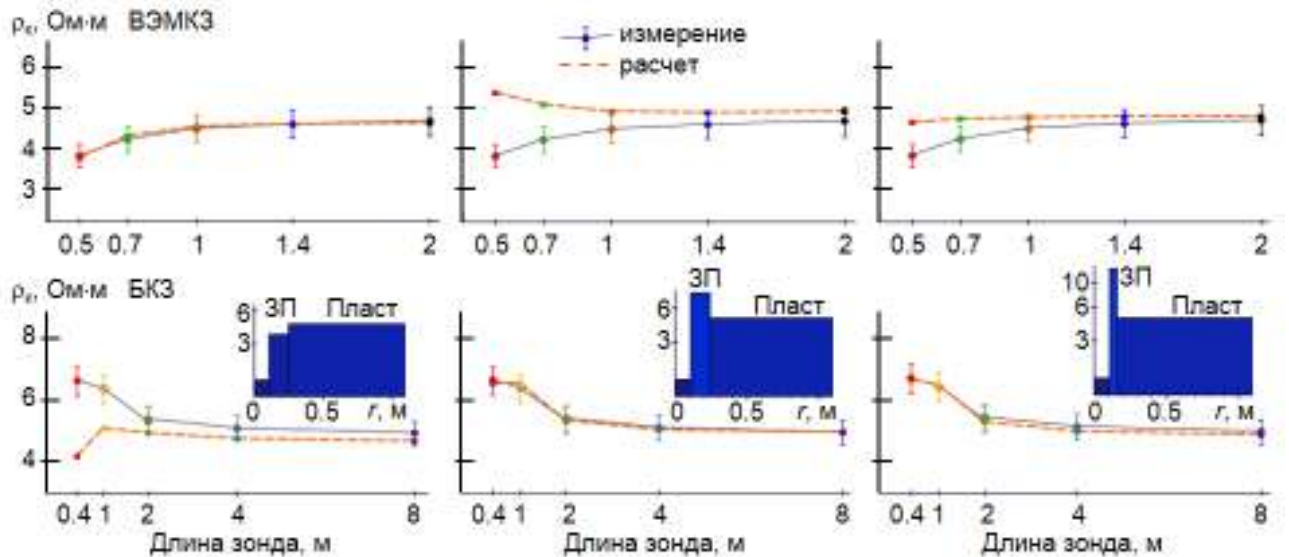


Рисунок 2.2 – Изотропные модели глинистого пласта по результатам инверсии данных ВЭМКЗ (слева) и БКЗ (в центре и справа). Кривые зондирования (ρ_k по данным ВЭМКЗ и БКЗ): соединенные черной линией точки с вертикальными отрезками – измеренные данные и погрешность их измерения, соединенные оранжевой пунктирной линией – рассчитанные в подобранной модели. Модель в виде радиального распределения УЭС показана на поле БКЗ: по оси абсцисс отложено радиальное расстояние от центра скважины (м), по оси ординат – УЭС (Ом·м)

Аналогичная зависимость характерна и для данных, одновременно измеренных градиент-зондами комплекса СКЛ. Отличие от предыдущего случая в том, что в этой аппаратуре есть дополнительный короткий зонд А0.2М0.1N. Его сигнал в большей степени, чем остальные, зависит от УЭС раствора в скважине, но при этом хорошо фиксирует наклон левой части кривой зондирования, уменьшая при подборе эквивалентность параметров прискважинной части среды, а значит, и оценку анизотропных свойств. В аппаратуре СКЛ-76 (на кабеле) нет длинного зонда А8.0М1.0N, в некоторых экземплярах аппаратуры СКЛ-102 (автономная) отсутствует зонд А4.0М0.5N.

Практические данные БКЗ СКЛ-76 (рисунок 2.3) и результат их инверсии в глинистом интервале (рисунок 2.4) показывают те же зависимости и существенно большую анизотропию: горизонтальное УЭС здесь равно 5.5 Ом·м, а УЭС прискважинной зоны – 15.6 Ом·м.

Отдельно стоит рассмотреть измерения в скважинах, пробуренных с применением биополимерного раствора, отличающегося высокой минерализацией и аномально низким УЭС. Известно, что такие растворы создают непроницаемую для фильтрата биополимерную пленку на поверхности проницаемой породы. Однако эта пленка не является препятствием для проникновения в породу ионов солей. Последнее подтверждается анализом данных немногочисленных повторных измерений, а также измерений через большое время после вскрытия – регистрируется увеличение со временем толщины измененной зоны низкого УЭС.

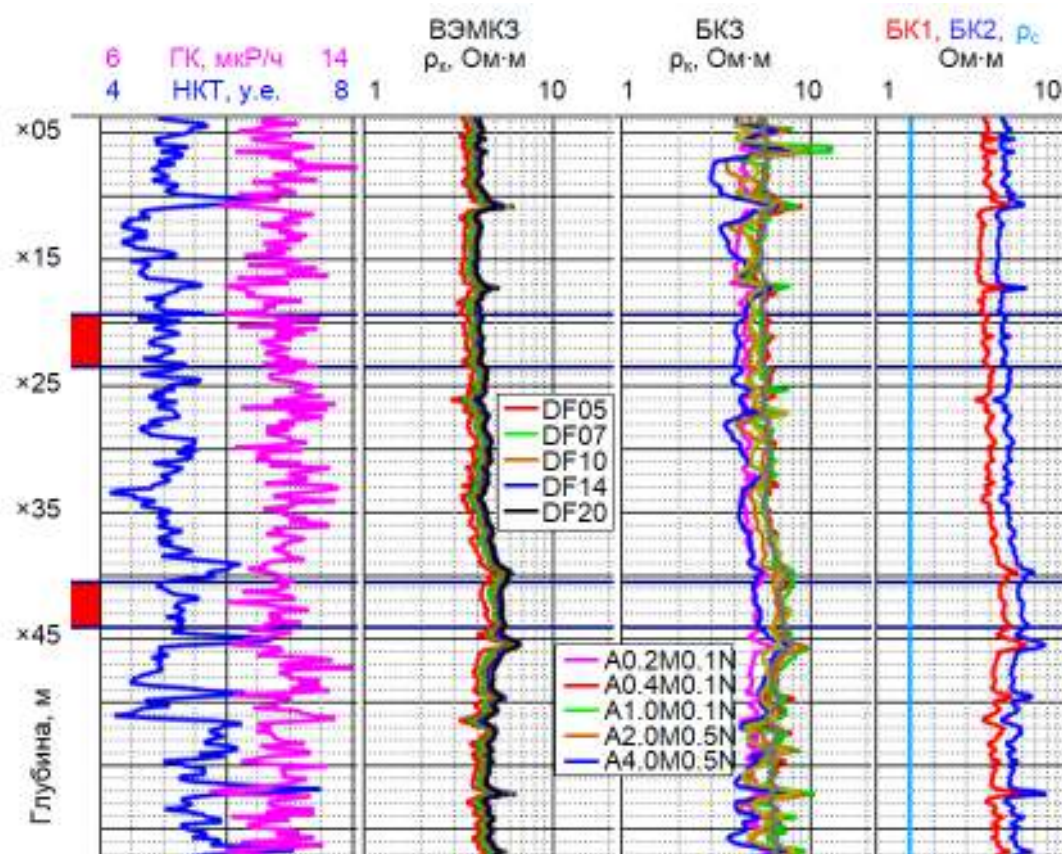


Рисунок 2.3 – Данные на интервале глинистых отложений, измеренные аппаратурой СКЛ-76 (Русскинское месторождение, вертикальный интервал, глинистый раствор с УЭС 1.5 Ом·м)

По данным В.Г. Мамяшева, скорость диффузии ионов составляет 1.0–1.5 см в час. Развитая прискважинная зона пониженного УЭС, естественно, снижает сигналы коротких зондов и компенсирует влияние анизотропии УЭС, что приводит к невозможности оценки анизотропии описанным выше способом. Когда время, прошедшее после бурения, мало, и понижающая зона не успела сформироваться, такая оценка может быть проведена. Например, при инверсии данных измерений БКЗ СКЛ-102 на глинистых интервалах $\times 58.0\text{--}\times 63.5$ и $\times 69.0\text{--}\times 75.3$ м (рисунок 2.5) приводят к модели с невысокой анизотропией: $\rho_h = \rho_{\pi} = 2.9$ Ом·м, $\sqrt{\rho_h \rho_v} \approx \rho_{\text{зп}} = 5.8$ Ом·м (рисунок 2.6). Вертикальное УЭС $\rho_v \approx 11.6$ Ом·м, коэффициент анизотропии $\lambda \approx 2$.

В пластах, УЭС которых равно УЭС раствора в скважине, нет необходимости усложнять геоэлектрическую изотропную модель. Например, на интервале $\times 41.4\text{--}\times 49.2$ м (рисунок 2.7) по данным БК и резистивиметрии практически совпадают УЭС раствора и глинистого пласта. Инверсия кривой зондирования приводит к изотропной модели "скважина – пласт" с одинаково малыми невязками для сигналов обоих методов, не превышающими 0.3 (рисунок 2.8). Невязка рассчитывается в единицах погрешности измерения, равной $0.2 + 0.025 \cdot \rho_k$ (Ом·м).

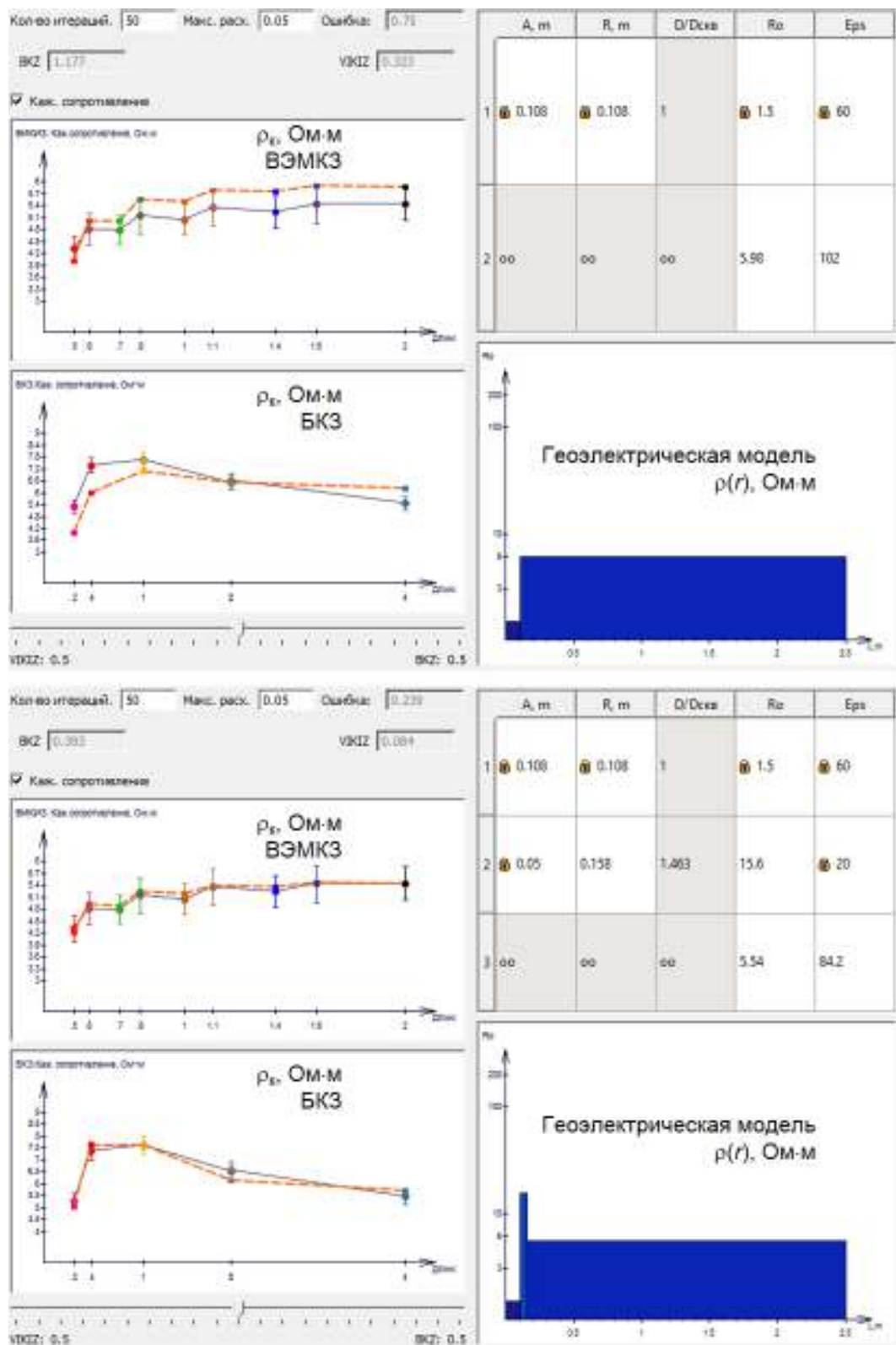


Рисунок 2.4 – Изотропные модели "скважина – пласт" (вверху) и "скважина – прискважинная зона – пласт" (внизу) на интервале глинистого пласта (×30.5–×33.6 м) по результатам инверсии данных ВЭМКЗ и БКЗ (СКЛ-76) Обозначения см. рисунок 2.2

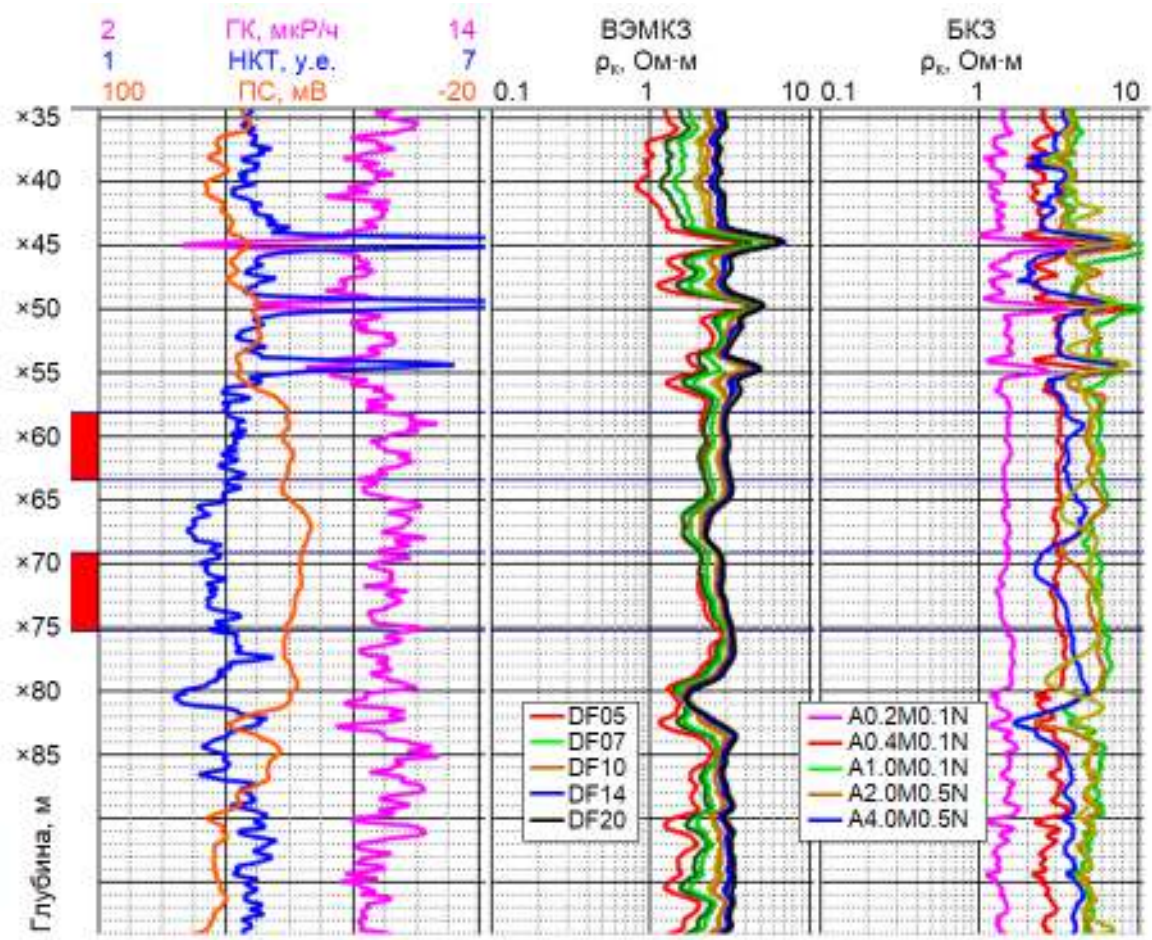


Рисунок 2.5 – Данные на интервале глинистых отложений, измеренные автономной аппаратурой СКЛ (Федоровское месторождение вертикальный интервал, биополимерный раствор, УЭС 0.06 Ом·м). Слева направо: нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); ρ_k (Ом·м): ВЭМКЗ; БКЗ

Таким образом, измеренные с высокой точностью сигналы БКЗ отражают анизотропию УЭС, и при их инверсии совместно с сигналами электромагнитного каротажа, измеренными в то же время, на базе единой геоэлектрической модели могут быть получены оценки вертикального сопротивления и коэффициента анизотропии.

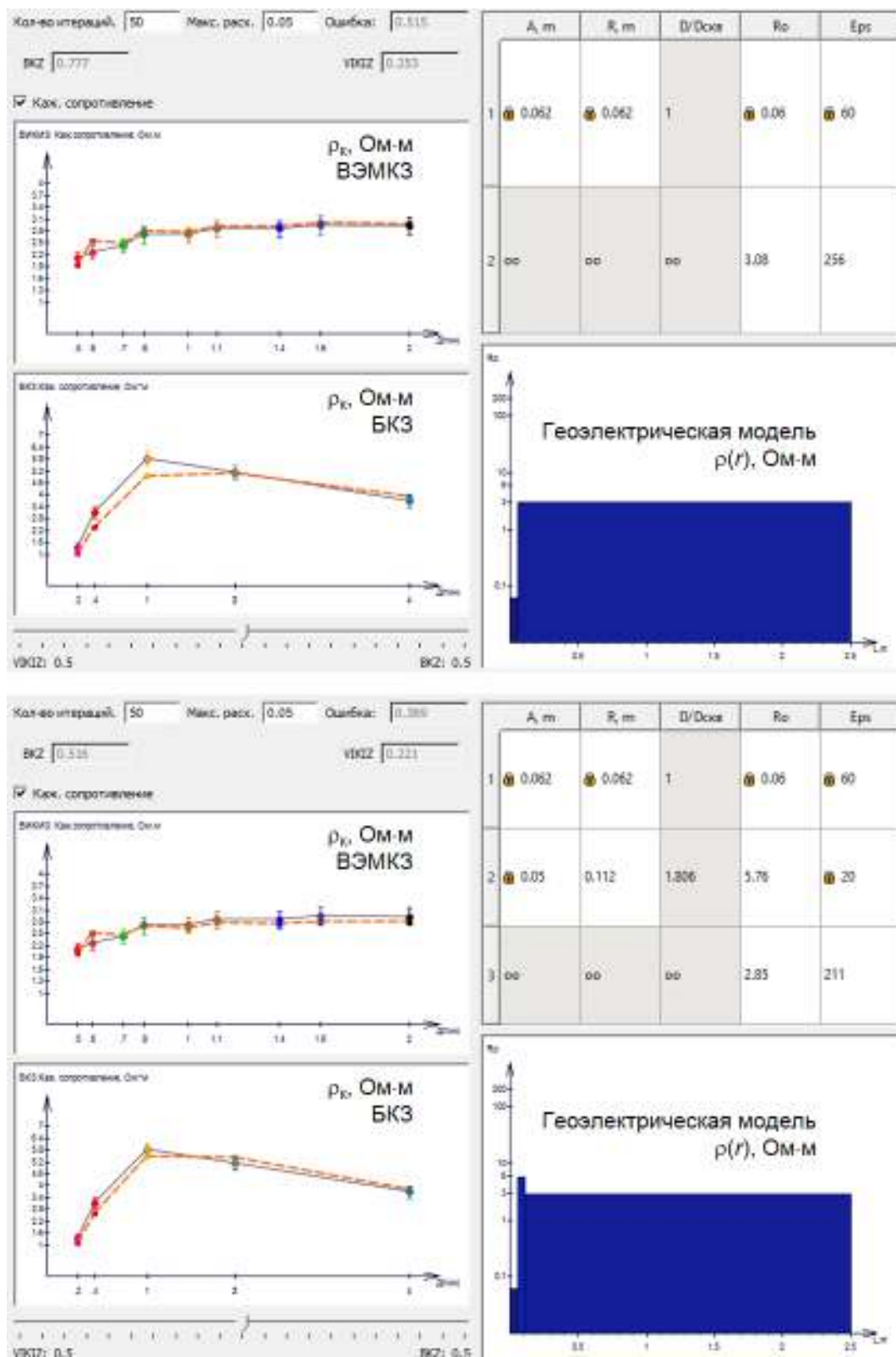


Рисунок 2.6 – Изотропные модели "скважина – пласт" (вверху) и "скважина – прискважинная зона – пласт" (внизу) на интервале глинистого пласта (1869.1–1875.2 м) по результатам инверсии данных ВЭМКЗ и БКЗ (СКЛ-102) Обозначения см. рисунок 2.2

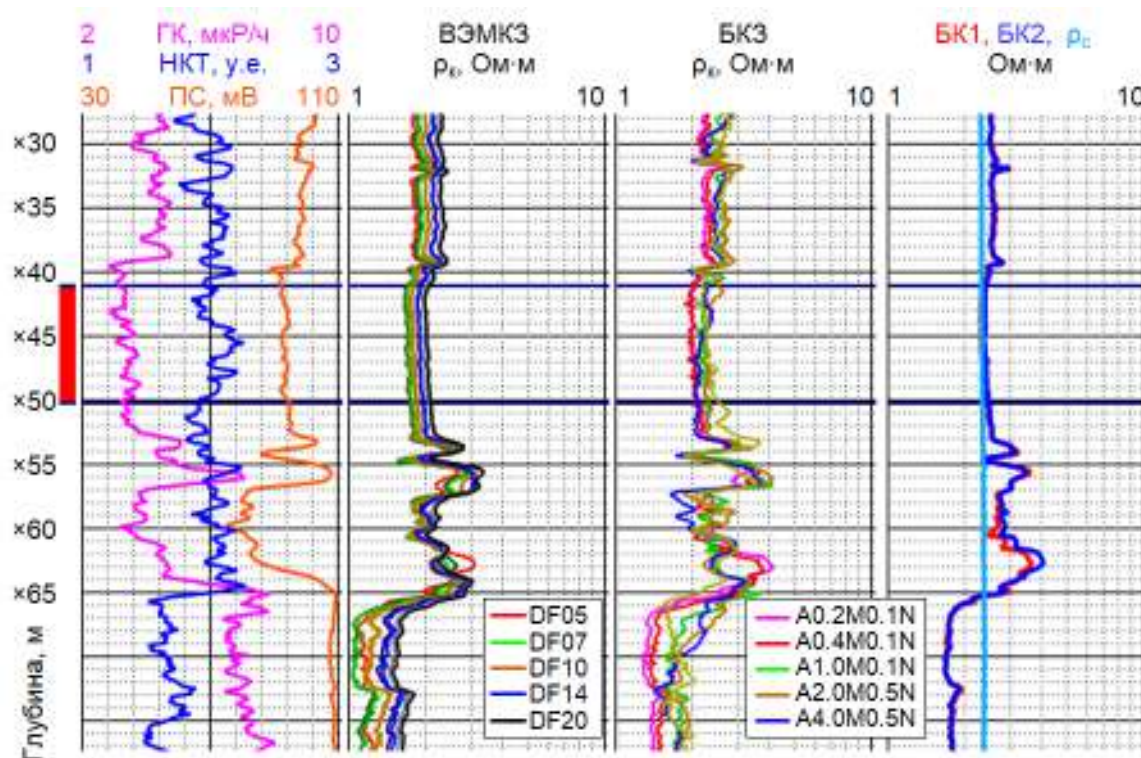


Рисунок 2.7 – Данные на интервале глинистых отложений, измеренные автономной аппаратурой СКЛ (Федоровское месторождение, вертикальный интервал, глинистый раствор). УЭС раствора равно УЭС отложений. Слева направо: нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); ρ_k (Ом·м): ВЭМКЗ; БКЗ; БК и УЭС раствора (ρ_c) по данным резистивиметра

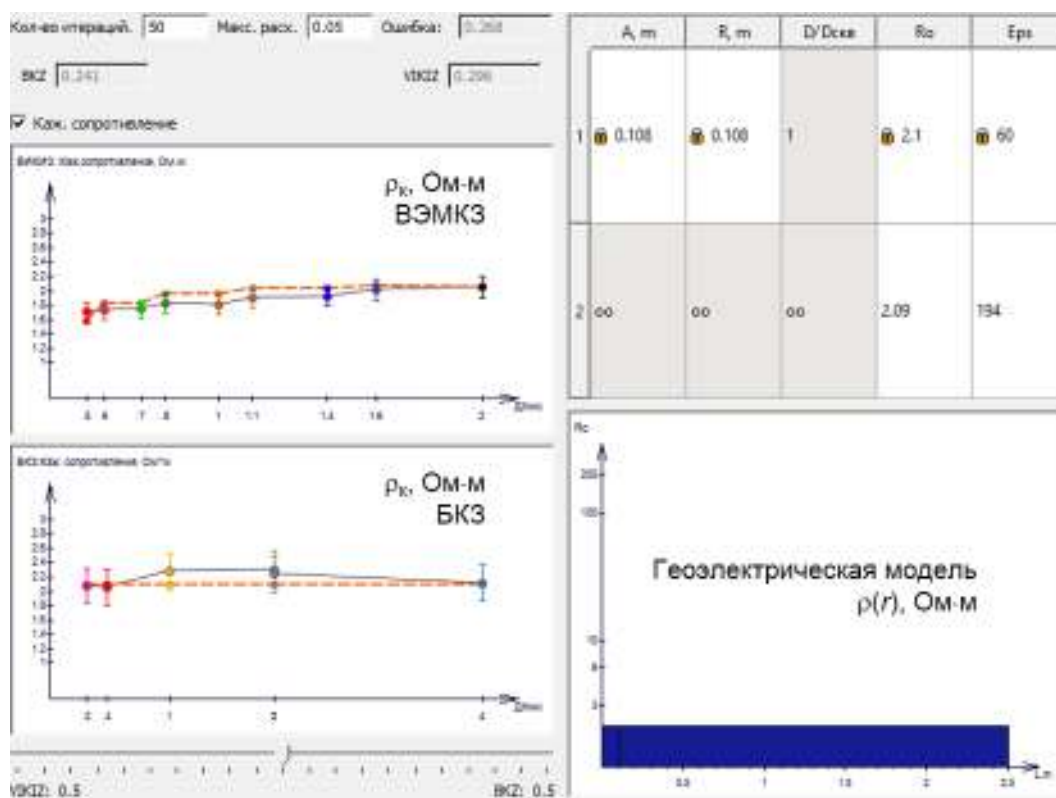


Рисунок 2.8 – Изотропная модель "скважина – пласт" на интервале глинистого пласта (×41.4–×49.2 м) по результатам инверсии данных ВЭМКЗ и БКЗ (СКЛ-102) Обозначения см. рисунок 2.2

2.3. Результаты численного моделирования сигналов градиент-зондов в анизотропных геоэлектрических моделях

2.3.1. Однородный анизотропный пласт

Для моделирования сигналов градиент-зондов в осесимметричных анизотропных средах используются разработанные в ИНГГ СО РАН программа моделирования конечно-разностным способом Bkz_2D_anizo (И.В. Суродина, 2012⁴⁹; И.В. Суродина, М.И. Эпов, 2016¹⁵⁸) и программный комплекс Alondra с решением прямой задачи векторным методом конечных элементов (М.И. Эпов, Э.П. Шурина, О.В. Нечаев, 2007¹¹). В программах моделирования максимально учтены геометрические особенности строения приборов, скважины и околоскважинного пространства, а также возможный высокий контраст УЭС разных областей модели. Геоэлектрическая модель среды состоит из однородных анизотропных областей, разделенных горизонтальными и цилиндрическими границами. Каждая область описывается значениями внутреннего и внешнего радиусов и горизонтального и вертикального УЭС.

Изменение сигналов градиент-зондов при повышении вертикального УЭС существенно зависит от контраста УЭС пласта и бурового раствора (М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, 2012⁹³). Например, для двух типичных сочетаний диаметра скважины и УЭС раствора и для коэффициента анизотропии УЭС, равного 2 (К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, 2013²²⁹), наблюдается (рисунок 2.9) эффект завышения сигналов градиент-зондов в анизотропной среде (пунктирные линии) по сравнению с сигналами в изотропной модели с УЭС, равным ρ_h (сплошные линии).

При небольших контрастах УЭС раствора и пласта (УЭС раствора $\rho_c = 2$ Ом·м, УЭС пласта $\rho_h = 4$ Ом·м, пунктирная красная линия на рисунке 2.9) завышение КС из-за анизотропии максимально для зонда A0.4M0.1N и равно 1.5 Ом·м (или 30 % от значения ρ_k в изотропной модели), для зондов A0.2M0.1N и A1.0M0.1N – 1.0 и 0.7 Ом·м (35 и 17 %), для остальных – не превышает 5 %. Следовательно, как и было показано в п. 2.2.1 на практических данных, вследствие анизотропии происходит надежно регистрируемое изменение сигналов трех коротких зондов, подбор которых при инверсии обеспечит определение ρ_v .

В той же модели пласта при увеличении контраста значений ρ_c и ρ_h ($\rho_c = 0.1$ Ом·м, синие линии) и при уменьшении диаметра скважины завышение КС смещается: для зонда A0.4M0.1N

²²⁹ Сухорукова К.В., Нечаев О.В. Сигналы бокового каротажного зондирования в анизотропных отложениях по результатам численного моделирования // Интерэкспо ГЕО-Сибирь–2013. IX Междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 15–26 апреля 2013 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 3 т. Новосибирск: СГГА, 2013. Т. 2. С. 102–107.

равно 0.5 Ом·м (15 %), для зонда A1.0M0.1N – 1.5 Ом·м (22 %), для зонда A2.0M0.5N – 1.2 Ом·м (19 %), для остальных – не превышает 10 % от сигнала в изотропной модели.

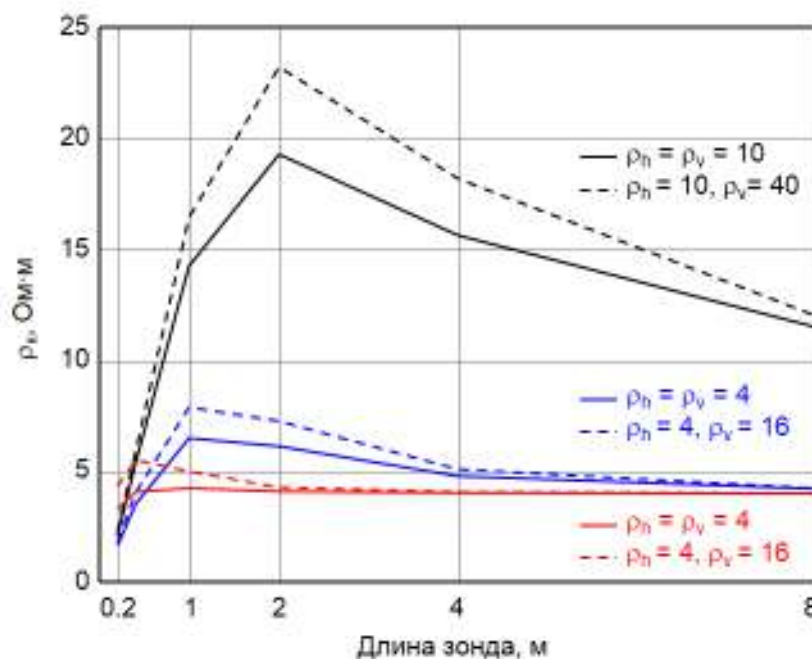


Рисунок 2.9 – Сигналы градиент-зондов в изотропных и анизотропных пластах. Красные кривые – $\rho_c = 2$ Ом·м, радиус скважины 0.108 м, синие и черные – $\rho_c = 0.1$ Ом·м, радиус скважины 0.062 м

Увеличение значений ρ_h и ρ_v до 10 и 40 Ом·м при $\rho_c = 0.1$ Ом·м (черные линии) приводит к дальнейшему смещению максимального прироста сигналов в область больших длин градиент-зондов: небольшое изменение сигналов наблюдается для зондов A0.2M0.1N, A0.4M0.1N и A8.0M1.0N (6, 9 и 4 %, соответственно), а для зондов A1.0M0.1N, A2.0M0.5N и A4.0M0.5N – составляет 2.0, 4.0 и 2.5 Ом·м (15, 20 и 16 %).

Следовательно, для типичных диаметров скважины и значений ρ_c завышение КС как минимум для двух градиент-зондов по сравнению с ожидаемыми в изотропной модели значениями можно считать признаком анизотропии. При этом сигналы ВЭМКЗ должны соответствовать модели с сопротивлением пластов, равным горизонтальному сопротивлению.

Проведенными ранее исследованиями установлено, что сигналы БКЗ существенно зависят от диаметра прибора, то есть, от оставшейся части бурового раствора после вытеснения последнего прибором (К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, И.В. Суролина, О.В. Нечаев, 2015¹⁵¹). Следовательно, влияние корпуса на сигналы градиент-зондов может оказать влияние и на приращения, обусловленные анизотропией.

Диаметр аппаратуры СКЛ различается для разных модификаций: 0.076 м для кабельного варианта, 0.102 м – для автономного на трубах и 0.160 м – для измерений в процессе шаблонирования. На рисунке 2.10 представлены зависимости сигналов БКЗ аппаратуры СКЛ (К.В. Су-

хорукова, О.В. Нечаев, М.Н. Глущенко, 2013²³⁰) от УЭС изотропного пласта ($\rho_n = \rho_h$) и приращения сигналов в анизотропном пласте с вертикальным сопротивлением ρ_v , вдвое большим горизонтального сопротивления ρ_h , по сравнению с сигналами в изотропном пласте.

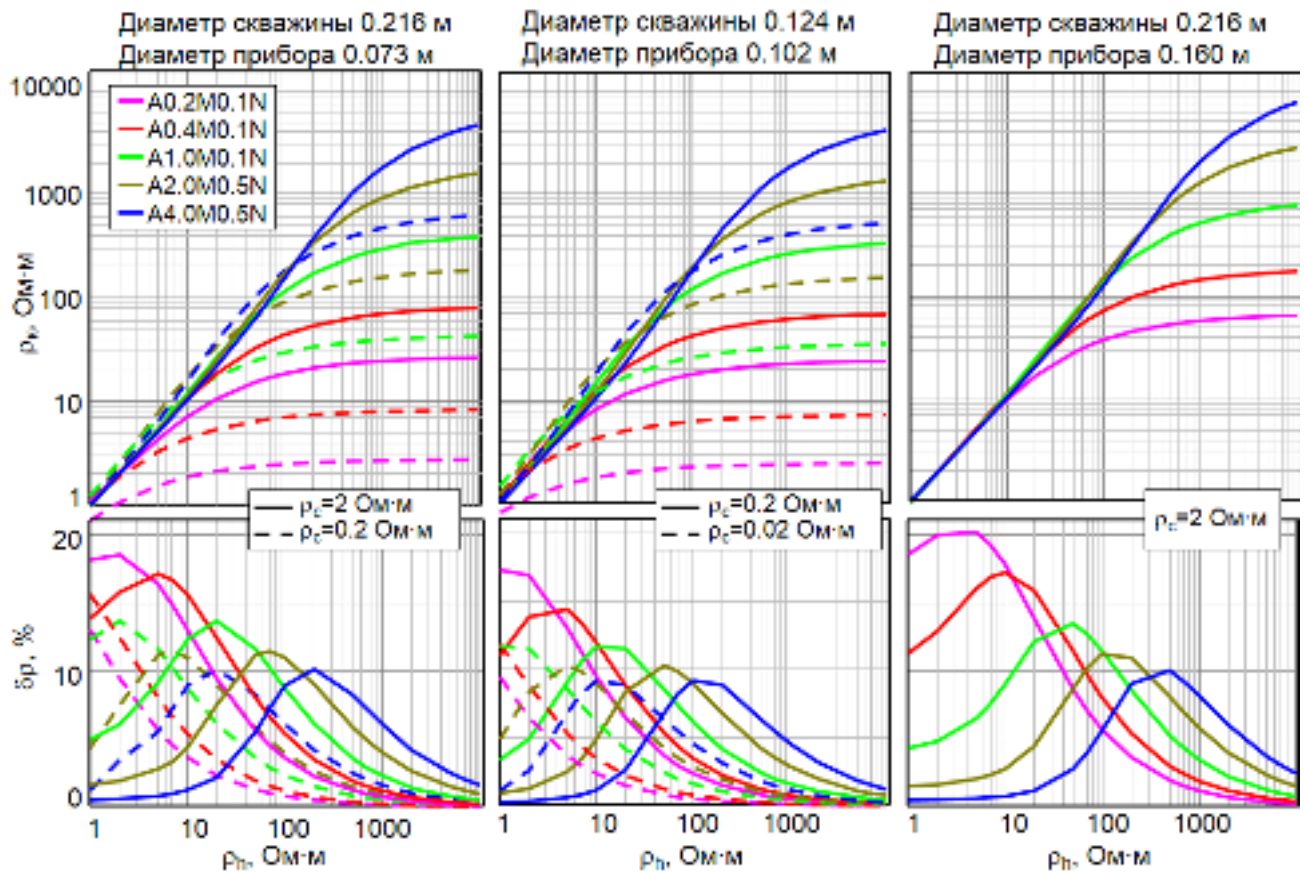


Рисунок 2.10 – Сигналы БКЗ (ρ_k , сверху, изотропная модель с $\rho_n = \rho_h$) и их приращения в анизотропном пласте ($\delta\rho$, внизу) для типичных значений диаметра скважины и прибора и УЭС раствора в зависимости от ρ_h . Цвет кривых: A0.2M0.1N – розовый, A0.4M0.1N – красный, A1.0M0.1N – зеленый, A2.0M0.5N – коричневый, A4.0M0.5N – синий, A8.0M1.0N – черный, N0.5M2.0A – хаки

Можно заметить, что уменьшение УЭС раствора на порядок при одинаковых радиусах скважины и прибора приводит к такому же снижению ρ_k коротких зондов в довольно широком диапазоне УЭС пласта ($> \approx 20$ Ом·м); значения ρ_k длинных зондов снижаются таким же образом при больших значениях УЭС ($> \approx 200$ Ом·м). Увеличение радиуса корпуса, напротив, приводит к повышению ρ_k , поскольку становится меньше влияние частично вытесненного прибором проводящего раствора: сигналы тонкого прибора в широкой скважине с пресным раствором (2 Ом·м) и прибора среднего диаметра в узкой скважине с более соленым раствором (0.2 Ом·м)

²³⁰ Сухорукова К.В., Нечаев О.В., Глущенко М.Н. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в анизотропных средах по результатам численного моделирования // Материалы VI Всероссийской shk.-сем. им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ–2013 [Электронное издание] / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2013. URL: http://emf.ru/ems2013/section4/Сухорукова_Нечаев_Глущенко.pdf.

близки между собой. Также для этих диаметров прибора близки и сигналы для УЭС бурового раствора 0.2 и 0.02 Ом·м, соответственно.

В анизотропном пласте сигналы по отношению к сигналам в изотропном пласте увеличиваются по-разному. Снижение УЭС бурового раствора, увеличение радиуса скважины и уменьшение длины зонда приводят к смещению максимума приращения $\delta\rho$ в сторону меньших значений ρ_h . Практически значимые приращения (около 10 %) фиксируются на всех зондах, а максимум приращения сдвигается с увеличением длины зонда в сторону больших значений ρ_h , уменьшаясь с 13–17% для коротких зондов до 9–11% – для длинных. Для рассматриваемых параметров модели средняя величина приращения достаточна для заключения о наличии анизотропии УЭС и оценки значения ρ_v с погрешностью, в 5–6 раз превышающей погрешность измерения (К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, 2013²²⁹). Усиление анизотропии приводит к увеличению максимумов приращений.

Пример количественной интерпретации данных электрометрии (аппаратура СКЛ) в вертикальной скважине с глинистым буровым раствором приведен на рисунке 2.11. Радиус скважины 0.108 м, прибора 0.0365 м, УЭС раствора 1.8 Ом·м. В непроницаемом глинистом пласте с невысоким УЭС (на диаграммах выделен красной линией) инверсия кривых зондирования БКЗ и ВЭМКЗ приводит к модели изотропного пласта с понижающей зоной проникновения (кривые ВЭМКЗ и БКЗ – верхний и средний графики в правой части рисунка) или с зоной проникновения с повышенным УЭС (верхний и нижний графики). Поскольку сигналы зондов ВЭМКЗ в вертикальной скважине не зависят от значения ρ_v , полученное по ним и длинному зонду БКЗ значение 8.2 Ом·м – это горизонтальное УЭС пласта.

Сигналы БКЗ лучше подбираются в изотропной модели с проникновением, однако для пород этого интервала проникновение не характерно. Поэтому логично предположить влияние на сигналы БКЗ анизотропии УЭС. УЭС подбираемой зоны при уменьшении её толщины (в соответствии с результатами К. Kunz, J. Moran, 1958¹⁸⁵) стремится к среднему геометрическому значений ρ_h и ρ_v . Поскольку в пределах погрешности измерения сигнала подбирается некоторый диапазон значений толщины и УЭС зоны, то значение ρ_v оценивается также в диапазоне – от 21 до 44 Ом·м. С другой стороны, кривую зондирования можно подобрать с помощью моделирования сигналов в анизотропной модели (рисунок 2.11 внизу слева). Оценка $\rho_v = 48$ Ом·м близка к верхней границе диапазона, полученного при инверсии на базе изотропной модели. Дальнейшее увеличение ρ_v позволяет лучше подобрать сигналы длинных зондов, но при этом ухудшается качество подбора сигналов коротких зондов.

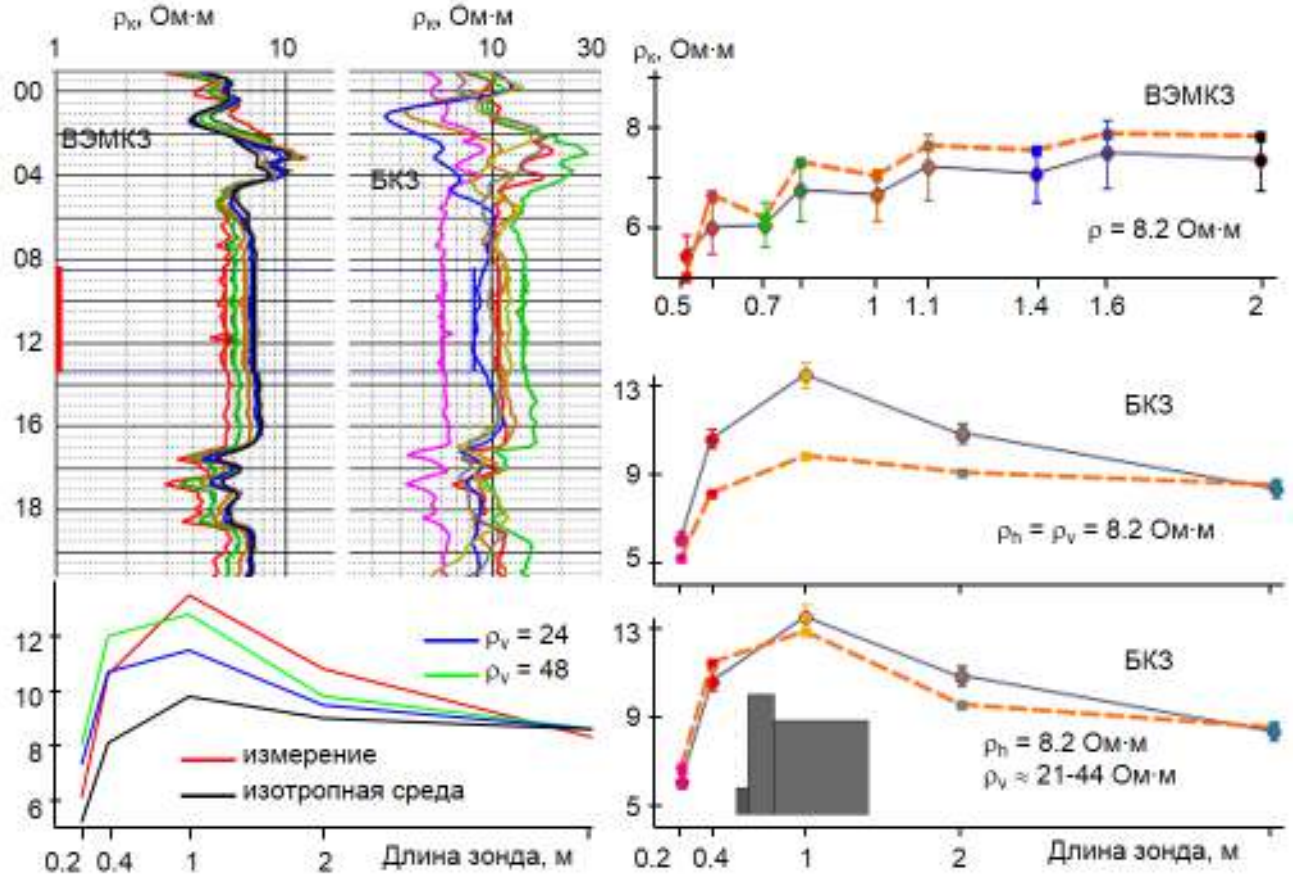


Рисунок 2.11 – Диаграммы ρ_k ВЭМКЗ и БКЗ (слева сверху), измеренные в интервале анизотропного глинистого пласта, и полученные в результате инверсии геоэлектрические модели: анизотропная (слева внизу) и изотропная с присважинной зоной пониженного УЭС (справа сверху и посередине) или повышенного (справа внизу)

Таким образом, анализ приращений сигналов градиент-зондов в анизотропной модели среды при наличии априорной информации о ее свойствах дает предварительную оценку погрешности определения ρ_v по практическим данным, на основе которой выявляются те зонды, сигналы которых содержат информацию об этом параметре.

Анизотропия УЭС является еще одним параметром геоэлектрической модели, который следует учитывать при численной инверсии данных БКЗ. Несмотря на то, что зонды БКЗ обладают невысокой чувствительностью к вертикальной составляющей УЭС при численной инверсии неучет макроанизотропии осадочных отложений может привести к появлению в цилиндрически-слоистой изотропной модели ложной тонкой повышающей зоны проникновения.

2.3.2. Макроанизотропный пласт

В осадочном разрезе Западной Сибири типичные макроанизотропные пласты представлены чередованием глинистых и песчаных прослоев или песчаных и карбонатизированных прослоев. Пусть макроанизотропная среда сложена прослоями типичных пород со средними значениями УЭС:

- глина (4 Ом·м),
- песчаник водонасыщенный (4 Ом·м),
- песчаник нефтесоднасыщенный (10 Ом·м),
- песчаник преимущественно нефтенасыщенный или насыщенный фильтратом бурового раствора (30 Ом·м),
- песчаник карбонатизированный (100 Ом·м).

При бурении на глинистом буровом растворе в песчаных прослоях со смешанным насыщением формируется зона проникновения пресного фильтрата, а при большом содержании пластовой воды – окаймляющая зона. Если при бурении используется высокоминерализованный биополимерный буровой раствор, обычно формируется неглубокая измененная зона пониженного УЭС.

Как известно, УЭС макроанизотропной среды в вертикальном направлении и в горизонтальной плоскости вычисляется по формулам (В.Р. Бурсиан, 1933 ²³¹, В.Н. Дахнов, 1959 ⁶⁴):

$$\rho_h = \frac{h_1 + h_2}{h_1 / \rho_1 + h_2 / \rho_2}; \quad \rho_v = \frac{\rho_1 h_1 + \rho_2 h_2}{h_1 + h_2}.$$

Исходя из этих зависимостей, можно тонкослоистую среду, сложенную изотропными прослоями разных пород, описать эквивалентной анизотропной моделью с УЭС в горизонтальной плоскости ρ_h и в вертикальном направлении ρ_v . Пусть мощности прослоев разных пород одинаковы. Тогда при разных комбинациях пород и флюидонасыщения песчаника значения ρ_h и ρ_v равны представленным в таблице 2.1 (параметры пласта) и 2.2 (параметры зоны проникновения).

Таблица 2.1 – Значения УЭС анизотропной модели тонкослоистого пласта при одинаковых толщинах прослоев

Модель	ρ_1 , Ом·м	ρ_2 , Ом·м	ρ_h , Ом·м	ρ_v , Ом·м	λ
1	4	10	5.5	7.0	1.1
2	4	30	7	17	1.6
3	4	100	7.7	52	2.6
4	10	100	18.2	55	1.7
5	30	100	46.2	65	1.2

²³¹ Бурсиан В.Р. Теория электромагнитных полей, применяемых в электроразведке. Ч. 1. Постоянные поля. Л., М. : Гос. технико-геол. изд-во, 1933. 232 с.

Таблица 2.2 – Значения УЭС анизотропной модели тонкослоистой зоны проникновения при одинаковых толщинах прослоев

Модель, раствор	ρ_1 , Ом·м	ρ_2 , Ом·м	ρ_h , Ом·м	ρ_v , Ом·м	λ
ЗП1, глинистый	4	30	7	17	1.6
ЗП2, биополимерный	4	0.2	0.38	2.1	2.4

Например, типичная геоэлектрическая модель переслаивания глинистых и нефтеводонасыщенных песчаных прослоев без учёта зоны проникновения будет соответствовать модели однородного анизотропного пласта с параметрами $\rho_h = 5.5$ Ом·м и $\rho_v = 7.0$ Ом·м (рисунок 2.12).

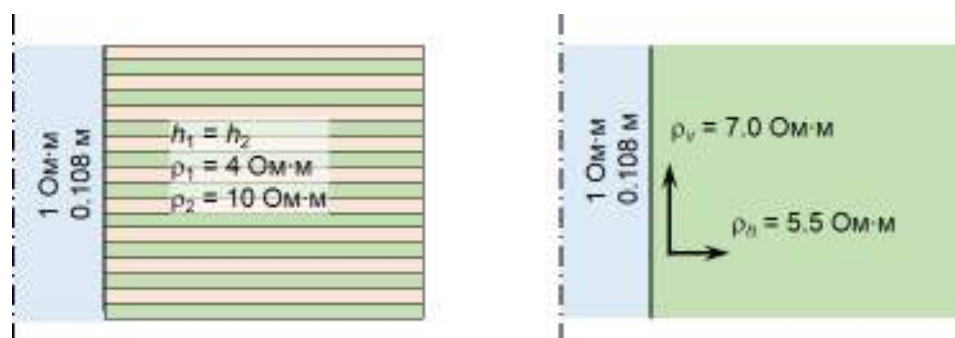


Рисунок 2.12 – Геоэлектрическая модель переслаивания глины и нефтеводонасыщенного песчаника (слева) и эквивалентная модель однородного анизотропного пласта (справа)

Чувствительность ρ_k к ρ_v определяется известным соотношением: $\eta = \frac{\partial \ln \rho_k}{\partial \ln \rho_v}$ (см. п. 1.2.3). При значении функции чувствительности 0.15 относительная ошибка определения параметра примерно в 6 раз превосходит относительную ошибку измерения.

В моделях без проникновения (рисунок 2.13) зависимость значений ρ_k и η от длины зонда и параметров модели соответствует основным особенностям, рассмотренным выше при анализе рисунка 2.10. Для сравнения на рисунке пунктирными линиями показаны значения ρ_k и η для изотропных моделей с УЭС 5.5 и 18.2 Ом·м.

При УЭС бурового раствора 1 Ом·м в наименее контрастной модели 1 наблюдается самая высокая чувствительность к ρ_v – значение η превышает 0.15 на трех коротких зондах (A0.2M0.1N, A0.4M0.1N, A1.0M0.1N), монотонно уменьшаясь с увеличением длины зонда. С увеличением ρ_h значение η уменьшается для коротких зондов и возрастает – для длинных. Максимум η смещается в сторону больших длин, оставаясь почти одинаковым (около 0.10) для моделей 3–5 (с высоким значением ρ_v). Длинные зонды, как и ожидалось, слабо чувствительны к ρ_v .

Снижение значения ρ_c до 0.1 Ом·м (справа) при тех же диаметрах скважины и прибора также приводит к перемещению максимума η в сторону длинных зондов с небольшим снижением его значения (с 0.15 для зонда A2.0M0.5N в модели 1 до 0.12 для зонда A8.0M1.0N в модели 5) по мере возрастания ρ_h модели. Снижение чувствительности коротких зондов с

уменьшением ρ_c объясняется возрастанием влияния проводящего бурового раствора. В наиболее высокоомной модели 5 максимум η смещается на самый длинный зонд А8.0М1.0N.

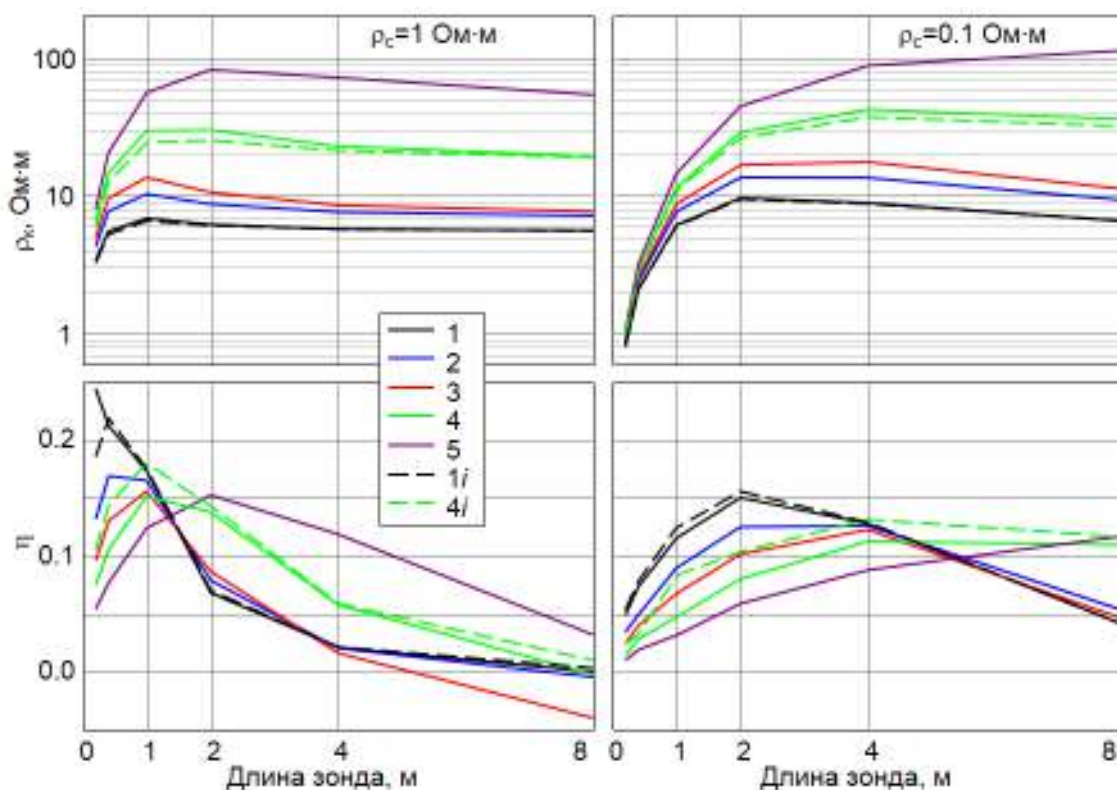


Рисунок 2.13 – Зависимости ρ_k от длины градиент-зондов и их чувствительность к ρ_v в анизотропном пласте без зоны проникновения. Диаметр скважины 0.216 м, УЭС бурового раствора 1.0 Ом·м (слева) и 0.1 Ом·м (справа), диаметр корпуса прибора 0.076 м. Шифр кривых – номер модели в таблице 2.1. Пунктир – ρ_k и чувствительность для изотропных моделей с УЭС 5.5 и 18.2 Ом·м (1i и 4i соответственно)

Сравнение чувствительности к ρ_v в анизотропных моделях 1, 4 и изотропных моделях 1i и 4i (УЭС в которых равно значению ρ_h моделей 1 и 4) показывает незначительную разницу для моделей со слабой анизотропией (1 и 1i). В модели 4 изменение вертикального УЭС от 18 до 55 Ом·м приводит к небольшому снижению чувствительности: на 3 коротких зондах для пресного и на всех зондах – для соленого буровых растворов.

Инверсия этих кривых зондирования в модели без измененной зоны не даёт удовлетворительного совпадения "измеренных" и подобранных сигналов – для большей части зондов расчетные сигналы отличаются от исходных более чем на абсолютную погрешность измерения (рисунок 2.14). УЭС изотропного пласта модели 2 в этом случае подбирается равным 7.4 Ом·м. Как правило, наименьшая невязка достигается, если модель содержит узкую зону повышенного УЭС. Например, для модели 2 на рисунке 2.15 это зона толщиной 0.1 м и УЭС 11.1 Ом·м. УЭС основной части пласта определяется равным ρ_h – 7.0 Ом·м. Среднее геометрическое, к которому стремится отклик градиент-зонда при уменьшении его разноса, в этой модели равно 10.9 Ом·м, что очень близко к значению УЭС прискважинной зоны.

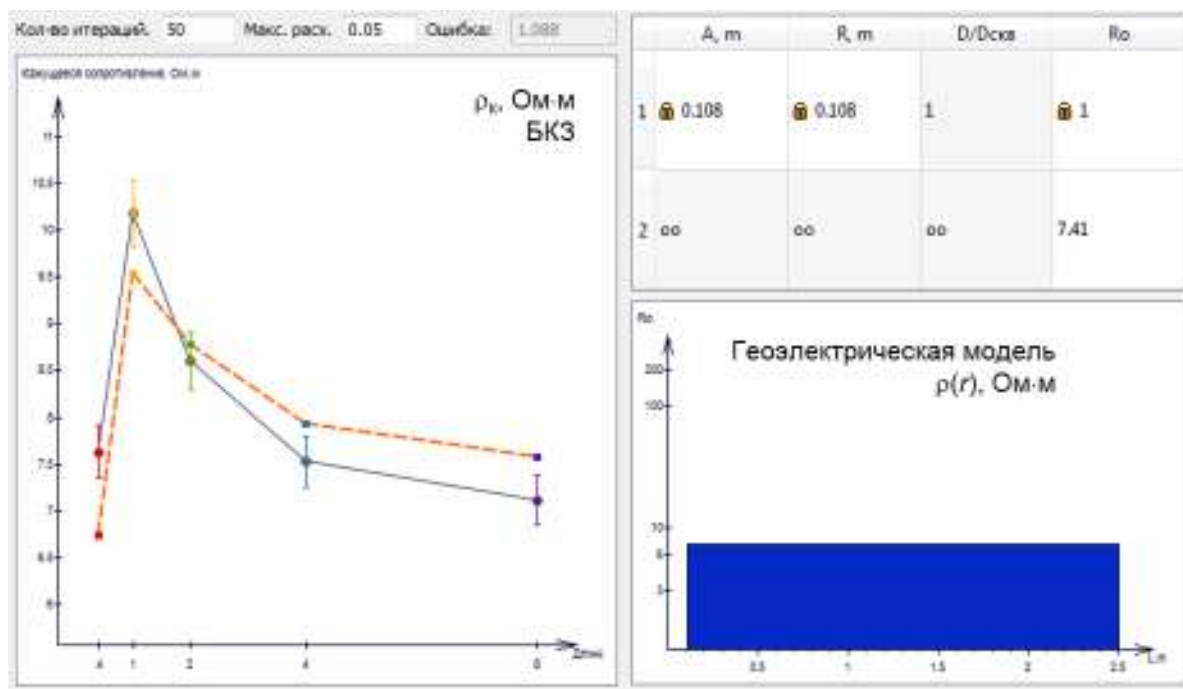


Рисунок 2.14 – Геоэлектрическая изотропная модель "скважина – пласт", полученная в результате инверсии синтетической кривой БКЗ (модель 2). Вертикальные отрезки показывают абсолютную погрешность измерения

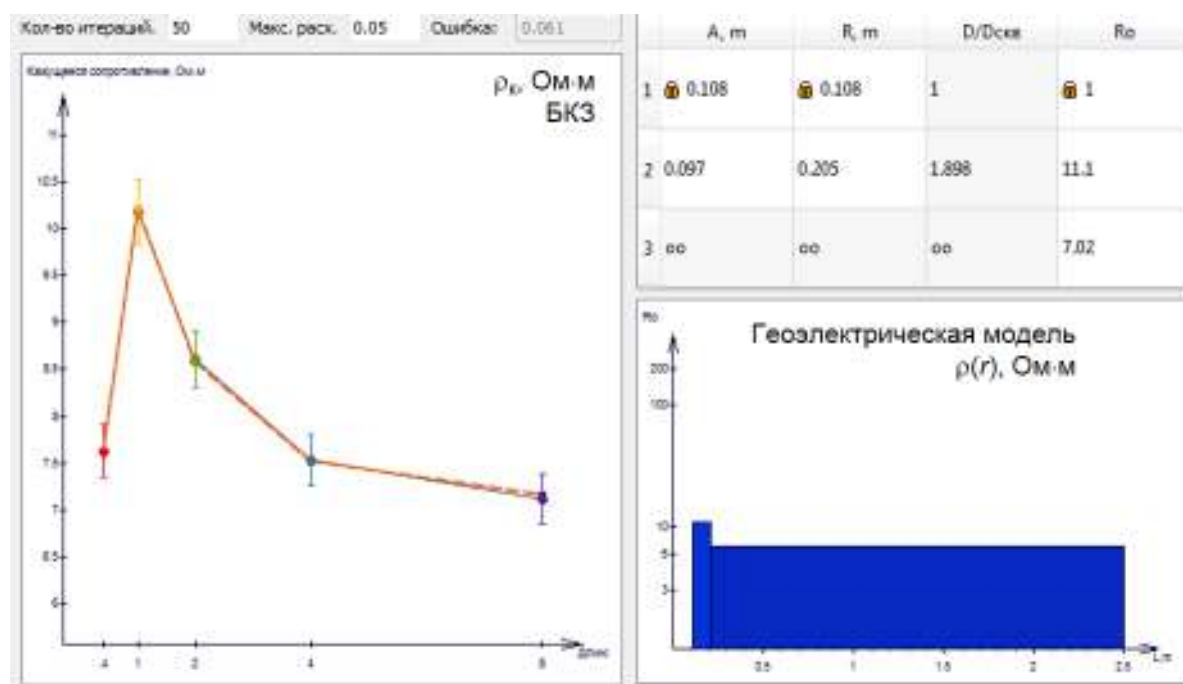


Рисунок 2.15 – Геоэлектрическая изотропная модель "скважина – прискважинная зона – пласт", полученная в результате инверсии синтетической кривой БКЗ (модель 2)

Итак, для возможных макроанизотропных моделей переслаивания типичных для осадочного разреза Западной Сибири пород сигналы градиент-зондов чувствительны к ρ_v , что при численной инверсии приводит к эквивалентной цилиндрически-слоистой изотропной модели с тонкой прискважинной зоной повышенного сопротивления, УЭС которой близко к среднему гео-

метрическому $\sqrt{\rho_h \rho_v}$. Как показано в п. 2.2, похожие изотропные модели часто возникают при численной инверсии практических данных БКЗ на интервалах глинистых пластов.

В разрезах Западной Сибири часто встречается переслаивание песчаников со смешанным насыщением и глин. Горизонтальное УЭС такой пачки оказывается близким к УЭС водонасыщенных коллекторов, и эти интервалы не рассматриваются как потенциально продуктивные при анализе диаграмм ρ_k . В этом случае особенно важно распознать наличие макроанизотропии и определить значения ρ_h и ρ_v , чтобы по ним оценить долю песчаных прослоев и их УЭС.

Пусть УЭС нефтеводонасыщенного песчаника равно 10 Ом·м, УЭС глин – 4 Ом·м, толщины прослоев одинаковы (модель 1), тонкослоистая пачка вскрыта на глинистом буровом растворе с формированием повышающей зоны проникновения ЗП1 (таблица 2.2) и на минерализованном биополимерном буровом растворе – с формированием понижающей зоны проникновения ЗП2. При фильтрации глинистого раствора толщина ЗП1 0.4 м, радиус скважины 0.108 м; минерализованного раствора – толщина ЗП2 0.15 м, радиус скважины 0.062 м (рисунок 2.16). Для глинистого бурового раствора взято два значения УЭС – 1.0 и 0.1 Ом·м при одном и том же радиусе скважины.

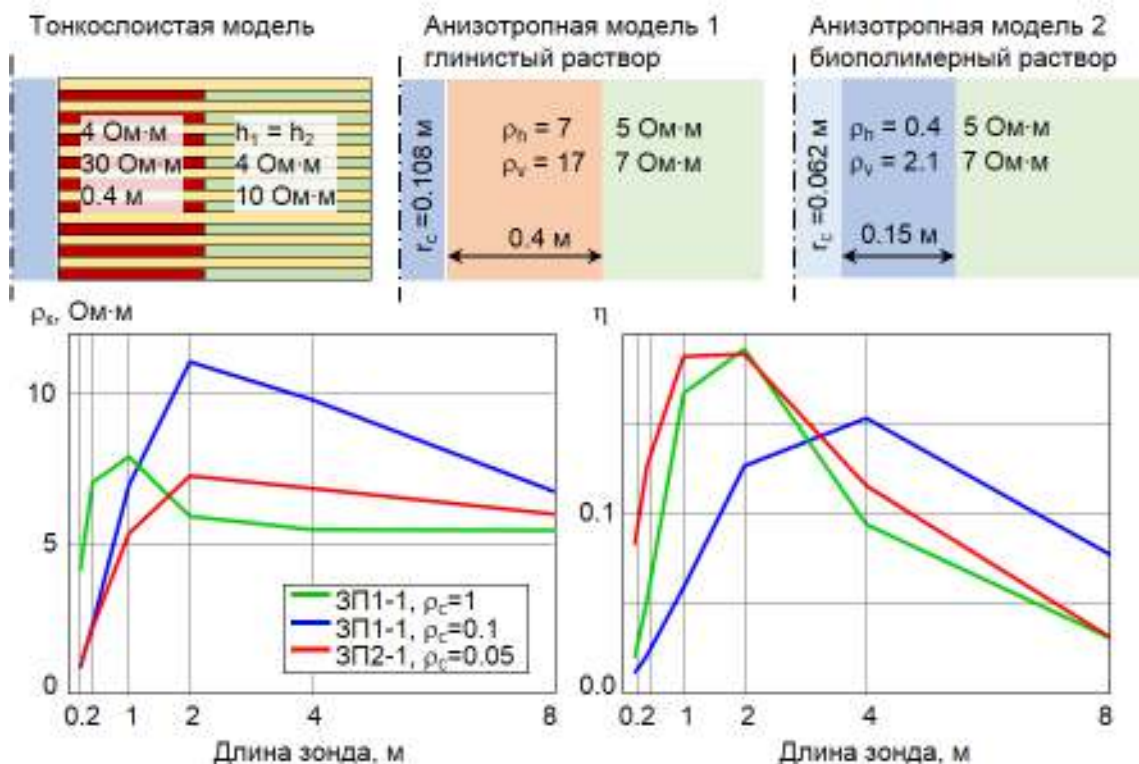


Рисунок 2.16 – Тонкослоистая модель с зоной проникновения фильтрата глинистого раствора и ее анизотропные аналоги для глинистого и минерализованного растворов (вверху); ρ_k градиент-зондов (внизу слева) и их чувствительность к $\rho_{vп}$ пласта (внизу справа). Параметры пласта: $\rho_{hп} = 5$ Ом·м, $\rho_{vп} = 7$ Ом·м; параметры зоны проникновения: ЗП1–1 – $\rho_{hзп} = 7$ Ом·м, $\rho_{vзп} = 17$ Ом·м, толщина 0.4 м, ЗП2–1 – $\rho_{hзп} = 0.4$ Ом·м, $\rho_{vзп} = 2.1$ Ом·м, толщина 0.15 м

Значения ρ_k градиент-зондов, рассчитанные в модели с повышающей зоной проникновения, зависят от длины зонда разным образом. При $\rho_c = 1$ Ом·м (зеленая кривая) зонды A2.0M0.5N, A4.0M0.5N и A8.0M1.0N показывают значение, близкое к ρ_{hp} , а зонды меньшей длины выявляют повышающую зону проникновения. Однако снижение ρ_c на порядок (синяя кривая) меняет саму форму кривой зондирования, снижая сигналы трех коротких (на 3–4 Ом·м) и повышая сигналы трех длинных (до 11 Ом·м на длине зонда 2 м) зондов. Похожая форма – у кривой зондирования в модели с понижающей зоной, но значения сигналов в этом случае ниже – около 7 Ом·м для зондов A2.0M0.5N и A4.0M0.5N.

Чувствительность к ρ_v пласта во всех моделях также невысокая. Её максимум приходится на зонды A1.0M0.1N и A2.0M0.5N в моделях с повышающей и понижающей зоной, и на зонды A2.0M0.5N и A4.0M0.5N в модели с повышающей зоной и $\rho_c = 0.1$ Ом·м. Уровень чувствительности 0.1–0.2 достаточен для оценки значения ρ_v с погрешностью, в 5–10 раз большей погрешности измерения. Однако точность оценки анизотропии пласта будет зависеть от значений параметров зоны проникновения, поэтому их неопределенность необходимо снижать комплексированием при численной инверсии данные БКЗ с данными других методов электротометрии.

2.3.3. Пересечение границы изотропного и анизотропного пластов при равных значениях горизонтального УЭС и УЭС изотропных пластов

Одной из интересных для выявления анизотропии случаев является модель, в которой есть анизотропный пласт, горизонтальное УЭС которого не отличается от УЭС контактирующего с ним изотропного пласта.

Результаты расчётов сигналов БКЗ в двуслойной модели, нижний пласт которой является анизотропным, а верхний – изотропным, показывают, каким образом меняется вид диаграмм ρ_k при пересечении зондами их границы (рисунок 2.17). Радиус скважины и УЭС бурового раствора составляют 0.072 м и 1 Ом·м, соответственно. Для конкретности значения УЭС изотропного пласта и горизонтального УЭС анизотропного пласта приняты равными 5 Ом·м, а значения вертикального УЭС – 10 и 20 Ом·м. В этих случаях на диаграммах сигналов зондов ИК не будет заметно изменений при переходе из анизотропного пласта в изотропный.

На диаграммах расчетных значений ρ_k БКЗ заметно, что вдали от границы значения для двух длинных зондов (A4.0M0.5N и A8.0M1.0N) равны значениям УЭС в нижнем и верхнем пластах, а для коротких зондов – выше в анизотропном пласте. Пересечение границы изотропного и анизотропного пластов отмечается четкими максимумами для всех зондов, значение в них равно 7–8 Ом·м при $\rho_v = 10$ Ом·м и 7–11 Ом·м при $\rho_v = 20$ Ом·м. На расстоянии длины зонда

под границей проявляется также четкий минимум, в котором значение ρ_k длинных зондов около 4.2–4.5 Ом·м и 3.5 Ом·м для $\rho_v = 10$ Ом·м и 20 Ом·м, соответственно. Минимумами меньшей амплитуды отмечается также выход измерительных электродов в верхний изотропный пласт.

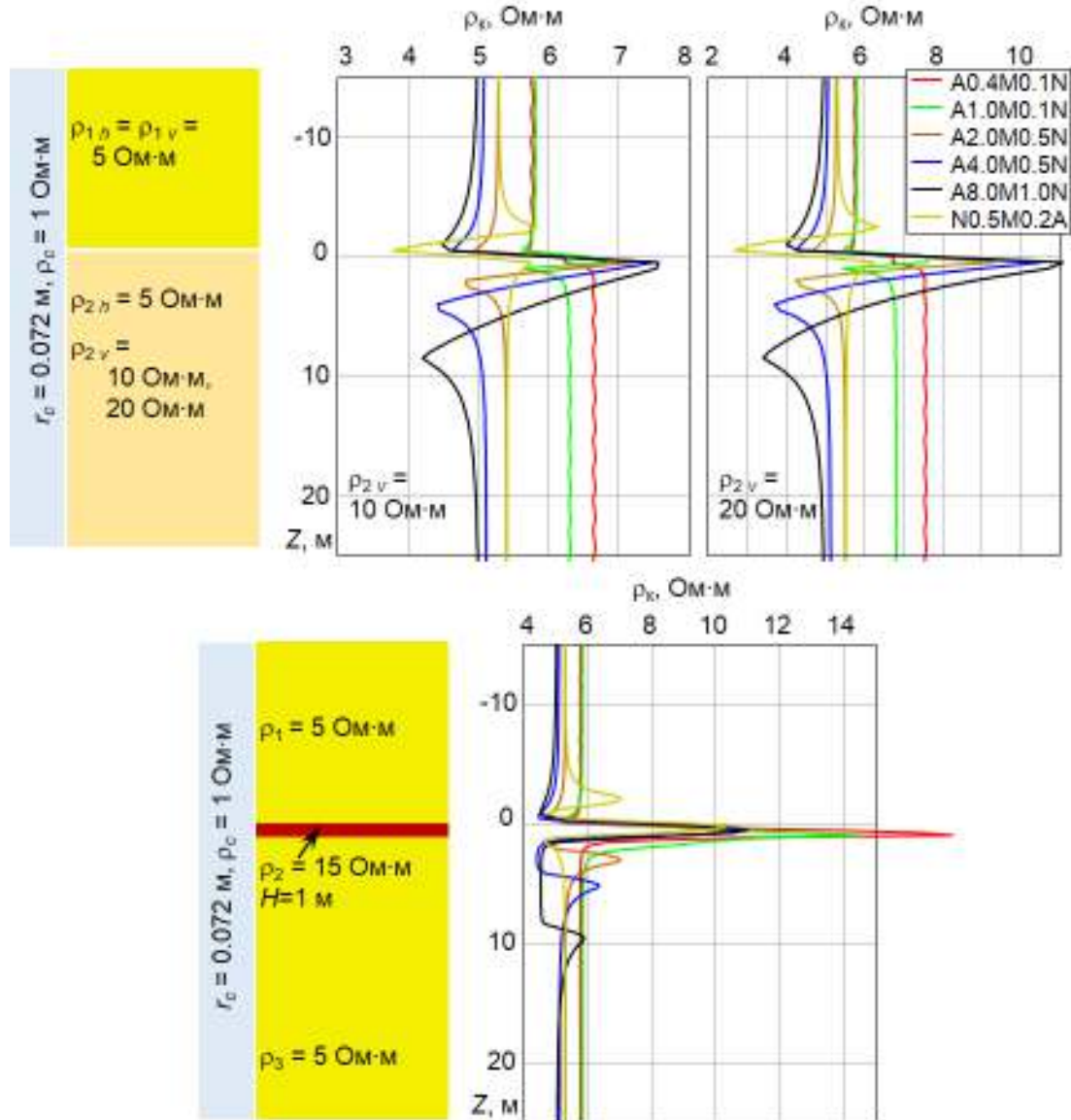


Рисунок 2.17 – Диаграммы ρ_k БКЗ в двуслойной модели с анизотропией УЭС в нижнем пласте (вверху) и в изотропной трехслойной модели (внизу)

В отличие от изотропных моделей, на диаграмме сигнала кровельного зонда N0.5M2.0A снизу от границы есть небольшой максимум, а сверху – минимум, совпадающие по положению с такими же экстремумами подошвенных зондов. В двух метрах выше границы на диаграмме этого зонда есть второй максимум примерно той же амплитуды, что и максимум под границей.

В модели на рисунке 2.18 анизотропным является верхний пласт. Значения УЭС те же. Экстремумы сигналов зондов обратны предыдущему случаю. На диаграммах при подходе к подошве анизотропного пласта вначале наблюдается максимум (на расстоянии длины зонда от границы), а на расстоянии базы зонда под границей – четкий минимум. Значение в минимуме

3.2 Ом·м и 2 Ом·м для $\rho_v = 10$ Ом·м и 20 Ом·м, соответственно. На диаграмме кровельного зонда N0.5M2.0A на расстоянии его длины над границей нижний минимум и максимум также совпадают по положению с экстремумами других диаграмм, а на расстоянии длины зонда над границей находится минимум.

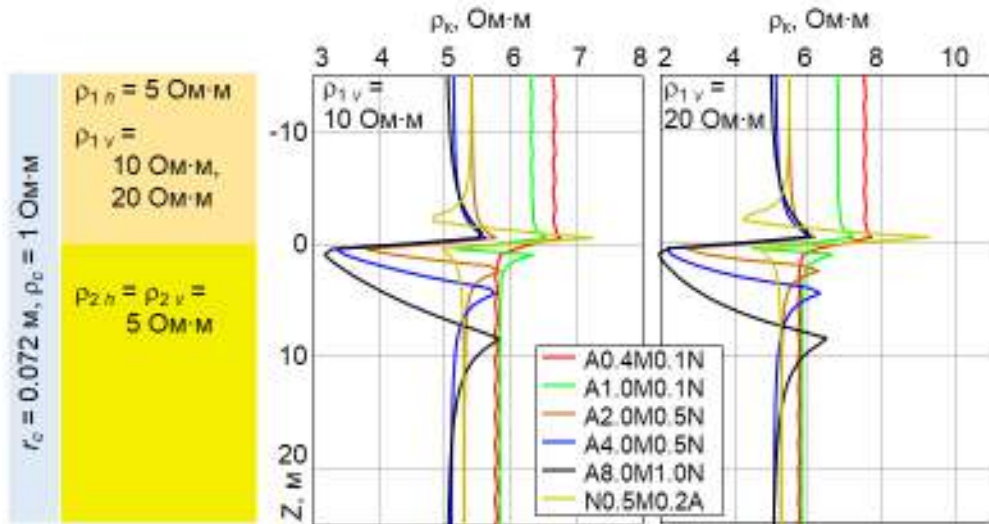


Рисунок 2.18 – Диаграммы ρ_k БКЗ в двуслойной модели с анизотропией УЭС в верхнем пласте

Увеличение на порядок значений УЭС в модели с нижним анизотропным пластом при тех же параметрах скважины (рисунок 2.19) приводит к расхождению уровней сигналов зондов разной длины при сохранении их особенностей в экстремумах: наблюдаются разные уровни в изотропной покрывке и анизотропном пласте, хорошо видны минимум и максимум для каждого зонда кроме короткого и максимум над границей – для кровельного.

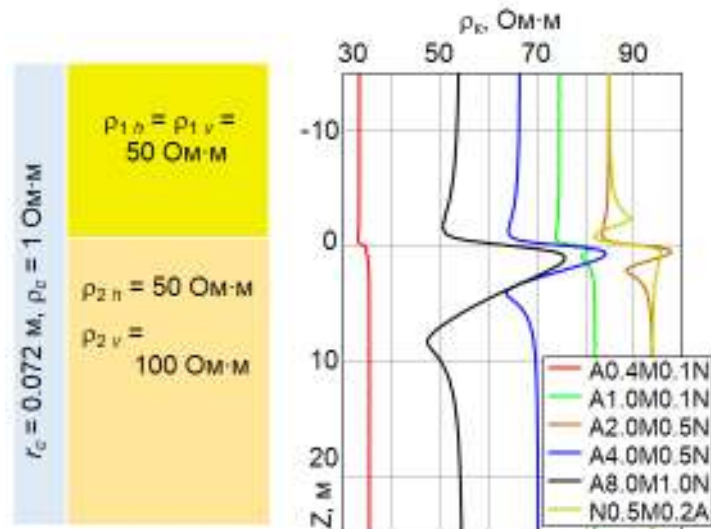


Рисунок 2.19 – Диаграммы ρ_k БКЗ в высокоомной двуслойной модели с анизотропией УЭС в нижнем пласте

По диаграммам в каждой из рассмотренных моделей можно решить, что скважина пересекает пласт, контрастный по УЭС относительно вмещающих пород. Если оценить толщину пласта по данным коротких зондов в 1 м и подобрать такие же значения максимума сигналов длинных зондов, как в модели с $\rho_v = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ в нижнем пласте, то в полученной трёхслойной изотропной модели (рисунок 2.17, внизу) форма диаграмм существенно иная. Вместо минимумов на расстоянии длины зонда под границей возникает максимум, пласт выделяется возрастанием значений на его интервале – максимумом, ширина которого ограничена толщиной пласта. Диаграммы подошвенного и кровельного двухметровых зондов симметричны друг другу относительно середины пласта.

Итак, основным отличием диаграмм БКЗ в двухслойной анизотропной модели является рост значений ρ_k (или уменьшение – в модели с анизотропией верхнего пласта), начинающийся на расстоянии длины зонда до границы, монотонно продолжающийся до достижения четко выраженного максимума (минимума) в области границы.

2.3.4. Изотропный пласт в анизотропных вмещающих и анизотропный пласт в изотропных вмещающих при одинаковых значениях горизонтального и изотропного УЭС (высокоомная модель)

Для тех же параметров (радиус скважины 0.072 м и УЭС бурового раствора 1 Ом·м) рассчитаны сигналы при одинаковом значении УЭС изотропных и горизонтального УЭС анизотропных пластов (100 и 500 Ом·м). Эти параметры пластов и условий измерения характерны для интервала баженовской свиты на Салымском месторождении и вертикального бурения. Для модели с анизотропным пластом толщиной 5 м, расположенным в изотропных вмещающих породах (рисунок 2.20), на каждой из частей рисунка разными линиями нанесены диаграммы ρ_k для разных значений ρ_v . Отмечается сложная форма зависимости ρ_k от расстояния до границ пласта, существенно несимметричная относительно его середины. Даже для зондов, длина которых много меньше толщины пласта, диаграмму нельзя разделить на зоны, соответствующие двухслойной модели, рассмотренной выше. Характерным следует считать то, что амплитуды изменения ρ_k максимальны для больших зондов. Усиление анизотропии приводит к увеличению значений в экстремумах.

Для обратной ситуации (изотропный пласт в анизотропных вмещающих с коэффициентом анизотропии 2, рисунок 2.21) наблюдаемая форма диаграмм ρ_k тоже является сложной, положение экстремумов обратное по сравнению с предыдущей моделью. Максимальные значения ρ_k также наблюдаются на диаграммах длинных зондов.

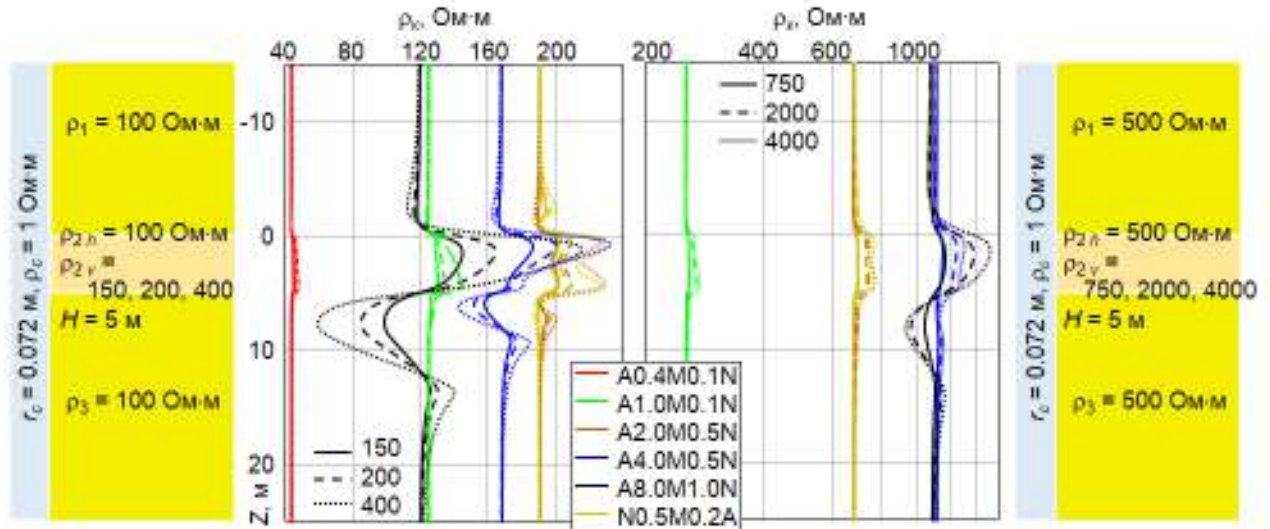


Рисунок 2.20 – Диаграммы ρ_k БКЗ в высокоомной модели с анизотропным пластом и изотропными вмещающими

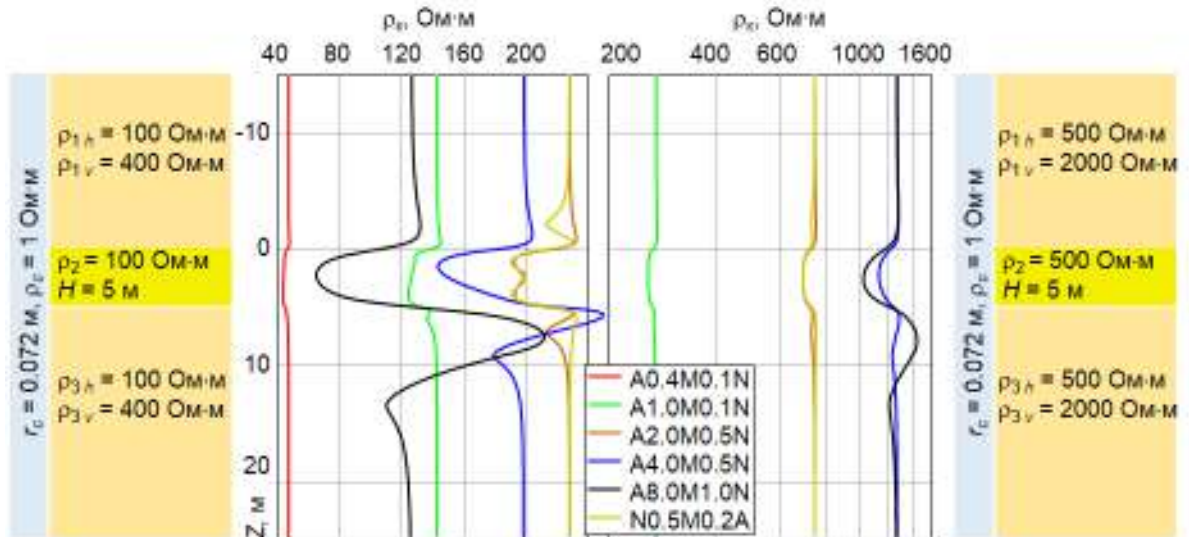


Рисунок 2.21 – Диаграммы ρ_k БКЗ в высокоомной модели с изотропным пластом и анизотропными вмещающими

Появление анизотропии УЭС во вмещающих пластах приводит к уменьшению значений в экстремумах (рисунок 2.22; вмещающие: $\rho_h = 100$, $\rho_v = 400$ Ом·м, пласт: $\rho_h = 100$ Ом·м, $\rho_v = 800$ Ом·м). Но эти значения остаются достаточно большими, чтобы по характерной форме экстремумов можно было предположить наличие более анизотропного пласта.

Итак, на результатах расчетов показано, что пересечение вертикальной скважиной границы между пластами с одинаковыми значениями ρ_h , но разными значениями ρ_v достоверно выделяется по изменению диаграмм ρ_k БКЗ.

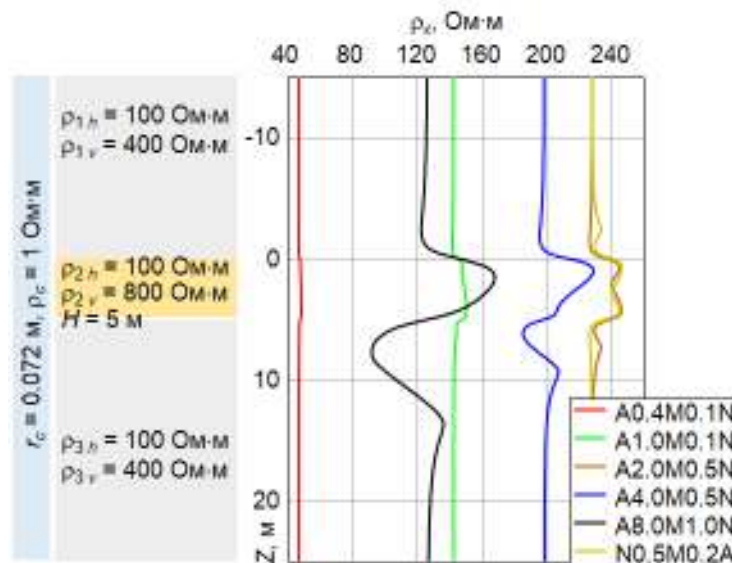


Рисунок 2.22 – Диаграммы ρ_k БКЗ в трехслойной анизотропной модели

2.3.5. Трехслойная модель песчано-глинистых отложений с изотропными и анизотропными пластами и зоной проникновения

Модель представляет собой анизотропный пласт с горизонтальным УЭС, отличным от вмещающих пластов. Параметры модели соответствуют песчано-глинистым юрским отложениям Западной Сибири и условиям их вскрытия вертикальными скважинами. УЭС бурового раствора равно 1.0 Ом·м, радиус скважины – 0.108 м, радиус прибора (СКЛ-76) – 0.038 м. УЭС вмещающих глинистых пластов 8 Ом·м, горизонтальное УЭС пласта 5 Ом·м, вертикальное – 7 Ом·м, что соответствует рассмотренному выше случаю переслаивания глинистых и нефтеводонасыщенных прослоев. Коэффициент анизотропии $\lambda \approx 1.2$. Сравнение диаграмм ρ_k показывает их существенное различие в моделях с изотропным и анизотропным пластами при толщине последнего 8 м (рисунок 2.23) и 1 м (рисунок 2.24).

Увеличение ρ_{2v} с 5 до 7 Ом·м повышает ρ_k коротких зондов (A0.2M0.1N, A0.4M0.1N, A1.0M0.1N) в интервале восьмиметрового пласта (рис 2.23), но не изменяет форму диаграмм. Диаграммы остальных зондов теряют характерные признаки пересечения изотропного пласта, приобретая более простую форму. Для подошвенных градиент-зондов это выражается в монотонном уменьшении ρ_k при подходе к подошве анизотропного пласта и монотонном увеличении от подошвы к кровле; четкими экстремумами выделяются обе границы, минимумом – подошва и максимумом – кровля. Для кровельного зонда N0.5M2.0A положение экстремумов обратное по сравнению с зондом A2.0M0.5N: максимум на подошве, минимум на кровле, это же касается и участков возрастания-снижения. Значения экстремумов сигналов длинных зондов практически такие же, что и в модели с изотропным пластом.

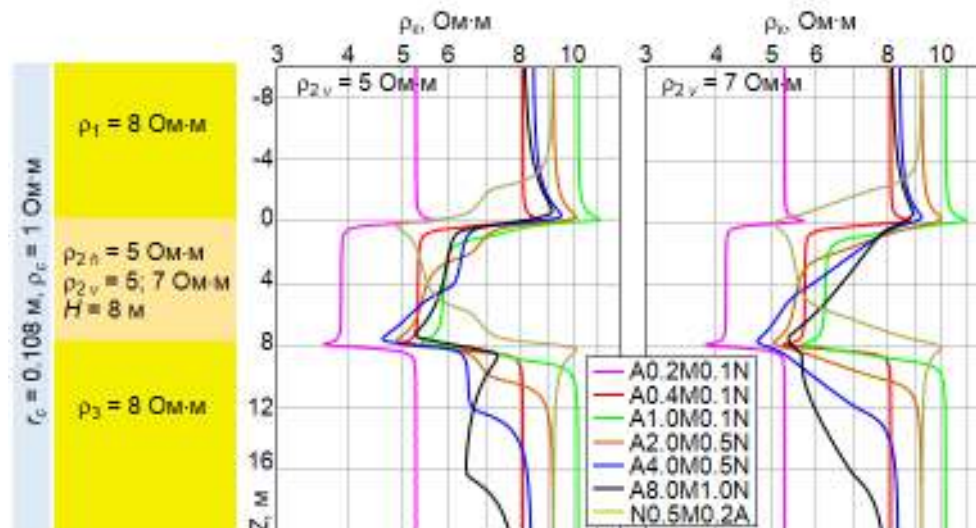


Рисунок 2.23 – Диаграммы ρ_k БКЗ в трехслойной модели с изотропным и анизотропным пластом толщиной 8 м в изотропных вмещающих

В модели с толщиной пласта 1 м (рис 2.24) при увеличении значения ρ_{2v} от 5 до 10 Ом·м мало заметно изменение диаграмм коротких зондов. А диаграммы длинных зондов меняют свой вид настолько, что их форма, соответствующая пласту низкого УЭС при $\rho_{2v} = 5$ Ом·м, преобразуется в форму, соответствующую пласту высокого УЭС при $\rho_{2v} = 10$ Ом·м. То есть, пересечение тонкого анизотропного пласта с горизонтальным УЭС, меньшим, чем УЭС вмещающих, может отображаться на диаграммах ρ_k длинных зондов как пересечение пласта с высоким УЭС, а на диаграммах коротких зондов – как пересечение пласта с низким УЭС. Следовательно, такой случай будет интерпретироваться как пересечение пласта с понижающим проникновением.

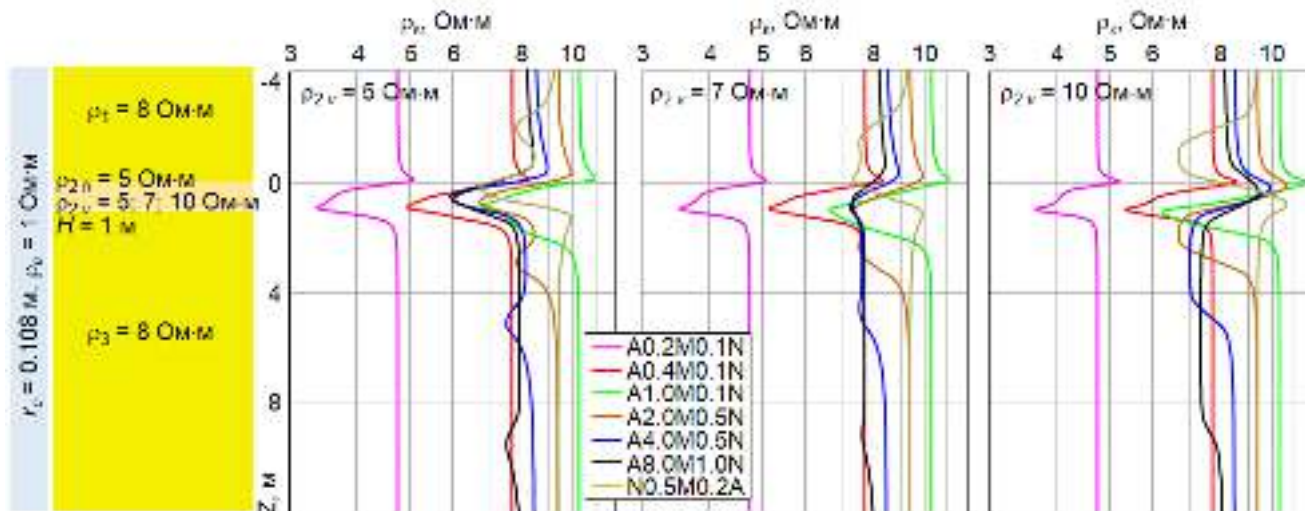


Рисунок 2.24 – Диаграммы ρ_k БКЗ в трехслойной модели с изотропным и анизотропным пластом толщиной 1 м в изотропных вмещающих

Добавление во вмещающие пласты анизотропии ($\rho_{1v} = \rho_{3v} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) приводит к следующему (рисунок 2.25). При толщине пласта 8 м вплоть до значения $\rho_{2v} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ на диаграммах длинных зондов остаются дополнительные экстремумы. Эти минимумы находятся на расстоянии, равном длине зонда, под подошвой пласта для подошвенных зондов и над кровлей – для кровельного. На том же расстоянии находятся максимумы под кровлей (для зондов A2.0M0.5N и A4.0M0.5N) и над подошвой (для N0.5M2.0A). На расстоянии, равном базе (расстояние между измерительными электродами), находятся максимумы под подошвой и минимумы под кровлей (для зондов длиннее 1 м). При увеличении значения ρ_{2v} эти экстремумы сглаживаются и при $\rho_{2v} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ уже не проявляются, а диаграммы по форме становятся похожими на диаграммы в модели со слабо анизотропным пластом на рисунке 2.23: остается минимум в точке пересечения подошвы, значение в котором ρ_k длинных зондов (A2.0M0.5N; A4.0M0.5N; A8.0M1.0N) близко к ρ_{2h} . Диаграмма длинного зонда на интервале пласта: изменяется почти линейно и с увеличением ρ_{2v} меняет свой наклон: в изотропной модели от значения в области подошвы около 4.7 Ом·м до значения в области кровли около 3.2 Ом·м; при $\rho_{2v} = 7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ эти значения равны ≈ 5.0 и $\approx 4.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; при $\rho_{2v} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – одинаковы (около 5.2 Ом·м); при $\rho_{2v} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – ≈ 5.0 и $\approx 9.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

При толщине пласта 1 м из характерных экстремумов, связанных с длиной зондов, остается только минимум под подошвой пласта (на расстоянии, равном длине зонда). Этот минимум сохраняется на диаграммах вплоть до значения $\rho_{2v} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Значение ρ_k на интервале пласта изменяется с длиной зондов: форма диаграмм коротких остается примерно одинаковой, изменяется только значение в пласте (например, от 5 до 6 Ом·м в минимуме сигнала зонда A0.4M0.1N). Для длинных зондов, как и на рисунке 2.24, минимум исчезает и меняется на максимум, но при больших значениях ρ_{2v} (при $\rho_{2v} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ этот максимум ещё слабо заметен).

При наличии зоны проникновения геоэлектрическую модель отложений можно построить, например, исходя из следующих предпосылок. Пусть макроанизотропный пласт сложен глинистыми и песчаными прослоями. Тогда, в соответствии с данными из таблиц 2.1–2.2, горизонтальное и вертикальное УЭС зоны проникновения равны 7 и 17 Ом·м, горизонтальное УЭС неизменной части пласта лежит в диапазоне 5.5–7.0 Ом·м, например, равно 6 Ом·м, вертикальное же в большей степени зависит от УЭС песчаных прослоев, поэтому будет варьироваться от 6 до 50 Ом·м. УЭС вмещающих пластов соответствует примеру на рисунке 2.11 – $\rho_{1h} = \rho_{3h} = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{1v} = \rho_{3v} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

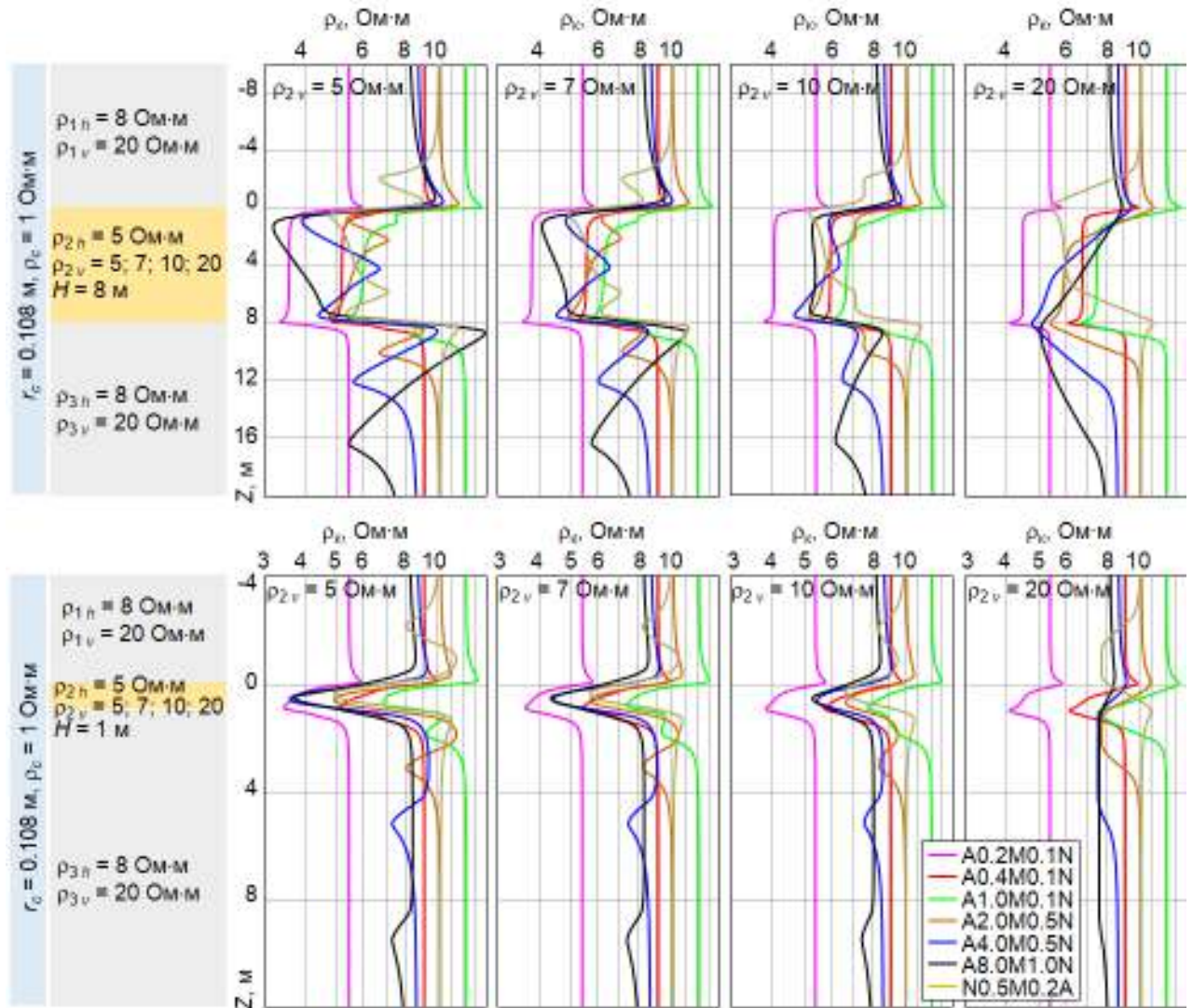


Рисунок 2.25 – Диаграммы ρ_k БКЗ в трехслойной модели с изотропным и анизотропным пластом в анизотропных вмещающих. Толщина пласта 8 и 1 м

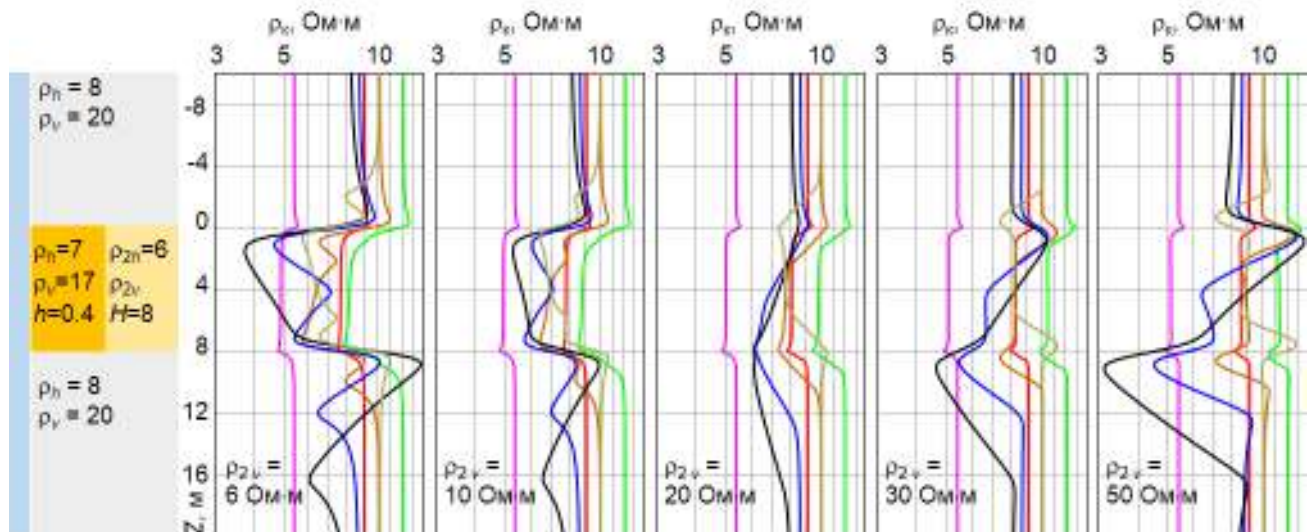


Рисунок 2.26 – Диаграммы ρ_k БКЗ в трехслойной модели с изотропным и анизотропным пластом в анизотропных вмещающих. Толщина пласта 8 м, цветовые обозначения см. рисунок 2.25

При толщине пласта 8 м изменение ρ_k (рисунок 2.26) с увеличением ρ_{2v} до 20 Ом·м почти такое же, как и в предыдущей модели (на рисунке 2.25). Дальнейшее увеличение электрической анизотропии пласта приводит к возрастанию значений максимума под кровлей и минимума под подошвой (для зондов длиной более 2 м). Также происходит усложнение формы диаграммы зонда A4.0M0.5N, на которой в середине пласта появляется дополнительный минимум.

При толщине пласта 1 м изменение ρ_k (рисунок 2.27) также похоже на изменение в предыдущей модели (на рисунке 2.25), до значения $\rho_{2v} = 20$ Ом·м. При дальнейшем увеличении ρ_{2v} до 30 и 50 Ом·м диаграммы длинных зондов приобретают примерно такой же вид, как при пересечении изотропного пласта повышенного по сравнению с вмещающими УЭС: под пластом в интервале длины зонда наблюдается область пониженных значений, на подошве пласта – максимум, в котором сигналы длинных зондов близки между собой (около 13 Ом·м для $\rho_{2v} = 50$ Ом·м).

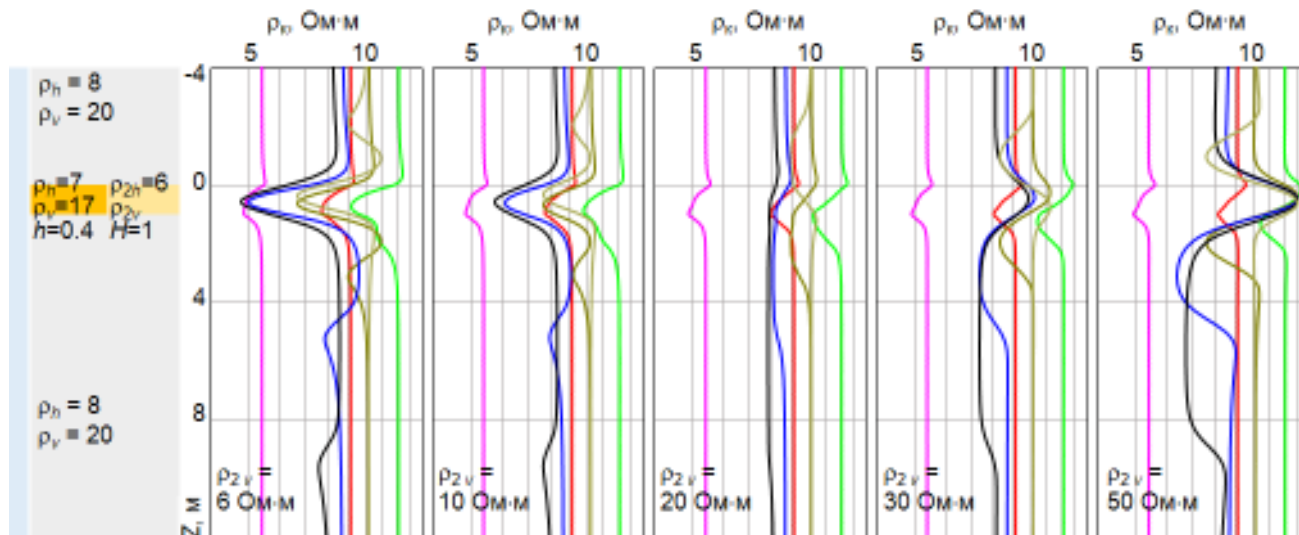


Рисунок 2.27 – Диаграммы ρ_k БКЗ в трехслойной модели с изотропным и анизотропным пластом в анизотропных вмещающих. Толщина пласта 1 м, цветовые обозначения см. рисунок 2.25

Итак, в случае высоких значений вертикального УЭС пласт может отображаться на диаграммах ρ_k БКЗ как изотропный пласт повышенного УЭС даже при значении горизонтального УЭС, меньшем УЭС вмещающих пластов.

2.4. Количественная интерпретация сигналов БКЗ, измеренных на интервалах глинистых отложений

Опыт инверсии данных БКЗ, измеренных в вертикальных скважинах, на основе численного моделирования в осесимметричных изотропных моделях показал, что без учета анизотропии сигналы хорошо подбираются на интервалах песчаных коллекторов, но плохо – на интервалах глинистых покрышек, даже если значения УЭС раствора и радиуса скважины определены

измерением в скважине (В.С. Аржанцев, К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, 2012 ²³²). В этих численных экспериментах тонкая повышающая прискважинная зона в модель не добавлялась, поэтому рассчитанные на глинистых интервалах сигналы оказывались меньше измеренных.

Анизотропная геоэлектрическая модель определяется на диаграммах практических данных БКЗ с использованием численной инверсии (программа `bkz_anizo_inv` из комплекса AlondraWL, см. п. 1.2.1). Кроме непосредственно инверсии, то есть автоматизированного поиска параметров модели по измеренным значениям ρ_k , вначале строится стартовая геоэлектрическая модель, а по окончании инверсии выполняется оценка параметров полученной модели и ее коррекция в случае неудовлетворительного подбора сигналов с формированием новой стартовой модели для следующего запуска инверсии.

Поскольку в пластах достаточной толщины влияние анизотропии УЭС на ρ_k БКЗ аналогично влиянию повышающей зоны проникновения, для инверсии сигналов в проницаемых интервалах пород необходимо делать предположения о соотношении УЭС в измененной проникновением фильтрата бурового раствора и ненарушенной частях пластов. Поэтому наиболее наглядными являются примеры определения параметров непроницаемых отложений.

Стартовая изотропная геоэлектрическая модель

Параметры стартовой модели – положение горизонтальных и радиальных границ и УЭС областей между ними – удобно определять в программе инверсии EMF Pro с получением цилиндрически-слоистой изотропной модели. Поскольку анизотропия глинистых слабопроницаемых пород приводит к появлению повышающей прискважинной зоны в изотропной модели, то наличие этой зоны является признаком того, что необходимо при инверсии данных БКЗ считать эти глинистые пласты однородными анизотропными.

При построении указанным способом (в системе EMF Pro) изотропной модели по комплексу данных электрометрии (рисунок 2.28) наглядно проявляются интервалы, в которых необходимо проводить подбор анизотропных параметров, – по признаку появления тонкой прискважинной зоны повышенного УЭС. Радиус скважины 0.108 м, прибора СКЛ-76 – 0.038 м, УЭС бурового раствора около 1.5 Ом·м, интервал представлен глинами (УЭС около 4.5 Ом·м) с тонкими прослоями повышенного УЭС (около 8–10 Ом·м). Расстановка границ проводится по всему доступному комплексу геофизических данных.

²³² Аржанцев В.С., Сухорукова К.В., Нечаев О.В. Чувствительность к геоэлектрическим параметрам и двумерная инверсия сигналов бокового каротажного зондирования // Каротажник, 2012. Вып. 220. С. 105–115.

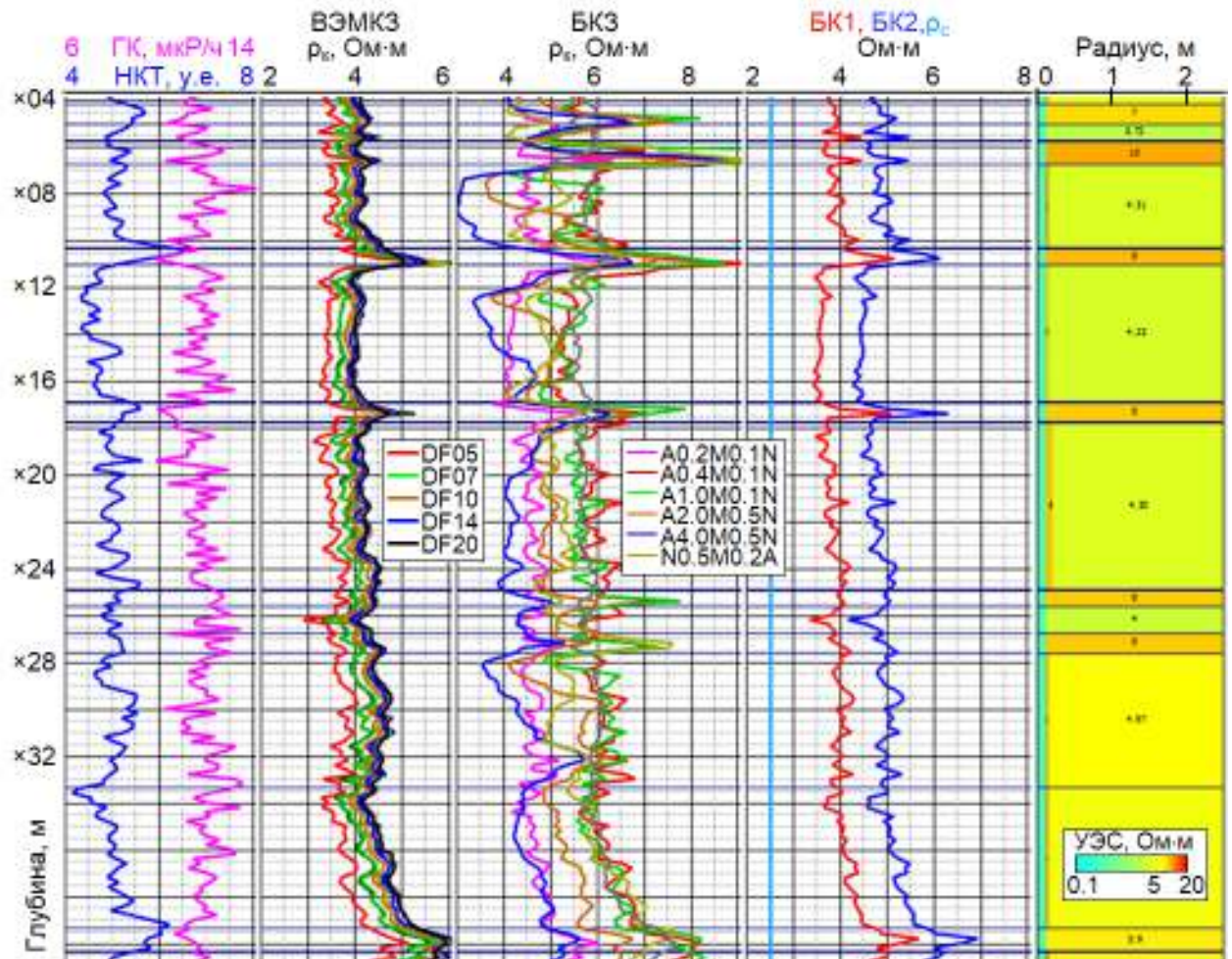


Рисунок 2.28 – Данные на интервале глинистых отложений, измеренные кабельной аппаратурой СКЛ-76 (Русскинское месторождение, вертикальный интервал, глинистый раствор); стартовая изотропная геоэлектрическая модель. Слева направо: нейтронный каротаж (НКТ), гамма-каротаж (ГК); ρ_k (Ом·м): ВЭМКЗ; БКЗ; БК (БК1 и БК2) и УЭС бурового раствора по данным резистивиметра; цветное изображение стартовой модели

Границы пластов локализуются по изменению сигналов радиоактивных методов и методов электрометрии (БК, БКЗ, ВЭМКЗ). Глинистые интервалы идентифицируются по повышенным значениям интегральной гамма-активности (ГК), а уплотненные пропластки – по повышенным значениям сигнала нейтронного каротажа (НК). Фактическое отсутствие повышающей зоны проникновения устанавливается по значениям ρ_k ВЭМКЗ и БК на основании того, что сигналы ВЭМКЗ практически не зависят от параметров тонкой прискважинной зоны, а сигналы БК зависят существенно, если УЭС этой зоны больше, чем УЭС пласта. Следовательно, если ρ_k по данным БК не превышает ρ_k по данным ВЭМКЗ, то повышающая зона проникновения, возникающая при инверсии кривых зондирования БКЗ и ВЭМКЗ, является артефактом, обусловленным влиянием анизотропии на сигналы градиент-зондов.

В полученной стартовой изотропной геоэлектрической модели УЭС глинистых пластов меняется от 4.2 до 5.0 Ом·м, их толщины – от 3 до 7 м. Между этими пластами находятся тонкие

уплотненные пропластки с УЭС более 8 Ом·м и толщиной 0.6–0.8 м. На глубинах ×25.4 и ×27.3 м выделяются прослои повышенного УЭС по данным только метода БКЗ, на диаграммах НК, ВЭМКЗ и БК уплотнение и повышение УЭС не проявляется, причиной может быть малая толщина этих прослоев. Тонкая прискважинная зона в стартовую модель не включается. УЭС в вертикальном направлении выбирается равным УЭС изотропной модели.

Инверсия сигналов с определением значений параметров геоэлектрической модели

В программе `bkz_anizo_inv` проводится подбор как значений УЭС пластов и зон, измененных проникновением раствора, так и положения горизонтальных и цилиндрических границ (К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, А.М. Петров, 2015⁵⁴; А.М. Петров, К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, 2016⁵⁵). Для поиска локального минимума используется модифицированный метод покоординатного спуска. Каждый параметр модели может быть зафиксирован, тогда его начальное значение не изменяется. На параметры можно наложить ограничения на минимальное расстояние между соседними границами, задать диапазон возможных значений УЭС и отношения ρ_v/ρ_h . Пласты могут быть заданы как анизотропные, так и как изотропные.

Одним из главных условий успешной количественной интерпретации сигналов БКЗ на основе двумерной модели является корректное задание параметров пластов, находящихся снизу и сверху от интересующего интервала. Особенно важен учет контрастных по УЭС прослоев, находящихся на расстоянии более длины зонда. Поэтому при инверсии целесообразно задавать интервал подбора параметров более широким, чем целевой интервал, добавляя к последнему сверху и снизу как минимум по одной длине длинного зонда. Подбор параметров необходимо проводить во всех пластах расширенного интервала, чтобы уменьшить влияние погрешности определения параметров вмещающих пород. Наилучшим будет вариант, когда расширенный интервал ограничен сверху и снизу мощными однородными пластами.

Правильная расстановка границ пластов в стартовой модели (рисунок 2.28) обеспечивает хороший результат инверсии без коррекции числа пластов в модели. При этом в процессе инверсии уточняется положение границ. Например, при подборе изотропной модели (рисунок 2.29) значительно утоньшаются высокоомные пласты в верхней и нижней частях интервала, а при подборе анизотропной модели уменьшается толщина всех пластов кроме пласта на глубине около ×11 м.

При подборе сигналов в изотропной модели улучшается совпадение измеренных и синтетических значений ρ_k (суммарная невязка для всех зондов в 211 точках измерения для стартовой модели равна 0.19, для подобранной изотропной – 0.12). Однако наблюдается систематическое несовпадение уровней ρ_k зондов A0.2M0.1N, A0.5M0.1N и A4.0M0.5N.

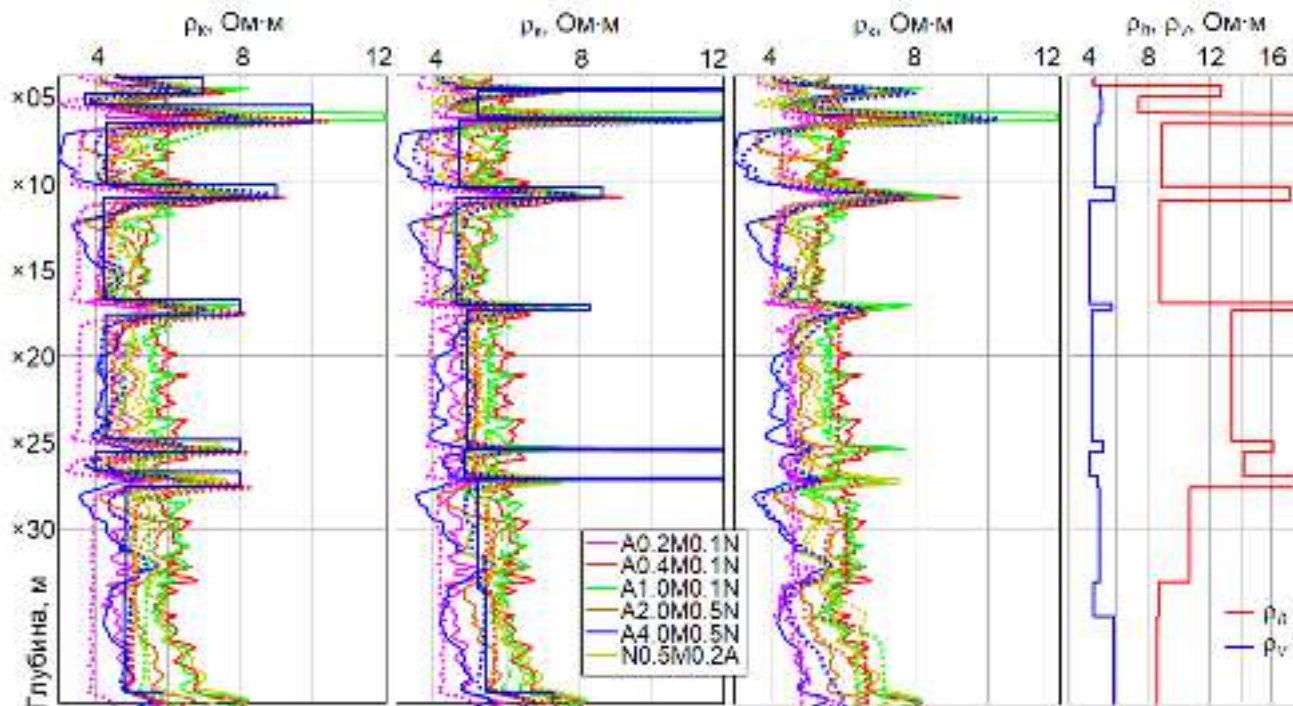


Рисунок 2.29 – Диаграммы ρ_k БКЗ, стартовая и подобранные изотропная и анизотропная геоэлектрические модели. Измеренные значения – сплошные линии, подобранные – пунктир. УЭС пластов (слева направо): стартовой модели, изотропной модели, анизотропной модели

Подбор сигналов в анизотропной модели с того же стартового приближения приводит к лучшему результату. С невязкой, равной 0.09, хорошо совпадают уровни измеренных и синтетических сигналов как в глинистых пластах, так и в области пересечения уплотненных пород. В нижних пяти метрах представленного интервала заметно, как влияет на синтетические сигналы подстилающий пласт, параметры которого не подбирались.

Интересными в исследованном интервале являются два прослоя $\times 25.0\text{--}\times 25.6$ и $\times 26.9\text{--}\times 27.6$ м. Увеличение значения ρ_k при их пересечении заметно только на диаграммах градиент-зондов длиной от полуметра до двух метров (до 7.7 Ом·м), а на диаграммах БК и ВЭМКЗ явно выраженные повышения отсутствуют. При подборе анизотропной модели горизонтальное УЭС этих прослоев мало отличается от соседних глинистых пластов, а вертикальное равно 16.0 и 18.0 Ом·м и больше, чем в соседних пластах.

Стоит отметить, что подобранные значения ρ_h хорошо согласуются с данными БК, в том числе в пропластках повышенного УЭС. Сигнал трехэлектродного зонда БК зависит от горизонтального УЭС, поскольку формируется токами, горизонтально текущими в пласт. Поэтому совпадение уровней сигнала БК и значений ρ_h является одним из критериев подтверждения достоверности результатов инверсии в анизотропной геоэлектрической модели.

Инверсия в изотропной модели на компьютере с процессором Intel (R) Core (TM) i7-4770 CPU 3.4 GHz заняла 32 мин и включала 2228 решений прямых задач, в анизотропной модели –

41 мин и 2662 решения прямых задач. Число точек расчета – 211, число градиент-зондов – 6. В обоих случаях выбиралась одинаковая стартовая модель, включающая 17 пластов без зон проникновения, во всех пластах модели кроме верхнего и нижнего подбирались значения ρ_h и ρ_v и положение верхней границы ($3 \times 15 = 45$ варьируемых параметров).

Зависимость ρ_k БКЗ от параметров ρ_h и ρ_v можно исследовать с помощью функций чувствительности (К.В. Сухорукова, А.М. Петров, О.В. Нечаев, 2017²³³). Интервал, каротажные данные из которого показаны на рисунке 2.30, включает низкоомные глинистые пласты и высокоомные отложения баженовской свиты. Для анализа влияния анизотропии особый интерес представляет собой пласт ($\times 87 - \times 94$ м). По данным БК и ВЭМКЗ УЭС этого пласта практически не изменяется и составляет около 5.5 Ом·м. Диаграммы БКЗ при этом похожи на синтетические диаграммы, приведенные на рисунках 2.23 и 2.25 (интервал пересечения границы между подстилающим пластом с $\rho_h = 8$ и $\rho_v = 20$ Ом·м и пластом с $\rho_h = 5$ и $\rho_v = 20$ Ом·м).

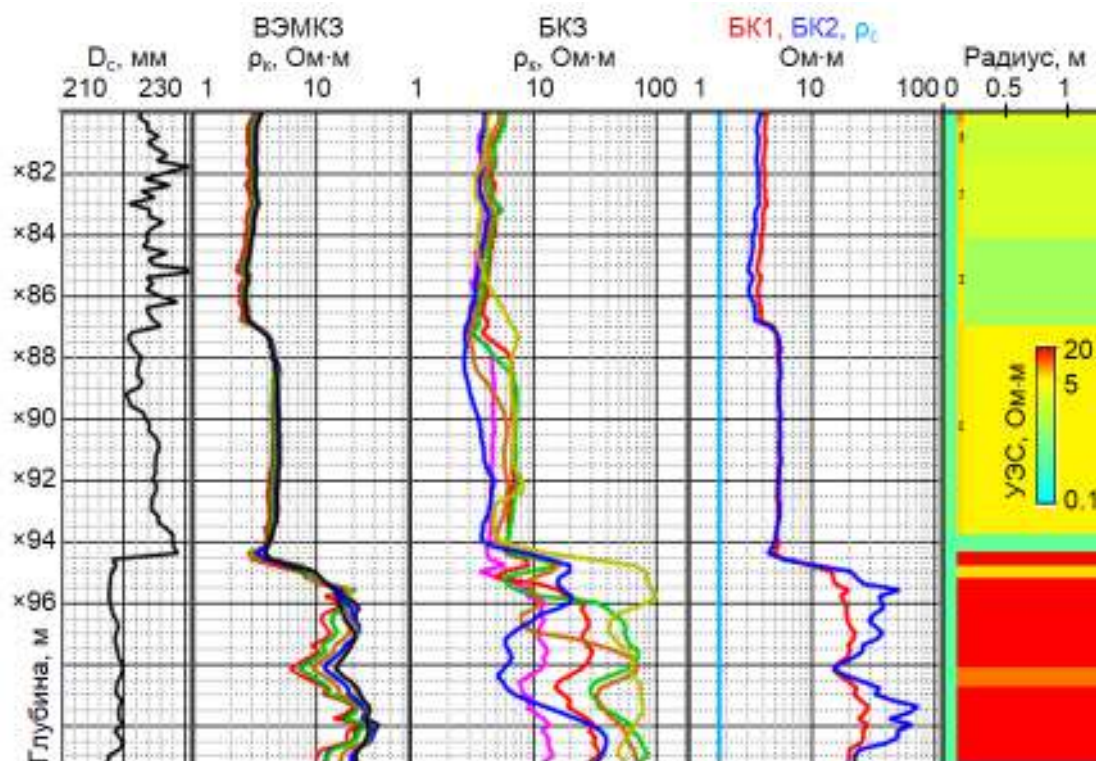


Рисунок 2.30 – Данные на интервале глинистых отложений, измеренные кабельной аппаратурой СКЛ-76 (Федоровское месторождение, вертикальный интервал, глинистый раствор), и стартовая изотропная геоэлектрическая модель. Слева направо: диаметр скважины (D_c); ρ_k (Ом·м): ВЭМКЗ; БКЗ; БК и УЭС бурового раствора по данным резистивиметра; цветное изображение стартовой модели

²³³ Сухорукова К.В., Петров А.М., Нечаев О.В. Численная инверсия данных электрокаротажа в интервалах анизотропных глинистых отложений // Каротажник, 2017. №4 (вып. 274). С. 34–48.

Таким же образом, что и в выше рассмотренном примере, по данным ВЭМКЗ и БКЗ построена стартовая геоэлектрическая изотропная модель. Диаметр скважины определен как среднее значение в пласте по данным кавернометрии. Высокоомные отложения баженовской свиты разбиваются не очень подробно, но с выделением наиболее контрастных по УЭС тонких прослоев. В низкоомных глинистых пластах также возникает тонкая прискважинная зона повышенного УЭС, по которой можно предполагать анизотропию УЭС. Число пластов в стартовой модели – 16, интервал пластов, в котором варьируются параметры, – $\times 78$ – $\times 101$ м. При проведении инверсии для лучшего совпадения сигналов в верхнюю часть стартовой модели добавлено 2 границы, то есть число пластов увеличено до 18. Варьируются параметры 15 пластов, начиная со второго.

Подбор изотропной модели (рисунок 2.31, невязка 0.17) приводит к корректировке положения границ и удовлетворительному совпадению измеренных и синтетических диаграмм во всех пластах кроме исследуемого. Анизотропная модель приводит к наилучшему совпадению сигналов, особенно зондов A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, N0.5M2.0A и A4.0M0.5N (невязка 0.10). Полученная анизотропная модель действительно оказывается похожей на трехслойную анизотропную на рисунке 2.25. В интервале глубин $\times 82$ – $\times 92$ м значение вертикального УЭС во всех пластах примерно одинаково и составляет около 7.2 Ом·м, а горизонтального – изменяется на глубине $\times 87.3$ м от 6.2 Ом·м под границей до 3.2 Ом·м над ней, а выше возрастает до 4.0 Ом·м.

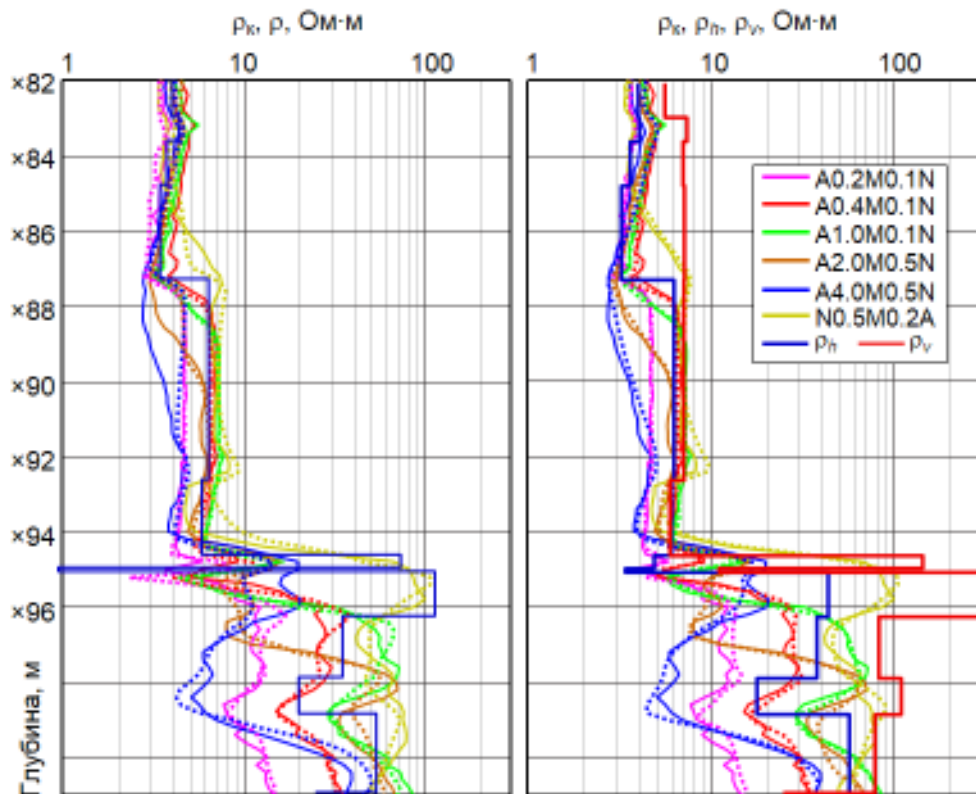


Рисунок 2.31 – Подобранные изотропная (слева) и анизотропная (справа) геоэлектрические модели и ρ_k БКЗ. Измеренные значения ρ_k – сплошные линии, подобранные – пунктир

Функции чувствительности к горизонтальному и вертикальному УЭС

При решении обратной задачи необходимо оценивать погрешности оценки значения параметров модели, определяемых по измеряемым сигналам. Для этого традиционно применяется такая характеристика сигналов как функция чувствительности, основанная на расчете частных производных по модельным параметрам (см. п. 1.2.3). Для расчета функции чувствительности сигналов градиент-зондов к параметрам ρ_h и ρ_v используется программа `bkz_sens`, рассчитывающая производные ρ_k в заданной точке записи по ρ_h и ρ_v каждого пласта модели:

$$\eta_{\rho_h} = \frac{\partial \ln \rho_k}{\partial \ln \rho_h}, \quad \eta_{\rho_v} = \frac{\partial \ln \rho_k}{\partial \ln \rho_v}.$$

Для интервала, представленного на рисунках 2.30–2.31, в стартовой модели ($\rho_v = \rho_h$, глубины $\times 98$, $\times 94$, $\times 92$, $\times 90$ и $\times 88$ м) достаточно велика η_{ρ_h} (0.6–1.0), а η_{ρ_v} – в 1.5–2.0 раза меньше (рисунок 2.32). Высокая чувствительность к ρ_h обеспечивает малые относительные погрешности определения его значения. Подтверждение этому – совпадение подобранных значений ρ_h и значений ρ_k по данным БК, измеряемым одновременно с БКЗ, и зависящим только от ρ_h пластов. С другой стороны, именно высокая чувствительность сигналов градиент-зондов к ρ_h приводит к тому, что алгоритм инверсии не может подобрать подходящую изотропную модель и начинает варьировать значение ρ_v . Меньшие значения η_{ρ_v} означают, что относительная погрешность определения ρ_v выше в 1.5–2.0 раза, чем погрешность определения ρ_h .

Два способа представления производных обеспечивают оценку возможности инверсии при определении значений ρ_h и ρ_v . Один способ – это для фиксированного положения градиент-зондов показать значения функций чувствительности к параметрам всех пластов модели. В пределах каждого пласта, к параметрам которого оценивается чувствительность сигнала зонда, расположенного в точке записи, ее значение отображается константой. Второй способ более традиционен – функция чувствительности к одному модельному параметру представляется в зависимости от разного положения (точки записи) зонда (рисунок 2.33). Первый вариант удобен для анализа, в какой степени какие параметры и каких пластов влияют на сигнал зонда, расположенного в конкретной точке скважины. Вторым вариантом выявляет интервалы скважины, в которых сигналы наиболее чувствительны к конкретному параметру одного пласта.

Например, при положении точки записи на глубине $\times 98$ м (рисунок 2.32) максимальное значение η_{ρ_h} наблюдается к параметру ρ_h пласта ниже точки записи для кровельного зонда N0.5M2.0A (более 1.0), пласта над ним – для зондов A1.0M0.1N и A2.0M0.5N (1.0 и 0.9) и пласта с границами на глубинах $\times 92.6$ и $\times 94.6$ м – для зонда A4.0M0.5N (0.7). Значение η_{ρ_v} на уровне

0.4–0.5 наблюдается только к ρ_v пласта под точкой записи для зондов A1.0M0.1N и A2.0M0.5N. То есть, при таком положении точки записи сигналы БКЗ большей частью определяются значениями горизонтального УЭС пластов, и именно этот параметр будет подбираться программой инверсии в первую очередь.

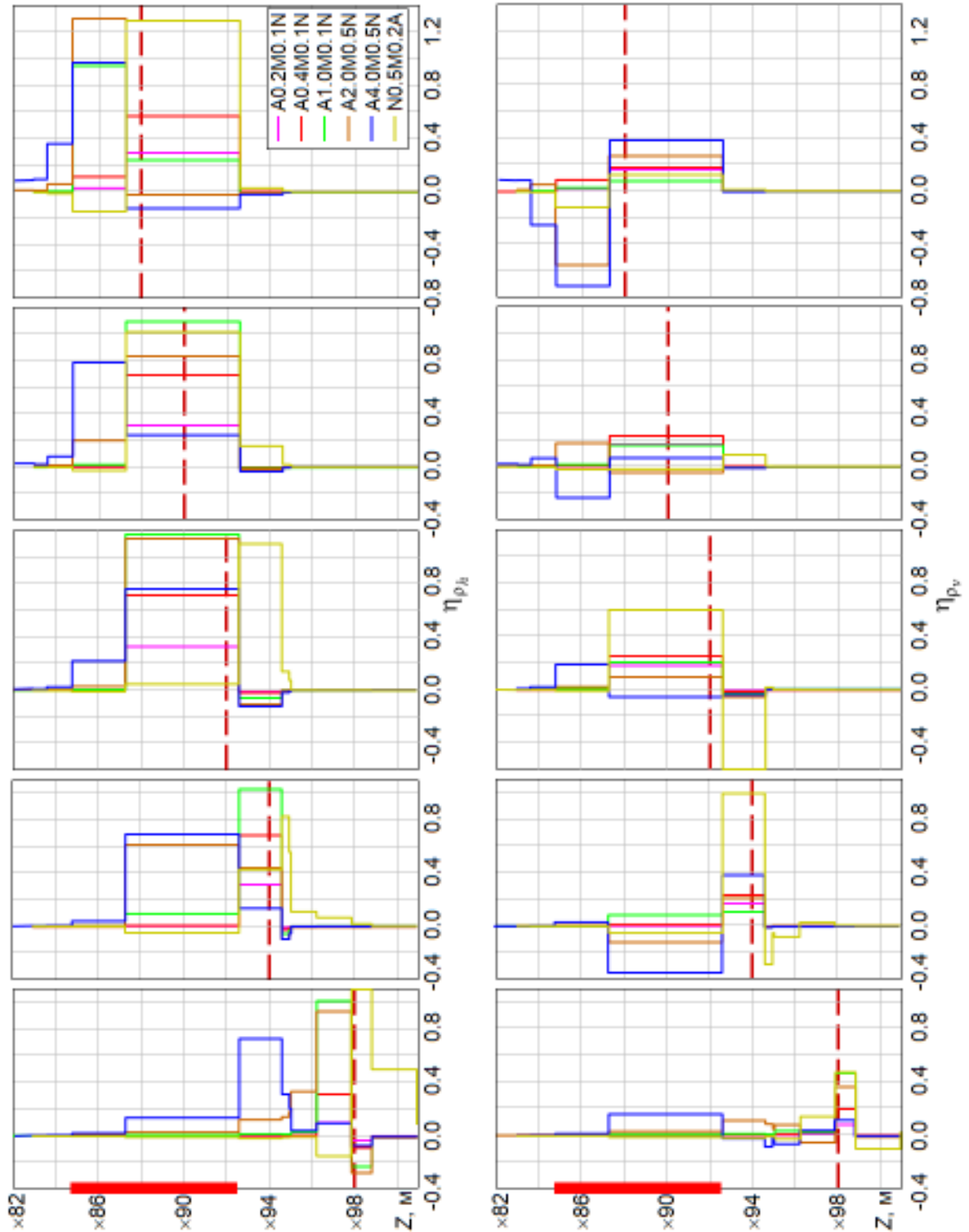


Рисунок 2.32 – Функции чувствительности η_{ρ_h} и η_{ρ_v} для ρ_k БКЗ в стартовой геоэлектрической модели ($\rho_v = \rho_h$) при разных положениях точки записи (красный пунктир)

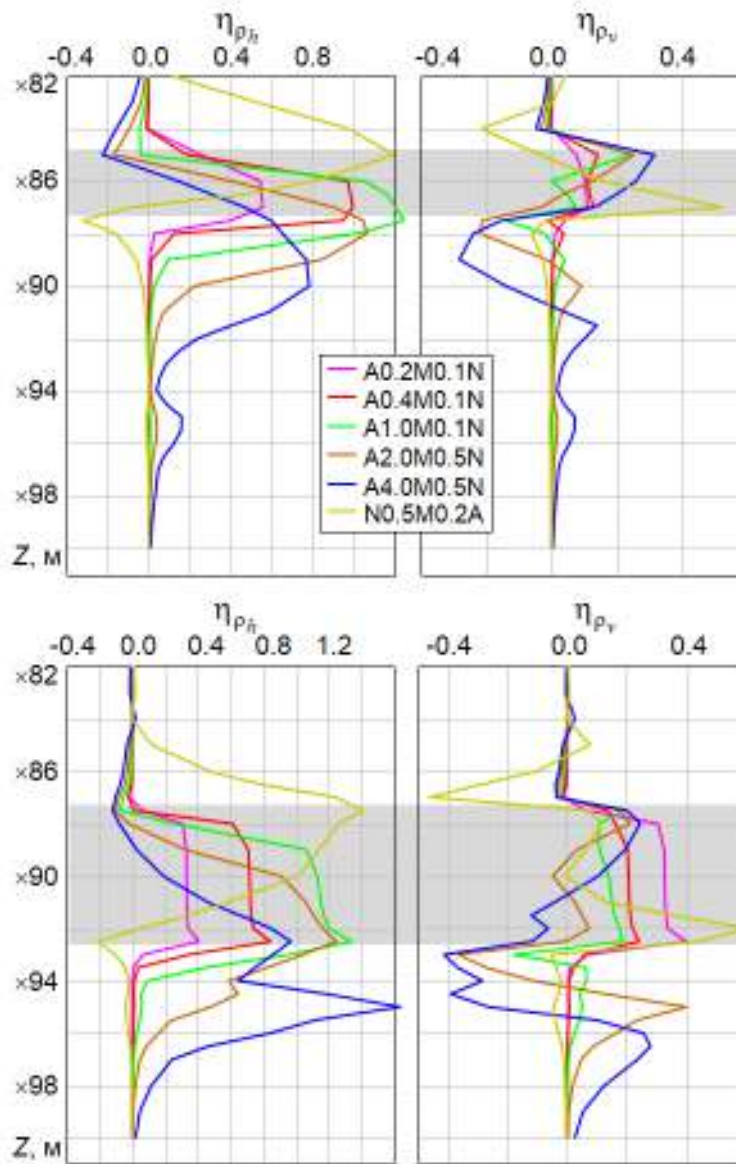


Рисунок 2.33 – Функции чувствительности η_{ρ_h} и η_{ρ_v} для пластов $\times 84.8\text{--}\times 87.3$ и $\times 87.3\text{--}\times 92.6$ м (пласты показаны серыми прямоугольниками)

Значение η_{ρ_h} к параметру ρ_h пласта $\times 92.6\text{--}\times 94.6$ м возрастает при приближении к нему зондов и в точке $\times 94$ м становится выше 0.4 для всех зондов кроме короткого и длинного. Значение максимально (около 1.0) для зонда метровой длины A1.0M0.1N. Значение η_{ρ_v} тоже повышается до 0.4 и 1.0 для зондов A4.0M0.5N и N0.5M2.0A. Также при этом положении зондов есть чувствительность к параметру ρ_h выше расположенного пласта (интервал глубины $\times 87.3\text{--}\times 92.6$ м): η_{ρ_h} составляет 0.6 и 0.7 для зондов A2.0M0.5N и A4.0M0.5N. Значение η_{ρ_v} максимально для пласта, в котором находится точка записи, и составляет 1.0 для кровельного зонда и 0.4 – для зонда A4.0M0.5N. Также повышается чувствительность сигнала длинного зонда A4.0M0.5N к значению ρ_v выше расположенного пласта, где $|\eta_{\rho_v}| = 0.35$.

Интервалы повышенной чувствительности к УЭС конкретных пластов находятся как в пределах этих пластов (рисунок 2.33) для коротких зондов, так и при подходе к ним – для длинных. Например, для пласта $\times 87.3\text{--}\times 92.6$ м функция η_{ρ_h} для зонда А4.0М0.5N достигает максимума (1.6) в точке $\times 95.0$ м, то есть на 2.4 м ниже подошвы. Для этого же зонда значения η_{ρ_h} превышают 0.5 на интервале глубины от $\times 91.2$ до $\times 96.3$ м, то есть, большая часть этого интервала находится под пластом. В среднем функция η_{ρ_h} начинает возрастать при подходе к пласту на расстоянии 1.2–1.3 длин зондов (если рассматривать значения η_{ρ_h} более 0.2).

Функция η_{ρ_v} при подходе к пласту изменяется более сложным образом – примерно за 2 длины зонда (А2.0М0.5N и А4.0М0.5N) до подошвы она начинает возрастать, достигает максимума примерно на расстоянии длины зонда, затем меняет знак и на расстоянии около 0.5–0.7 длин зондов под пластом принимает наибольшие значения (0.3–0.4). Наибольшее значение η_{ρ_v} – 0.6 – наблюдается для кровельного зонда в нижней трети пласта. Поведение функций чувствительности в верхнем из рассмотренных пластов примерно такое же.

Таким образом, при сдвиге точки записи все новые пласты модели попадают в область чувствительности сигналов градиент-зондов к компонентам УЭС, и интерпретация изменений ρ_k вдоль скважины становится более точной, если подбирается интервал, больший, чем интервал интересующих пластов как минимум на длину самого длинного градиент-зонда как сверху, так и снизу.

Выводы и результаты

При небольшом контрасте УЭС раствора в скважине и окружающих пород (глинистый раствор 0.5–2.0 Ом·м, горизонтальное УЭС пород 4–20 Ом·м) кажущееся УЭС расположенного вертикально градиент-зонда при наличии скважины с раствором зависит от значения ρ_v – УЭС в вертикальном направлении – тем больше, чем меньше его длина. С увеличением отношения УЭС пласта и бурового раствора увеличивается длина зондов, сигналы которых максимально чувствительны к значению ρ_v .

При условии достаточной толщины однородного анизотропного пласта оценку электрической анизотропии можно получить по кривой зондирования, составленной из сигналов БКЗ, проводя ее инверсию с подбором изотропной модели с тонкой повышающей прискважинной зоной.

В непроницаемых глинистых покрышках признаком анизотропии УЭС является разный характер зоны проникновения, определяемой в цилиндрически-слоистой изотропной модели: понижающий по сигналам ВЭМКЗ и повышающий – по БКЗ.

Вид диаграмм ρ_k при пересечении границ анизотропных пластов существенно отличается от вида диаграмм в изотропных слоистых моделях. Зависимость сигналов от ρ_v при их инверсии на протяженном интервале измерения обеспечивает восстановление анизотропных параметров.

На значение ρ_k , особенно коротких градиент-зондов, сильно влияют УЭС раствора, радиус скважины и радиус корпуса прибора. Следовательно, для того чтобы установить наличие электрической анизотропии и получить надежную оценку вертикального УЭС, необходимы резистивиметрия и кавернометрия, проведенные калиброванными приборами одновременно с БКЗ.

Критерием достоверности полученных при инверсии практических данных БКЗ значений ρ_h и ρ_v пород является соответствие горизонтального УЭС данным БК и ВЭМКЗ, не зависящим от вертикального УЭС.

Глава 3

ДИЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

За десятилетия количественной интерпретации данных электрокаротажа во многих случаях замечено несовпадение оценок УЭС пород по сигналам электромагнитного зондирования и зондирования на постоянном токе, особенно на интервалах реперных пластов – в мощных однородных глинистых отложениях. По сигналам зондов ВЭМКЗ, работающих на частотах от 0.875 до 14 МГц, в таких пластах обычно определяется понижающая зона проникновения, а по сигналам БКЗ – узкая прискважинная повышающая зона (возникающая в модели вследствие влияния анизотропии электропроводности). Это кажущееся противоречие сигналов двух методов снимается расширением комплекса параметров геоэлектрической модели – введение диэлектрической проницаемости пород позволяет отказаться от зоны проникновения при интерпретации данных ВЭМКЗ.

Следует отметить, что проблема несовпадения значений УЭС, определяемых, с одной стороны, по данным постоянного тока, а с другой, по данным переменного тока, или по данным переменного тока на разных частотах, отмечена многими геофизическими компаниями и научными коллективами. Наиболее близким является исследование фирмы Шлюмберже, объясняющее влиянием диэлектрической проницаемости разные значения УЭС, получаемые по данным индукционных зондов прибора каротажа во время бурения, работающих на частотах 400 кГц и 2 МГц. Но в диапазоне частот зондов высокочастотного электромагнитного каротажа (ВИКИЗ, ВЭМКЗ) влияние поляризационных процессов в осадочных отложениях пока исследовано недостаточно. Необходима как разработка методики количественной интерпретации сигналов в поляризующихся средах, так и повышение точности измерений.

Для численного моделирования и количественной интерпретации сигналов БКЗ и ВЭМКЗ применяются численно-аналитические и конечно-элементные подходы, повышающие точность расчета сигналов в реалистичных геоэлектрических моделях (высокий контраст УЭС, скважина небольшого диаметра, эксцентриситет прибора, большие значения диэлектрической проницаемости, небольшие мощности пластов). Численное исследование проводится для типичных значений УЭС и толщин глинистых отложений Западной Сибири, типичных условий бурения и проведения геофизических исследований (диаметр скважины и УЭС раствора, набор сигналов, измеряемых приборами ВИКИЗ, ВЭМКЗ и серии СКЛ, средние – типичные – значения УЭС глинистых, песчаных, карбонатизированных отложений).

3.1. Известные подходы к оценке диэлектрической проницаемости

Интерес к такому параметру породы как диэлектрическая проницаемость (ДП), по-видимому, вначале был обусловлен тем, что основные составляющие горной породы – минералы, составляющие твердую матрицу и цемент, и нефть и газ, заполняющие поровое пространство, – значительно отличаются по ее значению от пластовой воды, ДП которой практически не зависит от минерализации (в свободном объеме). Следовательно, если значение ДП породы можно однозначно связать с содержанием воды, этот параметр был бы весьма полезен для оценки нефтесодержания в нефтеводонасыщенных коллекторах. Разделение зон, насыщенных нефтью и пресной водой, сейчас считается основной целью развития методов диэлектрического каротажа (С. Liu, 2017 ²³⁴). В некоторых статьях приводятся данные об успешном применении многочастотных диэлектрических измерений при исследовании карбонатных коллекторов (J. Brahmakulam, O. Faivre et al., 2011 ²³⁵). Однако, судя по публикациям, в отличие от исследования УЭС пород, сразу показавшего практическую пользу, результаты применения ДП при поиске углеводородов в песчано-глинистых разрезах оказались неоднозначными.

Многие исследователи определяют значение этого параметра в лабораторных условиях для образцов керна, а чаще – для образцов, сформированных из размельченных частиц твердой породы (грунта) с добавлением жидкой фазы (воды разной минерализации и углеводородов). Отдельной областью исследования ДП горных пород (грунтов) является георадиолокация.

Несмотря на большое количество публикаций, посвященных ДП горных пород, о широком реальном применении этого параметра для оценки нефтесодержания окружающих скважину пород пока сообщается мало. Петрофизическое обоснование каротажа с определением ДП начато с середины прошлого века и разрабатывается до сих пор применительно к разным диапазонам частот. Основные статьи, посвященные ДП горных пород, группируются по трем основным направлениям: составление или модификация эмпирических формул смеси с обсуждением возможных механизмов возникновения электрической поляризации, результаты лабораторного измерения на керновом или искусственном веществе, результаты определения ДП в скважинных условиях. Часто теоретические исследования сопровождаются интерпретацией данных измерения на образцах.

Следует отметить, что количество публикаций, посвященных теме поляризации вещества в электромагнитном поле, весьма велико. Отклик среды, который численно может быть

²³⁴ Liu C.R. Theory of Electromagnetic Well Logging. 1st Edition. Elsevier, 2017. 732 pp.

²³⁵ Brahmakulam J., Faivre O., Ishibashi M., Boyd D., Al Daghar K., Farouk A., Samy Serag El Din S.S. Applications of a multi-frequency dielectric measurement in the cretaceous carbonates of the Middle East // SPWLA-INDIA 3rd Annual Logging Symposium, Nov 25–26, 2011. 11 p.

охарактеризован значением ДП, анализируется для задач химии, биохимии, биофизики, георадиолокации. Поэтому далее анализируются результаты из наиболее интересных из доступных статей и монографий.

В результате довольно обширных исследований предложено несколько схем, объясняющих процессы поляризации горных пород под влиянием внешнего электромагнитного поля. К ним относятся: электронная поляризация (поляризация электронных оболочек), ориентационная поляризация полярных молекул, межповерхностная поляризация контакта твердой матрицы и флюида, образование двойных слоев ионов на поверхности твердых тел, помещенных в электролит (С.М. Аксельрод, 2012 ⁹²).

Под электронной поляризацией подразумевается эффект смещения под воздействием электрического поля электронного облака атомов или молекул. В результате нейтральный атом или молекула ведут себя как электрические диполи. Электронная поляризация проявляется на частотах до 10^{16} Гц.

Ориентационная поляризация — это поляризация полярных молекул жидкостей, представляющих собой электрические диполи. При отсутствии внешнего воздействия они ориентированы хаотично, но в электрическом поле частично ориентируются вдоль него. Эффект уменьшается с увеличением температуры, а также с увеличением минерализации (в результате гидратации ионов уменьшается подвижность молекул воды). ДП воды примерно постоянна до частоты 10^{11} Гц.

При поверхностной поляризации (поляризация Максвелла–Вагнера) образуется слой ионов электролита на электрически нейтральной поверхности твердого вещества, когда эта поверхность преграждает ионам путь по направлению внешнего поля. На разных поверхностях твердой непроводящей частицы аккумулируются ионы разного знака, в результате создаются элементарные конденсаторы. Вклад этого эффекта в поляризацию пород зависит от структуры порового пространства и минерализации насыщающего флюида и наблюдается на частоте до 10^8 Гц.

Поляризация двойных слоев возникает вследствие образования на электрически заряженной поверхности твердых частиц двойного ионного слоя, в свою очередь окруженного диффузным слоем ионов одного знака. Этот процесс в большей степени характерен для глинистых частиц, обладающих заряженной поверхностью, поэтому сильно влияет на диэлектрическую проницаемость глинистых пород. Проявляется на относительно низких частотах — до 10^6 – 10^7 Гц.

Во влагонасыщенной пористой гидрофильной породе поляризация складывается из всех этих явлений, что определяет частотную зависимость электрофизических свойств. В частотном диапазоне ВЭМКЗ (0.875–14.0 МГц) на ДП и УЭС влияют особенности строения порового про-

странства, форма зерен твердого вещества, соотношение флюидов, минерализация воды, глинистость и глинистый цемент. Гидрофобные породы характеризуются меньшим значением ДП, чем гидрофильные (E. Toumelin, C. Torres-Verdín, N. Bona, 2008 ²³⁶).

Т.Л. Челидзе обнаружил зависимость низкочастотной ДП суспензий от дзета-потенциала частиц и связал её с определяющей ролью двойного слоя. В экспериментах на смесях грубодисперсного кварца (средний радиус 250 мкм) и воды дисперсия ДП наблюдается при небольшой влажности, когда влага формирует пленки на зернах кварца, но отсутствует, когда пленки сливаются в жидкость (Л.С. Чантуришвили, Т.Л. Челидзе и др., 1971 ²³⁷, гл. II). При небольшом количестве добавленной воды количество смоченных частиц увеличивается быстро, и при 15% влажности значение ДП достигает порядка 100. Этот эффект объясняется тем, что при пленке поляризация связана с перемещением зарядов по ее поверхности на большие расстояния, а в проводящей частице происходит смещение заряда по нормали к поверхности на небольшие расстояния, поэтому даже при высокой проводимости пленки времена релаксации больше. Время релаксации для проводящих частиц не зависит от их размеров, а для пленки – зависит.

С.С. Духин и В.Н. Шилов (1972 ²³⁸) объясняют высокую ДП суспензий на основе учета поляризации диффузионной части двойного электрического слоя. Существенным для ДП свойством ДС является повышенная проводимость (обусловленная в основном противоионами) и то, что подвижные ионы в ДС находятся в другом соотношении, чем в объеме. По их заключению, низкочастотная дисперсия не объясняется ни моделью Максвелла-Вагнера, ни моделью ориентации постоянных диполей. Теория Максвелла–Вагнера учитывает только объемные свойства компонентов, поэтому не может объяснить значительную дисперсию диэлектрической проницаемости в проводящих средах. Большим недостатком максвелловских теорий смесей, даже с учетом поверхностного слоя, является пренебрежение диффузионными процессами, о чем говорят также Т.Л. Челидзе, Л.И. Деревянко, О.Д. Куриленко (1977 ²³⁹), дополнительно выделяя три случая обратимого переноса ионов в пограничном слое жидкости при наложении внешнего электрического поля с различными временами релаксации.

²³⁶ Toumelin E., Torres-Verdin C., Bona N. Improving Petrophysical Interpretation with Wide-Band Electromagnetic Measurements // SPE Journal, June 2008. P. 205–215.

²³⁷ Чантуришвили Л.С., Челидзе Т.Л., Челишвили М.Л., Сараджишвили Г.Д., Кикнадзе Д.А., Сакварелидзе Е.А., Чихрадзе М.Г., Хатиашвили Н.Г. Горные породы в физических полях. Тбилиси : Мецниереба, 1971. 230 с.

²³⁸ Духин С.С., Шилов В.Н. Диэлектрические явления и двойной слой в дисперсных системах и полиэлектролитах. Киев: Наукова думка, 1972. 206 с.

²³⁹ Челидзе Т.Л., Деревянко Л.И., Куриленко О.Д.. Электрическая спектроскопия гетерогенных систем. Киев: Наукова думка, 1977. 252 с.

Модели механизма поляризации осадочных пород

Осадочные породы, а особенно нефтегазовые коллекторы, содержат в своих порах и трещинах кроме углеводородов пластовую воду, относительная диэлектрическая проницаемость ϵ которой, составляющая около 80, много больше, чем кварца, полевого шпата, карбоната, сухой глины, а также нефти и газа: ДП обезвоженных компонентов осадочных пород составляет: кварц – 4,4; песчаник – 4,6; известняк – 7,5–9,2, доломит – 6,8; сухая глина – 5,0–5,8; ангидрит – 6,4; галит – 5,9; гипс – 4,2 (С.М. Аксельрод, 2012⁹²). Поэтому большая часть исследований посвящена влиянию воды в разном состоянии (связанная, свободная) на определяемые при измерениях значения ДП и УЭС. Наибольшее внимание уделяется изучению дисперсных систем, поскольку, с одной стороны, таковой является смесь воды и углеводородов, заполняющая поры коллектора, а с другой, одна из принятых моделей флюидонасыщенной горной породы – смесь изолированных проводящих включений в диэлектрической среде (как сложный диэлектрик типа суспензии: проводящие включения минерализованной пластовой воды в диэлектрической матрице породы и углеводородов).

Один из обзоров формул для ДП растворов приведен в монографии Я.Ю. Ахадова (1977²⁴⁰). Большое их разнообразие обусловлено тем, что ни одна из них не описывает наблюдаемые свойства во всех опытах с растворами (суспензиями). Базовыми для многих из них являются теоретические результаты Дебая, полученные эмпирически для модели шарообразных молекул жидкости, вращающихся в вязкой среде под воздействием электрического поля, и описывающие поведение ДП в средах с одним временем релаксации (П. Дебай, 1931²⁴¹). Усложнение формул Дебая с целью соответствия данным экспериментов привело к другим многочисленным формулам, например, Коула-Коула (K. Cole, R. Cole, 1941²⁴²), Дэвидсона-Коула, Гаврильяка-Негами (C. Ruffet, M. Darot, Y. Gueguen, 1995²⁴³; О.В. Родионова, 2016²⁴⁴).

Формулы смешения разрабатывались на основе допущения правильной формы (сферы, уплощенные эллипсоиды) частиц одного вещества, размещенных в другом веществе – матрице. Например, диэлектрический отклик водонасыщенной породы, основанный на реалистичной мо-

²⁴⁰ Ахадов Я.Ю. Диэлектрические свойства бинарных растворов. М.: Наука, 1977. 400 с.

²⁴¹ Дебай П. Полярные молекулы. М., Л.: Гос. науч.-техн. изд-во. 1931. 247 с.

²⁴² Cole K.S., Cole R.H. Dispersion and Absorption in Dielectrics. 1. Alternating Current Characteristics // Journal of chemical physics, April 1941. Vol. 9. 341–351 p.

²⁴³ Ruffet C., Darot M., Gueguen Y. Surface conductivity in rocks: a review // Surveys in Geophysics, 1995. №. 16. P. 83–105.

²⁴⁴ Родионова О.В. Метод измерения комплексной диэлектрической проницаемости почвогрунтов в широкой полосе частот : Дисс ... канд. физ.-мат. наук. Омский гос пед университет, 2016. 136 с.

дели порового пространства, предложен Sen и др. (P. Sen, C. Scala, M. Cohen, 1981 ²⁴⁵), представившими данные измерения смеси на основе стеклянных шариков и минерализованной воды на постоянном токе и 1.1 ГГц.

Для описания процессов поляризации горных пород чаще всего применяется модель поверхностной поляризации Максвелла-Вагнера (1891 и 1924 гг.), модифицированная Бруггеманом (1935 г.) для большей концентрации проводящих включений и Ханай (1968 г.) для комплексных констант (цит. по: T. Chelidze, Y. Gueguen, 1999 ²⁴⁶). Эта модель описывает поляризацию, возникающую за счет скопления ионов электролита в области границ, преграждающих им движение под воздействием внешнего поля, называется "Maxwell–Wagner–Bruggeman–Hanai (MWBH) theory" и подтверждается экспериментально в широком диапазоне содержаний проводящих включений в непроводящей матрице для многих материалов. Однако в этом подходе не учитываются некоторые существенные процессы. Например, пространственное распределение включений предполагается однородным, что не выполняется во многих случаях. Также на свойства влияет агрегация включений, что показали С.С. Духин и В.Н. Шилов (1972 ²³⁸). Кроме того, предполагается, что поверхность между фазами является инертной. По этим причинам модель подходит для высоких частот (выше 50 МГц), но не является универсальной для всех возможных значений пористости и водосодержания.

По утверждению С.М. Аксельрода (2012 ²⁴⁷) наиболее часто при анализе дисперсионных свойств горных пород используются модели, построенные на основе теории Ханай-Бруггемана и на уравнении среднего времени пробега электромагнитных волн в гетерогенной среде (модель CRIM – Complex Refractive Index Mixing). Обе модели представляются смесью, состоящей из зерен породы и насыщающей воды, иногда с добавлением нефти. В обеих моделях проводимость и диэлектрическая постоянная представляются комплексными величинами, являющимися функциями частоты. Математическое описание электрических свойств и частотной дисперсии базируется на физических моделях горной породы, формируемых с разной степенью упрощения. Наиболее простым является представление породы в виде твердых частиц сферической формы, помещенных в электролит. На основе теории Ханай-Бруггемана глинистый песчаник рассматривается как смесь с минерализованной водой зерен песка сферической формы,

²⁴⁵ Sen P.N., Scala C., Cohen M.H. A self-similar model for sedimentary rocks with application to the dielectric constant of fused glass beads // *Geophysics*, 1981. Vol. 46, No. 5. P. 781–795.

²⁴⁶ Chelidze T. L., Gueguen Y. Electrical spectroscopy of porous rocks: a review—I. Theoretical models // *Geophys. J. Int.*, 1999. V. 137. P. 1–15.

²⁴⁷ Аксельрод С.М. Влияние частотной дисперсии электрических свойств горных пород на результаты определения удельного сопротивления пластов (по материалам зарубежной литературы) // *Каротажник*, 2007. Вып. 163. С. 103–126.

покрытых глинистым материалом. При этом глинистый материал представлен частицами глины, погруженными в электролит. Рефракционная модель определяет комплексную диэлектрическую проницаемость водонасыщенной породы с помощью уравнения, аналогичного применяемому в акустическом каротаже уравнению среднего времени. При этом предполагается, что гетерогенной средой, в которой распространяются электромагнитные волны, усредняются волновые числа, а не электрические параметры среды. В обобщенной рефракционной модели комплексная ДП определяется как сумма комплексных показателей преломления компонентов смеси, умноженных на их объемные доли (А.В. Репин, П.П. Бобров, Н.А. Голиков, 2014 ²⁴⁸; О.В. Родионова, 2016 ²⁴⁴): $\dot{n} = \sum_p V_p \dot{n}_p$, где $\dot{n} = n + ik = \sqrt{\epsilon' - i\epsilon''}$ – комплексный показатель преломления смеси; V_p – объемные доли компонентов, включающих минерал, дизтопливо, связанную воду и воздух; $\dot{n}_p$ – комплексный показатель преломления соответствующих компонентов.

Для учета влияния взаимодействия фаз О. Lima и М. Sharma (1992 ²⁴⁹) ввели в расчет эффективной проводимости и ДП глинистых зон влияние электрохимического двойного слоя на сферической глинистой частице. То есть, раствор является основой смеси, частицы породы представляются в виде сферических включений, а глины – в виде сферических гранул или слоя, покрывающего гранулы породы. Зависимость ДП от частоты получается сигмоидальной формы, с высокими значениями при частоте ниже 1 кГц, зависящими от геометрии глинистых частиц и поверхностного заряда. Thevanayagam (1997 ²⁵⁰) для описания эффективных электрических свойств в каждом масштабе породы предложил фрактальный подход на основе степенных зависимостей между ДП и частотой. Предполагается, что химия раствора и электрические свойства разные для каждого масштаба (связанный флюид, двойной слой на границе глинистой частицы, свободный флюид). Начиная с наименьшего, эффективные свойства рассчитываются на каждом масштабе из (а) свойств раствора на этом масштабе и (б) эффективных свойств на предыдущем масштабе через законы смешения. При интерпретации результатов измерений ДП образцов керамики, составленной из кварца, каолина, глины и полевого шпата J. Lira-Olivares,

²⁴⁸ Репин А.В., Бобров П.П., Голиков Н.А. Диэлектрическая проницаемость нефтеводонасыщенных кернов баженовской свиты // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы Всероссийской науч. конф. молодых ученых и студентов, посвящ. 80-летию акад. А.Э. Конторовича. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. С. 228–231.

²⁴⁹ Lima O.A.L., Sharma M.M. A generalized Maxwell-Wagner theory for membrane polarization in shaly sands // *Geophysics*, 1992. Vol. 57, No. 3. P. 431–440.

²⁵⁰ Thevanayagam, S. Dielectric dispersion of porous media as a fractal phenomenon // *J. of Applied Physics*, 1997. V. 82 (5). P. 2538–2547.

D. Marcano, C. Lavelle, F.G. Sánchez (2000²⁵¹) также предлагают использовать фрактальный подход к описанию порового пространства, на основе которого по значению ДП можно определять общую пористость.

E. Toumelin, C. Torres-Verdín, N. Bona (2008²³⁶), вновь анализируя результаты измерения других исследователей (Kenyon 1984 и Bona et al. 1998 г.), считают для низких частот основной причиной степенной зависимости ДП влияние двойного электрохимического слоя. Под действием внешнего переменного поля ионы в слое сдвигаются, и он в целом ведет себя как диполь со сложными электрическими свойствами, зависящими от частоты, подвижности ионов, солености раствора, поверхностного заряда и геометрии поверхности (на основе подходов, предложенных M. Fixman, 1980; O. Lima and M. Sharma, 1992; D. Lesmes and K. Frye, 2001). Расчет потенциала ДС исходит из комбинированного решения для электрического и диффузионного потенциалов с граничными условиями для слоя (со ссылками на: E. DeLacey and I. White, 1981; W. Chew and P. Sen, 1982; Q. Cao, P. Wong and L. Schwartz, 1994).

Определение диэлектрической проницаемости по данным измерения на образцах

Измерения ДП в диапазоне 0.5–1300 МГц образца цементированной кальцитовый породы, насыщенного соленой водой проводит W.E. Kenyon (1984²⁵²). Образец песчаника (whitestone) слабо глинизирован, "что важно, т.к. присутствие глины осложняет электрические свойства пород". Пористость образца 30 %. Наблюдается зависимость дисперсии ДП от проводимости воды. На графике ДП от логарифма частоты ϵ изменяется: для частот 0.875–14 МГц от ≈ 70 до ≈ 40 для УЭС воды 1.87 Ом·м и от ≈ 82 до ≈ 48 – для 1.07 Ом·м; для частот от 5 до 14 МГц – от ≈ 93 до ≈ 75 для 0.187 Ом·м; для частот от 8 до 14 МГц – от ≈ 92 до ≈ 83 для 0.116 Ом·м. Для абсциссы частота / проводимость воды (МГц·Ом·м) в диапазоне логарифмической шкалы от 9 до 14 значение ϵ практически линейно меняется от 92 до 46. В зависимости от текстуры образца на графике от логарифма частоты дисперсия ϵ для образца размельченного известняка (vermont, пористость 42 %) отсутствует ($\epsilon \approx 30$), а для образца размельченного песчаника (whitestone, пористость 55%) ϵ меняется от 50 до 45 на частотах от 4 до 14 МГц, при УЭС воды 1.07 Ом·м.

G.R. Olhoeft (1986²⁵³) отмечает, что электрические свойства пород во-многом определяются химическими взаимодействиями: от окислительно-восстановительных процессов, катион-

²⁵¹ Lira-Olivares J., Marcano D., Lavelle C., Sánchez F.G. Determination of porosity by dielectric permittivity measurements in porous ceramics // Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales, 2000. Vol. 20, № 2. P. 68–79.

²⁵² Kenyon W.E.. Texture effects on megahertz dielectric properties of calcite rock samples // J.Appl.Phys., 1984. –V. 55 (8). P. 3153–3159.

²⁵³ Olhoeft G.R. Electrical properties from 10–3 to 10+9 Hz – physics and chemistry // Physics and Chemistry of Porous Media II, American Institute of Physics Conf., Proc. 154, 1986. NY : AIP, 1986. P. 281–298.

ного обмена и глино-органических процессов на частотах ниже 1 Гц до диффузионной релаксации вокруг коллоидных частиц на частотах свыше 100 МГц. Наиболее простая система – не взаимодействующие между собой смеси электролитов с чистым кварцевым песком. Наиболее сложная – смеси растворителей с химически поверхностно-активными материалами типа глин и цеолитов. Ниже 100 МГц частицы коллоидного размера с химически активными поверхностями в контакте с полярными растворителями создают новый эффект поляризации, который не может быть объяснен или предсказан формулой Bruggerman-Hanai-Sen. Эта формула не работает, потому что компоненты в смеси взаимодействуют друг с другом, создавая электрические свойства, много большие, чем свойства каждого из компонентов. Это наиболее легко иллюстрируется смесью песка, глины и воды. В доказательство автор приводит экспериментальные зависимости ϵ от частоты в диапазоне 5–1000 МГц для разных образцов с минимальным объемным содержанием воды 32%, с небольшим содержанием глины. В наименее пористом образце (весовая доля песка 79.5%, глины 4.9%, воды 15.6%) ϵ изменяется от 72 до 36 на частотах от 5 до 14 МГц. В образце без глины (весовое содержание песка 83.6%, воды 16.4%) – от 28 до 18. Для 5 образцов с разным содержанием глины (и воды) значение ϵ резко возрастает с увеличением доли глинистого компонента. Вывод автора: при частотах ниже 100 МГц поверхностная активность глинистых частиц и их размер приводят к потерям за счет диэлектрической релаксации вследствие химических реакций в диффузионном слое ("diffusion-limited chemical reactions").

J. Lira-Olivares, D. Marcano, C. Lavelle, F.G. Sánchez (2000 ²⁵¹) в диапазоне 10 Гц – 1 МГц измерили при комнатной температуре ДП образцов керамики, составленной из кварца, каолина, глины и полевого шпата (по 20, 30, 25, 25 %). Пористость образцов от 5 до 20–30 %. Электропроводность растет с увеличением как пористости, так и фрактальной размерности структуры, значение ДП на 10 Гц составляет около 50–60, к 1 МГц снижается по степенному закону до первых единиц.

По данным N. Bona, E. Rossi, S. Capacioli (2001 ²⁵⁴) в диапазоне частот индукционного каротажа значение ДП зависит от содержания глинистого компонента и смачиваемости: при высокой глинистости значение ϵ может на один–два порядка превышать ϵ воды, а низкое значение может быть признаком наличия пленки нефти на поверхности глинистых частиц, которая исключает образование двойных слоев и связность воды. Также влияет минеральный состав глинистого компонента: например, при одинаковом содержании (10%) на частоте 500 кГц

²⁵⁴ Bona N., Rossi E., Capacioli S. Electrical Measurements in the 100 Hz to 10 GHz Frequency Range for Efficient Rock Wettability Determination // SPE Journal, 2001. V. 1, Iss. 1. P. 80–86.

наибольшие значения ϵ наблюдаются для монтмориллонита (≈ 3500) и иллита (≈ 3200) и намного меньшие – для каолинита (≈ 1) (R. Al-Mjeni et al., 2002²⁵⁵).

На основе экспериментов влияние взаимодействия породы и воды на диэл. поведение рассмотрено R. Knight, A. Nur (1987²⁵⁶). ДП восьми образцов песчаника определена в диапазоне 60 кГц – 4 МГц в зависимости от водонасыщения. Показано, что взаимодействие вода–порода значительно влияет на ДП, а величина ДП главным образом определяется присутствием пленки воды на поверхности пор толщиной 2 нм. Эксперименты показали степенную зависимость от частоты для обеих частей КДП, разную для разных образцов и насыщения. Для 3 образцов водонасыщенного песчаника установлено резкое возрастание ДП при увеличении водосодержания от 0 до 0.1–0.15 и более слабое при большем водосодержании. Точка смены наклона соответствует 3–4 монослоям молекул воды, или толщине около 1 нм (R. Knight, A. Endres, 1990²⁵⁷). Другая серия измерений проведена на 2 образцах песка и 5 образцах каолинита в диапазоне 0.1–10 МГц (C. Li, P. Tercier, R. Knight, 2001²⁵⁸). ДП чистого песка и нефтенасыщенного песка меняется незначительно, падает с частотой на ≈ 1 при значении 22–23. Для каолинита с разным нефтесодержанием ДП уменьшается с частотой от 105–155 до 40–55, повышение нефтесодержания приводит к снижению ДП. Высокие значения объясняются присутствием адсорбированной воды, содержание которой тем меньше, чем больше в порах нефти. В статьях предлагается использовать в модели эффективной среды и рефракционной модели не значение ДП сухого твердого вещества, а значение в точке смены наклона. Тогда измеренные значения хорошо описываются расчетными.

В работе N. Bona, E. Rossi и др. (1998²⁵⁹) приведены результаты измерений для 8 образцов песчаника (Berea) и 16 стеклянных фильтров, поровая поверхность части которых вначале была смочена водой, другой части – нефтью, а оставшееся поровое пространство насыщено дистиллированной водой, водой большой минерализации (75.8 г/л) или нефтью. В частотном диапазоне 100 Гц – 50 МГц для всех образцов, поверхность которых была смочена нефтью, наблюдаются меньшие значения ДП и их дисперсия, чем для образцов, смоченных водой, даже для насыщенных дистиллятом. В диапазоне ВЭМКЗ реальная часть комплексной ДП водосмочен-

²⁵⁵ Al-Mjeni R., Günzel F., Jing X., Grattoni C.A., Zimmerman R.W. The influence of clay fraction on the complex impedance of shaly sands // Society of Core Analysts Annual Symposium Proc. Pap. SCA2002–29. 12 P.

²⁵⁶ Knight R.J., Nur A. The dielectric constant of sandstones, 60 kHz to 4 MHz // Geophysics, 1987. Vol. 52, No. 5. P. 644–654.

²⁵⁷ Knight R., Endres A. A new concept in modeling the dielectric response of sandstones: Defining a wetted rock and bulk water system // Geophysics, 1990. Vol. 55, No. 5. P. 586–594.

²⁵⁸ Li C., Tercier P., Knight R. Effect of sorbed oil on the dielectric properties of sand and clay // Water resources research, 2001. V. 37, N. 6. P. 1783–1793.

²⁵⁹ Bona N., Rossi E., Venturini C., Capaccioli S., Lucchesi M., Rolla P.A. Characterization of rock wettability through dielectric measurements // Revue de l'Institut Français du Pétrole, 1998. V. 53 (6). P. 771–783.

ного образца, насыщенного деионизированной водой, падает с 10–12 до 6–7, насыщенного раствором – со 120–140 до 30–40. При анализе тангенса угла потерь для водосмооченных образцов на низких частотах авторы устанавливают степенной закон изменения ДП, но с увеличением частоты $\tan \delta$ уменьшается, а затем возрастает, достигая пика в диапазоне доминирования релаксации Максвелла-Вагнера. Авторы полагают, что этот пик обусловлен именно Максвелл-Вагнеровской поляризацией. Для некоторых образцов песчаника пик наблюдается на частоте около 0.2–0.5 МГц (водо- и нефтесмооченные образцы, насыщенные дистиллятом), для некоторых образцов – на частоте больше, чем 10 МГц (образцы, насыщенные раствором). В другой статье те же авторы (N. Bona, E. Rossi, S. Capaccioli, M. Lucchesi, 2008 ²⁶⁰) обсуждают вопросы достоверности двух- и четырехэлектродных измерений. Для водонасыщенного карбонатного образца с пористостью 6% в частотном диапазоне ВЭМКЗ по данным обеих установок ДП падает от 90 до 20. Таким образом, отмечается связь значений ДП с петрофизическими характеристиками пород, такими как флюидонасыщение и пористость, а также влияние на ДП формы пор, тонких пленок смачивания и электрически заряженных глинистых частиц.

В серии публикаций группы исследователей под руководством А. Garrouch также рассматривается влияние содержания глины, минерализации, давления и смачиваемости на ДП насыщенных пород в диапазоне 10 Гц – 10 МГц (А. Garrouch, 2001 ²⁶¹; А. Garrouch, M. Sharma, 1994 ²⁶²; 1997 ²⁶³; А. Garrouch, E. Alsafran, K. Garrouch, 2009 ²⁶⁴). При водосодержании 50–100% для образцов песчаника на частоте 10 кГц, 0.1 и 1–2 МГц: ДП уменьшается с повышением частоты, возрастает с повышением глинистости (в образце с глинистостью 2% на частоте 1 МГц значение ДП от 2000 до 3000), пористости и водосодержания. При одинаковом насыщении значение ДП больше для водосмооченных образцов, чем для нефтесмооченных. ДП растет с увеличением минерализации раствора и емкости катионного обмена. Значение ДП при глинистости образцов 12, 20 и 24 % для частоты 0.1 МГц равна 100, 300 и 500 соответственно; для 1 МГц – 20, 43 и 70. В диапазоне 0.5–1300 МГц для водонасыщенных образцов песчаного и карбонатного состава ДП зависит также от литотипа образца.

²⁶⁰ Bona N., Rossi E., Capaccioli S., Lucchesi M. Electrical measurements: considerations on the performance of 2- and 4-contact systems // Mat. of the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Abu Dhabi, UAE 29 October–2 November, 2008 Pap. SCA2008–07. 12 p.

²⁶¹ Garrouch A.A. A Comprehensive Study of the Relative Dielectric Permittivity in Porous Media // SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, 26–30 March 2001. Pap. SPE 68779. 10 p.

²⁶² Garrouch A.A., Sharma M.M. The influence of clay content, salinity, stress and wettability on the dielectric properties of brine-saturated rocks: 10 Hz to 10 MHz // Geophysics, 1994. V. 59. P. 909–917.

²⁶³ Garrouch, A.A. Sharma, M.M. Dielectric dispersion of partially saturated porous media in the frequency range 10 Hz to 10 MHz // Proc. Int. Symp. SCA (1997), Calgary. Pap. No. 9725. 12 p.

²⁶⁴ Garrouch A.A., Alsafran E.M., Garrouch K.F. A classification model for rock typing using dielectric permittivity and petrophysical data // J. Geophys. Eng., 2009. № 6. P. 311–323.

D.P. Lesmes (2001 ²⁶⁵) строит физико-химическую модель комплексного диэлектрического отклика осадочной породы для инверсии диэлектрического спектра в распределение эффективных размеров зерен. Сигнал каждого зерна внутри водосмоченной матрицы получается суперпозицией поляризации электрохимического двойного слоя, окружающего каждое зерно, и комплексного диэлектрического отклика сухого минерального зерна. Эффективный комплексный диэлектрический отклик водосмоченной матрицы получается осреднением по объему распределения размеров частиц. Отклик смоченной водой матрицы и раствора в порах получается по теории эффективной среды Бруггемана-Ханаи-Сена (Bruggeman-Hanai-Sen). Проверка на образцах песчаника (Berea) показала, что распределение размеров частиц, полученное инверсией реальной части комплексного диэлектрического спектра, походит на распределение в оптическом изображении тонкого слоя образца. На приведенной практической диаграмме для песчаника пористостью 18% и с проводимостью воды 0.14 См/м для частоты 1 МГц значение ϵ составляет $\approx 30-40$.

Исследования образцов ненарушенных пород и из порошков минералов проводятся с середины прошлого века также и российскими исследователями.

В обзоре исследований в России, представленном в 1996 г. Т.М. Левицкой и Б.К. Штернбергом (Т. Levitskaya, B. Sternberg, 1996 ²⁶⁶), отмечаются как теоретические исследования возможных механизмов взаимодействия твердой фазы горных пород и насыщающего их электролита во внешнем электромагнитном поле (Латышова, 1953, Фридрихсберг и Сидорова 1961, Комаров 1980, Комаров, Духин 1971, 1975, Духин и Шилов 1972, Геннадинник 1976 1983, Даев Талалов 1988, Кобранова 1986, Светов 1992 и др.), так и результаты измерений отклика образцов породы в разных диапазонах частот (Челидзе 1963, 1969, Валеев и Пархоменко 1965, Брылкин и Дубман 1972, 1976, Челидзе и др. 1977, Левицкая 1984, Левицкая и Носова 1985 1986, Левицкая и Ворсина 1988, Левицкая и Пальвелева 1988, 1990 и др.). В результате анализа теоретических решений и экспериментальных результатов авторы делают вывод, что диэлектрическая спектроскопия более информативна на высоких частотах, где физические типы поляризации в объеме преобладают над электрохимической поляризацией в двойном электрическом слое на поверхности пор. По результатам диэлектрической спектроскопии для влажных неглинистых пород характерен поляризационный процесс на частотах 10 кГц – 10 МГц. Параметры релаксации в породах разной литологии, пористости, солёности насыщающего раствора и содержания нефти соответствуют межповерхностному механизму Максвелла-Вагнера. Релаксационные параметры в большей степени зависят

²⁶⁵ Lesmes D.P. Dielectric spectroscopy of sedimentary rocks // Journal of geophysical research, 2001. V. 106, № B7. P. 13329–13346.

²⁶⁶ Levitskaya T.M., Sternberg B.K. Polarization processes in rocks. 1. Complex Dielectric Permittivity method // Radio Science, V. 31, 1996. No. 4. P. 755–779.

от пористости и солености раствора, и в меньшей – от литологии. Влияние солености уменьшается на высоких частотах и при малой пористости. Содержание нефти меняет форму диаграмм Cole-Cole, выпрямляя их на высоких частотах, поэтому диэлектрическая спектроскопия может использоваться для определения наличия углеводородов в породах.

Во время развития высокочастотного диэлектрического каротажа измерения проводились на высоких частотах. Например, по данным Ю.Л. Брылкина и Л.И. Дубмана для образцов песчаника при частоте 30 МГц значение ϵ нелинейно возрастает с увеличением увлажнения, а максимальные значения в глинистом песчанике выше, чем в более пористом неглинистом и менее пористом известковистом (Ю.Л. Брылкин, Л.И. Дубман, 1972²⁶⁷, 1979²⁶⁸). Эти значения изменяются от 5 в сухом образце до 17 при 100% насыщении пресной водой и до 31 при 100% насыщении минерализованной водой (минерализация до 15 г/л). ДП в полностью насыщенном минерализованной водой глинистом образце в 1.8 раз больше, чем в образце в пресной водой, в 1.6 раз – в полимиктовом образце без глины и в 1.5 раза – в известковистом.

Ц.М. Левицкая в соавторстве с Носовой (1986²⁶⁹) фиксируют увеличение ДП в образцах доломита, а в соавторстве с И.И. Пальвелевой и Р.Т. Деминой (1990²⁷⁰) – в песчаных образцах Сибирской платформы при росте концентрации насыщающего раствора от 0 до 200–300 г/л. При этом на диапазон частот ВЭМКЗ (1–14 МГц) приходится максимальное изменение ДП от частоты. Значение ДП доломита на частоте 1 МГц при концентрации раствора 15 г/л составляет около 90, при 200 г/л около 170; песчаника – при 25 г/л около 120, при 300 г/л около 170; для тех же образцов и концентраций раствора на частоте 14 МГц: 15, 70, 20, 130.

А.Д. Талалов и Д.С. Даев (1996²⁷¹) отмечают, что известные теоретические модели комплексной диэлектрической проницаемости гетерогенных сред не дают адекватного объяснения данных, полученных в экспериментах с водосодержащими горными породами. Учет возможного влияния электродов обеспечивается измерениями с образцами одного состава, но разной высоты. Образцы состояли из песков, суглинков и кварцевых порошков и пропитывались раствором NaCl (концентрация 0.085 н. = 5 г/л и выше). Результаты определения эффективных зна-

²⁶⁷ Брылкин Ю.Л., Дубман Л.И. О диэлектрической проницаемости горных пород осадочного происхождения // Геология и геофизика, 1972. № 1. С. 117–121.

²⁶⁸ Брылкин Ю.Л., Дубман Л.И. О диэлектрической проницаемости влажных песчаных пород // Электромагнитные методы исследования скважин. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1979. С. 233–242.

²⁶⁹ Левицкая Ц.М., Носова Е.Н. Зависимость диэлектрической проницаемости доломитов от минерализации насыщающего раствора // Физика Земли, 1986. № 6. С. 106–109.

²⁷⁰ Левицкая Ц.М., Пальвелева И.И., Демина Р.Т. Влияние минерализации насыщающего раствора на диэлектрический спектр песчаников // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли, 1990. № 6. С. 98–105.

²⁷¹ Талалов А.Д., Даев Д.С. О структурном механизме частотной дисперсии электрических свойств гетерогенных горных пород // Физика Земли, 1996. № 8. С. 56–66.

чений ДП и УЭС в диапазоне частот 50 кГц – 200 МГц: для неглинистых образцов дисперсия практически незаметна; для глинистых образцов фиксируется частотная дисперсия обеих характеристик. Для зависимостей $\epsilon_{эф}$ и $\rho_{эф}$ характерно: высокочастотная асимптота с низкими значениями, подъем в области средних частот и низкочастотная асимптота, хорошо выраженная для $\rho_{эф}$. Значения $\epsilon_{эф}$ на высоких частотах варьируют в пределах 15–33 и соответствуют известным теоретическим моделям двухкомпонентных систем матричного типа, на низких частотах составляют 300–1600 и возрастают с увеличением глинистости образцов. Изменение $\epsilon_{эф}$ глинистых образцов составляет 20–50 раз, а изменение $\rho_{эф}$ в этом же частотном диапазоне – 15–30%. Значение $\epsilon_{эф}$ для кварцевой пудры около 20 и не зависит от частоты, при этом удельные поверхности кварцевой пудры и глины (представленной монтмориллонитом) примерно одинаковы, поэтому авторы заключают, что частотная дисперсия электрических свойств обусловлена структурой глинистого вещества, а не величиной удельной поверхности.

Способы измерения комплексной ДП образцов развиваются сейчас коллективом исследователей с основным участием П.П. Боброва, А.В. Репина, М.И. Эпова и В.Л. Миронова. При измерении для моделирования КДП образцов использовалась рефракционная модель.

По результатам исследования свойств трехкомпонентных смесей "песок – нефть – солевой раствор" и "бентонит – нефть – солевой раствор" (твердые частицы – 85%, нефть – 9%, раствор – 6%; концентрация раствора 17 г/л) установлено, что для первого образца экспериментально полученные оценки ДП совпадают с оценками для рефракционной модели в пределах погрешности измерений, а для второго образца – существенно отличаются (М.И. Эпов, В.Л. Миронов, П.П. Бобров и др., 2009²⁷²). По данным П.П. Боброва и А.В. Репина, для смеси, содержащей 80% бентонита, при разной водонасыщенности с ростом частоты в диапазоне ВЭМКЗ значение ϵ сухого образца уменьшается с ≈ 10 до ≈ 4 , при водонасыщенности 33.3 % – от ≈ 100 до ≈ 50 при температуре 25°C и от ≈ 250 до ≈ 50 при температуре 60°C (А.В. Репин, 2010²⁷³; М.И. Эпов, П.П. Бобров, В.Л. Миронов и др., 2011²⁷⁴).

При изучении свойств смеси речного песка с бентонитом с насыщением эмульсией "пластовая вода – дизтопливо" графики зависимости комплексного показателя преломления от содержания воды аппроксимируются двумя прямыми отрезками, точка излома соответствует со-

²⁷² Эпов М.И., Миронов В.Л., Бобров П.П., Савин И.В., Репин А.В. Исследование диэлектрической проницаемости нефтесодержащих пород в диапазоне частот 0.05–16 ГГц // Геология и геофизика, 2009. Т. 50, № 5. С. 613–618.

²⁷³ Репин А.В. Методы измерения диэлектрической проницаемости различных форм почвенной влаги и нефтесодержащих пород : автореф. дис.... канд. физ.-мат. наук : 01.04.01. Омск, 2010. 22 с.

²⁷⁴ Эпов М.И., Бобров П.П., Миронов В.Л., Репин А.В. Диэлектрическая релаксация в глинистых нефтесодержащих породах // Геология и геофизика, 2011. Т. 52, № 9. С. 1302–1309.

держанию около 0.2 на частоте 10, 100 и 1000 МГц (П.П. Бобров, А.С. Лапина, А.В. Репин, 2013 ²⁷⁵). Эта точка разделяет формы воды, различающиеся диэлектрическими свойствами. При малых влажностях вся вода находится в связанном состоянии, поэтому авторы считают, что объемная доля связанной воды в бентоните может достигать 0.2. Минерализация пластовой воды соответствует концентрации NaCl 20 г/л. Для смеси этих же компонент установлено, что в диапазоне частот 1 МГц – 1 ГГц при содержании воды во флюиде менее 10 % значение ДП мало зависит от минерального состава и концентрации раствора, а при содержании 33.3 % и выше увеличение концентрации приводит к увеличению как эквивалентной удельной проводимости, так и действительной части КДП. Обе части КДП возрастают с ростом температуры водосодержащих образцов, и температурный коэффициент действительной части тем выше, чем больше содержание воды и практически равен нулю при насыщении образцов только дистопливом (П.П. Бобров, В.Л. Миронов, А.В. Репин, 2015 ²⁷⁶).

При измерении на образцах глинисто-песчаной смеси, насыщенной дистиллятом и смесью раствора NaCl (концентрация 4 и 20 г/л) и нефти, на частоте 1 ГГц реальная часть КДП водонасыщенных образцов увеличивается почти линейно с пористостью, а на 50 МГц – с площадью удельной поверхности. Время релаксации возрастает с уменьшением площади удельной поверхности образца, насыщенного дистиллятом, а при насыщении смесью раствора и нефти уменьшается с увеличением концентрации раствора и его доли. При насыщении раствором значение ДП в диапазоне частот 1–14 МГц оказывается больше для смеси песка с бентонитом (от более 150 до 60), чем с каолинитом (от 55 до 20) (P.P. Bobrov, A.S. Yashchenko, O.V. Rodionova et al., 2015 ²⁷⁷).

При измерении на образцах из кернов песчаников значения ДП снижаются с увеличением частоты в диапазоне 0.1–100 МГц: при насыщении авиационным маслом от 7.7 до 6.2 (пористость 7%) и от 6.2 до 5 (пористость 17%) (квазилинейно от логарифма частоты); при насыщении дистиллированной водой от 65 до 10 (7%) и от 110 до 15 (17%) (степенная зависимость); при насыщении раствором (30 г/л) от 100 до 20 (7%), от 800 до 30 (17%) (степенная зависимость) (А.В. Репин, П.П. Бобров, 2014 ²⁷⁸).

²⁷⁵ Бобров П.П., Лапина А.С., Репин А.В. Влияние связанной воды на комплексную диэлектрическую проницаемость нефте- водонасыщенных песчано-глинистых пород // Каротажник, 2013. № 8 (Вып. 230). С. 56–68.

²⁷⁶ Бобров П.П., Миронов В.Л., Репин А.В. Спектры диэлектрической проницаемости нефтеводонасыщенных песчано-глинистых пород различного минералогического состава и релаксационные свойства воды в этих породах // Геология и геофизика, 2015. Т. 56, № 7. С. 1359–1368.

²⁷⁷ Bobrov P.P., Yashchenko A.S., Rodionova O.V., Repin A.V., Lapina A.S. The Electrical Characteristics of the Rocks with Different Texture // PIERS Proceedings. Prague, July 6–9, 2015, P. 1881–1884.

²⁷⁸ Репин А.В., Бобров П.П. Электрофизические характеристики полностью насыщенных твердых песчаников в диапазоне частот от 100 кГц до 100 МГц // VII Сибирская науч.-практ. конф. молодых ученых по наукам о Земле (17–21 ноября 2014) : материалы конф., Новосибирск, 2014. 2 с.

При измерении на твердых образцах баженовской свиты из скважин Южно-Ракитского месторождения наблюдается релаксация в диапазоне 25 Гц – 120 МГц, с увеличением частоты значения ДП для исходных образцов от 1000–9000 снижаются до 7–10, высушенных образцов от 30–50 до 6–7. После просушки (неполного удаления из образцов воды и нефти; объемная доля воды составляла 2.3–3.0 %, пористость 0.05) и их насыщения, в диапазоне 0.1–110 МГц по сравнению со значениями для высушенного образца насыщение керосином увеличивает значения ДП на 0.5–1, насыщение дистиллированной водой – на 25 (0.5 МГц) и на 1 (110 МГц), насыщение раствором (20 г/л) – на 20 (6 МГц) и на 6 (110 МГц). Таким образом, возрастание в образцах породы баженовской свиты доли воды и ее минерализации приводит к увеличению КДП (А.В. Репин, П.П. Бобров, Н.А. Голиков, 2014 ²⁴⁸).

Т.И. Ельцов, В.Н. Доровский и Д.Н. Гапеев (2014 ²⁷⁹), анализируя возможность определения параметров нефтеводонасыщенных пород по диэлектрическим спектрам, отмечают, что для высоких частот использование спектров облегчается их соответствием какой-либо формуле смешения, но расширение спектра в низкочастотную (килогерцовую) область позволило бы качественно выделять водонасыщенные пористые пласты в скважинных условиях по данным индукционного каротажа. Основываясь на экспериментальных данных Левицкой (Левицкая, Носова, 1984; Левицкая, Пальвелева, 1990) о том, что асимптотическое значение реальной части ДП в области высоких частот ϵ_{∞} практически не зависит от литологического состава среды и от солености рассола, насыщающего пористую среду, авторы предлагают используя зависимость ϵ_{∞} от водонасыщенности определять по ней пористость водонасыщенной среды, убедившись перед этим в ее водонасыщенности по наличию симметрии поляризационной кривой Коул–Коула. Диэлектрический спектр нефтеводонасыщенной среды описывается поляризационной кривой Гаврильяка–Негами, имеющей асимметричный вид в областях малых и высоких значений частот, поэтому при измерении спектра индукционным скважинным прибором его асимметрия и достаточно высокие значения диэлектрической проницаемости могут быть связаны с наличием в среде нефти. По характеристикам кривой (степеням поляризации) предлагается оценивать пористость. При этом авторы отмечают, что в скважинных условиях измерять необходимо весь спектр (с разумной дискретностью по частоте) во всем акустическом диапазоне частот, поскольку необходимо установить тип поляризации Гаврильяка–Негами, а также убедиться в водонефтяном насыщении. Предложенным способом определяется относительное содержание воды и нефти, но для определения пористости необходима калибровка.

²⁷⁹ Ельцов Т.И., Доровский В.Н., Гапеев Д.Н. Низкочастотные диэлектрические спектры пород, насыщенных водонефтяной смесью // Геология и геофизика, 2014. Т. 55, № 8. С. 1270—1281.

При исследовании 123 образцов шлама, извлеченных из скважин, М. Josh и В. Clennell (2015 ²⁸⁰) установили, что ДП при 10 МГц и 1 ГГц коррелирует с емкостью катионного обмена, с площадью удельной поверхности и содержанием глины. При измерении отклика ненарушенных образцов вдоль и поперек напластования ими получены разные значения ДП: при ориентировке электрического поля параллельно слоистости значения примерно в 1.5 раза выше, чем при ориентировке перпендикулярно слоистости (частота 10–100 МГц). Значения на частоте 10 МГц от 65 до 95 для параллельной ориентировки и 40–60 для нормальной, а на частоте 100 МГц 30–50 и 20–30, соответственно.

Определение диэлектрической проницаемости по данным каротажа

В СССР приборы ДК с зондом емкостного типа были опробованы в 1950–1960-х годах (С.М. Аксельрод, Г.Я. Черняк). Дальше, с конца 1960-х, разрабатывались зонды индуктивного типа: индуктивный (А.А. Кауфман, Ю.Н. Антонов) и волновой ДК (Д.С. Даев, С.Б. Денисов, Ю.Л. Брылкин, Л.И. Дубман) (цит. по: С.М. Аксельрод, 2012 ⁹²). Результаты этих теоретических исследований и аппаратных разработок отражены в статьях 1970–1990-х гг. (С.М. Аксельрод, 1962 ²⁸¹; Г.Я. Черняк, 1964 ²⁸²; Ю.Н. Антонов, А.А. Кауфман, 1971 ²⁸³; Ю.Л. Брылкин, Л.И. Дубман, 1978 ²⁸⁴; Л.М. Альпин, Д.С. Даев, А.Д. Каринский, 1985 ²⁸⁵; С.Б. Денисов, 1986 ²⁸⁶). Однако ДК развивался в основном для гигагерцового диапазона, то есть, для изучения высокочастотных асимптотик электрофизических характеристик, что приводило к тому, что область исследования практически находилась в зоне проникновения, а на сигнал существенно влияла скважина, неровности ее стенки и положение в ней зонда.

Западные геофизические компании начали развивать и применять диэлектрический каротаж с конца 1970-х – начала 1980-х годов (С.М. Аксельрод, 2012 ⁹²). Например, в конце прошлого десятилетия в фирме Schlumberger был разработан прибор Dielectric Scanner (аппаратура многочастотного диэлектрического каротажа) с измерением на четырех частотах от 20 МГц до

²⁸⁰ Josh M., Clennell B. Broadband electrical properties of clays and shales: Comparative investigations of remolded and preserved samples // *Geophysics*, 2015. Vol. 80, No. 2. P. D129–D143.

²⁸¹ Аксельрод С.М. Высоочастотные методы исследования скважин (индукционный и диэлектрический каротаж). Госгеолтехиздат, М., 1962. 34 с.

²⁸² Черняк Г.Я. Диэлектрические методы исследования внешних грунтов. Недра, М., 1964. 128 с.

²⁸³ Антонов Ю.Н., Кауфман А.А. Диэлектрический индуктивный каротаж. Новосибирск: Наука, 1971. 140 с.

²⁸⁴ Брылкин Ю.Л., Дубман Л.И. Методические указания по диэлектрическому индукционному методу для исследования скважин, бурящихся на нефть и газ. Новосибирск: Сибирский науч.-иссл. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья, 1978. 59 с.

²⁸⁵ Альпин Л.М., Даев Д.С., Каринский А.Д. Теория полей, применяемых в разведочной геофизике. М.: Недра, 1985. 406 с.

²⁸⁶ Денисов С.Б. Высоочастотные электромагнитные методы исследования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1986. 141 с.

1 ГГц и нескольких длинах зондов для обеспечения разной радиальной глубинности исследования (M. Hizem, H. Budan, B. Deville et al., 2008²⁸⁷). В компании Halliburton разработана аппаратура диэлектрического каротажа на частоте – 1 ГГц (Microwave Formation Evaluation Tool – MWETTM) (M. Bittar, J. Li, J. Kainer et al., 2010²⁸⁸). C.R. Liu (2017²³⁴) выделяет два типа каротажных зондов, используемых на практике для определения диэлектрической проницаемости.: зонды с катушками, подобные трехкатушечным индукционным зондам, но работающие на более высоких частотах (30–50 МГц), и зонды в виде прижимной платформы со щелевыми антеннами с частотой 100–1000 МГц.

Однако в начале 2000-х гг. в связи с развитием систем измерения во время бурения (LWD) начинается изучение диэлектрических эффектов в мегагерцовом диапазоне. Необходимо было объяснить разные значения УЭС, получаемые на разных частотах (400 или 500 кГц и 2 МГц), а также на постоянном токе. Желание получать при интерпретация сигналов этих приборов УЭС пород, близкое к привычным значениям, для которых были разработаны петрофизические зависимости, привело к введению в сигналы поправки, корректирующей наблюдаемое расхождение: введении определенной зависимости относительной ДП от УЭС, причем в разных компаниях эти зависимости разные (*LWD/MWD Resistivity Tool Parameters*, 2009²⁸⁹) (см. рисунок 3.1). Учет при инверсии сигналов в значения УЭС такой ДП, по-видимому, в большинстве случаев приводит к желаемым для интерпретаторов результатам. Следует отметить, что все графики практически прямые, что соответствует модели Максвелла-Вагнера.

Использовать поведение нетрадиционного параметра для расширения возможностей интерпретации предлагают специалисты компании PathFinder Energy Services. M. Haugland (2001²⁹⁰) предлагает алгоритм интерпретации сигналов индукционного LWD прибора, при которой величины УЭС и ДП рассчитываются независимо на базе однородной изотропной модели. Преобразование практических сигналов, измеренных на частоте 2 МГц, включает учет разной области чувствительности фазы и затухания, при этом получается оценка ДП, близкая для зондов разной длины.

²⁸⁷ Hizem M., Budan H., Deville B., Faivre O., Mosse L., Simon M. Dielectric Dispersion: A New Wireline Petrophysical Measurement // SPE Technical Conference and Exhibition. Colorado, September 21–24, 2008. Pap. SPE 116130. 21 p.

²⁸⁸ Bittar M., Li J., Kainer J. et al. A Modern Microwave Formation Evaluation Sensor and its Applications in Reservoir Evaluation // SPWLA 51th Annual Logging Symposium, June 19–23, 2010. Pap. B. 10 p.

²⁸⁹ LWD/MWD Resistivity Tool Parameters [Electronic resource] / Compiled by Zhou J., Information supplied by Meyer H., Wu J.-Q., Bittar M., Haugland M., Li Q. // SPWLA Resistivity SIG Survey. Presentation materials, 2009. April. 18 slides.

²⁹⁰ Haugland S.M. New Discovery with Important Implications for LWD Propagation Resistivity Processing and Interpretation // SPWLA 42 Annual Logging Symposium, June 17–20, 2001. Pap. LL. 14 p.

Н. Illfelder, E. Badea, P. Boonen, Z. Liu (2008 ²⁹¹) предлагают определять ДП по данным зондов LWD 2 МГц и 500 кГц на основе кросс-плотов значений разности фаз и затухания в зависимости от УЭС и ДП. При анализе значений, полученных из практических сигналов, измеренных на интервале сланцев, газонасыщенных сланцев, газо- и водонасыщенных песчаников и карбонатов, наблюдается хорошее разделение типов пород на графике УЭС–ДП, а также линейная зависимость ДП от УЭС для газонасыщенных песчаников и ее отсутствие для газонасыщенных сланцев; для песчаников ДП также квазилинейно зависит от водосодержания, возрастая с 300 при содержании воды 29% до 1500 при 50%.

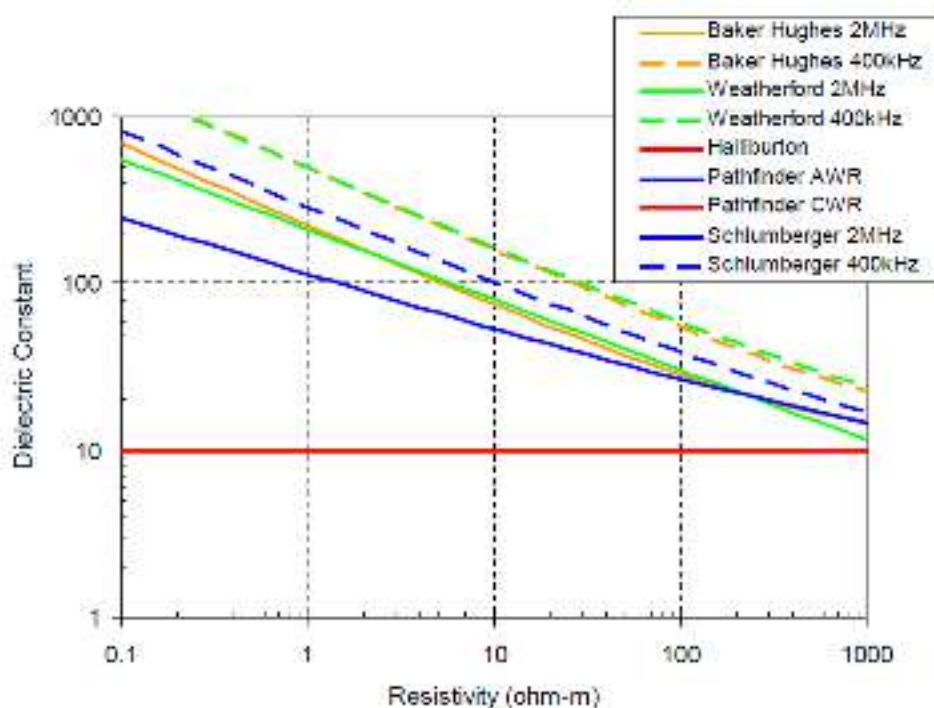


Рисунок 3.1 – Зависимость относительной диэлектрической проницаемости (ордината) от УЭС (абсцисса), используемая при количественной интерпретации разными компаниями (*LWD/MWD Resistivity Tool Parameters*, 2009 ²⁸⁹)

Зависимость ДП от водосодержания используется также в компании Schlumberger. По соотношению "водонасыщенной" пористости, определенной через оценку ДП по сигналам разноточных высокочастотных зондов, и пористости, определенной по данным плотностного и нейтронного каротажа, успешно идентифицируются зоны насыщения вязкой нефтью, пластовой водой и техногенно обводненные (М. Hizem, Н. Budan, В. Deville et al., 2008 ²⁸⁷).

²⁹¹ Illfelder H.M.J., Badea E.A., Boonen P., Liu Z. Identification of formation fluids using the dielectric constant determined from LWD wave propagation measurements // SPWLA 49th Annual Logging Symposium, May 25–28, 2008. Pap. ZZZ. 10 p.

Т.И. Ельцов в своей диссертации (2015 ²⁹²) предлагает проводить инверсию сигналов индукционного каротажа, измеренных прибором HDIL компании Baker Hughes. Прибор состоит из семи трехкатушечных зондов различной длины (от 0.1 до 2 м, оси катушек совпадают с осью прибора), измерения проводятся на восьми частотах в диапазоне от 10 до 155 кГц, регистрируются мнимая и реальная части э.д.с. Сигналы вначале трансформируются в значения кажущейся электропроводности по однородной среде, потом на основе модели поляризации Коул-Коул для электропроводности проводится инверсия с частотной дисперсией сигналов. Для инверсии автор выбирает симметричную модель Коул-Коул, а не Гаврильяка-Негами, потому что измеренных данных недостаточно, чтобы установить факт асимметричности диаграммы поляризации, кроме того она описывается меньшим числом параметров. В результате инверсии определяются параметры: УЭП на нулевой частоте (σ_0), время релаксации (τ), поляризуемость (m), параметр частотной зависимости (c). В приведенном результате подбора по данным, измеренным на интервале сланцев Хейнсвилль, причиной повышенных значений поляризуемости предполагается рассеянная пиритизация. В работе не приведены подробные сведения о литологии пластов обработанного интервала, их УЭС изменяется от 30 до 200 Ом·м, поляризуемость мало коррелирует с УЭП.

Также для низкочастотного ИК влияние ДП на измеряемые сигналы начали исследовать в компании Schlumberger с целью объяснения больших отрицательных мнимых компонент, измеренных еще в середине 1980-х гг. в сланцах Оклахомы (цит. по: В. Anderson, Т. Barber, М. Lüling, Р. Sen, 2006 ²⁹³). На частоте 26 кГц измеренные сигналы можно объяснить только при значениях ДП от 15000 до 30000 при УЭС этих пластов около 10 Ом·м. Подобное поведение сигналов прибора АIT-B в скважине в Техасе подбирается при значениях ДП 10000–60000 (при УЭС отложений 8–10 Ом·м). При этом в прискважинной зоне по значениям кажущегося УЭС определялось более низкое УЭС, чем в пласте, притом что ЗП должна быть повышающей (с УЭС не менее 25 Ом·м). Коррекция влияния скважины не решает эти вопросы, также как и повышенная магнитная проницаемость. Определенные таким образом значения ДП оказываются повышенными в интервалах газонасыщенных глинистых сланцев (В. Anderson, Т. Barber, М. Lüling et al., 2008 ²⁹⁴).

²⁹² Ельцов Т.И. Зависимость электрофизических параметров горной породы от петрофизических характеристик по данным диэлектрической спектроскопии и индукционного каротажа : дис. ... канд. физ.-мат. наук : 25.00.10. Новосибирск, 2015 98 с.

²⁹³ Anderson B.I., Barber T.D., Lüling M.G., Sen P.N. Observations of large dielectric effects on induction logs, or, can source rocks be detected with induction measurements? // SPWLA 47th Annual Logging Symposium, June 4–7, 2006. Pap. ООО. 12 p.

²⁹⁴ Anderson B., Barber T., Lüling M., Sen P., Taherian R., Klein J. Identifying potential gas-producing shales from large dielectric permittivities measured by induction quadrature signals // SPWLA 49th Annual Logging Symposium, May 25–28, 2008. Pap. НННН. 10 p.

В следующих исследованиях В. Anderson, Т. Barber, М. Lüling, Р. Sen (2007¹⁰⁰) для прибора LWD (серия ARC: Array Resistivity Compensated tool), работающего на частотах 400 кГц и 2 МГц, тестируют алгоритм интерпретации разности фаз и затухания с определением УЭС и ДП в три этапа: первый – пересчет измеренных сигналов в сигналы для точечного приближения генераторов и приемников, второй – расчет сигналов и их производных в однородной изотропной среде для точечного приближения, третий – итерационный подбор сигналов с определением УЭС и ДП. В примерах инверсии значение ДП составляет на частоте 400 кГц около 2500, на 2 МГц – около 100.

Таким образом, сейчас нет единого устоявшегося подхода к теоретическому описанию отклика флюидонасыщенной горной породы на возбуждение ее электромагнитным полем. Механизмы, обуславливающие частотную дисперсию электрофизических свойств на частотах единицы-десятки мегагерц, однозначно не определены. При экспериментальных исследованиях образцов при увеличении частоты от 1 до 14 МГц (диапазон ВЭМКЗ) значения относительной ДП снижаются от нескольких сотен до десятков, особенно высокие значения определяются для глинистых смесей и ненарушенных глинистых образцов. Из приборов каротажа наиболее близкой к частотам ВЭМКЗ является аппаратура LWD с частотами 400 или 500 кГц и 2 МГц, для которых определяются значения ДП около нескольких тысяч и нескольких сотен соответственно в глинистых сланцах. В отложениях Западной Сибири аналогичная задача может представлять интерес при анализе электрических свойств баженовской свиты.

3.2. Различие геоэлектрических моделей однородных глинистых пластов по данным ВЭМКЗ и БКЗ

3.2.1. Глины над коллектором АС₉ (Хорлорское месторождение)

Мощный однородный интервал глин в крышке коллектора АС₉ в разрезе Хорлорского месторождения является реперным, и в нем проводят проверку приборов скважинной электрометрии. Анализ данных каротажа в многочисленных скважинах показывает примерно одинаковую зависимость: по данным БКЗ и БК при инверсии кривых зондирования получаются близкие значения горизонтального УЭС, а значения УЭС, определяемое по сигналам электромагнитного зондирования (ВИКИЗ, ВЭМКЗ), оказываются, как правило, на 0.5–1.5 Ом·м ниже.

На диаграммах ρ_k (БКЗ, ВИКИЗ и БК), а также радиоактивного каротажа и ПС (рисунок 3.2) видна незначительная изменчивость электрофизических свойств на 11-метровом интервале глин (отмечен на рисунке красным прямоугольником и границами).

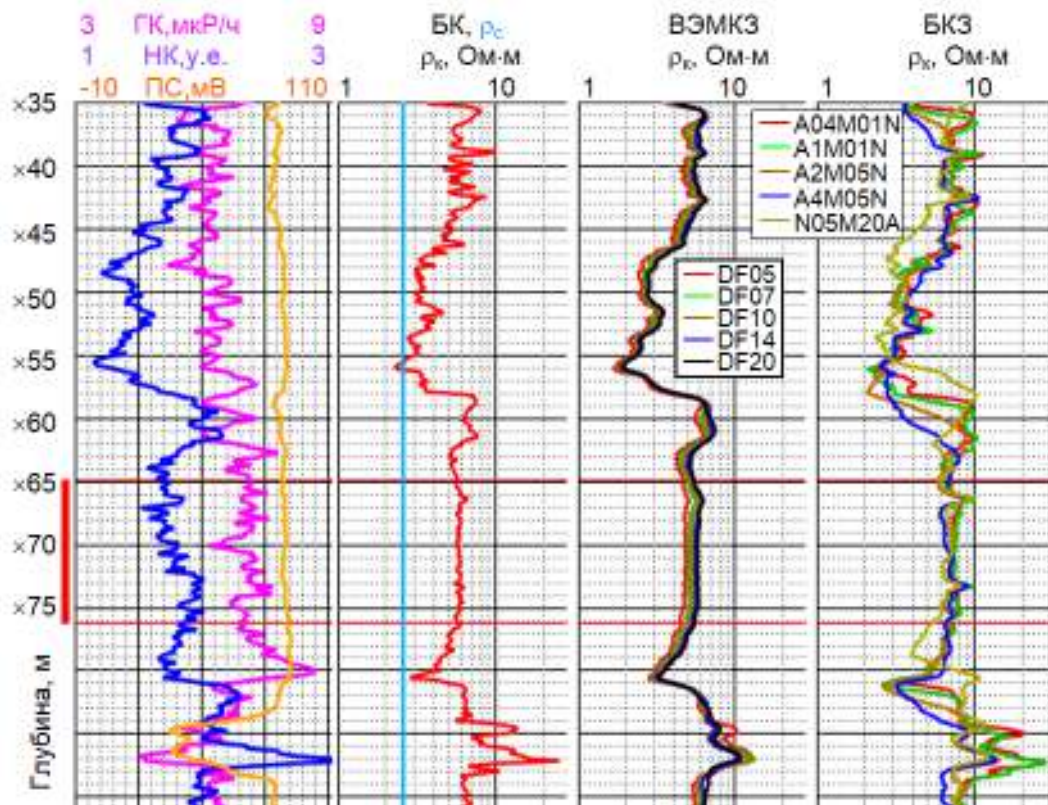


Рисунок 3.2 – Данные каротажа на интервале мощных однородных глин (Хорлорское месторождение)

При инверсии пластовых отсчетов в параметры цилиндрически-слоистой резистивной модели хорошо подбираются сигналы четырех зондов БКЗ (A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, N0.5M2.0A; невязка менее 1%), но синтетические сигналы ВИКИЗ для полученной резистивной модели оказываются далеко за пределами диапазона погрешностей измерения (рисунок 3.3; вертикальными отрезками показаны интервалы, соответствующие абсолютной погрешности измерения разности фаз $\pm 0.5^\circ$).

Данные из других скважин аналогичны рассмотренным (таблица 3.1, рисунок 3.4). Радиус скважин 0.108 м, раствор глинистый, УЭС раствора (ρ_c) около 2.5 Ом·м. На кривых зондирования заметен довольно большой разброс сигналов зонда A4.0M0.5N. При внимательном рассмотрении измеренных данных можно сделать вывод о занижении сигнала этого зонда в целом по скважинам 125 и 256. Последнее приводит к дополнительному снижению среднего значения ρ_k для этого зонда. Численная инверсия осредненных пластовых отсчетов (рисунок 3.5) приводит к такому же результату, что и в скважине 115, а именно к значительному расхождению измеренных сигналов ВИКИЗ и сигналов, рассчитанных в подобранной по данным БКЗ резистивной модели.

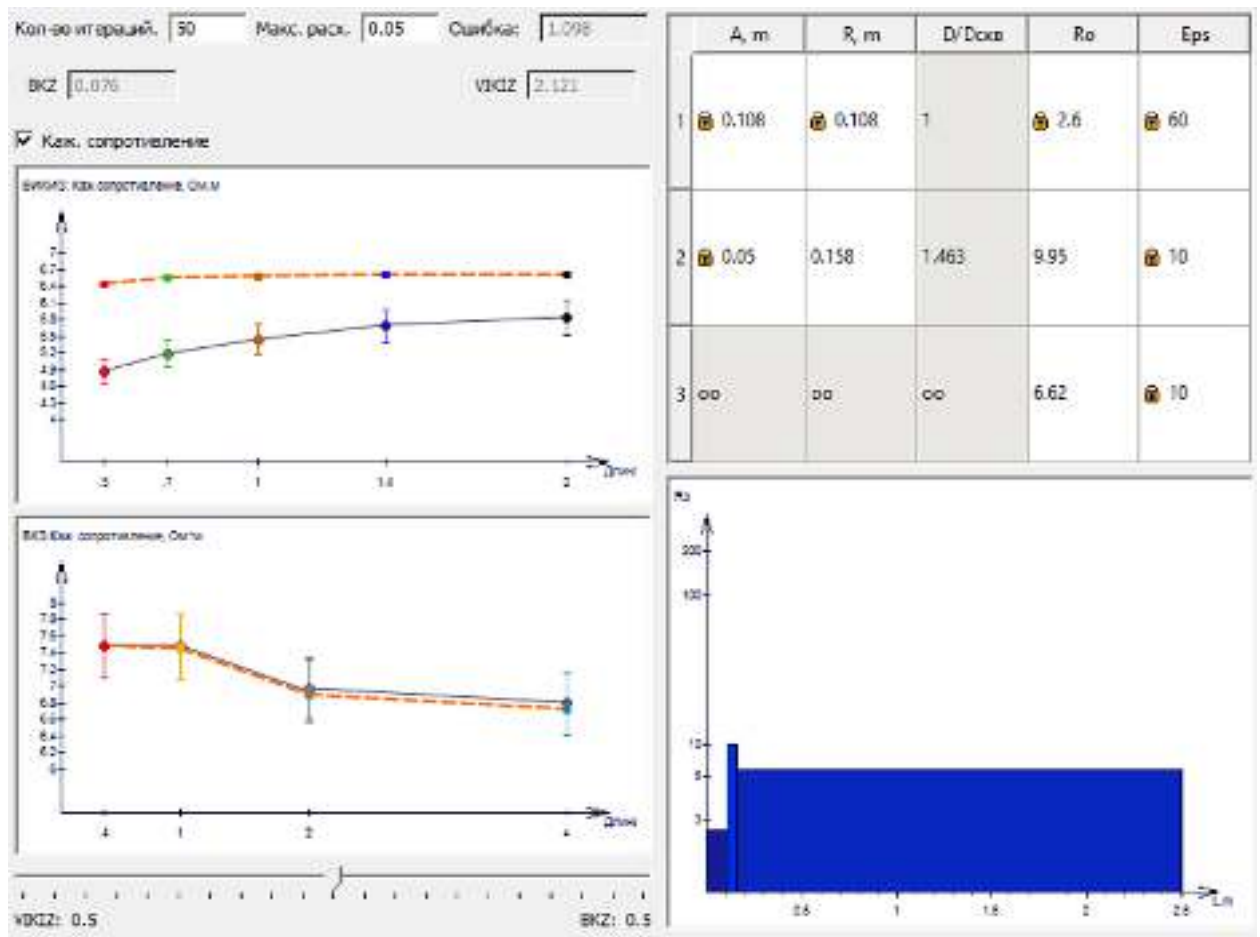


Рисунок 3.3 – Результат инверсии данных ВИКИЗ и БКЗ на выделенном интервале глин

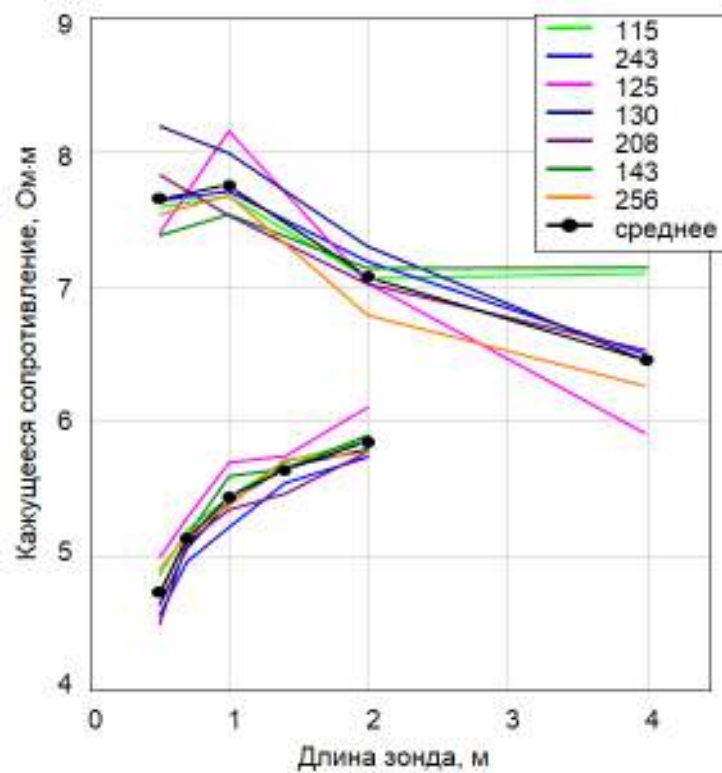
Рисунок 3.4 – Кривые зондирования (ρ_k) ВИКИЗ и БКЗ на интервале глин в 7 скважинах и их среднее

Таблица 3.1 – ρ_k по данным зондов БКЗ и ВИКИЗ

Длина зонда, м	ρ _к , Ом·м								Среднее	Дисперсия
	Номер скважины									
	115	243	125	130	208	143	256			
БКЗ										
0.5	7.58	7.63	7.39	8.18	7.83	7.38	7.53	7.65	0.26	
1	7.66	7.70	8.15	7.98	7.52	7.53	7.68	7.75	0.22	
2	7.06	7.18	7.02	7.29	7.01	7.13	6.79	7.07	0.15	
4	7.09	6.50	5.90	6.45	6.52	7.12	6.26	6.55	0.40	
ВИКИЗ										
0.5	4.85	4.56	4.99	4.63	4.49	4.71	4.89	4.73	0.17	
0.7	5.19	4.96	5.28	5.06	5.10	5.14	5.15	5.13	0.09	
1	5.44	5.21	5.69	5.40	5.34	5.59	5.37	5.43	0.15	
1.4	5.70	5.54	5.74	5.66	5.46	5.64	5.71	5.63	0.09	
2	5.86	5.73	6.11	5.79	5.77	5.89	5.76	5.84	0.12	
ρ _с , Ом·м	2.6	2.15	2.6	2.3	2.5	2.6	2.1			

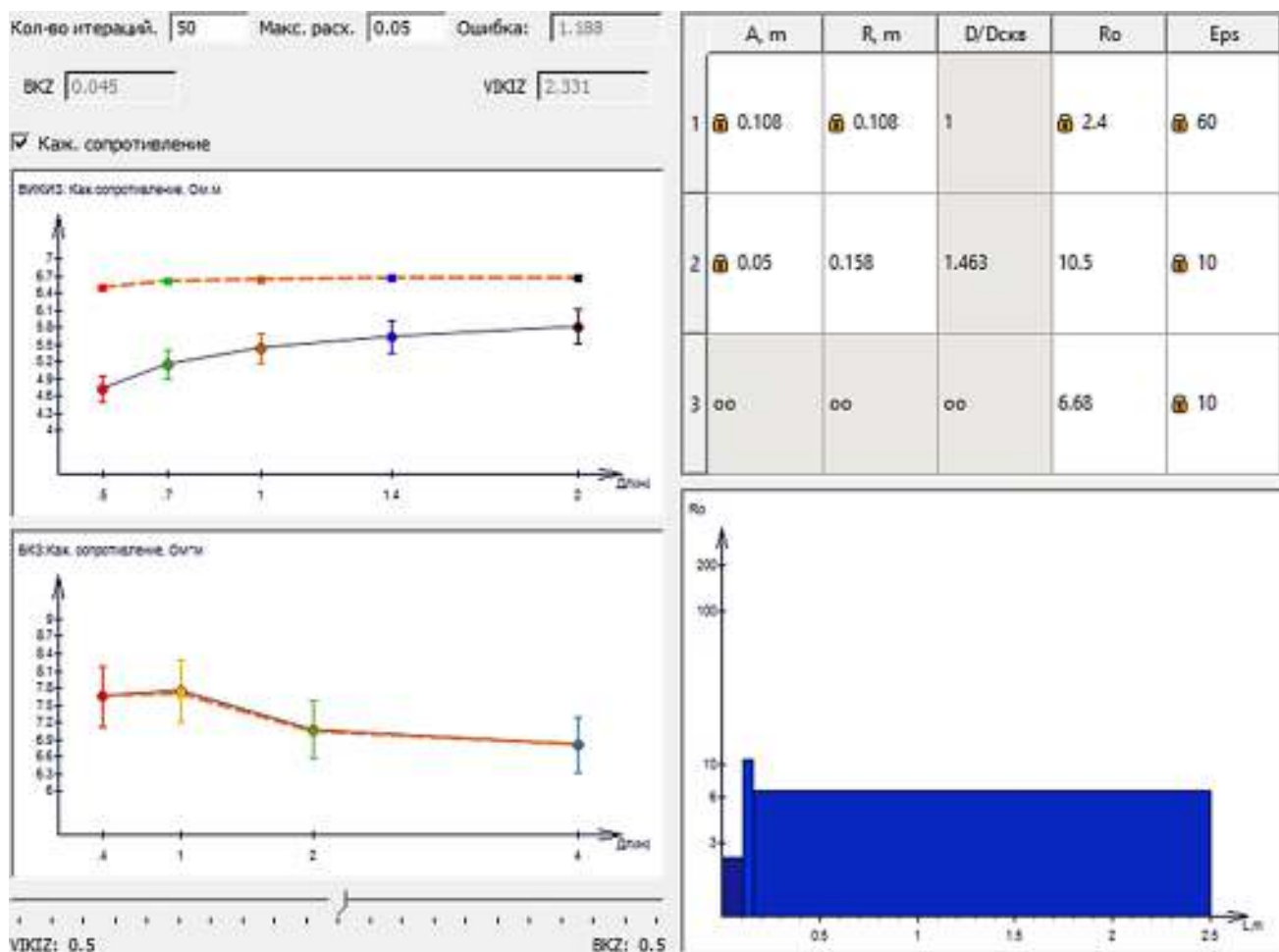


Рисунок 3.5 – Результат инверсии средних кривых БКЗ

3.2.2. Низкоомные глины Восточно-Сургутского месторождения

Подобное соотношение значений ρ_k и параметров модели, определяемых при инверсии сигналов, не является уникальным именно для этого пласта глин этого месторождения. Последнее наблюдается для глинистых отложений на разных месторождениях и на разной глубине. Еще один яркий пример такого поведения встречается при измерениях в неглубоко залегающих глинах, УЭС которых близко к УЭС бурового раствора ρ_p (рисунок 3.6). В этом случае на сигналы зондов ВИКИЗ практически не влияет эксцентриситет прибора, а на сигналы градиент-зондов – анизотропия УЭС глинистых отложений. Значения ρ_k зондов БКЗ и БК совпадают в пределах погрешности измерений, а зондов ВЭМКЗ разной длины – заметно расходятся, причем короткие высокочастотные зонды показывают меньшие значения ρ_k , чем длинные низкочастотные. Разница значений $\Delta\varphi$, измеренных зондами DF05 и DF20, составляет 3.2° , что в несколько раз больше абсолютной погрешности измерения.

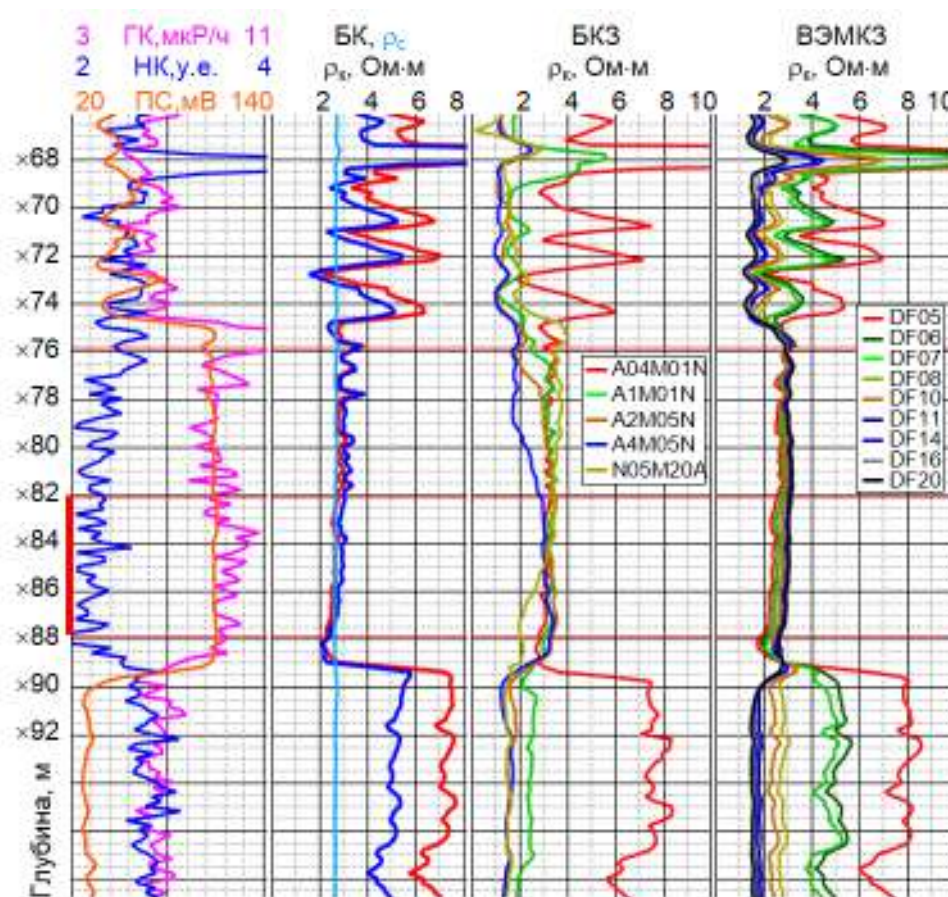


Рисунок 3.6 – Данные каротажа на интервале мощных однородных глин (аппаратура СКЛ-160, Восточно-Сургутское месторождение), глубина около 1700 м

В результате инверсии сигналов БКЗ для резистивной модели определяется УЭС глин 3.3 Ом·м (рисунок 3.7). При высоком качестве подбора сигналов градиент-зондов для ВЭМКЗ все синтетические значения ρ_k лежат выше значений, определенных по измеренным разностям

фаз. Разница между расчетными и измеренными значениями $\Delta\varphi$ тем больше, чем выше частота и короче зонд: DF05 – 3.8°, DF06 – 2.1°, DF07 2.8°, DF08 – 1.4°, DF10 – 2.0°, DF11 – 0.9°, DF14 – 1.2°, DF16 – 0.6°, DF20 – 0.9° (пары значений разности фаз, град.: 21.7 25.5; 14.7 16.8; 21.5 24.3; 14.6 16.0; 21.5 23.5; 14.6 15.5; 21.4 22.6; 14.6 15.2; 21.4 22.3). Для всех зондов разница превышает значение 0.5°.

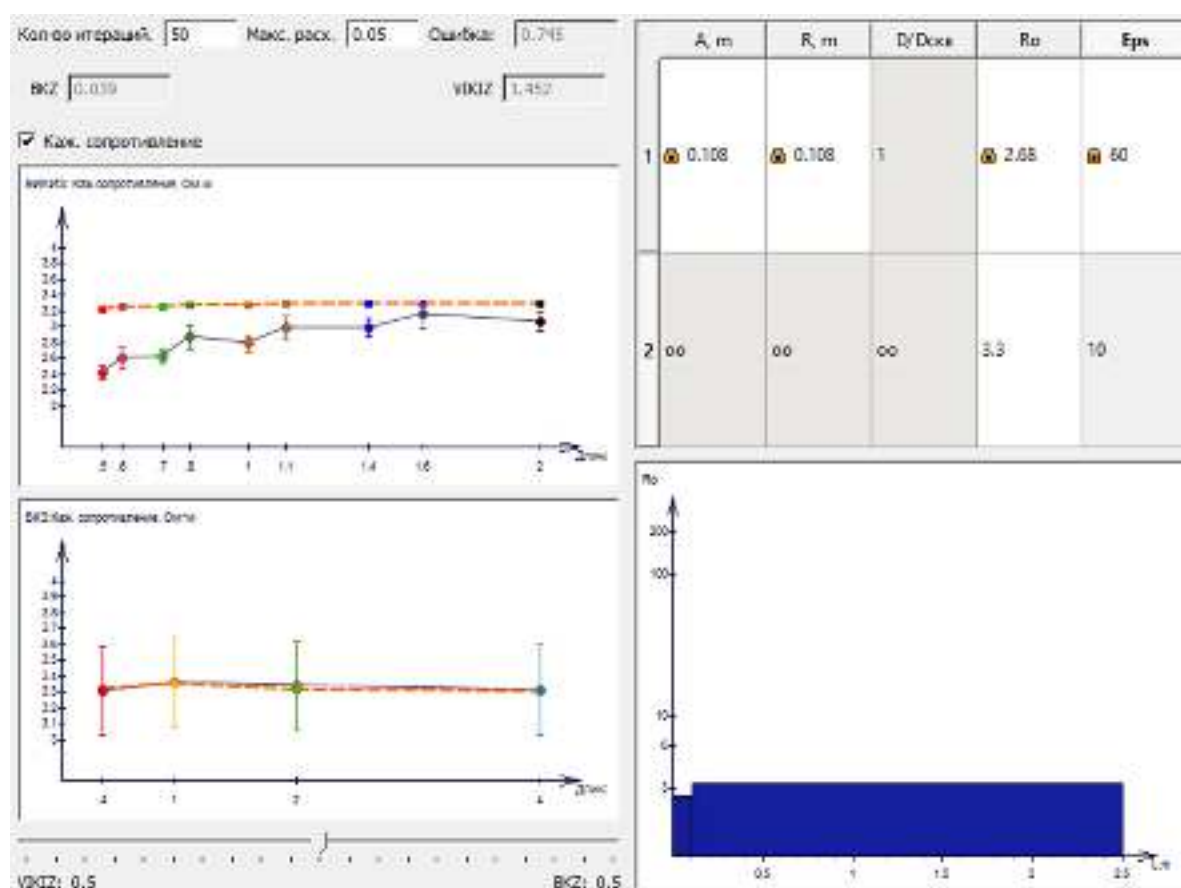


Рисунок 3.7 – Резистивная модель, полученная в результате инверсии сигналов БКЗ

Поскольку установлено, что магнитная проницаемость осадочных отложений Западной Сибири практически повсеместно не отличается от магнитной проницаемости вакуума, причиной таких расхождений в данных постоянного и переменного тока являются процессы электрической поляризации разного размера частиц, составляющих породы, а также поверхность пор. Если считать УЭС пласта, установленное по данным БКЗ, фиксированным и изменять значение относительной диэлектрической проницаемости глинистого пласта, можно достичь хорошего совпадения расчетных и измеренных значений $\Delta\varphi$ при $\epsilon \approx 160\text{--}180$ (рисунок 3.8).

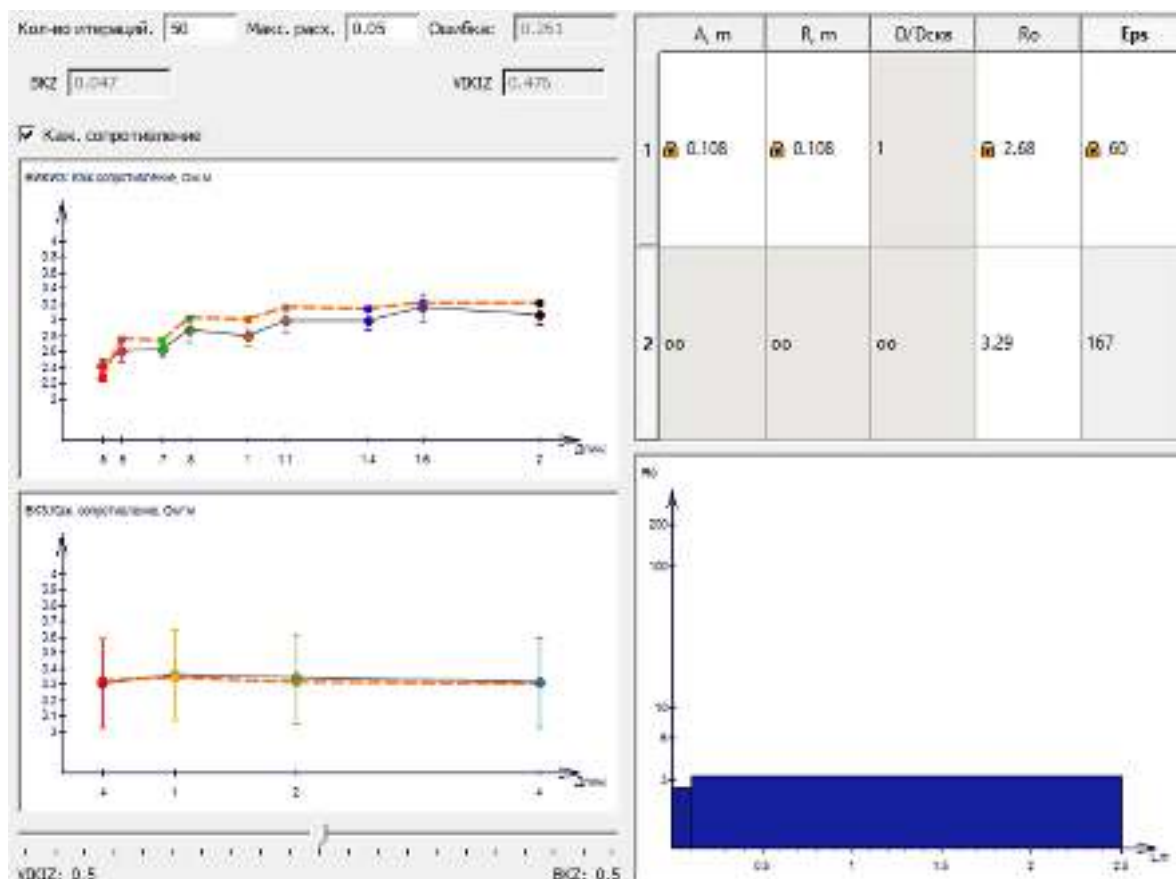


Рисунок 3.8 – Модель " $\rho - \epsilon$ ", полученная в результате совместной инверсии

3.3. Сигналы высокочастотного электромагнитного каротажа в однородной гомогенной высокоомной среде с учетом ее диэлектрических свойств (Телецкое озеро)

Зависимость сигналов ВЭМКЗ от диэлектрической проницаемости среды подтверждается экспериментально зимой 2006 г. при измерениях сотрудниками НППГА "Луч" в пресной воде Телецкого озера (К.В. Сухорукова, А.Н. Петров, М.Н. Никитенко, 2007²⁹⁵). При анализе сигналов, записанных при профилировании границы "воздух – вода", для воды получаются значения $\rho = 170\text{--}190 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\epsilon = 62\text{--}67$. Значение ρ подтверждается независимыми измерениями кондуктометром. Минерализация воды в озере в среднем составляет около 80 мг/дм^3 (по данным Л.А. Долматовой, 2011²⁹⁶).

Цель испытаний аппаратуры ВИКИЗ и ВЭМКЗ на Телецком озере – анализ качества измерения в диапазоне низких значений разности фаз. Этот диапазон ($0\text{--}2^\circ$) соответствует высо-

²⁹⁵ Сухорукова К.В., Петров А.Н., Никитенко М.Н. Численный анализ измерений ВИКИЗ и ВЭМКЗ на Телецком озере // Каротажник, 2007. № 5. С. 30–38.

²⁹⁶ Долматова Л.А. Особенности гидрохимического режима Телецкого озера в период осеннего охлаждения // Мир науки, культуры, образования, 2011. № 6 (31). С. 418–421.

ким значениям УЭС (более 100 Ом·м), которые характерны для коллекторов с высоким газонефтенасыщением, карбонатных разрезов и тонкослоистых пород, сложенных чередующимися прослоями с высоким контрастом УЭС.

Исследования с применением аппаратуры ВИКИЗ и ВЭМКЗ проводились 18 февраля 2006 г. на льду Телецкого озера в районе сейсмической станции "Артыбаш". Глубина озера в месте проведения эксперимента более 8.5 м, электропроводность воды по данным кондуктометра "АНИОН-7020" на поверхности и на глубине 3 м составляла 52–58 мкСм/см (что соответствует значениям УЭС 172–192 Ом·м); температура +1°С.

Для регистрации сигнала в воздухе каждый прибор подвешивался на металлической треноге (рисунок 3.9), собранной из стальных труб, высотой 4.8 м. В процессе эксперимента прибор погружался на глубину 2.0 м от нижней кромки льда до кабельной головки и поднимался подъемным устройством над водной поверхностью. Небольшое покачивание при подъеме приборов ВИКИЗ привело к тому, что в сигналах длинных низкочастотных зондов проявилось влияние элементов треноги.

Измерялись значения разности фаз в воде на указанной глубине и в воздухе после поднятия прибора (таблицы 3.2–3.3). При профильных измерениях при подъеме приборов ВИКИЗ №2 и ВЭМКЗ из воды в воздух на крайних отрезках профиля зонды находятся



Рисунок 3.9 – Прибор ВИКИЗ на треноге

далеко от границы, и средний уровень сигналов не изменяется. По данным статистической обработки (таблица 3.4) сигналов в этих положениях можно сделать вывод о высокой стабильности измерений. Для обоих приборов разница между максимальным и минимальным значениями не превышает 0.2°, а среднеквадратическое отклонение максимально для длинных зондов – 0.06° и не превышает 0.04° для остальных. В таблицах 3.2 и 3.4 не приведены значения для зонда DF20 приборов ВИКИЗ при измерении в воздухе, потому что они искажены влиянием металлических деталей треноги.

Следует отметить хорошую повторяемость измеренных сигналов, показанную в таблицах 3.2–3.4 для каждого зонда каждого прибора, при некоторых различиях показаний одинаковых зондов разных приборов. Например, зонды DF07

приборов ВИКИЗ №1 и ВЭМКЗ в воде показывают близкие значения (3.39 и 3.31°), а прибора ВИКИЗ № 2 – отличающееся от этих значений на 0.5°. Следовательно, при низком уровне случайного шума и высокой повторяемости в сигналах может присутствовать систематическая составляющая, обусловленная особенностями настройки конкретного прибора.

Таблица 3.2 – Измерения в воде и в воздухе приборами ВИКИЗ

	ВИКИЗ № 1		ВИКИЗ № 2	
Зонд, м	Разность фаз в воде, град.	Разность фаз на воздухе, град.	Разность фаз в воде, град.	Разность фаз на воздухе, град.
0.5	7.81	0.11	7.24	0.06
0.7	3.39	0.05	3.80	0.15
1.0	2.77	0.05	2.87	0.16
1.4	1.84	0.15	1.79	0.05
2.0	1.48	–	1.38	–

Таблица 3.3 – Измерения в воде и в воздухе прибором ВЭМКЗ

Зонд, м	Разность фаз в воде, град.	Разность фаз в воздухе, град.
0.5	7.23	– 0.13
0.6	3.05	0.00
0.7	3.31	0.04
0.8	1.64	– 0.04
1.0	3.01	0.04
1.1	1.07	–0.04
1.4	1.82	0.04
1.6	0.74	0.00
2.0	1.47	–0.13

Подбор электрофизических параметров воды, соответствующих измеренным значениям разности фаз, проводился следующим образом.

С использованием программы расчета разности фаз для зондов ВЭМКЗ в осесимметричной среде (ALVIK, см. п. 1.2.1) ручным подбором оценивались диапазоны изменения параметров, на основе критерия нахождения синтетической кривой зондирования в пределах измеренных значений (между минимальным и максимальным значениями сигналов, определенными погрешностью измерения). Далее проводился подбор модели перебором пары значений (ϵ , ρ) с достаточно подробным шагом в установленных диапазонах.

Таблица 3.4 – Статистические характеристики сигналов

ВИКИЗ № 2					
Измерения в воде					
Зонд	Число измерений	Среднее, град.	sd $\pm$, град.	min, град.	max, град.
DF05	543	7.23	0.03	7.14	7.29
DF07	543	3.82	0.03	3.74	3.90
DF10	543	2.88	0.04	2.77	2.98
DF14	543	1.78	0.04	1.69	1.89
DF20	543	1.37	0.06	1.28	1.48
Измерения в воздухе					
DF05	229	−0.02	0.03	−0.11	0.05
DF07	182	0.13	0.04	0.00	0.20
DF10	229	0.13	0.04	0.05	0.26
DF14	150	−0.06	0.06	−0.15	0.05
ВЭМКЗ					
Измерения в воде					
Зонд	Число измерений	Среднее, град.	sd $\pm$, град.	min, град.	max, град.
DF05	69	7.23	0.02	7.19	7.27
DF06	69	3.03	0.03	2.97	3.05
DF07	60	3.32	0.02	3.23	3.36
DF08	135	1.66	0.03	1.56	1.74
DF10	135	3.02	0.03	2.97	3.10
DF11	135	1.04	0.03	0.99	1.12
DF14	120	1.80	0.04	1.74	1.89
DF16	120	0.74	0.03	0.66	0.79
DF20	120	1.40	0.05	1.30	1.47
Измерения в воздухе					
DF05	125	−0.07	0.03	−0.13	−0.04
DF06	125	0.01	0.02	−0.04	0.09
DF07	93	0.04	0.02	0.00	0.09
DF08	125	−0.01	0.03	−0.09	0.04
DF10	120	0.05	0.02	0.00	0.09
DF11	109	−0.01	0.04	−0.09	0.09
DF14	85	0.05	0.03	0.00	0.13
DF16	79	−0.02	0.03	−0.09	0.09

Среда описывается двухслойной моделью с цилиндрическими границами, внутренний слой соответствует изолирующему корпусу прибора (радиус корпуса ВИКИЗ 0.0365 м, ВЭМКЗ — 0.051 м, УЭС 1000 Ом·м). Для каждой пары (ϵ , ρ) вычисляются разность фаз для всех зондов

и среднеквадратическая функция невязки между рассчитанными и измеренными значениями. Потом из всех значений функции невязки выбирается минимальное, и соответствующая ему пара (ϵ , ρ) считается подобранными параметрами воды. Последние приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Значения диэлектрической проницаемости и УЭС воды

Зонд	ϵ	УЭС, Ом·м	Целевая функция, %	Диапазон ϵ	Диапазон УЭС, Ом·м
ВИКИЗ №1	63.6	174.8	0.17	61–68	157–176
ВИКИЗ №2	60.4	165.8	0.08	59–65	157–168
ВЭМКЗ	62.2	155.5	0.14	60–65	151–161

Графически экспериментальные и рассчитанные для подобранных параметров кривые зондирования представлены на рисунке 3.10. Вертикальными отрезками изображены погрешности измерений. Как можно заметить, для всех приборов разность фаз, измеренная зондом 0.7 м, занижена относительно расчетной, а измеренная зондом 1.0 м – завышена, на величину около 0.5° . Наилучшее совпадение кривых наблюдается для прибора ВИКИЗ № 2.

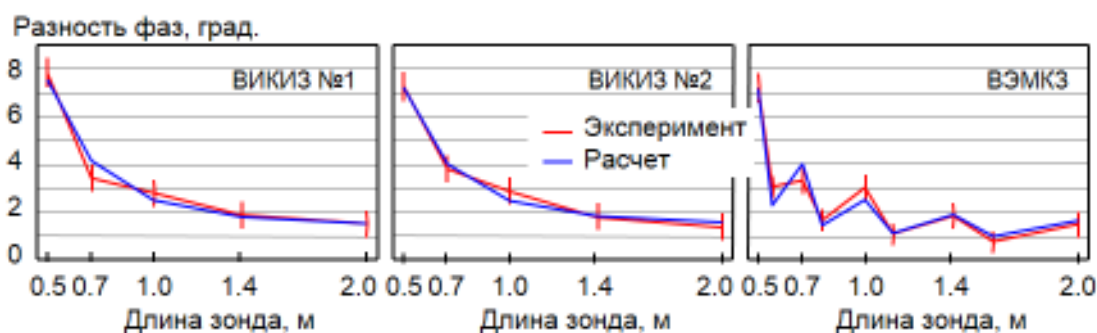


Рисунок 3.10 – Экспериментальные (с погрешностями измерения) и синтетические кривые зондирования

Различие между расчетными кривыми зондирования для моделей из таблицы 3.5 (рисунок 3.11) много меньше погрешностей измерения, поэтому каждая из пар найденных значений (ϵ , ρ) может считаться параметрами воды.

Электропроводность воды, определенная кондуктометром в диапазоне 52–58 мкСм/см, соответствует значениям УЭС 172–192 Ом·м. Подобранные значения УЭС в среднем оказываются ниже. Занижение оценки УЭС при инверсии может быть вызвано систематической ошибкой измерения какими-либо зондами. В данном случае при автоматической инверсии сигналов завышение разности фаз зондом 1.0 м приводит к занижению подбираемого значения УЭС: синтетическая кривая зондирования проходит ниже значений, измеренных зондами 1.4 и 2.0 м. Если придать больший вес сигналам длинных зондов, то подбирается диапазон значений УЭС 180–

200 Ом·м, что больше соответствует данным кондуктометра. При этом оценка значения диэлектрической проницаемости практически не изменяется, т.к. от нее в большей степени зависят сигналы коротких зондов, которые подбираются также хорошо.

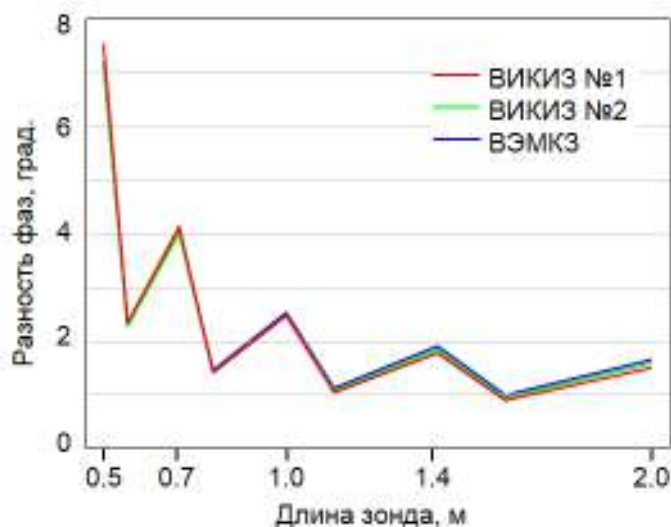


Рисунок 3.11 – Синтетические кривые зондирования для всех моделей из таблицы 3.5.

Например, при инверсии сигнала ВИКИЗ № 2 для модели из таблицы 3.5 очевидно занижение УЭС (рисунок 3.12): синтетическая кривая проходит в интервале погрешности измерений для зондов 1.4 и 2.0 м, но ниже его середины (измеренного сигнала). Увеличение УЭС пласта до 200 Ом·м приводит к сигналам, более близким к измеренным. Влияние изменения ϵ в диапазоне 61–67 не приводит к ухудшению подбора: целевая функция не превышает 0.3 %. Уточнение таким же образом параметров для измерений ВИКИЗ № 1 приводит к значениям УЭС 180 Ом·м, $\epsilon=62$ –68 при целевой функции 0.5 % и для ВЭМКЗ – 190 Ом·м, $\epsilon=62$ –67 при целевой функции 0.7 %.

Следовательно, с учетом систематических отклонений сигналов среднего зонда УЭС воды находится в диапазоне 170–190 Ом·м, а диэлектрическая проницаемость – 62–67. Абсолютные отклонения между экспериментальными и синтетическими значениями для модели $\rho=180$ Ом·м, $\epsilon=62$ приведены в таблице 3.6. Из сигналов в воде вычтены значения в воздухе.

Регистрация разности фаз в профильном варианте проводилась через равные промежутки времени с помощью ручной лебедки. При таких условиях эксперимента трудно обеспечить стабильность скорости перемещения прибора, что и составило основную сложность при анализе результатов измерений. С учетом того, что в воде проводились дополнительные измерения в нижней точке профиля без перемещения, а время начала движения не отмечено, невозможно привязать нижнюю точку профиля к определенной глубине. Поэтому измеренные разности фаз

соотносились с синтетическими сигналами как для пересчета времени в глубину, так и при удалении временных "стоянок" прибора. Расчет сигналов ВИКИЗ и ВЭМКЗ проводился по программе NGSL (авторы М.И. Эпов, М.Н. Никитенко; п. 1.2.1).

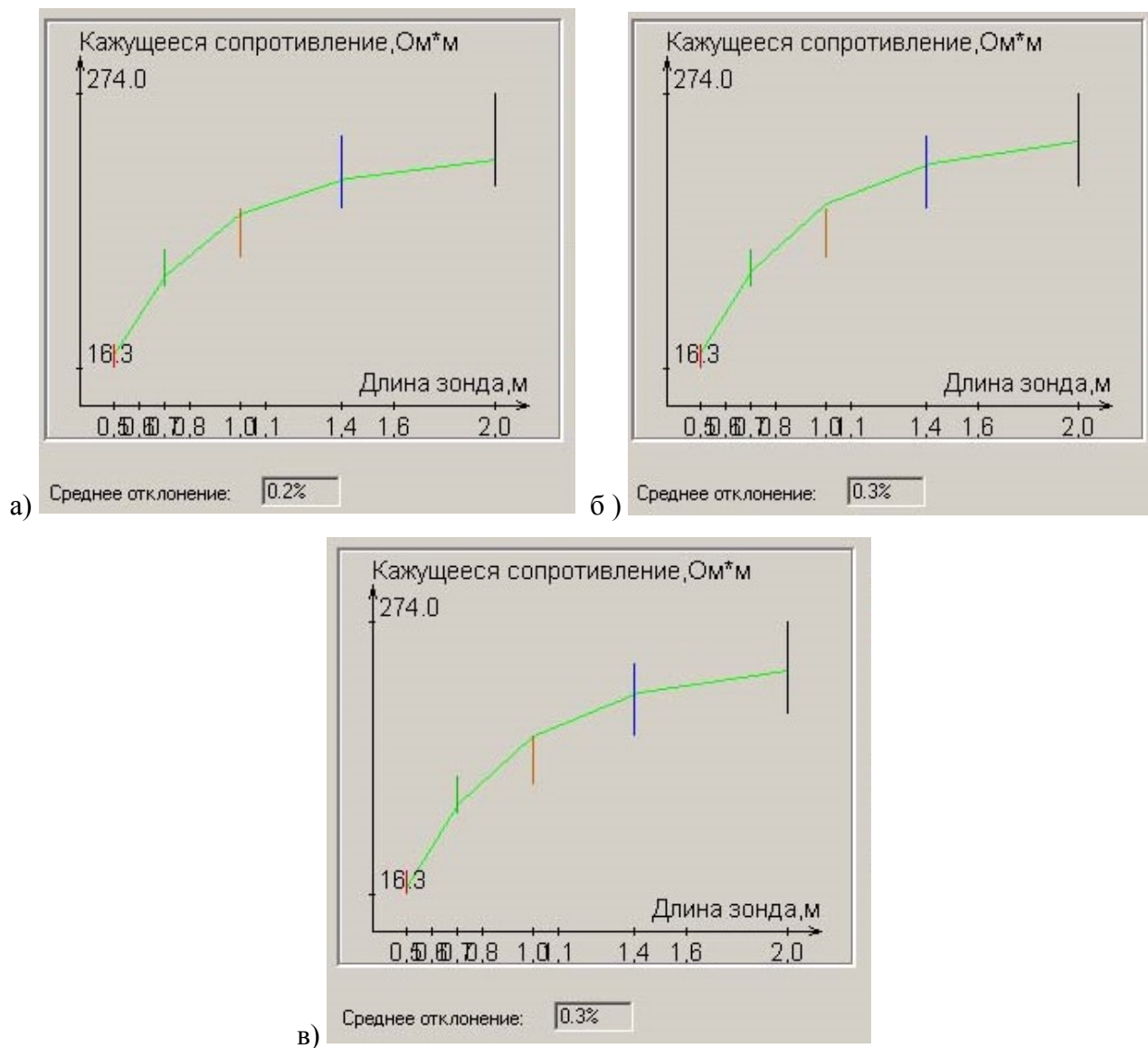


Рисунок 3.12 – Варианты интерпретации сигналов прибора ВИКИЗ №2. Значения УЭС и ε : 165 Ом·м и 61 (а); 200 Ом·м и 61 (б); 200 Ом·м и 65 (в)

Синтетические сигналы рассчитаны для модели со слоем льда толщиной 1 м с $\varepsilon=3.5$ (что соответствует данным на 339 с. в учебнике Э. Парселла (1983²⁹⁷), ссылающегося на работу R. Auty, R. Cole 1952²⁹⁸) и УЭС 10000 Ом·м. Добавление слоя льда приводит к очень небольшим изменениям разности фаз (в пределах погрешности измерения) по сравнению со значениями в

²⁹⁷ Парселл Э. Электричество и магнетизм. Берклевский курс физики. Т. 2. – М.: Наука, 1983. – 416 с.

²⁹⁸ Auty R.P., Cole R.H. Dielectric properties of ice and solid D₂O // J.Chem.Phys., 1952. V. 20 (8). P. 1309–1314.

модели "вода – воздух". УЭС воздуха 10000 Ом·м, УЭС воды 180 Ом·м и $\varepsilon=62$, глубина границы "вода – лед" 0 м, то есть принята за начало отсчета вертикальной координаты.

Таблица 3.6 – Отклонение измерений в воде от расчетных значений

Зонд	Разность фаз, град		Отклонение, град.
	Измерение	Расчет	
ВИКИЗ № 1			
DF05	7.70	7.23	0.47
DF07	3.34	3.94	−0.60
DF10	2.72	2.34	0.38
DF14	1.69	1.70	−0.01
DF20	1.48	1.42	0.06
ВИКИЗ № 2			
DF05	7.24	7.23	0.01
DF07	3.80	3.94	−0.14
DF10	2.87	2.34	0.53
DF14	1.79	1.70	0.09
DF20	1.38	1.42	−0.04
ВЭМКЗ			
DF05	7.36	7.23	0.13
DF07	3.27	3.94	−0.63
DF10	2.97	2.34	0.63
DF14	1.78	1.70	0.08
DF20	1.60	1.42	0.18
DF06	3.05	2.22	0.83
DF08	1.68	1.33	0.35
DF11	1.11	0.98	0.13
DF16	0.74	0.84	−0.10

Относительно простой формой отличаются графики разности фаз, зарегистрированной прибором ВИКИЗ №2. На них четко видны замедления движения прибора ("стоянки"), поэтому интервалы "стоянок" могут быть легко исключены из записи. На промежуточной стадии подготовки данных на графиках измеренных короткими зондами значений (рисунок 3.13) заметны интервалы как совпадения наклона с наклоном графиков расчетных данных (–0.5–0 м, 0.1–0.3 м и 0.5–1.2 м), так и участки стабильного сигнала во время "стоянок" между этими интервалами.

Записи ВЭМКЗ искажены сильнее, но участки ненарушенного сигнала и "стоянок" также явно определяются. Например, зонды DF06 и DF07 работают на частоте 7 МГц. Сравнение их сигналов приводит к выводу, что сложная форма сигнала зонда DF07 связана именно с неравномерностью записи. Поэтому на графике сигнала зонда DF06 проявляется только волна, связанная с отражением от границы между веществами с разной ϵ , но нет дополнительного максимума, аналогичного максимуму на глубине -0.2 м на диаграмме зонда DF07.

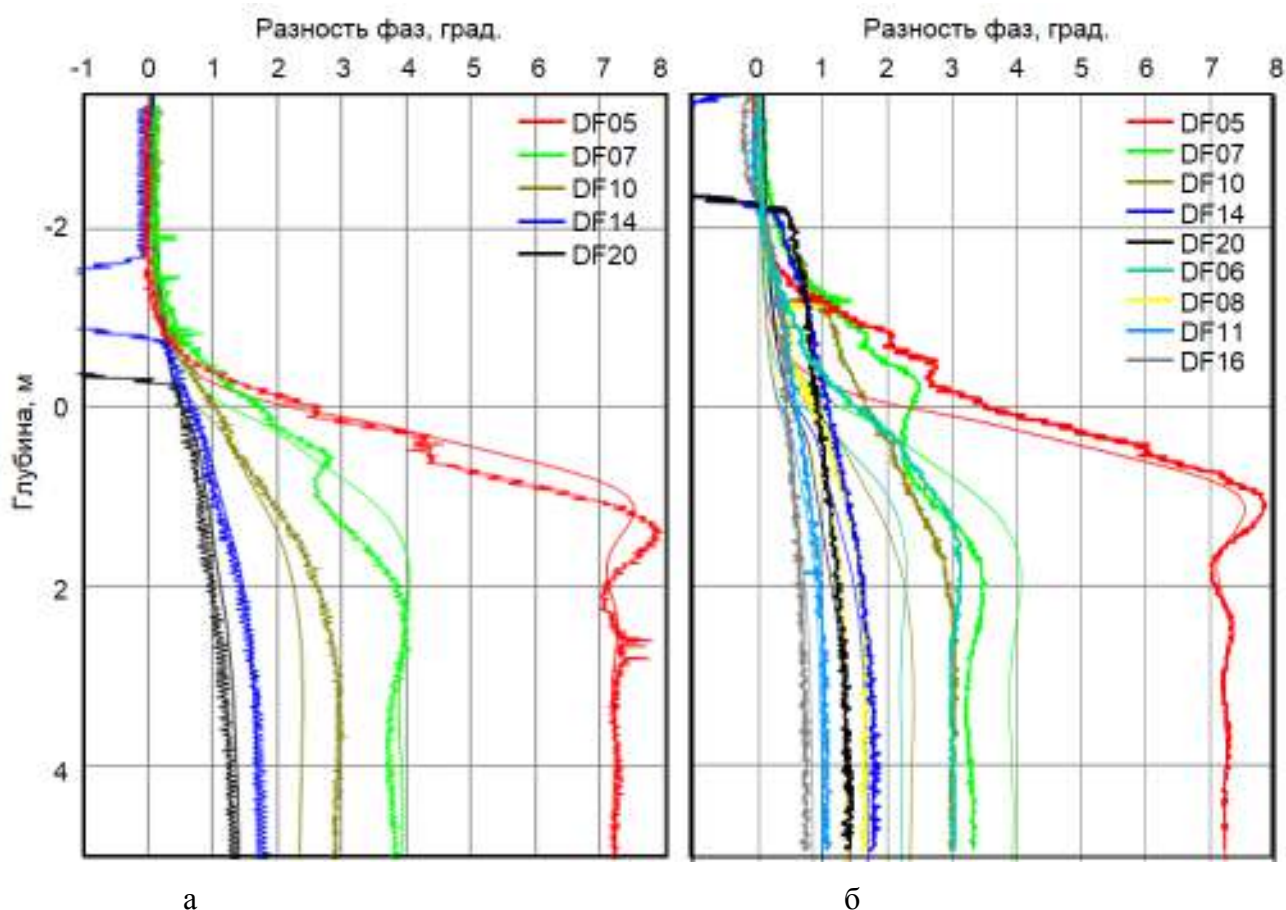


Рисунок 3.13 – Значения разности фаз, измеренные приборами ВИКИЗ №2 (а) и ВЭМКЗ (б) и рассчитанные для модели "вода – воздух"

Следует отметить, что интервал глубин, на которых прибор полностью находится в воде, отличается равномерностью движения – а это интервал всех низкочастотных колебаний, обусловленных отражением поля от границы "вода – лед".

Для "очищенных" от "стоянок" записей разности фаз временные отсчеты переводились в значения глубины. Главным критерием подбора коэффициента пересчета временной шкалы в глубину являлось совпадение экстремумов на графиках измеренных и рассчитанных значений $\Delta\phi$ для короткого зонда (рисунок 3.14). Синтетические сигналы отмечены более темным цветом. На глубине более 4.5 м показаны значения, измеренные при фиксированном положении прибора в нижней точке.

Систематическое различие между экспериментальными и расчетными значениями разности фаз зонда DF10 прибора ВИКИЗ составляет в воде около 0.5° , что соответствует данным из таблицы 3.6. Разность фаз, измеренная зондом DF10, показана желтым цветом, желто-зеленым – умноженная на коэффициент 0.83. Усиление колебаний на диаграмме разности фаз короткого зонда (глубина 2.3–2.5 м), возможно, обусловлено покачиванием прибора, а искажения показаний зондов DF14 и DF20 на глубине от –1.5 до –0.5 м – влиянием деталей металлической треноги.

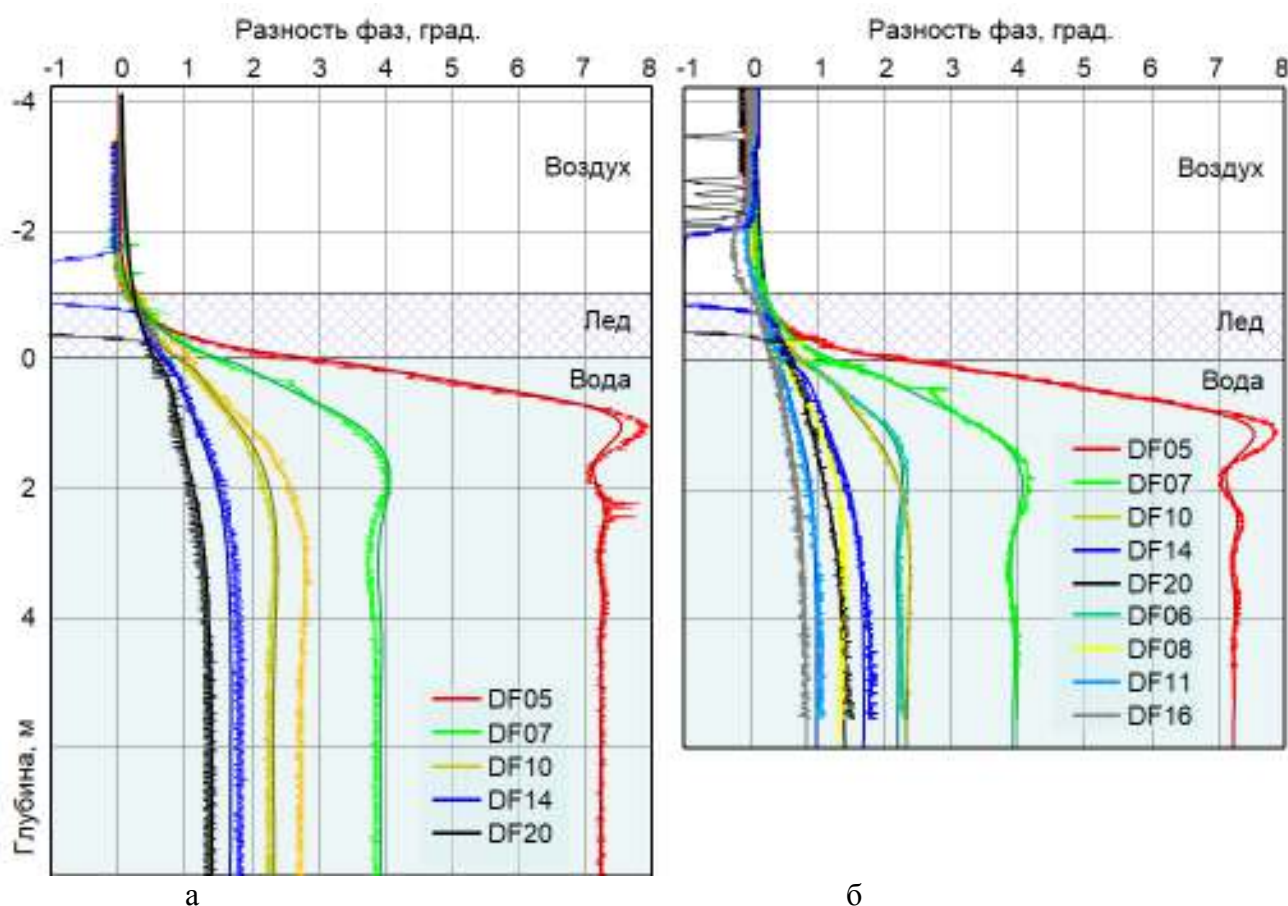


Рисунок 3.14 – Значения разности фаз, измеренные приборами ВИКИЗ №2 (а) и ВЭМКЗ (б): после коррекции и рассчитанные для модели "вода – воздух"

При масштабировании сигналов прибора ВЭМКЗ (рисунок 3.14б) значения разностей фаз умножались на следующие коэффициенты: DF06 – 0.75, DF07 – 1.20, DF08 – 0.85, DF10 – 0.78, DF16 – 1.10, DF20 – 1.05; сигналы зондов DF05, DF11, DF14 не изменялись.

Итак, анализ измерений разности фаз разными приборами (ВИКИЗ и ВЭМКЗ) в пресной воде Телецкого озера приводит к следующим выводам.

Разность фаз, измеряемая на разных частотах, зависит от диэлектрической проницаемости воды, и изменение ее вследствие этого много больше погрешности измерения. Зарегистрированным тремя приборами значениям в удаленном от границы положении соответствуют значениям УЭС воды в диапазоне 170–190 Ом·м и ϵ в диапазоне 62–67.

На границе изолятора (лед или воздух) и диэлектрика (пресная вода) происходит отражение генерируемых электромагнитных волн, что приводит к образованию стоячих волн и проявляется в видимом колебании значений разности фаз, измеренных высокочастотными зондами (14 и 7 МГц). Период колебаний разности фаз на частоте 14 МГц составляет около 1.3 м, на частоте 7 МГц – вдвое больше. Длина электромагнитной волны в веществе с диэлектрической проницаемостью ϵ и магнитной проницаемостью μ равна $\lambda = \frac{c}{\sqrt{\epsilon\mu}f}$, где $c \approx 3 \cdot 10^8$ м/с – скорость света в вакууме. Для частоты $f = 14$ МГц длина электромагнитной волны в вакууме составляет 21.4 м, в воде с $\epsilon=62$ и $\mu = 1$ $\lambda = 21.4/\sqrt{\epsilon}=2.72$ м. В стоячей волне между пучностями должно быть расстояние, вдвое меньшее длины волны – $2.72/2=1.36$ м. Для $\epsilon=80$ длина волны 2.39 м, между пучностями 1.20 м. Следовательно, для 14 МГц диапазон возможных значений расстояния между максимумами $\Delta\phi$ 1.20–1.36 м. Для частоты 7 МГц расстояния между пучностями вдвое больше, то есть, 2.40–2.72 м. Эти величины соответствуют наблюдаемым расстояниям между экстремумами измеренных значений $\Delta\phi$.

3.4. Влияние диэлектрической проницаемости на сигналы ВЭМКЗ в геоэлектрических моделях разной сложности

3.4.1. Однородная среда

Трансформация в кажущееся УЭС в традиционном понимании определяется как УЭС однородной среды, сигнал в которой совпадает с сигналом, измеренным в реальной среде или рассчитанным для геоэлектрической модели более сложного строения. Поэтому аналогичный подход к простейшей обработке разности фаз и отношения амплитуд, измеренных каждым зондом ВЭМКЗ, состоит в нахождении такой однородной среды, в которой были бы измерены такие же значения, тогда значения ее параметров ρ и ϵ называются кажущимися удельным электрическим сопротивлением ρ_k и относительной диэлектрической проницаемостью ϵ_k . Поскольку пересчет в параметры однородной среды является самым быстрым и простым, именно эти трансформации сигналов являются общепринятыми для представления электрофизических измерений в скважинах. Поэтому анализ зависимости разности фаз и отношения амплитуд от ρ и ϵ необходимо начать с модели однородной среды (К.В. Сухорукова, Д.А. Литвиченко, 2017²⁹⁹).

²⁹⁹ Сухорукова К.В., Литвиченко Д.А. Особенности трансформации сигналов электромагнитного каротажа в кажущуюся диэлектрическую проницаемость // Каротажник, 2017. № 6. С. 51–64.

В однородной среде с неединичной ϵ и разность фаз $\Delta\varphi$, и отношение амплитуд зависят от ее значения (рисунки 3.15–3.16). Пусть $\Delta\Delta\varphi$ – абсолютная погрешность измерения разности фаз, для исправной и откалиброванной аппаратуры обычно оцениваемая как 0.5° . Случайная составляющая погрешности $\Delta\Delta\varphi$ не превышает 0.3° .

Для значения ϵ , равного 20, изменение $\Delta\varphi$ можно считать незначительным (меньше $\Delta\Delta\varphi$) при УЭС среды ρ , меньшем 5 Ом·м. При этом $\Delta\varphi$ на частоте 14 МГц увеличена более чем на $\Delta\Delta\varphi$ во всем рассматриваемом диапазоне (1–1000 Ом·м). При УЭС более 40 Ом·м такая величина ϵ существенно изменяет $\Delta\varphi$ уже для трех зондов – DF05, DF06, DF07. Изменение сигнала остальных зондов во всем рассмотренном диапазоне значений ρ (1–1000 Ом·м) происходит на величину, меньшую $\Delta\Delta\varphi$.

При $\epsilon = 40$ значимые изменения характерны для зондов DF05 и DF07 во всем диапазоне значений ρ , для зонда DF06 при $\rho > 3$ Ом·м, для зонда DF10 при $\rho > \approx 15$ Ом·м. Дальнейшее увеличение диэлектрической проницаемости ($\epsilon = 80$) приводит к тому, что приращение $\Delta\varphi$ относительно значения в неполяризующейся модели превышает величину $\Delta\Delta\varphi$ для 5 зондов (DF05, DF06, DF07, DF08, DF10) во всем диапазоне значений ρ (1–1000 Ом·м), для зонда DF14 – при $\rho > 6$ Ом·м, для зонда DF16 – при $\rho > 30$ Ом·м. Влияние ϵ на разность фаз при низких частотах меньше $\Delta\Delta\varphi$ при всех значениях ρ .

Также существенно влияет увеличение ϵ и на отношение амплитуд. Диапазон изменения A_2/A_1 от 0.6 до 1.0, поэтому приращения, которые кажутся небольшими по абсолютной величине, являются довольно значительными при инверсии. Поэтому целесообразно считать значимой величиной приращение, большее $\Delta A_2/A_1 = 0.01$. Главная особенность заключается в том, что приращение A_2/A_1 при повышении ϵ положительное, как и приращение $\Delta\varphi$. Значение A_2/A_1 на высоких частотах больше 1.0 при больших значениях ρ . Приращение A_2/A_1 тем больше, чем больше значения ρ и ϵ и выше частота.

Максимальное приращение $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 наблюдается для самой высокой частоты, то есть для зонда DF05. Поэтому следует провести анализ изменения сигналов этого зонда более подробно. В диапазоне изменения значений ρ и ϵ от 1 до 1000 (рисунок 3.17) приращение и $\Delta\varphi$, и A_2/A_1 увеличивается по мере возрастания как ϵ , так и ρ , хотя второй параметр влияет не так сильно, как первый. При высоких значениях ρ изолинии приращения $\Delta\varphi$ становятся почти горизонтальными, вследствие чего будет увеличиваться погрешность определения значений ρ и ϵ по этой измеряемой характеристике. В этом случае при инверсии целесообразно использовать обе измеряемые характеристики ($\Delta\varphi$ и A_2/A_1), поскольку как приращение A_2/A_1 , так и сама характеристика A_2/A_1 изменяются с ростом и ϵ , и ρ .

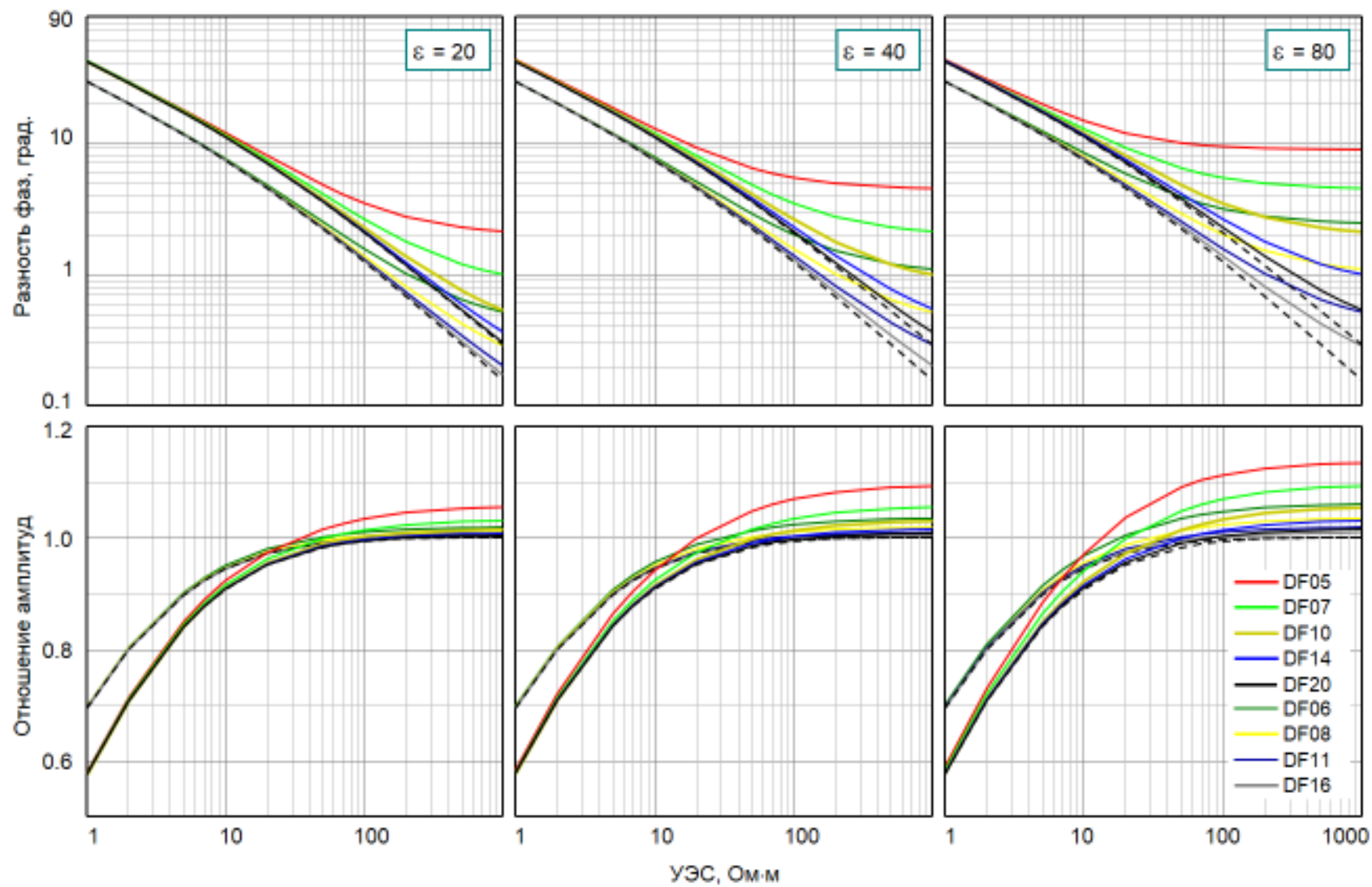


Рисунок 3.15 – Разность фаз и отношение амплитуд в зависимости от УЭС однородной среды с относительной диэлектрической проницаемостью 20, 40 и 80 единиц. Пунктир – сигналы для $\epsilon=1$

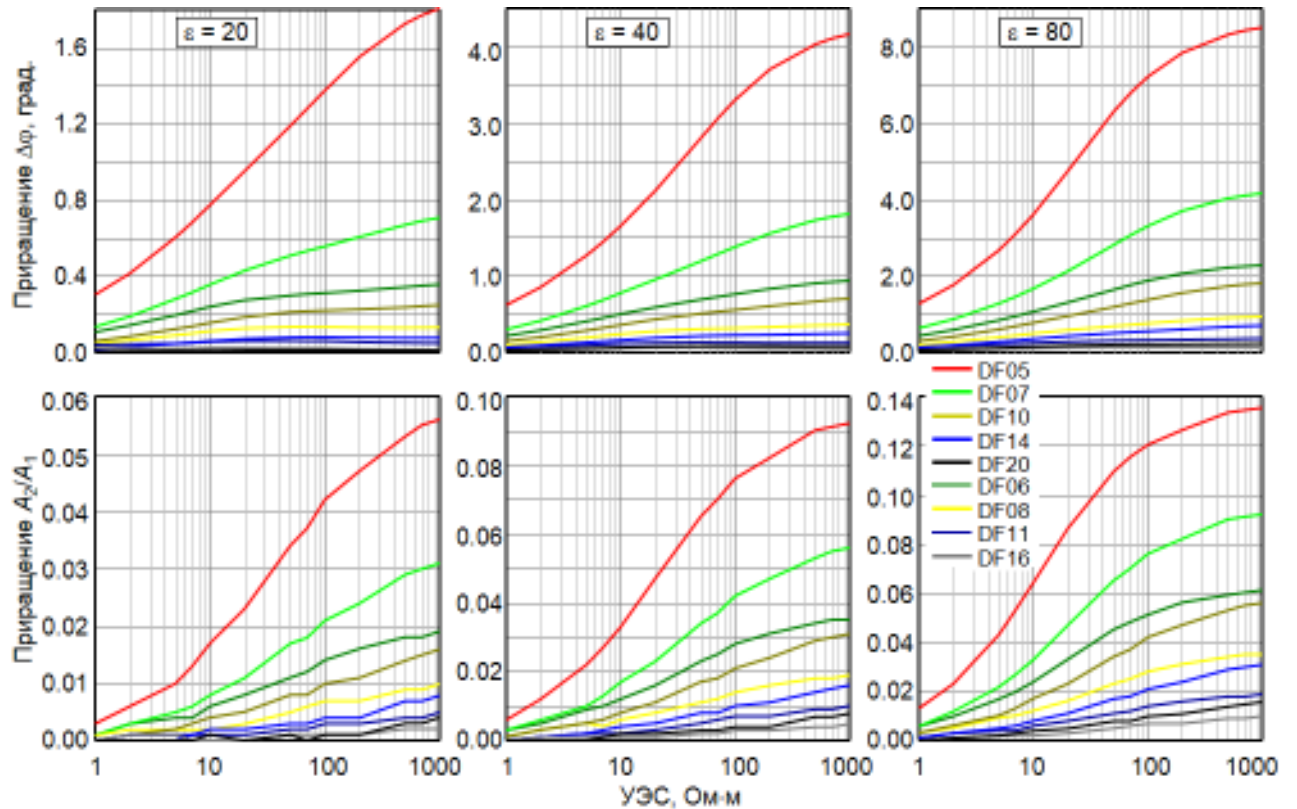


Рисунок 3.16 – Приращение разности фаз и отношения амплитуд в зависимости от УЭС однородной среды с относительной диэлектрической проницаемостью 20, 40 и 80 единиц по сравнению с сигналами в среде с $\varepsilon = 1$

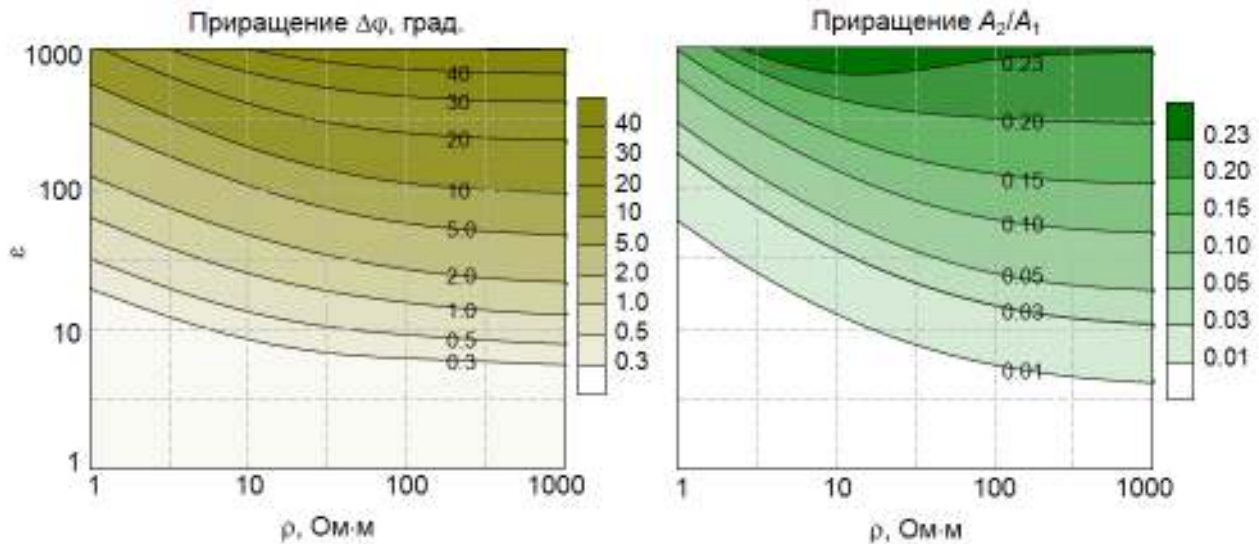


Рисунок 3.17 – Приращение разности фаз и отношения амплитуд относительно значений в среде с $\varepsilon = 1$. Зонд DF05, частота 14 МГц.

Невысокие значения ε практически не изменяют сигнал, то есть изменяют не более чем на погрешность измерения. Для разности фаз это области $5 < \rho < 1000$ (Ом·м) и $1 < \varepsilon < 7-8$; $1 < \rho < 5$ (Ом·м) и $1 < \varepsilon < 20-10$ (при $\Delta\Delta\varphi = 0.3^\circ$); для отношения амплитуд область под линией от точки $(\rho, \varepsilon) = (1, 60)$ до точки $(1000, 6)$ (при $\Delta A_2/A_1 = 0.01$).

3.4.2. Горизонтально-слоистая модель

Отдельный интерес представляет влияние диэлектрической проницаемости на сигналы ВЭМКЗ при пересечении границы горизонтальных пластов с разными ρ и ϵ в типичных для Западной Сибири геоэлектрических условиях.

Одним из способов оценки значения ϵ является трансформация измеряемых зондом ВЭМКЗ значений $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 в кажущееся сопротивление ρ_k и кажущуюся относительную диэлектрическую проницаемость ϵ_k однородной среды. Соответствующий алгоритм реализован в автоматизированной системе интерпретации EMF Pro. Трансформация ϵ_k сигналов, измеренных в скважинах, не всегда физически адекватна: в результате ее определения могут наблюдаться как отдельные весьма высокие значения (несколько сотен), так и протяженные интервалы повышенных значений. Скорее всего это связано с модельным несоответствием реальной среды и однородного пространства. Поэтому целесообразно провести расчет сигналов в моделях разной сложности, построение их трансформаций в системе EMF Pro и анализ их поведения. Для расчета сигналов использовались программы NGSL и VikMag-eps (см. п. 1.2.1).

Типичные значения УЭС глинистых вмещающих пород 5 Ом·м, нефтеводонасыщенных песчаников 15 Ом·м, среднее значение толщины 5 м. Пусть во всех пластах $\epsilon = 1$. Диаграммы вычисленных сигналов $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 (рисунок 3.18) отражают строение среды, однако осложнены влиянием асимметрии зондов, которое проявляется при подходе к границе снизу: изменение $\Delta\varphi$ начинается примерно на расстоянии длины зонда и A_2/A_1 – длины с четвертью. Над границей $\Delta\varphi$ выходит на уровень сигнала в пласте на расстоянии, примерно равном четверти длины зонда, A_2/A_1 – половине длины.

Разный размер областей, определяющих значения $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 , приводит к тому, что трансформации ρ_k и ϵ_k оказываются в значительной степени искажены влиянием границы. Так, $\Delta\varphi$ для всех зондов соответствует значению в пласте по крайней мере в нижней его половине, а A_2/A_1 – только в интервале 8.0–8.5 м.

В результате разных пространственных характеристик $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 определенные по ним значения ρ_k оказываются существенно искажены на интервале пласта, а значения ϵ_k , наоборот, во вмещающих пластах. В более высокоомном пласте влияние подстилающего пласта на ρ_k занимает интервал около $2/3$ длины зонда, влияние перекрывающего пласта – $3/2$ длины; в подстилающем пласте влияние более высокоомного занимает интервал под подошвой около 1 длины зонда, в перекрывающем – около $1/4$ длины над кровлей.

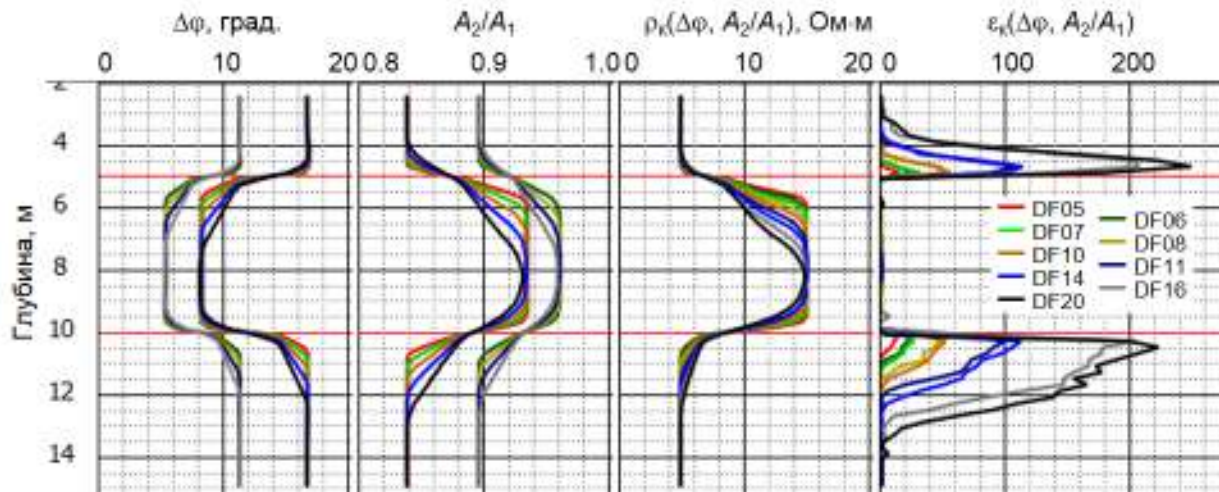


Рисунок 3.18 – Разность фаз, отношение амплитуд в трехслойной среде с $\varepsilon = 1$ и их трансформации ρ_k и ε_k . УЭС пласта 15 Ом·м, толщина 5 м, УЭС вмещающих пластов 5 Ом·м. Положение границ пласта показано красными линиями

При том, что во всех пластах модели $\varepsilon = 1$, трансформация ε_k оказывается очень далекой от единичного значения в интервалах около $3/2$ длины зонда под подошвой пласта и около длины зонда над кровлей. Максимальные значения трансформация принимает на расстоянии базы зонда от границы и далее спадает с одним наклоном до удаления на длину зонда и с большим до конца интервала повышенных значений. В пласте и на удалении от границ во вмещающих пластах трансформация выходит на близкие к единице значения. Максимальные значения ε_k для зонда DF05 около 20 и для зонда DF20 – 220 и 250, между этими значениями расположены значения для остальных зондов. Значения ε_k для зондов ВЭМКЗ, работающих на одной частоте, приблизительно одинаковы и немного ниже для дополнительных зондов, чем для основных.

Добавление в модель $\varepsilon = 70$ во вмещающих пластах и $\varepsilon = 20$ в среднем пласте приводит к расхождению уровней измеряемых величин для разночастотных зондов (рисунок 3.19). Трансформация ρ_k практически не изменяется по сравнению с трансформацией для предыдущей модели. В трансформации ε_k во вмещающих пластах при сохранении длины интервалов повышенных значений поднимается уровень значений в максимумах (примерно на 50), при удалении от границ трансформация выходит на уровень модельного значения, равный 70. В пласте ε_k выходит на уровень 20 на его интервале за исключением расстояния, равного длине зонда над подошвой и двух длин под кровлей. Значения ε_k совпадают для всех зондов, кроме низкочастотных.

Увеличение УЭС пласта приводит к усилению в его интервале влияния вмещающих пластов на обе измеряемые характеристики (рисунок 3.20). Вследствие этого ρ_k выходит на УЭС пласта только для зондов DF06, DF07, DF08 и DF10 (частота 7.0 и 3.5 МГц), более низкочастотные зонды показывают меньшие значения: около 200 и 140 Ом·м на частоте 1.75 и 0.875 МГц соответственно.

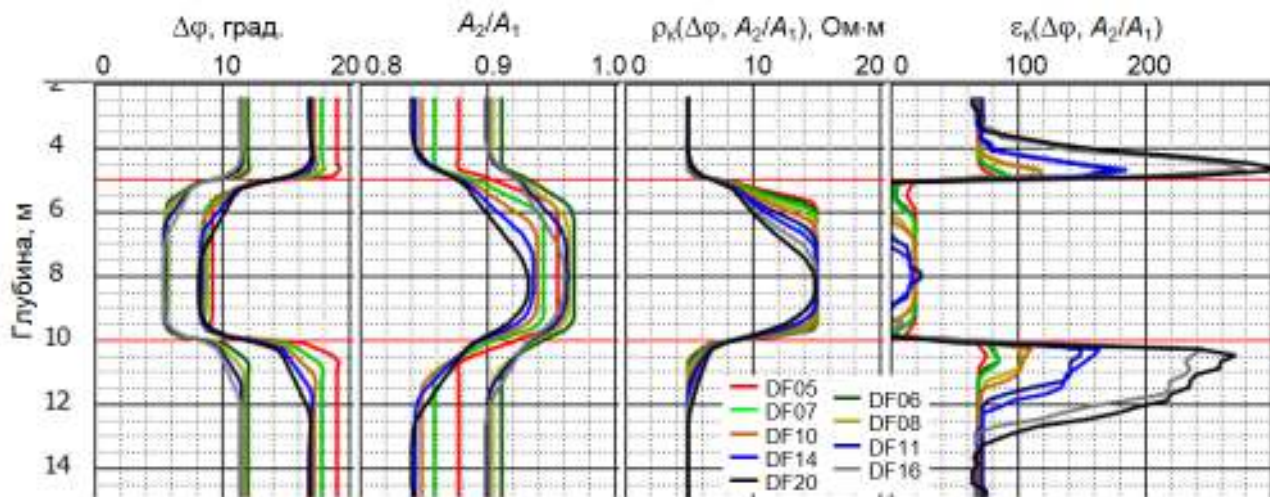


Рисунок 3.19 – Разность фаз, отношение амплитуд в трехслойной среде и их трансформации ρ_k и ϵ_k . Пласт: $\rho = 15$ Ом·м, толщина 5 м, $\epsilon = 20$; вмещающие пласты: $\rho = 5$ Ом·м, $\epsilon = 70$

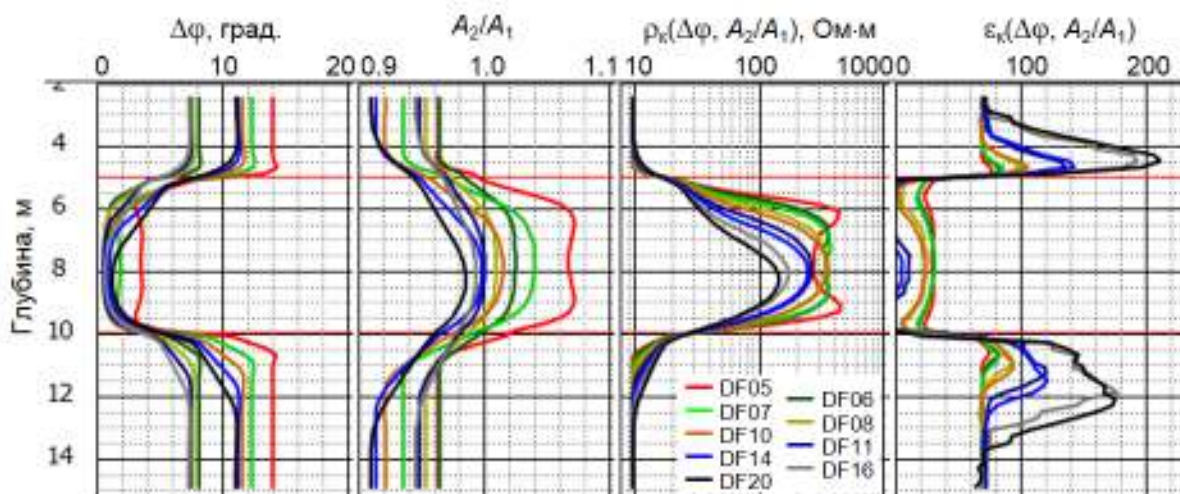


Рисунок 3.20 – Разность фаз, отношение амплитуд в трехслойной среде и их трансформации ρ_k и ϵ_k . Пласт: $\rho = 300$ Ом·м, толщина 5 м, $\epsilon = 30$; вмещающие пласты: $\rho = 10$ Ом·м, $\epsilon = 70$

На модельное значение 30 в пласте трансформация ϵ_k выходит для зондов DF05, DF06, DF07 (14.0 и 7.0 МГц), немного ниже значения для зондов DF08, DF10 (3.5 МГц). Во вмещающих пластах уменьшаются значения в максимумах. Максимум в подстилающем пласте смещается на расстояние, равное длине зонда, под границей и равен около 80 на частоте 14 МГц и около 170 на частоте 0.875 МГц. Участки до выхода на максимум и до выхода на значение в подстилающем пласте близки к линейным. Сразу под границей ϵ_k со значения в пласте скачком выходит на уровни около 100 и около 120 для частот 1.75 и 0.875 МГц, соответственно. Экстремум ϵ_k над пластом такой же по форме, как и в предыдущей модели.

Увеличение толщины пласта до 10 м не приводит к принципиальным изменениям трансформаций в области границ (рисунок 3.21). Форма и амплитуда экстремумов остается той же

самой, что и для пятиметрового пласта. Выход на значение в пласте большой толщины наблюдается на диаграммах ρ_k для всех зондов в интервале глубин 9.5–12.0 м, для зондов кроме двух низкочастотных – в интервале 8.0–12.5 м; диаграммы высокочастотных зондов осложнены дополнительными максимумами. Диаграммы ϵ_k выходят на значение в пласте большой толщины на интервале 9.5–12.0 м для всех зондов за исключением низкочастотных DF16 и DF20.

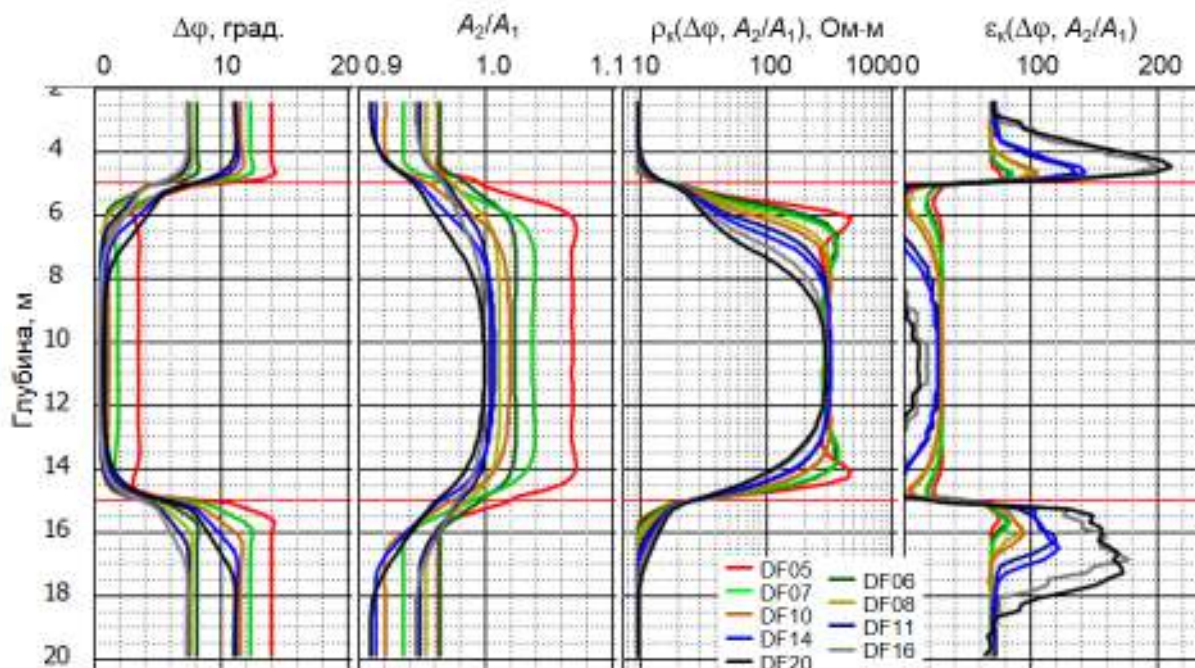


Рисунок 3.21 – Разность фаз, отношение амплитуд в трехслойной среде и их трансформации ρ_k и ϵ_k . Пласт: $\rho = 300$ Ом·м, толщина 10 м, $\epsilon = 30$; вмещающие пласты: $\rho = 10$ Ом·м, $\epsilon = 70$

3.4.3. Двумерная модель

Если сравнить трансформации ρ_k и ϵ_k в области границ с разным контрастом УЭС (рисунок 3.22), то можно заметить, что экстремумы ϵ_k определяются контрастом УЭС при пересечении границы, а протяженность интервалов повышенных значений практически одинакова как при переходе из пласта с меньшим УЭС в пласт с большим УЭС, так и наоборот. Эти интервалы, как и в рассмотренных выше моделях, расположены в пластах с низким УЭС.

Большая толщина пластов (6 и 8 м) приводит к тому, что в низкоомных пластах есть интервал, где трансформации совпадают для всех зондов ВЭМКЗ. При этом совпадение значения ϵ_k со значением в пласте бесконечной толщины для разных зондов занимает интервалы разной длины: от 1.5 длин зонда под кровлей низкоомного пласта до единичной длины над его подошвой.

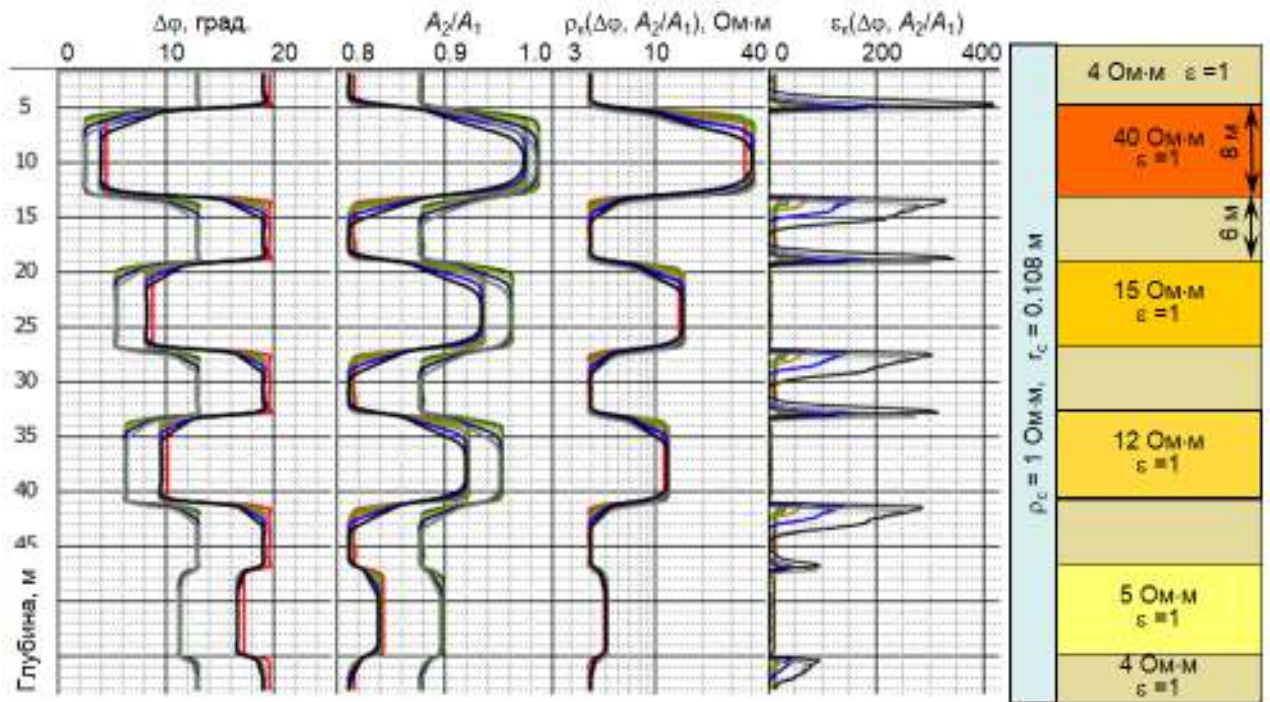


Рисунок 3.22 – Разность фаз, отношение амплитуд в геоэлектрической модели с пластами разного УЭС, их трансформации ρ_k и ϵ_k и параметры модели. Толщина пластов 8 м, $\epsilon = 1$ во всей модели

Добавление в модель диэлектрической проницаемости (рисунок 3.23) не меняет значений ρ_k , а увеличивает уровень значений ϵ_k до модельного во всех пластах. Значение ϵ_k в экстремумах в низкоомных интервалах возрастает на 60–70, значительного изменения вида экстремумов не происходит.

Добавление в резистивную модель ($\epsilon = 1$) скважины и измененных проникновением зон существенно изменяет трансформации (рисунок 3.24). Трансформация ρ_k отражает радиальное изменение УЭС, а трансформация ϵ_k осложняется не только уже знакомыми повышениями значений в низкоомных пластах вблизи границ, но и в пластах со сложной измененной зоной. В верхнем высокоомном пласте с понижающей зоной проникновения значения ϵ_k для коротких зондов равны 5–7, в низкоомном пласте с повышающей зоной проникновения – равны 1. В пластах с окаймляющей зоной значения ϵ_k оказываются повышенными до 30–50 в пласте 15 Ом·м с тонкой ОЗ и до 150 на низких частотах (зонды DF11, DF14, DF16) в пласте 12 Ом·м с ОЗ толщиной 0.3 м.

При инверсии сигналов в системе EMF Pro восстанавливается радиальное распределение УЭС при единичных значениях параметра ϵ . Например, в пласте с максимальными значениями трансформации ϵ_k определяются значения толщин и УЭС измененных зон, близкие к модельным значениям (эквивалентные по генерируемым сигналам), а также соответствующие модельным единичные значения ϵ (рисунок 3.25).

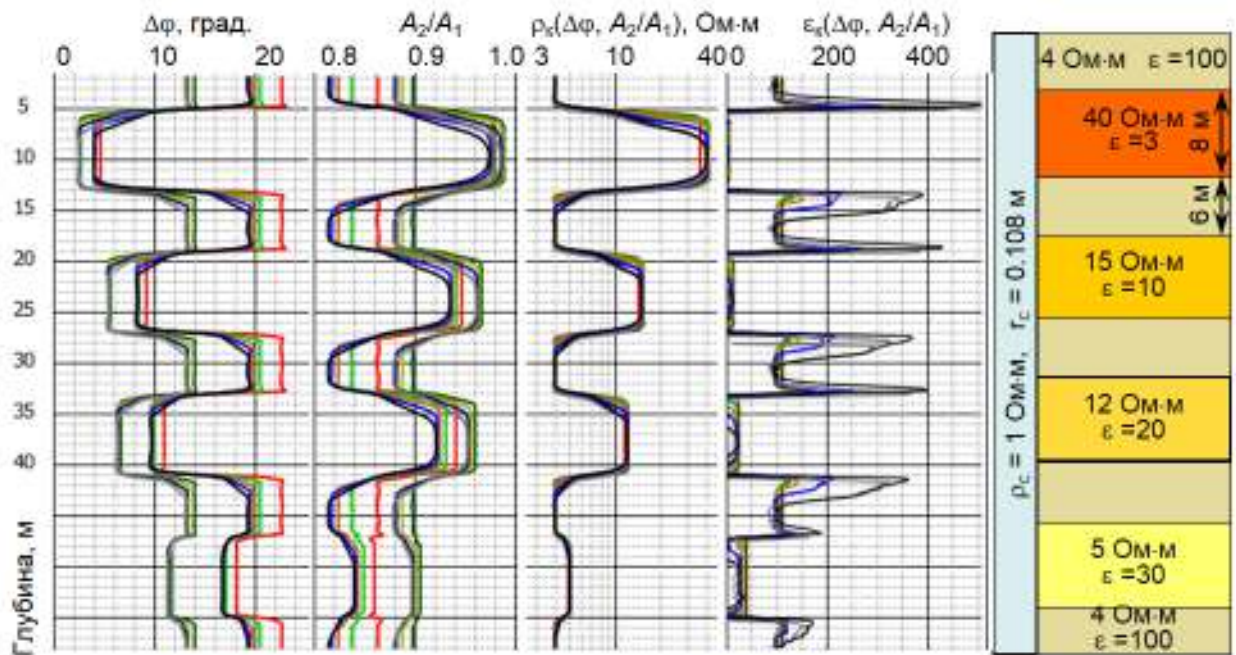


Рисунок 3.23 – Разность фаз, отношение амплитуд в геоэлектрической модели с пластами разного УЭС, их трансформации ρ_k и ϵ_k и параметры модели с диэлектрическими свойствами. Толщина пластов 8 м

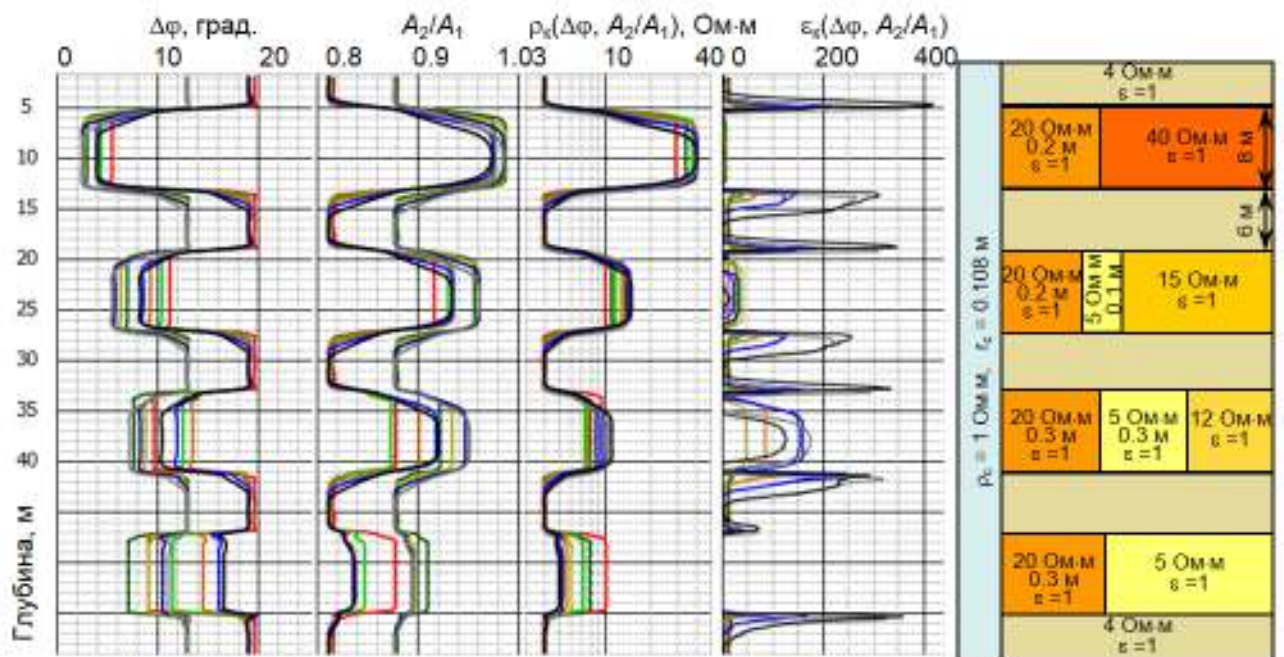


Рисунок 3.24 – Разность фаз, отношение амплитуд в геоэлектрической модели с пластами с зонами проникновения, их трансформации ρ_k и ϵ_k и параметры модели. Толщина пластов 8 м, $\epsilon = 1$ во всей модели

Особенности сигналов и трансформаций остаются почти такими же и для модели с вдвое меньшей толщиной проницаемых пластов.

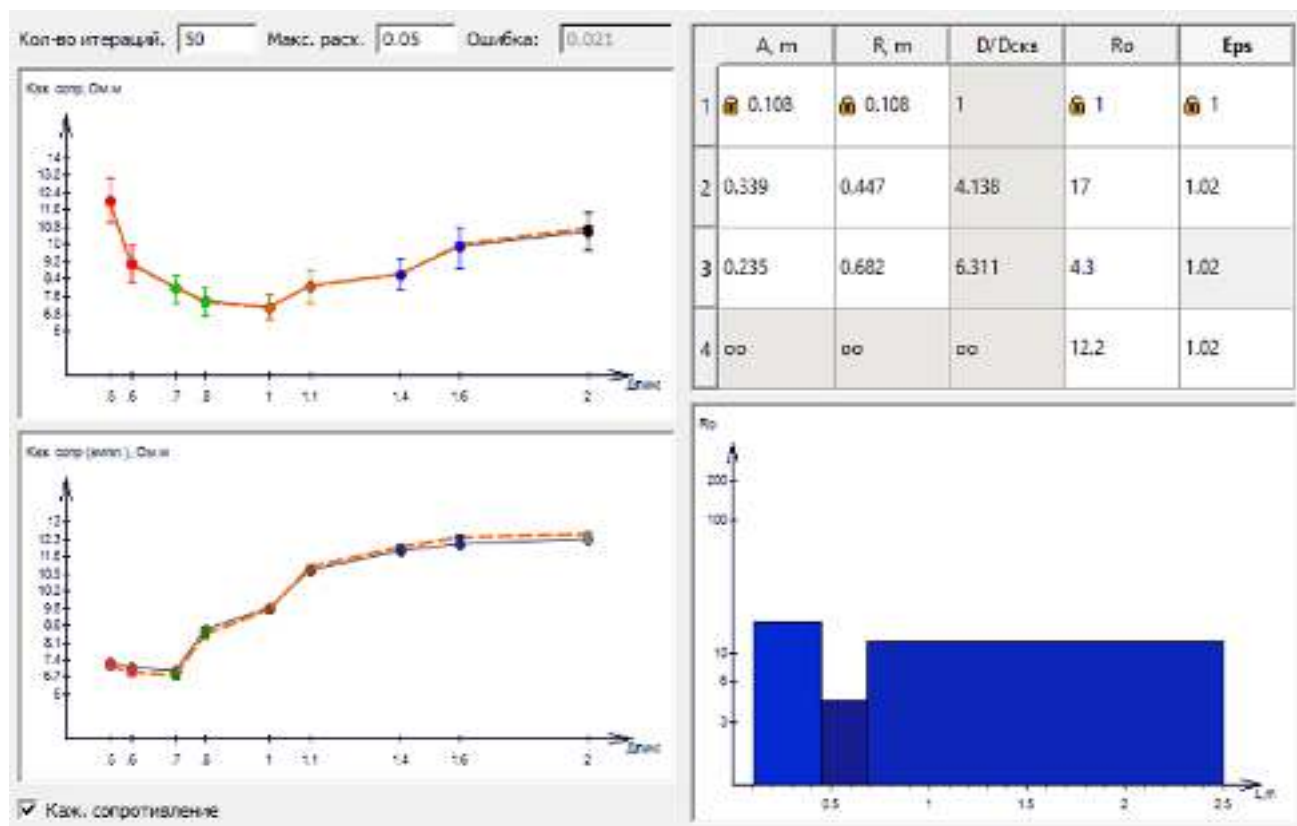


Рисунок 3.25 – Радиальное распределение УЭС, определенное в результате инверсии сигналов в пласте 33–41 м (модель на рисунке 3.24)

Таким образом, при большой толщине пластов измененные проникновением фильтрата бурового раствора цилиндрические зоны с пониженным УЭС меняют сигналы, и ϵ_k может принимать далекие от истинных значения. Однако, в отличие от пластов с диэлектрическими свойствами, в песчанике с зоной проникновения и окаймляющей зоной высокие значения ϵ_k соответствуют низким, а не высоким частотам. Значения ϵ_k увеличиваются с расширением проводящей зоны.

Дальнейшее уменьшение толщины проницаемых пластов приводит к тому, что в двухметровых пластах значения ϵ_k снижаются из-за влияния вмещающих низкоомных пластов (рисунок 3.26). Также следует отметить снижение значений ϵ_k в максимумах при подходе к подошве проницаемых пластов (на 50–100), в то время как максимумы над кровлей пластов остаются такими же, что и при большой их толщине.

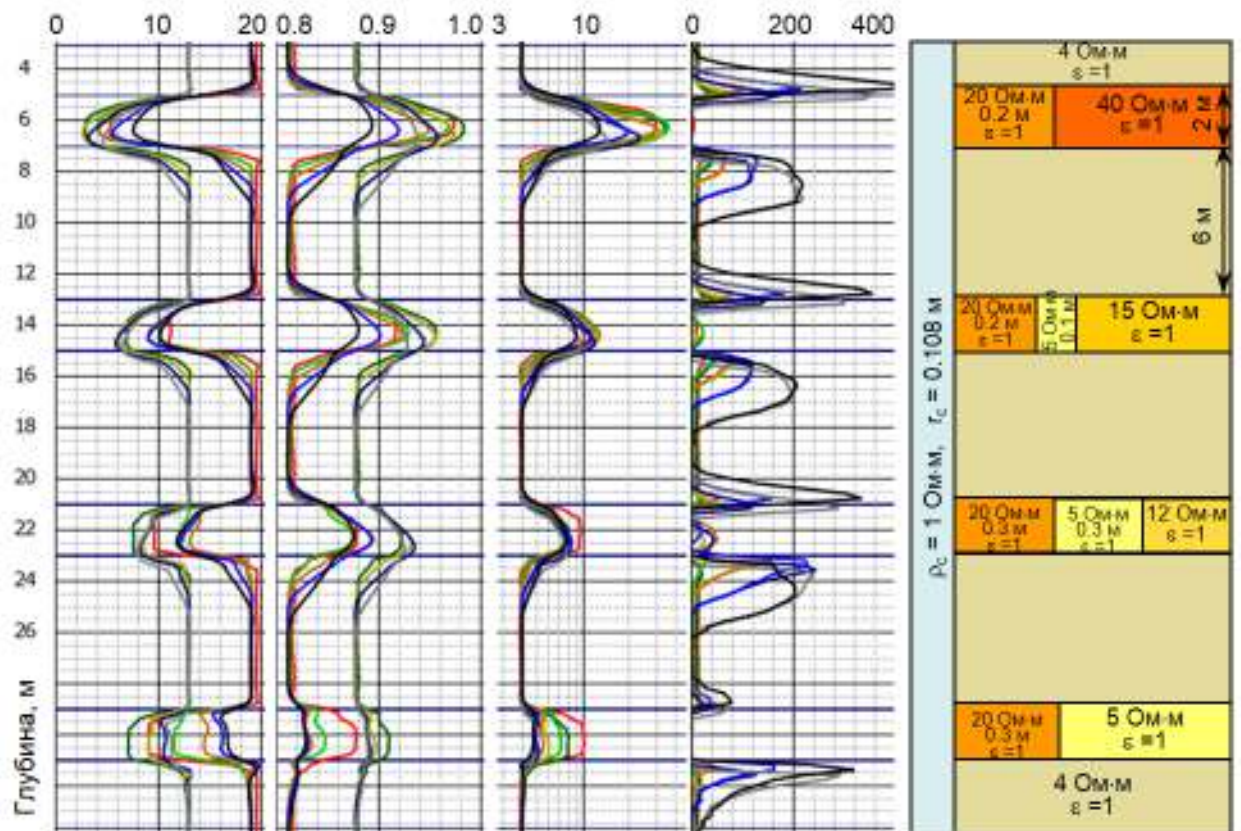


Рисунок 3.26 – Разность фаз, отношение амплитуд в геоэлектрической модели с пластами с зонами проникновения, их трансформации ρ_k и ϵ_k и параметры модели. Толщина пластов 2 м, $\epsilon = 1$ во всей модели

3.4.4. Наклонный зонд в горизонтально-слоистой модели

В вертикальных скважинах диаграммы ϵ_k наиболее искажены под подошвой и над кровлей высокоомного пласта. Области завышенных значений практически не зависят от наличия в модели скважины и измененных зон. Поэтому можно ограничиться анализом сигналов наклонного зонда в горизонтально-слоистой среде (программа VikMag-eps, см. п. 1.2.1).

Изучаемая модель среды состоит из пласта толщиной 4 м и УЭС 15 Ом·м, перекрытого и подстилаемого пластами с УЭС 10 Ом·м. ОДП для всех пластов единичная. Сравнение рассчитанных для разных значений угла между зондом и пластом сигналов и их трансформаций (рисунки 3.27–3.29) приводит к следующим выводам.

Форма диаграмм сигналов и их трансформаций становится более симметричной относительно середины пласта с увеличением зенитного угла, и при его значении более 80° асимметрия зондов уже практически не проявляется. Асимметрия диаграмм ϵ_k хорошо заметна, например, еще при зенитном угле 60° (рисунок 3.28), и прежде всего это касается интервалов ее повышенных значений. При вертикальном пересечении пласта (рисунок 3.27) в максимумах $\epsilon_k \approx 50$ (для зондов DF16 и DF20), а длины интервалов над пластом и под ним составляют около одной и

двух длин зондов соответственно. При 60° эти длины составляют 1.5 и 2 длин зондов по вертикали (например, для зонда DF20 это 6 и 8 м по скважине), а максимальные значения ε_k увеличиваются для низкочастотных зондов (с 50 до 60–65 для зондов DF16 и DF20, с 25 до 30 для зондов DF11 и DF14), но почти не меняются для зондов, работающих на более высоких частотах.

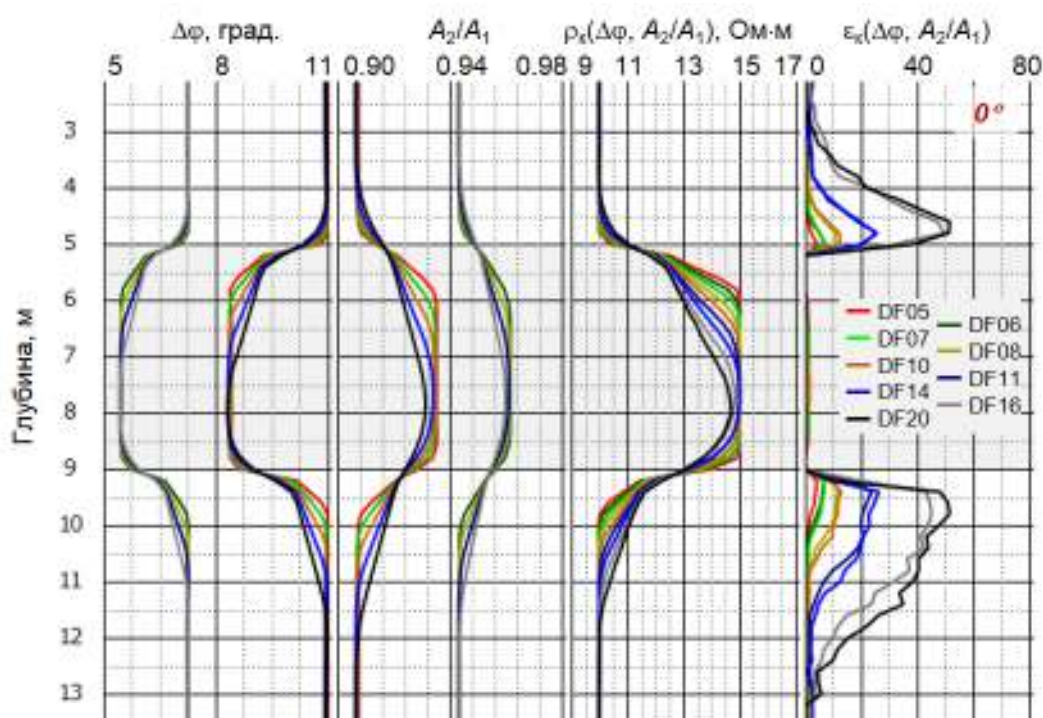


Рисунок 3.27 – Разность фаз, отношение амплитуд в трехслойной среде и их трансформации ρ_k и ε_k . Пласт: $\rho = 15$ Ом·м, толщина 4 м; вмещающие пласты: $\rho = 10$ Ом·м; $\varepsilon = 1$ во всей модели; зенитный угол $\theta = 0^\circ$

Максимальные значения ε_k при 85° (рисунок 3.29) около 70 для зондов DF16 и DF20 и 35 – для зондов DF11 и DF14. Длина интервалов повышенных значений ε_k над кровлей и под подошвой становится одинаковой и составляет, например, для зонда DF20 около 40 м по скважине или 3.5 м по вертикали, то есть около 1.7 длины зонда. Форма диаграмм симметрична относительно середины пласта.

Недостатком трансформации ρ_k во всех случаях является отсутствие интервала, где совпадают значения для всех зондов. Если ρ_k рассчитывается только по разности фаз, то при такой толщине в средней части пласта значения одинаковы, так как совпадают значения разности фаз. Следовательно, удобнее использовать для визуального анализа трансформации ρ_k , рассчитанные из значений $\Delta\varphi$ и ε_k рассчитанные из значений $\Delta\varphi$ и A_2 / A_1 .

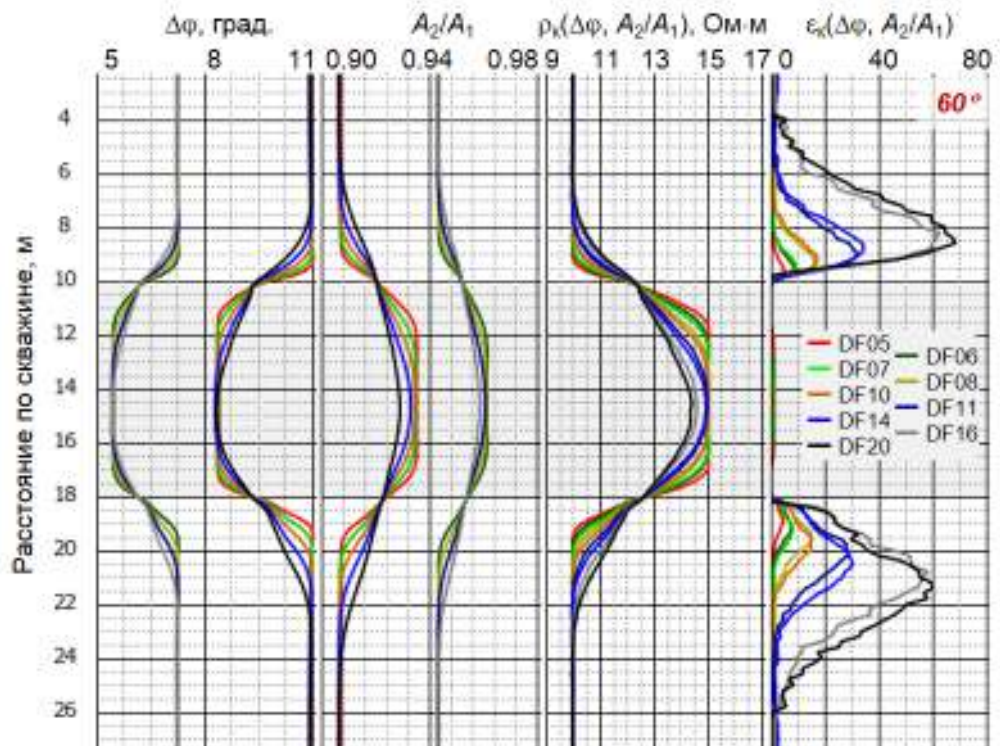


Рисунок 3.28 – Разность фаз, отношение амплитуд в трехслойной среде и их трансформации ρ_k и ϵ_k . Пласт: $\rho = 15$ Ом·м, толщина 4 м; вмещающие пласты: $\rho = 10$ Ом·м; $\epsilon = 1$ во всей модели; зенитный угол $\theta = 60^\circ$

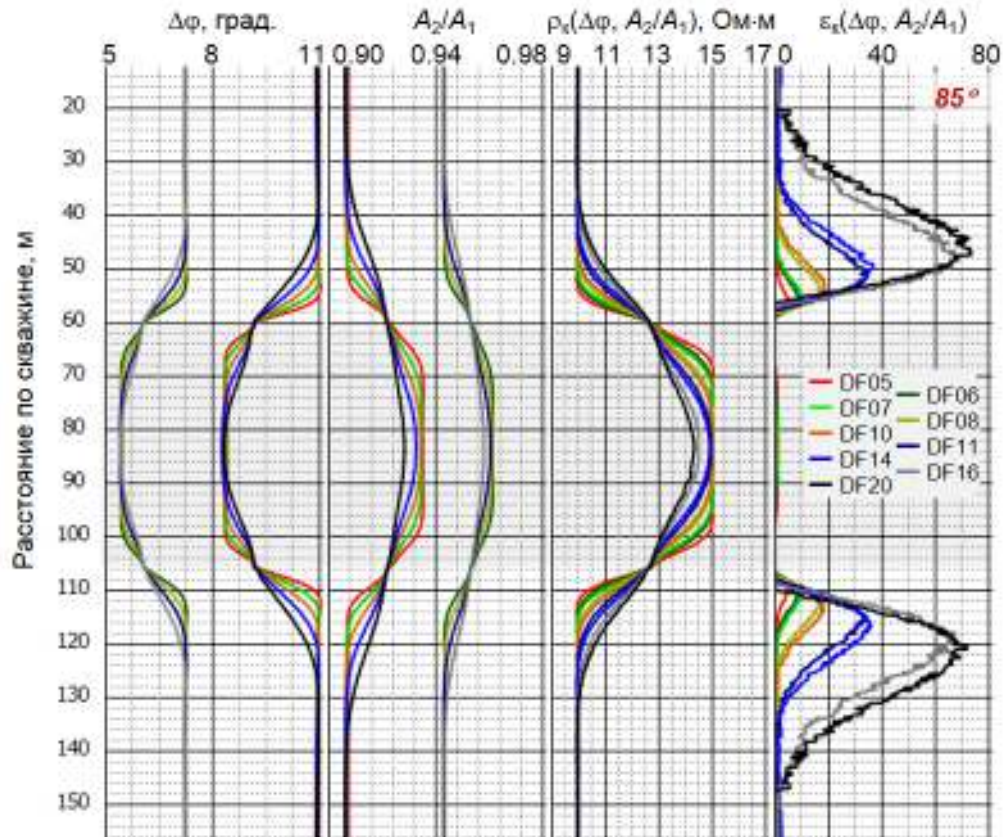


Рисунок 3.29 – Разность фаз, отношение амплитуд в трехслойной среде и их трансформации ρ_k и ϵ_k . Пласт: $\rho = 15$ Ом·м, толщина 4 м; вмещающие пласты: $\rho = 10$ Ом·м; $\epsilon = 1$ во всей модели; зенитный угол $\theta = 85^\circ$

3.5. Определение диэлектрической проницаемости по практическим данным

Как было показано выше, поляризационные свойства геологических отложений, количественно выраженные в неединичном значении эффективной относительной диэлектрической проницаемости ϵ , влияют на обе измеряемые аппаратурой ВЭМКЗ характеристики э.д.с. То есть, информация об этом свойстве содержится в сигналах, измеренных не только новейшими модификациями аппаратуры (серия СКЛ), но и широко распространенным прибором ВИКИЗ. Более достоверный результат обеспечивается при использовании данных ВЭМКЗ, содержащих по крайней мере 9 значений разности фаз на 5 частотах, но измерений приборами ВИКИЗ проведено намного больше, поэтому их данные также могут быть использованы для определения ϵ .

При вскрытии горных пород с применением пресного глинистого бурового раствора (УЭС 1–2 Ом·м) трансформация ϵ_k разности фаз и отношения амплитуд отражает значение ϵ в пластах. Поэтому в таких условиях трансформация ϵ_k может быть использована для анализа свойств вскрытых пород.

В мощных однородных пластах без глубокого проникновения измеренные сигналы могут быть инвертированы в параметры ρ и ϵ соответствующей цилиндрически-слоистой модели.

3.5.1. Трансформация ϵ_k

Трансформация разности фаз и отношения амплитуд ϵ_k строится в автоматизированной системе количественной интерпретации данных скважинной электрометрии EMF Pro на основе подбора параметров ρ и ϵ эквивалентной однородной среды, сигналы в которой максимально близки к измеренным.

Накопленный опыт интерпретации имеющихся практических материалов ВЭМКЗ СКЛ (предоставлены трестом "Сургутнефтегеофизика" и НПП ГА "Луч") свидетельствует о сложном поведении трансформации ϵ_k при высоком электрическом контрасте небольших по толщине пластов осадочного разреза Западной Сибири. Вместе с тем наиболее существенно поляризационные свойства проявляются в мощных однородных глинистых отложениях – реперных пластах, по измерениям в которых часто верифицируют работу каротажной аппаратуры.

В глинистом интервале по данным БК и резистивиметра УЭС такое же, что и у раствора в скважине ρ_c (рисунок 3.30). В этом случае на сигналы электрометрии не влияют ни положение прибора в скважине, ни УЭС раствора, ни анизотропия свойств отложений. Одновременное измерение всеми каротажными методами проведено прибором СКЛ-160. Применение прибора в процессе шаблонирования скважины дополнительно обеспечивает его центровку, то есть отсутствие эксцентриситета.

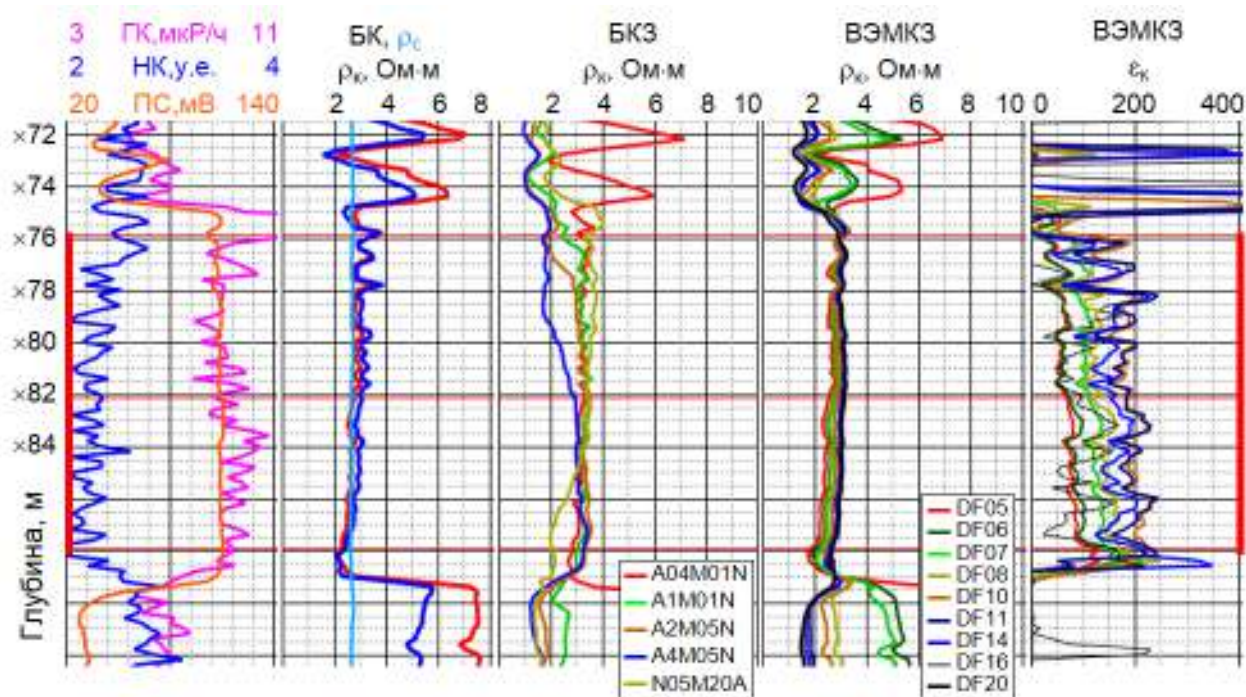


Рисунок 3.30 – Данные каротажа (измерены аппаратурой СКЛ-160, Восточно-Сургутское месторождение) и трансформация ϵ_k разности фаз и отношения амплитуд на интервале мощных однородных глин. Цветовое обозначение ϵ_k такое же, что и ρ_k

Толщины двух частей глинистого пласта, выделенных на рисунке красными границами, достаточны для того, чтобы на их интервалах трансформация ϵ_k не была искажена влиянием границ. Разброс значений ϵ_k для разных зондов оказывается значительным, однако прослеживается тенденция их увеличения с уменьшением частоты. Так, значение ϵ_k для 14 МГц (зонд DF05) составляет около 50 в верхней части и 75–80 – в нижней; на 7 МГц для зонда DF06 значения ϵ_k такие же, что и для 14 МГц, а для зонда DF07 около 100 и 130; по данным зондов DF10 (3.5 МГц) и DF11 и DF14 (1.75 МГц) значения ϵ_k почти одинаковы и максимальны: в среднем около 150 в верхней части и около 200 – в нижней. Диаграммы ϵ_k на самой низкой частоте сильно изрезаны из-за небольших колебаний сигналов, обусловленных слабыми вариациями УЭС глин.

Итак, трансформация ϵ_k в большом глинистом интервале принимает высокие значения, которые тем выше, чем ниже частота, но на низкой частоте оказывается сильно чувствительной к небольшим изменениям УЭС отложений.

Другой интересный факт – это явная корреляция диаграмм ϵ_k и ГК и ПС в песчано-глинистом разрезе (рисунок 3.31, глубина около 2500 м), если не принимать во внимание большие значения в пиках, обусловленных пересечением границ (например, на глубине ×59.0, ×78.5, ×81.0 и ×82.0 м). Это подтверждает предположение о существенном влиянии на переменное электромагнитное поле в диапазоне частот ВЭМКЗ поляризационных процессов, происходящих именно в глинистых отложениях.

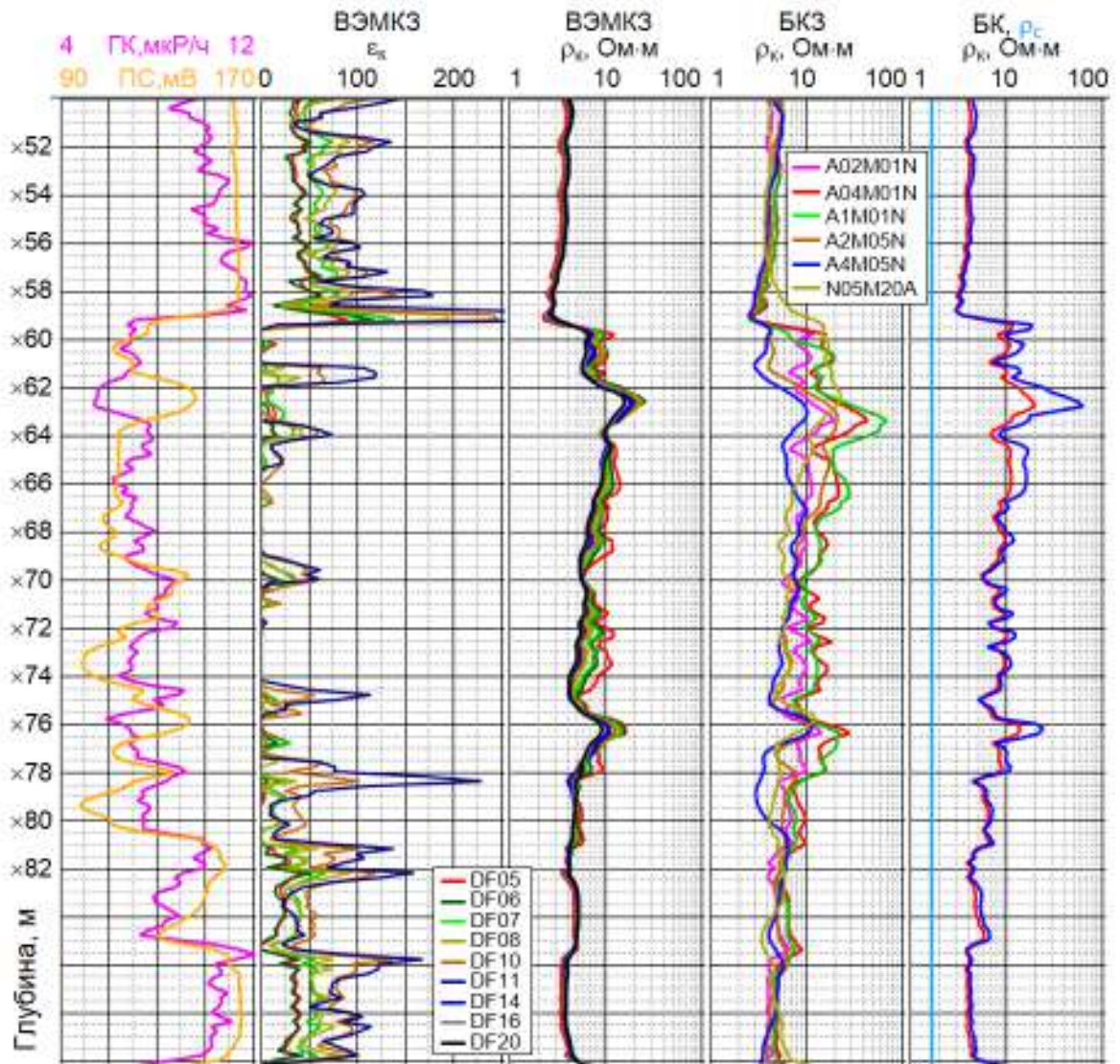


Рисунок 3.31 – Данные каротажа (измерены аппаратурой СКЛ-102, Федоровское месторождение) и трансформация ε_k разности фаз и отношения амплитуд в сравнении с интегральной гамма-активностью ГК и потенциалом самополяризации ПС на песчано-глинистом интервале. Цветовое обозначение ε_k такое же, что и ρ_k

При небольшом контрасте УЭС песчаные интервалы (×59.5–×61.0, ×64.0–×69.0, ×70.5–×74.5 м) отличаются от глинистых (×50.0–×59.5, ×69.0–×70.5, ×74.5–×75.5, ×77.5–×79.0, ×81–×82.5, ×85.0–×90.0 м) низкими значениями ε_k (от 1 до 10), также как и карбонатизированные непроницаемые прослои (×61.5–×63.0 и ×75.5–×77 м). В глинистых интервалах средний уровень значений ε_k зависит от частоты так же, как и в предыдущем случае, но сами значения ниже: от 30 до 100 для частот от 14 до 1.75 МГц соответственно. В песчано-глинистых отложениях значения ε_k коррелируют с содержанием глин, например, на интервале ×63.0–×69.0 м ε_k уменьшается с глубиной так же, как и ПС и ГК. В средней части песчаных интервалов ε_k для большей части зондов близко к единице.

Типичные формы трансформации ε_k в области границ пластов наблюдаются вблизи уплотненных карбонатизированных пропластков (выделены красными границами на рисунке 3.32, глубина около 2500 м). Длина интервалов повышенных значений ε_k для длинных зондов меньше расчетной длины из-за изменения свойств разреза, но вид экстремумов и большие значения в максимумах вполне соответствуют рассмотренным выше моделям с такими же УЭС пластов.

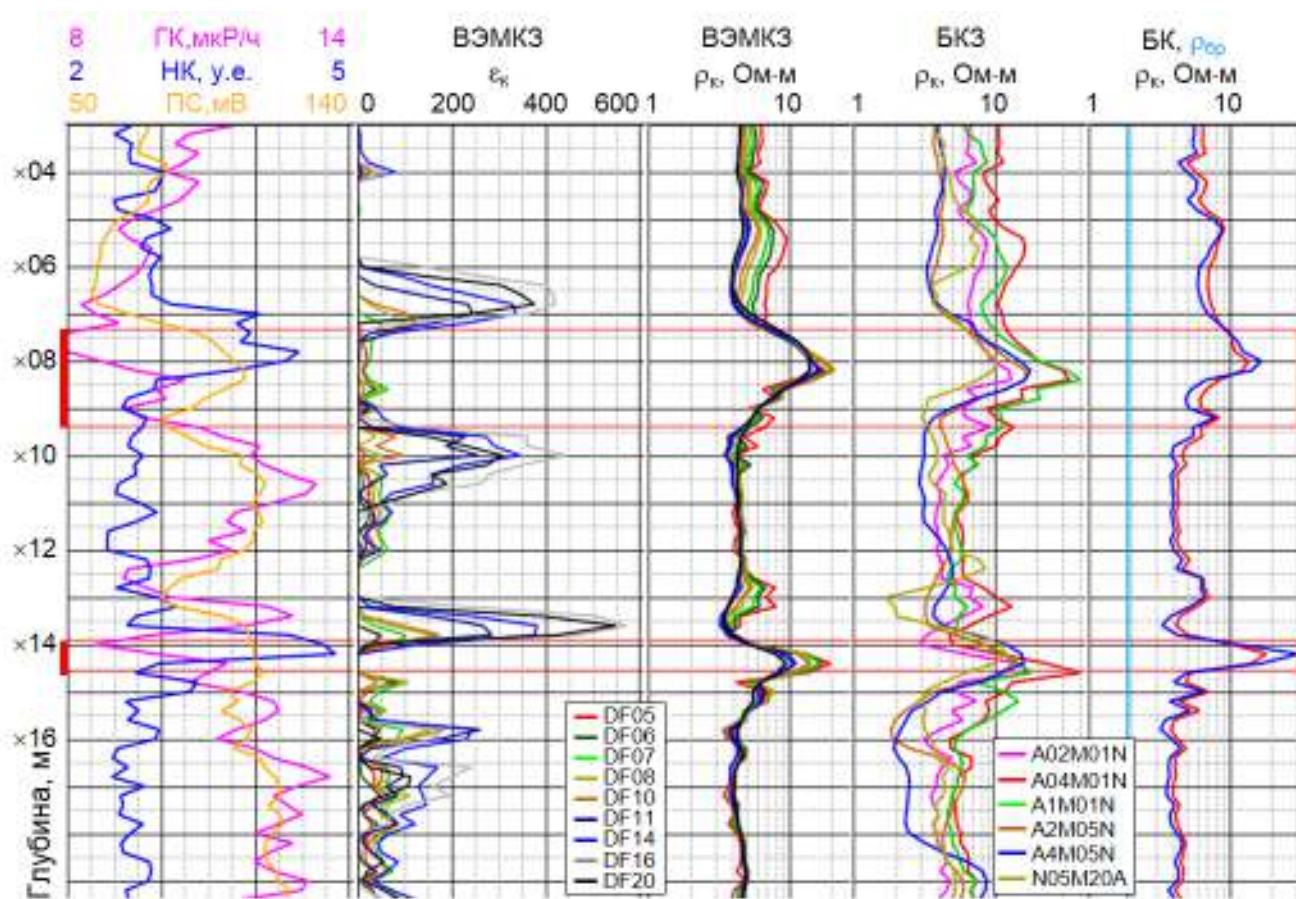


Рисунок 3.32 – Данные каротажа (измерены аппаратурой СКЛ-76, Восточно-Сургутское месторождение) и трансформация ε_k разности фаз и отношения амплитуд на песчано-глинистом интервале с карбонатизированными прослоями

В высокоомных заглинизированных коллекторах ε_k коррелирует с содержанием глинистого компонента. Например, проницаемые нефтенасыщенные части юрского коллектора (рисунок 3.33; диаметр скважины 0.216 м, УЭС бурового раствора 1.8–1.9 Ом·м, коллектор ЮС_{2/1}) характеризуются низкими значениями ε_k . При этом наименьшие значения ε_k соответствуют минимумам на диаграмме ПС и хорошо выделяют интервалы песчаников. Увеличение глинистости (заметное по данным ПС и ГК) приводит к возрастанию ε_k : значения в пласте 2 выше, чем в пласте 1, а в пласте 3 возрастают с увеличением глинистости от кровли к подошве от 30 до 70.

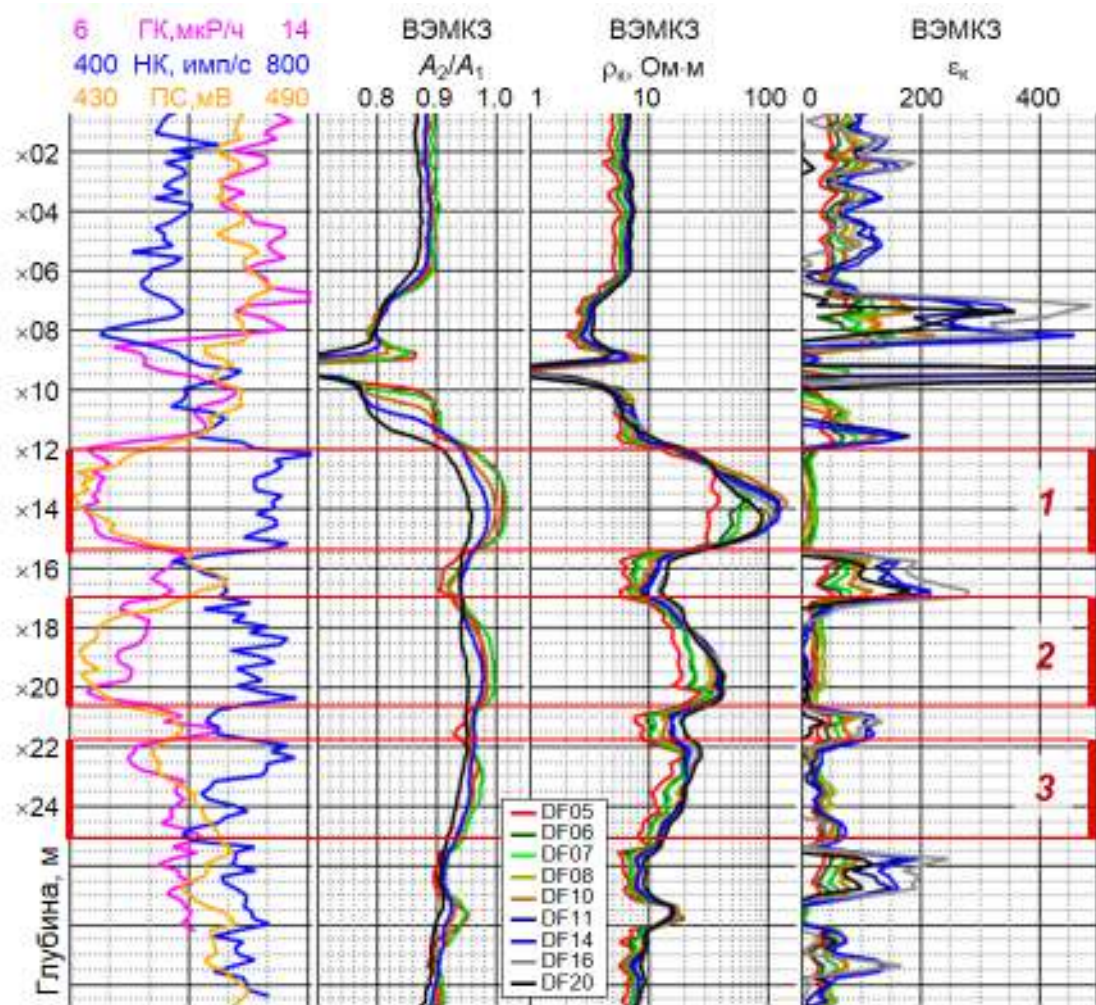


Рисунок 3.33 – Данные каротажа (измерены аппаратурой СКЛ-76, Русскинское месторождение, коллектор ЮС_{2/1}) и трансформация ϵ_k разности фаз и отношения амплитуд на песчано-глинистом интервале. Глубина условная

В глинистой покрывке (выше $\times 06$ м) значения ϵ_k увеличиваются с уменьшением рабочей частоты от 50 при 14 МГц до 100–150 при 0.875 МГц; значения в глинистых пластах, подстилающих и разделяющих пласты 1, 2 и 3, такие же на высоких частотах и увеличиваются до 150–200 на низких из-за близости границ с высокоомными породами. Самыми высокими значениями ϵ_k (250–350 и более 400) характеризуются интервалы $\times 06.5$ – $\times 08.5$ и $\times 09.0$ – $\times 10.0$ м, которые, с одной стороны, представлены наиболее низкоомными породами, а с другой, содержат рассеянный пирит.

3.5.2. Коррекция систематической погрешности при измерении отношения амплитуд

Отношение амплитуд измеряется со значительной систематической погрешностью, разной для разных зондов и разных приборов. Это приводит к необходимости корректировки измеренных сигналов.

Систематическая погрешность обусловлена физическими причинами (наличием прямого поля). Это приводит к трудностям в калибровке зондов ВЭМКЗ, что связано с несколькими причинами. Первая и главная – недостаточность размеров метрологического бака для создания эквивалента однородной среды, поскольку отношение амплитуд формируется вихревыми токами в большем объеме, чем разность фаз. Это также приводит и к погрешности при определении сигнала "в воздухе", являющегося нормирующим коэффициентом. Проверка правильности измерения в имеющейся тестовой скважине оказывается невозможной из-за отсутствия в разрезе мощных однородных пластов. Поэтому пока единственной возможностью остается анализ сигналов в реперных пластах, вскрытых скважиной, с последующей коррекцией отношения амплитуд по его результатам.

Так, например, отношение амплитуд, измеренное аппаратурой СКЛ-А в вертикальной скважине Тайлаковского месторождения, на первый взгляд кажется правильным (рисунок 3.34): значения A_2/A_1 , измеренные короткими зондами, меньше, чем измеренные длинными. Но значения для длинных зондов расположены в неправильном порядке: максимальное приходится на зонд DF14, а не на DF20. Это несоответствие отражается в значениях ϵ_k . Например, в интервале пласта 1 значения ϵ_k для зондов DF05–DF11 в основном лежат в диапазонах 30–50 (короткие зонды DF05 и DF06) и 80–100 (зонды DF07, DF08, DF10 и DF11), среднее же значение для зонда DF14 (около 220) выше, чем для DF20 (около 240), а максимальные значения (около 400) показывает зонд DF16. Неправильное соотношение значений наблюдается также в интервале водонасыщенного песчаника 3: от 200 до 400 для трех длинных зондов (DF14, DF16, DF20) при единичных значениях для остальных.

Для оценки систематической составляющей погрешности измерения на интервале каротажа выбирается согласно разработанной методике несколько реперных пластов. Для интервала на рисунке 3.34 таким является пласт 1, который вполне однороден по данным как ВЭМКЗ, так и БКЗ и БК, а его толщина превышает 10 м, что позволяет установить параметры пласта, используя совместную инверсию пластовых отсчетов сигналов ВЭМКЗ и БКЗ. Подбор резистивной модели совместно по ВЭМКЗ и БКЗ приводит к значениям $\rho = 6.8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\epsilon = 100$ (рисунок 3.35). Для всех частот ВЭМКЗ возможен подбор модели с одним значением ϵ .

Для полученных в реперных пластах моделей определяются поправки, которые необходимо внести в измеренные сигналы. Для пласта 1 соотношение измеренных и подобранных сигналов представлено на рисунке 3.36. Разница между их значениями для каждого зонда, осредненная по реперным пластам, является поправкой, которая вносится в измеренные во всем интервале каротажа сигналы ВЭМКЗ. Значения поправок для разности фаз: DF05 – $+1.10^\circ$; DF06 – -0.60° ; DF07 – -1.00° ; DF08 – -0.50° ; DF10 – -0.70° ; DF11 – -0.30° ; DF14 – -0.60° ; DF16 –

+0.03°; DF20 – –0.05°; для отношения амплитуд: DF05 – +0.061; DF06 – +0.024; DF07 – +0.016; DF08 – +0.002; DF10 – –0.001; DF11 – 0.000; DF14 – –0.021; DF16 – –0.018; DF20 – –0.011. После коррекции значения $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 совпадают с расчетными существенно лучше (рисунок 3.37).

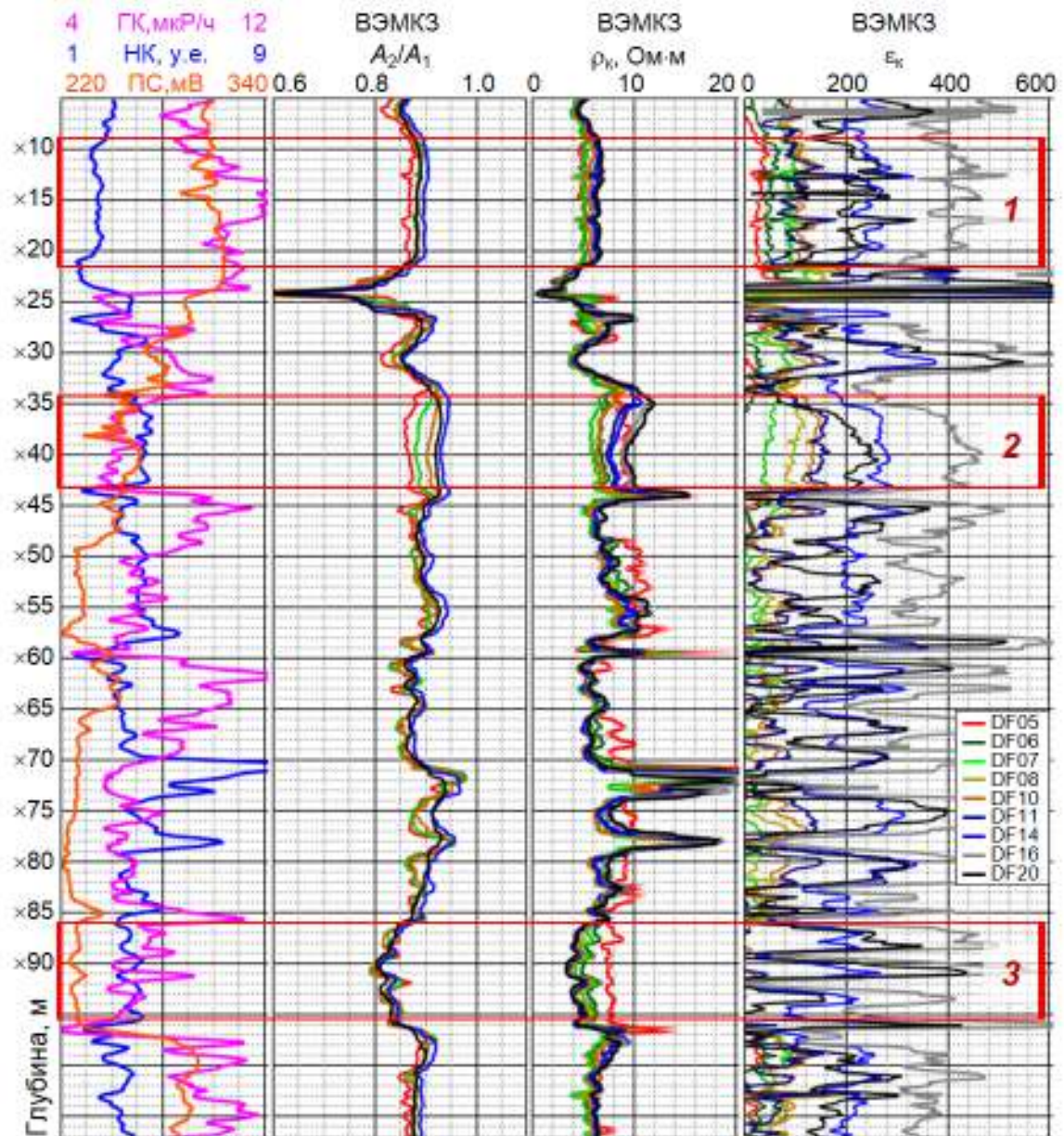


Рисунок 3.34 – Данные каротажа на песчано-глинистом интервале с карбонатизированными прослоями (измерены аппаратурой СКЛ-А, Тайлаковское месторождение) и трансформация ε_k разности фаз и отношения амплитуд. Отношение амплитуд показано для зондов DF05, DF07, DF10, DF14, DF20. Глубина условная, диаметр скважины 0.216 м, диаметр прибора 0.102 м, УЭС раствора 0.7–0.8 Ом·м

Рассчитанные по откорректированным сигналам $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 значения ε_k вполне соответствуют основным зависимостям, установленным на модельных примерах. В глинистом пласте 1 (рисунок 3.38) $\varepsilon_k \approx 95$ –100 для всех зондов, в водонасыщенном пласте 3 для большинства зон-

дов диэлектрические свойства не выявляются. В нефтеводонасыщенном пласте 2 с окаймляющей зоной наблюдается повышение ϵ_k с уменьшением частоты (увеличением длины зонда), как и в модели на рисунке 3.24. Кроме того, становятся близкими значения ϵ_k , рассчитанные для зондов с одинаковой операционной частотой.

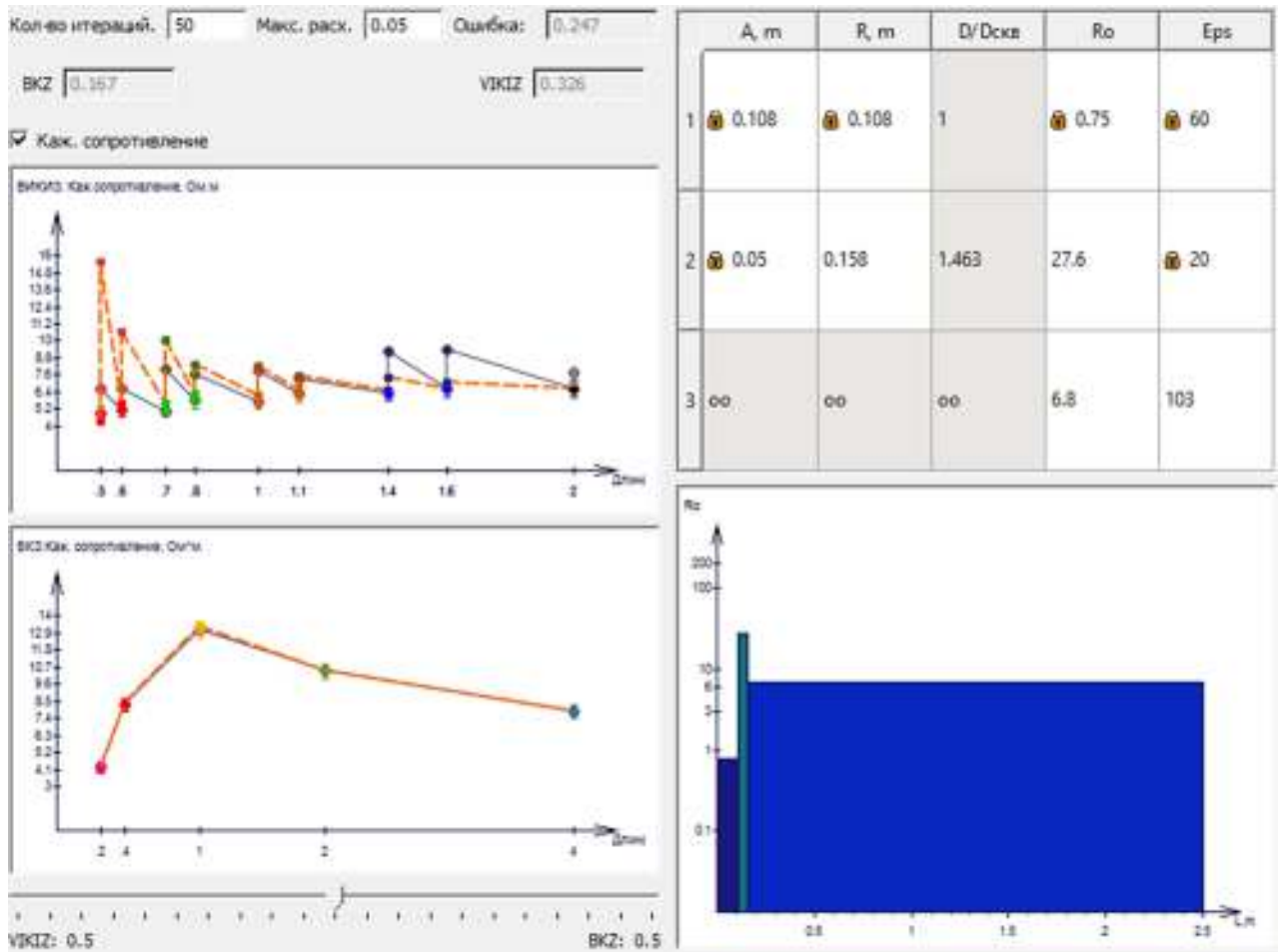


Рисунок 3.35 – Геоэлектрическая модель глинистого пласта 1 на рисунке 3.34, определенная в результате инверсии сигналов ВЭМКЗ и БКЗ. Верхние точки в кривой ВЭМКЗ – значения ρ_k по отношению амплитуд

Недостатком представленной методики коррекции отношения амплитуд является то, что интерпретатору необходимо задать тип зависимости эффективной ϵ от частоты в реперных глинистых пластах. Например, как в выше приведенном случае, считать значение ϵ_k постоянным в диапазоне частот ВЭМКЗ. Определенные при таком предположении значения корректирующих добавок могут привести к недостаточным изменениям A_2/A_1 в случае некоторых зондов, или к избыточным – в случае других зондов. Однако опыт работы с практическими данными приводит к выводу, что поведение трансформации ϵ_k в целом становится более физически объяснимым, чем в случае ее построения по исходным измеренным сигналам.

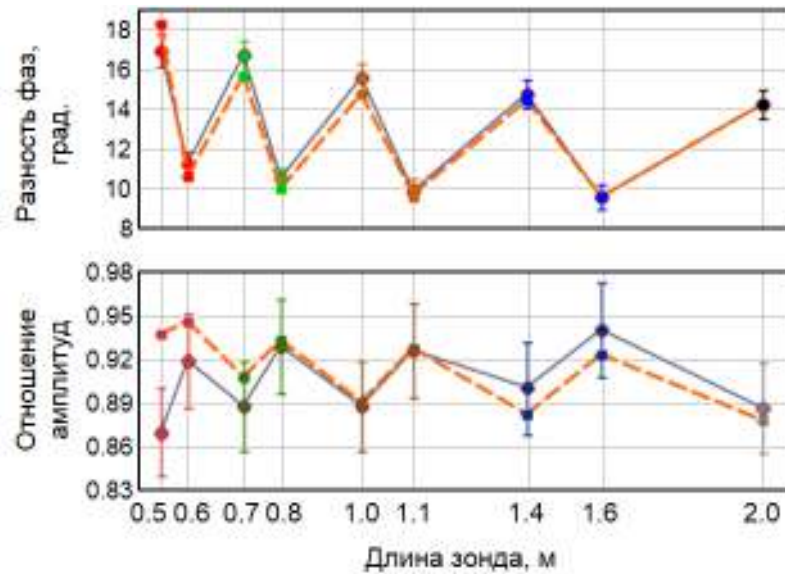


Рисунок 3.36 – Измеренные и подобранные для глинистого пласта 1 значения разности фаз и отношения амплитуд

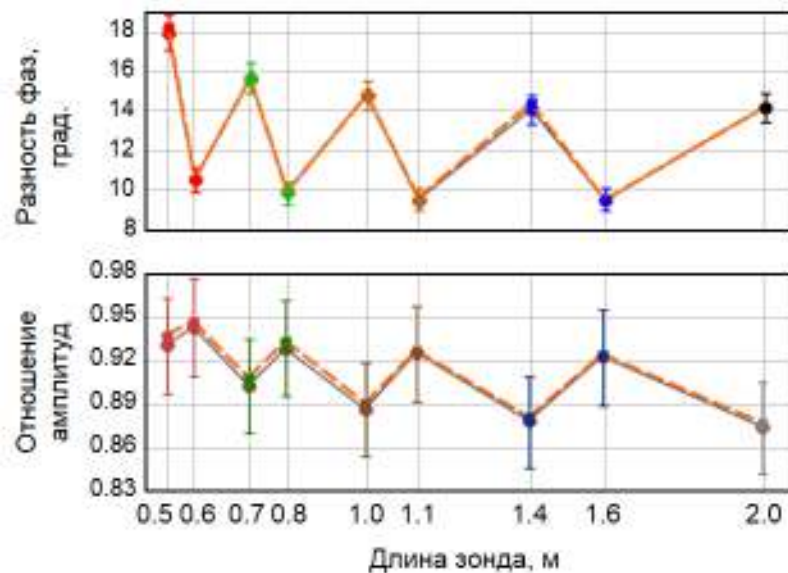


Рисунок 3.37 – Откорректированные измеренные и подобранные для глинистого пласта 1 значения разности фаз и отношения амплитуд

Часто в интервалах каротажа нет глинистых пластов достаточной толщины, которые можно считать однородными, или такой пласт всего один. В этом случае целесообразно проанализировать соотношение значений A_2/A_1 и привести зависимость A_2/A_1 от частоты к монотонному виду. При необходимости, предварительно учесть в значениях сигналов коротких зондов влияние эксцентриситета.

Если в глинистых пластах возможна частотная дисперсия диэлектрической проницаемости, то значения корректирующих поправок следует определять с учетом этого эффекта, то есть отдельно для каждой частоты.

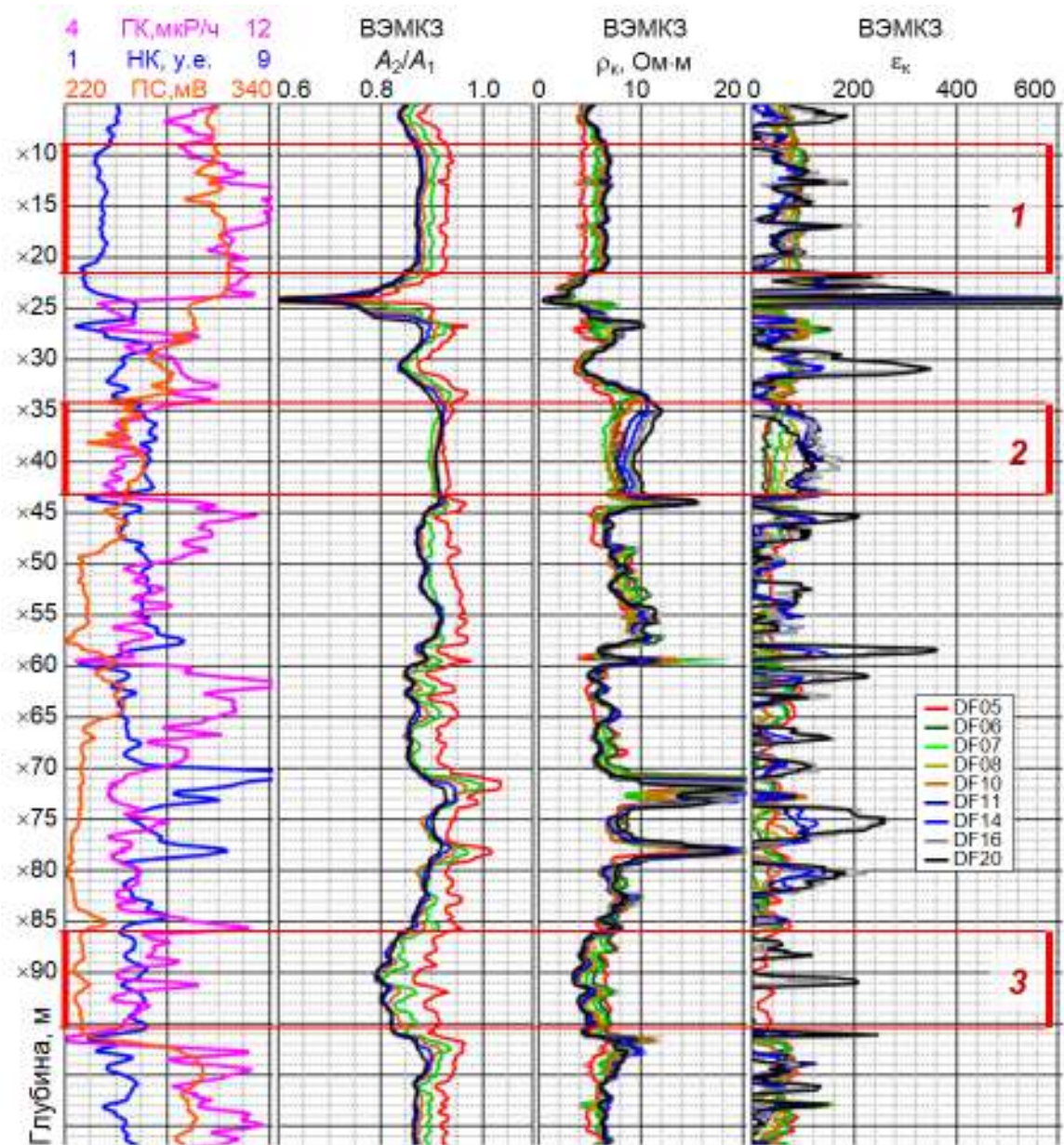


Рисунок 3.38 – Данные каротажа на песчано-глинистом интервале с карбонатизированными прослоями (аппаратура СКЛ-А, Тайлаковское месторождение, после коррекции систематической составляющей погрешности измерения) и трансформация ϵ_k по разности фаз и отношению амплитуд. Отношение амплитуд показано для зондов DF05, DF07, DF10, DF14, DF20. Глубина условная, диаметр скважины 0.216 м, диаметр прибора 0.102 м, УЭС раствора 0.7–0.8 Ом·м

Итак, при всех недостатках измерения отношения амплитуд, трансформация ϵ_k , рассчитанная по паре значений $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 для каждого зонда, отражает поляризационные свойства горных пород, что подтверждается корреляцией значений с интегральной гамма-активностью и потенциалом самополяризации. Поведение ϵ_k для зондов разной длины после учета систематической погрешности измерения A_2/A_1 соответствует модельным зависимостям как в непроницаемых глинистых пластах, так и в проницаемых песчаных пластах с разным флюидонасыщением.

3.5.3. Определение диэлектрической проницаемости с использованием инверсии

Приведенное выше исследование поведения ϵ_k приводит к выводу, что для анализа диэлектрических свойств целесообразнее использовать количественную интерпретацию, основанную на инверсии значений разности фаз и отношения амплитуд на базе геоэлектрической модели, соответствующей по сложности строению разреза.

В проницаемых флюидонасыщенных пластах в процессе бурения формируется прискважинная зона, обусловленная проникновением фильтрата бурового раствора. По радиальному профилю УЭС в этой зоне с помощью гидродинамического моделирования можно оценить параметры и насыщение коллектора (М.И. Эпов, И.Н. Ельцов, А.А. Кашеваров и др., 2004³⁷; 2012⁸¹). Поэтому важно как можно точнее восстановить этот радиальный профиль. При инверсии данных одного из методов значения полученных параметров обычно характеризуются широкой областью эквивалентности (Л.А. Табаровский, М.И. Эпов, 2006⁶²). Разная чувствительность к ρ и ϵ , разное пространственное разрешение и глубинность зондов значительно уменьшают эту область в пространстве геоэлектрических параметров при совместном анализе данных БКЗ, БК и ВЭМКЗ.

Когда в скважине проводится зондирование двумя методами электротометрии – ВЭМКЗ (ВИКИЗ) и БКЗ – основой методики оценки эффективной относительной диэлектрической проницаемости является возможность определения резистивной модели по данным БКЗ. Затем для полученных значений ρ подбираются такие значения ϵ , при которых рассчитанные сигналы ВЭМКЗ совпадают с измеренными (М. Епов, V. Glinskikh, C. Suhorukova et al., 2013³⁰⁰). Типичный пример такого подбора в пласте глини приведен на рисунке 3.39: слева – сигналы в резистивной модели, установленной инверсией сигналов БКЗ ($\rho=3.4$ Ом·м), справа – сигналы в модели с параметрами ρ и ϵ , где значение $\epsilon=133$ определено по разности фаз ВЭМКЗ. Измерения одновременные аппаратурой СКЛ-76, УЭС раствора 1.8 Ом·м.

При отсутствии данных БКЗ и отношения амплитуд, как правило, трудно сделать однозначное заключение о причине снижения кажущегося сопротивления по разности фаз $\rho_k(\Delta\phi)$ коротких высокочастотных зондов ВЭМКЗ. К снижению $\rho_k(\Delta\phi)$ приводит влияние как измененной прискважинной зоны пониженного УЭС, так и ϵ пород. Кроме того, как было показано выше (гл. 1), аналогичным образом разность фаз может изменяться при сдвиге прибора с оси скважины на стенку при большом диаметре скважины и маленьком диаметре прибора. В этом случае

³⁰⁰ Епов М., Glinskikh V., Suhorukova C., Nikitenko M., Nechaev O., Surodina I. Effective Electromagnetic Log Data Interpretation in Realistic Reservoir Models // Open Journal of Geology, 2013. Vol. 3, № 2B. P. 81–86.

необходимо установить по априорным данным, возможно ли изменение УЭС в прискважинной зоне в результате трещиноватости или набухания пород, а также учесть, если требуется, влияние эксцентриситета и переходить к оценке ε только в том случае, если снижение УЭС нельзя объяснить влиянием других факторов.

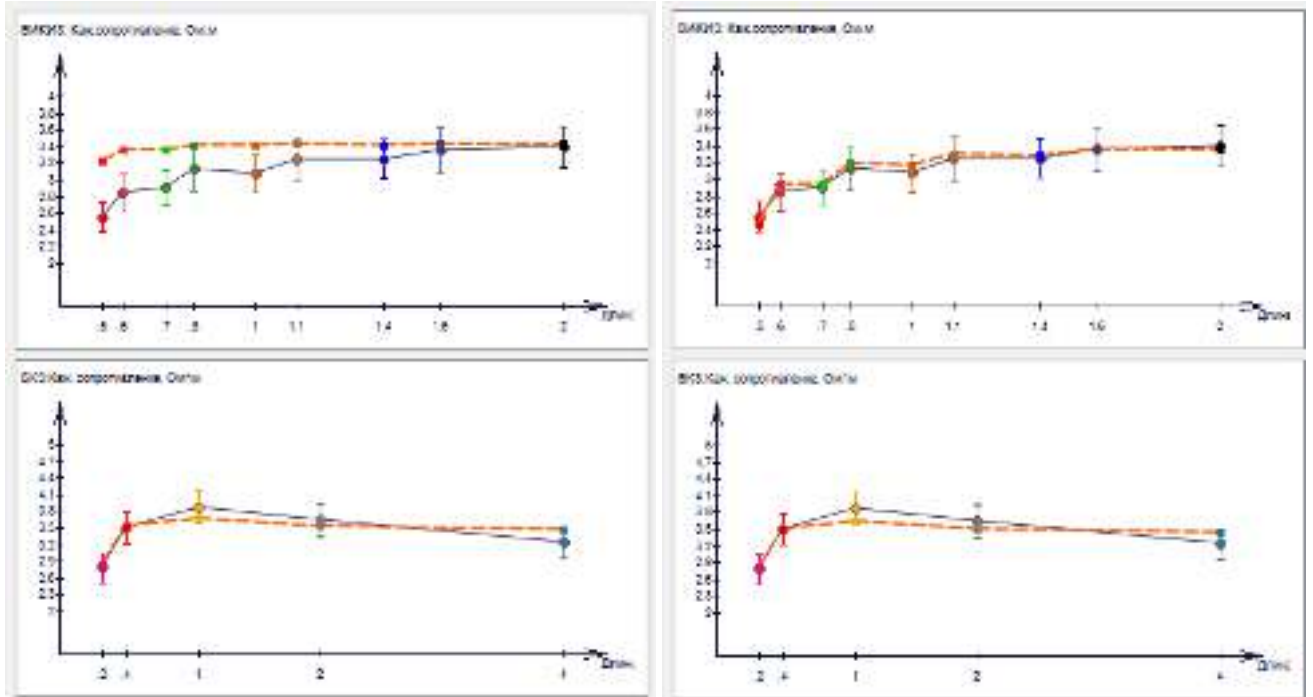


Рисунок 3.39 – Измеренные и подобранные сигналы ВЭМКЗ (верхние кривые) и БКЗ (нижние кривые) для пласта $\rho = 3.4$ Ом·м. Слева $\varepsilon = 20$, справа $\varepsilon = 133$

Если нет частотной дисперсии ε , параметры пласта могут быть найдены в результате совместной инверсии в системе EMF Pro сигналов ВЭМКЗ и БКЗ с одновременным поиском двух параметров пласта – ρ и ε . Совместное использование измеренных одновременно или с небольшим временным интервалом сигналов БКЗ и ВИКИЗ (5 значений $\Delta\varphi$) или ВЭМКЗ (9 значений $\Delta\varphi$ или 9 пар значений $\Delta\varphi$ и A_2/A_1) в большинстве случаев повышает надежность оценки УЭС пород и его радиального изменения, а в благоприятных случаях и значения ε .

При наличии в коллекторе измененных проникновением зон их влияние на разность фаз может быть эквивалентным зависимости от ε . Поэтому, если не учитывать ε , то можно выделить ложные понижающие прискважинные зоны. Например, если инвертировать сигналы ВЭМКЗ, рассчитанные в пласте без проникновения с параметрами $\rho = 5.0$ Ом·м и $\varepsilon = 50$, то при заданном единичном значении ε определяется модель с понижающей зоной проникновения: $\rho_{\text{зп}} = 4.1$ Ом·м, толщина 0.18 м (рисунок 3.40). Индикатором несоответствия выбранной модели в этом случае является несовпадение отношения амплитуд: рассчитанные в подобранной резистивной модели значения A_2/A_1 для коротких зондов меньше, чем рассчитанные в исходной модели с ε .

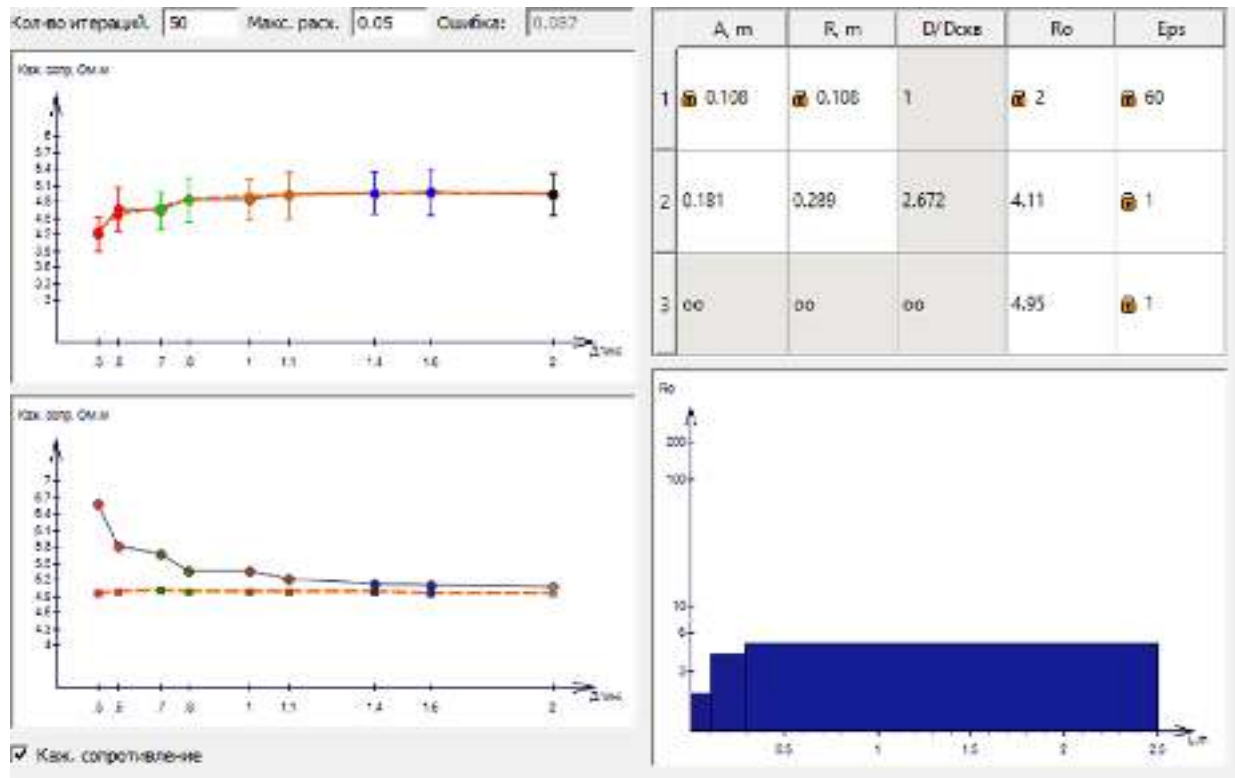


Рисунок 3.40 – Исходные (для модели $\rho = 5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\epsilon = 50$) и подобранные (для $\epsilon = 1$) сигналы ВЭМКЗ в значениях ρ_k (Ом·м): $\Delta\varphi$ (вверху) и A_2/A_1 (внизу); подобранная геоэлектрическая модель

Влияние повышенного значения ϵ в модели пласта небольшого УЭС с повышающей зонной проникновения приводит к следующим изменениям $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 . Параметры базовой модели: скважина $\rho_c = 2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_c = 0.108 \text{ м}$, $\epsilon_c = 60$; зона проникновения $\rho_{\text{зп}} = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $h_{\text{зп}} = 0.4 \text{ м}$, $\epsilon_{\text{зп}} = 1$; пласт $\rho_{\text{п}} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\epsilon_{\text{п}} = 1$ (рисунок 3.41). Значения $\rho_k(\Delta\varphi)$ и $\rho_k(A_2/A_1)$ в базовой модели показаны цветными точками, соединенными сплошной серой линией, значения в измененных моделях соединены штриховой оранжевой линией.

Если $\epsilon=50$ в зоне проникновения, то меняются сигналы на двух высоких частотах таким образом, что $\rho_k(\Delta\varphi)$ снижается, а $\rho_k(A_2/A_1)$, наоборот, повышается. Максимально изменение по сравнению с базовой моделью сигналов зонда DF05, как самого высокочастотного: $\rho_k(\Delta\varphi)$ ниже на $2.4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а $\rho_k(A_2/A_1)$ больше более чем в три раза.

Если $\epsilon=50$ в неизменной части пласта, то меняются сигналы большей части зондов (кроме низкочастотных DF16 и DF20). Притом что в ближней к зонду зоне $\epsilon_{\text{зп}} = 1$, значение $\rho_k(\Delta\varphi)$ максимально снижается также на высоких частотах (на 2.5 , 2.0 и 1.2° на частотах 14.0 , 7.0 и 3.5 МГц соответственно), а $\rho_k(A_2/A_1)$ увеличивается на всех частотах кроме самой высокой (на величину ≈ 2.0 на частотах 7.0 и 3.5 МГц , $\approx 1.2^\circ$ на частоте 1.75 МГц и $\approx 0.8^\circ$ на частоте 0.875 МГц).

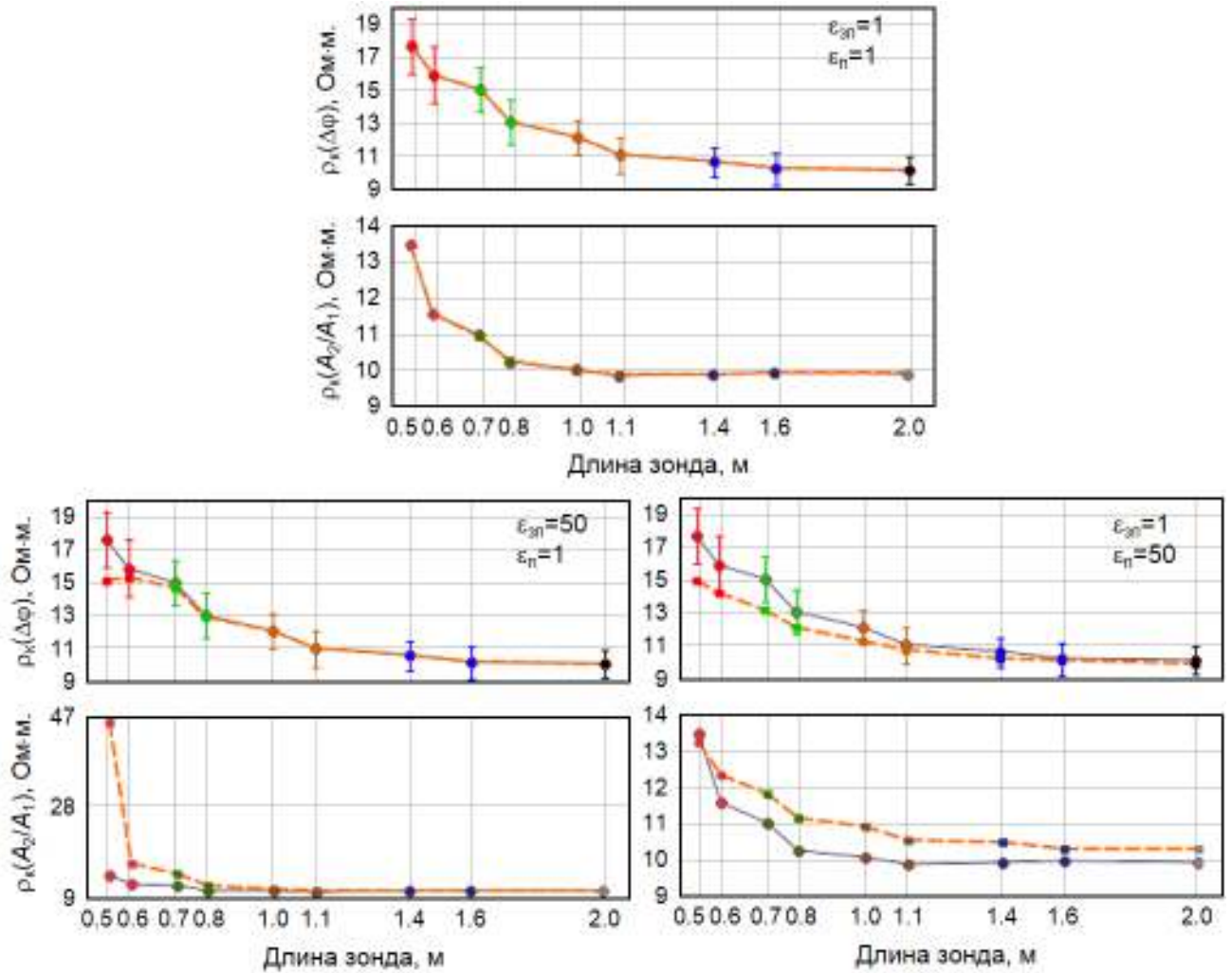


Рисунок 3.41 – Влияние повышенной ε в зоне проникновения и пласте на значения $\rho_k(\Delta\varphi)$ и $\rho_k(A_2/A_1)$. Скважина: $\rho_c=2$ Ом·м, $r_c=0.108$ м, $\varepsilon_c=60$; зона проникновения: $\rho_{зп}=20$ Ом·м, $h_{зп}=0.4$ м; пласт $\rho_p=10$ Ом·м, значение ε указано на рисунках

При одновременном изменении значений ε во всех зонах пласта изменения $\rho_k(\Delta\varphi)$ и $\rho_k(A_2/A_1)$ практически суммируются.

Выбранные значения параметров ЗП ($\rho_{зп}$ и $h_{зп}$) в последнее время достаточно часто определяются по данным электрометрии, то есть, вполне типичны для современных условий бурения и времени каротажа. Значение $\varepsilon=50$ очень высоко для песчаного флюидонасыщенного пласта, а реальные значения (1–20) приводят к меньшим изменениям. Поэтому в подобных геоэлектрических условиях определить небольшое значение ε с достаточной точностью не представляется возможным. Такие же результаты получены и в моделях с окаймляющей зоной.

Чувствительность сигналов к ε повышается в моделях с высокими значениями УЭС. Поскольку увеличение ε приводит к изменению $\Delta\varphi$, аналогичному изменению при наличии понижающего проникновения, а УЭС понижающей зоны наименьшее в случае бурения на высокопроводящем растворе, то для поясняющего примера (рисунок 3.42) взята модель с УЭС раствора

$\rho_c = 0.05$ Ом·м и радиусом скважины $r_c = 0.062$ м (типичные для наклонных и горизонтальных стволов значения) при УЭС пласта $\rho_n = 50.0$ Ом·м.

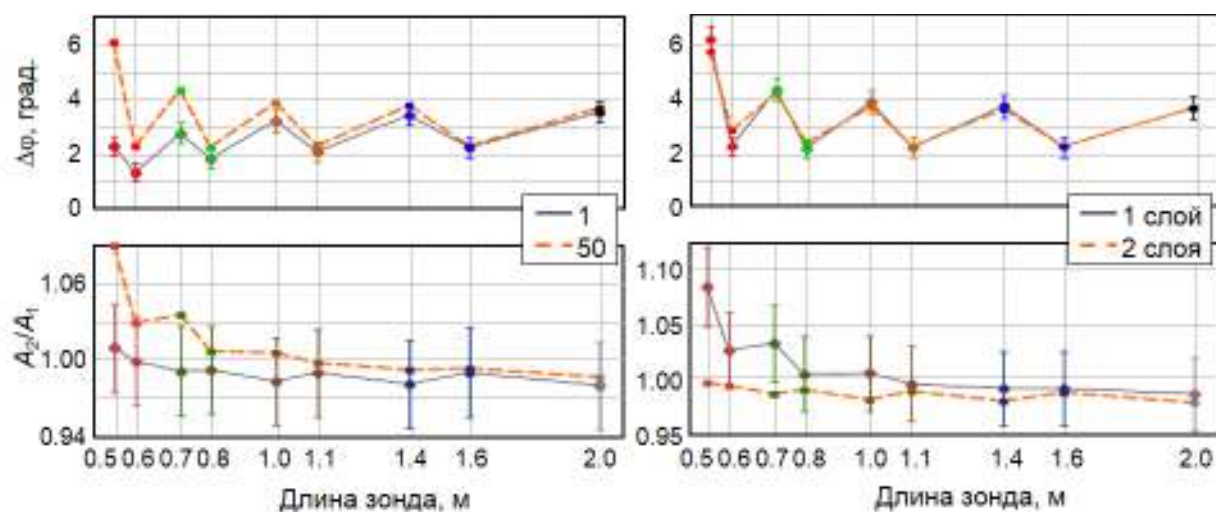


Рисунок 3.42 – Значения разности фаз $\Delta\varphi$ и отношения амплитуд A_2/A_1 в пласте с $\varepsilon_n=1$ и с $\varepsilon_n=50$ (слева, ε_n указано в легенде); в пласте с $\varepsilon_n=50$ и в подобранной по разности фаз модели пласта с $\varepsilon=1$ с зоной проникновения (справа, количество цилиндрических слоев указано в легенде). Пласт: $\rho_n=50.0$ Ом·м, скважина: $\rho_c=0.05$ Ом·м, $r_c=0.062$ м, $\varepsilon_c=60$; постинверсионная модель ($\varepsilon=1$): зона проникновения: $\rho_{zn}=8.9$ Ом·м, $h_{zn}=0.25$ м; пласт: $\rho_n=47.4$ Ом·м

Разница значений $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 в высокоомном пласте при $\varepsilon_n = 1$ и 50 оказывается значительной (для $\Delta\varphi$ превышает 0.5° , обозначенное вертикальными отрезками, для половины зондов; для A_2/A_1 – превышает 0.035 для зондов с частотой 14 и 7 МГц), чтобы обеспечить возможность оценки значения ε . Если не использовать A_2/A_1 , то при инверсии в резистивной модели (с единичным значением ε) для подбора $\Delta\varphi$ необходимо вводить в модель понижающую зону, параметры которой определяются как $\rho_{zn} = 8.9$ Ом·м, $h_{zn} = 0.25$ м.

Следует заметить, что при высокой минерализации бурового раствора в проницаемых породах формируются зоны с толщиной, близкой к определенной, но меньшего УЭС (0.5–3.0 Ом·м). Поэтому появление в результирующей модели понижающих зон с относительно высоким УЭС может быть признаком влияния именно поляризационных процессов, а не наличия флюидонасыщения и проницаемости породы. Если аппаратура измеряет отношение амплитуд, то даже при наличии систематических ошибок на отдельных частотах анализ сигналов всех зондов приведет к необходимости отказаться от чисто резистивной модели.

3.5.4. Частотная дисперсия диэлектрической проницаемости глин

В некоторых случаях сигналы ВЭМКЗ и БКЗ не удастся подобрать с одним значением ε , как, например, в одной из скважин Хорлорского месторождения, пробуренной на глинистом буровом растворе (рисунок 3.43, глубина около 2500 м). Красными прямоугольниками слева

выделены пласты водонасыщенного песчаника ($\times 12\text{--}\times 24$ м) и реперных глин ($\times 86\text{--}\times 99$ м). Толщина пластов (около 10 м) достаточна для того, чтобы пренебречь влиянием вмещающих пород на сигнал зондов длиной, не превышающей половины толщины пласта (диаметр скважины 0.216 м, УЭС глинистого раствора около 2 Ом·м).

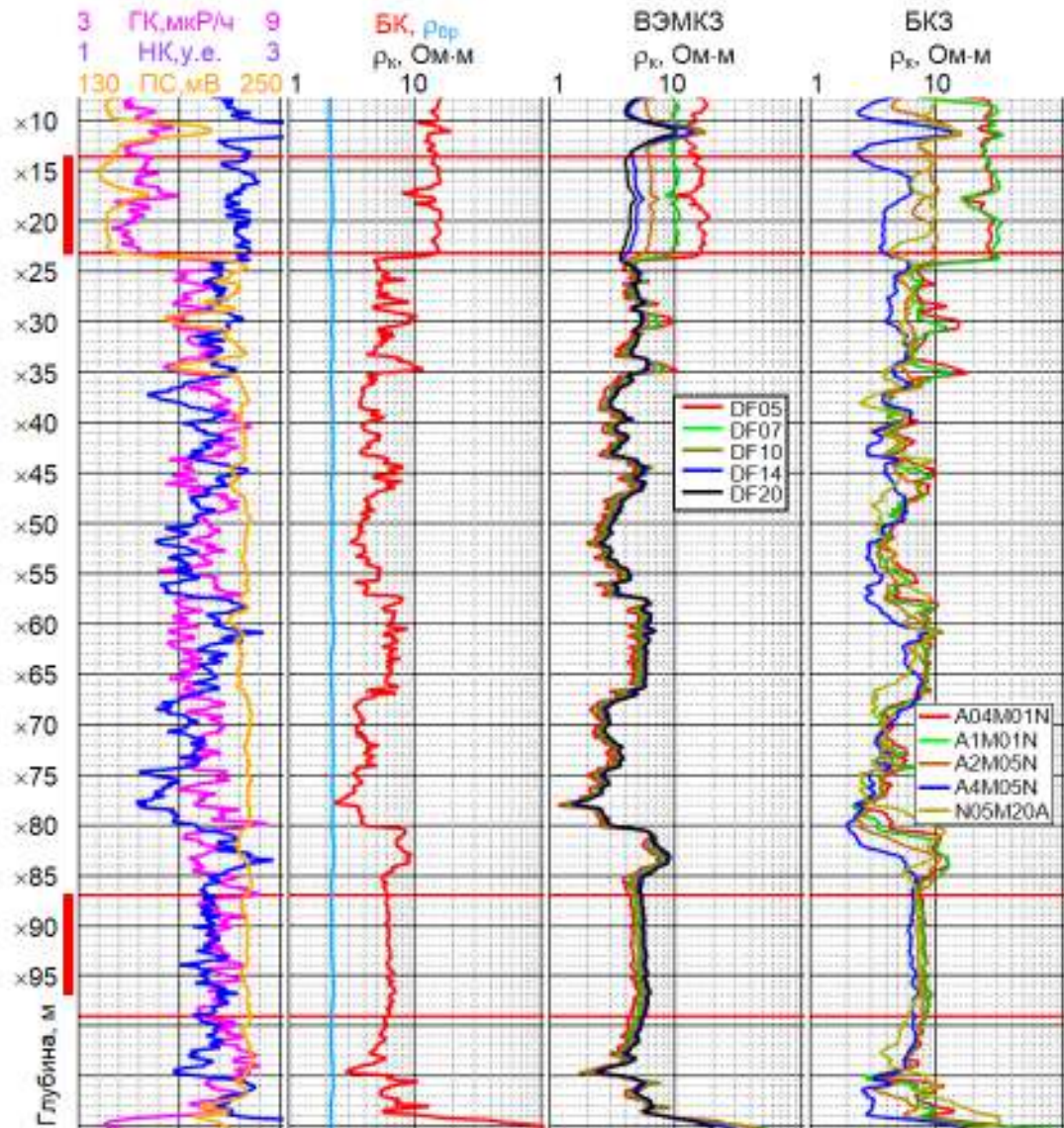


Рисунок 3.43 – Данные каротажа на интервале мощных однородных глин (Хорлорское месторождение)

В водонасыщенном песчаном пласте совместной инверсией хорошо подбираются сигналы обоих методов, и притом в резистивной модели (рисунок 3.44). Измененная зона аппроксимируется двумя коаксиальными слоями, один из которых соответствует зоне проникновения (толщина 0.3 м, УЭС 11 Ом·м), а другой, ближний к скважине – промытой зоне (толщина 0.12 м, УЭС 59 Ом·м). УЭС пласта около 4 Ом·м. Значения ϵ в системе EMF Pro взяты единичными и не подбирались.

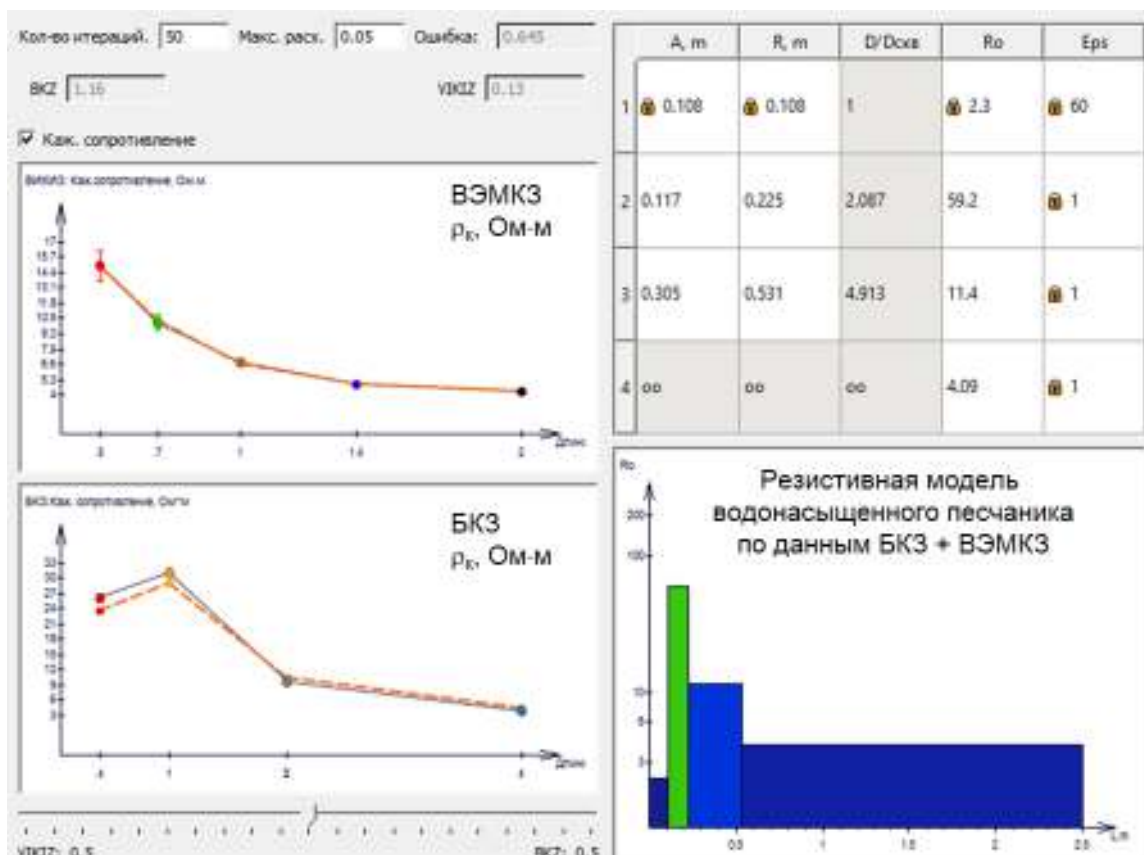


Рисунок 3.44 – Геоэлектрическая модель водонасыщенного песчаного пласта

Однако в глинистом пласте (рисунок 3.45) резистивную модель, объясняющую сигналы и ВЭМКЗ, и БКЗ, построить не удастся. Если подобрать модель по сигналам БКЗ, теоретическая кривая ВЭМКЗ оказывается далеко за пределами погрешности измерения (вертикальные отрезки, соответствующие погрешности измерения разности фаз $\pm 0.5^\circ$). При этом сигналы коротких зондов в большей степени не совпадают с измеренными, чем сигналы длинных зондов. В резистивной модели рядом со скважиной выделяется тонкая зона повышенного УЭС, отражающая влияние анизотропии УЭС пласта. Горизонтальное УЭС определяется равным 6.6 Ом·м.

Подбор модели с одним значением ϵ приводит к тому, что измеренные и рассчитанные сигналы совпадают в пределах погрешности измерения только для двух коротких зондов (рисунок 3.46). Такими же результатами заканчивается инверсия сигналов, измеренных и в других скважинах этого месторождения. Подобрать разность фаз, измеренную каким-либо зондом ВЭМКЗ, получается только по отдельности. Подбор проводится при зафиксированных (неизменяемых) параметрах резистивной модели. Рассчитанные и измеренные сигналы, показанные на рисунке 3.47, значительно расходятся на всех частотах кроме подбираемой, значения ϵ существенно разные для частот близких по длине зондов.

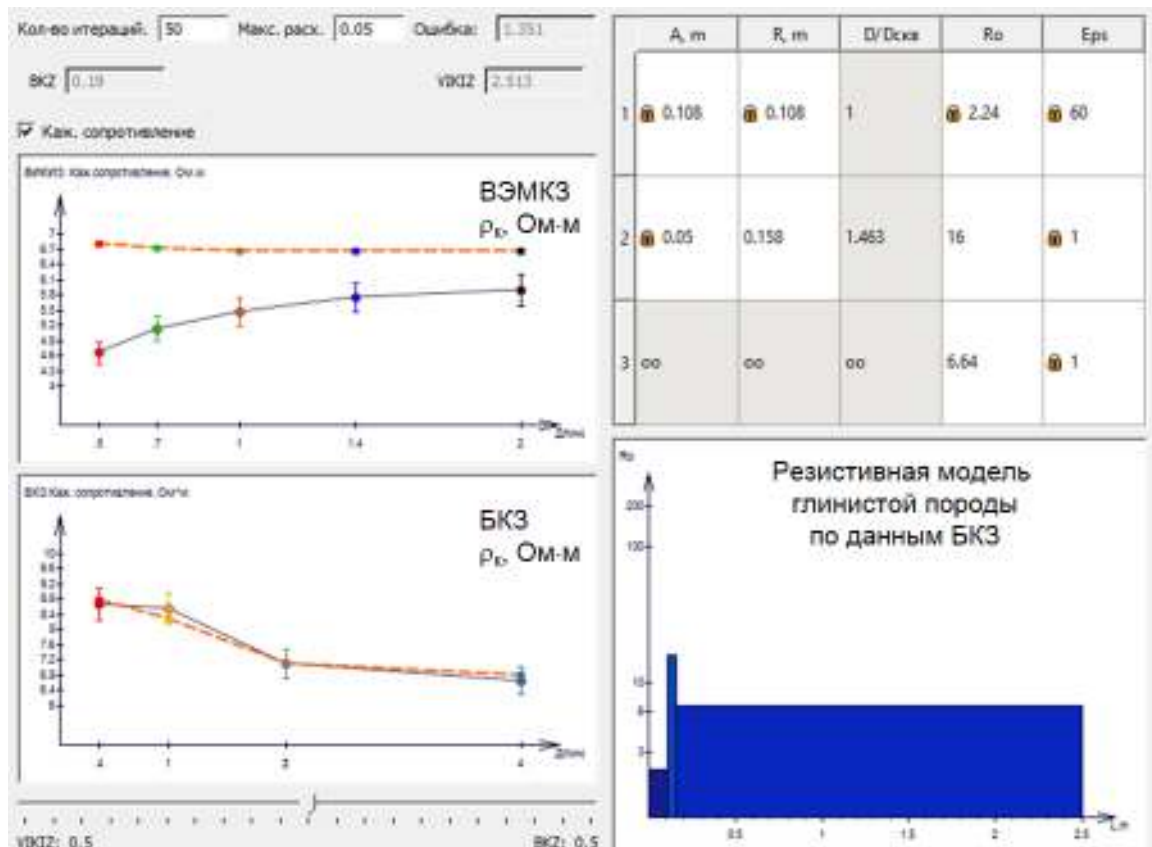
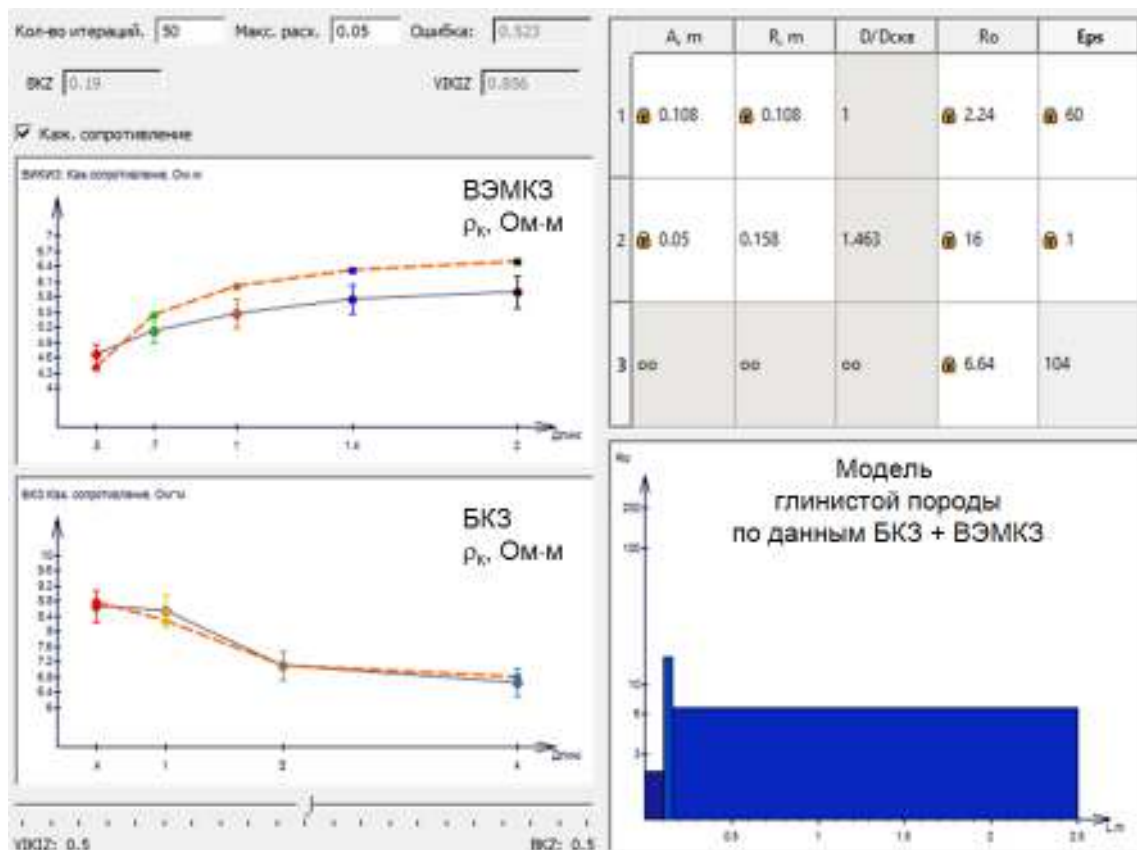


Рисунок 3.45 – Геоэлектрическая резистивная модель глинистого пласта

Рисунок 3.46 – Геоэлектрическая модель (ρ , ϵ) глинистого пласта

Результат такого подбора показывает уменьшение эффективного значения ε с частотой (рисунок 3.48). Вертикальные отрезки отражают полосу возможных значений, определяемую погрешностью измерения $\Delta\varphi$. Значение ε на частоте 14 МГц составляет $480 (\pm 200)$ и снижается (квазилинейно на билогарифмическом бланке) до $90 (\pm 10)$.

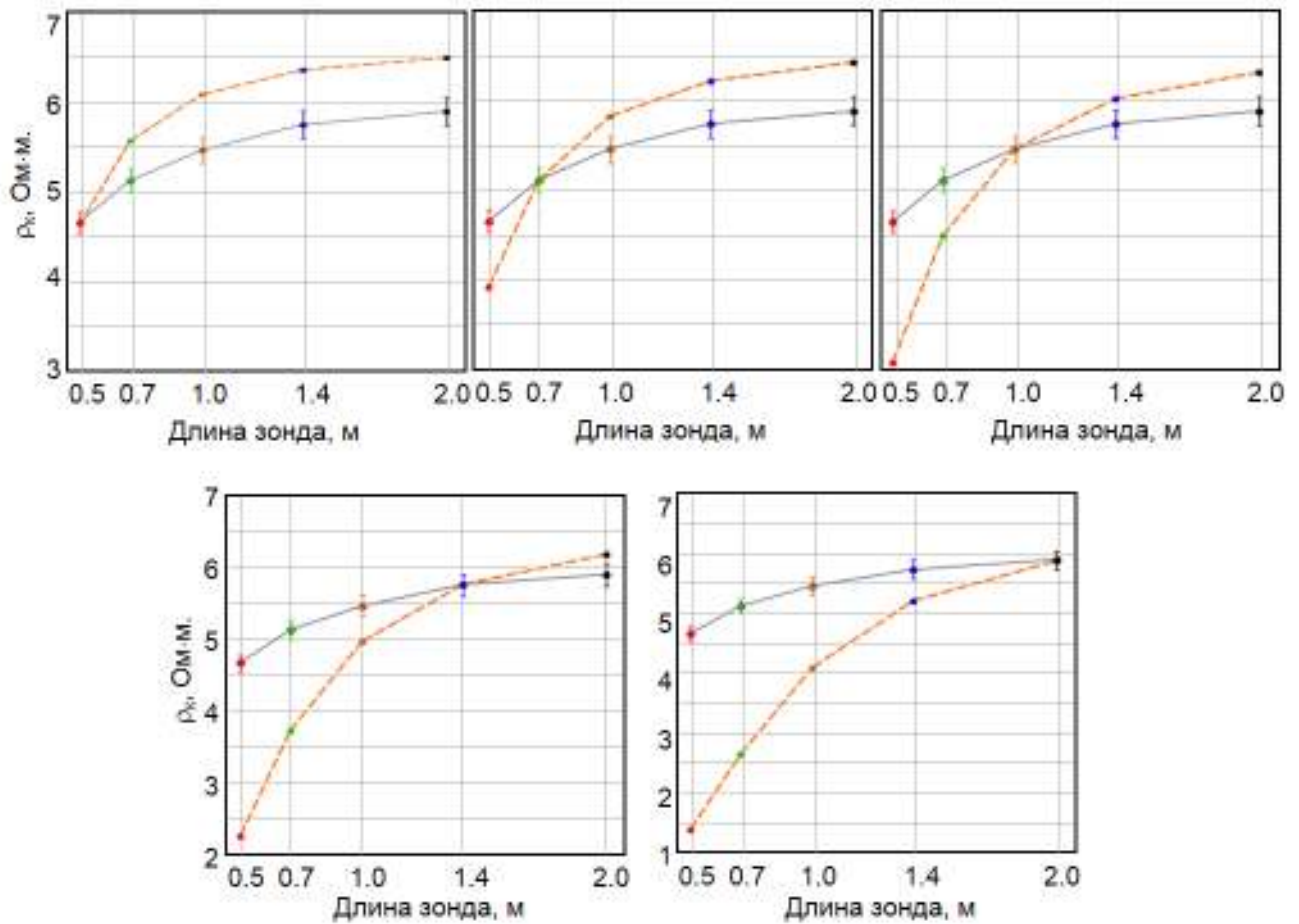


Рисунок 3.47 – Позондовый подбор разности фаз ВИКИЗ изменением ε

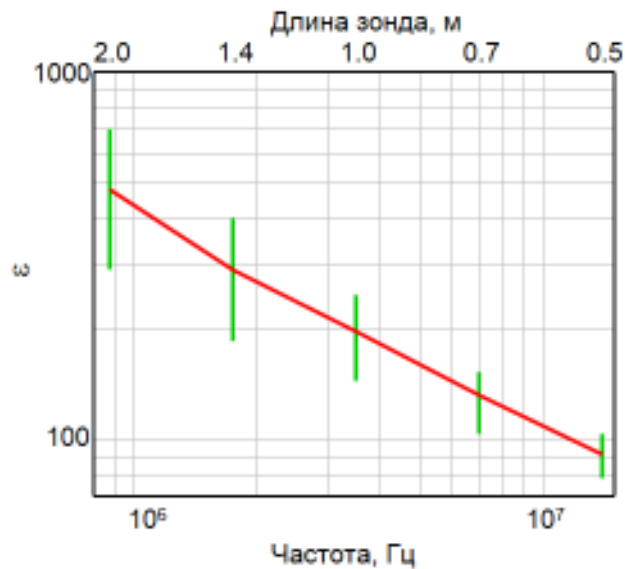


Рисунок 3.48 – Эффективная ε глинистого пласта, определенная по разности фаз ВИКИЗ

Для измерений на интервале указанного пласта в других скважинах этого месторождения получается аналогичная зависимость.

Приведенный пример поведения сигналов на интервале реперного пласта глинистых пород является наиболее показательным. Исследование материалов ВЭМКЗ и БКЗ из десятков других скважин месторождений Западной Сибири показало, что в той или иной степени этот эффект проявляется и в других слабопроницаемых глинистых пластах. Зависимости эффективного значения ε от частоты для нескольких мощных глинистых интервалов разного УЭС оказываются похожими друг на друга (рисунок 3.49). Шифр кривых – УЭС пласта, подобранное по сигналам БКЗ. Зеленым и красным цветом показаны зависимости, полученные на интервалах баженовских глин с высоким УЭС; синим и розовым – на интервалах низкоомных глинистых пластов, залегающих на глубине 1800–2200 м; темно-розовым и голубым – на интервалах уплотненных глин юрского возраста. Пунктирными линиями для каждой кривой показаны границы интервала возможных значений ε , полученные для значений сигнала, измененных на погрешность измерения, равную 0.5° ($\Delta\varphi \pm 0.5^\circ$).

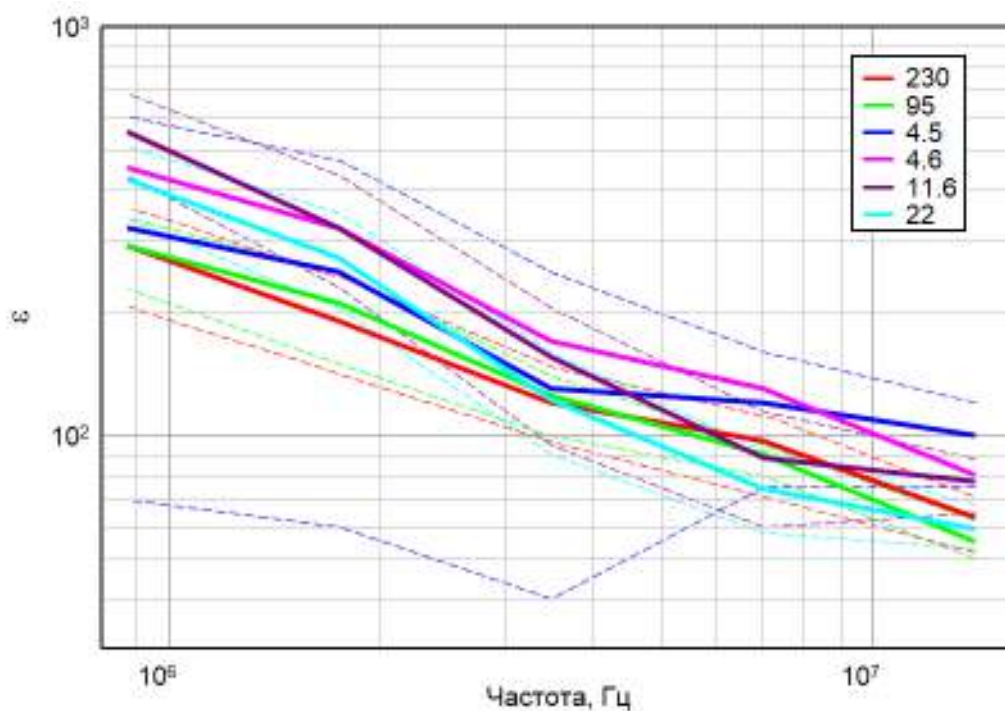


Рисунок 3.49 – Зависимости эффективного значения ε от частоты в глинистых пластах (УЭС в легенде, Ом·м), определенные по данным ВЭМКЗ и БКЗ. Сплошная линия – значение для измеренной разности фаз, пунктир – для значений на краях интервала, задаваемого погрешностью измерения

Аналогичные результаты при измерениях на образцах глин и суглинков получены А.Д. Талаловым и Д.С. Даевым (1996²⁷¹). Сравнение данных лабораторного эксперимента и результатов интерпретации данных БКЗ и ВЭМКЗ (рисунок 3.50) приводит к выводу о том, что в

диапазоне частот 0.875–14.000 МГц вид зависимостей $\varepsilon(F)$ для глинистых отложений и глинистого образца одинаков.

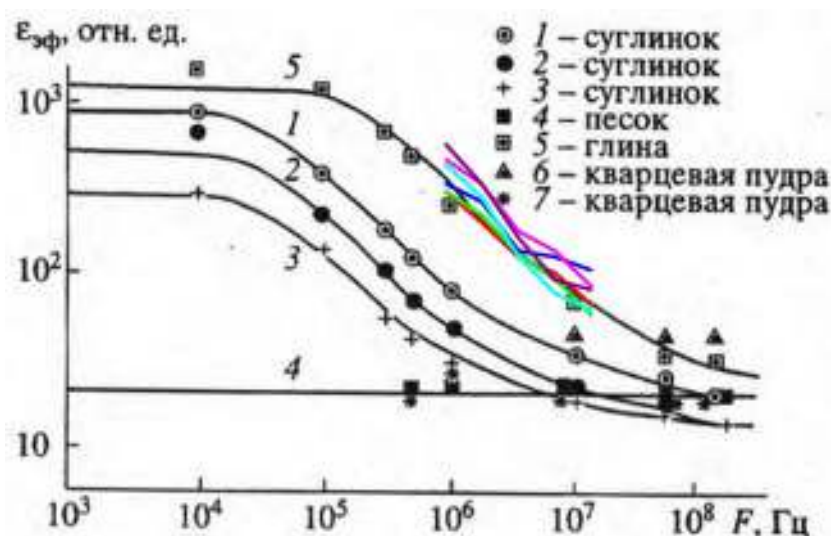


Рисунок 3.50 – Зависимость эффективного значения ε от частоты в глинистых пластах, в сравнении с результатами лабораторных измерений на образцах (результаты интерпретации ВЭМКЗ нанесены цветными линиями на рисунке из статьи А.Д. Талалова, Д.С. Даева (1996²⁷¹))

Вертикальная скважина Русскинского месторождения (диаметр 0.216 м, УЭС раствора 1.5 Ом·м) вскрывает высокоомные баженовские отложения на относительной глубине $\times 27$ – $\times 54$ м (рисунок 3.51, глубина около 3000 м), каротаж проведен аппаратурой СКЛ-76. По данным БКЗ и ρ_k и УЭС, определяемое инверсией в модели пласта без проникновения, оказываются выше, чем аналогичные значения по данным ВЭМКЗ. Это приводит к выводу о возможном влиянии на сигналы ВЭМКЗ поляризационных процессов. Следует отметить, что на высокоомном интервале свиты A_2/A_1 для большей части зондов оказывается больше единицы, что, как было показано выше, также является признаком поляризации.

Интервал $\times 32.4$ – $\times 38.2$ м по данным скважинной электрметрии относительно однороден. Численный анализ сигналов БКЗ позволяет получить резистивную модель с горизонтальным УЭС 250–280 Ом·м и вертикальным УЭС 500–800 Ом·м. Для оценки значений диэлектрической проницаемости за базовое УЭС выбрано наименьшее из значений горизонтального УЭС – 250 Ом·м.

Сигналы ВЭМКЗ подбираются с использованием программы М.Н. Никитенко ЕссV (зонд ВЭМКЗ на стенке скважины в пласте с УЭС и диэлектрической проницаемостью, дипольное приближение). УЭС пласта 250 Ом·м, смещение оси зонда с оси скважины максимально и равно 0.07 м. Результаты подбора приведены на рисунке 3.52. Для разности фаз показаны отклонения $\pm 0.3^\circ$, для отношения амплитуд $\pm 5\%$.

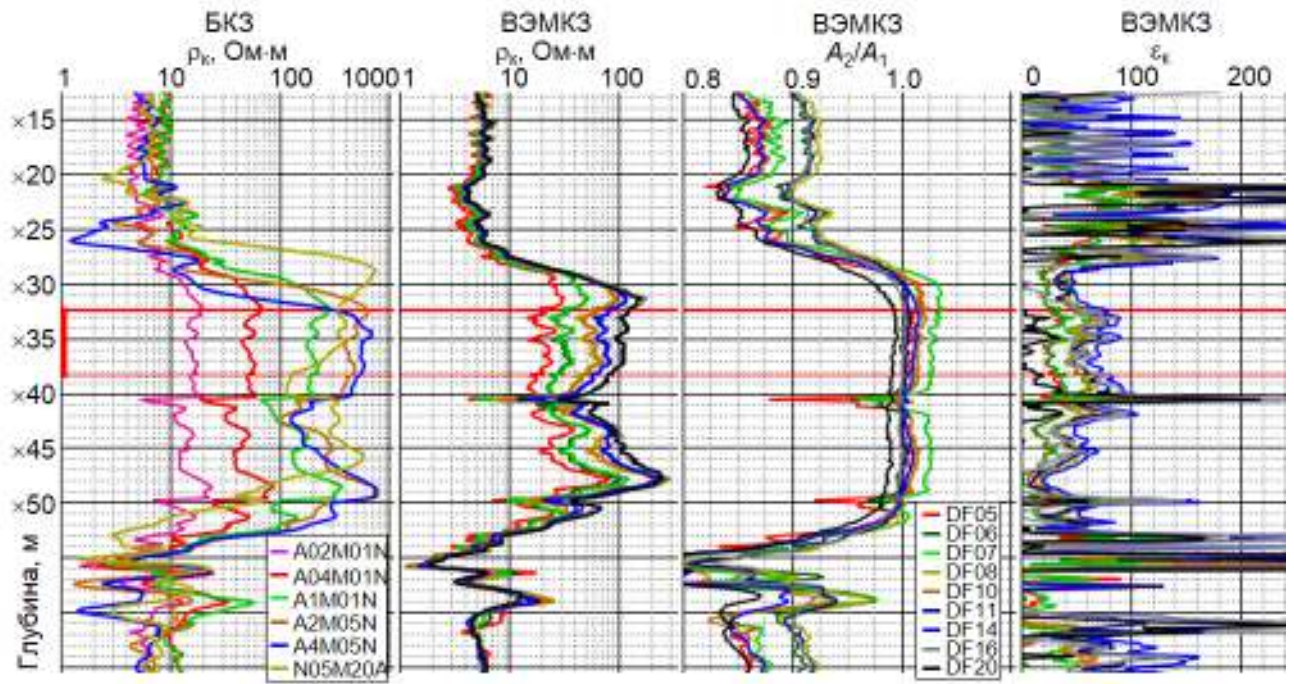


Рисунок 3.51 – Данные каротажа (БКЗ, ВЭМКЗ СКЛ) на интервале баженовских отложений (×27–×54 м) в вертикальной скважине Рускинского месторождения

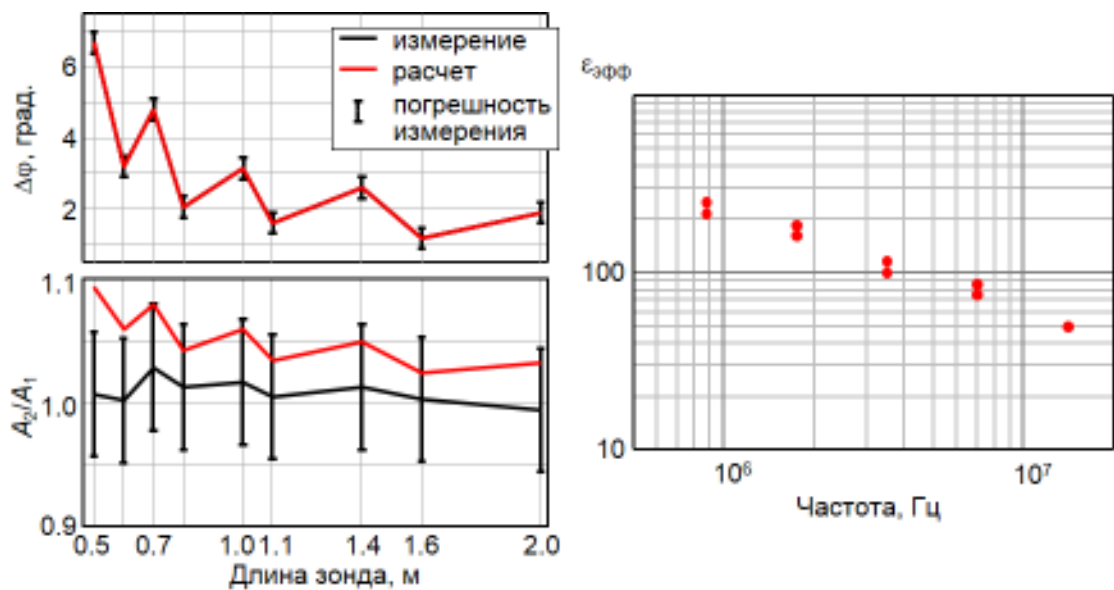


Рисунок 3.52 – Измеренные и подобранные сигналы ВЭМКЗ и определенная инверсией частотная зависимость эффективного значения относительной диэлектрической проницаемости

Значения ϵ подбирались для измеренных значений разности фаз. Отношение амплитуд в пределах погрешности измерения также можно считать подобранным для всех зондов кроме двух коротких. Очевидно наличие в измеренных значениях A_2/A_1 систематической погрешности. Определение поправок по сигналам в расположенном ниже пласте глин и их внесение в сигналы зондов DF05 и DF07 (поправки увеличивают отношение амплитуд на 0.034 и 0.014, соответственно) приводит к кривой зондирования такой же формы, что и расчетная, но все ее

значения остаются меньше расчетных на 0.03–0.04. Хотя в пределах погрешности измерения отношение амплитуд считается подобранным, несомненно наличие систематической составляющей погрешности измерения на этом уровне сигнала.

Значения ε , определенные по сигналам зондов с одной операционной частотой, оказываются близкими, общий вид зависимости от частоты такой же, что и на рисунке 3.49.

Выводы и результаты

1. Меньшее значение УЭС по данным ВЭМКЗ в глинистых осадочных отложениях по сравнению с УЭС по данным БКЗ обусловлено влиянием поляризационных процессов, которые выражаются в повышенных значениях эффективной диэлектрической проницаемости.

2. Разность фаз, измеряемая приборами ВИКИЗ и ВЭМКЗ, зависит от значения ε однородной среды. Измеренная приборами ВИКИЗ и ВЭМКЗ в Телецком озере зависимость $\Delta\varphi$ от электрических параметров пресной воды соответствует теоретически рассчитанной.

2. Исследовано поведение сигналов и трансформации ε_k (рассчитываемой в интерпретационной системе EMF Pro) в осесимметричных моделях разной сложности со значениями УЭС пластов и условиями измерения, типичными для терригенных отложений Западной Сибири. Трансформация ε_k , рассчитываемая по значениям разности фаз и отношения амплитуд для каждого зонда ВЭМКЗ аппаратуры СКЛ, существенно завышается в области геоэлектрической границы со стороны пласта с меньшим УЭС (в интервале около длины зонда, если пласт с меньшим УЭС расположен сверху и около 1.7 длины зонда – если внизу), а также в интервале проницаемого пласта с окаймляющей зоной.

3. Выявлено наличие систематической составляющей погрешности измерения отношения амплитуд ВЭМКЗ, затрудняющей использование трансформации ε_k при анализе сигналов аппаратуры СКЛ. Предложен алгоритм оценки и коррекции систематической составляющей, определяемой инверсией данных БКЗ и ВЭМКЗ на интервалах реперных пластов.

4. Предложены методические приемы определения эффективной диэлектрической проницаемости по комплексу данных БКЗ и ВЭМКЗ (ВИКИЗ): построение резистивной модели по данным БКЗ и последующая оценка ε по данным ВЭМКЗ при фиксированных значениях УЭС.

5. Получены оценки ε глинистых отложений месторождений Западной Сибири, в том числе их зависимость от частоты в реперных глинах Хорлорского месторождения, в отложениях баженовской свиты и глинистых покровов с использованием инверсии сигналов ВЭМКЗ (разность фаз, разность фаз и отношение амплитуд) на базе цилиндрически-слоистой модели.

Таким образом, идентификация интервала с повышенной диэлектрической проницаемостью и построение его стартовой геоэлектрической модели базируется на анализе и совместной

инверсии данных БКЗ и ВЭМКЗ, что позволяет выявить поляризацию по признаку меньшего УЭС пласта, определяемого по данным ВЭМКЗ, по сравнению с УЭС, определяемым по данным БКЗ. Дополнительным признаком является специфическое соотношение разности фаз и отношения амплитуд, измеряемых аппаратурой СКЛ. Проведение интерпретации предполагает два этапа: построение резистивной модели по данным БКЗ и подбор для этой модели таких значений ϵ , для которых совпадают измеренные и расчетные сигналы ВЭМКЗ. В некоторых глинистых отложениях значение ϵ зависит от частоты возбуждающего электромагнитного поля, поэтому сигналы, измеренные на разных частотах, подбираются по-отдельности.

В результате проведенного численного исследования синтетических и практических сигналов ВЭМКЗ показано, что добавление в геоэлектрическую модель диэлектрической проницаемости успешно устраняет кажущиеся противоречия данных ВЭМКЗ и БКЗ в непроницаемых глинистых средах. Несмотря на то, что выделение глинистых отложений с повышенными поляризационными свойствами и оценка их ϵ не связаны с основной задачей каротажа, то есть определением нефтенасыщения коллекторов, корректная интерпретация сигналов на интервалах опорных глинистых отложений обеспечит правильную калибровку аппаратуры электрического и электромагнитного каротажа. Точность оценки ϵ может быть повышена при совместном анализе разности фаз и отношения амплитуд ВЭМКЗ, но для этого необходимо повысить точность измерения отношения амплитуд.

Глава 4

ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА И БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ В СУБГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Направленное бурение наклонных и горизонтальных скважин широко применяется во всем мире и в России, и тем больше, чем меньше остается легких для разработки, то есть мощных и нефтенасыщенных, коллекторов. Задачи последнего времени – провести скважину к частям коллектора, оставшимся незатронутыми обводнением из нагнетательных скважин, под кровлей маломощных коллекторов, а также с удаленной площади к плохо доступным коллекторам, например, в шельфовой области. По данным каротажа в процессе бурения осуществляется геонавигация, по более полным данным каротажа после бурения обосновывается выбор интервалов перфорации. Оценка продуктивности последних осуществляется традиционно по значению кажущегося УЭС, определяемого по данным электроразведочных методов каротажа.

Для исследования электрофизических свойств пластов разреза в сильно наклонных и горизонтальных стволах в последнее время используется аппаратура бокового и индукционного каротажа. Однако наибольший интерес представляет один из наиболее используемых в Западной Сибири методов – высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование (ВЭМКЗ). В последние 5 лет также появились данные измерения в субгоризонтальных скважинах комплексом градиент-зондов (модуль БКЗ аппаратуры СКЛ, см. п. 1.1.3), ранее в таких условиях не применявшимся.

Существенное изменение условий измерения и наклона скважины относительно пластов в субгоризонтальных и наклонных стволах, а также изменение строения разреза на большей глубине приводит к значительному изменению регистрируемых сигналов по сравнению с сигналами в вертикальных скважинах. Поэтому применение для качественной и тем более количественной интерпретации методик, разработанных для вертикальных скважин, часто приводит к ошибкам в определении УЭС пласта, а значит, и в оценке коэффициента нефтенасыщения и эффективной мощности.

Проблема усложняется также меньшей глубиной методов, по которым проводится литологическое расчленение: например, данные РК в 0.2–0.3 м под кровлей коллектора уже показывают, что скважина находится в песчаной породе, а сигналы ИК в большой степени определяются вкладом перекрывающих глинистых пород. Именно поэтому в таких условиях предпочтительны зонды ВЭМКЗ, генерирующие поле на относительно высоких частотах и вследствие этого обладающие высокой разрешающей способностью по сравнению с низкочастотными. Измерение зондами в аппаратуре СКЛ двух характеристик э.д.с. в приемных катушках –

разности фаз ($\Delta\varphi$) и отношения амплитуд (A_2/A_1) – предоставляет при их совместном анализе дополнительные возможности для интерпретации данных в субгоризонтальных скважинах, такие как оценка анизотропии УЭС (М.И. Эпов, Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, 2016 ⁴⁶), а также оценка УЭС подстилающего пласта и расстояния до него (А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова, 2016 ⁵³).

В то же время выбранный для ВЭМКЗ частотный диапазон обеспечивает высокую чувствительность сигналов к любым областям вблизи прибора, заполненным биополимерным буровым раствором с низким УЭС. Известно, что диаграммы сигналов в сильнонаклонных и горизонтальных скважинах, пробуренных на минерализованном биополимерном растворе, часто осложнены квазипериодическими помехами, предположительно являющимися вкладом в сигнал от неровностей стенки скважины (утолщений, несимметричных каверн, трещин, неровной траектории ствола). Не соответствующая ожидаемому немонотонная или слишком пологая форма кривой зондирования может возникать вследствие другой асимметрии – неосесимметричного положения прибора.

Анализ $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 в модели без учета скважины показывает, что в области пересечения границы контрастных по УЭС пластов повышается информативность сигналов в отношении УЭС пластов и угла между зондом и границей, в том числе за счет влияния зарядов, возникающих на границах при пересечении последних вихревыми токами и определяемых контрастом УЭС граничащих пластов ³⁰¹. Влияние скважины с буровым раствором низкого УЭС и понижающей прискважинной зоны, измененной диффузией солей из раствора, может привести к изменению значений сигналов в области границ. Этим обусловлена необходимость сравнения сигналов в модели со скважиной и измененной зоной и в модели без этих объектов.

Обычно применяемая методика интерпретации данных ВЭМКЗ разработана еще для первой модификации метода – ВИКИЗ – и наиболее распространенного варианта аппаратуры и основывается на трансформации значений $\Delta\varphi$ в кажущееся УЭС $\rho_k^{\Delta\varphi}$, то есть УЭС однородной среды, значение $\Delta\varphi$ в которой равно измеренному сигналу. Реже применяется методика численной инверсии на основе подбора цилиндрически-слоистой геоэлектрической модели пласта неограниченной мощности. Однако распределение электромагнитного поля, возбуждаемого в среде наклонным зондом, существенно отличается от вихревых токов круговой формы, возникающих при расположении зонда перпендикулярно напластованию. Поэтому диаграммы сигналов

³⁰¹ Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских В.Н., Сухорукова К.В. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник, 2014, № 11, с. 29–42.

ВЭМКЗ в одном и том же разрезе будут отличаться для разных углов пересечения или траекторий скважины даже при латеральной выдержанности свойств пластов.

Особенности сигналов градиент-зондов при наклонном пересечении, а тем более в скважине со сложной траекторией практически не исследованы вследствие невозможности применения кабельных вариантов аппаратуры. Новой аппаратурой СКЛ проведены измерения в наклонных и горизонтальных скважинах комплексом градиент-зондов, расположенных на жестком корпусе. По-видимому, такие модификации метода БКЗ будут развиваться, поскольку исследование в горизонтальных стволах, ввиду большой эквивалентности моделей и значений их параметров, необходимо проводить комплексом методов, дополняя сигналы переменного тока сигналами постоянного тока. Однако исследования сигналов БКЗ в условиях наклонных скважин единичны и касаются ограниченного ряда модельных ситуаций, а новые средства численного моделирования, разработанные в последнее время, могут быть основой для более детального и обширного анализа.

Изложенное является основанием для проведения детального численного анализа сигналов ВЭМКЗ в геоэлектрических моделях разрезов, вскрываемых наклонными и субгоризонтальными скважинами, и для создания на основе полученных результатов методических приемов количественной интерпретации, включающих предварительную обработку сигналов и их численную инверсию с определением положения границ пластов и их электрофизических параметров. Расширение диапазона свойств рассматриваемых моделей окружающей прибор среды достигается использованием современных программных средств численного моделирования сигналов ВЭМКЗ и БКЗ.

4.1. Современный уровень разработки интерпретационной базы индукционного каротажа в субгоризонтальных скважинах

Количество наклонных и горизонтальных скважин становится значительным с 80-х годов прошлого столетия и постоянно возрастает в настоящее время (*От количества к качеству*, 2014³⁰²). Применение технологий горизонтального бурения обусловлено повышением эффективности субгоризонтальных стволов по сравнению с вертикальными за счет увеличения области дренирования.

Современные аппаратные комплексы для исследования в наклонных и горизонтальных скважинах обычно включают зонды, работающие как на переменном, так и на постоянном

³⁰² От количества — к качеству : Редакционная статья // Нефтесервис, 2014. № 03. С. 15–20. URL: <http://indpg.ru/nefteservis/2014/03/80738.html>.20.

токе. В зарубежных разработках в последние десятилетия большее внимание уделяется системам, применяемым во время бурения (LWD), поскольку измерение непосредственно во время бурения позволяет сократить время на каротажные операции и информационно обеспечивает навигацию бурения.

В обзоре зарубежных публикаций С.М. Аксельрод (2012 ³⁰³) выделяет следующие этапы развития методов исследования: традиционный подход, то есть, детальное изучение фильтрационно-емкостных свойств, характера насыщения и степени неоднородности коллекторов; затем применение этих же методов для решения задач навигации, с одновременным дополнением технологического комплекса исследований в процессе бурения (MWD) измерением естественного гамма-излучения и УЭС с помощью сенсоров, расположенных непосредственно над долотом; и в последнее время – разработка для решения навигационных задач специализированных методов ГИС, преимущественно рассчитанных на определение положения ствола относительно границ пласта, но включающих и относительно глубокие измерения.

Крупные геофизические компании (Schlumberger, Halliburton, Pathfinder, Baker Hughes, Weatherford и др.) применяют в своей аппаратуре LWD комплексы индукционных зондов, в которых моменты катушек направлены вдоль оси прибора, перпендикулярно или наклонно к ней (R. Meador, 2009 ³⁰⁴). Например, аппаратура Azimuthal Deep Resistivity LWD Tool фирмы Halliburton (M. Dautel, J. Pitcher, M. Bittar, 2014 ³⁰⁵) работает на частотах 0.125, 0.5 и 2.0 МГц, аппаратура PeriScope 15 LWD tool фирмы Schlumberger (L. Chou, Q. Li, A. Darquin, J.-M. Denichou et al., 2005 ³⁰⁶) – на одной частоте 2.0 МГц, у прибора GeoSphere (Schlumberger; R. Beer, L. Dias, A. da Cunha et al., 2010 ³⁰⁷) или DeepTrak (Baker Hughes; T. Helgesen et al., 2005 ³⁰⁸) рабочие частоты зондов ниже 100 кГц. Наклонные и перпендикулярные моменты при вращении прибора обеспечивают азимутальную направленность исследования. Эти данные дополняются малоуглубинными методами электрического каротажа, обеспечивающими надежное определение

³⁰³ Аксельрод, С.М. Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по материалам зарубежной литературы) // Каротажник, 2012. Вып. 219. С. 70–84.

³⁰⁴ Meador R.A. Logging-while-drilling: A Story of Dreams, Accomplishments, and Bright Futures // SPWLA 50th Annual Logging Symposium, June 21–24, 2009. Paper C. 15 p.

³⁰⁵ Dautel M., Pitcher J., Bittar M. Locating Bypassed Reserves in Geologically Complex Mature Field Environments // Reservoir Innovations// A Formation Evaluation Technology Journal. Halliburton, 2014. Vol. 3, No. 2. P. 26–29.

³⁰⁶ Chou L., Li Q., Darquin A., Denichou J.-M. et al. Steering Toward Enhanced Production // Oilfield Review, Autumn 2005. P. 54–63.

³⁰⁷ R. Beer, L. Cláudio, L. Dias et al. Geosteering And/Or Reservoir Characterization The Prowess Of New-Generation Lwd Tools // SPWLA 51th Annual Logging Symposium, June 19–23, 2010. Pap. CCC. 14 p.

³⁰⁸ Helgesen T.B., Fulda C., Meyer W.H., Thorsen A.K., Baule A., Iversen M., Rønning K.J. Reservoir Navigation with an Extra-Deep Resistivity LWD Service // SPWLA 46th Annual Logging Symposium. New Orleans, Louisiana, June 26–29, 2005. Pap. I. 13 p.

наклона границ пластов (N. Al-Musharfi, R. Bansal, M. Ahmed, 2014³⁰⁹ и др.) .

Для этих комплексов приборов разрабатываются методы быстрого моделирования и системы интерпретации (инверсии) результатов измерения в реальном времени (B.I. Anderson, 2001³¹⁰; J. Seydoux, J. Tabanou et al., 2004³¹¹; D. Avdeev, 2005³¹²; Ts. Wang, R.E. Chemali, 2009³¹³; D. Omeragic, T.M. Habashy, V. Polyakov, J.-H. Chen et al., 2009³¹⁵, 2013³¹⁶; M. Dautel, J. Pitcher, M. Bittar, 2014³⁰⁵; C.R. Liu, 2017²³⁴).

При количественной интерпретации в скважинах с горизонтальным завершением важным элементом исследования является разработка алгоритмов расчета сигналов, обеспечивающих приемлемую точность расчета при возможно меньших временных затратах. Поскольку эта цель может быть достигнута для ограниченного набора моделей среды, подробное численное моделирование используется прежде всего для анализа сигналов в сложных ситуациях, например, при сдвиге зонда с оси скважины или при анализе чувствительности и разрешающей способности сигналов к какому-то объекту (S. Davydycheva, 2011³¹⁷; M. Rabinovich, F. Le, J. Lofts, S. Martakov, 2011³¹⁸ и др.).

Для низкочастотного ИК ведущие специалисты нефтяных компаний используют примерно одинаковую схему интерпретации: вначале проводится учет влияния скважины с буровым раствором, эксцентриситета зонда, вмещающих пластов, электрической поляризации породы, а затем "исправленные" сигналы подвергаются численной инверсии на базе горизонтально-слоистой геоэлектрической модели. Поскольку в сильно наклонных скважинах сигналы

³⁰⁹ Al-Musharfi N., Bansal R., Ahmed M., Kanj M., Morys M., Conrad C., Chemali R., Lotfy A., Bayrakdar M., Parker T. Real-Time Reservoir Characterization and Geosteering Using Advanced High-Resolution LWD Resistivity Imaging // Reservoir Innovations: A formation evaluation technology journal. Halliburton, 2014. Vol. 3, No. 2. P. 4–10.

³¹⁰ Anderson B.I. Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response. Delft University Press, The Netherlands, 2001. 378 p.

³¹¹ Seydoux J., Tabanou J., Ortenzi L., Denichou J.M., De Laet Y., Omeragic D., Iversen M., Fejerskov M. A Deep-Resistivity Logging-While-Drilling Device for Proactive Geosteering // The Leading Edge, June 2004. V. 23(6). 10 p.

³¹² Avdeev D.B. Three-dimensional electromagnetic modelling and inversion from theory to application // Surveys in Geophysics, 2005. V. 26. P. 767–799.

³¹³ Wang Ts., Chemali R.E. Method of generating a deep resistivity image in LWD measurements : Patent No.: US 7,483,793 B2. Date of Patent: Jan. 27, 2009. 27 p.

³¹⁴ Wang T., Chemali R., Signorelli J., Helgesen T., Bell C., Hampson J., Poppitt A. Deep directional resistivity measurement for reservoir navigation and formation evaluation while drilling: Case Study – North Sea // 1st SPWLA India Regional symposium Value Addition through Lateral Evaluation 19–20 March 2007. Pap. SPE 102637. URL: <http://spwlaindia.org/past-symposium.php>.

³¹⁵ Omeragic D., Habashy T., Chen J.-H. et al. 3D Reservoir Characterization and Well Placement Scenarios Using LWD Directional EM Measurements // Petrophysics, 2009. Vol. 50, № 5. P. 396–414.

³¹⁶ Omeragic D., Habashy T.M., Polyakov V., Kocian R., Chen Y.-H., Davydycheva S., Altman R., Maeso C., Hupp D. Formation modeling while drilling for enhanced high angle for horizontal well placement : Patent No.: US 8,489,375 B2. Jul. 16, 2013. 14 p.

³¹⁷ Davydycheva S. Two triaxial induction tools: sensitivity to radial invasion profile // Geophysical Prospecting, 2011. Vol. 59. P. 323–340.

³¹⁸ Rabinovich, M. B., Le, F., Lofts, J., and Martakov, S. (2012): The vagaries and myths of "look 'around' deep-resistivity measurements while drilling // SPWLA 52 Annual Logging Symposium May 14–18, 2011. Pap. NNN. 16 p.

индукционных зондов в значительной степени зависят от вертикального УЭС осадочных напластований, особое внимание уделяется алгоритмам оценки анизотропии УЭС (B. Anderson, T. Barber, M. Luling, 1995 ³¹⁹; V. Rosato, J. Beck, 1997 ³²⁰; J. Xiao, I. Geldmacher, M. Rabinovich, 2000 ³²¹; M. Rabinovich et al, 2000 ³²²; B. Anderson, 2001 ³¹⁰, 2002 ³²³; C. Liu, 2017 ²³⁴).

Многочисленные процедуры поэтапной корректировки разрабатываются на основе численного моделирования сигналов ИК в простых моделях среды. Например, в двухслойной цилиндрически-слоистой модели рассчитывается палетка для коррекции влияния скважины и эксцентриситета, а зависимость сигналов от диэлектрической проницаемости оценивается в однородной среде (C. Liu, 2017 ²³⁴). Такие преобразования, считается, не вносят дополнительной погрешности в преобразуемые сигналы. Однако их применение не обосновано в области пересечения границ, в которой сигналы часто обладают наибольшей чувствительностью к параметрам пластов и углу между скважиной и их границей.

При геофизическом изучении наклонных и горизонтальных стволов часто используются те же методы и приборы, что и для вертикальных скважин. Из методов исследования УЭС отложений широко используются разные модификации индукционного каротажа. Традиционно в субгоризонтальных скважинах применяются зонды низкочастотного каротажа (100–400 кГц), и только в системах измерения во время бурения одна из частот является высокой и составляет 2 МГц.

Интерес к измерению во время бурения обусловлен не только необходимостью геонавигации. Минимизация времени между вскрытием пласта и измерением на его интервале позволяет во многих случаях не учитывать проникновение бурового раствора, то есть, слабо развитую измененную зону в проницаемых пластах. В наклонных и горизонтальных скважинах Западно-Сибирской провинции в коллекторах обычно формируется неглубокая измененная зона с сильно пониженным УЭС (толщина 0.1–0.3 м, УЭС 0.5–2 Ом·м). В условиях близких УЭС глинистых вмещающих пород и нефтеводонасыщенных коллекторов наличие такой зоны оказывается неплохим дополнительным признаком потенциального интервала коллектора. Исследование зоны становится возможным при частотах, используемых в аппаратуре ВЭМКЗ.

³¹⁹ Anderson B., Barber T., Luling M. The Response of Induction Tools to Dipping, Anisotropic Formations // SPWLA 36th Annual Logging Symposium (Paris, France, June 26–29, 1995), Paris, 1995. Paper D. 12 p.

³²⁰ Rosato V., Beck J. Real-time interpretation of MWD anisotropy in high angle wells, Off-shore Gulf of Mexico // SPWLA 38th Annual Logging Symposium, 1997. Paper T. 6 p.

³²¹ Xiao J., Geldmacher I., Rabinovich M. Deviated-well software focusing of multi-array induction measurements // SPWLA 41st Annual Logging Symposium (Dallas, USA, June 4–7, 2000), 2000. Pap. DDD. 11 p.

³²² Rabinovich M., Beard D., Geldmacher I., Tabarovsky L., Fidam M. Interpretation of Induction Logging Data in Horizontal Wells // SPWLA 41st Annual Logging Symposium (Dallas, Texas, USA, June 4–7, 2000), 2000. Paper AAA. 13 p.

³²³ Anderson B., Barber T., Habashy T. The interpretation and inversion of fully triaxial induction data: a sensitivity study // Trans SPWLA 43rd Annual Logging Symposium (Oiso, Japan, June 2–5, 2002), 2002. Pap. O. 14 p.

Наклон зонда относительно геоэлектрических границ приводит к изменению конфигурации токов в среде и образованию на границе разных по УЭС пластов электрических зарядов. Вследствие образования зарядов на диаграммах кажущегося УЭС в области пересечения такой границы появляются локальные максимумы, которые давно описаны в зарубежных публикациях, где их называют "рогами поляризации" или "polarization horns" (E. Howell, T. Fisher, 1982³²⁴; C. Besson, M. Blenkinsop, J. Trouiller, 1986³²⁵; R. Hardman, L. Shen, 1986³²⁶; B. Anderson, K. Safinya, T. Habasy, 1988³²⁷; B. Anderson, T. Barber, 1988³²⁸). Инверсия с подбором сигналов на интервалах влияния зарядов не применяется (D. Elis, J. Singer, 2008¹⁸⁶).

Недостаточное развитие вычислительной техники в начале разработки интерпретационной базы для измерения в наклонных скважинах обусловило создание и применение приближенных способов учета наклона: УЭС пласта определялось по палеткам исходя из толщины пласта, кажущегося УЭС в его середине и значений УЭС вмещающих пластов (R. Hardman, L. Shen, 1987³²⁹; S. Gianzero, R. Chemali, M. Su, 1989³³⁰). Компьютеризированная коррекция сигналов с учетом угла между скважиной и границами пластов предлагается специалистами фирмы Schlumberger (T. Barber, A. Howard, 1989³³¹), но для угла между скважиной и границей не более 70°. Численную фокусировку сигналов на основе Борновского приближения разрабатывают специалисты Baker Hughes (J. Xiao, D. Beard, Q. Zhou, 1996³³², J. Xiao, I. Geldmacher, 1999³³³). Для таких схем корректировки требуется знать угол между зондом и плоскостью напластований, а также анизотропию УЭС.

По мере возрастания вычислительных мощностей разрабатываются более точные способы оценки УЭС наклонно вскрытых пластов на основе решения обратной задачи. В компании

³²⁴ Howell E.P., Fisher T.E. Induction Log Deconvolution for Deviated Boreholes // SPWLA 23rd Annual Logging Symposium (Texas, July 6–9, 1982), 1982. Vol. 1. Pap. H. 14 p.

³²⁵ Besson C.M., Blenkinsop M., Trouiller J.C. Environmental effects on deep electromagnetic logging tools // SPWLA 27th Annual Logging Symposium (Houston, USA, June 9–13, 1986), 1986. Pap. AA. 23 p.

³²⁶ Hardman R.H., Shen L.C. Theory of Induction Sonde in Dipping Beds // Geophysics, 1986. Vol. 51, No. 3. P. 800–809.

³²⁷ Anderson B., Safinya K.A., Habashy T. Effects of Dipping Beds on the Response of Induction Tools // SPE Formation Evaluation, 1988. Vol. 3. P. 29–36.

³²⁸ Anderson B., Barber T.D. Strange Induction Logs – A Catalog of Environmental Effects // The Log Analyst, 1988. Vol. 29. P. 229–243.

³²⁹ Hardman R.H., Shen L.C. Charts for Correcting Effects of Formation Dip and Hole Deviation on Induction Logs // The Log Analyst, 1987. Vol. 28, No. 4. P. 349–356.

³³⁰ Gianzero S., Chemali R., Su M. Induction, resistivity and MWD tool in horizontal wells // SPWLA 30th Annual Logging Symposium (Denver, USA, June 11–14, 1989), 1989. Pap. N. 17 p.

³³¹ Barber T.D., Howard A.Q. Correcting the induction log for dip effect // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (San Antonio 8–11 October, 1989), 1989. P. 371–380.

³³² Xiao J., Beard D., Zhou Q. A Practical Dipping-Effect Correction for Multiarray Induction Tools in Deviated Wells // SPWLA 37th Annual Logging Symposium (New Orleans, USA, June 16–19, 1996), 1996. Paper R. 11 p.

³³³ Xiao J., Geldmacher I.M. Interpreting Multiarray Induction Logs in High Rt/Rs Contrast Environments with an Inhomogeneous Background-Based software Focusing Method // SPWLA 40th Annual Logging Symposium (Oslo, Norway, May 30– June 3, 1999), 1999. Pap. FFF. 13 p.

Schlumberger базовая геоэлектрическая модель состоит из тонких пластов одинаковой толщины, УЭС которых подбираются при инверсии (Т. Barber et al., 1999 ³³⁴). В компании Baker Hughes разрабатываются фильтры для коррекции влияния вмещающих пластов и зарядов (J. Xiao, I. Geldmacher, M. Rabinovich, 2000 ³²¹). При больших наклонах контраст УЭС пластов становится важен, и создаются методы коррекции один на основе 1D инверсии с использованием максимума энтропии, а другой – на сглаживании расчетных данных. они применимы при угле до 80°, заданном с точностью $\pm 5^\circ$, и благоприятных скважинных условиях. После коррекции УЭС пласта определяются инверсией на базе цилиндрически-слоистой модели.

В 2003 г. Т. Barber и G. Minerbo ³³⁵ предлагают новый метод коррекции наклона (the Grimaldi method), основанный на комбинации сигналов двухкатушечных зондов близкой длины, обеспечивающей компенсацию вклада удаленных областей среды. Для трехкатушечных зондов аппаратуры АИТ рассчитываются сигналы двухкатушечных зондов, подвергающиеся затем такой процедуре. Недостаток подхода состоит в уменьшении глубинности исследования по сравнению с исходными сигналами и в усилении влияния на трансформации зоны проникновения.

Конечно, такие способы упрощения постановки обратной задачи ИК работают только в наклонных скважинах. В случае, когда угол между скважиной и плоскостью границы очень мал, ошибки интерпретации могут быть весьма большими. Для полного соответствия всем особенностям окружающего зонд пространства при инверсии необходим расчет сигналов в скважине с реальными траекторией, толщинами, наклоном границ, с измененными прискважинными зонами. Такие задачи очень ресурсоемки, а главное, точность расчета часто позволяет исследовать изменение сигналов, но их абсолютные значения не всегда можно проверить независимым методом. Поэтому для упрощения количественной интерпретации, при низких частотах электромагнитного поля, многие исследователи уменьшают размерность геоэлектрической модели, пренебрегая скважиной и измененными зонами, а также конструктивными особенностями аппаратуры и рассчитывая сигнал наклонного зонда в 1D горизонтально-слоистой модели (D. Beard, Q. Zhou, E. Bigelow, 1996 ³³⁶; M. Rabinovich et al, 2000 ³²²; D. Elis, J. Singer, 2008 ¹⁸⁶).

Методика интерпретации основана на предположении, что сигналы коротких зондов определяются только скважиной, измененной и неизменной зонами пласта и не зависят от его

³³⁴ Barber T.D., Broussard T., Minerbo G.N., Sijercic Z., Murgatroyd D. Interpretation of Multiarray Induction Logs in Invaded Formations at High Relative Dip Angles // The Log Analyst, 1999. Vol. 40. No. 3. P. 202–217.

³³⁵ Barber T.D., Minerbo G.N. An analytic method for producing multi-array induction logs that are free of dip effect // SPE Reservoir Evaluation and Engineering 6(5), 2003. Pap. SPE 86914. P. 342–350.

³³⁶ Beard D.R., Zhou Q., Bigelow E.L. A New, Fully Digital, Full-Spectrum Induction Device for Determining Accurate Resistivity with Enhanced Diagnostics and Data Integrity Verification // SPWLA 37th Annual Logging Symposium (New Orleans, USA, June 16–19, 1996), 1996. Pap. B. 14 p.

толщины (M. Rabinovich et al, 2000³²²). Поэтому для их инверсии применяется цилиндрически-слоистая базовая модель с определением параметров ЗП и УЭС пласта (L. Tabarovsky, M. Rabinovich, 1996³³⁷). На основе этой модели корректируются сигналы средних и длинных зондов и в процессе их инверсии находятся УЭС и положение границ пластов горизонтально-слоистой модели с учетом возможной электрической анизотропии. При этом рассчитываются сигналы зонда, параллельного границам пластов, а области пересечения границ исключаются из интервалов подбора. Методика разработана для метода ИК и разрезов с большими по сравнению с длинами зондов толщинами пластов.

Инверсия данных ИК в субгоризонтальном стволе обычно проводится на небольших участках скважины. Например, исследуемый интервал делится на равные участки (окна) небольшой ширины в доли метра (J. Yang et al., 2005³³⁸). В каждом окне проводится инверсия значений разности фаз и затухания всех сигналов, измеренных на частоте 2 МГц, в трехслойной изотропной горизонтально-слоистой модели. Ограничение количества пластов позволяет быстро находить значения их параметров (УЭС пластов и положение границ), но такое приближение не всегда соответствует строению разреза. Интересно, что данные, измеренные на частоте 400 кГц, в инверсию не включаются, потому что согласовать измерения на разной частоте не всегда получается.

Разработанные методики и программные средства ориентированы на конкретные аппаратные разработки и как их составная часть доступны только в комплексе сервисных работ зарубежных компаний. Поэтому для сопровождения отечественных, более простых приборов ИК и ВЭМКЗ необходима разработка как программных средств, так и методических приемов количественной интерпретации, в том числе с учетом конструктивных особенностей конкретной аппаратуры.

При пересечении наклонной скважиной разрезов Западной Сибири, состоящих из относительно тонких пластов, индуцированные токи протекают по нескольким пластам. Это приводит, во-первых, к осреднению значений кажущегося УЭС, а во-вторых, к тому, что на диаграммах ИК и ВЭМКЗ выделяются участки расхождения данных зондов разной длины, обусловленные разной областью осреднения. Интерпретация по методике для вертикальных скважин относит такие участки к проницаемым породам, хотя проникновение в них может отсутствовать, а расхождение обусловлено влиянием вмещающих пластов.

³³⁷ Tabarovsky L.A., Rabinovich M.B. High-speed 2D Inversion of Induction Logging Data // SPWLA 37th Annual Logging Symposium (New Orleans, USA, June 16–19, 1996), 1996. Pap. P. 10 p.

³³⁸ Yang J., Omeragic D., Liu C., Li Q., Smits J., Wilson M. Bed-Boundary Effect Removal to Aid Formation Resistivity Interpretation from LWD Propagation Measurements at All Dip Angles // SPWLA 46th Annual Logging Symposium (New Orleans, Louisiana, United States, June 26–29, 2005), 2005. Pap. F. 13 p.

На российском рынке при исследовании субгоризонтальных скважин большее распространение получили многозондовые приборы ИК с зондами классической конфигурации (моменты катушек направлены вдоль оси прибора). Для интерпретации данных этих систем разрабатывается программно-алгоритмическое обеспечение моделирования и инверсии (Л.Е. Кнеллер, Я.С. Гайфулин, А.П. Потапов, 2003 ³³⁹; А.Д. Каринский, Д.С. Даев, 2008 ³⁴⁰; В.В. Вержбицкий, В.А. Пантюхин, 2016 ³⁴¹ и др.).

Использование для зондов ВЭМКЗ относительно высоких частот приводит к значительному усилению влияния на сигналы зарядов, возникающих на границах контрастных по УЭС пластов. Также усиливается и влияние асимметрии положения зонда в скважине и неровностей ее стенки. Для исследования поведения сигналов в наклонных и горизонтальных скважинах сотрудниками Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН разработаны и верифицированы программы расчета разности фаз и отношения амплитуд в полной постановке, то есть с учетом особенностей скважины, конструкции прибора, измененных зон (А. Cheryauka, М. Еров, М. Nikitenko, 1996 ⁴; С.В. Мартаков, М.И. Эпов, 1998 ⁵; А.Б. Черяука, М.И. Эпов, 1998 ⁶; С.В. Мартаков, М.И. Эпов, 1999 ⁷; И.В. Суродина, М.И. Эпов, С.В. Мартаков, 2004 ⁸; Н.В. Орловская, Э.П. Шурина, М.И. Эпов, 2006 ⁹; М.И. Эпов, Э.П. Шурина, О.В. Нечаев, 2007 ¹¹; М.И. Эпов и др., 2015 ¹⁵). Для инверсии сигналов используются как уже испытанные, так и новые алгоритмы инверсии, опыт применения которых представлен на многих российских и зарубежных конференциях и в многочисленных статьях, начиная с 1989 г. (Л.А. Табаровский, М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, 1989 ¹⁶; М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, 1993 ¹⁷; А.Б. Черяука, М.И. Эпов, 1998 ¹⁸; И.Н. Ельцов и др., 2000 ¹⁹; *Технология...*, 2000 ²⁰; М.И. Эпов, В.Н. Глинских, 2005 ²¹; В.Н. Глинских, М.И. Эпов, 2006 ²³; М.И. Эпов, В.Н. Глинских, 2006 ²⁴; В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов, 2013 ²⁶, 2013 ²⁷; Нечаев, М.И. Эпов, 2013 ²⁸; М.И. Эпов и др., 2005 ²²; 2010 ²⁵; 2015 ¹⁵).

Несмотря на детальную проработку многих вопросов, касающихся численного моделирования сигналов в разных геоэлектрических моделях и ситуациях, базовой для инверсии целесообразно выбирать горизонтально-слоистую модель с наклонным зондом, при этом при инверсии используется разбиение интервала измерения на окна (М.И. Эпов и др., 1998 ^{60 99}, 1999 ³⁴²,

³³⁹ Кнеллер Л.Е., Гайфулин Я.С., Потапов А.П. К интерпретации материалов геофизических исследований горизонтальных скважин // Каротажник, 2003. Вып. 113. С. 80–94.

³⁴⁰ Каринский А.Д. Физические предпосылки измерения различных компонент поля в электромагнитном каротаже при изучении анизотропии пластов // Геофизика, 2002. № 4. С. 15–23.

³⁴¹ Вержбицкий В.В., Пантюхин В.А. Влияние анизотропии проводимости на результаты электрического и электромагнитного каротажей в горизонтальных и наклонных скважинах // Каротажник, 2016. № 9 (вып. 267). С. 94–108.

³⁴² Эпов М.И., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н. Оценка электрической анизотропии по диаграммам ВИКИЗ // Каротажник, 1999. Вып. 54. С. 17–29.

2006³⁴³, 2014³³, 2015¹⁵, 2016⁴⁶; А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова, 2014³⁴⁴, 2016⁵³; К.В. Сухорукова Е.В. Копытов, В.С. Аржанцев, А.А. Горбатенко, 2016³⁴⁵). Программа расчета разработана на основе теоретических результатов и прошла тестирование в течение более чем двух десятилетий. Для расчёта в горизонтально-слоистой среде полной матрицы э.д.с. и её производных в ИНГГ СО РАН созданы базовые процедуры (М.И. Эпов, А.Б. Черяука, М.Н. Никитенко, 1996⁴⁴²), последняя модификация с расширенными возможностями описана в работах В.С. Могилатова (2014^{43 346}). В разных модификациях программы задается резистивная модель (VikMag), резистивная модель с анизотропией УЭС (VikMag_anizo) и модель с диэлектрической проницаемостью (VikMag_eps). Однако при всех успехах в создании программно-алгоритмического обеспечения, его применение для целей количественной интерпретации данных из субгоризонтальных скважин до сих пор затруднено и требует проработки большого набора методических вопросов.

4.2. Обоснование применения горизонтально-слоистой модели как базовой для инверсии сигналов длинных зондов электромагнитного каротажа

Для численного анализа разности фаз $\Delta\varphi$ и отношения амплитуд A_2/A_1 зондов ВЭМКЗ кроме программы расчета сигналов наклонного зонда в горизонтально-слоистой среде VikMag используется программа трехмерного моделирования методом конечных разностей сигналов зонда в наклонной скважине, пересекающей горизонтальные пласты с измененными зонами – vik53.exe И.В. Суродиной. В адаптированных версиях VikMag кроме УЭС пластов задается также анизотропия УЭС и относительная диэлектрическая проницаемость, программа vik53 разработана для изотропных сред и без учета поляризации.

4.2.1. Влияние измененной зоны пониженного сопротивления

Зонды ВЭМКЗ спроектированы таким образом, чтобы исключать вклад прямого поля от генераторной катушки в условиях вертикальных скважин (глинистый буровой раствор с УЭС 0.5–5.0 Ом·м, радиус скважины 0.10–0.15 м). При этом уменьшается также влияние скважины с

³⁴³ Эпов М.И., Никитенко М.Н., Сухорукова К.В. Об инверсии диаграмм ВИКИЗ в контрастных тонкослоистых коллекторах, вскрытых пологими скважинами // Каротажник, 2006. № 6 (147). С. 84–100.

³⁴⁴ Горбатенко А.А., Сухорукова К.В. Особенности сигналов высокочастотного электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах // Каротажник, 2014. № 11 (245). С. 42–55.

³⁴⁵ Сухорукова К.В., Копытов Е.В., Аржанцев В.С., Горбатенко А.А. Сигналы электрического и электромагнитного каротажа в наклонной скважине по данным численного моделирования // Каротажник, 2016. № 12 (вып. 270). С. 87–97.

³⁴⁶ Могилатов В.С., Потапов В.В. Универсальное математическое обеспечение для индукционного каротажа // Каротажник, 2014. № 12 (246). С. 76–90.

буровым раствором и близкой к скважине сильно промытой зоны. В наклонных и субгоризонтальных скважинах УЭС минерализованного биополимерного раствора составляет 0.02–0.1 Ом·м, радиус скважины – 0.062 м. Применение биополимерного раствора приводит к созданию на стенке скважины в интервале проницаемых пластов полимерную пленку, практически исключающую проникновение фильтрата раствора в пласт, но эта пленка не останавливает диффузии ионов солей в проницаемые породы. В результате формируется неглубокая измененная зона пониженного УЭС, которая при инверсии данных ВЭМКЗ аппроксимируется цилиндрическим однородным слоем толщиной 0.1–0.3 м и УЭС 0.5–2.0 Ом·м. При временном интервале между бурением и каротажем в несколько часов (около суток) измененная зона, а также смещение зонда с оси скважины на стенку, сильно влияют на сигналы коротких высокочастотных зондов, но практически не изменяют сигналы длинных зондов (А.А. Горбатенко, Ф.В. Вологдин, К.В. Сухорукова, 2013¹⁴¹). Последние могут быть искажены влиянием прискважинной зоны в том случае, если между бурением и каротажем прошло несколько дней.

Измененная зона в мощных пластах

Если рассмотреть изменение разности фаз и отношения амплитуд в цилиндрически-слоистой геоэлектрической модели при увеличении толщины измененной зоны при ее УЭС 0.5 Ом·м (УЭС пласта 10 Ом·м, бурового раствора 0.05 Ом·м, радиус скважины 0.062 м, радиус прибора 0.051 м), то сигналы трех коротких зондов (DF05, DF06, DF07) начинают изменяться при толщине зоны более 0.05 м, а трех длинных зондов (DF14, DF16, DF20) – при толщине более 0.20 м (рисунок 4.1). Для изменения сигналов самого длинного зонда необходима толщина зоны с таким УЭС более 0.35 м. При этом ввиду радиального распространения диффундирующих солей измененной зоны с такими УЭС и толщиной по практическим данным пока не зафиксировано.

При УЭС измененной зоны 1 Ом·м диапазоны изменения сигналов уменьшаются. Значения $\Delta\varphi$ не превышают 50° , значения A_2/A_1 не опускаются ниже 0.5. Измененная зона практически не влияет на значения $\Delta\varphi$ зондов DF11–DF20 при ее толщине до 0.2 м, и на сигналы двух длинных зондов при толщине 0.3 м; значения A_2/A_1 зондов DF11–DF20 не изменяются вплоть до толщины 0.4 м, а зондов DF16 и DF20 – и включая 0.5 м.

Следовательно, измененная зона пониженного УЭС не влияет на сигналы длинных зондов при толщине не более 0.3 м, увеличение УЭС зоны приводит к уменьшению ее влияния, также влияние зоны меньше на значение A_2/A_1 , чем на значение $\Delta\varphi$.

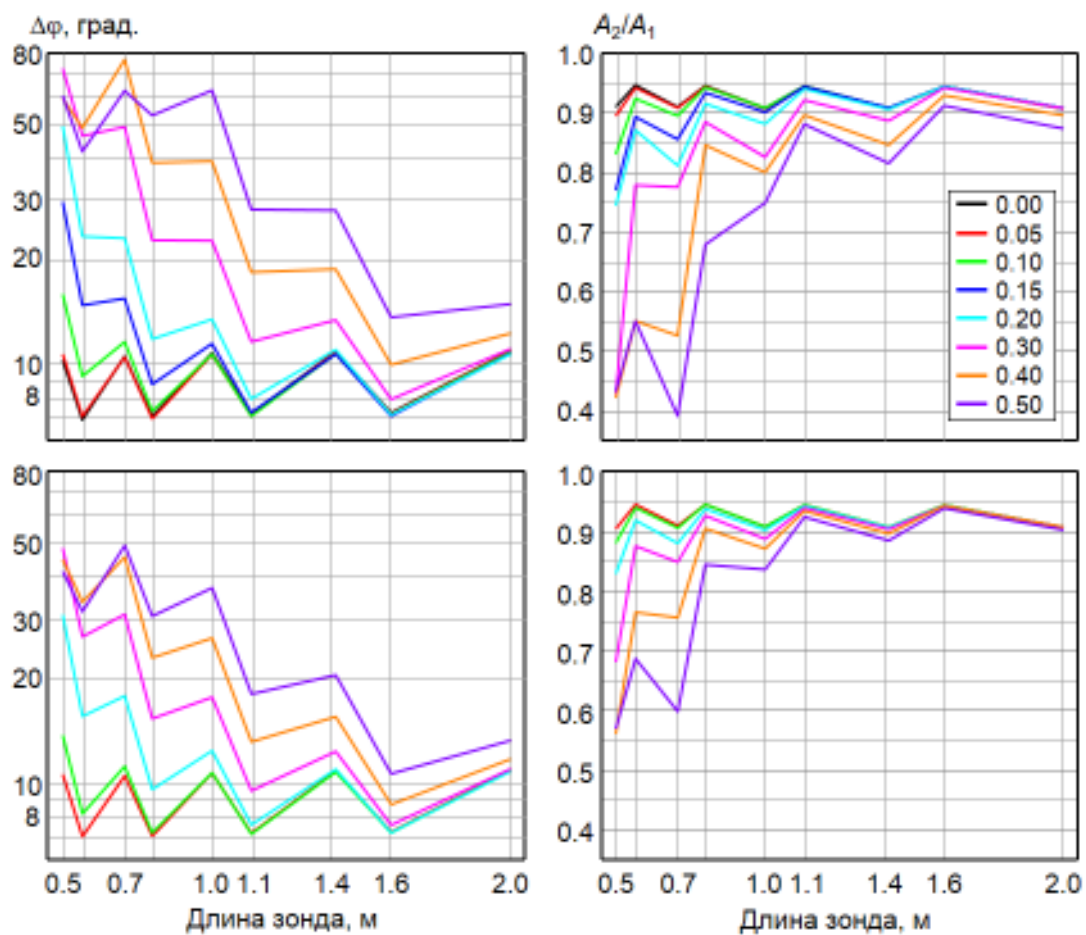


Рисунок 4.1 – Разность фаз и отношение амплитуд ВЭМКЗ в зависимости от толщины измененной зоны (указана в легенде, в м). УЭС зоны 0.5 (вверху) и 1.0 (внизу) Ом·м, пласта 10 Ом·м, бурового раствора 0.05 Ом·м, радиус скважины 0.062 м, радиус прибора 0.051 м

В практических данных изменение прискважинной зоны выглядит следующим образом. В вертикальном интервале скважины Яунлорского месторождения каротаж аппаратурой СКЛ был проведен примерно через 10 суток после вскрытия пластов группы АС. УЭС бурового раствора по данным резистивиметрии 0.035 Ом·м, радиус скважины 0.062 м, прибора 0.051 м. В результате диффузия ионов солей приводит к существенным изменениям сигналов (рисунок 4.2, глубина около 2000 м): в водонасыщенном пласте $\times 42 \times 54$ м отношение амплитуд A_2/A_1 , измеряемое на самой высокой частоте (зонд DF05), опускается до значений 0.3–0.4, для остальных частот лежит в диапазоне 0.6–0.8; разность фаз $\Delta\varphi$ для зондов DF05 и DF07 достигает 80° и 70° , для зонда DF10 – около 40° , для DF14 – 29° и для DF20 – 25° .

Влиянием эксцентриситета прибора на сигналы зонда DF05 в пласте с УЭС 2.5 Ом·м такой разброс значений сигналов для разных частот не объясняется: для A_2/A_1 сдвиг на стенку приведет к уменьшению на 0.10–0.14, для $\Delta\varphi$ – к увеличению на $2\text{--}4^\circ$; при этом контраст УЭС на границе породы и бурового раствора ниже, и влияние эксцентриситета еще меньше. То есть, изменение сигналов объясняется именно влиянием понижающей прискважинной зоны.

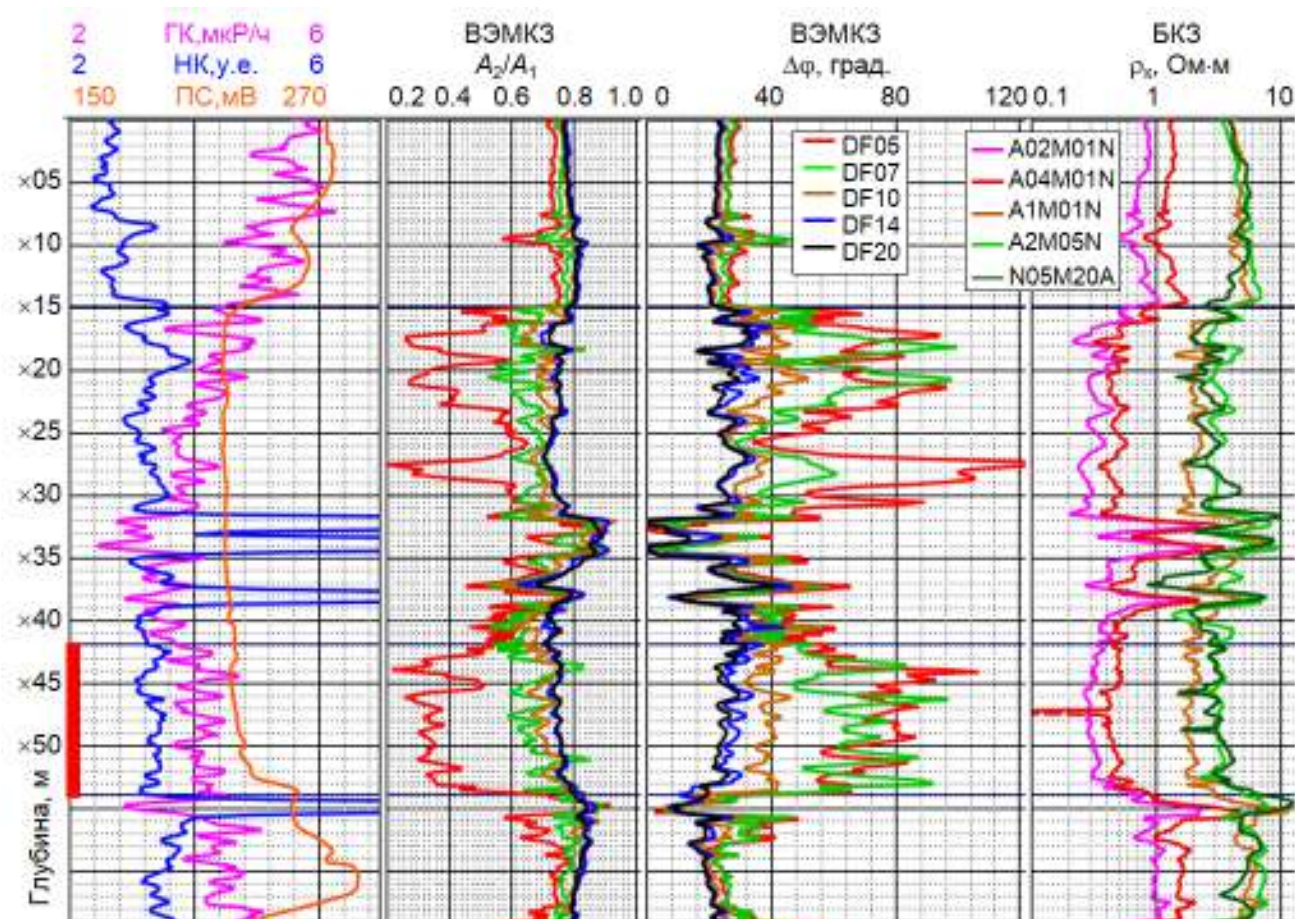


Рисунок 4.2 – Влияние глубокой зоны диффузии солей на сигналы зондов ВЭМКЗ и БКЗ на интервале (×42–×54 м) водонасыщенных проницаемых песчаников (Яунлорское месторождение). Слева направо: нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); сигналы ВЭМКЗ A_2/A_1 и $\Delta\phi$; ρ_k по БКЗ

Форма кривых зондирования (рисунок 4.3) соответствует толщине измененной зоны 0.3 м. Толщина, определенная при совместной инверсии сигналов ВЭМКЗ и БКЗ, равна 0.29 м, УЭС зоны 0.34 Ом·м. Разбиение измененной зоны на две (для большего соответствия распределения концентрации диффундирующих солей) приводит к ее расширению до 0.4 м и разделению на более минерализованную внутреннюю (УЭС 0.25 Ом·м, толщина 0.21 м) и внешнюю (УЭС 0.76 Ом·м, толщина 0.17 м) части. Сильное снижение УЭС в измененной зоне песчаных пластов отражается также уменьшением сигналов коротких зондов БКЗ до долей Ом·м, в то время как во вмещающих глинистых пластах их уровень составляет около 1 Ом·м. Понижение на проницаемых участках наблюдается также и на сигналах БК.

В скважине Восточно-Сургутского месторождения на интервале юрского нефтенасыщенного коллектора, вскрытого на минерализованном биополимерном растворе, уровни сигналов другие (рисунок 4.4, глубина около 3500 м). Зенитный угол показанного фрагмента скважины около 30°, УЭС раствора 0.03 Ом·м, между бурением и каротажом прошло около двух суток. На диаграммах сигналов ВЭМКЗ проявляется влияние периодического утолщения

ствола, частично сглаженное на диаграммах ρ_k в результате применения процедуры фильтрации. Средние уровни сигналов короткого зонда составляют: $\Delta\varphi = 12.5^\circ$ и $A_2/A_1 = 0.92$.

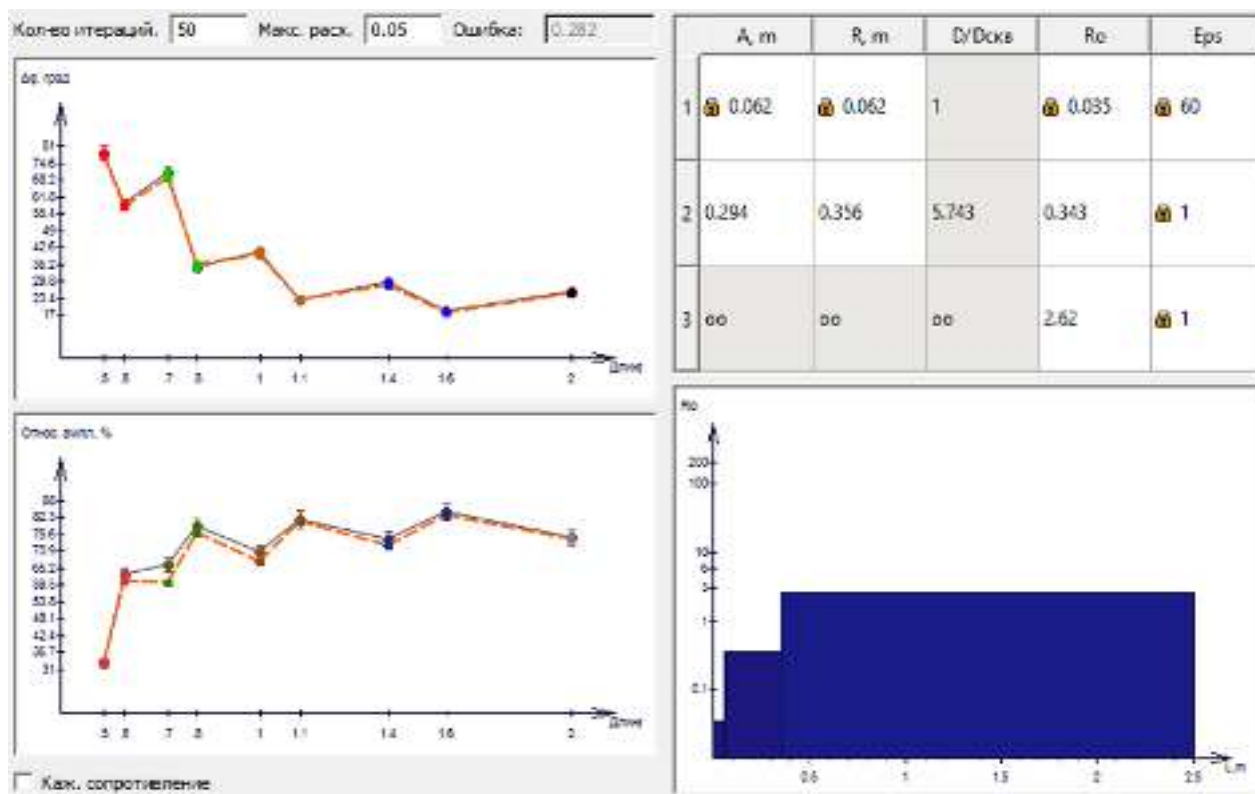


Рисунок 4.3 – Кривые зондирования ВЭМКЗ: разность фаз и отношение амплитуд в пласте песчаника с понижающей измененной зоной

Инверсия данных ВЭМКЗ в интервале $\times 83.5$ – $\times 88.6$ м приводит к появлению в геоэлектрической модели пласта двухступенчатой измененной зоны: внутренней с УЭС 0.54 Ом·м толщиной 0.11 м и внешней с УЭС 6.3 Ом·м толщиной 0.24 м. То есть, диффузия солей из раствора в нефтенасыщенный коллектор тоже происходит, но УЭС измененной зоны выше, чем зоны в водонасыщенных пластах.

Следует отметить, что на интервалах коллектора и подстилающей его угольно-глинистой пачки диаграммы $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 выглядят почти одинаково. Но на диаграммах ρ_k , рассчитанных по сглаженным сигналам, по расхождению значений для разных зондов явно разделяются область песчаника с понижающим проникновением и вмещающие непроницаемые отложения.

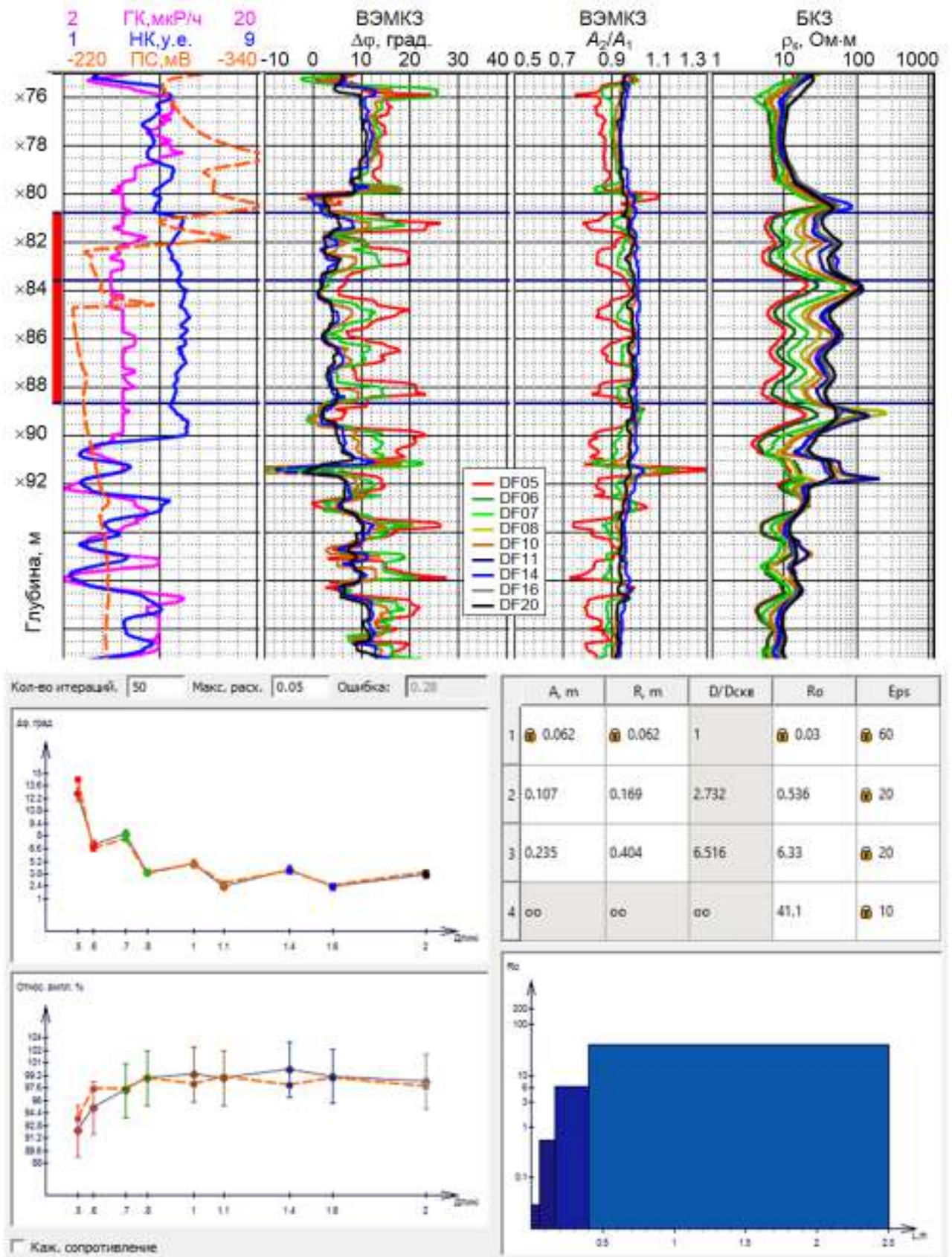


Рисунок 4.4 – Влияние измененной зоны на сигналы зондов ВЭМКЗ на интервале нефтенасыщенных проницаемых песчаников (×80.7–×88.6 м) и разность фаз и отношение амплитуд в пласте песчаника ×83.5–×88.6 м с понижающей измененной зоной (Восточно-Сургутское месторождение). Слева направо: нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); сигналы ВЭМКЗ $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 ; ρ_k по БКЗ

Сигналы длинного зонда ВЭМКЗ в области границ пласта с измененной зоной низкого УЭС

Высокая ресурсоемкость трехмерного численного моделирования сигналов обычно является серьёзным препятствием для его использования как основы количественной интерпретации в наклонных скважинах и скважинах с горизонтальным завершением. Однако для длинных зондов ВЭМКЗ при типичных условиях измерения в наклонных стволах (малый радиус скважины и большой радиус корпуса прибора ВЭМКЗ: 0.062 и 0.051 м, небольшое время между бурением и каротажем) может быть применима модель без учета скважины и измененной зоны: горизонтально-слоистая модель среды и наклонный зонд.

Пусть УЭС проницаемого пласта равно 10 Ом·м, что соответствует смешанному насыщению нефтью и водой, а УЭС в измененной зоне 0.5 Ом·м. Если варьировать толщину измененной зоны, то рассчитанные конечно-разностным способом значения $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 зонда DF20 практически совпадают со значениями, рассчитанными для наклонного зонда в горизонтально-слоистой геоэлектрической модели, то есть, без учета скважины (рисунок 4.5). Различия наблюдаются только в области границ и заключаются в появлении на диаграммах A_2/A_1 небольших пиков амплитудой не более 0.01 и уменьшением амплитуды экстремума разности фаз на кровле: амплитуда уменьшается до сглаживания экстремума при толщине зоны около 0.10–0.15 м и при большей толщине увеличивается в сторону увеличения значений $\Delta\varphi$. Интервал этих изменений занимает 0.4–0.5 м по вертикали, что составляет около 5 м вдоль скважины.

Совпадение сигналов длинных зондов во всем диапазоне кроме указанных интервалов является основанием использовать программное обеспечение расчета сигналов наклонного зонда в горизонтально-слоистой модели среды без скважины и ЗП при дальнейшем исследовании, а также при численной инверсии. Следует отметить, что экстремумы на диаграммах A_2/A_1 занимают меньшую область вокруг кровли и представляют собой локальные максимумы при любом значении толщины ЗП, что, во-первых, указывает на необходимость совместной инверсии измеряемых характеристик, а во-вторых, вместе со сложным поведением экстремума $\Delta\varphi$ может быть признаком пересечения кровли проницаемого пласта.

Влияние вытеснения корпусом бурового раствора и измененной зоны низкого УЭС на сигналы ВЭМКЗ и БКЗ

Фокусирующие зонды ВЭМКЗ проектировались для условий относительно пресного раствора в скважине, поэтому при инверсии сигналов в вертикальных скважинах не требуется учета влияния изолирующего корпуса прибора и в автоматизированных системах интерпретации этот учет не предусмотрен. Однако в сильнонаклонных скважинах для биополимерного раствора это влияние может быть значительным.

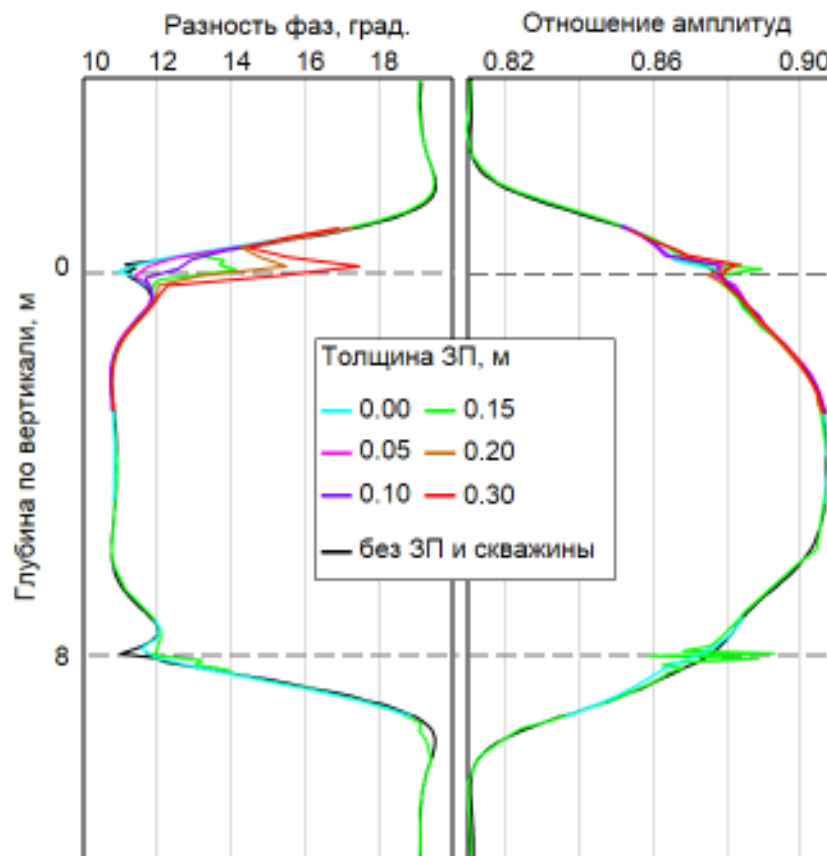


Рисунок 4.5 – Разность фаз и отношение амплитуд для зонда DF20, рассчитанные в модели пронизаемого пласта с измененной зоной разной толщины, в сравнении с сигналами, рассчитанными для наклонного зонда в горизонтально-слоистой геоэлектрической модели. Зенитный угол наклона скважины с зондом (или зонда без скважины) 85°

На кривых, составленных из рассчитанных значений $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 в пластах с УЭС 4, 10 и 20 Ом·м для типичных условий измерения (радиус скважины 0.062 м, прибора 0.051 м, УЭС бурового раствора 0.05 Ом·м), заметно существенное спрямление кривой зондирования, обусловленной уменьшением объема бурового раствора за счет его вытеснения корпусом прибора (рисунок 4.6).

По сравнению с сигналами в однородной среде (модель M1) в моделях без измененной зоны вклад скважины с раствором (модель M2) в сигнал $\Delta\varphi$ не превышает 1.5° для короткого зонда, а для зондов длиной начиная с 1.1 м (DF11–DF20) пренебрежимо мало. Вклад в сигнал A_2/A_1 не заметен для зондов DF10–DF20 и максимален также для зонда DF05 (0.018 для УЭС пласта 4 Ом·м, 0.022 для 10 Ом·м, и 0.025 для 20 Ом·м). Влияние скважины приводит к уменьшению значения $\Delta\varphi$ и к увеличению A_2/A_1 относительно значений в модели M1.

Добавление непроводящего корпуса (модель M3) приводит к тому, что сигналы становятся ближе к сигналам в однородной среде: разница между значениями A_2/A_1 не превышает 0.002 для всех УЭС пласта, $\Delta\varphi$ – 0.25° для УЭС пласта 4 Ом·м и 0.60° для 10 и 20 Ом·м.

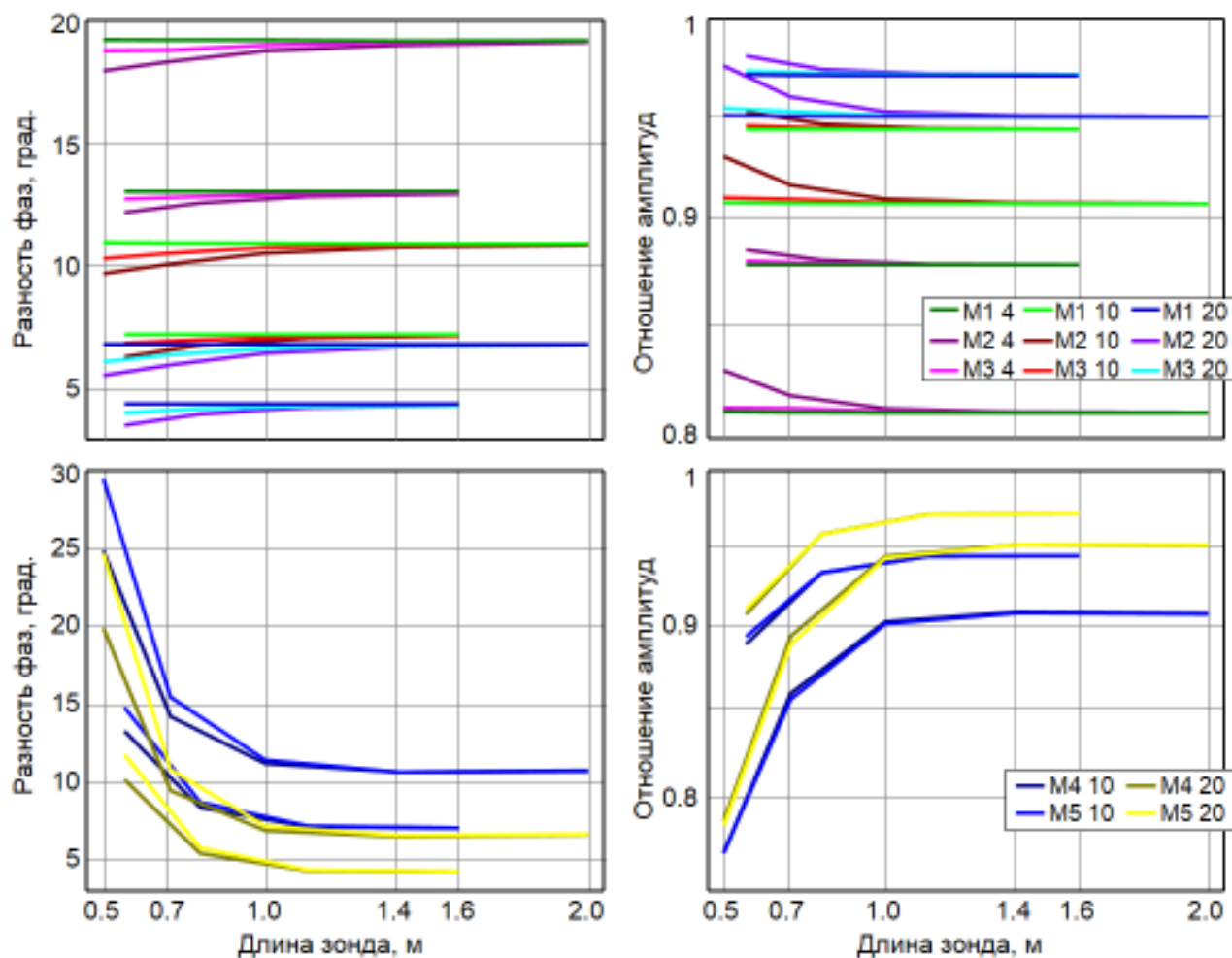


Рисунок 4.6 – Влияние вытеснения корпусом бурового раствора на разность фаз и отношение амплитуд. Модели: M1 Ro – однородная среда; M2 Ro – пласт + скважина; M3 Ro – пласт + скважина + корпус; M4 Ro – пласт + ЗП + скважина; M5 Ro – пласт + ЗП + скважина + корпус. Радиус скважины 0.062 м; УЭС бурового раствора 0.05 Ом·м; ЗП: УЭС 0.5 Ом·м, толщина 0.15 м; радиус непроводящего корпуса 0.051 м; Ro в обозначении модели равно УЭС пласта (Ом·м)

В процедуре учета влияния эксцентриситета зонда палетки строятся по результатам расчетов сигналов в модели с учетом корпуса. То есть, сигнал реального прибора, измеренный в смещенном положении, пересчитывается на осевое положение. В программах автоматизированной инверсии используется точечное приближение генераторной и измерительных катушек. Поэтому в случае необходимости детального исследования строения прискважинной зоны необходима также коррекция влияния корпуса.

Для УЭС пласта 4 Ом·м для коррекции влияния эксцентриситета измеренное коротким зондом значение $\Delta\varphi$ должно быть уменьшено на 5.2° , а A_2/A_1 – увеличено на 0.12, для УЭС 10 и 20 Ом·м – на 5.6° и 0.14, соответственно. Эти поправки больше, чем влияние корпуса прибора, при тех же знаках, то есть, в непроницаемых пластах возможен недоучет совместного влияния эксцентриситета и корпуса прибора примерно на 20% в разности фаз и на 10–15% в отношении

амплитуд для короткого зонда. Для остальных зондов влияние как корпуса прибора, так и эксцентриситета много меньше.

В моделях М4 и М5 с измененной зоной (УЭС 0.5 Ом·м, толщина 0.15 м) влияние вытеснения раствора корпусом оказывается много больше. Разница значений в модели М5 и модели М4 разности фаз для зонда DF05 составляет около 5° , а значения отношения амплитуд почти равны. Для значения $\Delta\varphi$ около $25\text{--}30^\circ$ поправка влияния эксцентриситета составит для $\Delta\varphi$ около 4.5° и для A_2/A_1 около 0.09. То есть, после коррекции эксцентриситета для зонда DF05 значение A_2/A_1 будет соответствовать значению, рассчитываемому в системе EMF Pro, а значение $\Delta\varphi$ будет на 5° больше.

Следовательно, для коротких зондов ВЭМКЗ необходимо дополнять коррекцию влияния эксцентриситета коррекцией влияния вытеснения бурового раствора корпусом прибора, если требуется установить параметры прискважинной зоны. Эта коррекция не требуется для зондов длиной более 1 м (DF10–DF20).

Основные изменения сигналов БКЗ, измеренных в условиях низкоомных буровых растворов, следующие (см. п. 1.5.2). Независимо от длины зонда, его сигнал практически не зависит от смещения зонда на стенку. В варианте аппаратуры СКЛ для исследования наклонных и горизонтальных стволов диаметр корпуса модуля БКЗ составляет 0.102 м, что при диаметре скважины 0.124 м приводит к значительному уменьшению толщины слоя высокопроводящего бурового раствора между электродами и стенкой скважины. Поэтому при инверсии кривой зондирования в этом случае необходимо при решении обратной задачи учитывать диаметр прибора (К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, М.Н. Никитенко, И.В. Суродина, 2015¹⁵⁰; К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, И.В. Суродина, О.В. Нечаев, 2015¹⁵¹).

4.2.2. Влияние неровностей стенки скважины на сигналы ВЭМКЗ и БКЗ

Как уже упоминалось (см. п. 1.5.3 и 1.5.4), при бурении наклонных и горизонтальных скважин в зависимости от применяемой технологии на стенке скважины могут образовываться или спиралеобразные нарезки, или периодические осесимметричные увеличения сечения. Их характерный период определяется технологией направленного бурения и составляет обычно от 0.8 до 2 м. Эти желоба и каверны, заполненные высокопроводящим буровым раствором, влияют на сигналы индукционных зондов, добавляя в них периодическую составляющую квазисинусоидальной формы. Низкое УЭС бурового раствора и диффузия ионов соли из него в прискважинную часть пласта приводят к большому расхождению сигналов зондов ВЭМКЗ.

Типичное изменение диаграмм разности фаз при переходе из интервала бурения на пресном глинистом растворе в интервал бурения на минерализованном биополимерном показано на

рисунке 4.7. Интервал, в котором нет измерений в открытом стволе ("мертвая" зона измерительных приборов), занимает глубины $\times 120$ – $\times 126$ м, затем до $\times 133$ м следует интервал влияния обсадки забойной части верхнего интервала бурения и глубокой каверны на сигналы ВЭМКЗ. Интервалы, вскрытые на разных растворах, сильно различаются по виду диаграмм, хотя кровля коллектора ЮС₁³ вскрыта на отметке $\times 108$ м и далее скважина идет по одному и тому же коллектору. В верхней части коллектора, вскрытой на глинистом растворе, восстанавливаются параметры ЗП и ОЗ, характерные для нефтеводонасыщенных пластов с УЭС около 10 Ом·м. В интервале бурения с применением биополимерного раствора на диаграммах разности фаз заметна квазипериодическая помеха. Перед пересчетом значений $\Delta\phi$ в кажущееся сопротивление зависимости разности фаз от расстояния по скважине были сглажены процедурой осреднения значений в скользящем окне длиной 1 м.

В наклонной скважине, в отличие от вертикальной, при большом зенитном угле пересечение электрически контрастной границы зондом ВЭМКЗ отмечается резким пиком или изломом разности фаз, обусловленным возникновением индуцированного заряда в плоскости границы (М. Еров, С. Suhorukova et al., 2012¹⁴⁰; Эпов и др. 2014; А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова, 2014³⁴⁴). На диаграммах отношения амплитуд экстремумы проявлены много слабее и при не большом контрасте УЭС вырождаются в излом диаграмм. Экстремумы могут быть также сглажены влиянием раствора в скважине и нерезкостью границ, однако изломы локализуются уверенно. Например, такой экстремум, осложненный влиянием каверн, расположен на относительном расстоянии по скважине $\times 146$ – $\times 147$ м, излом – в точке $\times 095$ м (рисунок 4.8).

Влияние желобов и утолщений скважины на сигналы БКЗ много меньше, чем на сигналы электромагнитного каротажа, что можно увидеть на рисунке 4.9. Квазипериодические колебания на диаграммах градиент-зондов плохо заметны: их амплитуда не превышает единиц процентов от уровня кажущегося сопротивления. В то же время на диаграммах ρ_k ВЭМКЗ неровности стенки скважины значительно осложняют визуальный анализ колебаниями со значительной амплитудой (10–50% для длинного зонда DF20). Следует отметить, что амплитуда колебаний сигналов ВЭМКЗ при примерно одинаковом среднем уровне сильно варьирует, в некоторых интервалах достигая больших величин (например, в интервале 2860–2870 м), а амплитуда колебаний сигналов БКЗ остается такой же, что и на соседних интервалах.

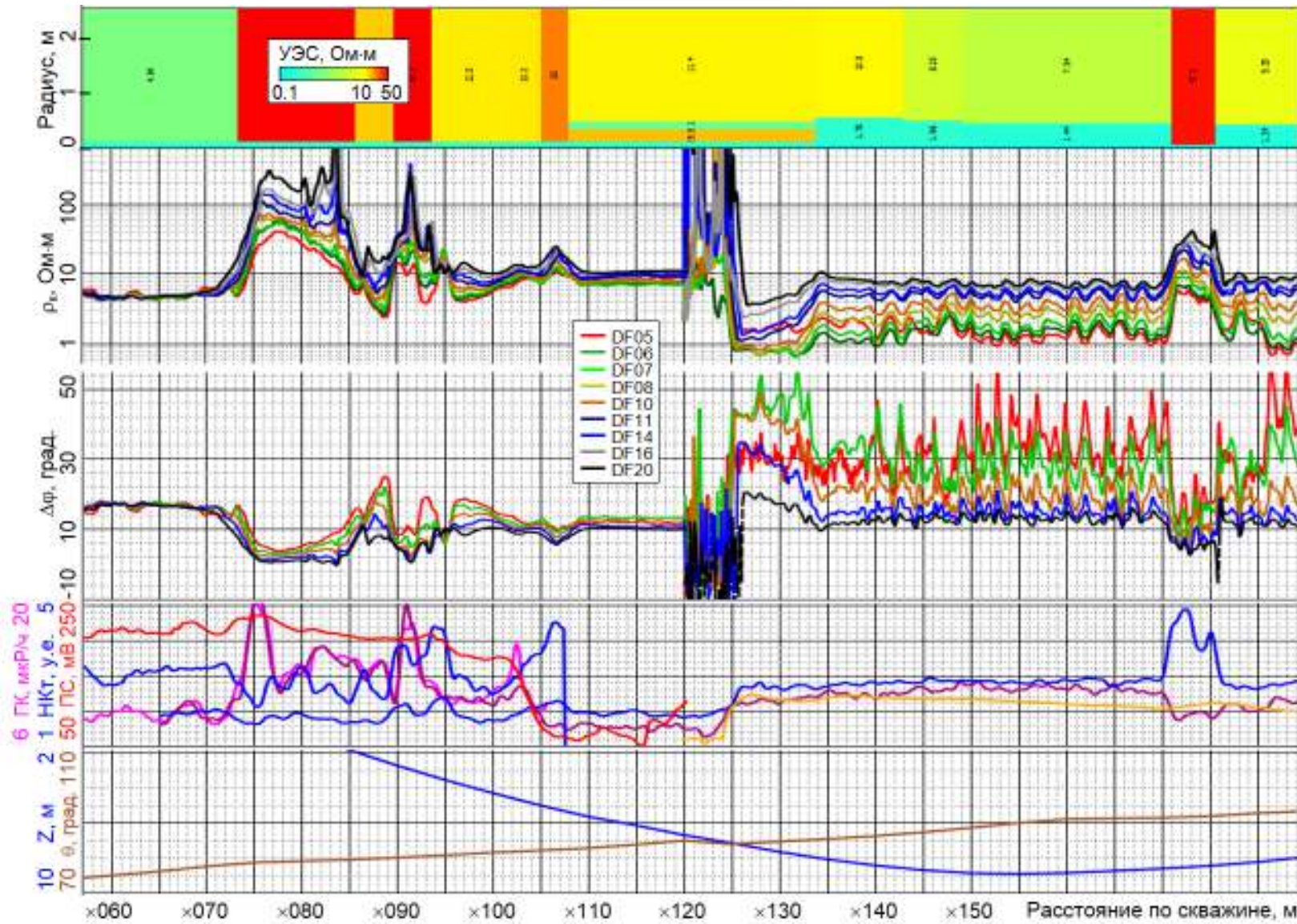


Рисунок 4.7 – Практические данные (Северо-Юрьевское месторождение), Снизу вверх: зенитный угол (θ) и относительная глубина (Z); нейтронный каротаж (НКТ), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); разность фаз ВЭМКЗ (DF); ρ_k по ВЭМКЗ (те же цвета); цветовое представление УЭС модели

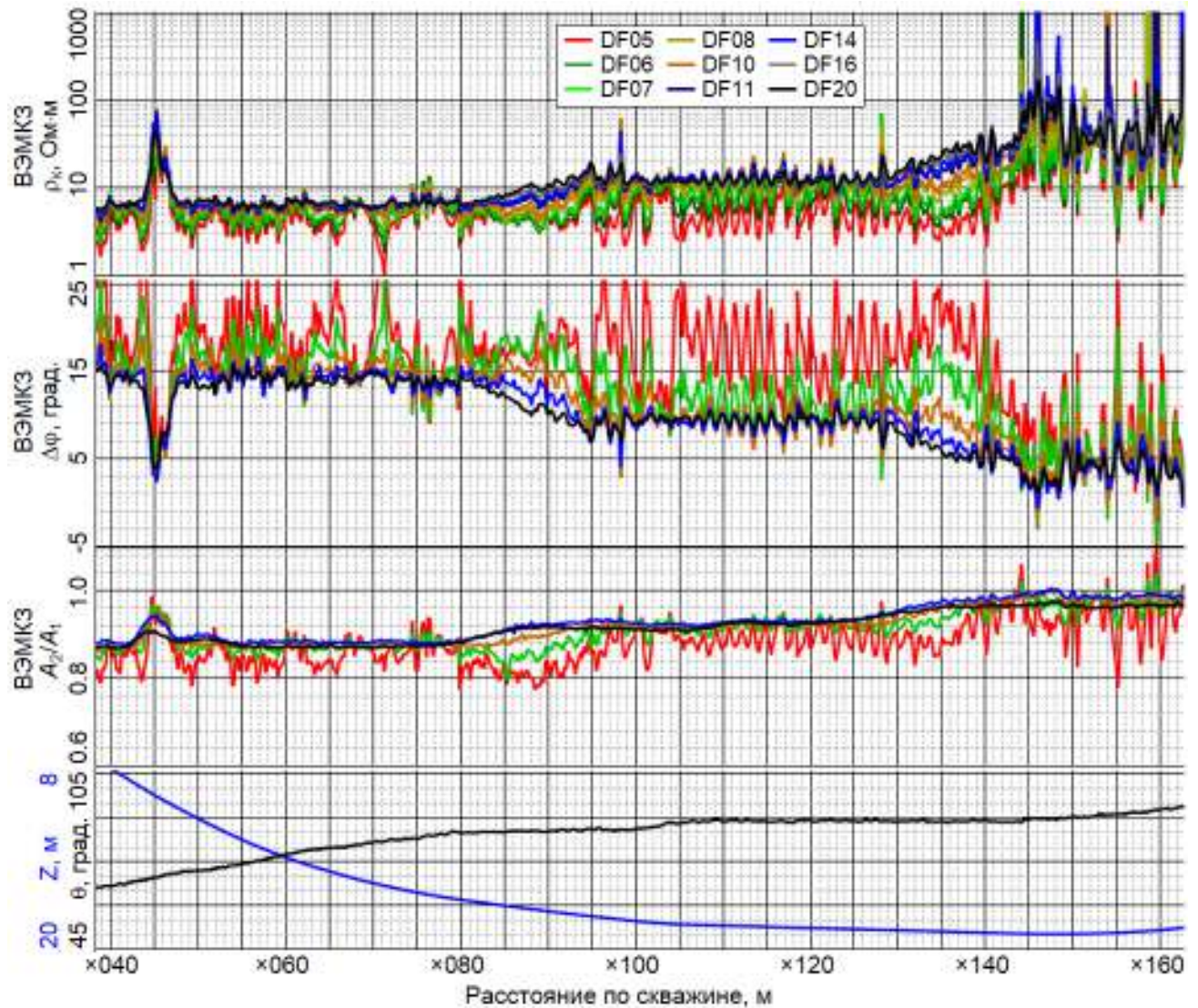


Рисунок 4.8 – Сигналы электромагнитного каротажа в субгоризонтальном интервале (Лянторское месторождение). Снизу вверх: зенитный угол (θ) и относительная глубина (Z); сигналы ВЭМКЗ A_2/A_1 и $\Delta\varphi$; ρ_k по ВЭМКЗ

4.3. Основные зависимости расчетных сигналов ВЭМКЗ и БКЗ в наклонных и горизонтальных скважинах

Далее рассматривается модель траектории скважины, лежащей в вертикальной плоскости, то есть, при анализе сигналов учитывается изменение только зенитного угла, поскольку чаще всего азимутальное направление меняется незначительно. При существенном изменении азимута необходимо учитывать также и этот угол, особенно при слабом наклоне плоскости границ. Более того, одновременное изменение и азимутального, и зенитного углов обеспечит более точное определение наклона границ при инверсии данных.

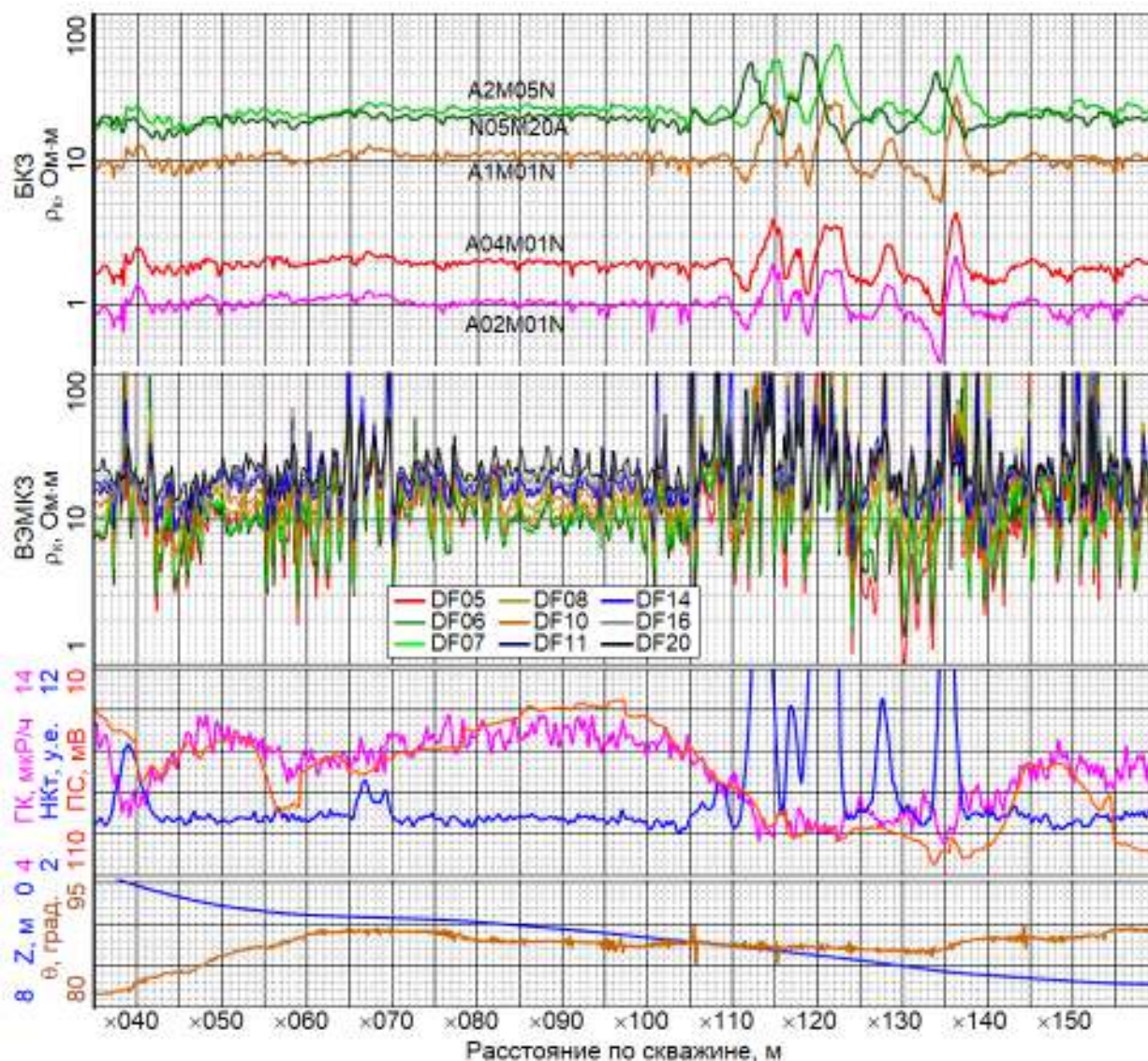


Рисунок 4.9 – Влияние периодического утолщения скважины на сигналы электрического каротажа (аппаратура СКЛ-А, Конитлорское месторождение). Снизу вверх: зенитный угол (θ) и относительная глубина (Z); нейтронный каротаж (НКт), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); ρ_k по ВЭМКЗ; ρ_k по БКЗ

Типичными объектами для условий Западной Сибири являются терригенные песчано-глинистые коллекторы меловых и юрских отложений (группы А, Б, Ю). Значения их УЭС зависят от соотношения объемов заполняющих поры флюидов, т.е. нефти и пластовой воды, минерализации пластовой воды и наличия структурной глинистости или связанной пиритизации. В Сургутском районе значение УЭС гранулярных песчаных коллекторов в среднем более 8 Ом·м соответствует высокому нефтесодержанию, значение от 2 до 5 Ом·м – преимущественному насыщению пластовой минерализованной водой. Типичные перекрывающие и подстилающие отложения обычно представлены глинами с УЭС от 2 до 5 Ом·м, с глубиной постепенно переходящими в более уплотненное состояние, сопровождающееся повышением УЭС до 8–20 Ом·м.

4.3.1. Сигналы ВЭМКЗ и БКЗ в наклонной скважине, пересекающей пласты с измененной прискважинной зоной

В вертикальной (зенитный угол 0°) и субгоризонтальной (угол 85°) скважинах, пересекающих проницаемый пласт переменной толщины, расположенный в непроницаемых вмещающих пластах, с применением программ конечно-разностного моделирования вычислены сигналы градиент-зондов БКЗ и зондов ВЭМКЗ (рисунок 4.10). Радиус скважины – 0.062 м, прибора – 0.051 м (автономная аппаратура СКЛ). Толщина проницаемых пластов с УЭС 10 Ом·м и непроницаемых пластов с УЭС 4 Ом·м изменяется от 1 до 8 м. При минерализованном буровом растворе (УЭС 0.05 Ом·м) формируется понижающая ЗП, её УЭС – 0.5 Ом·м, толщина – 0.15 м.

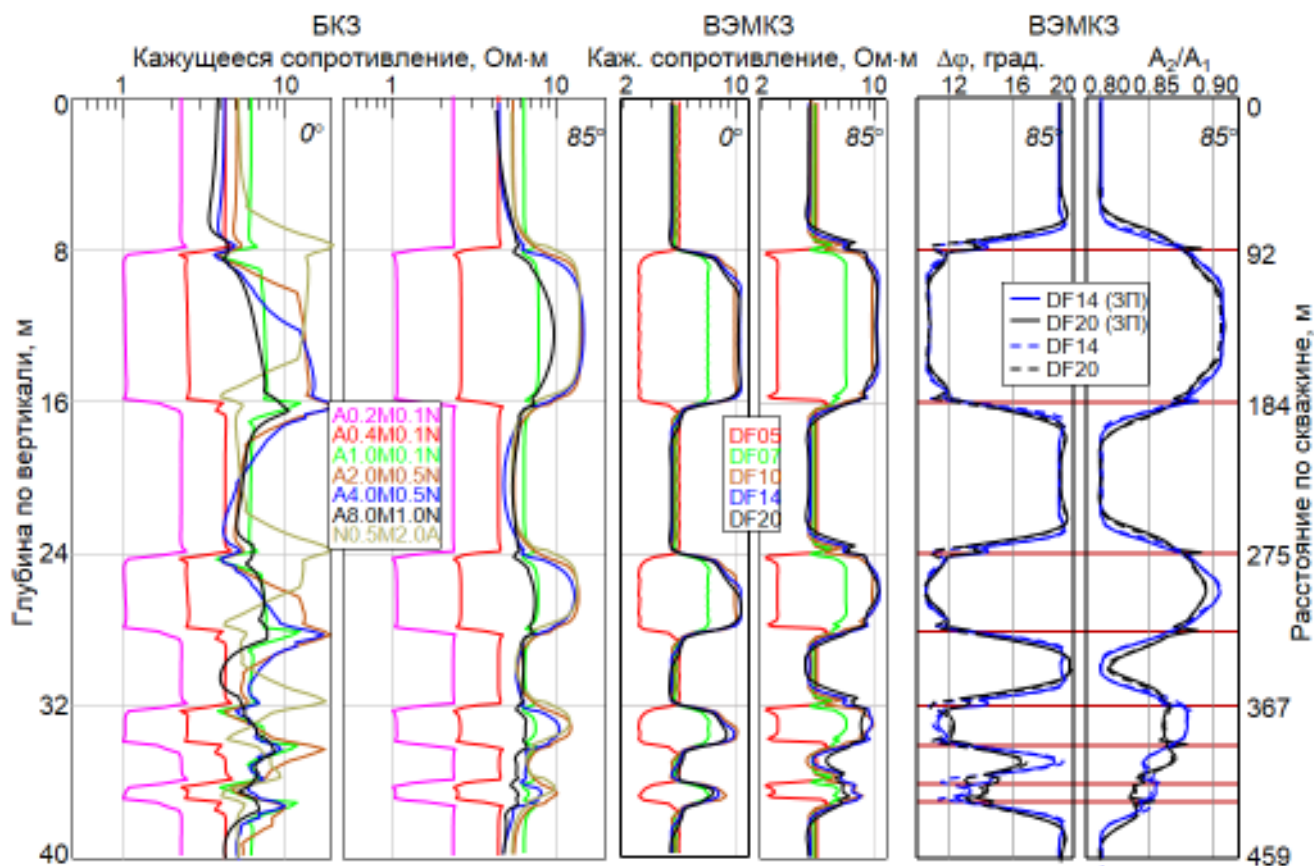


Рисунок 4.10 – Изменение диаграмм ρ_k БКЗ и ВЭМКЗ при изменении зенитного угла (0° и 85°). Слева направо: кажущееся сопротивление БКЗ в вертикальной и сильно наклонной скважине; кажущееся сопротивление ВЭМКЗ в вертикальной и сильно наклонной скважине; разность фаз и отношение амплитуд в модели со скважиной и зоной проникновения и в горизонтально-слоистой модели с наклонным зондом (длинные зонды, зенитный угол $\theta = 85^\circ$)

Для сигналов градиент-зондов в наклонной скважине по сравнению с сигналами в вертикальной характерны симметрия относительно центров пластов и отсутствие характерных экстремумов на границах (К.Н. Каюров, ..., К.В. Сухорукова и др., 2015³⁵). Эти различия объясняются тем, что в вертикальной скважине пересечение границы локализовано по глубине в одной точке, а в наклонной длина интервала перехода из одного пласта в другой зависит от зенитного угла встречи θ и диаметра скважины. При зенитном угле 85° длина этого интервала составляет

около 1.4 м вдоль скважины при выбранном значении ее радиуса ($0.124 \text{ м} / \cos 85^\circ$), и на протяжении этого интервала плотность токов в области приемных электродов изменяется постепенно. Инверсия кривой зондирования, составленной из сигналов тех зондов, длина которых не больше толщины пластов, позволяет с достаточной точностью определить значения параметров модели.

Отсутствие экстремумов при пересечении градиент-зондами наклонных границ является важным признаком, позволяющим локализовать субвертикальные неоднородности, пересекаемые субгоризонтальной скважиной. Например, такие неоднородности хорошо выделяются на рисунке 4.9 по форме диаграмм подошвенного и кровельного зондов и наличию на них пиков на границах в интервале $\times 110\text{--}\times 137 \text{ м}$. В этих областях также повышены значения сигналов НКТ, при этом резкость и амплитуда повышения такие же, как в вертикальных скважинах при пересечении уплотненных пластов. Более плавное увеличение сигналов НКТ при отсутствии экстремумов на сигналах БКЗ является признаком наклонного пересечения горизонтальных пластов.

Особенности изменения формы диаграмм БКЗ с увеличением угла наклона скважины в случае пересечения одиночного пласта небольшой толщины (1 м) с такой же, что и выше, понижающей ЗП рассмотрены для разных значений θ , в том числе для 60° и 85° (рисунок 4.11). Для удобства сравнения все диаграммы приведены относительно глубины, то есть, расстояния по вертикали. Сглаживание диаграмм происходит при значении угла, большем 80° .

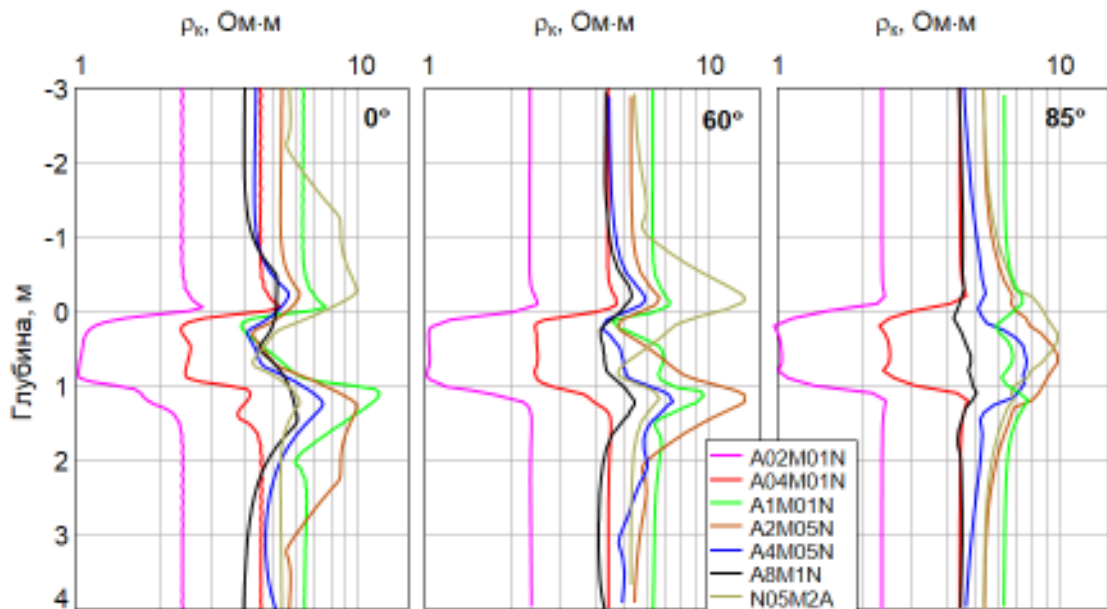


Рисунок 4.11 – Изменение диаграмм ρ_k БКЗ при изменении зенитного угла ($\theta = 0^\circ, 60^\circ$ и 85°)

При $\theta = 60^\circ$ границы еще отмечаются явно выраженными максимумами всех зондов кроме двух коротких, но ширина этих максимумов становится меньше, чем в вертикальной сква-

жине. Меняется со сложной на простую форма максимумов двухметровых зондов с увеличением их амплитуды. Усложняется форма диаграммы зонда A1.0M0.1N, длина которого сравнима с толщиной пласта: под подошвой значение ρ_k достигает максимума (≈ 10 Ом·м), в нижней половине пласта почти постоянно (7 Ом·м), в верхней половине снижается до минимума под кровлей (≈ 4 Ом·м). Примерно такая же форма диаграммы наблюдается для зонда A4.0M0.5N. Диаграмма зонда A8.0M1.0N с максимумами под подошвой и над кровлей пласта почти симметрична относительно его середины. В диаграммах коротких зондов A0.2M0.1N и A0.4M0.1N нет явно выраженных экстремумов на границах, и их почти симметричная форма отражает влияние понижающей ЗП.

При $\theta = 85^\circ$ почти симметричны относительно середины пласта диаграммы для всех зондов кроме сильно сглаженной диаграммы для зонда A8.0M1.0N. Максимумы в области границ проявлены только в сигнале зонда A1.0M0.1N под подошвой и над кровлей. Диаграммы зондов A2.0M0.5N и N0.5M2.0A сдвинуты одна относительно другой на расстояние около 0.4 м по вертикали или около 4.5 м вдоль скважины. Сигнал зонда A1.0M0.1N характеризуется тремя максимумами: в середине пласта и под его подошвой и над кровлей. Диаграммы для коротких зондов почти такие же, что и для предыдущего значения θ .

Если провести инверсию кривых зондирования в параметры цилиндрически-слоистой модели, то по сигналам зондов до длины 2.25 м УЭС пласта толщиной 1 м определяется равным 6.7 Ом·м, а по сигналам зондов до длины 1.05 м – равным 7.0 Ом·м (рисунок 4.12). Значения параметров ЗП: толщина около 0.1 м при модельной 0.15 м, УЭС 0.5 и 0.4 Ом·м для пяти- и трехточечной кривой, соответственно. Инверсия кривой зондирования в других пластах приводит к следующим результатам: в пласте толщиной 8 м толщина ЗП 0.13 м, УЭС ЗП 0.5 Ом·м, УЭС пласта 9.7 Ом·м; в пласте толщиной 2 м толщина ЗП 0.12 м, УЭС ЗП 0.5 Ом·м, УЭС пласта 8.3 Ом·м. В первом случае кривая зондирования включала сигналы всех зондов кроме A8.0M1.0N, во втором – кроме A4.0M0.5N и A8.0M1.0N.

Таким образом, в сильнонаклонной скважине значительно упрощается форма диаграмм ρ_k БКЗ, а при инверсии кривых зондирования в значения параметров цилиндрически-слоистой модели хорошо восстанавливаются толщина и УЭС понижающей ЗП и УЭС пласта. Последнее может быть занижено влиянием вмещающих пластов с низким УЭС (в пласте толщиной 1 м на 30%). При этом кривая зондирования не включает сигналы зондов, длина которых больше толщины пласта.

Диаграммы ρ_k ВЭМКЗ показывают примерно один уровень сигнала в пластах без проникновения, но в отличие от вертикальной скважины в наклонном случае в пласте толщиной

2 м значение для зонда DF20 завышается влиянием вмещающих пластов. В проницаемых пластах с наклоном добавляются малоамплитудные экстремумы в области границ, нарушающие симметрию диаграмм относительно середины пластов при их небольшой толщине (1 м).

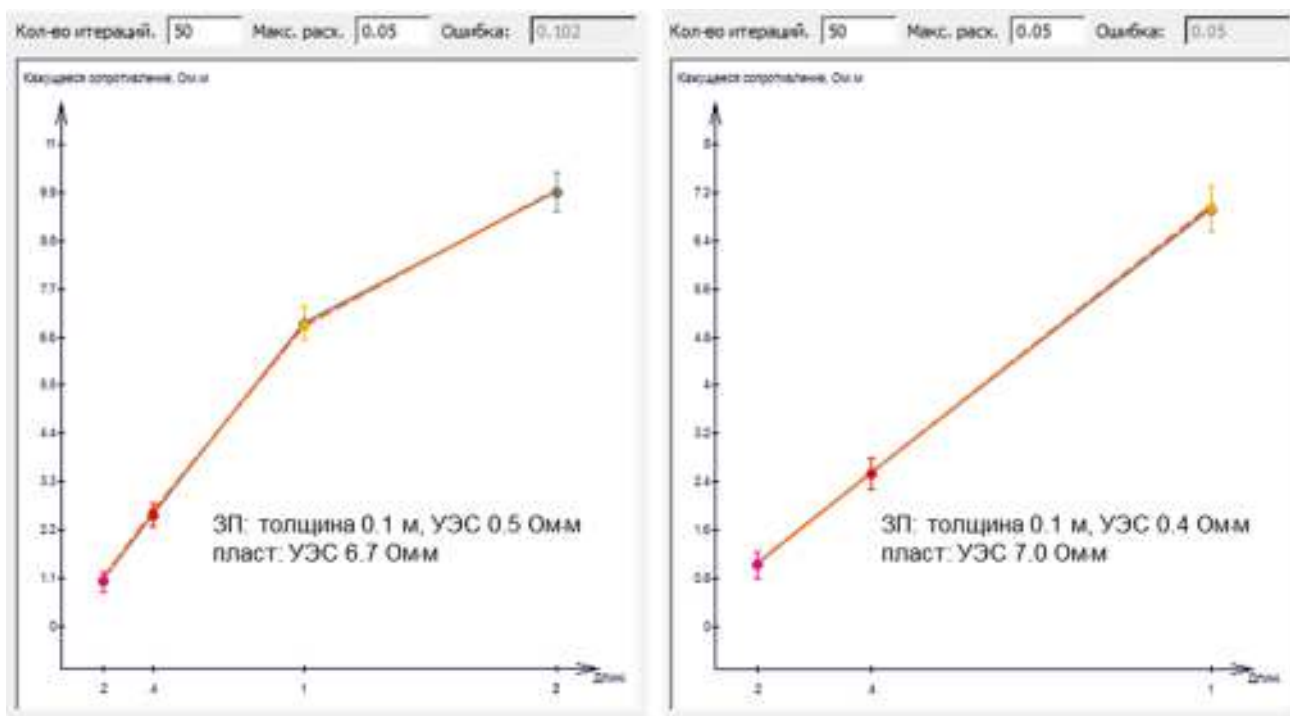


Рисунок 4.12 – Результаты инверсии кривых зондирования БКЗ в пласте толщиной 1 м ($\theta = 85^\circ$)

При инверсии кривых зондирования ВЭМКЗ в наклонной скважине значения параметров ЗП (толщина и УЭС) определяются равными модельным при толщине пласта 4 м, 0.14 м и 0.5 Ом·м при толщине 2 м и 0.14 м и 0.4 Ом·м при толщине 1 м. Эти значения немного ближе к модельным, чем при инверсии данных БКЗ (рисунок 4.13), при этом кривая зондирования строилась по сигналам всех зондов, включая длинные. УЭС самого тонкого пласта восстанавливается так же, как и при инверсии БКЗ, то есть с ошибкой 30%, УЭС пласта толщиной 2 м на 10% меньше модельного, пласта толщиной 4 м – равно модельному. УЭС непроницаемых пластов завышено при толщине 2 м на 0.3 Ом·м или на 8% в результате влияния соседних пластов на сигналы зонда DF20.

Одинаковость значений $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 , рассчитанных в модели со скважиной и зоной проникновения и в горизонтально-слоистой модели с наклонным зондом (рисунок 4.10; длинные зонды DF14 и DF20, зенитный угол 85°), во всех областях кроме интервалов менее чем полуметровой близости скважины к кровле пласта с понижающей ЗП обеспечивает выгодное преимущество ВЭМКЗ перед методами постоянного тока. Сигналы ВЭМКЗ в субгоризонтальной скважине можно количественно интерпретировать, применяя прямую задачу их расчета в горизонтально-слоистой модели с наклонным зондом, программная реализация которой считается

значительно быстрее, чем реализация задачи в полной 3-мерной постановке. Поэтому в дальнейшем изложении приводятся результаты моделирования и инверсии сигналов длинных зондов ВЭМКЗ без учета влияния скважины и измененной прискважинной зоны.

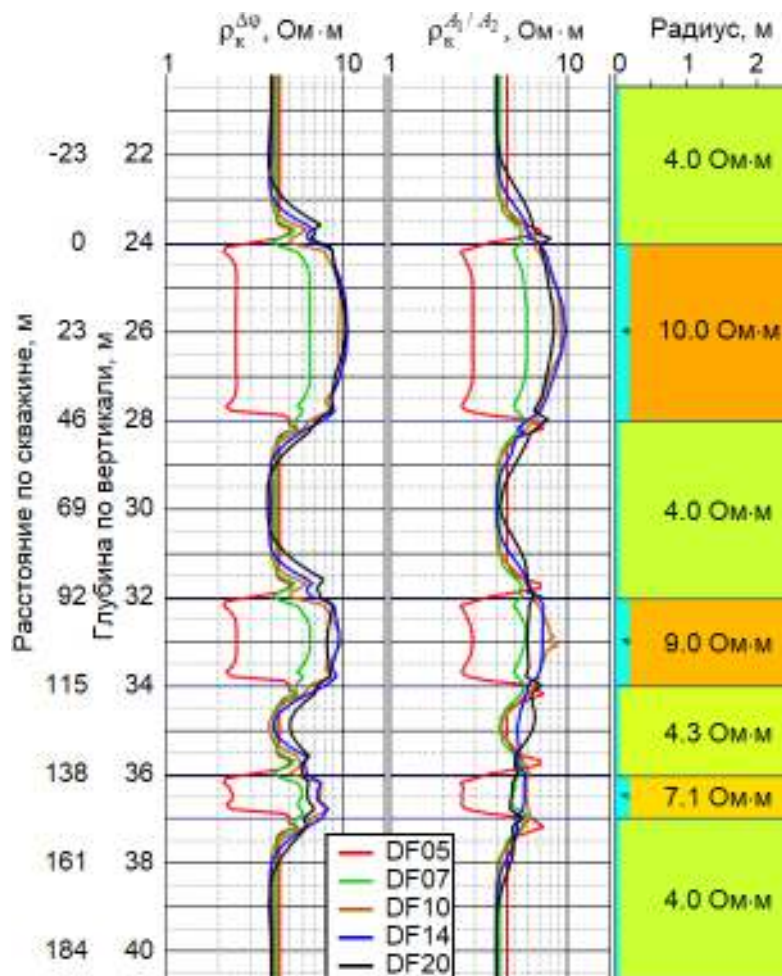


Рисунок 4.13 – Результаты инверсии кривых зондирования ВЭМКЗ в пластах разной толщины ($\theta = 85^\circ$); слева направо: диаграммы $\rho_k^{\Delta\varphi}$ и $\rho_k^{A_2/A_1}$, цветное представление геоэлектрической цилиндрически-слоистой модели, полученной в результате инверсии

4.3.2. Зависимость сигналов ВЭМКЗ от положения скважины с горизонтальным завершением относительно контрастной геоэлектрической границы

Рассматриваемая ниже траектория типична для скважин с горизонтальным завершением, которые бурятся предприятием "Сургутнефтегаз". Обычно субгоризонтальный интервал представляет собой от одного до трех–четырёх участков подъема и спуска, часто с возвращением в перекрывающие породы. Для моделирования выбрана траектория с одним участком подъема, поскольку сигналы на других участках не будут принципиально другими.

УЭС глинистой покрышки 4 Ом·м, нефтеводонасыщенного коллектора – 15 Ом·м (рисунок 4.14). Кажущееся сопротивление ВЭМКЗ для 9 зондов рассчитано по значениям разности фаз ($\rho_k^{\Delta\varphi}$, в середине) и отношения амплитуд ($\rho_k^{A_2/A_1}$, внизу).

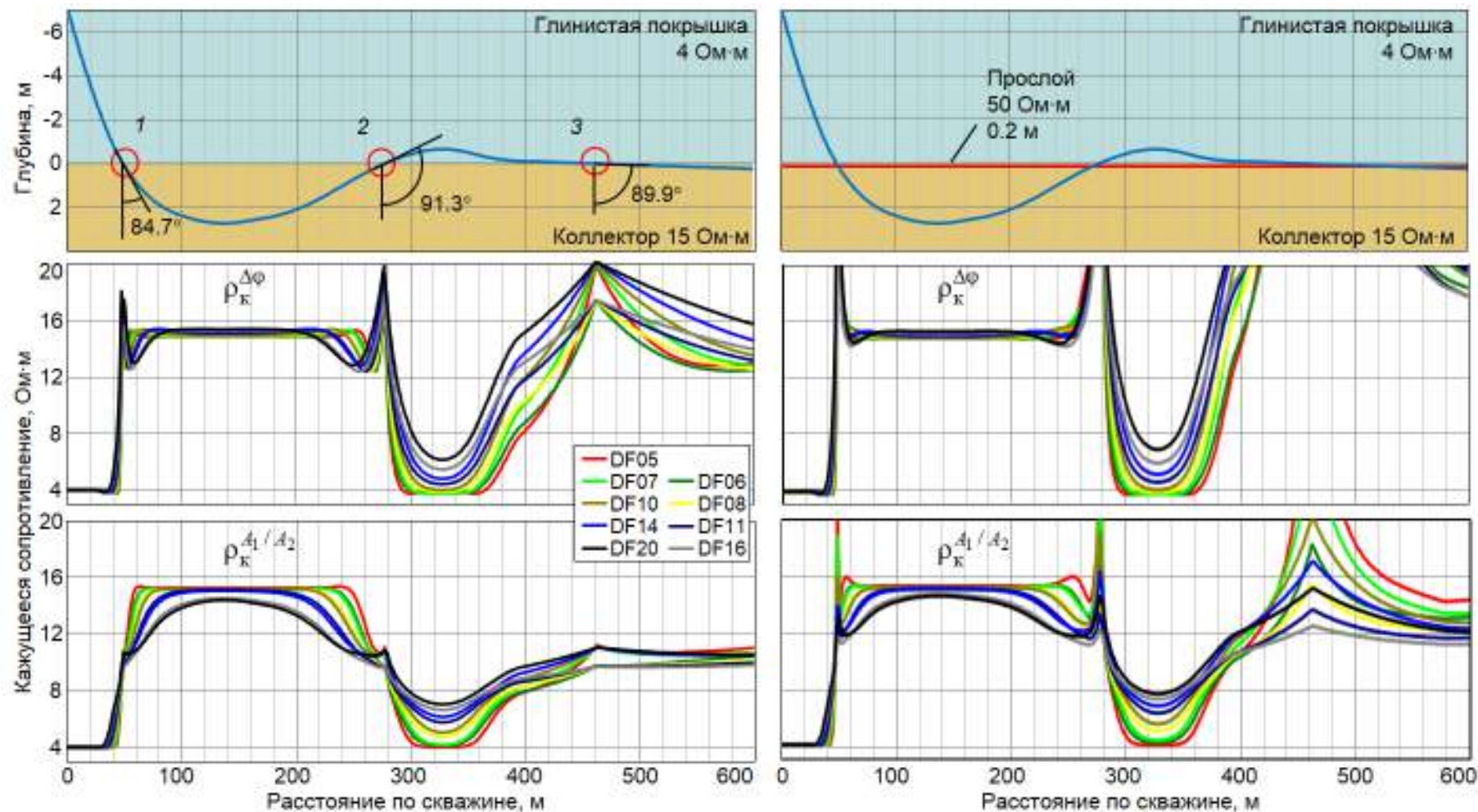


Рисунок 4.14 – Диаграммы ВЭМКЗ в модели скважины с горизонтальным завершением, вскрывающей коллектор. Справа – в кровле коллектора тонкий высокоомный прослой. Красными окружностями отмечены точки пересечения границы

Влияние электрических зарядов, возникающих при пересечении границы наклонным зондом ВЭМКЗ, особенно сильно проявляется в разности фаз – на диаграммах заметны максимумы в точках пересечения границы (М. Епов, С. Suhorukova et al., 2012¹⁴⁰; М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, 2014³⁰¹). Величина максимумов тем больше, чем ближе зенитный угол наклона скважины к 90° . На интервалах, где расстояние по вертикали до границы меньше примерно расстояния между генераторной и ближней приемной катушками ($L_1=0.8L$, где L – длина зонда) проявляется влияние второй среды, например, в коллекторе это выражается понижением значений до 13 Ом·м, а в глинистом пласте – повышением до 6–7 Ом·м. Выход всех диаграмм $\rho_k^{\Delta\varphi}$ на значение УЭС коллектора происходит только в нижней части скважины (интервал по скважине 80–200 м), точки которой расположены не ближе значения L_1 для длинного зонда (1.6 м) до границы.

В более проводящей покрывке влияние зарядов несколько меньше и видимый выход $\rho_k^{\Delta\varphi}$ на УЭС покрывки достигается на меньших расстояниях до границы – около $0.6L$. УЭС глин показывают зонды длиной от 0.5 до 1.1 м (DF05–DF11).

Интервал, где скважина проходит практически по границе (360–600 м) характеризуется, во-первых, расхождением значений $\rho_k^{\Delta\varphi}$ зондов разной длины, что при традиционной методике интерпретации будет трактоваться как наличие зоны понижающего проникновения, а во-вторых, расхождением диаграмм основной и дополнительной групп зондов. Последний факт может быть полезен для разделения эффектов, обусловленных приближением к горизонтальной границе или латеральным изменением свойств коллектора.

Влияние зарядов на значения $\rho_k^{A_2/A_1}$ оказывается много слабее: большие максимумы отсутствуют – пересечение границы фиксируется малоамплитудными пичками. Диаграммы $\rho_k^{A_2/A_1}$ для двух длинных зондов не выходят на значения УЭС коллектора. На УЭС глин выходят значения для зондов DF05, DF06, DF07 и DF08. Больше, чем для $\rho_k^{\Delta\varphi}$, влияние вмещающих пластов объясняется тем, что область среды, определяющая отношение амплитуд, больше, чем область, формирующая разность фаз (М.И. Эпов, В.Н. Глинских, 2005²¹). Диаграммы в интервале скважины вблизи границы также распадаются на 2 группы – для основных и дополнительных зондов, однако расхождение значений внутри групп невелико.

Обратное распределение УЭС в пластах модели соответствует пересечению скважиной водонефтяного контакта (ВНК): УЭС равно 15 Ом·м в нефтеводонасыщенной части и 4 Ом·м в водонасыщенной части (рисунок 4.15). Нижняя точка скважины находится в водонасыщенной части на глубине 0.8 м. При пересечении границ также наблюдается резкое возрастание $\rho_k^{\Delta\varphi}$.

Влияние более проводящей нижней части сказывается на том же расстоянии до границы (меньше $0.8 L$) тем же понижением значений, что и при приближении к покрышке в предыдущем случае. В водонасыщенной части значения $\rho_k^{\Delta\varphi}$ выходят на ее УЭС для зондов от 0.5 до 1.6 м, значения $\rho_k^{A_2/A_1}$ – для зондов DF05, DF06, DF07 и DF08. В субгоризонтальном интервале, когда расстояние до границы около 2 м, значения $\rho_k^{\Delta\varphi}$ равны УЭС верхней части коллектора, а на отношение амплитуд зондов длиной 1.1–2.0 м (DF11–DF20) влияет нижняя часть, понижая значения $\rho_k^{A_2/A_1}$ до 13 Ом·м.

При более высоком положении скважины (рисунок 4.16) влияние нижней низкоомной части заметно в точках скважины, которые расположены на расстоянии меньше чем L для $\rho_k^{\Delta\varphi}$ и $1.5L$ для $\rho_k^{A_2/A_1}$. На диаграммах $\rho_k^{\Delta\varphi}$ на интервале точек, отстоящих от границы менее чем на $0.5L$, заметно повышение за счет влияния зарядов на границе, максимальное в нижней точке скважины (0.3 м до границы).

Добавление в модель тонкого высокоомного прослоя, обычно представленного карбонатизированным песчаником с УЭС 30–100 Ом·м, существенно меняет значения $\rho_k^{\Delta\varphi}$ и $\rho_k^{A_2/A_1}$ вблизи границы. Пусть прослой расположен на границе пластов, его толщина 0.2 м и УЭС 50 Ом·м (рисунки 4.14–4.16, справа). В модели на рисунке 4.14 резко увеличиваются значения максимумов $\rho_k^{\Delta\varphi}$ вблизи границы, а под границей почти незаметно понижающее влияние покрышки, значительно повышены значения $\rho_k^{\Delta\varphi}$ в субгоризонтальном интервале; на диаграммах $\rho_k^{A_2/A_1}$ появляются максимумы в точках пересечения границы. В модели на рисунке 4.15 также увеличиваются максимальные значения $\rho_k^{\Delta\varphi}$ и появляются максимумы $\rho_k^{A_2/A_1}$, под границей меньшее число зондов выходит на УЭС нижней части, в субгоризонтальном интервале более проводящая водонасыщенная часть коллектора влияет только на низкочастотные длинные зонды. В модели на рисунке 4.16 влияние нижнего пласта на разность фаз становится ещё меньше. В нижней части скважины влияние высокоомного прослоя повышает ρ_k для обеих характеристик и изменяет форму диаграммы $\rho_k^{A_2/A_1}$ короткого зонда.

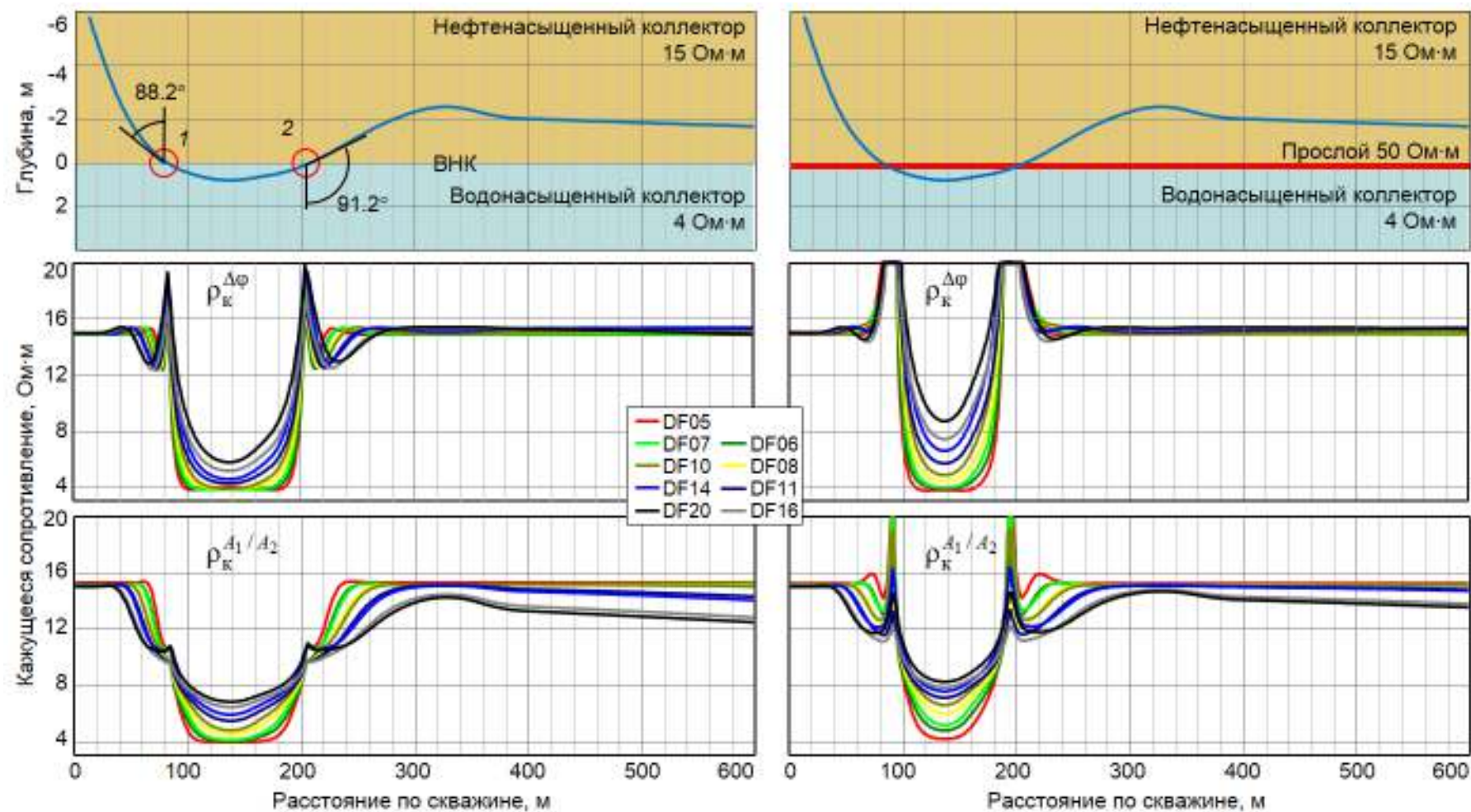


Рисунок 4.15 – Диаграммы ВЭМКЗ в модели скважины с горизонтальным завершением, пересекающей ВНК. Справа – в месте ВНК тонкий высокоомный прослой. Красными окружностями отмечены точки пересечения границы

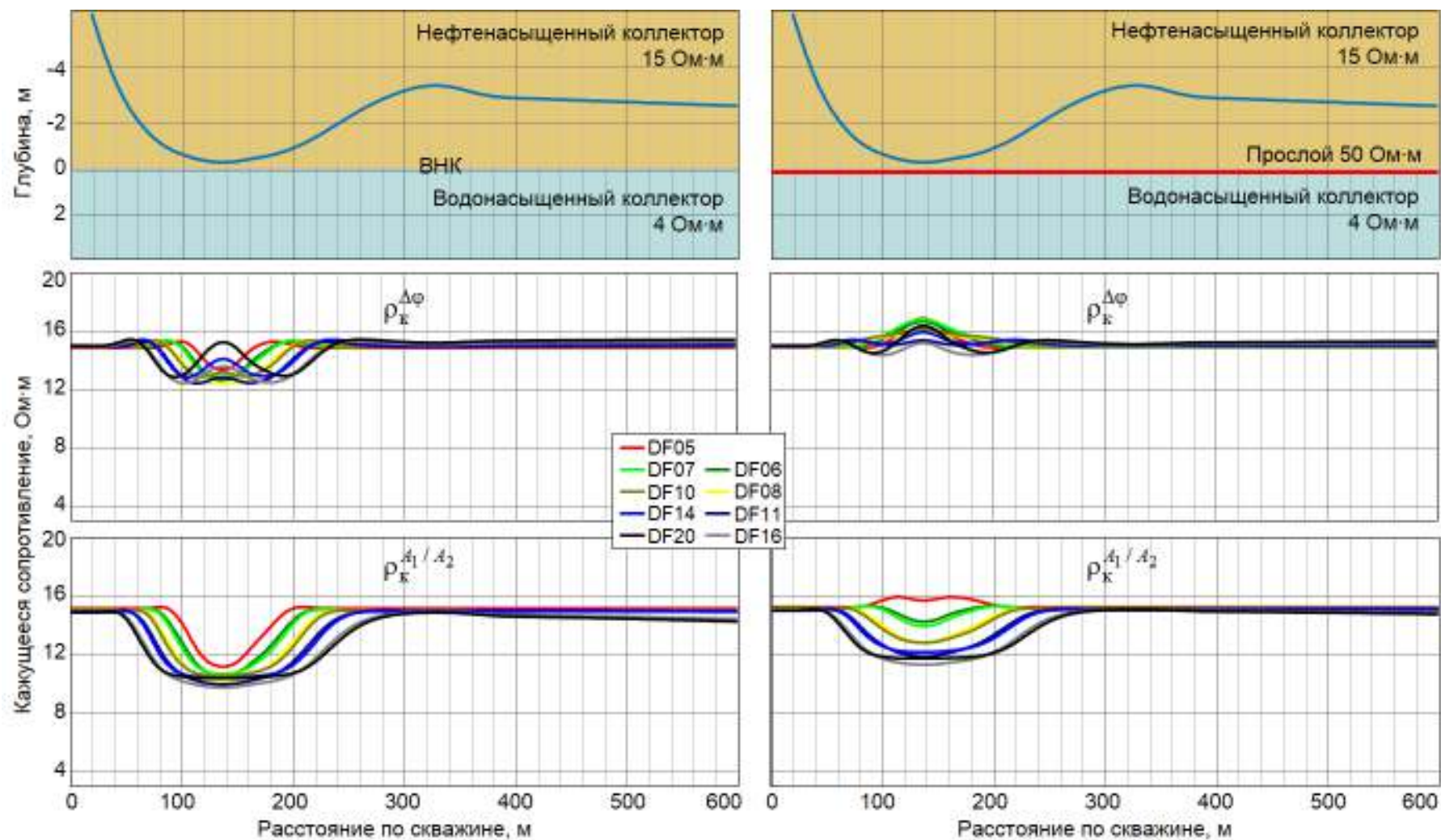


Рисунок 4.16 – Диаграммы ВЭМКЗ в модели скважины с горизонтальным завершением, подходящей к ВНК. Справа – в месте ВНК тонкий высокоомный прослой. Красными окружностями отмечены точки пересечения границы

Увеличение УЭС высокоомного прослоя, то есть усиление контраста УЭС на границе, приводит к еще большему возрастанию ρ_k при пересечении границы и меньшей зависимости от среды, расположенной по другую сторону прослоя. Стоит отметить, что такой тонкий прослой не отражается в сигналах индукционного каротажа в вертикальных скважинах и может отсутствовать в геоэлектрической модели, построенной только по данным индукционных зондов.

Типичная трехслойная модель коллектора представляет собой перекрытый глинистой покрывкой нефтеводонасыщенный песчаник, вскрытый скважиной со сложной траекторией (рисунок 4.17) и подстилаемый водонасыщенной частью или глинистыми отложениями. Пусть мощность нефтеводонасыщенной части составляет 5 м, УЭС глинистой покрывки ρ_1 равно 4 Ом·м, нефтеводонасыщенной части коллектора ρ_2 – 15 Ом·м, водонасыщенной части ρ_3 – 5 Ом·м. Верхняя граница (кровля коллектора) располагается на глубине 0 м. После снижения (нижняя точка 129 м по скважине находится в 0,8 м над ВНК) скважина идет вверх (пока расстояние до кровли в точке 325 м не достигнет 0,84 м), и далее выходит на почти горизонтальный участок.

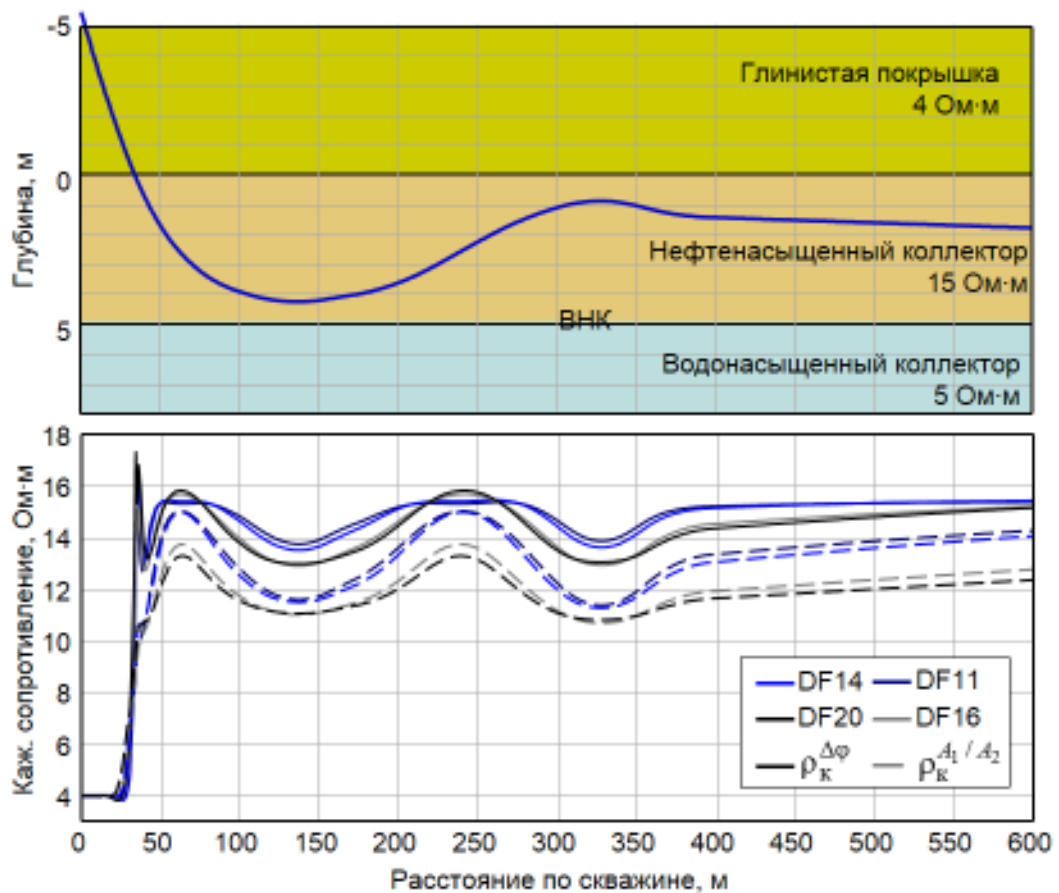


Рисунок 4.17 – Геоэлектрическая модель и диаграммы синтетических сигналов ВЭМКЗ в скважине со сложной траекторией. Сверху вниз: геоэлектрическая модель нефтенасыщенного коллектора, перекрытого глинистыми отложениями и траектория скважины; диаграммы кажущегося сопротивления по разности фаз $\rho_k^{\Delta\varphi}$ и отношению амплитуд $\rho_k^{A_2/A_1}$

На графиках $\rho_k^{\Delta\varphi}$ и $\rho_k^{A_2/A_1}$ для зондов, работающих на двух низких частотах (1.75 и 0.875 МГц; зонды DF11, DF14, DF16 и DF20), видны главные отличия измеряемых характеристик $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 .

На диаграммах $\rho_k^{\Delta\varphi}$ пересечение кровли коллектора отмечается резким увеличением значений с локальным экстремумом (17 Ом·м), который соответствует точке пересечения границы, на диаграммах $\rho_k^{A_2/A_1}$ такой экстремум отсутствует. Отклик от нижнего пласта в виде уменьшения значений $\rho_k^{\Delta\varphi}$ и $\rho_k^{A_2/A_1}$ замечен в нижней части траектории (интервал 90–180 м), также как и отклик от глинистой покрышки в интервале 280–360 м. Интервалы сближения значений $\rho_k^{\Delta\varphi}$ для разных частот соответствуют положению зондов в середине пласта (40–80 и 220–260 м), значения $\rho_k^{A_2/A_1}$ не сближаются нигде после входа в коллектор. То есть, при мощности пласта 5 м отсутствие влияния вмещающих пластов достигается только в средней части коллектора (интервал 1.8–2.2 м), и только для разности фаз. При этом на значение УЭС пласта выходят диаграммы только зондов DF11 и DF14 при положении зондов в средней части примерно метровой толщины.

В нижней точке скважины влияние низкоомной водонасыщенной части коллектора приводит к уменьшению значений $\rho_k^{\Delta\varphi}$ до 13,0 Ом·м для зондов DF16 и DF20 и до 13.6 Ом·м для зондов DF11 и DF14, в верхней точке для этих же зондов значения такие же. Значения $\rho_k^{A_2/A_1}$ в этих же точках различны и много ниже значений $\rho_k^{\Delta\varphi}$ 11.0 и 11.6 Ом·м в нижней точке и 10.7 и 11.3 Ом·м в верхней (для зондов DF16–DF20 и DF11–DF14, соответственно).

Расхождение значений $\rho_k^{\Delta\varphi}$ для разных частот – признак разной чувствительности измеряемых на разных частотах характеристик поля к вмещающим породам и основание для оценки расстояния до границ с покрышкой или водонасыщенной частью. Различие значений $\rho_k^{\Delta\varphi}$ и $\rho_k^{A_2/A_1}$ еще существеннее, потому что область среды, формирующая отношение амплитуд, больше, чем область, определяющая разность фаз.

Приведенные расчеты показывают, что в рассмотренной типичной геоэлектрической модели в наклонных и горизонтальных скважинах сигналы $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 зонда ВЭМКЗ не зависят от вмещающих пород и контрастных прослоев, если зонд расположен в середине пласта, мощность которого больше трех длин зонда.

Горизонтально-слоистая геоэлектрическая модель разреза в случае измерения только разности фаз может быть подобрана по сигналу одного зонда DF20. Даже в такой постановке

инверсия значительно уменьшает ошибку оценки нефтенасыщения. Например, по результатам инверсии измеренных в субгоризонтальной скважине значений $\Delta\varphi$ длинного зонда (рисунок 4.18) в коллекторе определяется УЭС, уменьшающееся от кровли к подошве с 36 до 5 Ом·м, что соответствует нормальному вертикальному распределению УЭС при насыщении нефтью и пластовой водой. В то же время значение ρ_k для всех зондов возрастает от кровли к подошве, и по традиционной методике интерпретации также от кровли к подошве возрастает оценка нефтесодержания.

В процессе подбора уточнялся также угол отклонения границ пластов от горизонтали, равный 1.2° . Высокоомный непроницаемый пласт, подстилающий коллектор, пересекается скважиной на интервалах $\times 245$ – $\times 260$ и $\times 295$ – $\times 310$ м. На первом интервале, по-видимому, пласт частично разрушен при бурении, поэтому измеряемый сигнал соответствует меньшему УЭС, чем синтетический. На интервале $\times 260$ – $\times 295$ м отражаются латеральные неоднородности нижней части коллектора, которые не могут быть оценены при такой инверсии, поскольку их границы не являются субгоризонтальными.

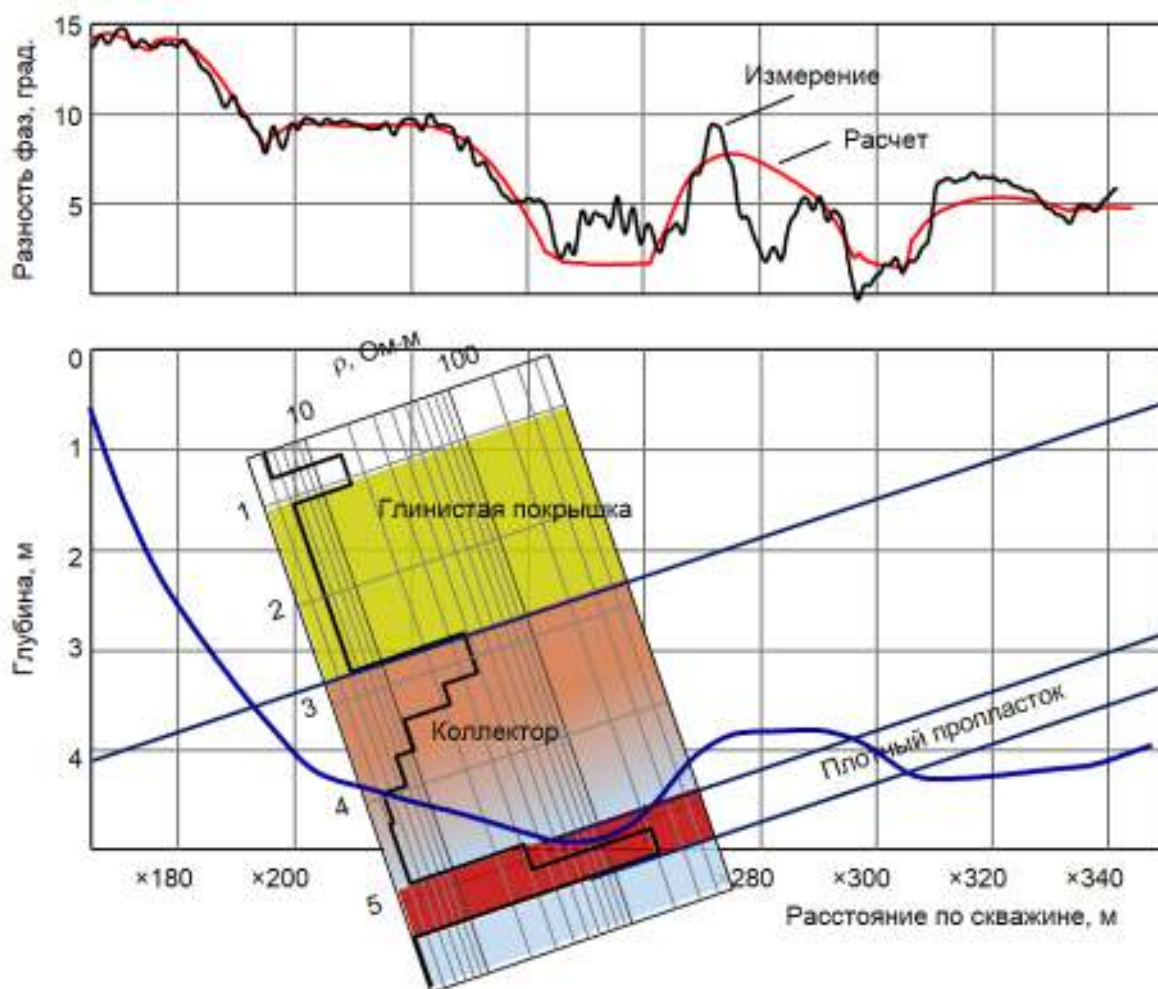


Рисунок 4.18 – Диаграммы измеренной и синтетической разностей фаз (зонд DF20, вверху), относительная глубина точек скважины и результат инверсии – УЭС пластов от расстояния по нормали к границам (внизу).

Также по значениям $\Delta\varphi$, измеренным зондом DF20 в наклонной скважине с зенитным углом 55° , подобрана геоэлектрическая модель тонкослоистого коллектора, представленного чередованием проницаемых и непроницаемых пропластков (рисунок 4.19). Проницаемые интервалы выделены коричневым цветом. Очевидно, что даже при разбиении коллектора на тонкие слои, значения их УЭС, определенные при традиционном подходе (черная линия), оказываются очень осредненными, заниженными в непроницаемых пропластках и завышенными – в проницаемых. Например, в проницаемом пропластке 38–42 м (толщина 1.9 м) $\rho_k = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, что соответствует нефтенасыщению более 60 %, а уточненное значение составляет 6.5 Ом·м и соответствует в этом типе коллектора насыщению с преобладанием пластовой воды, а не нефти. Во втором проницаемом пропластке значения ρ_k повышаются от кровли пропластка (около 13 Ом·м) к подошве (17 Ом·м), а по результату инверсии выделяются уплотненная нефтеводонасыщенная (16 Ом·м, 43.3–44.8 м) и водонасыщенная (5.5 Ом·м, 44.8–46.0 м) части. В третьем пропластке уточненное УЭС также становится существенно ниже.

4.4. Приемы количественной интерпретации данных электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах

Типичные геоэлектрические ситуации, для которых ставится задача количественной интерпретации:

- наклонно-горизонтальный интервал с определением электрофизических параметров пересекаемых пластов и пластов, находящихся в зоне влияния на сигнал прибора;
- горизонтальный интервал, проходящий в коллекторе, при наличии в нем латеральных изменений и когда известно положение его кровли и подошвы, а также УЭС вмещающих пород;
- наклонный интервал подхода к пласту, который частично находится в зоне влияния этого пласта на сигнал прибора;
- горизонтальный интервал, проходящий в коллекторе, при наличии в нем изменений зенитного угла при известных положении его кровли и подошвы, а также УЭС вмещающих пород.

Терригенные коллекторы часто характеризуются небольшой мощностью, находятся во вмещающих породах, осложнены наличием тонких прослоев и линз карбонатизации или глинизации, близостью водонефтяного контакта или/и техногенного обводнения отдельных участков. Все указанные объекты геологического разреза обычно являются контрастными по значению УЭС по сравнению с коллектором.

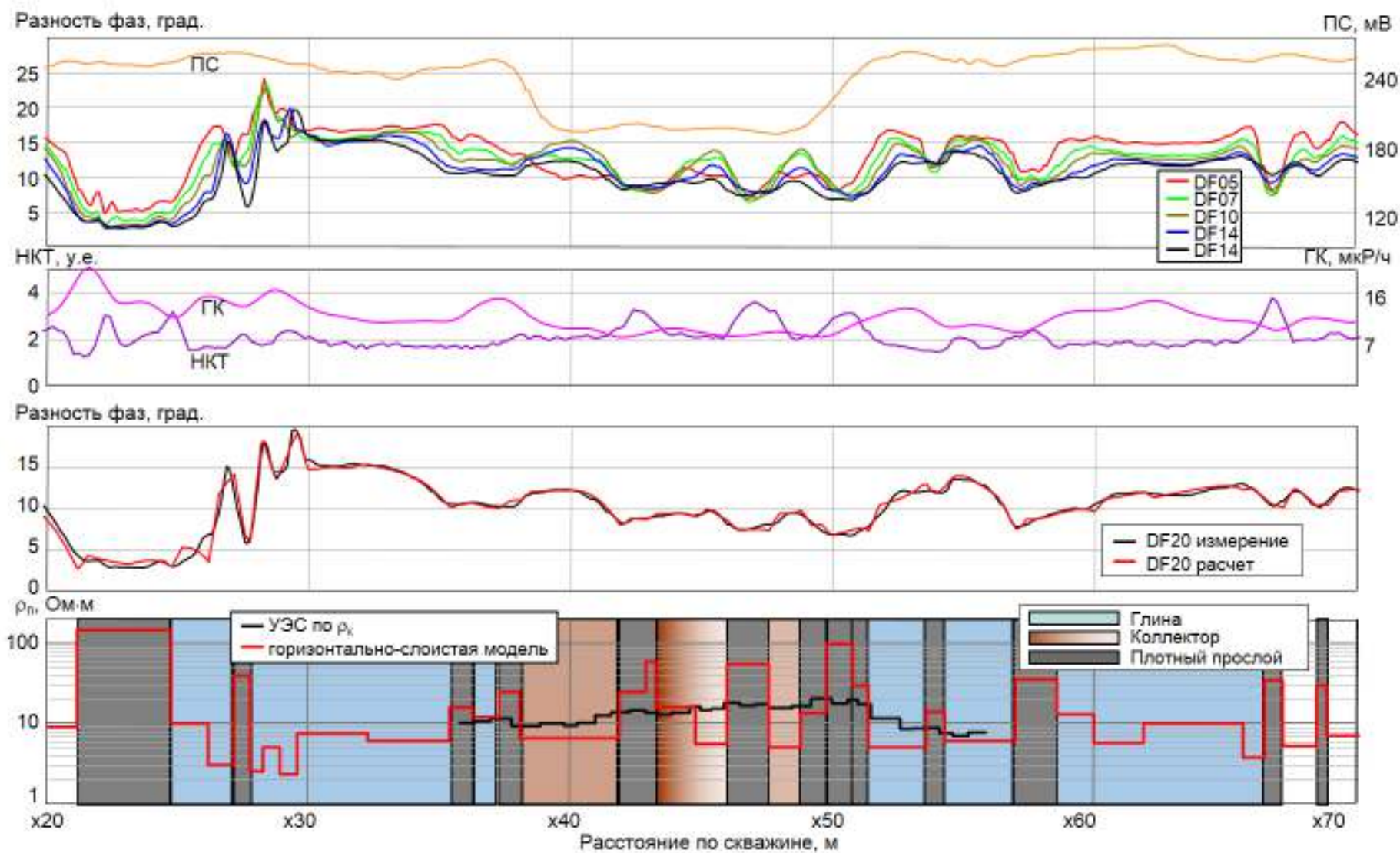


Рисунок 4.19 – Уточнение УЭС пласта по данным ВЭМКЗ в наклонной скважине. Разность фаз и ПС, данные ГК и НКТ, разность фаз зонда DF20: измеренная (черная линия) и рассчитанная (красная линия); внизу – УЭС пласта, определенное по традиционной методике (черная линия) и в результате инверсии (красная линия)

Для решения задачи определения горизонтально-слоистой геоэлектрической модели необходимо определить минимальный набор измеряемых сигналов, необходимых для повышения точности численной инверсии. Например, при небольшой толщине пластов разреза в инверсии необходимо использовать несколько зондов с разными пространственными характеристиками (М.И. Эпов, В.Н. Глинских, 2005 ²¹). Как было показано выше, сигналы зондов ВЭМКЗ разной длины обладают разной глубиной по отношению к границе электрически контрастных пластов, что обеспечивает в том числе возможность оценить УЭС еще не вскрытых подстилающих отложений (А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова, 2014 ³⁴⁴, 2016 ⁵³).

Для инверсии следует выбирать сигналы, которые измерены надежной калиброванной аппаратурой. В случае наличия в них возможной систематической погрешности может быть проведена коррекция сигналов по результатам их анализа на интервалах непроницаемых пластов достаточной толщины и при небольших значениях зенитного угла, в том числе с применением совместной инверсии кривых ВЭМКЗ и БКЗ.

Инверсия данных, измеренных в субгоризонтальной скважине, невозможна без значений зенитного угла, то есть данных инклинометрии. Если нет априорной информации о положении скважины относительно границ и о значении УЭС пластов, то необходимо, чтобы интервал скважины включал наклонные участки с пересечением границ, в том числе участок входа в коллектор. Перед проведением инверсии следует провести анализ доступного комплекса геофизических данных для идентификации субвертикальных элементов разреза с целью исключения влияния этих интервалов скважины на результат инверсии.

Литологическое расчленение можно проводить по сигналам ВЭМКЗ, однако для более надежного результата необходим анализ данных других геофизических методов. Если методы, применяемые для литологического расчленения (ПС, ГК, НК), в вертикальной скважине могут применяться индивидуально, то в сильно наклонных и горизонтальных скважинах небольшая разрешающая способность зондов радиоактивного каротажа и осреднение объема среды, формирующего измеряемый отклик, приводит к необходимости расширения комплекса.

Качественная оценка истинных УЭС пластов, пересекаемых наклонно-горизонтальной скважиной, может быть проведена по значениям кажущегося УЭС, определенного по измеренным сигналам. Однако зонды ВЭМКЗ не обладают необходимым пространственным разрешением при измерении в сильно наклонной или горизонтальной скважине, проходящей в тонком пласте, расположенном во вмещающих породах или осложненном тонкими прослоями с контрастными значениями УЭС. Поэтому для количественной оценки необходимо интерпретировать сигналы в модели среды, соответствующей реальным геологическим и физическим усло-

виям (М.И. Епов, С. Suhorukova et al, 2012 ¹⁴⁰; М.Н. Nikitenko et al, 2014 ³¹; М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин, 2015 ³⁴⁷).

При количественной интерпретации в качестве входных данных используются данные ВЭМКЗ и инклинометрии. Основным результатом является горизонтально-слоистая геоэлектрическая модель геологического разреза, представляющая собой набор значений УЭС и границ пластов, а также угла их наклона в каждом выбранном для инверсии интервале (окне инверсии).

В программе автоматизированной инверсии (М.И. Эпов и др., 2015 ¹⁵; М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин, 2015 ³⁴⁷) целенаправленный подбор модельных параметров осуществляется с использованием алгоритмов минимизации функционала невязки, характеризующего меру расхождения экспериментальных и синтетических данных, рассчитанных в инверсионной модели (метод Нелдера–Мида). Если среднеквадратическое отличие экспериментальных и синтетических данных по всем точкам измерения и всем выбранным для инверсии зондам не превышает погрешности измерений, то геоэлектрическая модель считается подобранной. При необходимости подбор геоэлектрической модели может проводиться вручную многократным расчетом прямой задачи с оценкой совпадения измеренных и синтетических сигналов визуально или с расчетом целевой функции.

Выбор стартовой геоэлектрической модели осуществляется интерпретатором. В случае несоответствия выбранной модели сложности строения реального разреза значения модельных параметров уточняются на основе визуального анализа степени сходства экспериментальных и синтетических сигналов с привлечением априорной информации о геологическом строении разреза. Изменение модели заключается обычно в добавлении контрастных по значению УЭС пластов или удалении слабо влияющих на сигнал пластов, а также в уточнении значения УЭС тонких высокоомных пластов. После изменения модели повторяется процесс подбора. Модель изменяется до тех пор, пока не будет найдена геоэлектрическая модель, наилучшим образом с точки зрения интерпретатора соответствующая измеренным данным, и не будут подобраны её модельные параметры.

В зависимости от сложности исследуемого разреза горизонтально-слоистая геоэлектрическая модель может быть применена как ко всему наклонно-горизонтальному интервалу скважины, так и к отдельным ее интервалам. Выбор разбиения скважины на интервалы (участки или окна) для инверсии проводится на основании визуального анализа графического представления

³⁴⁷ Никитенко М.Н., Сухорукова К.В., Глинских В.Н., Еремин В.Н. Оперативная обработка и интерпретация данных электромагнитного каротажа на разных этапах строительства нефтегазовой скважины // Материалы 4-ой международной науч.-практ. конф. "Тюмень-2015": Глубокие горизонты науки и недр, г. Тюмень, 23-27 марта 2015 г. [Электронный ресурс]. Тюмень, 2015. CD-ROM, P06. 4 с.

данных комплекса ГИС и имеющейся априорной информации. При разбиении скважины на участки исключаются те интервалы, в которых изменение сигналов определяется субвертикальными элементами. Последние обычно представлены уплотненными зонами залеченных разломов и поэтому характеризуются высокими значениями УЭС, резкими изменениями сигналов всех методов, похожими на изменения в вертикальных скважинах.

Поскольку, с одной стороны, в данных инклинометрии может присутствовать систематическая ошибка измерения, а с другой стороны, напластования редко являются строго горизонтальными, учет систематики и угла падения пластов при инверсии осуществляется введением поправки к значению зенитного угла, а границы модели остаются горизонтальными. Изменение угла падения пластов определяется в выбранном окне инверсии, поэтому при наличии априорных данных о изменении его значения вдоль скважины также целесообразно перед инверсией делить исследуемый интервал на несколько окон.

4.4.1. Выбор стартовой геоэлектрической модели

Стартовая геоэлектрическая модель является основным элементом, определяющим успех количественной интерпретации.

Поскольку программа численной инверсии в любом случае найдет модель, соответствующую минимуму функции невязки, окончательное решение об адекватности полученной модели геологической среде должно приниматься на основе анализа степени подбора сигналов в разных точках скважины. Наибольшая информация об УЭС пласта большой толщины (больше длины зонда) содержится в середине пласта. Если мощность пласта равна или меньше длины зонда, то параметры этого пласта следует подбирать по точкам во всем интервале его влияния, то есть в точках скважины, расположенных ближе длины зонда над кровлей пласта и под его подошвой. При этом для разности фаз выбирается интервал скважины, точки которого расположены не дальше 0.5–0.7 длины зонда от границ пласта (в некоторых случаях до 0.8–1.0 длины), а для отношения амплитуд – не дальше 1.0–1.5 длин зонда. Поэтому при численном анализе данных измерений в наклонных и горизонтальных скважинах может быть установлена геоэлектрическая модель пересеченных скважиной пластов и пластов, контрастных по УЭС с вмещающим скважину, граница с которыми находится в зоне влияния зонда.

Стартовая модель может быть построена исходя из разных подходов соответственно конкретной задаче.

1. Наклонная скважина – исследуемый интервал можно подвергать инверсии как одним окном, так и несколькими; разделение на пласты по данным ГИС достаточно точное, численная инверсия приводит к существенному уточнению значений УЭС.

2. Скважина с горизонтальным завершением, включающая интервал перекрывающих пород, пересечение кровли коллектора и участки снижения и подъема, включает несколько пересечений границ пластов, протяженность несколько сотен метров. Стартовая модель строится на основе детального анализа комплекса данных ГИС и глубины точек скважины. Как правило, участок спуска скважины начиная от перекрывающего пласта и входа в коллектор и следующий за ним участок подъема могут быть объединены в одно окно инверсии. При отсутствии латеральных изменений в пластах полученная в результате инверсии в этом окне модель будет объяснять изменение сигналов и на оставшейся части скважины. При наличии латеральных изменений результирующая модель предыдущего окна берется в качестве стартовой для последующего и уточняется в соответствии с изменением свойств пластов.

3. Горизонтальный ствол без участка пересечения кровли и подошвы – наиболее сложный случай, потому что отсутствие пересечения границ пластов не позволяет определить расстояние до вмещающих пластов и их УЭС. Стартовую модель можно выбрать по данным из соседних вертикальных скважин или по данным каротажа предыдущего интервала бурения.

4. Второе и последующее окно инверсии. При переходе к следующему окну инверсии в качестве стартовой модели целесообразно брать результирующую модель предыдущего окна. Обычно положение границ, УЭС и зенитный угол в следующем окне не изменяются значительно ввиду медленности латеральных изменений, что позволяет проследить характерные особенности модели (например, тонкие контрастные прослои) вдоль всей скважины.

Построение стартовой модели включает расстановку границ, оценку УЭС пластов по значениям кажущегося УЭС или в результате инверсии кривых зондирования на базе цилиндрически-слоистой модели, анализ диаграмм и полученных значений УЭС и положений границ вместе с данными инклинометрии. Как правило, перед анализом данных ВЭМКЗ, полученных в наклонных скважинах, пробуренных с применением высокоминерализованного биополимерного бурового раствора, из этих данных должно быть удалено влияние винтовой нарезки на стенке скважины, проявляющееся в виде квазисинусоидальной помехи с характерным периодом 0.8–2.0 м вдоль скважины, не меняющей средний уровень сигнала.

Интерпретация сигналов ВЭМКЗ начинается с разделения изучаемого участка на участки (окна) для инверсии. В выбранном окне выполняется расстановка границ стартовой геоэлектрической модели. После расстановки границ по значениям ρ_k определяются значения УЭС пластов стартовой геоэлектрической модели. Выбранные значения в пластах достаточной толщины можно уточнить инверсией кривых зондирования.

После построения стартовой модели выполняется основная процедура количественной интерпретации. В качестве входных данных выбираются данные зондов ВЭМКЗ длиной от 1.4

до 2.0 м, поскольку они в наименьшей степени подвержены влиянию зоны проникновения и скважины.

Расстановка границ

Расстановка границ в наклонно-горизонтальных интервалах по данным электромагнитного каротажа обычно затрудняется большим размером области среды, формирующей сигнал, особенно в разрезах с небольшими мощностями пластов. Кроме этого, на сигналы коротких зондов приборов электрометрии сильно влияет высокая электропроводность биополимерного бурового раствора. Поэтому для расстановки границ используется комплекс геофизических методов, в том числе методы интегрального гамма-каротажа, нейтрон-нейтронного каротажа, сигналы которых не зависят от минерализации биополимерного бурового раствора, и потенциала самополяризации.

Пример расстановки границ по комплексу геофизических методов показан на рисунке 4.20. Медленное изменение сигналов приборов электрокаротажа позволяет лишь приблизительно локализовать границу пластов, как, например, на глубине $\times 139$ м по скважине, в то время как радиоактивные методы, обладающие меньшей глубинностью, позволяют поставить её достаточно уверенно. При наличии кондиционного потенциала самополяризации границы ставятся в срединной точке перехода значений сигналов с уровня в одном пласте на уровень в другом и уточняются по более резким переходам сигналов радиоактивного каротажа.

Если отсутствуют данные других методов каротажа, расстановка проводится по сигналам коротких зондов ВЭМКЗ (DF05–DF10), так как они обладают большой чувствительностью к положению границ. Кроме того, самый короткий зонд хорошо отражает интервалы наличия измененных прискважинных зон, по которым выделяются проницаемые пласты. Положению геоэлектрических границ соответствуют точки максимального градиента сигналов ($\Delta\varphi$ или ρ_k). При наличии затрудняющей анализ квазипериодической помехи, обусловленной влиянием винтовой нарезки на стенке скважины, сигналы перед анализом подвергаются фильтрации. Пересечение контрастной границы также может отражаться на диаграммах ВЭМКЗ резким пиком или изломом, обусловленным возникновением на ней индуцированного заряда (К.В. Сухорукова и др., 2016³⁴⁵).

Оценка УЭС пластов

Значения УЭС пластов оцениваются по значениям ρ_k в пределах выделенного пласта. Если УЭС пласта больше УЭС вмещающих пород, выбирается максимальное значение ρ_k по всем зондам во всем интервале пласта, если ниже – то минимальное в непроницаемом пласте, ρ_k по длинному зонду в середине проницаемого пласта. Выбранные значения УЭС в пластах

достаточной толщины уточняются инверсией кривых зондирования, в том числе совместной (ВЭМКЗ и БКЗ).

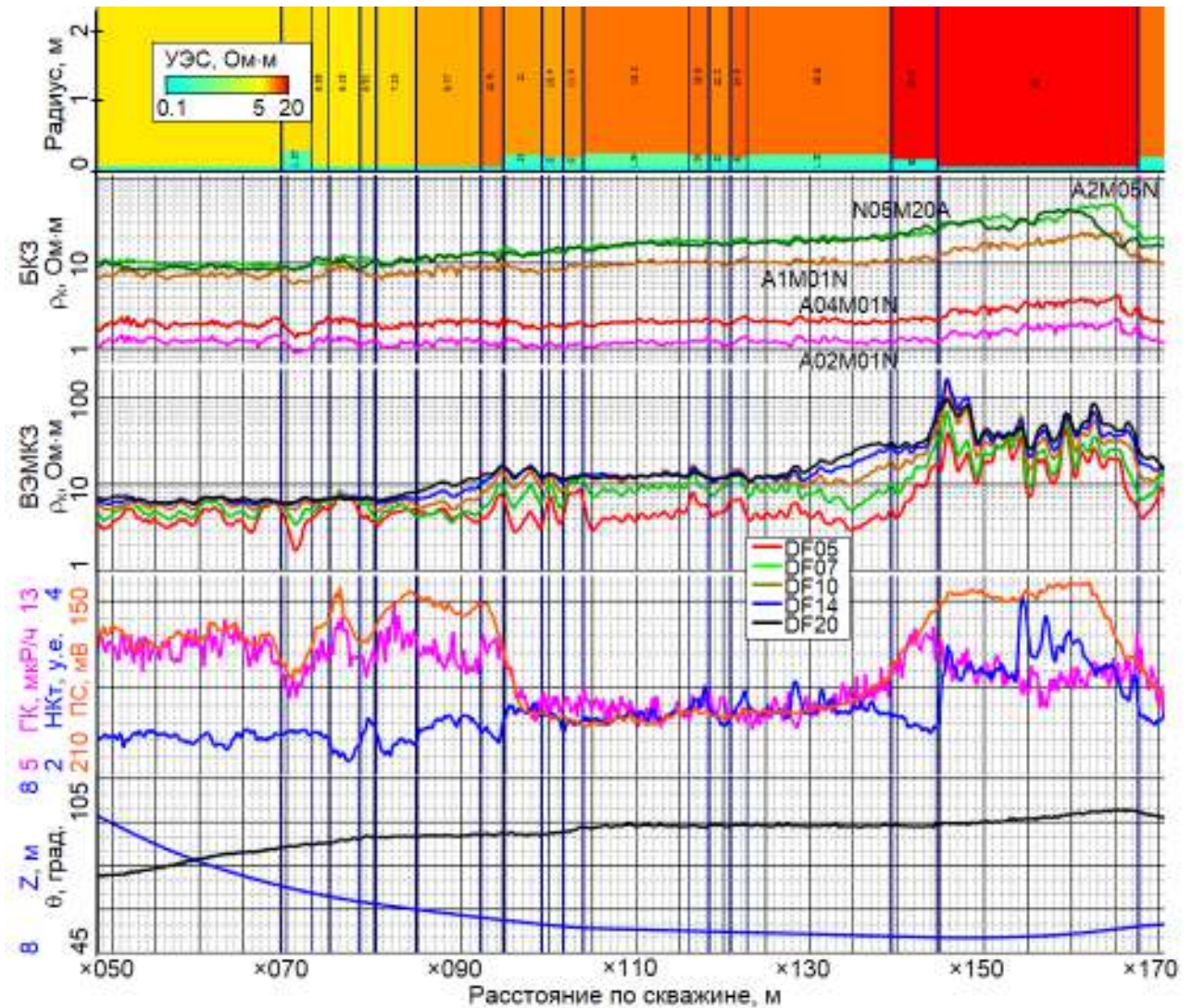


Рисунок 4.20 – Расстановка границ в горизонтальной скважине Лянторского месторождения с помощью программной системы EMF Pro. Снизу вверх: зенитный угол (θ) и относительная глубина (Z); нейтронный каротаж (НКТ), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); ρ_k по ВЭМКЗ; ρ_k по БКЗ; цветное изображение модели радиального распределения УЭС

Для упрощения модели проводится объединение пластов с близкими значениями УЭС. Пример такого осреднения, а также значений УЭС, показан на рисунке 4.21. Красным цветом показано распределение значения УЭС вдоль скважины, определенное по значениям кажущегося УЭС в выделенных при первичной расстановке границ пластах (рисунок 4.20). После первичного разбиения пласты с примерно одинаковыми значениями УЭС объединяются, оставляются только границы с большим контрастом УЭС. Оставшиеся границы показаны вертикальными отрезками синего цвета. Значение УЭС в пластах между ними усредняется.

Объединение пластов с близкими УЭС позволяет уменьшить количество подбираемых параметров, а следовательно, ускорить инверсию. Однако необходимо учитывать, что в результате могут быть потеряны границы между пластами с близким УЭС, но разного состава. Например, между нефтеводонасыщенным песчаником и подстилающим аргиллитом. Поэтому такие границы необходимо оставлять в модели.

Объединение пластов по значению УЭС целесообразно проводить также в промежуточной модели между этапами инверсии.



Рисунок 4.21 – Распределение УЭС вдоль скважины по данным ρ_k и результатам совместной инверсии кривых зондирования и положение границ пластов в стартовой модели после объединения пластов с близкими значениями УЭС

Оценка угла наклона основных пластов разреза

Когда в скважине есть несколько участков спуска и подъема, стоит проверить наличие пластов с одинаковыми значениями УЭС и радиоактивных свойств на одной и той же глубине по вертикали в разных интервалах скважины, проходящих эту глубину. При наличии одного и того же пласта в разных интервалах скважины на соответствующей глубине оценивается возможный угол наклона границ.

В некоторых случаях простых по строению разрезов весь субгоризонтальный интервал скважины может быть представлен небольшим количеством латерально выдержанных пластов. Пример такого разреза со скважиной со сложной траекторией показан на рисунке 4.22 – по виду диаграмм ВЭМКЗ, ГК и НКТ выделяется три интервала характерных значений: высокоомный карбонатизированный, под ним – глинистый непроницаемый и самый нижний песчаный проницаемый. Определение положения их границ в скважине позволяет оценить угол их наклона в вертикальной плоскости, в которой лежит скважина. Кровля коллектора снижается примерно на 7.5 м на интервале скважины длиной 450 м, что дает значение угла отклонения границы от горизонтали примерно на 1° .

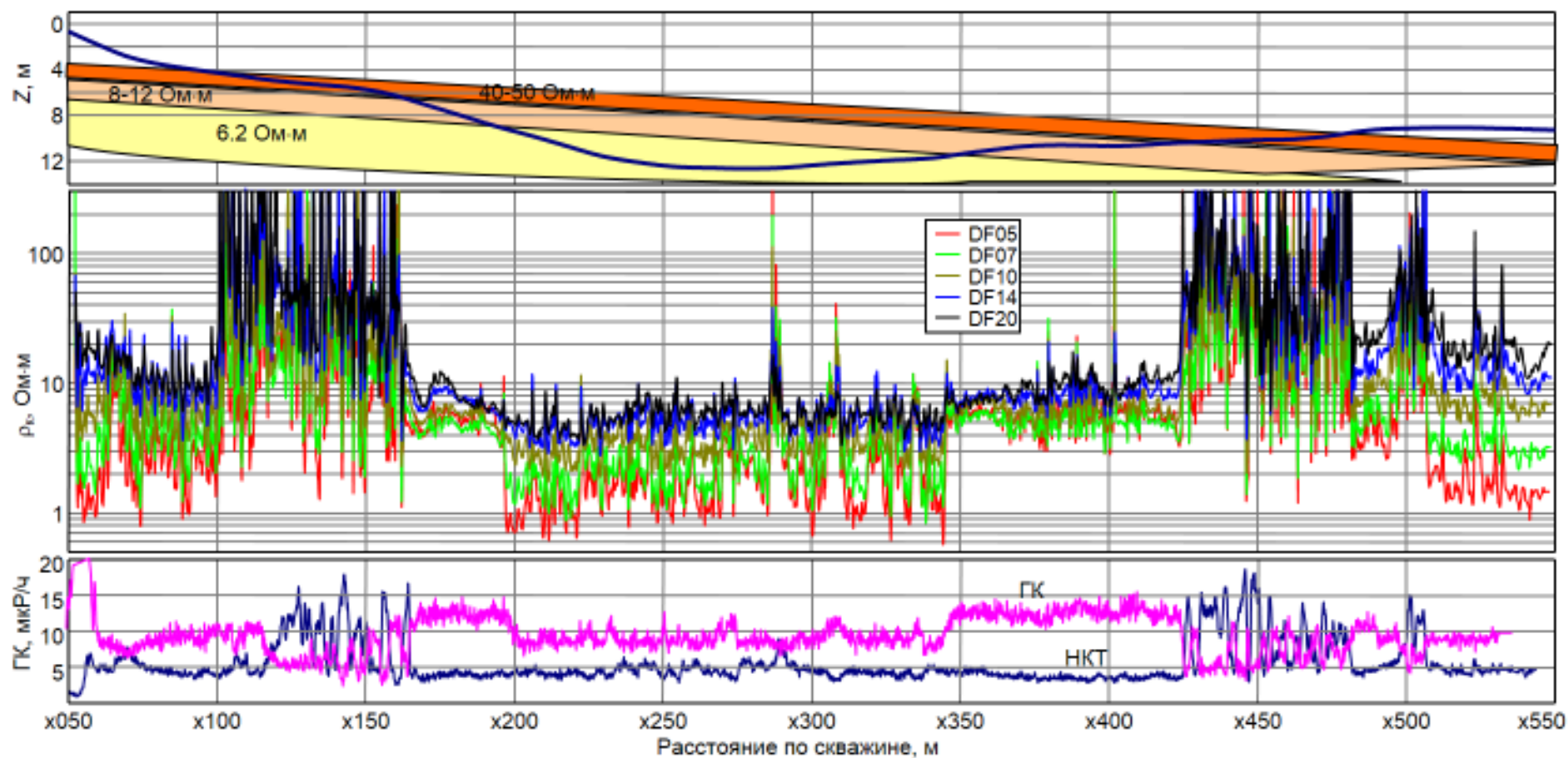


Рисунок 4.22 – Построение границ пластов и оценка их наклона вдоль скважины (Северо-Юрьевское месторождение. Сверху вниз: траектория скважины и предполагаемые границы пластов; ρ_b ВЭМКЗ ; ГК (мкР/ч) и НКТ (у.е.)

4.4.2. Проведение инверсии

Важным этапом при подготовке к инверсии является выделение окон, в которых она будет проводиться. Необходимо, чтобы в этих окнах сигналы определялись выбранной горизонтально-слоистой моделью и не зависели от влияния пересекаемых скважиной уплотненных зон субвертикальных разломов. Локализация таких зон для исключения из окон инверсии проводится, например, по данным БКЗ на основе следующего. В вертикальных скважинах на диаграммах БКЗ граница контрастных по УЭС пластов отбивается хорошо выраженным экстремумом, что позволяет проводить расстановку границ по данным этого метода. В наклонных скважинах при пересечении горизонтальных границ эти экстремумы отсутствуют ввиду того, что интервал пересечения плоскости границы скважиной конечного диаметра растянут вдоль скважины, доля пересекаемого пласта в области влияния на сигнал зонда нарастает медленно и перераспределение плотности токов перестает быть локальным. Поэтому наличие на диаграммах БКЗ экстремумов, форма которых характерна для вертикальной скважины, является индикатором пересечения горизонтальной скважиной субвертикального объекта, следовательно, соответствующую зону следует исключить из инверсии.

В получаемых в результате интерпретации геоэлектрических моделей глубина залегания геоэлектрических границ определяется по их положению относительно какой-либо выбранной точки скважины.

При интерпретации выбранный участок скважины следует разделять на интервалы размером по вертикальной оси от 4 до 10 м. Эти интервалы могут характеризоваться как увеличением, так и уменьшением глубины. Разделение следует проводить таким образом, чтобы точки пересечения скважиной границ пластов попадали в среднюю часть интервала. Если количественная интерпретация проводится по горизонтальному участку, на котором ствол скважины практически не изменяет свое положение по глубине, разделение на интервалы следует проводить исходя из зависимостей изменения сигналов ВЭМКЗ и БКЗ вдоль скважины.

Для каждого из выбранных интервалов должна быть построена своя геоэлектрическая модель. Итоговый результат количественной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах должен представлять собой совокупность таких геоэлектрических моделей.

Пример инверсии разности фаз

В наклонно-горизонтальной скважине Лянторского месторождения (рисунок 4.20) геометрия скважины и геологических отложений, а также отсутствие субвертикальных неоднородностей позволяют провести инверсию всего представленного интервала как одного "окна".

Горизонтальный интервал скважины пробурен на биополимерном буровом растворе. Зенитный угол изменяется от 62° до 95° , удельное электрическое сопротивление бурового раствора – $0.04 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. В наклонно-горизонтальном интервале $\times 70\text{--}\times 170 \text{ м}$ коллектор АС₉ (интервал 96–140 м) неоднороден: значение ρ_k в интервалах песчаников по зонду DF05 изменяется от 1.5 до 5 $\text{Ом}\cdot\text{м}$, по зонду DF20 – от 10 до 32 $\text{Ом}\cdot\text{м}$.

Глубина точек скважины показана синим цветом, точка пересечения кровли проницаемого пласта 95.0 м. На интервале $\times 144.6\text{--}\times 167.6 \text{ м}$, в котором скважина достигает максимальных глубин, наблюдается повышение значений сигналов НКТ и значений ρ_k по длинному зонду ВЭМКЗ (до 32 $\text{Ом}\cdot\text{м}$). Предположительно это связано с наличием уплотненного карбонатизированного песчаника, подстилающего изучаемый коллектор. Дальше при движении скважины вверх значение ρ_k уменьшается до 10–13 $\text{Ом}\cdot\text{м}$.

Стартовая модель строится как результат инверсии данных электрометрии на базе цилиндрически-слоистой модели в системе EMF Pro. Первичная расстановка границ проводится по комплексу данных ГИС с акцентом на данные методов ГК, НК и ПС. Далее для этой разбивки проводится инверсия данных ВЭМКЗ и БКЗ с оценкой УЭС зоны проникновения и неизменной зоны пласта. Полученные оценки сравниваются между собой, и проводится объединение пластов с близким значением УЭС. Результат – зависимость УЭС пласта от расстояния по скважине – является первым приближением стартовой модели (рисунок 4.21).

Поскольку на представленном наклонно-горизонтальном интервале всего один участок подъема скважины, а данные комплекса ГИС свидетельствуют о достаточной однородности свойств как покрышки, так и коллектора, целесообразно взять в инверсию все точки интервала. Перед инверсией проводится прореживание точек измерения, особенно в тех интервалах, где сигнал не меняется. В приведенном примере при инверсии рассчитывались сигналы в точках по скважине с шагом 1 м, что при значении зенитного угла, например, 85° составляет 0.09 м по вертикали, что сравнимо с шагом измерений в вертикальных скважинах, а при большем значении угла шаг по вертикали еще меньше. Выбор шага вдоль скважины определяет, с одной стороны, число точек расчета прямой задачи, от которого зависит время работы инверсии, а с другой стороны, определяет значение функции невязки. Варьируя расположение и густоту точек на профиле, можно усиливать вклад интересующих участков интервала в результат инверсии (А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова, 2016⁵³). Точки скважины для инверсии могут быть заданы с неодинаковым шагом между ними, но в них также задается значение зенитного угла.

После определения параметров стартовой модели и выбора точек скважины для инверсии, подготавливаются входные файлы для инверсии (файл с разностью фаз или с разностью

фаз и отношением амплитуд для выбранных зондов ВЭМКЗ; файл со стартовой моделью и данными инклинометрии) и проводится ручной или автоматизированный подбор параметров модели. Работа программы автоматизированной инверсии прекращается при уменьшении целевой функции ниже заданного уровня или при достижении заданного количества итераций. После этого рассчитываются сигналы для результирующего распределения УЭС этого шага интерпретации. Сравнение рассчитанных сигналов с измеренными показывает, в какой части скважины следует добавить или удалить границу. После коррекции полученная модель используется как стартовая для следующего запуска автоматической инверсии. Процесс продолжается до необходимого совпадения расчетных и измеренных сигналов.

При ручном подборе удобно каждое решение прямой задачи сопровождать визуальным сравнением измеренных и синтетических сигналов, анализ которых позволяет сделать следующий шаг в пространстве параметров модели, а также своевременно провести коррекцию числа пластов. Визуальное сравнение сигналов в большинстве случаев более информативно, чем значение невязки, осредняющей расхождение сигналов по всему подбираемому интервалу.

В приведенном примере проведено 17 коррекций стартовой модели, поскольку стартовая модель выбрана достаточно сложной (11 пластов). При разбиении скважины на интервалы, в которых модель может быть описана 2–3 пластами, для каждого интервала достаточно от 1 до 3 запусков инверсионной программы.

Результаты подбора параметров геоэлектрической модели по разности фаз для зондов DF14 и DF20 показаны на рисунке 4.23 в виде распределения УЭС вдоль скважины и по вертикали (К.Н. Каюров, ..., К.В. Сухорукова и др., 2015³⁵). Границы пластов наклонены относительно горизонтали на 1.1° таким образом, что в конце скважины повышаются (этот наклон равен значен уменьшению показаний инклинометра). Изменение положения границ пластов и распределения УЭС, полученных при подготовке стартовой модели и в результате интерпретации, демонстрируется на рисунке 4.24. В результате подбора существенно изменено как положение границ при том же их числе, так и распределение значений УЭС.

График результирующего распределения УЭС по вертикали облегчает анализ реальных толщин пластов, слагающих вскрытый разрез (рисунок 4.23 справа). Мощность коллектора составляет около 2 м, при этом распределение УЭС по глубине от кровли к подошве соответствует обычному распределению для нефтеводонасыщенных коллекторов: высокое УЭС в кровельной части равно 40 Ом·м, а далее постепенно снижается до 5–6 Ом·м. Низкоомная часть коллектора составляет около 0.9 м. Нижняя часть этих 0.9 м, возможно, является глинистым пропластком, который не отличается по УЭС от коллектора, но может быть выделен по увеличению показа-

ний ГК (140–142 м по скважине). Увеличение кажущихся сопротивлений при подходе к подошве коллектора (интервал 120–144 м) обусловлено наличием тонкого высокоомного пласта под подошвой. Поэтому высокие значения ρ_k определяются его влиянием и не могут быть объяснены влиянием нефтенасыщения, что было бы сделано на основе традиционных методик интерпретации данных скважинной электрометрии.

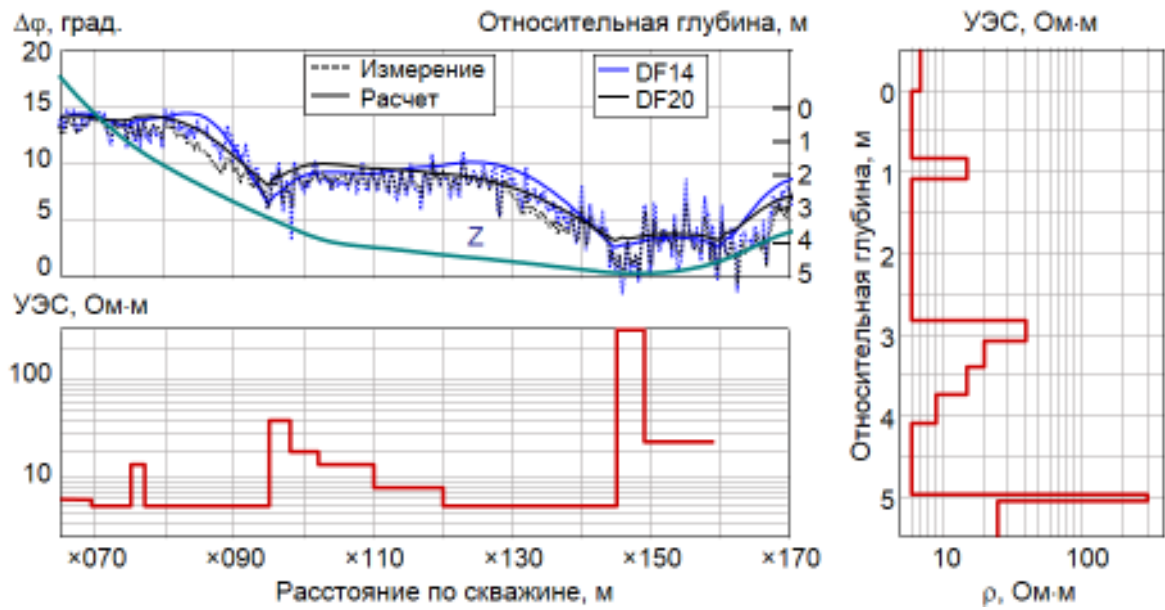


Рисунок 4.23 – Измеренные и синтетические сигналы и полученное в результате инверсии распределение УЭС в зависимости от расстояния вдоль скважины и глубины по вертикали

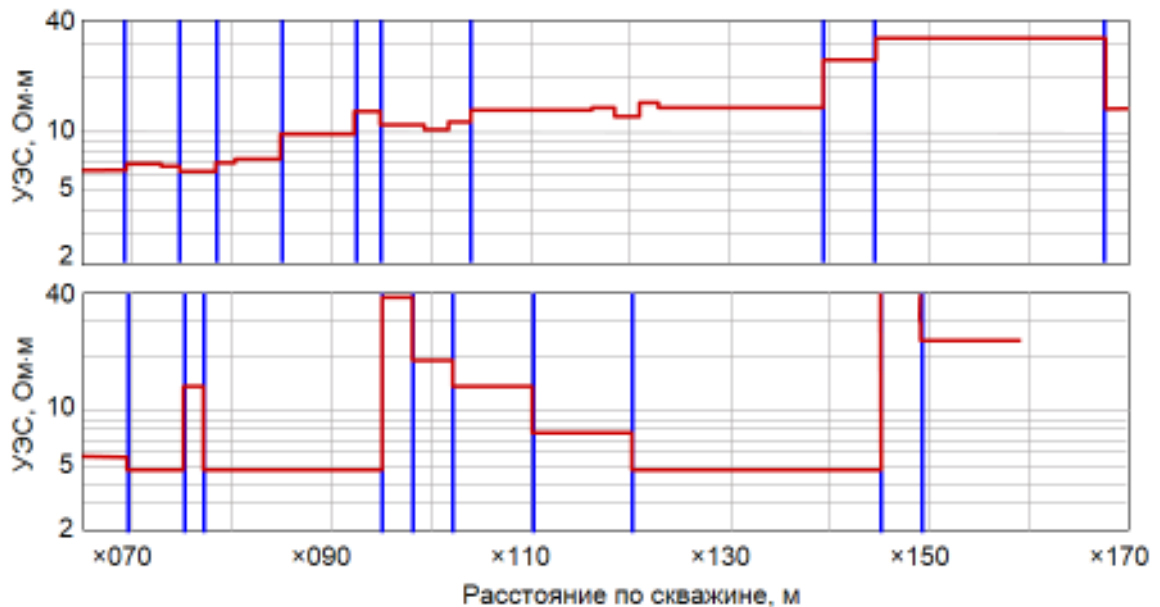


Рисунок 4.24 – Распределения УЭС вдоль скважины в стартовой модели и модели, полученной в результате инверсии

Пример инверсии разности фаз и отношения амплитуд

Каротаж автономной аппаратурой СКЛ в горизонтальной скважине, пробуренной на биополимерном буровом растворе, вскрывшей пласты БС18–20, включает комплекс данных ГИС: инклинометрию, ПС, ГК, НКт, ВЭМКЗ (разность фаз и отношение амплитуд), БКЗ (рисунок 4.25). УЭС раствора 0.05 Ом·м. Расстояние по скважине отсчитывается от начальной точки интервала каротажа.

В интервале 41.6–165.6 м вскрыты нижнемеловые мощные песчаные пласты-коллекторы БС18–20, с редкими прослоями карбонатизированных песчаников, глин и алевролитов. Судя по виду диаграмм в практически горизонтальном хвостовом интервале скважины, строение коллекторов достаточно однородное. Верхний коллектор занимает интервал 41–51 м по скважине, верхняя его часть частично глинизирована, при этом ρ_k выше 10 Ом·м, что соответствует смешанному насыщению нефтью и водой. От нижнего коллектора его отделяет пласт глин (51–68 м, ρ_k около 7 Ом·м). Относительно высокие значения ρ_k позволяют предполагать продуктивность нижнего коллектора (интервал 68–166 м).

Незначительное повышение количества глинистого материала наблюдается в интервалах 88–92 и 108–132 м. Значение ρ_k менее глинистых песчаников изменяется от 7.4 до 28.0 Ом·м. В нижнем интервале коллектора (расстояние по скважине больше 90 м) наблюдается некоторая симметричность геоэлектрических свойств, по-видимому, связанная с приближением к подстилающим коллектор глинам и затем удалением от них (по данным инклинометрии наибольшая глубина достигается в интервале 115–127 м).

Результат инверсии $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 , измеренных длинными зондами ВЭМКЗ (DF14, DF16, DF20), показан на рисунке 4.26. Время между каротажом и бурением было небольшим (5–6 часов), и глубокая зона не успела сформироваться, поэтому влияние понижающей прискважинной зоны на сигналы выбранных зондов не сказывается. Это обеспечило возможность успешного подбора как разности фаз, так и отношения амплитуд.

В результате инверсии установлено, что толщина верхнего коллектора с повышенным содержанием нефти составляет примерно 6 м (глубины 4–10 м), при этом на большей половине этого интервала УЭС равно 14 Ом·м, что соответствует довольно высокому нефтесодержанию. Нижний коллектор также является нефтенасыщенным, он разделен на 2 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.

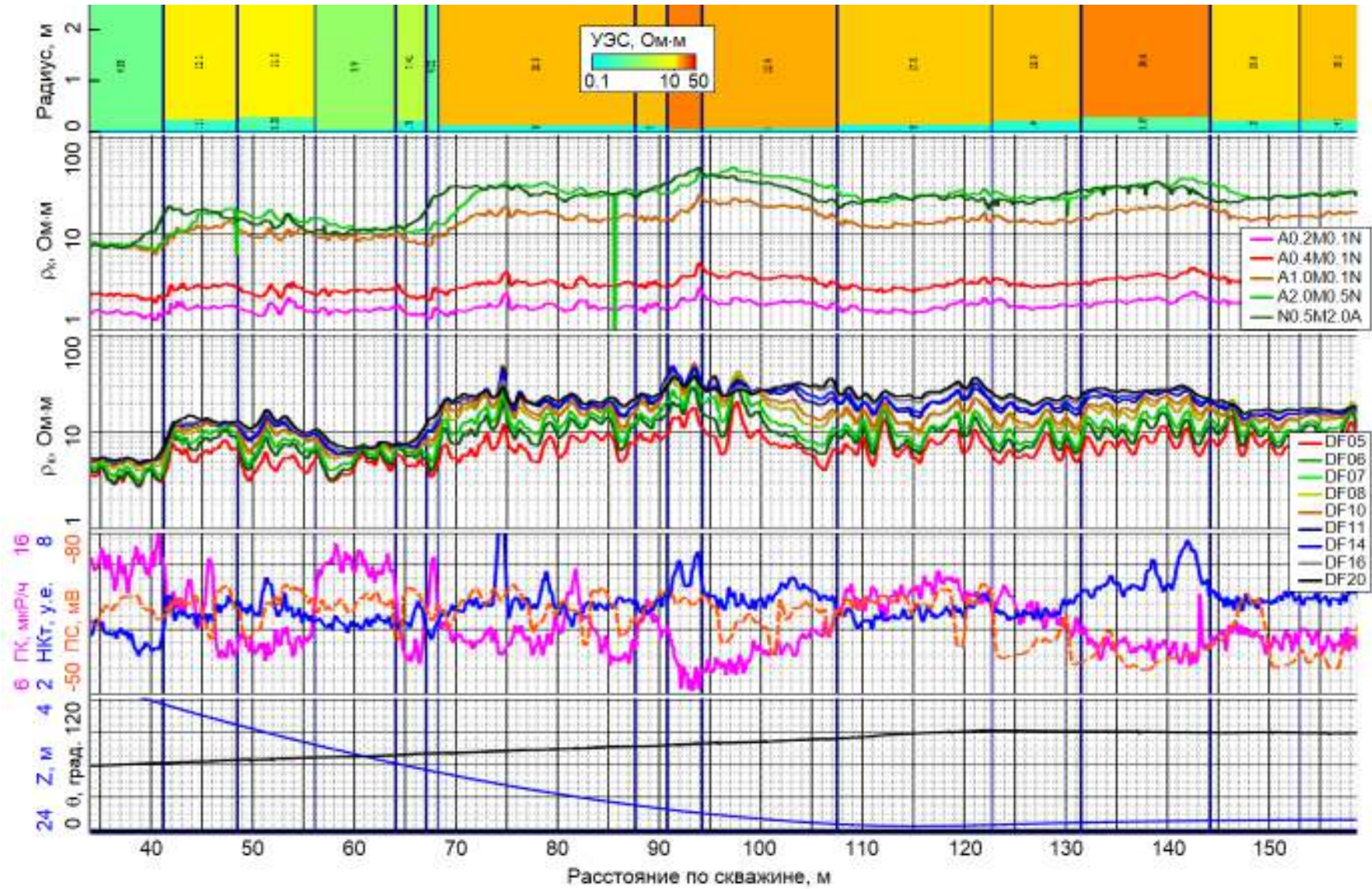


Рисунок 4.25 – Практические диаграммы (Быстринское месторождение), снизу вверх: зенитный угол и относительная глубина по вертикали; ПС, ГК, НКт; ρ_k по данным ВЭМКЗ и БКЗ; цветовое представление цилиндрически-слоистой геоэлектрической модели

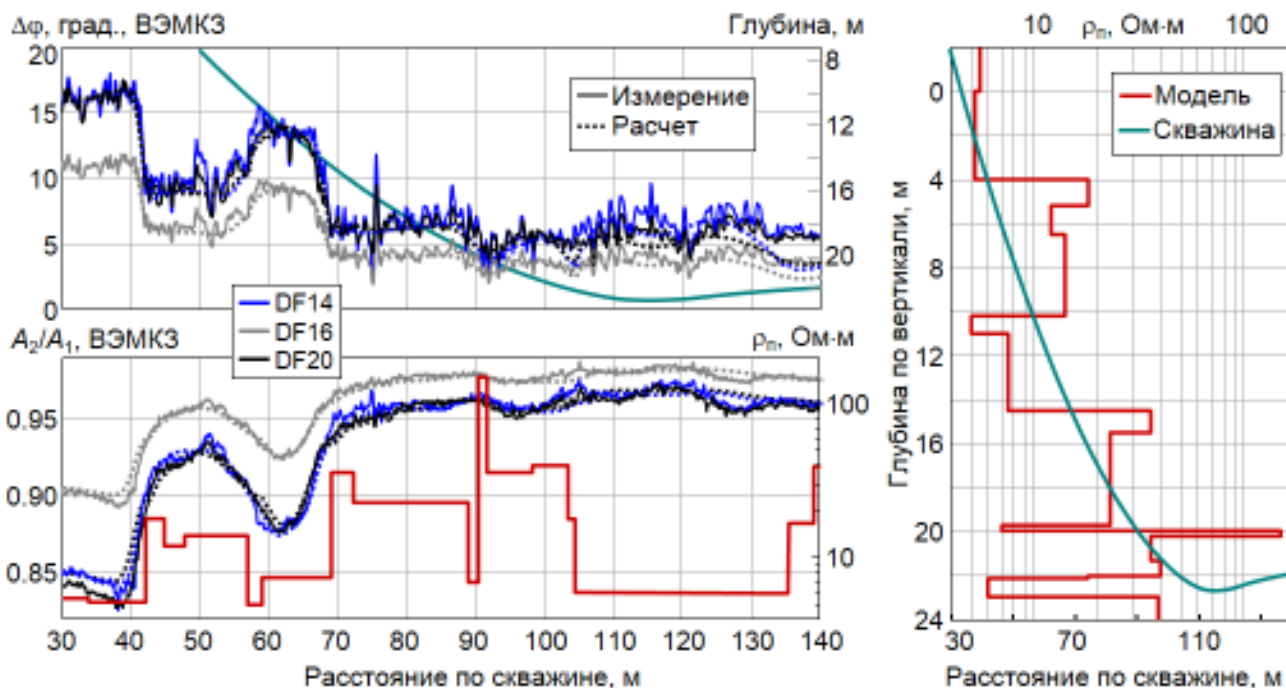


Рисунок 4.26 – Результат численной интерпретации: измеренные и рассчитанные в постинверсионной модели значения $\Delta\varphi$ и A_2/A_1 и подобранная модель распределения УЭС пластов

4.5. Определение анизотропии УЭС макроанизотропных осадочных отложений по сигналам ВЭМКЗ в наклонных скважинах

Принято, что для оценки электрической анизотропии коллекторов необходима сложная система возбуждения-наблюдения. Многие фирмы создают аппаратуру индукционного каротажа как с соосными, так и с перпендикулярными моментами генераторных и приемных катушек, все зонды при этом работают на многих частотах (пример подобной конструкции описан в работе О.Б. Кузьмичева, 1993³⁴⁸).

Тем не менее, зависимость от вертикального сопротивления слоистой пачки возникает и у простой системы соосных скважине катушек, характерной для низкочастотного и высокочастотного индукционного каротажа (М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, 1999³⁴²). Высокие частоты ВЭМКЗ обеспечивают возможность исследовать в наклонных скважинах анизотропию латерально однородных коллекторов относительно небольшой мощности. Для оценки анизотропных параметров привлекается априорная информация, такая как распределение УЭС, определяемое по измерениям в вертикальной скважине и других близких наклонных скважинах, геологические данные.

³⁴⁸ Кузьмичев О.Б. Разработка теоретических основ трехкомпонентного электромагнитного каротажа анизотропных сред с произвольной ориентацией осей анизотропии : автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук. ВНИГИК, М., 1993 18 с.

Достоверное изучение тонкослоистых коллекторов, вскрытых наклонно-горизонтальным бурением, осложняется их макроанизотропией. В общем случае плоскости тонкого переслаивания могут залегать несогласно кровле и подошве коллектора. Как следует из геологических данных и как показывают предварительные оценки, угол встречи между границами коллекторов и направлением слоистости в некоторых случаях может изменяться в достаточно широких пределах. Например, для юрских косослоистых отложений Ю.Н. Антонов приводит оценку угла встречи до 30° (Ю.Н. Антонов, М.И. Эпов, К.Н. Каюров, 2006³⁴⁹).

Таким образом, для описания тонкослоистых коллекторов недостаточно одного параметра. В этом случае целесообразно использовать три: кажущееся горизонтальное ρ_k^h и кажущееся вертикальное ρ_k^v сопротивления, а также зенитный угол θ_k . В изотропном пласте $\rho_k^h = \rho_k^v = \rho_k$, а угол θ_k не определен и его можно положить равным показанию инклинометра $\theta_k = \theta$.

Для определения всех кажущихся параметров необходимо как минимум три измерения. Поскольку измерения выполнены с погрешностью, то для получения устойчивого результата требуется, чтобы их число было намного больше числа определяемых параметров.

4.5.1. Определение горизонтального и вертикального сопротивлений в мощном пласте по разности фаз ВЭМКЗ в субгоризонтальной скважине

В качестве интерпретационной модели выбрана однородная трансверсально-изотропная среда (М. Еров, С. Suhorukova et al., 2012¹⁴⁰). Ее удельное электрическое сопротивление описывается параметрами ρ_h и ρ_v – значениями УЭС в плоскости напластования и в перпендикулярном направлении. Для осадочных отложений Западной Сибири можно считать, что горизонтальная плоскость совпадает с плоскостью напластований.

Зависимость $\Delta\varphi$ от угла между зондом и плоскостью напластования θ для всех зондов одинакова. В вертикальной скважине значения $\Delta\varphi$ и ρ_k равны значениям в изотропной среде с УЭС, равным ρ_h , в горизонтальной – эффективным значениям. Например, при $\rho_h = 10$ Ом·м и $\rho_v = 40$ Ом·м в вертикальной скважине $\Delta\varphi = 11^\circ$ и $\rho_k = 10$ Ом·м, а в горизонтальной – $\Delta\varphi = 5.4^\circ$ и $\rho_k = 28$ Ом·м. Значение ρ_k в горизонтальной скважине составляет 0.7–0.8 от значения ρ_v . Например, на интервале реперных глин Западной Сибири ρ_k в вертикальной скважине равно 4.4 Ом·м, в сильно наклонных стволах – около 8 Ом·м.

³⁴⁹ Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Каюров К.Н. Практика ВИКИЗ в горизонтальных скважинах с солевыми биополимерными растворами // Каротажник, 2006. – Вып. 150, № 9. – С.4-20.

Пусть значения ρ_h и ρ_v изменяются в пределах 1–100 Ом·м. Расчет разности фаз показывает довольно простую зависимость для $\theta = 60^\circ$ и неоднозначную – для $\theta = 80^\circ$ (рисунок 4.27). Поскольку, ρ_v больше ρ_h , часть рисунка выше биссектрисы $\rho_v = \rho_h$ соответствует изотропной среде с УЭС, равным ρ_h .

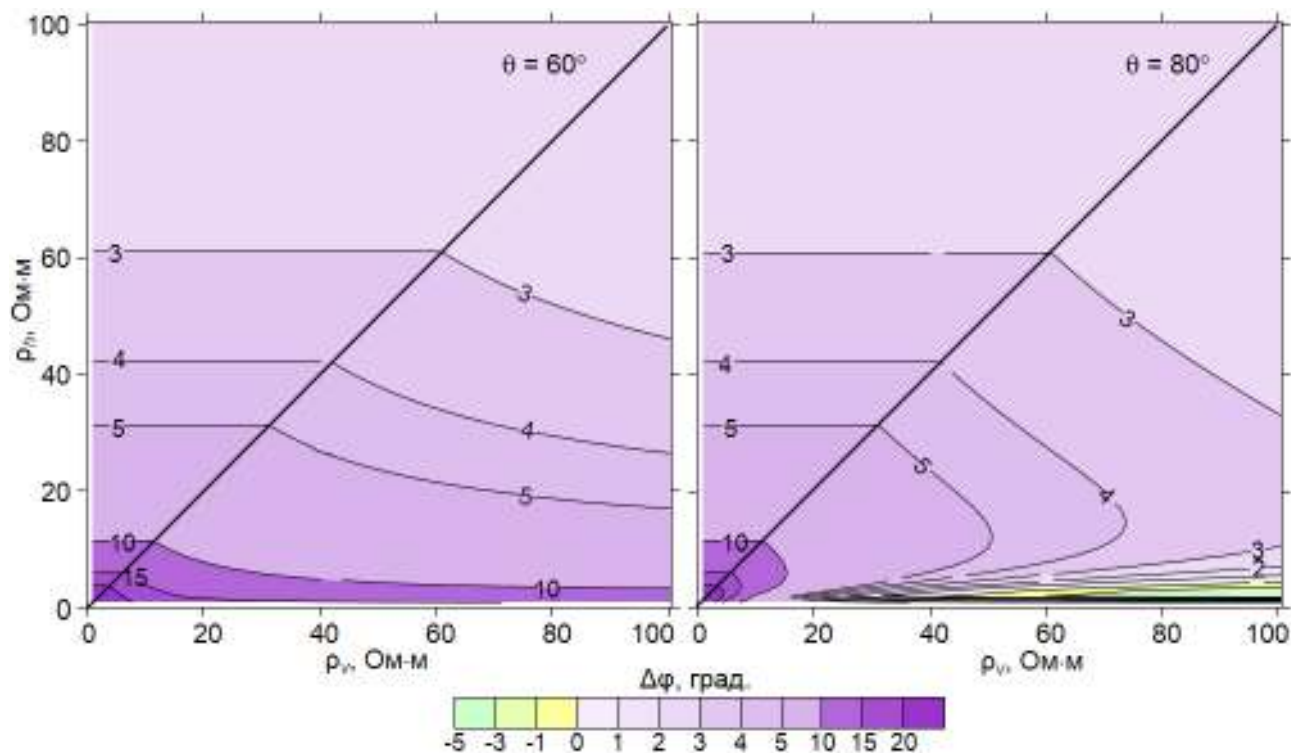


Рисунок 4.27 – Изолинии разности фаз в анизотропной среде: $\theta = 60^\circ$ (слева) и 80° (справа)

Для угла $\theta = 40^\circ$ отклонения изолиний $\Delta\varphi$ от горизонтали незначительны, влияние анизотропии на $\Delta\varphi$ невелико. Одно и то же значение можно получить, изменяя значение ρ_v практически во всем рассматриваемом диапазоне. Следовательно, при малых углах θ нельзя однозначно установить величину ρ_v по значению $\Delta\varphi$.

Для $\theta = 60^\circ$ зависимость $\Delta\varphi$ от ρ_v становится достаточно большой для того, чтобы на изолинии $\Delta\varphi$ для одного значения ρ_h найти одно значение ρ_v . Таким наклоном характеризуются участки с коэффициентом анизотропии не более 2. При этом пределы изменения ρ_h остаются достаточно узкими. Например, для изолинии $\Delta\varphi = 10^\circ$ горизонтальное сопротивление находится между 3.2 и 11.4 Ом·м, при изменении ρ_v от 11.4 до 100 Ом·м. Это может приводить к значительным погрешностям при определении значения ρ_v по измерениям небольшой разности фаз с имеющейся аппаратурной погрешностью.

При дальнейшем увеличении угла θ форма изолиний сильно изменяется. При $\theta = 80^\circ$ изолинии невысоких значений $\Delta\varphi$, спускаясь со значения $\rho_v = \rho_h$, достигают некоторого максимального значения ρ_v . После этого не очень большому снижению ρ_h соответствует значительное

уменьшение ρ_v . Например, изолиния $\Delta\varphi = 5^\circ$ начинается со значения $\rho_v = \rho_h = 31.2$ Ом·м, почти по прямой спускается до точки $\rho_h = 12.2$ и $\rho_v = 50.7$ Ом·м, и, сменив направление, – до точки $\rho_h = 2.0$ и $\rho_v = 15.9$ Ом·м. При очень низких значениях ρ_h (менее 2 Ом·м) и высоких ρ_v (более 42 Ом·м) находится область отрицательных значений разности фаз.

Эти закономерности сохраняются для значений θ до 90° . Изолинии практически не зависят от θ в диапазоне $85\text{--}90^\circ$. По сравнению с $\theta = 80^\circ$, в случае горизонтального расположения зонда точки с максимальным значением ρ_v смещаются в сторону больших значений ρ_h и меньших ρ_v . Для изолинии $\Delta\varphi = 5^\circ$ эта точка сдвигается с указанных выше координат на значения $\rho_h = 13.5$ и $\rho_v = 46.5$ Ом·м. Уменьшается также и минимальное значение ρ_v (до 13.2 Ом·м для этой же изолинии).

Определение значений ρ_h , ρ_v и зенитного угла формулируется как обратная задача. Для того чтобы свести к минимуму влияние на сигналы зоны прискважинных неоднородностей, для инверсии берутся показания самого длинного зонда $\{\Delta\varphi_{5,i}, i = 1, \dots, N_p\}$. Тогда

$$\overline{\Delta\varphi}_{5,i} = \Phi(\rho_h, \rho_v, \theta).$$

Здесь Φ – оператор прямой задачи, $\overline{\Delta\varphi}_{5,i}$ – синтетические сигналы в однородной анизотропной среде, θ – угол между границами и скважиной.

Если обозначить относительные погрешности измерения $\{\delta\Delta\varphi_{5,i}, i = 1, \dots, N_p\}$, то функционал, соответствующий относительной среднеквадратической невязке синтетических и экспериментальных сигналов

$$F = \frac{1}{N_p - 1} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_p} \left[\frac{\Delta\varphi_{5,i} - \overline{\Delta\varphi}_{5,i}}{\delta\Delta\varphi_{5,i} \cdot \Delta\varphi_{5,i}} \right]^2}.$$

Если значение функционала $F \leq 1$, то среднее относительное отклонение синтетических сигналов от экспериментальных не превосходит относительных погрешностей измерения. Следовательно, кажущиеся параметры ρ_k^h , ρ_k^v , θ_k можно определить, решив следующее нелинейное неравенство

$$\frac{1}{N_p - 1} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_p} \left[\frac{\Delta\varphi_{5,i} - f(\rho_k^h, \rho_k^v, \theta_k)}{\delta\Delta\varphi_{5,i} \cdot \Delta\varphi_{5,i}} \right]^2} = \min < 1.$$

Все тройки значений ρ_k^h , ρ_k^v , θ_k , удовлетворяющие этому неравенству, являются кажущимися величинами. Ясно, что таких троек может быть не одна. В этом случае возникает проблема выбора из множества эквивалентных решений. Их число может быть существенно уменьшено введением дополнительных ограничений.

Первое из них состоит в том, чтобы максимальная разница между синтетическими и экспериментальными данными не превосходила максимальную относительную погрешность измерения

$$\max_{i=1,\dots,N_p} \left[\frac{\Delta\varphi_{5,i} - f(\rho_k^h, \rho_k^v, \theta_k)}{\Delta\varphi_{5,i}} \right] \leq \max_{i=1,\dots,N_p} \delta\Delta\varphi_{5,i}.$$

Второе дополнительное условие может заключаться в выборе угла между скважиной и напластованиями, наиболее близкого к значению по инклинометрии: $|\theta_{k,i} - \bar{\theta}_i| = \min_{i=1,\dots,N_p} (\bar{\theta}_i - \text{среднее значение зенитного угла по инклинометрии})$.

Как уже указывалось, для определения трех неизвестных параметров необходимо не менее трех измерений. Если учесть, что измерения выполнены с некоторой погрешностью, то для получения устойчивого решения требуется их большее число.

Наиболее целесообразный путь заключается в применении алгоритмов типа "скользящего окна". Для этого выбирается окно определенной ширины N_w с нечётным числом отсчётов, так чтобы оно значительно превосходило число определяемых параметров ($N_w \gg 3$). В этом окне решается обратная задача, и определяются $\rho_k^h, \rho_k^v, \theta_k$, значения которых относятся к середине окна. После этого происходит сдвиг на два отсчета, и процедура определения кажущихся параметров повторяется. После прогонки по всему интервалу будут получены наборы параметров $\rho_{k,i}^h, \rho_{k,i}^v, \theta_{k,i}, i = N_w/2, \dots, N_p - N_w/2$. Таким образом, число точек, в которых определены параметры, меньше общего числа отсчетов на N_w . Например, при ширине окна $N_w = 10$ и шаге дискретизации $\Delta s = 0.2$ м сокращение длины интервала составит 2 м.

Успех решения обратной задачи во многом зависит от правильного выбора начальных значений определяемых параметров. Для зенитного угла θ таким начальным приближением является его значение по инклинометрии. Начальные значения горизонтального и вертикального сопротивлений в первом окне полагаются равными кажущемуся сопротивлению по однородной изотропной среде: $\rho_k^h = \rho_k^v = \rho_k$. В каждом последующем окне в качестве начальных значений используются результаты инверсии в предыдущем окне.

Решение обратной задачи с использованием областей эквивалентности

Пусть выполняется одно из наиболее реальных дополнительных ограничений, рассмотренных ранее: $|\theta_{k,i} - \bar{\theta}_i| = \min_{i=1,\dots,N_p}$. Это условие соблюдается в пластах-коллекторах, где тонкие прослои залегают согласно их границам. Такая постановка допустима в большинстве случаев. Тогда не требуется определения угла встречи зонда с тонкими прослоями. Угол выбирается из

данных инклинометрии. Остается два определяемых параметра – УЭС горизонтальное ρ_h и вертикальное ρ_v . На основе анализа зависимости разности фаз от параметров ρ_h , ρ_v предлагается следующий алгоритм решения обратной задачи.

Форма изолиний разности фаз (рисунок 4.28) позволяет наглядно представить проблемы интерпретации сигнала ВЭМКЗ в рамках анизотропной модели: каждая изолиния задает множество моделей (ρ_h, ρ_v) , в которых регистрируется одинаковый сигнал. При малых углах встречи может быть определено только УЭС изотропной среды, равное ρ_h . При углах, близких к горизонтальному, можно только сделать оценку пределов изменения ρ_h , ρ_v . Поэтому для однозначности решения необходимы дополнительные критерии выбора. Например, если заранее известно ρ_h (по измерениям в вертикальной или слабонаклонной скважине), то ρ_v будет определяться однозначно. В то же время одному значению ρ_v соответствуют два значения ρ_h , которые могут сильно различаться. То же самое касается коэффициента анизотропии: одной оценке $\lambda = \sqrt{\rho_v/\rho_h}$ также могут соответствовать две разных модели (ρ_h, ρ_v) .

Следовательно, задача интерпретации сводится к двум шагам. Для заданного значения $\Delta\phi$ определяется удовлетворяющее ему множество однородных анизотропных моделей. Из найденного множества согласно дополнительным критериям выбирается конкретная модель. При этом считается, что тонкие прослои, образующие макроанизотропный пласт, горизонтальны, то есть угол встречи зонда с прослоями соответствует данным инклинометрии. Более того, при значении θ , отличающегося от горизонтального не более чем на 2° , изолинии разности фаз практически одинаковы. Это означает, что определить небольшое отклонение угла встречи с тонкой слоистостью от 90° практически не представляется возможным.

Описанный алгоритм реализован в варианте поточечной обработки. В качестве дополнительных критериев выбора модели (ρ_h, ρ_v) на текущей точке используется одно из следующих условий: постоянство горизонтального УЭС по всему рассматриваемому интервалу; постоянство коэффициента анизотропии; близость к результату, полученному на предыдущей точке измерения. Последнее условие означает, что в области эквивалентности для текущей точки скважины находится такая модель, что расстояние в плоскости (ρ_h, ρ_v) между этой моделью и моделью, найденной на предыдущей точке, минимально. То есть, результаты для соседних точек скважины являются ближайшими из возможных.

Инверсия

Для тестирования программы используется синтетический сигнал зонда DF20 в анизотропной среде ($\rho_h = 10$, $\rho_v = 70$ Ом·м). Данные инклинометрии взяты с горизонтального участка

(длина около 170 м) одной из скважин с горизонтальным завершением. Для этой модели рассчитана разность фаз, к которой была добавлена нормально распределенная помеха. Пределы изменения помехи – $\pm 2\%$. По результатам расчёта $\Delta\varphi$ в анизотропной модели остается практически постоянной при изменении угла в пределах $89\text{--}91^\circ$ (рисунок 4.28).

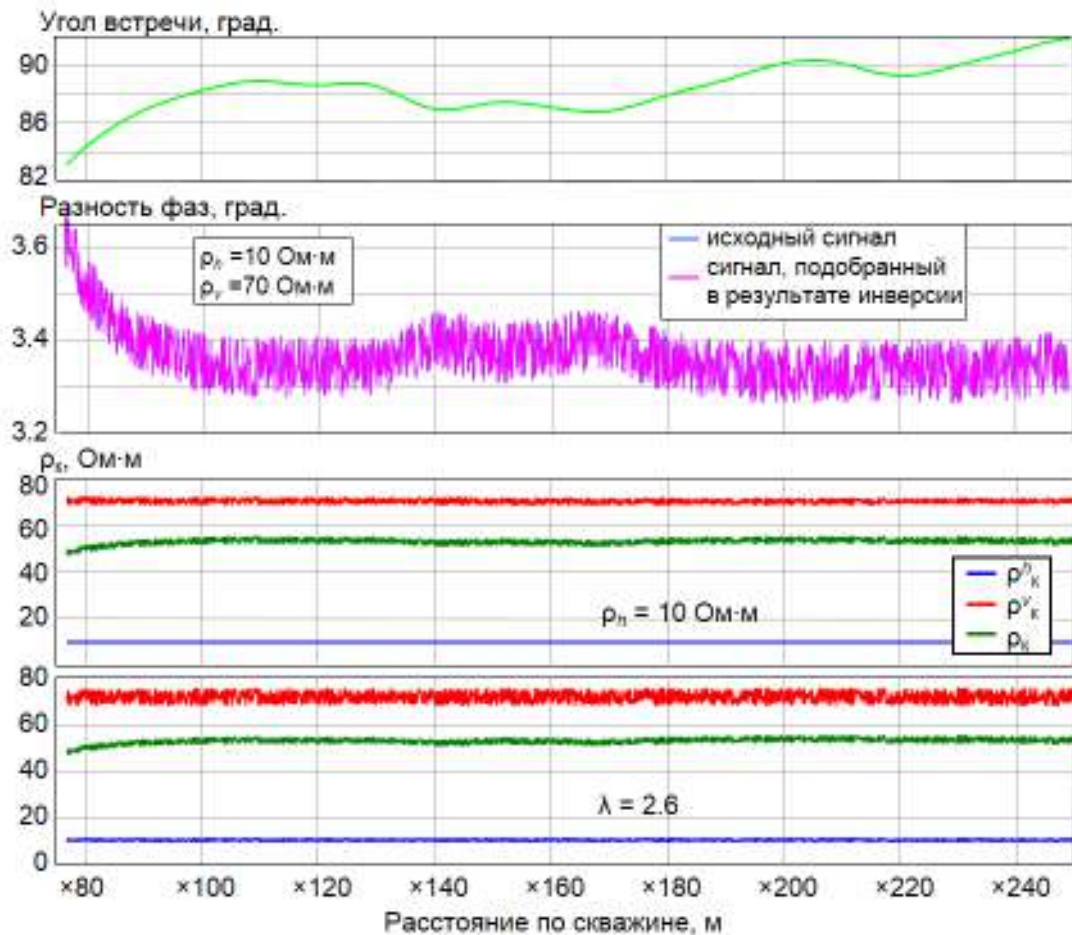


Рисунок 4.28 – Угол θ , синтетические зашумленная исходная и подобранная разности фаз, результаты подбора модели (ρ_h , ρ_v) при условии фиксированного ρ_h и коэффициента анизотропии λ

Результаты поточечной инверсии синтетического сигнала: если в первой точке интервала задается $\rho_h = 10$ Ом·м, то с очень высокой точностью восстанавливается значение ρ_v при любом из трёх дополнительных условий. При условии постоянства ρ_h (второй график снизу) на всей диаграмме максимальные относительные отклонения ρ_v равны $\pm 2.1\%$, среднее значение равно истинному. При условии постоянства коэффициента анизотропии (нижний график) максимальные относительные отклонения ρ_h^h и ρ_v^v равны $\pm 5.0\%$ при средних значениях $\rho_h^h = 10.3$ и $\rho_v^v = 71.4$ Ом·м.

Если к исходным данным инклинометрии добавить нормально распределенную помеху с пределами изменения $\pm 1^\circ$, то при фиксированном ρ_h колебания угла полностью трансформируются в изменения значений вертикального УЭС. В случае подбора при фиксированном λ получены средние значения $\rho_k^h = 10.4$ и $\rho_k^v = 71.7$ Ом·м. Максимальные относительные отклонения ρ_k^h при $\theta = 83\text{--}85^\circ$ составляют 4%, при $\theta = 86\text{--}87^\circ - \pm 2.5\%$, при $\theta = 88\text{--}89^\circ - \pm 1.0\%$, при $\theta = 89\text{--}91^\circ -$ менее 0.5%. Примерно такими же значениями характеризуются и максимальные относительные отклонения ρ_k^v .

При такой постановке обратной задачи важно использовать априорную информацию. При неверно заданном для всех точек диаграммы коэффициенте анизотропии ($\lambda = 2$ при истинном значении 2.65) целевая функция также мала ($3.2 \cdot 10^{-6}$), но горизонтальное сопротивление завышается более чем в 2 раза, а вертикальное – на 16–25%.

При анализе практических данных основными факторами, определяющими возможность получения информации о тонкослоистых структурах из данных ВЭМКЗ, является следующее. При пересечении прослоев тонкослоистой формации под углом $70\text{--}90^\circ$ путь скважины внутри каждого прослоя значительно превышает его мощность, что позволяет зондам ВЭМКЗ достоверно фиксировать чередование прослоев разного состава (УЭС), мощность которых составляет от нескольких единиц до десятков сантиметров. Малость влияния бурового раствора на показания длинного зонда DF20 позволяет численно интерпретировать его сигналы в рамках макроанизотропной модели коллектора. Для длинного зонда амплитуда колебаний, соответствующих тонкой слоистости, относительно невелика.

Параметры электрической макроанизотропии известными соотношениями связаны с УЭС и мощностями прослоев тонкослоистой структуры (см. п. 2.3.2). Определение параметров анизотропии становится возможным при наличии измерений на интервалах с разным углом наклона относительно тонкого переслаивания. При этом тонкая слоистость может не быть горизонтальной, т.е. угол встречи зонда с напластованиями может отличаться от зенитного угла по данным инклинометрии.

Полученные после инверсии значения (ρ_h , ρ_v) и θ пересчитываются, при наличии априорной информации, в параметры тонких прослоев. При этом в качестве априорной информации используется предположение о величине УЭС одного из прослоев или о соотношении мощностей прослоев. Спектральный анализ сигналов позволяет определить период переслаивания (суммарная мощность двух соседних прослоев разного состава). После этого выполняется оценка реальных мощностей прослоев по полученному при инверсии углу между зондом и плоскостью напластования.

Применение предложенного алгоритма позволяет определить тип флюидонасыщения в наклонных интервалах, где ρ_k по данным ВЭМКЗ достигает 40–60 Ом·м. На интервале длиной около 200 м УЭС бурового раствора $\rho_c = 0.05$ Ом·м, зенитный угол по данным инклинометра изменяется в диапазоне 84–92° (рисунок 4.29). Вверху показаны исходный и сглаженный сигналы зонда DF20 в трансформации σ_k (кажущаяся электропроводность, $\sigma_k = 1/\rho_k$), в середине рисунка – значения ρ_k и результат инверсии – модель (ρ_h, ρ_v) .

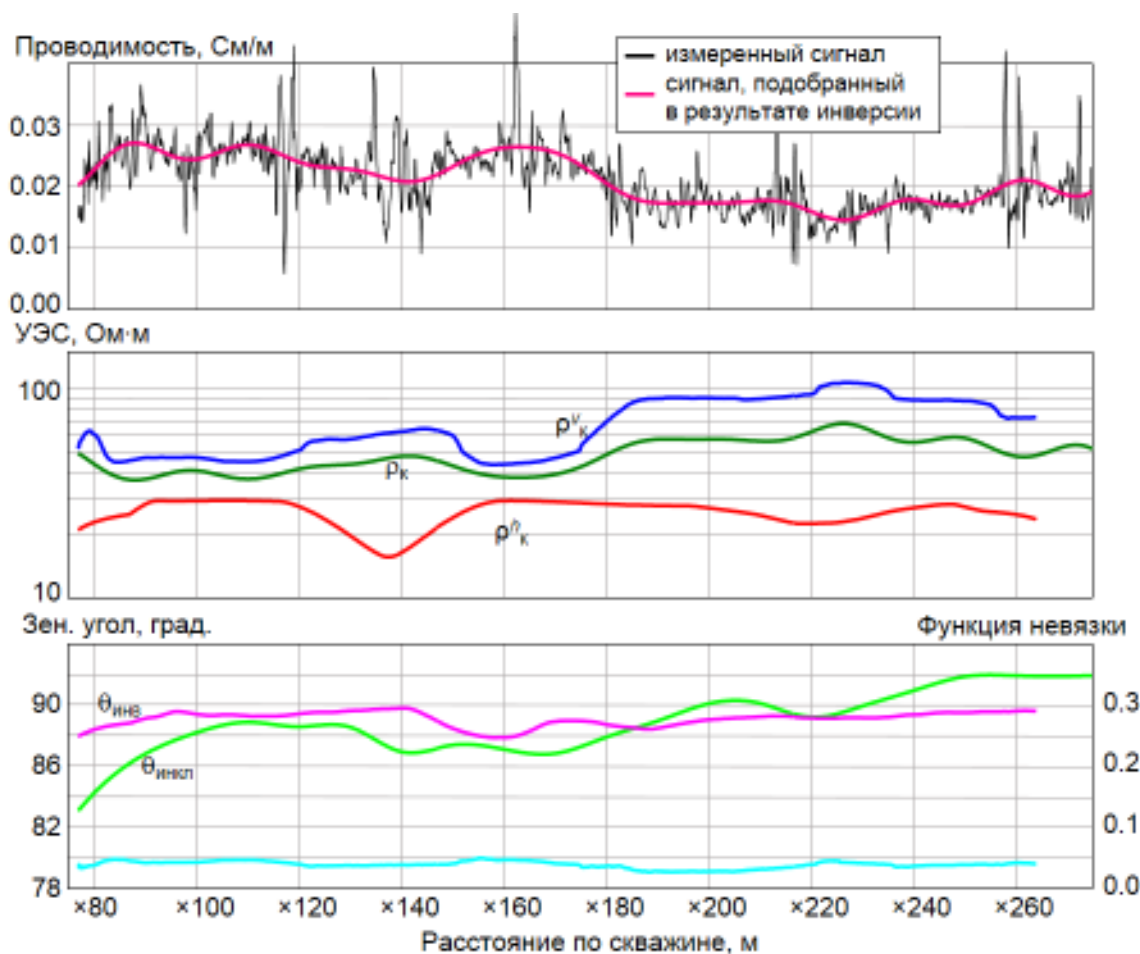


Рисунок 4.29 – Измеренные и сглаженные значения разности фаз длинного зонда, результаты подбора значений (ρ_h, ρ_v) при условии близости подбираемых параметров к значениям на предыдущей точке, угол θ по данным инклинометрии и подобранный

Качество решения обратной задачи определяется тем, насколько значение целевой функции невязки близко к нулю. Значения целевой функции, рассчитанной для каждого окна подбора, не превышают 0.05. Это означает, что относительная погрешность подбора не превышает 5 %, что меньше средней дисперсии исходного сигнала при сглаживании (равной ± 9 %) и сравнимо с погрешностью измерений (± 3 %).

Результат инверсии сглаженного сигнала: ρ_h изменяется от 18 до 30 Ом·м, ρ_v – от 45 до 100 Ом·м. Общая длина интервала незначительно сокращена из-за применения алгоритма

"скользящего окна". По осредненным на интервале 120–150 м значениям $\rho_k^h = 20$ Ом·м, $\rho_k^v = 60$ Ом·м, $\theta = 88^\circ$ выполнена оценка: УЭС песчанистых прослоев около 9 Ом·м, плотных прослоев – 80–90 Ом·м. В этом случае эффективная мощность коллектора составляет около 40 %, а мощность двух соседних пропластков (период переслаивания) – ≈ 0.15 м.

Поскольку сигнал ВЭМКЗ в анизотропной модели обладает определенными особенностями, выбирать интервал для обработки следует исходя из следующих критериев. Алгоритмы могут использоваться только для работы с субгоризонтальными интервалами (зенитный угол θ находится в пределах $90 \pm 15^\circ$), на которых наблюдаются высокие значения ρ_k . Например, если по данным измерения в вертикальных скважинах ρ_k исследуемого пласта много меньше значения в горизонтальной скважине. Или если есть геологические данные, что на этом интервале возможно тонкое переслаивание проводящих и высокоомных пропластков, приводящее к анизотропии УЭС. Такая среда при наклонном пересечении может порождать высокочастотные колебания на диаграммах коротких зондов. Амплитуда этих колебаний может изменяться от $1\text{--}2^\circ$ для скважин с пресным буровым раствором до $5\text{--}10^\circ$ для скважин с соевым высокопроводящим раствором. В последних высокочастотная составляющая видна и на диаграммах средних и длинных зондов.

Колебания сигнала, обусловленные тонким переслаиванием пород с разным УЭС, похожи на колебания, возникающие из-за неровностей стенки и ствола скважины (см. п. 1.5.3). Эти модели отличаются тем, что колебания от утолщений скважины или спиральных желобов (спиралеобразной формы ствола) не меняют среднего уровня сигнала, то есть, среднее значение разности фаз при наклонном пересечении будет таким же, что и при нормальном пересечении, а анизотропия УЭС приводит к разнице $\Delta\phi$ при измерении в вертикальной и сильнонаклонной скважинах (в вертикальной скважине значение $\Delta\phi$ выше, чем в наклонной).

Алгоритм применим для определения значений (ρ_h, ρ_v) на интервалах субгоризонтальной скважины, отстоящих от границ с перекрывающим и подстилающим пластами более чем на длину зонда.

Следовательно, по данным ВЭМКЗ в наклонных скважинах может быть определен коэффициент анизотропии на основе геоэлектрической модели однородной анизотропной среды. Основные ограничения предложенного подхода – информацию об анизотропии можно извлечь, если или известно значение горизонтального УЭС из вертикальных скважин, или зенитный угол при измерении в анизотропной пачке меняется на достаточную величину, и при этом не в диапазоне от 85 до 90° , в котором сигнал почти не меняется. Границы пласта должны быть на таком

удалении, чтобы не влиять на сигнал, а сам пласт однороден по латерали. В этом случае использование сигналов длинных зондов накладывает ограничение – инверсия даст правильные результаты только в тех интервалах коллектора, в которых кровля и подошва находятся дальше, чем длина длинного зонда. В остальных случаях необходимо выбирать базовую геоэлектрическую модель, близкую по сложности к реальной постановке, и основываться на данных сложного численного моделирования.

4.5.2. Определение вертикального сопротивления в мощном пласте по данным ВЭМКЗ в наклонной и вертикальной скважине

В случае наклонного пересечения пластов, как правило, зенитный угол практически не меняется на интервале пласта, поэтому описанный выше алгоритм не применим. В однородном анизотропном пространстве ($\rho_h = 10$ Ом·м, $\rho_v = 40$ Ом·м; рисунок 4.30, слева) измеряемая зондом ВЭМКЗ разность фаз при небольших зенитных углах наклона зонда (до 5°) равна значению в изотропной среде с УЭС, равным ρ_h , но при увеличении угла начинает быстро снижаться и в интервале $\theta = 85-90^\circ$ становится равной 5.5° , что соответствует 27.4 Ом·м. При этом среднее геометрическое горизонтального и вертикального сопротивлений в такой модели много меньше – 20.0 Ом·м.

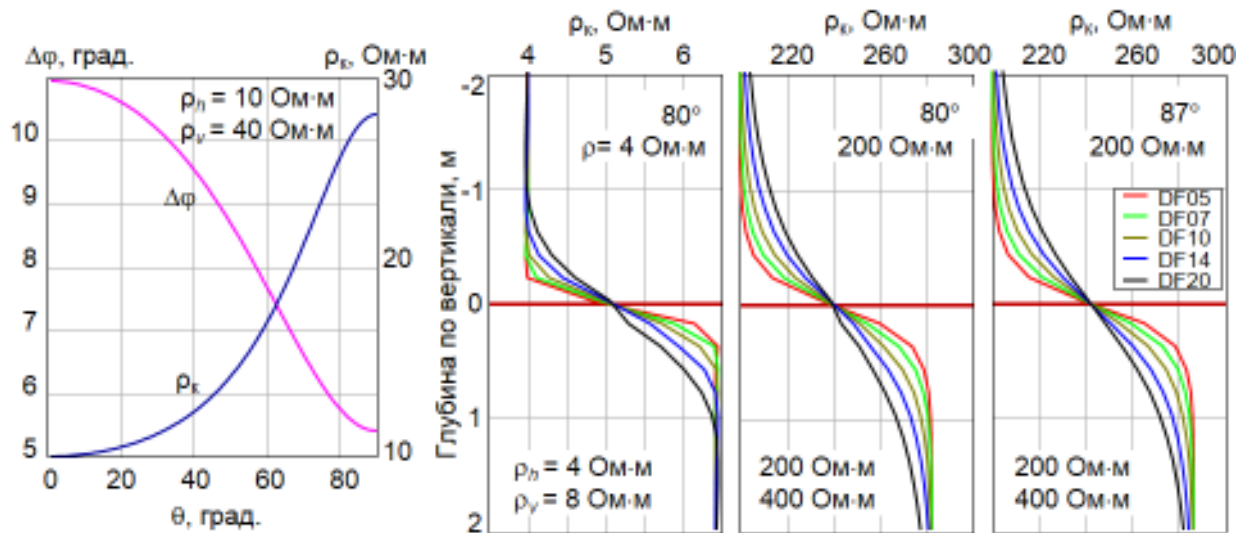


Рисунок 4.30 – Зависимость сигналов ВЭМКЗ от зенитного угла наклона зонда θ в однородной анизотропной среде (слева) и при пересечении границы изотропного и анизотропного полупространств

Пусть модель состоит из 2 слоёв, верхний из которых изотропен, горизонтальное УЭС нижнего равно УЭС верхнего слоя, а вертикальное УЭС вдвое больше горизонтального (рисунок 4.30, справа). Значения ρ_k в вертикальной скважине в обоих пластах модели будут одинаковы. По вертикальной оси отложены значения вертикальной координаты точки измерения. Однако при одном и том же коэффициенте анизотропии в высокоомной модели (средний график)

граница между слоями начинает влиять на большем расстоянии, равном примерно длине зонда, чем в проводящей модели (левый график), в которой это расстояние составляет менее половины длины. В проводящей модели значение, на которое выходит кажущееся сопротивление, равно 6.4 Ом·м (при среднем геометрическом $\sqrt{\rho_h \cdot \rho_v} = 5.7$ Ом·м), в высокоомной модели – 282 Ом·м (при $\sqrt{\rho_h \cdot \rho_v} = 280$ Ом·м). Увеличение зенитного угла до 87° к существенному изменению зависимостей по сравнению со случаем для 80° не приводит.

При повышении значения ρ_h значение ρ_k длинных зондов ВЭМКЗ в горизонтальной скважине начинает приближаться к значению среднего геометрического. По результатам расчетов установлено, что разность фаз длинного зонда ВЭМКЗ отличается менее чем на погрешность измерения от значения в изотропной среде с УЭС, равным среднему геометрическому значений ρ_h и ρ_v , при значении ρ_h более 40 Ом·м для $\lambda = 2$.

Введение анизотропных параметров целесообразно при явном завышении кажущихся сопротивлений в наклонном стволе относительно значений в соседних вертикальных скважинах. Например, на мощном интервале тонкослоистого битумизированного песчаника в близко расположенных вертикальной (рисунок 4.31 слева, глинистый раствор) и наклонной (рисунок 4.31 справа, угол 82° , раствор на нефтяной основе) скважинах значительно различаются значения ρ_k . УЭС в выделенных цветными прямоугольниками частях коллектора по результатам инверсии сигналов ВЭМКЗ и БКЗ в вертикальной скважине составляет 150 и 130 Ом·м, а в наклонной по результатам инверсии сигналов ВЭМКЗ – 370 и 250 Ом·м. Если взять ρ_h равным значениям, определяемым в вертикальной скважине, значения ρ_v для наклонной скважины составят 750 и 400 Ом·м.

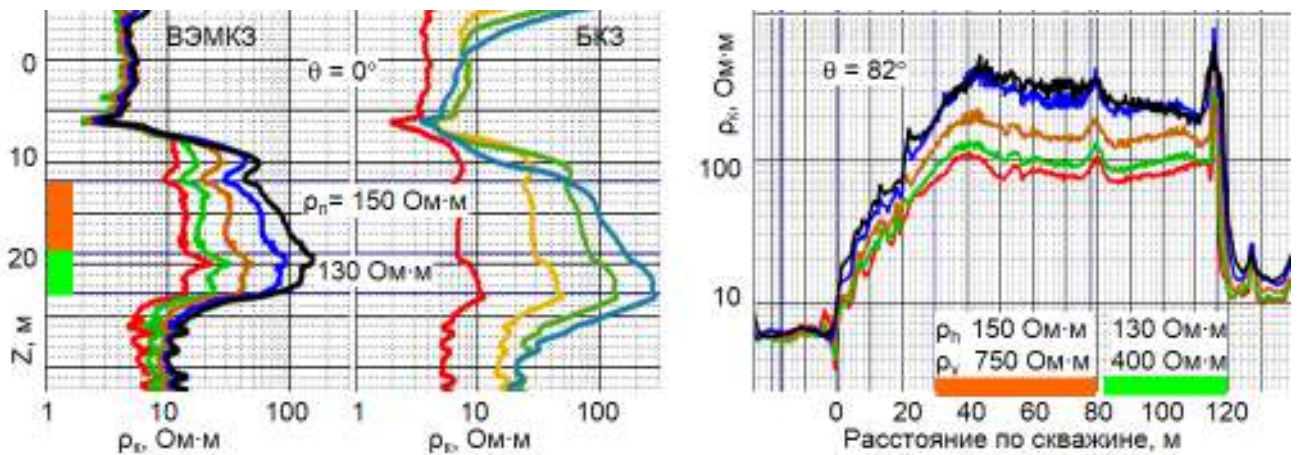


Рисунок 4.31 – Сигналы ВЭМКЗ при вертикальном и наклонном пересечении анизотропного коллектора

Итак, в практически важном диапазоне УЭС (до 100 Ом·м) пласта кажущееся сопротивление, рассчитанное по разности фаз зонда ВЭМКЗ, в сильно наклонной и горизонтальной скважине больше, чем среднее геометрическое горизонтального и вертикального УЭС.

4.5.3. Определение вертикального сопротивления в наклонной скважине по данным ВЭМКЗ и БКЗ

Следует отметить, что с увеличением зенитного угла значение сигналов БКЗ при увеличении зенитного угла в соответствии с известными зависимостями (В.Н. Дахнов, 1959⁶⁴) стремится к среднему геометрическому $\sqrt{\rho_h \cdot \rho_v}$ горизонтального и вертикального сопротивлений. Значение ρ_k по разности фаз ВЭМКЗ возрастает много сильнее и превышает $\sqrt{\rho_h \cdot \rho_v}$ при углах, близких к 90°. Такое поведение сигнала ВЭМКЗ характерно для анизотропной среды с небольшими значениями горизонтального сопротивления (при ρ_h менее 30–40 Ом·м для λ около 2) и соответствует аналитической зависимости, приведенной А.Д. Каринским, Д.С. Даевым (2008³⁵⁰). Интерпретируя совместно сигналы зондов БКЗ и ВЭМКЗ и используя разную их зависимость от анизотропных параметров отложений, можно определить значения ρ_h и ρ_v (К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, О.В. Нечаев, И.В. Суродина, 2017³⁵¹).

Например, в глинистом пласте – крышке (рисунок 4.32, выделен красной чертой) при инверсии сигналов БКЗ определяется УЭС пласта 5.1 Ом·м (рисунок 4.33), а по данным ВЭМКЗ – 6.8 Ом·м. Считая, что по данным постоянного тока определяется значение, близкое к среднему геометрическому $\sqrt{\rho_h \cdot \rho_v}$, можно провести подбор значений разности фаз наклонных зондов ВЭМКЗ, варьируя значения ρ_h и ρ_v таким образом, чтобы $\sqrt{\rho_h \cdot \rho_v}$ оставалось равным 5.1 Ом·м.

Для двух длинных зондов снятые в пласте значения $\Delta\varphi_{DF20} = 14.3^\circ$, $\Delta\varphi_{DF16} = 9.6^\circ$. Наилучшие результаты получаются при значениях коэффициента анизотропии 1.65–1.70, $\rho_h = 3.0$ –3.1 Ом·м, $\rho_v = 8.4$ –8.7 Ом·м (таблица 4.1).

Приведенный прием оценки анизотропии УЭС не требует применения сложного численного моделирования, поскольку основан на инверсии на базе цилиндрически-слоистой модели.

³⁵⁰ Каринский А.Д., Даев Д.С. Влияние электрической анизотропии горных пород на результаты высокочастотного электромагнитного каротажа // Геофизика, 2008. № 6. С. 46–51.

³⁵¹ Сухорукова К.В., Никитенко М.Н., Нечаев О.В., Суродина И.В. Особенности количественной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа // Четвертая научно-практ. конф. "Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности": сб. докл. Тюмень: Тюменский дом печати, 2017, с. 111–120.

Эти вычислительные алгоритмы реализованы в доступной системе автоматизированной численной инверсии EMF Pro или в специальном приложении к системе Techlog, включающем те же программные модули.

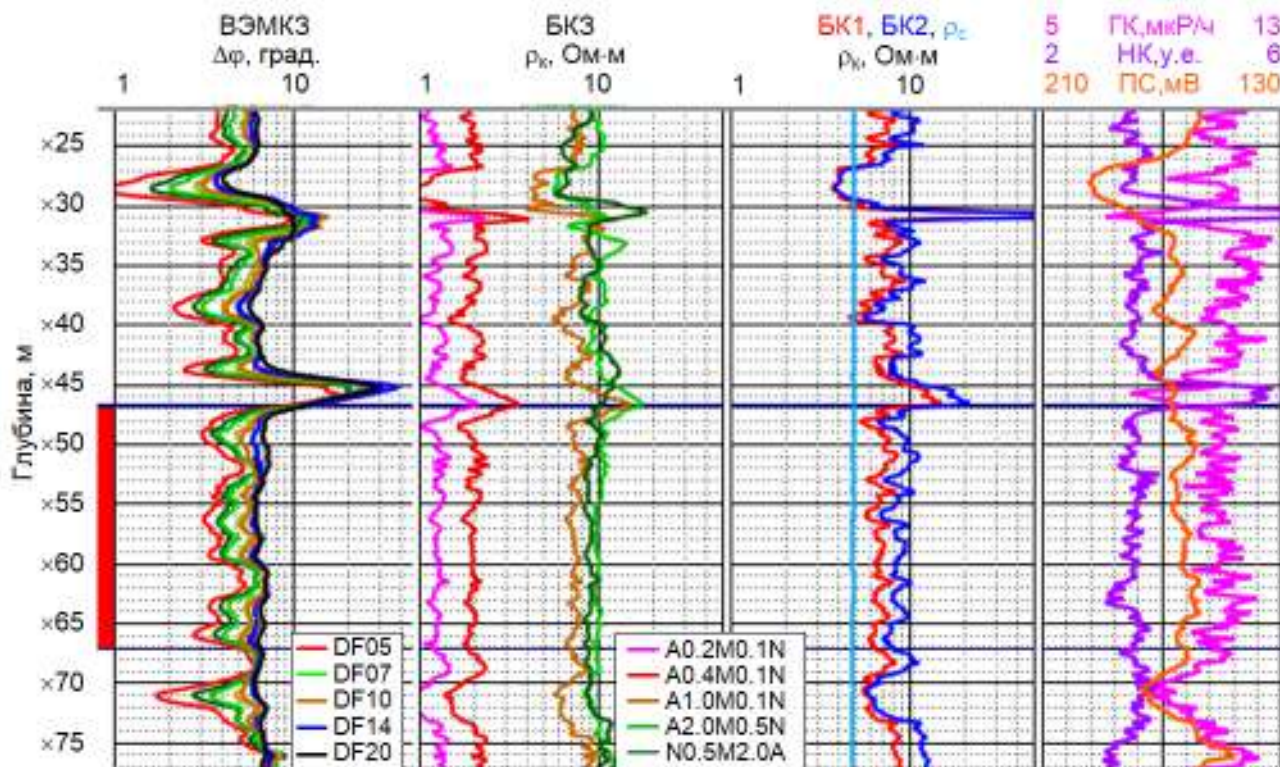


Рисунок 4.32 – Сигналы при наклонном пересечении мощного анизотропного пласта (Федоровское месторождение); зенитный угол $\theta = 77-78^\circ$. Слева направо: ρ_k по ВЭМКЗ; ρ_k по БКЗ; ρ_k по БК и УЭС бурового раствора (ρ_c); нейтронный каротаж (НК), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС)

Таблица 4.1 – Параметры анизотропного пласта

ρ_h , Ом·м	ρ_v , Ом·м	$\Delta\varphi_{DF20}$, град.	$\Delta\varphi_{DF16}$, град.	λ
3.0	8.7	13.9	9.9	1.70
3.1	8.4	14.3	10.1	1.65
3.3	8.0	14.8	10.3	1.56

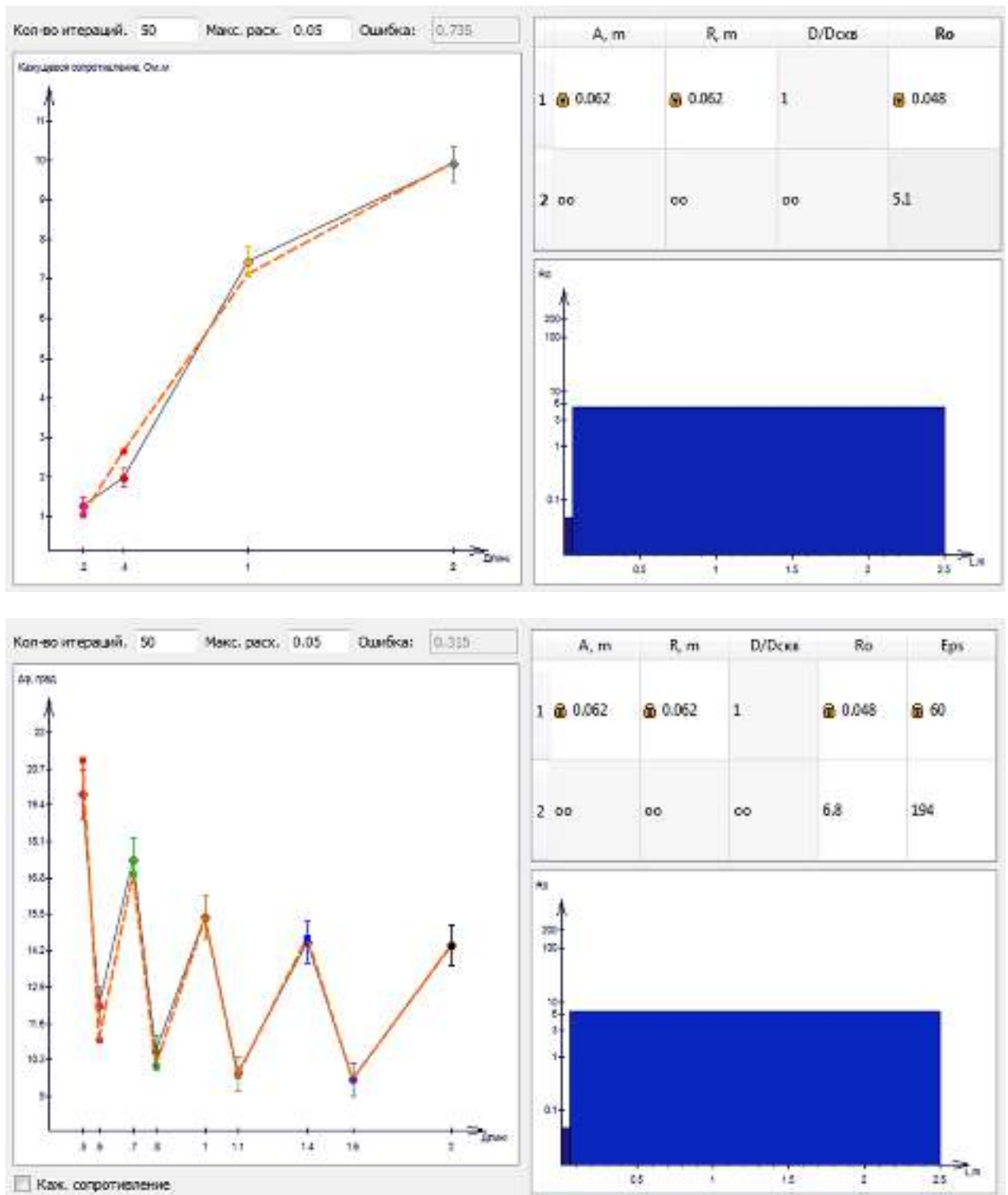


Рисунок 4.33 – Геоэлектрическая изотропная модель, подобранная по данным БКЗ (вверху) и по данным ВЭМКЗ (внизу)

Выводы и результаты

Для инверсии сигналов длинных низкочастотных зондов ВЭМКЗ в субгоризонтальных скважинах может применяться программа расчета сигналов наклонного зонда в горизонтально-слоистой среде без учета скважины и измененной зоны, потому что:

- измененная зона пониженного УЭС (выше 0.5 Ом·м) не влияет на сигналы длинных зондов при толщине не более 0.3 м; увеличение УЭС зоны приводит к уменьшению ее влияния; влияние зоны на значение A_2/A_1 меньше, чем на значение $\Delta\varphi$;
- эксцентриситет приборов ВИКИЗ, ВЭМКЗ, СКЛ при низком УЭС бурового раствора и диаметре скважины 0.124–0.216 м не влияет на сигналы зондов DF14, DF16 и DF20; влияние на сигналы коротких зондов корректируется с помощью палеток; влияние эксцентриситета на значение A_2/A_1 меньше, чем на значение $\Delta\varphi$;
- симметричные утолщения скважины и спиральная форма ствола не влияют на средний уровень сигналов для всех зондов, но приводят к их колебаниям с одинаковыми по форме и амплитуде полупериодами разности фаз для всех зондов; практически не искажают отношение амплитуд для низкочастотных зондов; влияние можно скорректировать фильтрацией $\Delta\varphi$.

В субгоризонтальной скважине:

- в однородном пласте повышенного УЭС влияние вмещающих пластов значительно, если до них более 1.0 длины зонда для разности фаз и 1.5 – для отношения амплитуд;
- влияние вмещающих пластов более низкого УЭС сильнее на отношение амплитуд;
- трансформации ρ_k по разности фаз и по отношению амплитуд существенно различаются, но близки между собой вдали от границ для зондов, работающих на одной частоте (например, разность фаз для DF16 и DF20).

По сравнению с результатами применения традиционной методики интерпретации восстанавливается вертикальное распределение УЭС, соответствующее распределению нефти в нефтеводонасыщенном коллекторе, определяются толщины и УЭС тонких контрастных пластов. В сложнопостроенных разрезах Западно-Сибирской НГП необходима тонкослоистая геоэлектрическая модель.

Инверсия сигналов на протяженных интервалах скважины (около 100 м и более) для одной горизонтально-слоистой модели выявляет области соответствия среды горизонтальному залеганию и области латеральных неоднородностей (субвертикальные разломы или области обводнения).

Глава 5

ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ РАЗРЕЗОВ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО И ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Применение разработанных методик часто обеспечивает получение новой, критически важной информации о строении терригенных разрезов сложного строения. Повышение достоверности оцениваемых параметров приводит к тому, что их детальный анализ в конкретной геологической ситуации может приводить к новому решению задач скважинной геофизики.

Например, интересным представляется исследование изменения электрофизических свойств глинистых покрышек в связи с флюидонасыщением перекрываемого ими коллектора. Свойство удерживать под собой углеводороды определяется упорядоченностью упаковки уплощенных глинистых частиц, но эта же микроструктура определяет и анизотропию УЭС глинистых отложений.

Одним из непростых вопросов является оценка типа насыщения частично выработанных коллекторов по данным измерения в новых скважинах. Требование снижения временных затрат на исследование скважин приводит к тому, что каротаж проводится вскоре после бурения, то есть, при небольшой глубине измененных проникновением зон. В этом случае высокое разрешение зондов ВЭМКЗ оказывается недостаточным, и по диаграммам кажущегося УЭС трудно даже выделить интервал проницаемых пород, а тем более установить наличие зоны проникновения и окаймляющей зоны. Такого же вида диаграммы наблюдаются и на интервалах пород, в поровом пространстве которых подвижная нефть замещена пресной техногенной водой из нагнетательных скважин. Детально восстановить радиальный профиль УЭС можно только построением согласованной геоэлектрической модели по комплексу данных ВЭМКЗ и БКЗ.

В условиях, при которых на сигнал длинного низкочастотного зонда ВЭМКЗ измененные зоны и эксцентриситет зонда влияют не более чем на погрешность измерения, эффективным является применение расчета разности фаз и отношения амплитуд в горизонтально-слоистой среде. Это существенно ускоряет подбор геоэлектрической модели УЭС тонких пластов и значительно уточняет положение их границ и электрический контраст, притом что применение традиционных методик интерпретации в случае недостаточной толщины просто невозможно. Количественная интерпретация сигналов градиент-зондов также приводит к уточнению параметров тонких пластов и тонких измененных зон в них, но на основе осесимметричной модели и при корректном задании диаметра скважины и УЭС бурового раствора.

В связи с истощением мощных песчаных коллекторов интересным становится исследование свойств баженовской свиты, как уникального объекта, представляющего одновременно

нефтегенерирующую толщу, покрывку и местами – коллектор. Детально определить электрофизические параметры пород свиты можно только на основе использования осесимметричной геоэлектрической модели, поскольку свита сложена пластами небольшой толщины (примерный диапазон толщин 0.2–1.0 м) с контрастными УЭС от 50 до 10000 Ом·м. Микроанизотропия отложений обуславливает сильную анизотропию УЭС этих тонких пластов, а высокие УЭС – электрическую поляризацию на частотах электромагнитного каротажа.

5.1. Электрическая анизотропия и диэлектрическая проницаемость глинистых покрывок по данным ВЭМКЗ и БКЗ

С применением разработанных методик проведен численный анализ данных комплекса электрических и электромагнитных каротажных зондирований, направленный на изучение электрофизических свойств глинистых покрывок (флюидоупоров) на интервале меловых терригенных отложений. Для покрывки коллектора АС₄ с газонефтяным насыщением на Федоровском месторождении установлена существенная вертикальная неоднородность по электрофизическим параметрам. Качество покрывки, обусловленное степенью однородности, ухудшается за счет примеси песчаного и карбонатного материала, что снижает экранирующие свойства флюидоупора.

По данным бокового каротажного зондирования (БКЗ) выполнена оценка электрической макроанизотропии глинистых покрывок, которая считается прогностическим индикатором флюидонасыщения нижележащих пластов-коллекторов. По данным высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ) определена диэлектрическая проницаемость коллекторов и перекрывающих глинистых отложений.

Исследование свойств покрывок нефтегазовых коллекторов проводится достаточно регулярно. В осадочном разрезе Западной Сибири покрывками в большинстве случаев являются глинистые пласты. Исследованию их минерального состава и типизации на его основе свойств, микроструктуры и микротрещиноватости посвящено много работ (Б.Л. Александров, 1987¹⁶⁸; Е.В. Николаева, 1993¹⁷⁰; В.И. Осипов и др., 2001¹⁶⁹; Ю.М. Нестеренко, А.В. Глянцев, 2005¹⁷³; О.П. Давыдова, 2013¹⁷⁴). Физические свойства покрывок, как достаточно контрастных по сравнению с песчаными коллекторами объектов, хорошо отражаются в данных измерения разными геофизическими методами, в том числе и БКЗ и ВЭМКЗ.

При условии достаточной толщины однородного анизотропного пласта анизотропия УЭС оценивается по кривой зондирования, составленной из данных БКЗ. Если толщины сравнимы с длинами зондов, а контраст УЭС соседних пластов достаточно большой, необходим

подбор геоэлектрической модели на основе совпадения рассчитанных в ней сигналов с измеренными сигналами вдоль скважины, то есть использование инверсии на базе 2D модели (К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, А.М. Петров, 2015⁵⁴).

Оценка эффективной относительной диэлектрической проницаемости проводится на основе подбора такого значения, чтобы синтетические сигналы ВЭМКЗ совпадали с измеренными, при этом в качестве УЭС среды берется значение ρ_h , определенное по данным БКЗ при построении анизотропной модели (К.В. Сухорукова, М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, 2013³⁸; М. Епов, К. Suhorukova, V. Glinskikh, M. Nikitenko, 2014³⁵²; К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, О.В. Нечаев, И.В. Суродина, 2017³⁵¹).

Общая характеристика покрышки по данным каротажа

Для анализа возможной связи электрофизических свойств глинистой покрышки и насыщения коллектора выбраны материалы ГИС, измеренные на Федоровском месторождении в интервале покрышки над пластом АС₄. Вскрытие пласта во всех скважинах проходило по одинаковой технологии, на пресном глинистом растворе. Насыщение пласта газонефтеводяное.

На интервалах покрышки угол наклона скважины не превышает 20°, поэтому для расчета сигналов используется осесимметричная модель. Комплекс методов ГИС включает ПС (потенциал самополяризации), БК (боковой каротаж), резистивиметрию, БКЗ и ВИКИЗ (или ВЭМКЗ СКЛ). Глубина около 2000 м.

Средняя мощность относительно однородной части покрышки составляет около 30 м (рисунок 5.1, интервал покрышки выделен красным прямоугольником слева). Значения ρ_k зондов БК и ВЭМКЗ в глинистых отложениях изменяются в среднем от 3.1 (нижняя часть) до 3.5 (верхняя часть) Ом·м. Протяженность интервалов постоянных значений ρ_k от 1 до 5 м вдоль скважины, разница между значениями в соседних интервалах в среднем не превышает 0.5 Ом·м. Примерно в середине глинистого интервала в большинстве рассмотренных скважин расположен тонкий пласт песчаника, в разной степени карбонатизированный.

Часть скважин бурились с горизонтальным завершением, но на интервале исследуемых глини являются вертикальными. При их бурении использовался сильноминерализованный биополимерный раствор (УЭС 0.02–0.04 Ом·м. Электрические зондирования в них представлены данными ВЭМКЗ, время после бурения составляет неделю в одной из них и месяц – в другой.

³⁵² Епов М.И., Suhorukova K.V., Glinskikh V.N. and Nikitenko M.N. High-frequency EM Log Data Interpretation in Realistic Reservoir Models // 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition "Geosciences – Investing in the Future". Session: Well Logging and Core Analysis I. Extended abstract, publication date: 07 April 2014. DOI: 10.3997/2214-4609.20140178. 4 p. URL: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=74188>.

Поэтому материал из этих скважин интересен только для анализа глубины диффузии ионов солей в радиальном направлении.

Неоднородность свойств глинистых отложений наглядно проявляется в разной глубине диффузии солей из биополимерного раствора при большом времени между вскрытием и каротажем. Для одних и тех же отложений в скважине, пробуренной на глинистом растворе, диаграммы ρ_k по данным ВЭМКЗ почти не меняются на их интервале (рисунок 5.1), а через месяц после бурения на минерализованном растворе (УЭС 0.02–0.03 Ом·м) выглядят сильно дифференцированными (рисунок 5.2). При таких же, что и в скважине на рисунке 5.1, значениях ρ_k по данным длинных зондов (DF14 и DF20) значения по данным коротких зондов (DF05–DF10) в некоторых пластах значительно снизились. В результате стала наглядной разная степень проницаемости по отношению к ионам солей в однозначно глинистых по значениям гамма-активности и нейтронного отклика пластах покрышки.

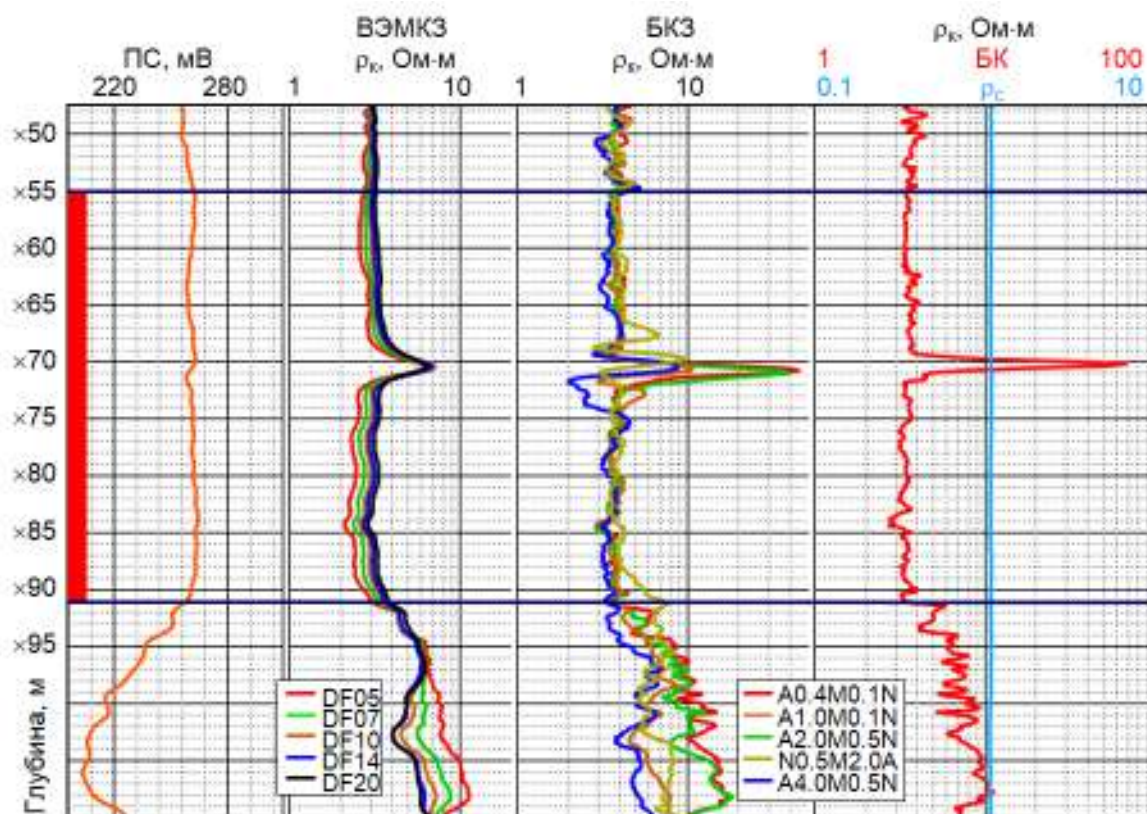


Рисунок 5.1 – Диаграммы практических данных на интервале покрышки, вскрытой на пресном глинистом буровом растворе: потенциал самополяризации (ПС); ρ_k по данным ВЭМКЗ; ρ_k по данным БКЗ; ρ_k по данным БК и УЭС бурового раствора по данным резистивиметрии (ρ_c)

Электрические свойства покрышки и насыщение коллектора

Количественная интерпретация с определением коэффициента электрической анизотропии λ и эффективной диэлектрической проницаемости $\epsilon_{\text{эф}}$ проведена в нескольких скважинах.

Результаты для четырех скважин приведены на рисунках 5.3–5.6. Номера скважин условные, глубина относительная.

Диаметр скважин 0.22 м, УЭС бурового раствора на интервале покрышки 1–2 Ом·м по данным резистивиметра. Скважины эксплуатационные, режим бурения одинаковый, буровой раствор пресный глинистый. По данным количественной интерпретации в интервалах коллектора выделяются как зона проникновения, так и окаймляющая зона, наличие которой свидетельствует о присутствии в пласте свободной воды. Содержание углеводородов оценивается по УЭС незатронутой проникновением бурового раствора части коллектора, определяемое при инверсии сигналов БКЗ и ВЭМКЗ. Интервал коллектора на рисунках выделен желтым фоном.

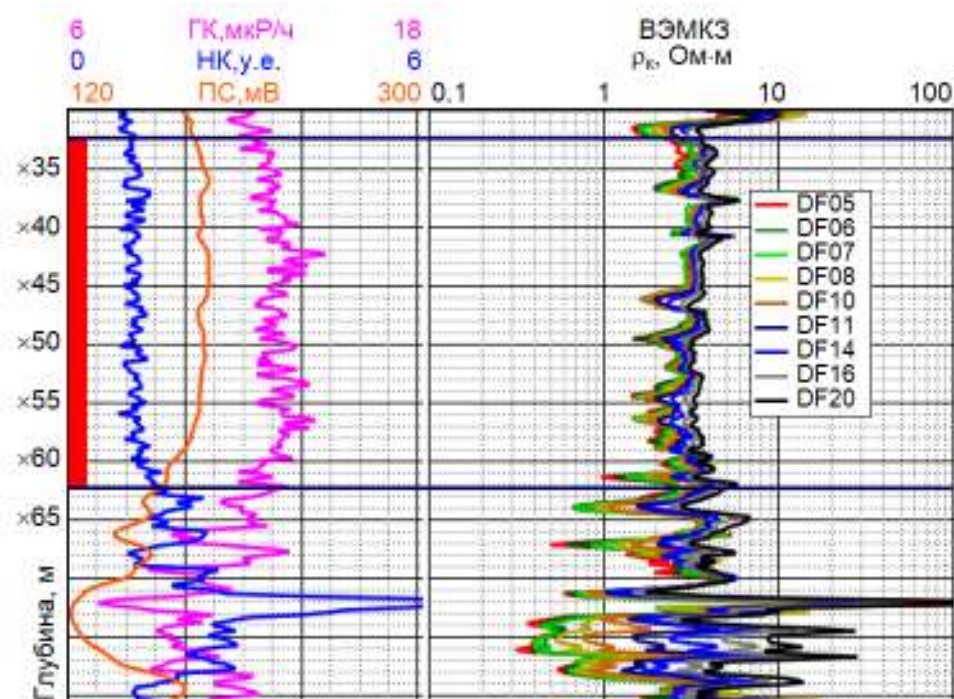


Рисунок 5.2 – Диаграммы практических данных на интервале покрышки, вскрытой на минерализованном буровом растворе: нейтронный каротаж (НКт), гамма-каротаж (ГК), потенциал самополяризации (ПС); ρ_k по данным ВЭМКЗ

Скважина 1. Кровля коллектора АС₄ находится на относительной глубине ×46.0 м (рисунок 5.3). Насыщение коллектора – газ с нефтью в верхней части (около 3 м) и газонефтеводяное – в остальной части (около 8 м). По результатам интерпретации данных ГИС по традиционной методике специалистами треста "Сургутнефтегеофизика" нефтегазонасыщение достигает 55% в верхней части пласта, изменяется от 36 до 51% – в средней и от 40 до 46% – в нижней; пористость 20–23 %.

По результатам совместной инверсии УЭС коллектора в проницаемых его частях составляет около 4.5–5.0 Ом·м, что соответствует большому содержанию пластовой воды. Повышен-

ная оценка насыщения в верхней части обусловлена влиянием непроницаемого карбонатизированного прослоя ($\times 49$ – $\times 51$ м). В проницаемых частях выделяется ОЗ, что подтверждает наличие подвижной нефти.

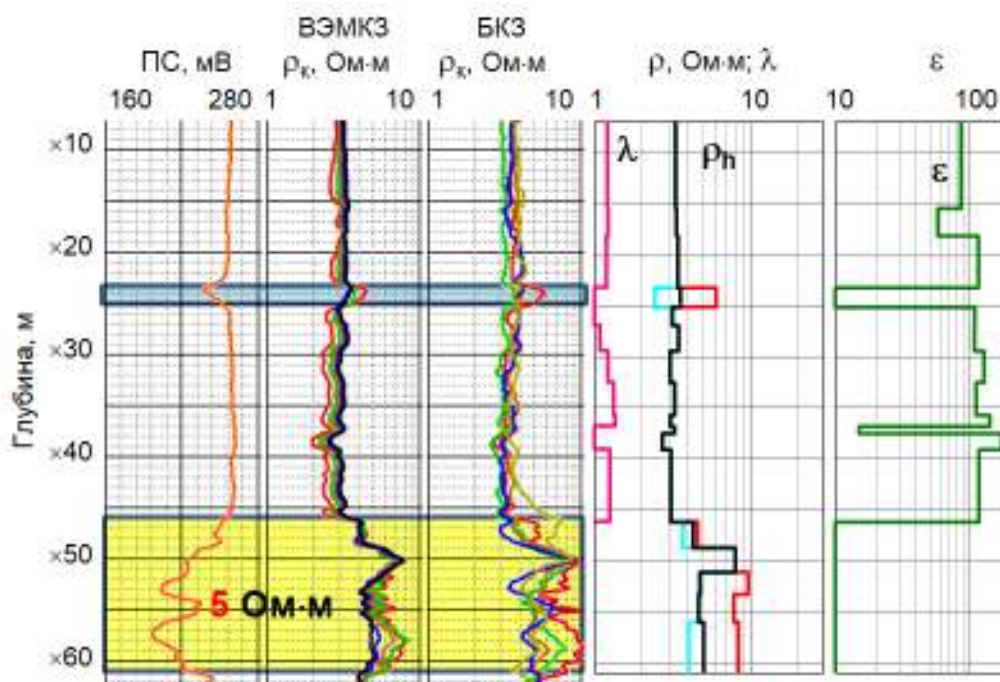


Рисунок 5.3 – Скважина 1. Диаграммы ПС, ВЭМКЗ, БКЗ и результаты инверсии на интервале покрышки: значения УЭС зон изотропной модели (черная линия – ρ_n , красная – ρ_{zp} , голубая – ρ_{oz} в коллекторе) и коэффициент анизотропии λ (розовая линия); значения ϵ (зеленая линия). Цветовые обозначения зондов см. рисунок 5.1

В середине покрышки расположен небольшой пласт песчаника ($\times 23.2$ – $\times 25.1$ м). В других частях покрышки значение ПС соответствует глинистому составу. Коэффициент анизотропии λ глинистых пластов не превышает 1.3. Значения $\epsilon_{эф}$ лежат в диапазоне 80–150, наибольшие значения наблюдаются в нижней части покрышки.

Скважина 2. Кровля коллектора АС₄ находится на глубине $\times 41.2$ м (рисунок 5.4). Насыщение коллектора – газ с нефтью в верхней части, газонефтеводяное – в средней части и газоводяное в подошвенной (нижние 2 м). По результатам интерпретации данных ГИС по традиционной методике нефтегазонасыщение составляет около 51% в верхней части пласта, 48% – в средней и 43% – в нижней; пористость 20–23 %.

По результатам совместной инверсии УЭС коллектора составляет в среднем около 6 Ом·м. В верхней трети коллектора выделяется ОЗ, УЭС этой части меняется от 6 Ом·м в интервале $\times 44$ – $\times 49$ м до 5 Ом·м в интервале $\times 49$ – $\times 53$ м. Нижняя часть с таким же уровнем УЭС ввиду отсутствия ОЗ является уплотненной и водонасыщенной. Более высокое по сравнению со скважиной 1 УЭС в верхней части коллектора – признак большего нефтесодержания.

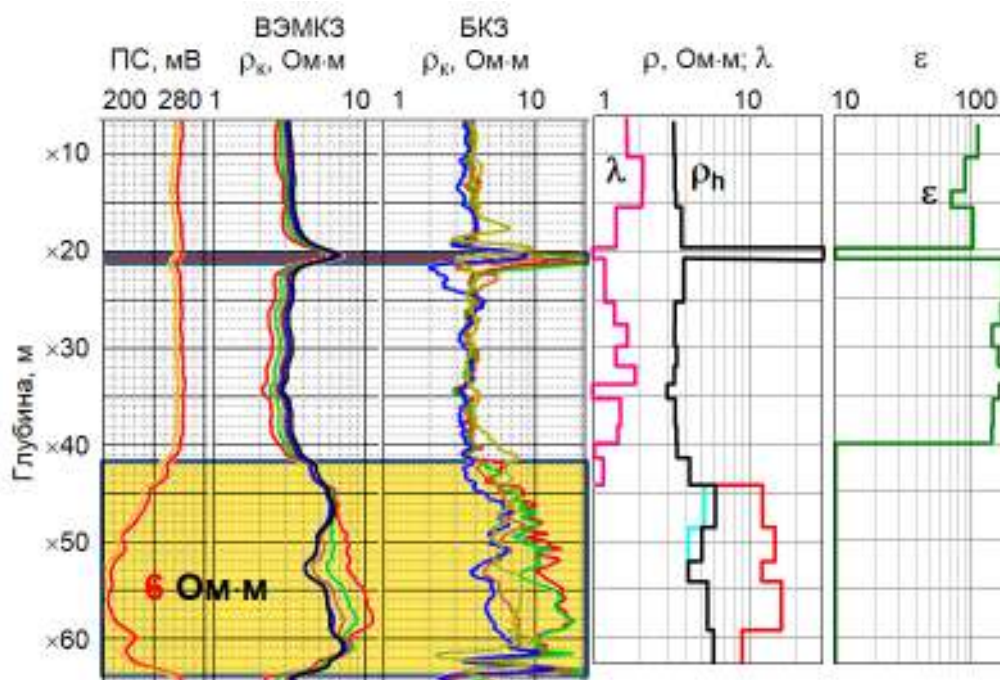


Рисунок 5.4 – Скважина 2. Диаграммы ПС, ВЭМКЗ, БКЗ и результаты инверсии на интервале покрышки: значения УЭС зон изотропной модели и коэффициент анизотропии; значения ε . Цветовые обозначения см. рисунки 5.1 и 5.3

В середине покрышки расположен небольшой пласт карбонатизированного песчаника ($\times 20.0$ – $\times 21.2$ м). Коэффициент анизотропии λ лежит в диапазоне от 1.2 до 2; в тонких пластах его значение не определяется и приравнено 1. Значения $\varepsilon_{\text{эф}}$ от 100 до 200, большие значения наблюдаются в нижней половине покрышки, под пластом карбонатизированного песчаника.

Скважина 3. Кровля коллектора АС₄ на глубине $\times 45.0$ м (рисунок 5.5, интервал выделен оранжевым фоном). Насыщение коллектора газ с нефтью. По результатам интерпретации данных ГИС по традиционной методике нефтегазонасыщение достигает 69 %, пористость около 22 %. УЭС коллектора в наиболее песчаной по данным ПС части достигает 11 Ом·м, среднее значение ρ_k около 8 Ом·м.

В середине покрышки расположен небольшой пласт карбонатизированного песчаника ($\times 21.0$ – $\times 22.2$ м). По результатам совместной инверсии коэффициент анизотропии λ глинистых пластов составляет от 1.2 до 2.0. Значение $\varepsilon_{\text{эф}}$ от 120 до 200, наименьшее значение, равное 60, наблюдается над кровлей коллектора. В интервале тонкого пласта карбонатизированного песчаника значения λ и $\varepsilon_{\text{эф}}$ не подбирались.

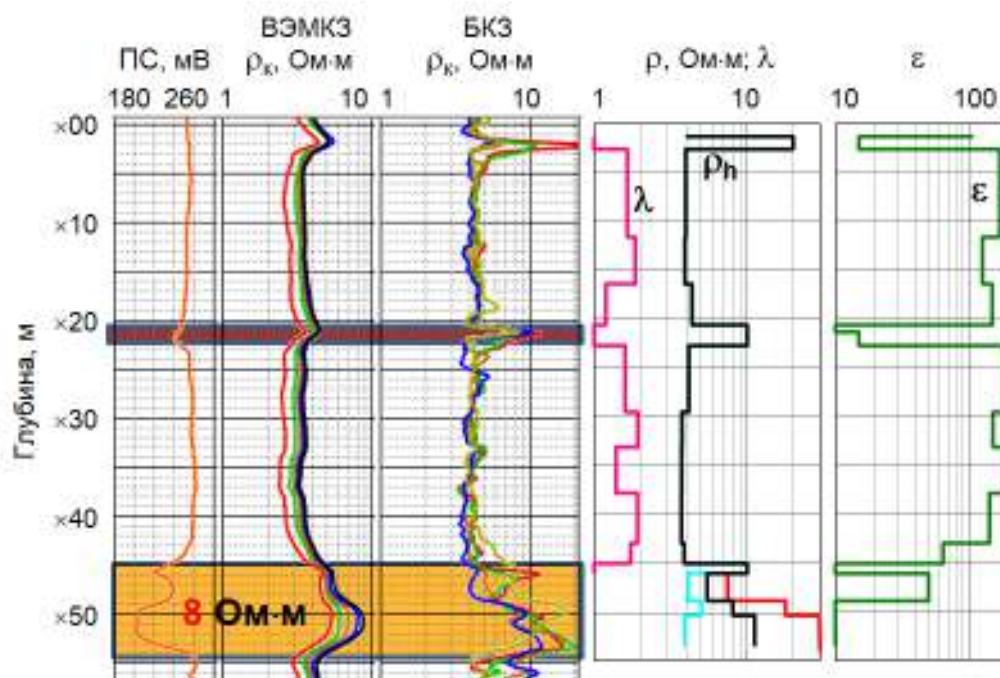


Рисунок 5.5 – Скважина 3. Диаграммы ПС, ВЭМКЗ, БКЗ и результаты инверсии на интервале покрышки: значения УЭС зон изотропной модели и коэффициент анизотропии; значения ε . Цветовые обозначения см. рисунки 5.1 и 5.3

Скважина 4. Кровля коллектора АС₄ на глубине ×66.0 м (рисунок 5.6, интервал выделен оранжевым фоном). По результатам интерпретации данных ГИС специалистами треста "Сургутнефтегеофизика" нефтегазонасыщение достигает 65 %, пористость около 25 %. УЭС коллектора достигает значения около 8 Ом·м.

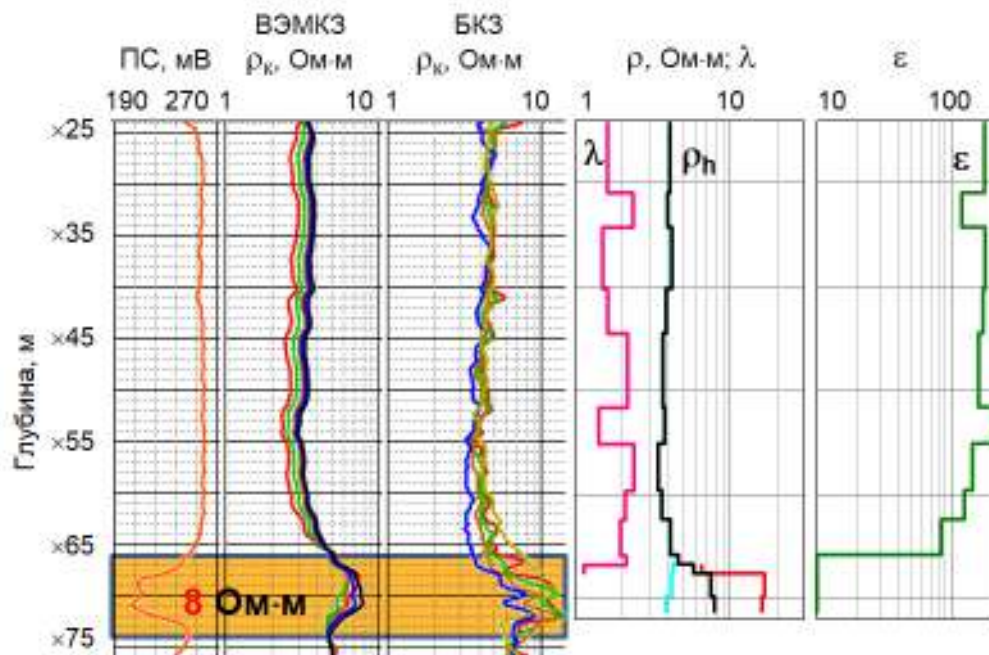


Рисунок 5.6 – Скважина 4. Диаграммы ПС, ВЭМКЗ, БКЗ и результаты инверсии на интервале покрышки: значения УЭС зон изотропной модели и коэффициент анизотропии; значения ε . Цветовые обозначения см. рисунки 5.1 и 5.3

Во всех частях покрышки значение ПС соответствует глинистому составу, диаграммы данных электрокаротажа не показывают больших изменений УЭС. Значение λ лежит в диапазоне от 1.2 до 2.2, $\varepsilon_{\text{эф}}$ – 80–200, наименьшие значения наблюдаются над кровлей коллектора.

В результате анализа результатов инверсии данных БКЗ и ВЭМКЗ на интервале глинистой покрышки коллектора АС₄ на Федоровском месторождении выявлена неоднородность ее электрофизических параметров по вертикали. Пласты слагающих покрышку глин отличаются друг от друга значениями как УЭС, так и коэффициента анизотропии УЭС и диэлектрической проницаемости. Если значения последней примерно одинаковы для рассмотренных скважин, то коэффициент анизотропии УЭС различается: его значение минимально над коллектором с наименьшим УЭС и увеличивается над коллектором с наибольшим УЭС. Таким образом, наблюдается корреляция коэффициента электрической анизотропии с содержанием углеводов в коллекторе. Аналогичной зависимости для $\varepsilon_{\text{эф}}$ не наблюдается.

5.2. Выявление зон техногенного обводнения по радиальному распределению УЭС

При вскрытии коллекторов на пресном глинистом растворе определение характера их насыщения может быть оценено по особенностям радиального профиля УЭС, восстановленного по данным электрокаротажных зондирований. Радиальный профиль УЭС формируется фильтрацией бурового раствора в прискважинной зоне при вскрытии пласта и последующей диффузией образовавшихся объемов фильтрата и пластовой воды вглубь пласта. Определение радиального распределения УЭС проводится численной инверсией данных индукционных и гальванических зондирований на базе геоэлектрических моделей, соответствующих по сложности структуре отложений, и существенно уточняется, если используется комплекс данных этих методов, например, БКЗ и ВЭМКЗ (ВИКИЗ).

Достоверное определение радиального профиля УЭС особенно важно при исследовании частично выработанных коллекторов (М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.А. Павлова, 2013³⁵³). Замещение нефти пресной техногенной водой из нагнетательных скважин часто не приводит к значительной смене УЭС коллектора или его части. Поэтому с помощью традиционных методик оценки нефтенасыщения по УЭС незатронутой проникновением части пласта нельзя различить области исходного нефтенасыщения и техногенного обводнения.

³⁵³ Эпов М.И., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Павлова М.А. Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в неокомских пластах-коллекторах Широкого Приобья // Геология нефти и газа, 2013. № 3. С. 21–28.

УЭС неомских пластов-коллекторов в случае их насыщения пластовой водой составляет 2.5–4 Ом·м, но существенно повышается при увеличении нефтесодержания. Типичные значения УЭС нефтеводонасыщенных коллекторов изменяются от 5–6 до нескольких десятков Ом·м в зависимости от содержания нефти. Такими же значениями УЭС характеризуются и коллекторы, в разной степени обводненные пресной техногенной водой, смешанной с минерализованной пластовой.

При вскрытии на глинистом растворе пористого и проницаемого пласта фильтрат бурового раствора через образовавшуюся глинистую корку формирует радиальный профиль УЭС, форма которого зависит от ФЕС и насыщения пласта, условий вскрытия и времени проведения каротажа (М.И. Эпов, И.Н. Ельцов, А.А. Кашеваров и др., 2003–2012^{37 76 78 79 80 81}). В высокоомном нефтенасыщенном коллекторе образуется зона проникновения фильтрата бурового раствора (наиболее часто определяемые значения: УЭС 15–30 Ом·м, толщины 0.3–0.5 м). В коллекторе, полностью промытом пресной водой, следует ожидать одинаково высокие значения УЭС в зоне проникновения и в пласте. Если коллектор насыщен смешанной водой, то будет формироваться повышающая зона проникновения.

Фильтрация пресного бурового раствора в нефтеводонасыщенный коллектор, в котором есть подвижная нефть и подвижная пластовая вода, приводит к формированию повышающей зоны проникновения (УЭС 15–30 Ом·м, толщина 0.2–0.5 м) и окаймляющей зоны (УЭС 3–5 Ом·м, толщина 0.1–0.3 м). Окаймляющая зона является удобным признаком продуктивности и хорошо определяется по данным высокочастотного электромагнитного каротажа (*Технология...*, 2000²⁰). Если подвижная нефть замещена техногенной водой, то условий для формирования окаймляющей зоны нет.

Количественная интерпретация данных ВЭМКЗ и БКЗ с определением параметров цилиндрически-слоистых кусочно-однородных моделей (М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, 1993¹⁷; М.И. Эпов, В.Н. Глинских, 2005²¹) восстанавливает радиальный профиль УЭС, описывающий распределение УЭС промытой зоны, зоны проникновения, окаймляющей зоны и неизменной части пласта. Сигналы индукционных зондов и градиент-зондов характеризуются разной чувствительностью и разрешающей способностью по отношению к этим частям пласта, поэтому совместная их инверсия позволяет, во-первых, получить единую согласованную геоэлектрическую модель, во-вторых, значительно уменьшает диапазоны возможных (эквивалентных) значений толщин и УЭС цилиндрических зон.

Практические материалы ВЭМКЗ (ВИКИЗ) в неомских пластах-коллекторах группы БС Федоровского месторождения осложнены тем, что значения кажущихся сопротивлений для зондов разной длины очень близки. В результате как при визуальном, так и при количественном

Как уже указывалось, в случае обводнения коллектора пресной техногенной водой, заменившей подвижную нефть, окаймляющая зона не формируется. Коллектор из массивного песчаника БС₁₀ скважины 2 ограничен двумя карбонатизированными слоями (×62.8–×64.3 и ×72.0–×74.0 м), которые выделяются повышенными значениями НК и УЭС – 30 Ом·м в нижнем слое и более 100 Ом·м – в верхнем (рисунок 5.8).

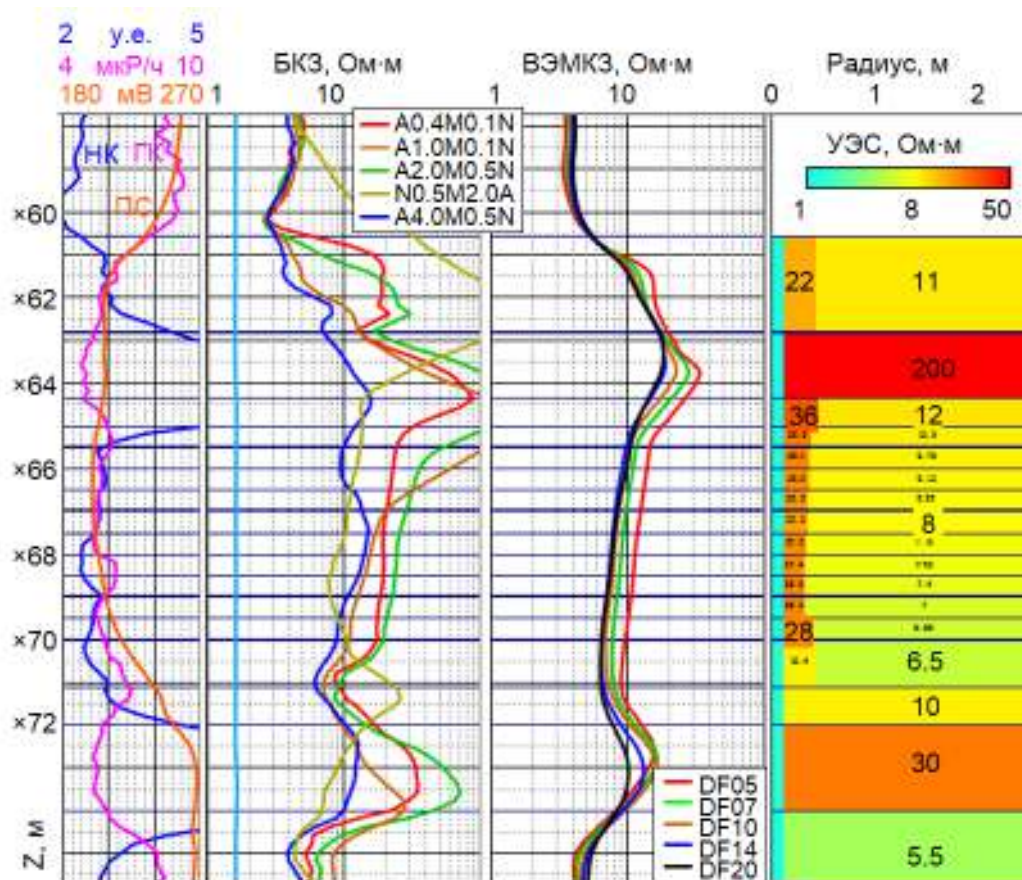


Рисунок 5.8 – Распределение УЭС на интервале обводненного коллектора БС₁₀ (×60.5–×74 м); скважина 2. Диаграммы слева направо: ПС, ГК, НК; БКЗ; ВЭМКЗ; модель УЭС (УЭС зон подписано в Ом·м)

Распределение УЭС по глубине в этом коллекторе соответствует насыщению нефтью и водой – от кровли к подошве значения уменьшаются от 12 до 6.5 Ом·м. Но в отличие от предыдущего случая в полученном при инверсии радиальном профиле УЭС ни в одном из интервалов коллектора не выделяется ОЗ. Толщина ЗП составляет 0.24–0.3 м, ее УЭС – 20–30 Ом·м. По значениям УЭС неизменной части коллектор был отнесен к продуктивным со смешанным насыщением, но при испытаниях приток состоял из смешанной воды – пластовой и техногенной. Радиальный профиль УЭС отличается от профиля в нефтеводонасыщенном коллекторе только отсутствием ОЗ.

Такое же соотношение особенностей радиальных профилей УЭС наблюдается на интервале нефтеводонасыщенного коллектора БС₁₋₂ (рисунок 5.9) в скважинах 3 и 4.

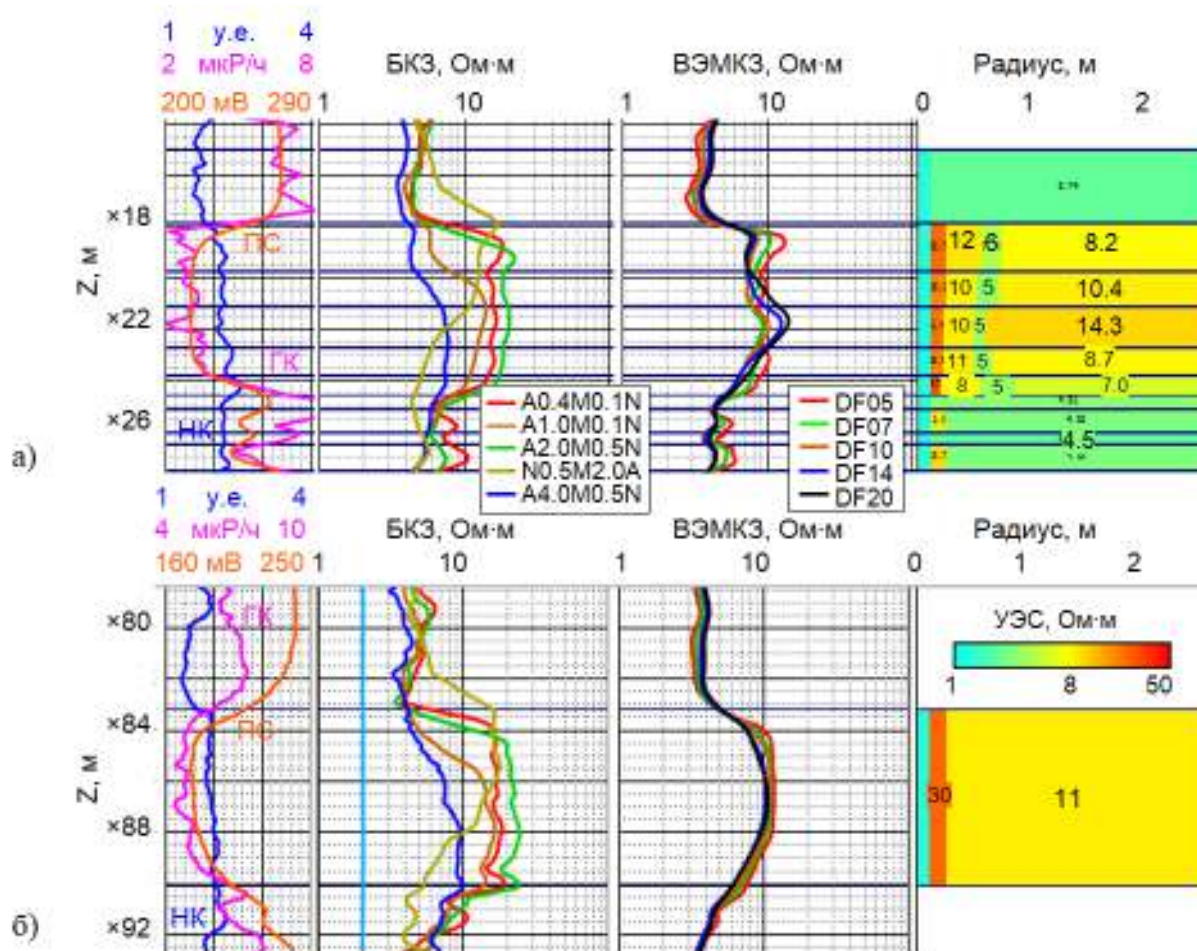


Рисунок 5.9 – Распределение УЭС на интервале коллектора БС₁₋₂: а – нефтеводонасыщенного (×18.0–×27.4 м, скважина 3), б – обводненного (×83.2–×90.0 м, скважина 4)

Коллектор со смешанным насыщением (рисунок 5.9 а, ×18.0–×27.4 м; скважина 3) неоднороден и разделен на 5 пластов. В измененной проникновением зоне выделяется промытая прискважинная зона (толщина около 0.15 м, УЭС около 30 Ом·м), ЗП (толщина около 0.25 м, УЭС 8–10 Ом·м) и ОЗ (толщина около 0.1 м в середине коллектора и 0.2–0.3 м в кровельной и

подошвенной частях, УЭС 5.1–7.0 Ом·м). УЭС коллектора максимально (12–15 Ом·м) в его середине, около 9 Ом·м в кровельной части и 6–7 Ом·м в нижней трети. УЭС неизменной части, определенное в верхнем пласте коллектора, может быть занижено влиянием низкоомных перекрывающих глин на сигналы длинных зондов ВЭМКЗ, но при этом в модели определяется ОЗ.

Наличие хорошо выраженной окаймляющей зоны позволяет утверждать, что коллектор насыщен смесью нефти и пластовой воды.

При совместной инверсии данных ВИКИЗ и БКЗ в однородном обводненном коллекторе (рисунок 5.9 б, $\times 83.2 \times 90.0$ м; скважина 4) выделяется только ЗП (толщина 0.15 м, УЭС 30 Ом·м). УЭС пласта, составляющее около 11 Ом·м, соответствует смешанному насыщению с большим содержанием нефти, но отсутствие ОЗ приводит к выводу об отсутствии свободной нефти, обусловленном обводнением смешанной водой.

Таким образом, совместная инверсия сигналов БКЗ и ВЭМКЗ позволяет детально определить радиальный профиль УЭС даже при небольшой толщине измененных проникновением фильтрата бурового раствора зон. Наличие окаймляющей зоны в определяемой цилиндрически-слоистой модели является надежным признаком присутствия в коллекторе подвижной нефти, а ее отсутствие при тех же значениях УЭС пласта – признаком обводнения пресной техногенной водой, что подтверждается результатами испытаний в этих скважинах, предоставленными специалистами ОАО "Сургутнефтегаз".

5.3. Строение тонких коллекторов по данным ВЭМКЗ и БКЗ

Как уже было отмечено, с увеличением глубины исследуемых отложений мощность однородных интервалов коллекторов становится сопоставима или меньше длин зондов. В коллекторах появляются контрастные по УЭС карбонатные и глинистые пропластки или зоны частичного заполнения пористого пространства этими минералами.

Карбонатизированные прослои, хорошо выделяющиеся по данным нейтронного каротажа, существенно усложняют вид диаграмм БКЗ, а также завышают значения кажущихся сопротивлений ВЭМКЗ на интервалах около длины зонда под прослоями. Вблизи низкоомных глинистых прослоев или покрышек оценка УЭС коллектора по сигналам ВЭМКЗ обычно является заниженной вследствие большей чувствительности метода к проводящим областям среды. Влияние этих объектов на сигналы БКЗ приводит к усложненному виду диаграмм, что также ограничивает их использование при визуальной интерпретации.

Наличие карбонатных и глинистых пластов на интервале коллектора приводит к распределению УЭС по глубине, отличному от распределения в мощном однородном коллекторе, в котором высокие значения УЭС в кровельной части, обусловленные высоким содержанием

нефти, плавно снижаются с глубиной и в подошвенной части соответствуют насыщению пластовой водой. Чаще всего интервалы однородного песчаника меньше или сравнимы с длинами зондов БКЗ и ВЭМКЗ, а в таком случае количественная интерпретация на основе традиционной цилиндрически-слоистой модели приводит к недостоверным значениям параметров пластов. Для уточнения этих значений требуется привлечение численного моделирования и инверсии в двумерных постановках (М.И. Эпов, В.Н. Глинских, 2005 ²¹; В.Н. Глинских, М.И. Эпов, 2006 ²³; В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов, 2013 ^{26 27}; В.С. Аржанцев, К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, 2012 ²³²).

Использование двумерных геоэлектрических моделей при интерпретации приводит к довольно существенному увеличению времени инверсии. Однако в случае уточнения по данным ВЭМКЗ значения УЭС неизмененной проницаемостью фильтра бурового раствора части пласта оказывается весьма информативным подход с использованием упрощенной модели – тонкослоистой горизонтально-слоистой модели, без учета скважины и измененных зон. При таком подходе проводится инверсия сигналов длинных низкочастотных зондов (DF14–DF20). При этом что в рамках традиционной методики сигналы этих зондов характеризуются низкой разрешающей способностью по отношению к тонким пластам и чувствительностью к их параметрам, изменение сигналов вдоль скважины содержит информацию о них, и значения УЭС и положение границ могут быть найдены в процессе инверсии.

Например, по сравнению с результатом применения традиционной методики в процессе подбора сигнала длинного зонда ВЭМКЗ изменяются положения горизонтальных границ и значения УЭС (Западно-Сургутское месторождение, пласт БС_{10–11} с кровлей на относительной глубине $\times 17$ м; рисунок 5.10). Контраст УЭС пластов модели значительно усиливается, выявляются 3 высокоомных карбонатных прослоя и уточняется строение карбонатизированного и глинизированного тонкослоистых песчаных пластов (К.Н. Каюров, В.Н. Еремин, А.Н. Петров, К.В. Сухорукова и др., 2015 ³⁵).

Высокую достоверность полученной модели доказывает хорошее совпадение рассчитанного для неё сигнала и измеренного. Сигнал, рассчитанный в 1D цилиндрически-слоистой модели, УЭС пластов и положение границ в которой оценено традиционным способом по значению ρ_k этого же длинного зонда, оказывается значительно сильнее сглаженным.

Подробная геоэлектрическая модель отложений может быть построена также по данным БКЗ с использованием быстрой программы 2D численного моделирования (гл. 2).

Сложность подбора данных БКЗ при наличии проницаемых пластов заключается в том, что чувствительность сигналов градиент-зондов к тонкой проводящей окаймляющей зоне прак-

тически отсутствует, поэтому в нефтеводосодержащих коллекторах эта зона выявляется по другим методам и ее параметры при инверсии фиксируются. Также необходимо контролировать значения параметров ЗП из-за довольно широкого диапазона их эквивалентности, например, фиксируя толщину ЗП и подбирая только ее УЭС. Как правило, если нет априорных данных о сильной электрической анизотропии коллекторов, хорошие результаты получаются, если анизотропия УЭС задается только в глинистых пластах. При инверсии в разрезах с сильно контрастными по УЭС пластами небольшой толщины приходится подбирать параметры не только целевого пласта, но и пластов, расположенных на расстоянии от него ближе 1.5–2.0 длин длинного зонда. Однако при всей сложности постановки задачи количественной интерпретации для данных БКЗ программа расчета прямой задачи методом конечных элементов решается очень быстро (порядка 1 секунды на расчет сигналов шести–семи зондов в 200–300 точках скважины).

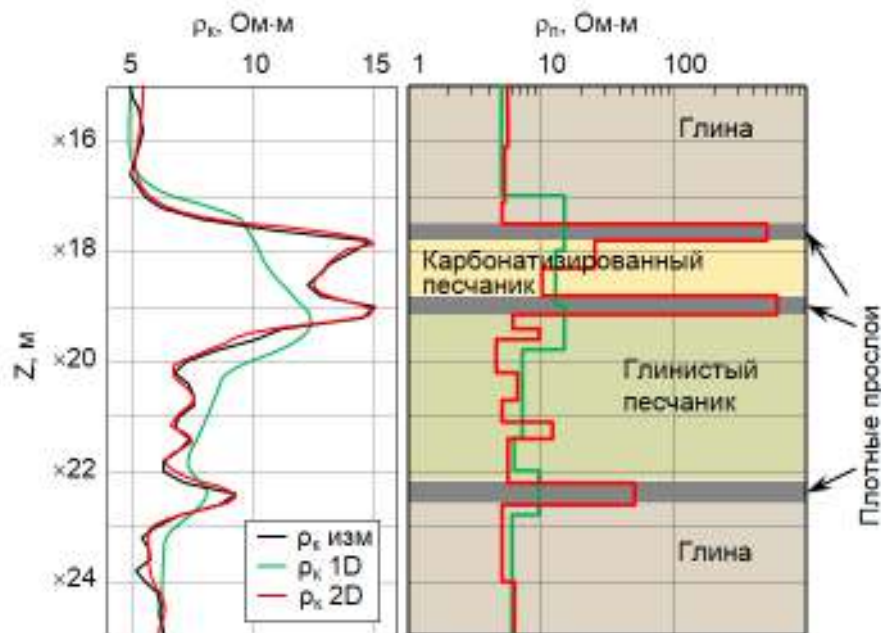


Рисунок 5.10 – Уточнение УЭС и границ пластов в результате двумерной инверсии сигнала зонда DF20. Слева – сигналы: измеренный (черная линия), рассчитанный в 1D модели (зеленая линия) и рассчитанный в 2D модели (красная линия); справа – найденные УЭС неизменной части пласта (те же цвета)

При проведении инверсии оптимален следующий порядок действий.

Вначале в системе EMF Pro строится стартовая модель: по комплексу данных ГИС определяются положения границ пластов, совместной инверсией данных БКЗ и ВЭМКЗ в выделенных пластах определяются радиальные профили УЭС в предположении цилиндрически-слоистой модели пласта. Далее по особенностям радиального профиля определяются электрически анизотропные пласты (как правило, все глинистые), в которых не учитывается фиктивная при-скважинная зона, а задается возможность подбора вертикального УЭС пласта. Параметры пористых песчаных пластов задаются в стартовой модели теми же, что определены при сов-

местной 1D инверсии, и фиксируются. Все значения вертикального УЭС задаются равными значениям горизонтального. Итоговая стартовая модель включает однородные анизотропные глинистые пласты, в которых варьируются значения ρ_h и ρ_v , и песчаные изотропные пласты с измененными зонами, УЭС и толщины которых не изменяются при инверсии; глубины всех горизонтальных границ варьируются. Кроме интересующего интервала разреза необходимо задавать модель и проводить подбор сигналов в пластах, расположенных выше и ниже на расстоянии около 1.5–2.0 длины самого длинного градиент-зонда. Если значения УЭС соседних пластов сильно отличаются, а толщины их небольшие, интервалы дополнительных пластов увеличиваются до 2.5–3.0 длины зонда. Если толщина пласта больше длины длинного зонда, а сигналы зондов выходят на постоянный уровень значения в неограниченном пласте, этот пласт удобно выбрать как крайний.

Инверсия данных в программе `bkz_anizotro` (комплекс программ Alondra, О.В. Нечаев) запускается несколько раз. При первом проходе обычно хорошо подбираются положения границ и значения УЭС пластов без проникновения. Полученные в результате инверсии значения толщины пластов и их ρ_h и ρ_v анализируются и корректируются, если необходимо. На этом этапе удаляются лишние границы между пластами, УЭС которых оказались близкими, и добавляются границы, если сигналы подобрались не очень хорошо. Также выявляются пласты с завышенными значениями ρ_v : иногда пласт с большой разницей ρ_h и ρ_v может быть заменен эквивалентным пластом с близкими значениями ρ_h и ρ_v , если такая замена не противоречит данным других методов электрокаротажа.

Например, при вскрытии юрского коллектора (рисунок 5.11, глубина около 3000 м) хорошо выявляется основной проницаемый интервал $\times 48\text{--}\times 59$ м, но кроме него есть еще один ($\times 45.5\text{--}\times 47.2$ м), значение УЭС зоны проникновения и неизменной части которого нельзя достоверно оценить по диаграммам кажущегося УЭС или при инверсии пластовых значений.

Стартовая модель строится по результатам инверсии данных БКЗ и ВЭМКЗ в параметры одномерной (цилиндрически-слоистой) модели. Радиальный профиль УЭС в большей части перекрывающих отложений включает тонкую повышающую ЗП, что говорит о возможной анизотропии УЭС. Поэтому в этих пластах подбираются значения и ρ_h , и ρ_v .

В основном пласте песчаника выделяется две измененных зоны: тонкая повышающая и понижающая. Понижающая ЗП по УЭС соответствует обычной зоне проникновения фильтрата бурового раствора с УЭС около 30 Ом·м, ее толщина около 0.3 м. Прискважинная зона примерно того же УЭС (160 Ом·м), что и неизменная часть, является, по-видимому, или сильно промытой фильтратом зоной, или зоной уплотнения в результате бурового воздействия на пласт. Верхний, тонкий, песчаник по данным ГК и ПС частично заглинизирован, поэтому его УЭС меньше,

а зона проникновения выделяется одна. При инверсии этот пласт был разделен на две части, верхняя из которых более глинистая.

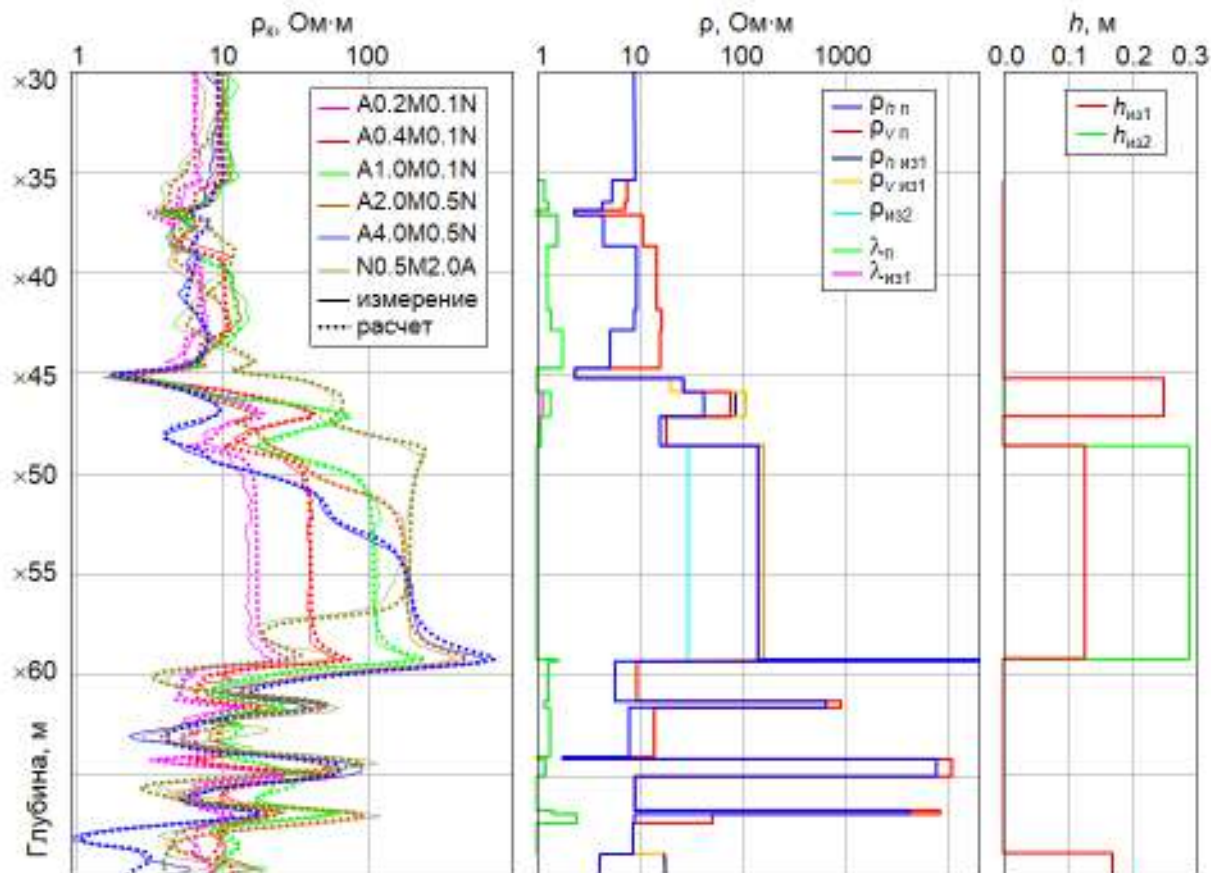


Рисунок 5.11 – Результат подбора двумерной модели слабопроницаемых юрских коллекторов высокого сопротивления (×45.5–×47.2 и ×48.6–×59.3 м) по данным БКЗ (Родниковое месторождение); слева направо: измеренные и подобранные значения ρ_k , значения УЭС в пластах модели и коэффициент анизотропии, толщины измененных зон

В процессе инверсии уточняются значения УЭС, а также положение горизонтальных границ осесимметричной модели. После первого запуска инверсии определялись очень высокие значения ρ_v пластов в интервале ×40–×45 м, что было вызвано неудачным подбором параметров ниже лежащего пласта низкого УЭС и верхнего песчаника. После разделения верхнего песчаника на две части, добавления прослая в подошве нижнего песчаника, и коррекции завышенных значений после трех запусков процесса инверсии был получен представленный на рисунке 5.11 результат. В верхнем песчаном пласте выделена верхняя глинистая часть с УЭС 27 Ом·м и толщиной 0.65 м и определены параметры более песчанистой нижней части: горизонтальное УЭС ЗП около 80 Ом·м, пласта 42 Ом·м, коэффициент анизотропии УЭС $\lambda = 1.2\text{--}1.3$, толщина 1.2 м.

После того как параметры подстилающих и перекрывающих отложений были подобраны, варьирование значений УЭС в измененных зонах и пласте нижнего песчаника (×48–×59 м) показало слабую анизотропию УЭС (λ не более 1.1).

5.4. Электрофизические свойства баженовской свиты

5.3.1. Определение анизотропии УЭС баженовской свиты по данным БКЗ

Геоэлектрическая модель баженовской свиты отличается высокими значениями УЭС, а значит, высоким контрастом значений УЭС пласта и раствора в скважине (К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, О.В. Нечаев, М.Н. Никитенко и др., 2015³⁵⁴). Электромагнитный каротаж проведен аппаратурой ВИКИЗ.

На большей части площади распространения для отложений свиты горизонтальное УЭС по данным БК находится в диапазоне $\rho_h = 100\text{--}1000$ Ом·м. Для $\rho_h = 100, 500, 1000$ Ом·м и небольшого отношения ρ_v / ρ_h (1–2) значения чувствительности η_{ρ_v} (определенной как логарифмическая производная сигнала f_0 по параметру ρ_0) сигналов градиент-зондов к вертикальному сопротивлению высокоомного пласта являются довольно низкими, что говорит о большой ошибке определения значения ρ_v (рисунок 5.12). Однако такого уровня достаточно для того, чтобы установить наличие анизотропии и оценить значение ρ_v . С увеличением значения ρ_h максимальные значения η_{ρ_v} смещаются с малых длин зондов к большим: при 500 и 1000 Ом·м значения η_{ρ_v} максимальны для 4- и 8-метровых зондов (А4.0М0.5N и А8.0М1.0N). Приращения сигналов в анизотропной среде относительно сигналов в изотропной существенно зависят от значений ρ_v . Величина приращений невелика (4–10 %, что повышает требования к точности и достоверности измерений. В среднем для рассматриваемой модели уровень чувствительности достаточен для оценки значения ρ_v с погрешностью, в 6–10 раз превышающей погрешность измерения. Приращения увеличиваются с усилением анизотропии.

В скважине Восточно-Сургутского месторождения регистрация сигналов БКЗ проводилась дважды разными приборами: через 4 часа после записи прибором К1А-723М проводился каротаж аппаратурой СКЛ-76 (рисунок 5.13). Между каротажными этими приборами раствор в скважине изменялся в результате поступления из расположенного под баженовской свитой угольного пласта минерализованной пластовой воды. Первый каротаж зафиксировал изменение УЭС раствора (от 0.8 Ом·м в кровле свиты до 0.4 Ом·м в подошве), проявляющееся в уменьшении с глубиной значений сигнала зондов А0.4М0.1N и А1.0М0.1N. Во время второго каротажа

³⁵⁴ Сухорукова К.В., Глинских В.Н., Нечаев О.В., Никитенко М.Н., Павлова М.А., Суродина И.В., Эпов М.И. Численная интерпретация данных комплекса методов скважинной электрометрии в высокоомных отложениях баженовской свиты // Материалы 4-ой междунар. науч.-практ. конф. "Тюмень–2015": Глубокие горизонты науки и недр, г. Тюмень, 23–27 марта 2015 г. [Электронный ресурс]. Тюмень, 2015. UR03. 4 с. URL: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=79726>.

в результате перемешивания раствор уже был однороден (УЭС 0.14 Ом·м), что отражается в одинаковом на всем интервале уровне сигнала каждого из коротких зондов и более низких значениях, чем сигналы зондов той же длины при первом измерении.

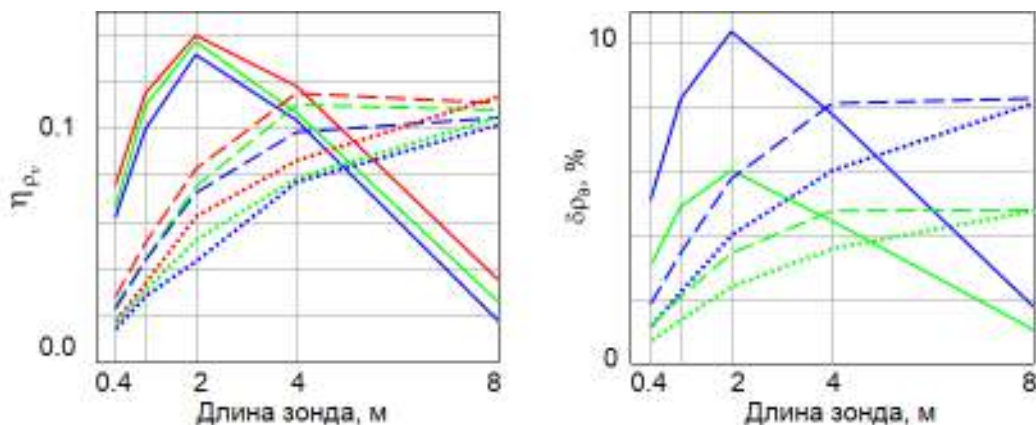


Рисунок 5.12 – Чувствительность сигналов БКЗ к вертикальной составляющей УЭС (слева) и относительное приращение сигналов в анизотропном пласте относительно изотропного (справа). Параметры модели: ρ_h (Ом·м): 100 – сплошная линия, 500 – пунктир, 1000 – точки; ρ_v / ρ_h : 1 – красный цвет, 1.5 – зелёный, 2 – синий; радиус скважины 0.07 м, радиус прибора 0.01 м, УЭС бурового раствора 1 Ом·м

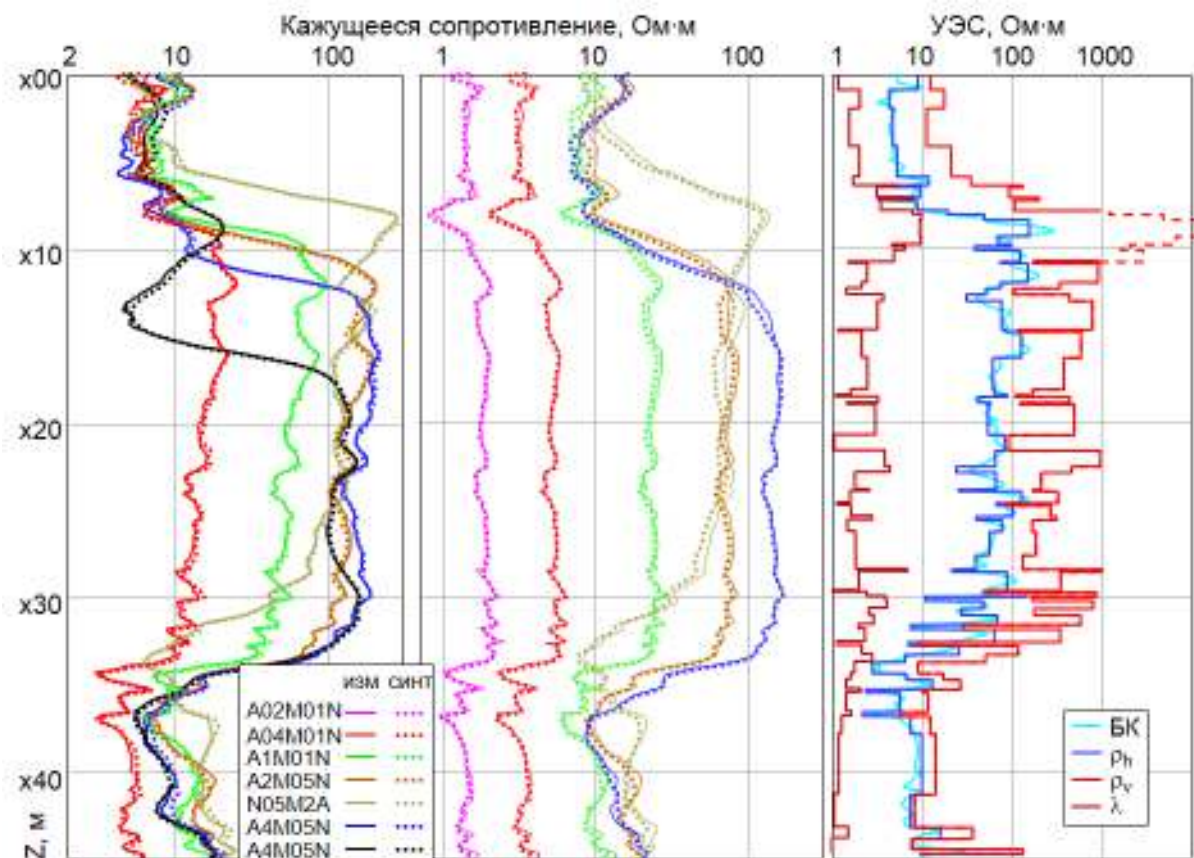


Рисунок 5.13 – Измеренные и синтетические данные БКЗ и определенные значения ρ_h , ρ_v и λ (Восточно-Сургутское месторождение, глубина около 3000 м)

Достаточно подробная разбивка на пласты в стартовой модели сокращает время на проведение интерпретации за счет отсутствия необходимости добавлять или удалять границы. УЭС бурового раствора для каждого каротажа берется по данным соответствующей резистивиметрии, в первом случае – осредненное значение в пределах каждого пласта. Для корректного учета условий измерения в скважине в каждом случае заданы соответствующие радиусы корпусов приборов; радиус скважины равен 0.108 м.

Результирующая геоэлектрическая модель свиты объясняет поведение сигналов градиент-зондов обоих приборов, в том числе на интервалах подстилающих и перекрывающих низкоомных глинистых отложений. Несмотря на то, что максимальная чувствительность к ρ_v при среднем значении ρ_h около 100 Ом·м характерна для зондов длиной 1–4 м, отмечается высокое качество подбора сигналов зондов меньшей и большей длины. Дополнительным критерием достоверности результатов инверсии является хорошее совпадение определенных значений ρ_h и данных БК, трехэлектродный зонд которого не чувствителен к вертикальному УЭС (К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, О.В. Нечаев, И.В. Суродина, 2017³⁵¹).

Следует отметить, что баженовские отложения на Восточно-Сургутском месторождении не являются коллектором.

В отложениях продуктивной свиты на Салымском месторождении горизонтальное УЭС по данным БК находится в диапазоне $\rho_h = 100\text{--}1000$ Ом·м, радиус скважины 0.07 м, УЭС бурового раствора 1 Ом·м. В результирующей постинверсионной модели значение ρ_h достигает около 4000 Ом·м в верхней части интервала свиты, в середине выделяются тонкие прослои со значением 30–50 Ом·м (рисунок 5.14).

Высокие значения коэффициента электрической анизотропии λ (5–10) в кровле и подошве свиты могут быть связаны как с чередованием тонких глинистых прослоев с изолирующими высокобитумизированными или кремнистыми, так и с повышенной трещиноватостью пород. При относительной погрешности измерения 5% значения ρ_v в наиболее высокоомных пластах определяются с погрешностью около 50 %. Достоверность результатов инверсии подтверждается в среднем хорошим совпадением определенных значений ρ_h и данных трехэлектродного зонда БК (А.М. Петров, К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, 2017³⁵⁵).

³⁵⁵ Петров А.М., Сухорукова К.В., Нечаев О.В. Геоэлектрическая модель отложений баженовской свиты по данным бокового и электромагнитного каротажных зондирований // EAGE/SPE Workshop on Shale Science, Session: Prospecting technologies (Moscow, 10–11 April 2017), 2017, Paper M12, 5 p. DOI: 10.3997/2214-4609.201700181. URL: <http://earthdoc.eage.org>.

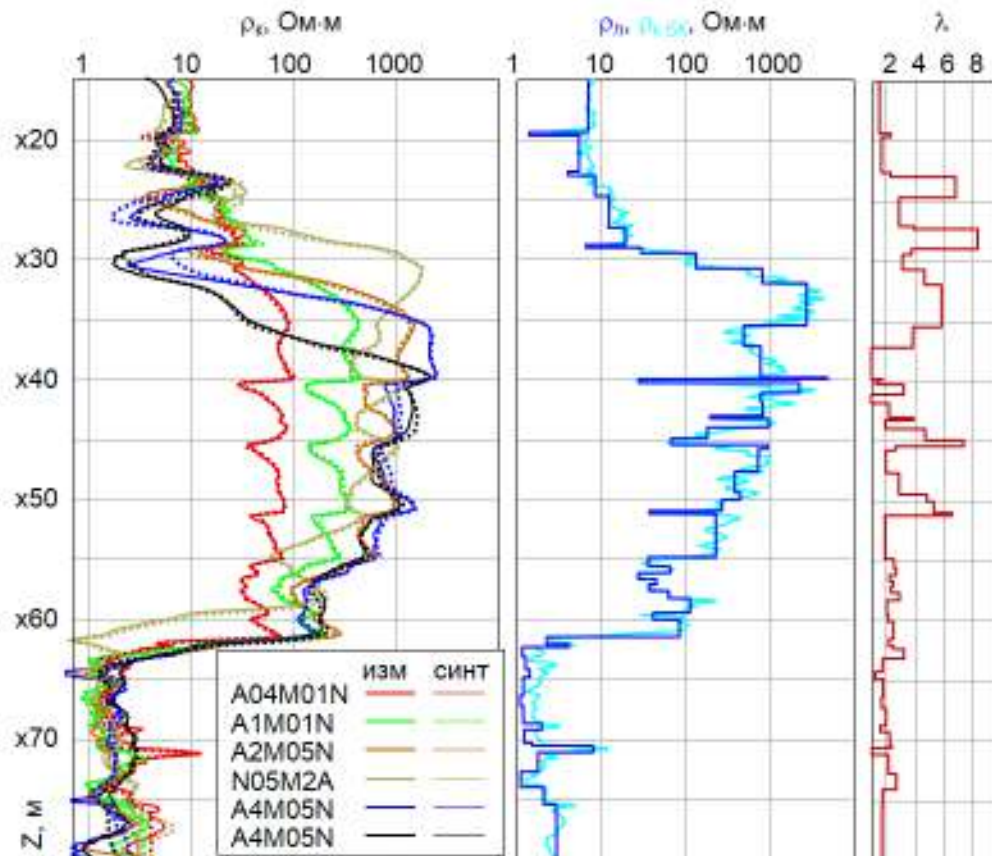


Рисунок 5.14 – Измеренные и синтетические данные БКЗ и определенные значения ρ_h и λ (Салымское месторождение)

По результатам инверсии отмечается существенная разница геоэлектрического строения для разных месторождений. Значения ρ_h высокоомных пластов на порядок больше на Салымском месторождении, чем на Восточно-Сургутском, при этом низкоомных пластов – одинаковы (20–30 Ом·м). Свита на Салымском месторождении по значению ρ_h делится на несколько однородных блоков, а на Восточно-Сургутском является существенно более тонкослоистой и неоднородной. Значения ρ_h и λ в обоих случаях максимальны в кровельной области (М.А. Павлова и др. 2012³⁵⁶; 2013³⁵⁷; К.Н. Каюров, В.Н. Еремин, А.Н. Петров, К.В. Сухорукова и др., 2015³⁵).

³⁵⁶ Павлова М.А., Сухорукова К.В., Глинских В.Н., Казаненков В.А. Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза баженовской свиты: литотипы и их физические параметры // Интерэкспо Гео-Сибирь–2012: Материалы VIII Междунар. конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых" (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г. Новосибирск: СГГА, 2012. Т. 1. С. 127–131.

³⁵⁷ Павлова М.А., Камкина А.Д., Сухорукова К.В., Глинских В.Н. Геолого-геофизическая модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения // Материалы VI Всерос. shk.-сем. им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ–2013 [Электронное издание] / Рос. акад. наук, Сиб. отд.-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2013. 4 с. URL: http://emf.ru/ems2013/section4/Павлова_Камкина.pdf.

5.3.2. Определение диэлектрической проницаемости баженовской свиты по данным ВЭМКЗ

Для построенной по данным БКЗ резистивной модели свиты (Салымское месторождение) подбирается такое эффективное значение относительной диэлектрической проницаемости $\epsilon_{\text{эф}}$, чтобы измеренные сигналы ВЭМКЗ совпали с расчётными в пределах погрешности измерения. Подбор значений $\epsilon_{\text{эф}}$ проводится для каждой частоты (рисунок 5.15). Справа для скважины Русскинского месторождения показаны трансформации измеренных прибором СКЛ значений разности фаз и отношения амплитуд в кажущиеся значения ρ_k и ϵ_k для каждого зонда.

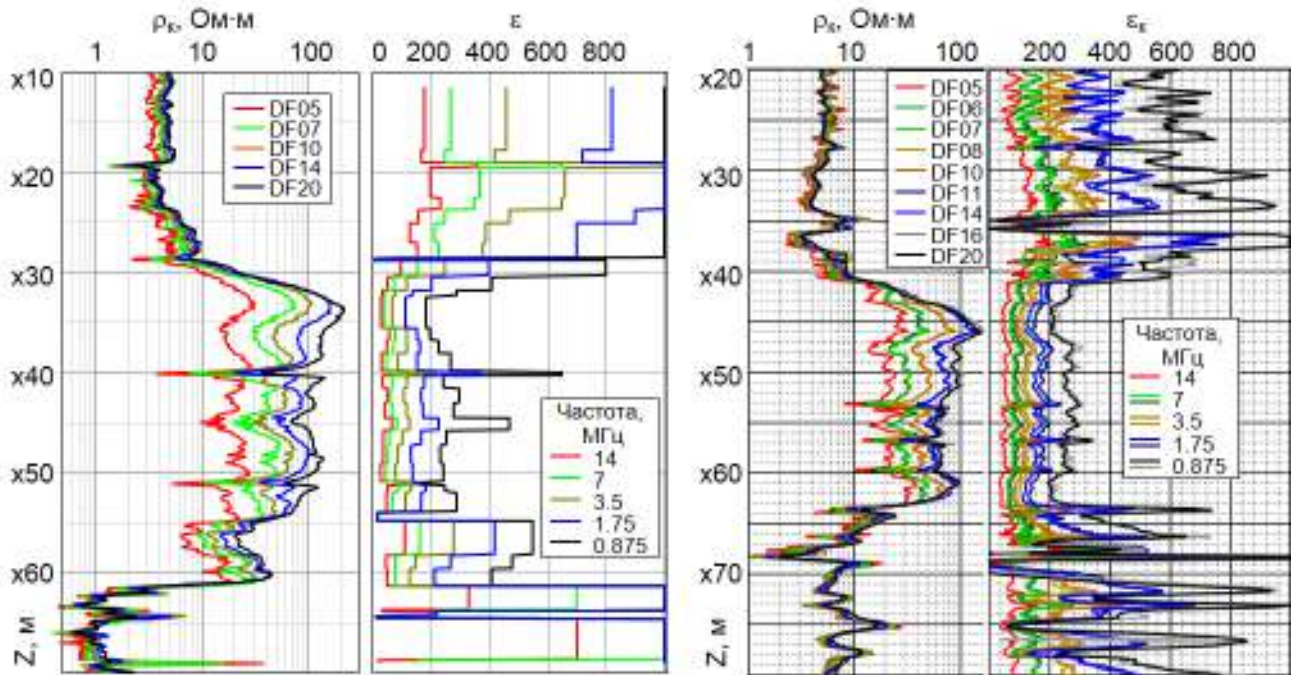


Рисунок 5.15 – Диаграммы ВЭМКЗ на интервале баженовской свиты в скважинах разных месторождений: кажущееся сопротивление ρ_k и относительная диэлектрическая проницаемость: слева – $\epsilon_{\text{эф}}$, определенная в попластовом режиме инверсии (Салымское месторождение), справа – трансформации ϵ_k по данным СКЛ (Русскинское месторождение)

На диаграммах $\epsilon_{\text{эф}}$, ρ_k и ϵ_k наблюдается дифференциация отложений свиты, отражающая разное содержание глинисто-аргиллитистых частиц в разных прослоях. С учетом разницы в строении интервалов свиты в представленных скважинах, можно отметить одинаковый уровень значений $\epsilon_{\text{эф}}$ и ϵ_k на соответствующих частотах, а также близкий характер изменения с глубиной. Верхняя часть высокоомных отложений характеризуется немного пониженными значениями диэлектрической проницаемости, средняя часть – повышенными и с большей частотной дисперсией. Значения ϵ_k искажены в области прослоев с пониженным относительно соседних пластов УЭС (например, $\times 36$ – $\times 37$, $\times 63$ – $\times 64$ и $\times 68$ – $\times 69$ м).

Значения $\epsilon_{\text{эф}}$ зависят от состава породы: в баженовской свите они тем больше, чем больше глинистого компонента. Зависимости для основных литотипов в исследуемой скважине

похожи по характеру изменения, но различаются уровнем значений: минимальные характерны для кремнистых и кремнисто-глинисто-карбонатных пород, средние – для кремнисто-глинистых и максимальные – для аргиллитов (рисунок 5.16). Похожие зависимости получены и в других скважинах Салымского месторождения.

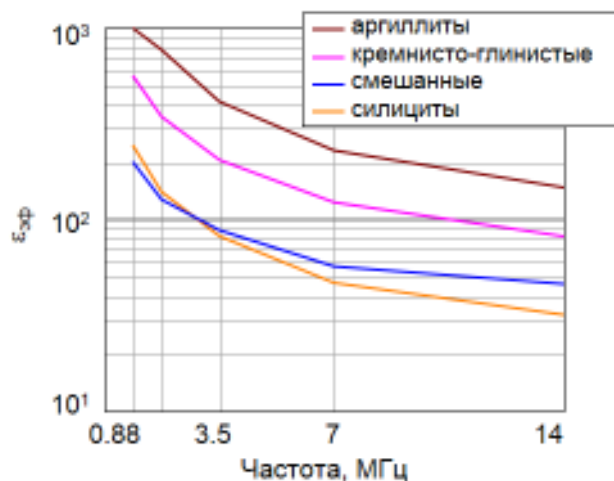


Рисунок 5.16 – Частотные зависимости $\epsilon_{эф}$, и их соответствие основным литотипам баженовских пород

Выводы и результаты

Количественная интерпретация данных скважинной электрометрии на основе численной инверсии с определением расширенного набора электрофизических параметров реалистичной модели осадочных отложений обеспечивает решение задач, невозможное при интерпретации по традиционным методикам.

При интерпретации данных БКЗ на интервале глинистых покрышек коллектора АС₄ со смешанным насыщением установлено увеличение коэффициента анизотропии с увеличением УЭС (нефте содержания) коллектора.

При совместной инверсии данных БКЗ и ВЭМКЗ в условиях тонких измененных проникновением бурового раствора прискважинных зон выявлены интервалы наличия окаймляющей зоны, наличие которой характерно для смешанного насыщения коллекторов, не нарушенного техногенным обводнением.

При численной инверсии данных БКЗ и ВЭМКЗ на базе двумерной модели определяются параметры пластов сравнимой с длинами зондов или меньшей толщиной.

При инверсии данных БКЗ на базе осесимметричной трансверсально-изотропной модели выявляется сильная электрическая анизотропия, а при инверсии данных ВЭМКЗ – частотная зависимость диэлектрической проницаемости пород баженовской свиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным результатом работы является создание и научное обоснование методических приемов анализа и совместной количественной интерпретации данных высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования и бокового каротажного зондирования, направленных на повышение достоверности, разрешающей способности и эффективности скважинной электрометрии в вертикальных и субгоризонтальных скважинах.

На базе предложенных способов обработки и количественной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа в вертикальных и наклонных скважинах решен комплекс первоочередных задач для развития электрокаротажных методов изучения осадочных отложений, в том числе электрически анизотропных и поляризующихся. Совместная численная инверсия данных высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования и бокового каротажного зондирования позволяет построить реалистичную геоэлектрическую модель терригенных разрезов, решая тем самым проблему кажущейся несогласованности поведения сигналов, обычную для традиционных методик. Применением при препроцессинге и инверсии данных скважинной электрометрии современных верифицированных алгоритмов расчета сигналов обеспечивается наиболее полный учет влияния как условий измерения в скважине, так и конструктивных особенностей аппаратуры, а следовательно повышается точность восстановления электрофизических параметров горных пород.

Обоснование применения быстрых программ решения прямых задач для градиент-зондов в вертикальных скважинах и для длинных зондов ВЭМКЗ в наклонных скважинах открывает возможности создания на основе имеющихся программных разработок автоматизированных систем количественной интерпретации и широкого их использования на практике. Внедрение таких систем вместе с разработанным методическим обеспечением позволит получить более достоверную информацию о пространственном распределении удельного электрического сопротивления тонкослоистых контрастных осадочных разрезов, чем применение палеточной интерпретации и тем более визуальной интерпретации диаграмм кажущегося сопротивления.

В вертикальных скважинах определение по кондиционным данным БКЗ анизотропии УЭС представляется выгодной альтернативой использованию сложных и дорогих зарубежных аппаратурных разработок и технологий. Выявление анизотропии по комплексу данных БКЗ и ВЭМКЗ с привлечением данных БК не требует сложных навыков и особенных затрат: измерение таким комплексом уже два десятилетия широко применяется на территории Западно-Сибирской НГП.

Хотя диэлектрическая проницаемость горных пород исследуется довольно давно, определение этого параметра проводится в основном на образцах, составленных из компонентов пород, и в меньшей степени на кернах. При этом часто сложно оценить влияние искажающих параметров измерительной установки. Оценка ДП по предлагаемой методике проводится по данным, измеренным, во-первых, в условиях естественного залегания пород, во-вторых, в существенно большем их объеме, а в-третьих, в большом количестве скважин. Поскольку полученные на частотах ВЭМКЗ значения ДП оказываются близкими к известным из публикаций результатам измерения на образцах, представляется перспективным их накопление и систематизация в соответствии с литологическими особенностями отложений.

Методика построения геоэлектрической модели отложений, вскрываемых сильно наклонными и субгоризонтальными скважинами, в том числе оценки анизотропии УЭС, приводит к пространственным распределениям УЭС, существенно отличающимся от установленных по традиционным методикам. В пользу предлагаемого подхода свидетельствует физически обоснованное вертикальное распределение УЭС (снижающееся от кровли к подошве), определяемое в нефтеводонасыщенном коллекторе, подстилаемом высокоомным пластом, притом что при традиционном подходе УЭС в коллекторе повышается с приближением к подошве. Сочетание при инверсии давно применяемого "оконного" подхода с предложенным, при котором на значительном протяжении скважины подбирается одна горизонтально-слоистая модель, представляется целесообразным для выделения областей латеральных изменений на фоне однородных горизонтальных напластований (например, зон обводнения или субвертикальных зон залеченных трещин).

Следует отметить, что повышение достоверности результатов с помощью предложенных методик основано на том, что с высокой точностью измеряются как обрабатываемые сигналы, так и параметры среды, в которой находится прибор (УЭС раствора, радиальные размеры сечения скважины), а также смещение прибора с оси скважины. Требование высокой точности измерения может не выполняться по следующим причинам: 1) не для всех приборов используется тестирование в объемной физической модели; 2) не всеми производственными компаниями своевременно выполняются регламентированные метрологические работы; 3) в некоторых случаях компании проводят "исправление" измеряемых сигналов без документации этого действия. Но, с другой стороны, проблема калибровки каротажных приборов неизбежно должна подниматься из-за усложнения геологического строения отложений, разрабатываемых в последние десятилетия: целевыми объектами для нефтяной промышленности становятся сложнопостроенные коллекторы небольшой толщины, с глинистыми и карбонатизированными прослоями, что

существенно изменяет распределение УЭС и приводит к усилению его анизотропии, а также с глинистой цементацией и пиритизацией, повышающими поляризуемость.

Остаются пока не исследованными вопросы построения оптимальной функции невязки и прореживания данных измерения при инверсии сигналов вдоль скважины, возможности оценки слабой анизотропии песчаных коллекторов при наличии измененных проникновением зон, инверсии ВЭМКЗ в субгоризонтальных скважинах с учетом как зенитного, так и азимутального угла. Высокая ресурсоемкость программного обеспечения не позволяет в настоящее время использовать при инверсии комплексирование данных ВЭМКЗ, БКЗ и БК в субгоризонтальных скважинах, что повышает требования к тщательности подбора разности фаз и отношения амплитуд длинных зондов ВЭМКЗ.

Несомненно, особый интерес представляет сравнение получаемых оценок анизотропии УЭС и ДП с результатами других методов исследования. Например, анизотропии УЭС с анизотропией тепловых свойств, исследуемой на интервале баженовских отложений. Или анализ анизотропии УЭС и оценок ДП по данным ВЭМКЗ из нескольких скважин, когда известны их относительное положение на месторождении, продуктивность, и доступны результаты исследования литологии и электрофизических свойств кернов.

СОКРАЩЕНИЯ И УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение и сокращение	Расшифровка и единица измерения
$\rho_{\kappa}^{\Delta\varphi}$	Трансформация разности фаз ВЭМКЗ в УЭС однородного пространства (Ом·м)
$\rho_{\kappa}^{A_2/A_1}$	Трансформация отношения амплитуд ВЭМКЗ в УЭС однородного пространства (Ом·м)
$\rho_{\kappa}^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$	Трансформация разности фаз и отношения амплитуд ВЭМКЗ в УЭС однородного пространства (Ом·м)
θ	Зенитный угол встречи скважины с геоэлектрической границей; при горизонтальном напластовании совпадает с зенитным углом, определяемым по данным инклинометрии (градус)
$\Delta\varphi$	Разность фаз э.д.с. в приемных катушках зонда ВЭМКЗ (град.)
ε_{κ}	Кажущаяся относительная диэлектрическая проницаемость – трансформация измеренного сигнала ВЭМКЗ в ОДП геоэлектрической модели, сигнал в которой равен измеренному; обычно для трансформации принимается базовой модель однородного пространства, но она может быть усложнена добавлением других объектов, например, скважины с раствором. Рассчитывается по разности фаз и отношению амплитуд вместе с трансформацией $\rho_{\kappa}^{\Delta\varphi, A_2/A_1}$
A_2/A_1	Отношение амплитуд э.д.с. в приемных катушках зонда ВЭМКЗ
БК	Боковой каротаж
БКЗ	Боковое каротажное зондирование
ВИКИЗ	Высокочастотное изопараметрическое каротажное индукционное зондирование. Первая модификация ВЭМКЗ с измерением разности фаз пятью зондами
ВЭМКЗ	Высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование с измерением девятью зондами разности фаз или разности фаз и отношения амплитуд
Геоэлектрическая модель	Аппроксимация электрических свойств осадочных отложений набором значений электрических параметров в совокупности с набором

	горизонтальных и цилиндрических границ; границы разделяют объекты с разными электрическими свойствами, представляющие собой геологические пласты и зоны их изменения в процессе вскрытия скважиной; как правило, значения параметров внутри объектов не изменяются
ГИС	Геофизические исследования в скважинах
ГК	Гамма-каротаж (интегральной гамма-активности)
ДП ОДП; ε	Диэлектрическая проницаемость Относительная диэлектрическая проницаемость
ЗП	Зона проникновения, формируемая в прискважинной области в результате проникновения пресного фильтрата глинистого бурового раствора: повышающая зона – ЗП, УЭС которой больше, чем в пласте; понижающая зона – ЗП, УЭС которой меньше, чем в пласте
Инверсия (численная инверсия, решение обратной задачи)	Преобразование измеренных сигналов в значения параметров выбранной геоэлектрической модели с помощью автоматизированного или ручного перебора значений параметров модели до достижения минимального или порогового значения отклонения синтетических сигналов от измеренных
Количественная интерпретация	Оценка параметров выбранной геоэлектрической модели решением обратной задачи с подбором измеренных в скважине характеристик электрического или электромагнитного поля; включает выбор стартовой модели: задание числа горизонтальных и/или цилиндрических границ и оценку стартовых значений их положения и наклона и электрофизических параметров разделяемых ими участков (в том числе, условий измерения: диаметр скважины, УЭС раствора, диаметр прибора и его смещение относительно оси скважины) и автоматизированную или ручную инверсию
КС; ρ_k	Кажущееся УЭС – трансформация измеренного сигнала в УЭС геоэлектрической модели, сигнал в которой равен измеренному; обычно для трансформации принимается базовой модель однородного пространства, но она может быть усложнена добавлением других объектов, например, скважины с раствором; может быть неоднозначной

	функцией для индукционных методов; по смыслу совпадает с сигналом в методе БКЗ и БК, в геологических статьях практически является синонимом сигнала градиент-зонда (Ом·м)
НК (НКт)	Нейтронный каротаж
ОВ	Органическое вещество
ОЗ	Окаймляющая зона, свойства которой определяются содержанием и минерализацией пластовой воды, сдвинутой фильтратом бурового раствора; находится между ЗП и неизменной проникновением частью пласта
ПС	Потенциал самополяризации
РК	Радиоактивный каротаж
РНО	Буровой раствор на нефтяной основе
Сигнал	Измеряемая прибором каротажа характеристика электрического или электромагнитного поля, несущая информацию о геоэлектрическом строении геологической среды, в том числе и преобразованные в аппаратуре в другой вид представления: – разность фаз и отношение амплитуд э.д.с. в приемных катушках для метода ВЭМКЗ; – нормированная на ток разность потенциалов – кажущееся сопротивление для методов БКЗ и БК
Скважина	Здесь элемент геоэлектрической модели: внутренняя цилиндрическая зона, заполненная буровым раствором
СКЛ	Название серии аппаратурных комплексов каротажа НПП ГА "Луч"
Субгоризонтальная скважина	Интервал скважины с зенитным углом более 80°
УВ	Углеводороды
УЭП; σ	Удельная электрическая проводимость (См/м)
УЭС; ρ	Удельное электрическое сопротивление (Ом·м)
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства коллектора
ЭМК	Электромагнитный каротаж, здесь ВЭМКЗ (ВИКИЗ)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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.

Аксельрод, С.М. Высокочастотные методы исследования скважин (индукционный и диэлектрический каротаж) / С.М. Аксельрод. – Госгеолтехиздат, М., 1962. – 34 с.

Аксельрод, С.М. Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по материалам зарубежной литературы) / С.М. Аксельрод // Каротажник. – 2012. – Вып. 219. – С. 70–84.

Аксельрод, С.М. Новые тенденции в диэлектрическом каротаже (по материалам зарубежной печати) / С.М. Аксельрод // Каротажник. – 2012. – № 4. – С. 78–112.

Аксельрод, С.М. Об интерпретации индукционного каротажа в анизотропных средах / С.М. Аксельрод // Разведочная геофизика. – 1968. – Вып. 29. – С. 109–112.

Александров, Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах / Б.Л. Александров. – М.: Недра, 1987. – 216 с.

Алексеев, А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме. Часть 2 / А.Д. Алексеев // ROGTEC Magazine. – 2013. – № 35. – С. 14–27.

Алексеев, А.Д. Природные резервуары нефти в отложениях баженовской свиты на западе Широкого Приобья : дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / А.Д. Алексеев. – М., 2009. – 185 с.

Альпин, Л.М. К теории электрического каротажа буровых скважин / Л.М. Альпин. – М., Л.: Гостопиздат, 1938. – 38 с.

Альпин, Л.М. Определение поперечного удельного сопротивления пластов по измерениям в скважине / Л.М. Альпин // Изв. вузов. Геология и разведка. – 1978. – № 4. – С. 81–95.

Альпин, Л.М. Палетки бокового каротажного зондирования (БКЗ) / Л.М. Альпин. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 45 с.

Альпин, Л.М. Сеточное моделирование каротажа сопротивлений / Л.М. Альпин // Прикладная геофизика. – Гостоптехиздат, 1953. – Вып. 10. – С. 48–73.

Альпин, Л.М. Теория полей, применяемых в разведочной геофизике / Л.М. Альпин, Д.С. Даев, А.Д. Каринский. – М.: Недра, 1985. – 406 с.

Анализ и инверсия каротажных диаграмм в системе МФС ВИКИЗ-98 / И.Н. Ельцов, М.И. Эпов, В.Н. Ульянов, М.Н. Никитенко, А.Ю. Соболев, А.М. Пестерев // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах: Материалы науч.-практ. конф. "Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин", 27–30 сентября 1999 г., Новосибирск. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГТМ, 1999. – С. 180–195.

Анализ и инверсия каротажных диаграмм в системе МФС ВИКИЗ-98 / И.Н. Ельцов, М.И. Эпов, В.Н. Ульянов, М.Н. Никитенко, А.Ю. Соболев, А.М. Пестерев // Каротажник. – 2000. – Вып. 74. – С. 70–84.

Антонов, Ю.Н. Диэлектрический индуктивный каротаж / Ю.Н. Антонов, А.А. Кауфман. – Новосибирск: Наука, 1971. – 140 с.

Антонов, Ю.Н. К теории высокочастотного электромагнитного каротажа скважин с радиально-неоднородной прискважинной зоной / Ю.Н. Антонов, В.Г. Бурков // Электромагнитные методы исследования скважин : Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск, Наука, 1979. – Вып. 442. – С. 59–66.

Антонов, Ю.Н. Моделирование зондов изопараметрического каротажного зондирования / Ю.Н. Антонов, В.С. Кривошук // Геология и геофизика. – 1981. – № 10. – С. 127–131.

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, № 9. – С. 4–20.

Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения / К.Н. Каюров, В.Н. Еремин, М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 112–115.

Аппаратурный комплекс СКЛ для каротажа в нефтегазовых скважинах и его интерпретационная база / К.Н. Каюров, В.Н. Еремин, А.Н. Петров, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, В.С. Аржанцев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 38–43.

Аржанцев, В.С. Чувствительность к геоэлектрическим параметрам и двумерная инверсия сигналов бокового каротажного зондирования / В.С. Аржанцев, К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев // Каротажник. – 2012. – Вып. 220. – С. 105–115.

Ахадов, Я.Ю. Диэлектрические свойства бинарных растворов / Я.Ю. Ахадов. – М.: Наука, 1977. – 400 с.

Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И.С. Афанасьев, Е.В. Гаврилова, Е.М. Бирун, Г.А. Калмыков, Н.С. Балущкина // Rogtec. Российские нефтегазовые технологии. – 2011. – № 25. – С. 26–37.

Балущкина, Н.С. Литофизическая типизация и нефтеносность пород баженовского горизонта в зоне сочленения Сургутского и Красноленинского сводов: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук : 25.00.12 / Н.С. Балущкина. – М., 2012. – 27 с.

Бедчер, А.З. Электрическая анизотропия глин и ее геологическое значение / А.З. Бедчер // Тр. Краснодар. фил. Всесоюз. нефтегазового науч.-исслед. ин-та КФ ВНИИ, М. – 1962. – Вып. 10. – С. 235–241.

Бобров, П.П. Влияние связанной воды на комплексную диэлектрическую проницаемость нефтеводонасыщенных песчано-глинистых пород / П.П. Бобров, А.С. Лапина, А.В. Репин // Каротажник. – 2013. – № 8. – С. 56–68.

Бобров, П.П. Спектры диэлектрической проницаемости нефтеводонасыщенных песчано-глинистых пород различного минералогического состава и релаксационные свойства воды в этих породах / П.П. Бобров, В.Л. Миронов, А.В. Репин // Геология и геофизика. – 2015. – № 7. – С. 1359–1368.

Боркун, Ф.Я. Геолого-геофизические поисковые критерии залежей нефти в баженовской и абалакской свитах Западной Сибири / Ф.Я. Боркун, Ю.А. Цимбалюк // Сб. тр. 2 Междунар. геолого-геофизическая конф. и выст "Тюмень–2009" (Тюмень, 2–5 марта, 2009). – С. 65–68.

Брылкин, Ю.Л. Методические указания по диэлектрическому индукционному методу для исследования скважин, бурящихся на нефть и газ / Брылкин Ю.Л., Дубман Л.И.. – Новосибирск: Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья, 1978. – 59 с.

Брылкин, Ю.Л. О диэлектрической проницаемости влажных песчаных пород / Ю.Л. Брылкин, Л.И. Дубман // Электромагнитные методы исследования скважин. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1979. – С. 233–242.

Брылкин, Ю.Л. О диэлектрической проницаемости горных пород осадочного происхождения / Ю.Л. Брылкин, Л.И. Дубман // Геология и геофизика. – 1972. – № 1. – С. 117–121.

Бурсиан, В.Р. Теория электромагнитных полей, применяемых в электроразведке / В.Р. Бурсиан. – Л.: Недра. – 1972. – 308 с.

Бурсиан, В.Р. Теория электромагнитных полей, применяемых в электроразведке. Ч. 1. Постоянные поля / В.Р. Бурсиан. – Л., М.: Гос. технико-теорет. изд-во, 1933. – 232 с.

Быстродействующие алгоритмы обработки данных электромагнитного каротажа нефтяных скважин / М.И. Эпов, И.Н. Ельцов, М.М. Лаврентьев, А.В. Авдеев, Н.И. Горбенко // Технологии ТЭК. – 2005. – № 2(21). – С. 99–105.

Вержбицкий, В.В. Влияние анизотропии проводимости на результаты электрического и электромагнитного каротажей в горизонтальных и наклонных скважинах / В.В. Вержбицкий, В.А. Пантюхин // Каротажник. – 2016. – № 9. – С. 94–108.

Геолого-геофизическая модель баженовской свиты на примере данных участка Салымского месторождения [Электронный ресурс] / М.А. Павлова, А.Д. Камкина, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских // Материалы VI Всеросс. шк.-семинара им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ–2013 / Росс. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – 4 с. – Режим доступа: http://emf.ru/ems2013/section4/Павлова_Камкина.pdf.

Глинских, В.Н. Двумерная реконструкция геоэлектрического изображения по данным высокочастотного электромагнитного каротажа / В.Н. Глинских, М.И. Эпов // Каротажник. – 2006. – Вып. 6 (147). – С. 58–68.

Глинских, В.Н. Линеаризованные решения двумерных прямой и обратной задач высокочастотного электромагнитного каротажа в проводящих средах с учетом токов смещения / В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 12. – С. 1942–1951.

Глинских, В.Н. Моделирование диаграмм электромагнитного каротажа на графических процессорах / В.Н. Глинских, М.И. Эпов, И.Б. Лабутич // Вычислительные технологии. – 2008. – Т. 13, № 6. – С. 50–60.

Глинских, В.Н. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа 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.

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.

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. – № 2. – С. 54–64.

Горбатенко, А.А. Особенности сигналов высокочастотного электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах / А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2014. – № 11 (245). – С. 42–55.

Горбатенко, А.А. Электромагнитные зондирования в субгоризонтальных скважинах: возможности геонавигации и численной инверсии / А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова // Геология и геофизика. – 2016. – № 7. – С. 1408–1417.

Горные породы в физических полях / Л.С. Чантуришвили, Т.Л. Челидзе, М.Л. Челишвили [и др.] – Тбилиси : Мецниереба, 1971. – 230 с.

Гришкевич, В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа / В.Ф. Гришкевич. – Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. – 116 с.

Губина, А.И. Влияние желобообразных образований на показания ГИС / А.И. Губина, Г.З. Гиниятов, И.Н. Жуланов // Геология нефти и газа. – 1997. – № 11. – С. 27–29.

Давыдова, О.П. Оценка деформаций глинистых пород в процессе разработки месторождений нефти и газа по данным ГИС и математического моделирования : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / О.П. Давыдова. – РГГУ им. И.М. Губкина, М., 2013. – 26 с.

Дахнов, В.Н. О влиянии глинистости на величину удельного электрического сопротивления и параметра пористости песчаных коллекторов / Дахнов В.Н. / В кн.: Применение методов промысловой геофизики при изучении газоносных коллекторов. – М., Гостоптехиздат, 1962. – С. 81–96.

Дахнов, В.Н. Промысловая геофизика. Методы промысловой геофизики, аппаратура и оборудование, электрические методы исследования скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1959. – 697 с.

Дахнов, В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин: Учебник для вузов / В.Н. Дахнов. – 12-е изд., перераб. – М.: Недра, 1981. – 344 с.

Дашевский, Ю.А. Исследование изотропных и анизотропных пластов на постоянном и переменном токе / Ю.А. Дашевский, М.И. Эпов // Методика и результаты комплексных геофизических исследований земной коры Сибири. Сб. науч. тр. – Новосибирск: Институт геологии и геофизики СО АН СССР. – 1981. – С. 131–137.

Дашевский, Ю.А. Квазитрехмерное математическое моделирование диаграмм неосесимметричных зондов постоянного тока в анизотропных разрезах / Ю.А. Дашевский, И.В. Суродина, М.И. Эпов // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2002. – Т. V, № 3(11). – С. 76–91.

Дашевский, Ю.А. Определение коэффициента анизотропии установками бокового каротажного зондирования / Ю.А. Дашевский, Л.А. Табаровский // Геология и геофизика. – 1987, – № 9. – С. 131–132.

Дебай, П. Полярные молекулы / П. Дебай. – М., Л. : Гос. науч.-техн. изд-во. – 1931. – 247 с.

Денисов, С.Б. Высокочастотные электромагнитные методы исследования нефтяных и газовых скважин / С.Б. Денисов. – М.: Недра, 1986. – 141 с.

Диэлектрическая релаксация в глинистых нефтесодержащих породах / М.И. Эпов, П.П. Бобров, В.Л. Миронов, А.В. Репин // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 9. – С. 1302–1309.

Добрынин, В.М. Петрофизика (Физика горных пород) / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.

Долматова, Л.А. Особенности гидрохимического режима Телецкого озера в период осеннего охлаждения / Л.А. Долматова // Мир науки, культуры, образования. – 2011. – № 6 (31). – С. 418–421.

Друскин, В.Л. Разработка методов интерпретации бокового каротажного зондирования в неоднородных осесимметричных средах : дис. ... канд. физ.-мат. наук : 01.04.12 / В.Л. Друскин. – М.. – 1984. – 121 с.

Духин, С.С. Диэлектрические явления и двойной слой в дисперсных системах и полиэлектролитах / С.С. Духин, В.Н. Шилов. – Киев: Наукова думка, 1972. – 206 с.

Ежова, А.В. Методика оценки нефтенасыщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты / А.В. Ежова // Изв. Томского политехнического ун-та. – 2006. – №6. – С. 23–26.

Екимова, О.А. Аппроксимация профилей удельного электрического сопротивления функциями вероятностей при инверсии данных высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования / Екимова О.А., Соболев А.Ю., Ельцов И.Н. // Каротажник. – 2008. – № 2. – С. 53–58.

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.

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.

Ельцов, И.Н. Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах / И.Н. Ельцов, Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров // Геология и геофизика. – 2011. – № 6. – С. 852–861.

Ельцов, Т.И. Зависимость электрофизических параметров горной породы от петрофизических характеристик по данным диэлектрической спектроскопии и индукционного каротажа : дис. ... канд. физ.-мат. наук : 25.00.10 / Т.И. Ельцов. – Новосибирск, 2015 – 98 с.

Ельцов, Т.И. Низкочастотные диэлектрические спектры пород, насыщенных водонефтяной смесью / Т.И. Ельцов, В.Н. Доровский, Д.Н. Гапеев // Геология и геофизика. – 2014. – № 8. – С. 1270–1281.

Еремин, В.Н. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения / В.Н. Еремин, Ю.М. Волканин, А.В. Тарасов // Каротажник. – 2013. – № 4 (вып. 226). – С. 62–69.

Еремин, В.Н. Прибор высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения / В.Н. Еремин // Геофизический вестник. – 2005. – № 1. – С. 12–17.

Жмаев, С.С. Статистический анализ характеристик зондов ВИКИЗ / С.С. Жмаев, А.Ю. Соболев // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах: Материалы науч.-практич. конф. "Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин", 27–30 сентября 1999 г., Новосибирск. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. НИЦ ОИГГМ, 1999. – С. 242–244.

Журавлев, В.П. Кривые сопротивления анизотропного пласта конечной мощности / В.П. Журавлев // Прикладная геофизика. – 1971. – № 64. – С. 194–197.

Журавлев, В.П. Определение удельного сопротивления анизотропных пластов / В.П. Журавлев // Прикладная геофизика. – 1968. – № 51. – С. 170–186.

Зайковский, Н.Я. Определение параметров анизотропного пласта по кривым БКЗ / Н.Я. Зайковский, Д.Е. Коваленко, А.Е. Куликович // Прикладная геофизика. – 1965. – № 46. – С. 213–217.

Занин, Ю.Н. Некоторые аспекты формирования баженовской свиты в центральных районах Западно-Сибирского осадочного бассейна / Ю.Н. Занин, А.Г. Замирайлова, В.Г. Эдер // Литосфера. – 2005. – № 4. – С. 118–135.

Занин, Ю.Н. Опыт изучения черносланцевой формации (баженовская свита Западно-Сибирского бассейна) / Ю.Н. Занин, А.Г. Замирайлова, В.Г. Эдер // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории: Материалы VII Всеросс. литологического совещ. (Новосибирск, 28–31 октября 2013 г.). Т. I. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. — С. 324–327.

Зонды постоянного тока для оценки электрической анизотропии низкоомных нефтесодержащих коллекторов / Ю.А. Дашевский, М.И. Эпов, А.А. Мартынов, И.В. Суродина, К.Н. Каюров, Ю.М. Волканин // Каротажник. – 2002. – № 98. – С. 101–110.

Зыкина, М.Г. Особенности кривых метода ВИКИЗ в горизонтальных скважинах [Электронный ресурс] / М.Г. Зыкина, В.Г. Мамяшев // Международная конференция геофизиков и геологов ЕАГО–SEG–AAPG "Тюмень–2007". – Тюмень, Россия, 3–7 декабря 2007 г. – CD-ROM. – 5 с.

Игнатов, В.С. Влияние эксцентриситета зонда на сигналы высокочастотного электромагнитного каротажа / В.С. Игнатов, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2009. – Вып. 182. – С. 101–110.

Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения / И.Н. Ельцов, Л.А. Назаров, Л.А. Назарова, Г.В. Нестерова, М.И. Эпов // Докл. РАН. – 2012. – Т. 445, № 6. – С. 677–680.

Интерпретация данных электрокаротажных зондирований в неокотских пластах-коллекторах Широтного Приобья / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.А. Павлова // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 21–28.

Интерпретация материалов геофизических исследований скважин нефтеносного разреза баженовской свиты: литотипы и их физические параметры / М.А. Павлова, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.А. Казаненков // Интерэкспо Гео-Сибирь–2012: Материалы VIII Междунар. конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых" (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г. – Новосибирск: СГГА, 2012. – Т. 1. – С. 127–131.

Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских // Каротажник. – 2016. – № 2. – С. 64–79.

Исследование диэлектрической проницаемости нефтесодержащих пород в диапазоне частот 0.05–16 ГГц / М.И. Эпов, В.Л. Миронов, П.П. Бобров, И.В. Савин, А.В. Репин // Геология и геофизика. – 2009. – № 5. – С. 613–618.

К обоснованию электрических фокусируемых каротажных зондирований / В.Х. Фролов, М.И. Эпов, В.С. Могилатов, Г.А. Борисов // Геология и геофизика. – 2006. – № 2. – С. 292–300.

Калмыков, Г.А. Закономерности изменения вещественного состава пород по разрезу баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода / Г.А. Калмыков, Н.С. Балущкина //

Материалы Российского совещ. с международным участием "Минеральные индикаторы литогенеза", Сыктывкар, 14–16 марта 2011г. – Сыктывкар: Геопринт, 2011. – С.183–184.

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.

Каринский, А.Д. Индуцированные заряды в микро и макроанизотропных средах и их влияние на электрическое поле в анизотропных пластах, пройденных скважиной / А.Д. Каринский // Геофизика. – 2010. – № 2. – С. 37–48.

Каринский, А.Д. Результаты 2D-моделирования для зондов электромагнитного и электрического каротажа при различной толщине прослоев в макроанизотропных пластах / А.Д. Каринский, Д.С. Даев // Геофизика. – 2011. – № 3. – С. 32–42.

Каринский, А.Д. Физические предпосылки измерения различных компонент поля в электромагнитном каротаже при изучении анизотропии пластов / А.Д. Каринский // Геофизика. – 2002. – № 4. – С. 15–23.

Каринский, А.Д. Электромагнитное поле в осесимметричных моделях макроанизотропной и микроанизотропной среды / А.Д. Каринский // Геофизика. – 2006. – № 6. – С. 23–28.

Кауркин, М.Д. Лабораторное моделирование дипольных зондов каротажа сопротивления и зондов электромагнитного каротажа с тороидальными антеннами : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.10 / М.Д. Кауркин. – РГГУ, М. – 2015. – 138 с.

Кауфман, А.А. Радиальные характеристики индукционных зондов, смещенных относительно оси скважины / А.А. Кауфман, А.М. Каганский, В.С. Кривоуцкий // Геология и геофизика. – 1974. – № 7. – С. 102–116.

Кашеваров, А.А. Гидродинамическая модель формирования зоны проникновения при бурении скважин / Кашеваров А.А., Ельцов И.Н., Эпов М.И. // ПМТФ. – 2003. – Т. 44, № 6. – С. 148–157.

Кашик, А.С. Анизотропия горных пород по их удельному электрическому сопротивлению / А.С. Кашик, М.К. Макарова // Изв. вузов. Геология и разведка. – 1970. – №7. – С. 107–110.

Кнеллер, Л.Е. К интерпретации материалов геофизических исследований горизонтальных скважин / Л.Е. Кнеллер, Я.С. Гайфулин, А.П. Потапов // Каротажник. – 2003. – Вып. 113. – С. 80–94.

Кобранова, В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова. – М. : Недра, 1986. – 391 с.

Козяр, В.Ф. Выделение проницаемых пород – коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний) / В.Ф. Козяр, Н.К. Глебочева, Н.Я. Медведев // Каротажник. – 1999. – Вып. 56. – С. 52–59.

Комаров, С.Г. Геофизические методы исследования скважин / С.Г. Комаров. – М.: Недра, 1973. – 368 с.

Комаров, С.Г. Каротаж по методу сопротивлений. Интерпретация / С.Г. Комаров. – Л.: Гос. науч.-технич. изд-во нефтяной и горно-топливной лит., 1950. – 229 с.

Конторович, А.Э. Геология нефти и газа: Избранные труды. Т. I. Геология нефти и газа Сибири / А.Э. Конторович. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2008. – 540 с.

Красносельских, А.А. Физическое моделирование зонда электромагнитного каротажа, предназначенного для определения коэффициента электрической анизотропии горных пород : дис. ... канд. физ.-мат. наук : 25.00.10 / А.А. Красносельских. – РГГУ, М. – 2016. – 112 с.

Кузьмичев, О.Б. Разработка теоретических основ трехкомпонентного электромагнитного каротажа анизотропных сред с произвольной ориентацией осей анизотропии : автореф. дис. ... канд. физ.-мат. наук / О.Б. Кузьмичев. – ВНИГИК, М., 1993 – 18 с.

Куликович, А.Е. Каротажный электроинтегратор ЭКСМ / А.Е. Куликович // Прикладная геофизика. – 1962. – Вып. 34. – С. 219–232.

Куликович, А.Е. Решение задачи теории электрического каротажа в случае смещения источников поля с оси скважины / А.Е. Куликович // Прикладная геофизика : М.: Гостоптехиздат. – 1962. – Вып. 32. – С. 122–131.

Куляпин, П.С. Использование статистического моделирования при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / П.С. Куляпин, Т.Ф. Соколова // Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 3. – С. 28–42.

Курочкина, Е.П. Электрический каротаж в многомасштабной среде с логарифмически-нормальной электропроводностью / Е.П. Курочкина, О.Н. Соболева, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2007. – № 10. – С. 1096–1104.

Левицкая, Ц.М. Влияние минерализации насыщающего раствора на диэлектрический спектр песчанников / Ц.М. Левицкая, И.И. Пальвелева, Р.Т. Демина // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли, 1990. – № 6. – С. 98–105.

Левицкая, Ц.М. Зависимость диэлектрической проницаемости доломитов от минерализации насыщающего раствора / Ц.М. Левицкая, Е.Н. Носова // Физика Земли. – 1986. – № 6. – С. 106–109.

Майкова, Е.И. Оценка характера проникновения фильтрата бурового раствора в скважинах, пробуренных на полимерных и глинистых растворах, для Самотлорского месторождения [Электронный ресурс] / Е.И. Майкова // Материалы докл. XV Международной конф. студентов, аспирантов и молодых ученых "Ломоносов" / Отв. ред. И.А. Алешковский, П.Н. Костылев. — М.: Изд-во МГУ; СП Мысль, 2008. – 1 с.

Мамяшев, Т.В. Кинетика диффузионных процессов в песчано-глинистых породах и влияние ее на изменение свойств прискважинной части пласта [Электронный ресурс] / Т.В. Мамяшев, В.Г. Мамяшев // Материалы докл. Всероссийской конф. "Геофизические исследования в

нефтегазовых скважинах – 2011", НПП ГА "Луч", г. Новосибирск, 7–10 ноября 2011 г.. – Режим доступа: <http://www.looch.ru/downloads/V.G.%20Mamyashev.pdf>.

Мартаков, С.В. Прямые двумерные задачи электромагнитного каротажа / С.В. Мартаков, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 2. – С. 249–254.

Мартаков, С.В. Синтетические диаграммы ВИКИЗ в трехмерных моделях: анализ и основные особенности / С.В. Мартаков, М.И. Эпов // Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа : Мат. науч.-практ. конф. – Новосибирск, НИЦ ОИГГиМ СО РАН. – 1998. – С. 19–23.

Меркулов, В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.

Могилатов, В.С. Импульсная геоэлектрика / В.С. Могилатов. – Новосибирск: Изд. НГУ, 2014. – 182 с.

Могилатов, В.С. Универсальное математическое обеспечение для индукционного каротажа / В.С. Могилатов, В.В. Потапов // Каротажник. – 2014. – № 12 (246). – С. 76–90.

Некоторые особенности интерпретации данных БКЗ в условиях высокоминерализованных промысловых жидкостей / О.Н. Кропотов, И.П. Бриченко, Е.В. Чаадаев, Л.И. Павлова // Геология нефти и газа. – 1981. – № 8. – С. 55–60.

Немова, В.Д. Литолого-геохимические исследования отложений баженовской свиты в свете проблематики ее разработки [Электронный ресурс] / В.Д. Немова, М.В. Дахнова, С.С. Гаврилов // Материалы 3-й междунар. науч.-практ. конф. "Тюмень–2013": Новые геотехнологии для старых провинций", г. Тюмень, 25–29 марта 2013 г. – Тюмень, 2013. – УЗ. – 4 с. – Режим доступа: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=67293>.

Нестеренко, Ю.М. Микротрещиноватость пород покрышек месторождений нефти и газа и переток воды через них Южного Предуралья / Ю.М. Нестеренко, А.В. Глянцев // Горное Эхо. Вестник Горного ин-та. – 2005. – № 2. – С. 32–34.

Нестеров, И.И. Баженовская свита – губка с нефтью [Электронный ресурс] / И.И. Нестеров. – 24/11/2009. – Режим доступа: <http://www.mygeos.com/2009/11/24/bazhenovska-svita—gubka-s-neftyu>.

Нестерова, Г.В. Моделирование проникновения сильнопроводящего бурового раствора в пласт / Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров, И.Н. Ельцов // Каротажник. – 2008. – № 9 (174). – С. 45–60.

Нечаев, О.В. Использование модифицированного алгоритма DIRECT для решения обратной задачи БКЗ [Электронное издание] / О.В. Нечаев, М.И. Эпов // Материалы VI Всеросс. shk.-семинара им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ-2013 / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2013. – Режим доступа: <http://emf.ru/ems2013/section1/Нечаев.pdf>.

Никитенко, М.Н. Измерение относительной амплитуды магнитного поля зонами ВИКИЗ / М.Н. Никитенко, М.И. Эпов // Каротажник. – 2008. – № 9 (174). – С. 21–35.

Николаева, Е.В. Особенности геологического строения продуктивных объектов пластов ЮС2 и АС4–12 Сургутского района в связи с их разведкой и доразведкой : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / Е.В. Николаева. – Новосибирск, 1993. – 17 с.

Новая высокопроизводительная программная система для комплексной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа / А. Авдеев, Н. Горбенко, В. Ефимов, М. Лаврентьев, В. Пирогов, Н., Шустров А. Власов, О. Екимова, И.Н. Ельцов, А.Ю. Соболев // Бурение и нефть. – 2006. – № 9. – С. 22–23.

Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro / М.И. Эпов, К.Н. Каюров, И.Н. Ельцов, А.Н. Петров, К.В. Сухорукова, А.Ю. Соболев, А.А. Власов // Бурение и нефть. – 2010 – № 2. – С. 16–19.

Оперативная обработка и интерпретация данных электромагнитного каротажа на разных этапах строительства нефтегазовой скважины [Электронный ресурс] / М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин // Материалы 4-ой международной науч.-практ. конф. "Тюмень-2015": Глубокие горизонты науки и недр, г. Тюмень, 23-27 марта 2015 г.. – Тюмень, 2015. – Р06. – 4 с. – CD-ROM

Орловская, Н.В. Моделирование электромагнитных полей в среде с анизотропной электропроводностью / Н.В. Орловская, Э.П. Шурина, М.И. Эпов // Вычислительные технологии. – 2006. – Т. 11, № 3. – С. 99–116.

Осипов, В.И. Глинистые покрывки нефтяных и газовых месторождений / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, В.В. Еремеев. – М.: Наука, 2001. – 238 с.

Осипов, В.И. Микроструктура глинистых пород / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, Н.А. Румянцев. – М.: Недра, 1989. – 211 с.

Особенности высокочастотных индукционных зондирований в скважинах с горизонтальным завершением / М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, Ю.Н. Антонов // Геология и геофизика. – 1998. – № 5. – С. 649–656.

Особенности количественной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа / К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, О.В. Нечаев, И.В. Суродина // Четвертая науч.-практич. конф. "Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности": сб. докл. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2017. – С. 111–120.

От количества – к качеству // Нефтесервис. – 2014. – № 03. – С. 15–20.

Парселл, Э. Электричество и магнетизм. Берклевский курс физики. Т. 2 / Э. Парселл. – М.: Наука, 1983. – 416 с.

Парубенко, И.В. Геофизические признаки нефтеносности баженовской свиты / И.В. Парубенко // Проблемы геологии и освоения недр: тр. XVIII Международного симп. им. акад. М. А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7–11 апреля 2014 г. в 2 т. / под ред. А.Ю. Дмитриева. — Т. 1. — С. 414–416.

Петров, А.М. Геоэлектрическая модель отложений баженовской свиты по данным бокового и электромагнитного каротажных зондирований [Электронный ресурс] / А.М. Петров, К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев // EAGE/SPE Workshop on Shale Science, Session: Prospecting technologies (Moscow, 10–11 April 2017). – 2017. – Pap. M12. – 5 p. – DOI: 10.3997/2214-4609.201700181. – Режим доступа: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=87776>.

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 // Интерэкспо ГЕО-Сибирь–2016. XII Междунар. науч. конгр., 18–22 апреля 2016 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": сб. материалов в 4 т. Т. 1. – Новосибирск : СГУГиТ, 2016. – С. 229–233.

Пирсон, С.Д. Справочник по интерпретации данных каротажа / С.Д. Пирсон. – М: Недра, 1966 г. – 416 с.

Пирсон, С.Д. Учение о нефтяном пласте : Второе изд. Пер. с англ. / С.Д. Пирсон. – М: Гос. науч.-техническое изд-во нефтяной и горно-топливной литературы. – 1961. – 570 с.

Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект / Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов, В.С. Сафонов [и др.]; Науч. ред. акад. А. А. Трофимук. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 252 с.

Прозорович, Г.Э. Покрышки нефти и газа / Г.Э. Прозорович // Труды ЗапСибНИГНИ. – М.: Недра. – 1972. – Вып. 49. – С. 119.

Пузанов, М.В. Моделирование нестационарного электромагнитного поля методом векторных конечных элементов с использованием декомпозиции области / М.В. Пузанов, Э.П. Шурина, М.И. Эпов // Вычислительные технологии. – 2006. – № 6. – С. 104–117.

Результаты численного моделирования сигналов бокового каротажного зондирования автономной аппаратуры СКЛ / К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, И.В. Суродина, О.В. Нечаев // Каротажник. – 2015. – № 11. – С. 51–58.

Репин, А.В. Диэлектрическая проницаемость нефтеводонасыщенных кернов баженовской свиты / А.В. Репин, П.П. Бобров, Н.А. Голиков // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири: Материалы Всеросс. науч. конф. молодых ученых и студентов, посвящ. 80-летию акад. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2014. – 2014. – С. 228–231.

Репин, А.В. Методы измерения диэлектрической проницаемости различных форм почвенной влаги и нефтесодержащих пород : автореф. дис.... канд. физ.-мат. наук : 01.04.01 / А.В. Репин. – Омск, 2010. – 22 с.

Репин, А.В. Электрофизические характеристики полностью насыщенных твердых песчанников в диапазоне частот от 100 кГц до 100 МГц / А.В. Репин, П.П. Бобров // VII Сиб. науч.-практич. конф. молодых ученых по наукам о Земле (17-21 ноября 2014) : материалы конф., Новосибирск, 2014. – С. 393–394.

Родионова, О.В. Метод измерения комплексной диэлектрической проницаемости почвогрунтов в широкой полосе частот : Дисс ... канд. физ.-мат. наук / О.В. Родионова. – Омский гос. пед. университет. – 2016. – 136 с.

Рытов, С.М. Электромагнитные свойства мелкослоистой среды / С.М. Рытов // ЖЭТФ. – 1955. – Т. 29, вып. 5. – С. 605–616.

Сигналы ВЭМКЗ и БКЗ в наклонно-горизонтальных скважинах [Электронный ресурс] / К.В. Сухорукова, В.С. Аржанцев, М.Н. Никитенко, И.В. Суродин // Геофизические исследования в скважинах–2011. Новосибирск, НПП ГА "Луч", 8–10 ноября 2011. – Презентация. – 2011. – Режим доступа: <http://www.looch.ru/downloads/K.V.Suhorukova.pdf>.

Сигналы электрического и электромагнитного каротажа в наклонной скважине по данным численного моделирования / Сухорукова К.В., Копытов Е.В., Аржанцев В.С., Горбатенко А.А. // Каротажник. – 2016. – № 12. – С. 87–97.

Сигналы электромагнитного каротажа в процессе бурения и их численная инверсия / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, В.Н. Еремин, А.А. Горбатенко, М.А. Павлова // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 3. – С. 49–55.

Сидорчук, А.И. Влияние структурных особенностей горных пород на кривые боковых электрических зондирований / А.И. Сидорчук // Труды МИНХ и ГП. – 1975. – Вып. 115. – С. 232–238.

Сидорчук, А.И. Оценка влияния анизотропии на кривые КС в многослойных средах / А.И. Сидорчук, Е.В. Чадаев // Геология и геофизика. – 1972. – № 11. – С. 86–94.

Сидорчук, А.И. Электрокаротаж в анизотропной среде с неоднородной зоной проникновения / А.И. Сидорчук // Изв. АН СССР. Физ. Земли. – 1971. – № 6. – С. 41–47.

Система компьютерной обработки и интерпретации данных ВИКИЗ, полученных при каротаже вертикальных и горизонтальных скважин / М.И. Эпов, И.Н. Ельцов, В.С. Могилатов, К.В. Сухорукова, С.В. Мартаков, М.Н. Никитенко, А.Б. Черяука, Е.Ю. Антонов, А.Ю. Соболев, В.Н. Ульянов // Всеросс. науч.-практ. конф. "Пути повышения эффективности геологической интерпретации геофизических исследований скважин при разведке, эксплуатации и подсчете запасов месторождений нефти и газа Западной Сибири": Тез. докл. – Тюмень, 1997. – С. 4–5.

Скважинная геоэлектрика нефтегазовых пластов, разбуриваемых на репрессии давления в неравнокомпонентном поле напряжений / И.Н. Ельцов, Л.А. Назарова, Л.А. Назаров, Г.В. Нестерова, А.Ю. Соболев, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 978–990.

Соколов, В.Н. Глинистые породы и их свойства / В.Н. Соколов // Соросовский Образовательный Журнал. – 2000. – № 9. – С. 59–65.

Соколов, В.Н. Микромир глинистых пород / В.Н. Соколов // Соросовский Образовательный Журнал. – 1996. – № 3. – С. 56–64.

Суродина, И.В. 3D моделирование гармонических электромагнитных полей для задач каротажа в наклонно-горизонтальных скважинах / И.В. Суродина, М.И. Эпов, С.В. Мартаков // Междунар. конф. по вычислительной математике МКВМ-2004, 21–25 июня 2004 г. Академгородок, Новосибирск : Тр. конф., ч. 2. – 2004. – С. 699–703.

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.

Суродина, И.В. Моделирование диаграмм БКЗ в скважинах с биополимерным раствором / И.В. Суродина // Интерэкспо Гео-Сибирь–2012: VIII Междунар. конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых" (Новосибирск, 10–20 апреля 2012 г.). – Новосибирск: СГГА, 2012. – Т. 1. – С. 220–224.

Суродина, И.В. Моделирование диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажа зондирования в скважинах с высокопроводящим раствором / И.В. Суродина, М.И. Эпов // Каротажник. – 2013. – № 5. – С. 60–75.

Суродина, И.В. Разработка параллельных алгоритмов для решения задач каротажа на графических процессорах / И.В. Суродина, И.Б. Лабути // Параллельные вычислительные технологии (ПаВТ'2012): Тр. междунар. науч. конф. (Новосибирск, 26–30 марта 2012 г.). – 2012. – С. 690–697.

Суродина, И.В. Синтетические диаграммы бокового каротажного зондирования в скважинах со сложной траекторией, заполненных биополимерным раствором / И.В. Суродина, М.И. Эпов // Каротажник. – 2016. – № 8. – С. 59–69.

Сухорукова, К.В. Диаграммы ВИКИЗ, осложненные высокочастотными колебаниями: практический материал и результаты моделирования / К.В. Сухорукова, И.Н. Ельцов // Сб. материалов V междунар. научн. конгр. "ГЕО-Сибирь–2009", 20–24 апреля 2009 г., Новосибирск. – Новосибирск, СГГА, 2009. – С. 87–92.

Сухорукова, К.В. Диэлектрическая проницаемость терригенных пород Западной Сибири по данным высокочастотного электромагнитного каротажа [Электронный ресурс] / К.В. Сухорукова, М.И. Эпов, М.Н. Никитенко // Материалы VI Всеросс. шк.-семинара им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна

по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ–2013 / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Режим доступа: http://emf.ru/ems2013/section4/Сухорукова_Эпов_Никитенко.pdf.

Сухорукова, К.В. Интерпретация диаграмм ВИКИЗ, осложненных высокочастотными колебаниями [Электронный ресурс] / К.В. Сухорукова, И.Н. Ельцов // Междунар. конф. геофизиков и геологов "Тюмень–2009", 2–5 марта 2009, Тюмень, Россия. – Тюмень, 2009. – CD-ROM. – 4 с.

Сухорукова, К.В. Особенности трансформации сигналов электромагнитного каротажа в кажущуюся диэлектрическую проницаемость / К.В. Сухорукова, Д.А. Литвиченко // Каротажник. – 2017. – № 6. – С. 51–64.

Сухорукова, К.В. Сигналы бокового каротажного зондирования в анизотропных отложениях по результатам численного моделирования / К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь–2013. IX Междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 15–26 апреля 2013 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": Сб. материалов в 3 т. – Новосибирск: СГГА, 2013. – Т. 2. – С. 102–107.

Сухорукова, К.В. Численная инверсия данных электрокаротажа в интервалах анизотропных глинистых отложений / К.В. Сухорукова, А.М. Петров, О.В. Нечаев // Каротажник. – 2017. – № 4. – С. 34–48.

Сухорукова, К.В. Численная инверсия сигналов бокового каротажного зондирования на основе двумерной анизотропной модели / К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, А.М. Петров // Интерэкспо ГЕО-Сибирь–2015. XI Междунар. науч. конгр., 13–25 апреля 2015 г., Новосибирск : Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология": сб. материалов в 3 т. – Новосибирск: СГУГиТ, 2015. – Т. 2. – С. 259–263.

Сухорукова, К.В. Численный анализ измерений ВИКИЗ и ВЭМКЗ на Телецком озере / К.В. Сухорукова, А.Н. Петров, М.Н. Никитенко // Каротажник. – 2007. – № 5. – С. 30–38.

Сухорукова, К.В. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в анизотропных средах по результатам численного моделирования [Электронный ресурс] / К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, М.Н. Глущенко // Материалы VI Всеросс. шк.-сем. им. М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли – ЭМЗ–2013 / Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. – Режим доступа: http://emf.ru/ems2013/section4/Сухорукова_Нечаев_Глущенко.pdf.

Табаровский, Л.А. Боковое каротажное зондирование в наклонных скважинах / Л.А. Табаровский, Ю.А. Дашевский // Электромагнитные методы исследования скважин. – Новосибирск: Наука. 1979. – С. 67–129.

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.

Табаровский, Л.А. Магнитоэлектрический каротаж / Л.А. Табаровский, Ю.А. Дашевский // Геология и геофизика. – 1979. – № 4. – С. 94–105.

Табаровский, Л.А. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов / Л.А. Табаровский, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2006. – № 5. – С. 568–578.

Табаровский, Л.А. Применение метода интегральных уравнений в задачах геоэлектрики / Л.А. Табаровский. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1975. – 139 с.

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. 70–79.

Табаровский, Л.А. Решение обратной задачи ВИКИЗ для цилиндрически-слоистой среды / Л.А. Табаровский, М.И. Эпов, М.Н. Никитенко. – 17 с. – Деп. ВИНТИ 30.01.89, № 1164-B89.

Табаровский, Л.А. Способ электрического каротажа : Авторское свидетельство №693314 (СССР). Бюлл. изобретений № 39 / Л.А. Табаровский, Ю.А. Дашевский. – 1979. – 4 с.

Табаровский, Л.А. Электромагнитные поля гармонических источников в слоисто-анизотропных средах / Л.А. Табаровский, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 1977. – № 1. – С. 101–109.

Талалов, А.Д. О структурном механизме частотной дисперсии электрических свойств гетерогенных горных пород / А.Д. Талалов, Д.С. Даев // Физика Земли. – 1996. – № 8. – С.56–66.

Тарасова, Е.В. Особенности распределения поровых давлений в битуминозных аргиллитах баженовской свиты (верхнеюрские отложения, пласт ЮС0) на Ай-Пимском месторождении / Е.В. Тарасова, С.Н. Чебанов, Ф.Р. Яхшибеков // Каротажник. – 2012. – № 10. – С. 41–53.

Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. – Новосибирск: НИЦ ОИГТМ СО РАН, Изд-во СО РАН. – 2000. – 121 с.

Трофимук, А.А. Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти / А.А. Трофимук, Ю.Н. Карогодин // Геология нефти и газа. – 1981. – №4. – С.29–33.

Тюркишер, Р.И. Электрокаротаж в анизотропной среде / Р.И. Тюркишер // Известия АН СССР. Серия географическая и геофизическая. – 1945. – Т. IX, № 3. – С. 279–287.

Фациальные типы глинистых пород (и их первичные лито-логические особенности) / М.Ф. Викулова, Ю.К. Бурков, А.В. Македонов, Н.Я. Тихомирова, А.И. Осипова, А.П. Феофилова, Г.В. Кулакова, Н.Н. Земова. – Л.: Недра, 1973. – 288 с.

Фок, В.А. Теория определения сопротивлений горных пород по способу каротажа / В.А. Фок / вступ. ст. проф. В.Р. Бурсиана. – Л.: Техтеоретиздат. — 1933. – 60 с.

Химмельблау, Д. Прикладное нелинейное программирование / Д. Химмельблау. – М.: Мир, 1975. – 536 с.

Чаадаев, Е.В. Развитие теории и методики интерпретации данных электрического и индукционного каротажа : автореф. дис. ... д. техн. наук / Е.В. Чаадаев. – Тверь, ВНИИГИС. – 1991. – 32 с.

Челидзе, Т.Л. Электрическая спектроскопия гетерогенных систем / Т.Л. Челидзе, Л.И. Дервянко, О.Д. Куриленко. – Киев: Наукова думка, 1977. – 252 с.

Чен, К.Ч. Устройство и способ для учета влияния эксцентриситета скважины : Пат. RU 2 347 243 С2 / К.Ч. Чен, Х. Ванг. – Оpubл. 20.02.2009. – Бюл. 5. – 21 с.

Черняк, Г.Я. Диэлектрические методы исследования внешних грунтов / Г.Я. Черняк. – Недра, М., 1964. – 128 с.

Черяука, А.Б. Многомерная обратная задача ВИКИЗ и реконструкция электро-магнитного изображения / А.Б. Черяука, М.И. Эпов // Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа: материалы науч.-практ. конф. – Новосибирск: НИЦ ОИГГиМ СО РАН. – 1998. – С. 30–32.

Черяука, А.Б. Применение метода интегральных уравнений в высокочастотном электромагнитном каротаже скважин / А.Б. Черяука, М.И. Эпов // Тр. Третьего Сиб. Конгр. по Прикладной и Индустриальной математике (ИНПРИМ-98), Изд. ИМ СО РАН. – Новосибирск. – 1998.

Численная интерпретация данных комплекса методов скважинной электрометрии в высокоомных отложениях бажендовской свиты / К.В. Сухорукова, В.Н. Глинских, О.В. Нечаев, М.Н. Никитенко, М.А. Павлова, И.В. Суродина, М.И. Эпов // Материалы 4-ой междунар. науч.-практ. конф. "Тюмень–2015": Глубокие горизонты науки и недр, г. Тюмень, 23–27 марта 2015 г. [Электронный ресурс]. – Тюмень, 2015. – CD-ROM, UR03. – 4 с.

Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2014. – № 11. – С. 29–42.

Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовых скважин / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко, В.Н. Еремин // Геология и геофизика. – 2015. – № 8. – С. 1520–1529.

Шелухин, В.В. Динамика прискважинной зоны во время бурения пороупругого пласта / В.В. Шелухин, И.Н. Ельцов // Геофизический журнал. – 2012. – № 4. – С. 265–272.

Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования / М.И. Эпов, И.Н. Ельцов, А.А. Кашеваров, А.Ю. Соболев, В.Н. Ульянов // Геология и геофизика. – 2004. – № 8. – С. 1033–1044.

Эйдман, И.Е. Виды песчаных коллекторов палеозоя Нижнего Поволжья / И.Е. Эйдман // Тр. НВНИИГГ, Саратов. – 1966. – Вып.22. – 99 с.

Эпов, М.И. Алгоритм инверсии диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажа при описании электропроводности среды непрерывными функциями / М.И. Эпов, В.Н. Глинских // Технологии ТЭК. – 2006. – № 1. – С. 24–28.

Эпов, М.И. Анализ глубинности ВИКИЗ на основе двумерного моделирования / М.И. Эпов, С.В. Мартаков // Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа: Материалы науч.-практ. конф. – Новосибирск: НИЦ ОИГГиМ СО РАН, 1998. – С. 32–34.

Эпов, М.И. Исследование возможностей индукционных фокусирующих систем каротажа при изучении анизотропных пластов : дис. ... канд. физ.-мат. наук / М.И. Эпов. – Новосибирск, 1978. – 155 с.

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. – № 6. – С. 84–100.

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. – № 11. – С. 134–140.

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.

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. – № 9. – С. 989–995.

Эпов, М.И. Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко // Геология и геофизика. – 1993. – № 2. – С. 124–130.

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. НАН Украины. Киев. – 2012. – № 4. – С. 5–15.

Эпов, М.И. Электромагнитное поле горизонтального магнитного диполя в горизонтально-слоистой анизотропной среде с двумя плоскими границами / М.И. Эпов // Электромагнитные методы исследования скважин: Тр. ИГиГ СО АН СССР. – Новосибирск: Наука, 1979. – Вып. 442. – С. 129–141.

Эпов, М.И. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия / М.И. Эпов, В.Н. Глинских. – Новосибирск: Академическое изд-во Гео. – 2005. – 98 с.

Яновская, Т.Б. Обратные задачи геофизики / Т.Б. Яновская, Л.Н. Порохова. – Санкт-Петербургский государственный университет, СПб., 2004. – 217 с.

3D Reservoir Characterization and Well Placement Scenarios Using LWD Directional EM Measurements / D. Omeragic, T. Habashy, J.-H. Chen [et al.] // *Petrophysics*. – 2009. – № 5. – P. 396–414.

A Deep-Resistivity Logging-While-Drilling Device for Proactive Geosteering / J. Seydoux, J. Tabanou, L. Ortenzi, J.M. Denichou, Y. De Laet, D. Omeragic, M. Iversen, M. Fejerskov // *The Leading Edge*. June 2004. – Vol. 23(6). – 10 p.

A Modern Microwave Formation Evaluation Sensor and its Applications in Reservoir Evaluation [Electronic resource] / M. Bittar, J. Li, J. Kainer [et al.] // *SPWLA 51th Annual Logging Symposium*, June 19–23, 2010. – CD-ROM. – Pap. B. – 10 p.

A new multi-frequency triaxial array induction tool for enhancing evaluation of anisotropic formations and its field testing [Electronic resource] / J. Hou, L. Sanmartin, D. Wu, D. Torres, T. Celepcikay // *SPWLA 54th Annual Logging Symposium*, June 22–26, 2013. – CD-ROM. – Pap. CCC. – 17 p.

Allen, D. Invasion Revisited [Electronic resource] / D. Allen, F. Auzeais, E. Dussan, P. Goode [et al.] // *Oilfield Review*. – Jul. 1991. – P. 10–23.

Allen, D.F. Resistivity profiling with a multifrequency induction sonde [Electronic resource] / D.F. Allen, S.J. Jacobsen // *SPWLA 28 Annual Logging Symposium*, June 29–July 2, 1987. – CD-ROM. – Pap. F. – 25 p.

Analysis and correction of borehole effect on the responses of multi-component induction logging tools / X. Sun, Z. Nie, A. Li, X. Luo // *PIER*. – 2008. – Vol. 85. – P. 211–226.

Anderson, B. Effects of Dipping Beds on the Response of Induction Tools / B. Anderson, K.A. Safinya, T. Habashy // *SPE Formation Evaluation*. – 1988. – Vol. 3. – P. 29–36.

Anderson, B. Strange Induction Logs – A Catalog of Environmental Effects / B. Anderson, T.D. Barber // *The Log Analyst*. – 1988. – Vol. 29. – P. 229–243.

Anderson, B. The interpretation and inversion of fully triaxial induction data: a sensitivity study [Electronic resource] / B. Anderson, T. Barber, T. Habashy // *SPWLA 43rd Annual Logging Symposium*, June 2–5, 2002. – CD-ROM. – Pap. O. – 14 p.

Anderson, B. The Response of Induction Tools to Dipping, Anisotropic Formations [Electronic resource] / B. Anderson, T. Barber, M. Luling // *SPWLA 36th Annual Logging Symposium*, June 26–29, 1995. – CD-ROM. – Pap. D. – 12 p.

Anderson, B.I. Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response / B.I. Anderson. – Delft University Press, The Netherlands. – 2001. – 378 p.

Applications of a multi-frequency dielectric measurement in the cretaceous carbonates of the Middle East [Electronic resource] / J. Brahmakulam, O. Faivre, M. Ishibashi [et al.] // SPWLA-INDIA 3rd Annual Logging Symposium, Nov 25–26, 2011. – CD-ROM. – 11 p.

Arps, J.J. Inductive resistivity guard logging apparatus including toroidal coils mounted on a conductive stem : US Patent No. 3,305,771 / J.J. Arps. – February 21, 1967. – 5 p.

Auty, R.P. Dielectric properties of ice and solid D₂O / R.P. Auty, R.H. Cole // J.Chem.Phys. – 1952. – V. 20 (8). – P. 1309–1314.

Avdeev, D.B. Three-dimensional electromagnetic modelling and inversion from theory to application / D.B. Avdeev // Surveys in Geophysics. – 2005. – V. 26. – P. 767–799.

Bala, M. Evaluating Electrical Anisotropy Parameters in Miocene Formations in the Cierpisz Deposit / M. Bala, A. Cichy // Acta Geophysica (Institute of Geophysics, Polish Academy of Sciences). – 2015. – Vol. 63, № 5. – P. 1296–1315.

Bala, M. Evaluation of Electric Parameters of Anisotropic Sandy-Shaly Miocene Formations on the Basis of Resistivity Logs / M. Bala // Acta Geophysica (Institute of Geophysics, Polish Academy of Sciences). – 2011. – Vol. 59, № 5. – P. 954–966.

Barber, T.D. An analytic method for producing multi-array induction logs that are free of dip effect / T.D. Barber, G.N. Minerbo // SPE Reservoir Evaluation and Engineering 6(5), 2003. – Pap. SPE 86914. – P. 342–350.

Barber, T.D. Correcting the induction log for dip effect / T.D. Barber, A.Q. Howard // SPE Annual Technical Conference and Exhibition (San Antonio 8–11 October, 1989). – 1989. – P. 371–380.

Barber, T.D. Method and system for indicating anisotropic resistivity in an earth formation : United States Patent US 7,027,967 B1. – Date of Patent: Apr. 11, 2006. – 28 p.

Beard, D.R. A New, Fully Digital, Full-Spectrum Induction Device for Determining Accurate Resistivity with Enhanced Diagnostics and Data Integrity Verification [Electronic resource] / D.R. Beard, Q. Zhou, E.L. Bigelow // SPWLA 37th Annual Logging Symposium, June 16–19, 1996. – CD-ROM. – Pap. B – 14 p.

Bed-Boundary Effect Removal to Aid Formation Resistivity Interpretation from LWD Propagation Measurements at All Dip Angles [Electronic resource] / J. Yang, D. Omeragic, C. Liu, Q. Li, J. Smits, M. Wilson // SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26–29, 2005. – CD-ROM. – Pap. F. – 13 p.

Besson, C.M. Environmental effects on deep electromagnetic logging tools [Electronic resource] / C.M. Besson, M. Blenkinsop, J.C. Trouiller // SPWLA 27th Annual Logging Symposium (Houston, USA, June 9–13, 1986). – Houston, 1986. – CD-ROM. – Pap. AA – 23 p.

Bittar, M.S. Electromagnetic wave resistivity tool having a tilted antenna for determining properties of earth formations. Patent US 7948238 B2 / M.S. Bittar. – Publication date: May 24, 2011. – 20 p.

Bona, N. Electrical Measurements in the 100 Hz to 10 GHz Frequency Range for Efficient Rock Wettability Determination / N. Bona, E. Rossi, S. Capaccioli // SPE Journal. – 2001. – Vol. 1. Iss. 1. – P. 80–86.

Borehole Imaging Tools – Principles and Applications / Ph. Gaillot, T. Brewer, Ph. Pezard, En-C. Yeh // Scientific Drilling. – September 2007. – №. 5. – P. 1–4.

Broussard, S. The Annulus Effect / S. Broussard // Oilfield Review. – 1989. – Vol.37, No.1. – P. 41–47.

Campbell, W.M. Displacement Logging – A New Exploratory Tool / W.M. Campbell, J.L. Martin // Petroleum Transactions, AIME, 1955. – Vol. 204. – P. 233–239.

Characterization of rock wettability through dielectric measurements / N. Bona, E. Rossi, C. Venturini, S. Capaccioli [et al.] // Revue de l'Institut Français du Pétrole. – 1998. – V. 53 (6). – P. 771–783.

Chelidze, T.L. Electrical spectroscopy of porous rocks: a review – I. Theoretical models / T.L. Chelidze, Y. Gueguen // Geophys. J. Int. – 1999. – Vol. 137. – P. 1–15.

Cheryauka, A.B. High-frequency electromagnetic soundings for bore-holes with horizontal completion / A.B. Cheryauka, M.I., Epov M.N. Nikitenko // 58th EAGE Conf. and Techn. Exhib. (Amsterdam, 3–7 June, 1996): Extend. Abstr. Book. Vol. 1. – Zeist. – 1996. – P. P170.

Cole, K.S. Dispersion and Absorption in Dielectrics. 1. Alternating Current Characteristics / K.S. Cole, R.H. Cole // Journal of chemical physics. – April 1941. – Vol. 9. – 341–351 p.

Dautel, M. Locating Bypassed Reserves in Geologically Complex Mature Field Environments / M. Dautel, J. Pitcher, M. Bittar // Reservoir Innovations. Halliburton. – 2014. – Vol. 3, No. 2. – P. 26–29.

Davydycheva, S. Review of 3D EM Modeling and Interpretation Methods for Triaxial Induction and Propagation Resistivity Well Logging Tools / S. Davydycheva, M.A. Frenkel // PIERS Proceedings, Cambridge, USA, July 5–8, 2010. – 2010. – P. 390–396.

Davydycheva, S. Two triaxial induction tools: sensitivity to radial invasion profile / S. Davydycheva // Geophysical Prospecting. – 2011. – Vol. 59. – P. 323–340.

Deep directional resistivity measurement for reservoir navigation and formation evaluation while drilling: Case Study – North Sea [Electronic resource] / T. Wang, R. Chemali, J. Signorelli, T. Helgesen, C. Bell, J. Hampson, A. Poppitt // 1st SPWLA India Regional symposium Value Addition through Lateral Evaluation 19–20 March 2007. – CD-ROM. – Pap. SPE 102637.

Determination of porosity by dielectric permittivity measurements in porous ceramics / J. Lira-Olivares, D. Marcano, C. Lavelle, F.G. Sánchez // Revista Latinoamericana de Metalurgia y Materiales. – 2000. – Vol. 20, № 2. – P. 68–79.

Development of LWD High-frequency Resistivity Tool [Electronic resource] / M.N. Nikitenko, M.I. Epov, V.N. Glinskikh, K.V. Suhorukova, V.N. Eremin // Proceedings 6th Saint Petersburg International Conference and Exhibition 2014 Geosciences Investing in the Future. – Saint Petersburg, Russia, 7–10 April 2014. – CD-ROM. – Pap. Th D 05 – 5 p.

Dielectric Dispersion: A New Wireline Petrophysical Measurement [Electronic resource] / M. Hizem, H. Budan, B. Deville, O. Faivre, L. Mosse, M. Simon // SPE Technical Conference and Exhibition. Colorado. – September 21–24, 2008. – CD-ROM. – Pap. SPE 116130. – 21 p.

Dumanoir, J.L. Interpretation of the Induction-Electrical Log in Fresh Mud / J.L. Dumanoir, M.P. Tixier, M. Martin // Petroleum Transactions, AIME, 1957. – Vol. 210. – P. 202–217.

Effective Electromagnetic Log Data Interpretation in Realistic Reservoir Models / M. Epov, V. Glinskikh, C. Suhorukova, M. Nikitenko, O. Nechaev, I. Surodina // Open Journal of Geology. – 2013. – Vol. 3, № 2B. – P. 81–86.

Electrical measurements: considerations on the performance of 2- and 4-contact systems [Electronic resource] / N. Bona, E. Rossi, S. Capaccioli, M. Lucchesi // Mat. of the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Abu Dhabi, UAE 29 October–2 November, 2008. – CD-ROM. – Pap. SCA2008–07. – 12 p.

Electromagnetic sounding in deviated and horizontal wells: mathematical modeling and real data interpretation [Electronic resource] / M.I. Epov, C.V. Suhorukova, M.N., Nikitenko A.A. Gorbatenko, V.S. Arzhantsev // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference & Exhibition, Moscow, Russia 16–18th October 2012. – CD-ROM. – 18 pp.

Ellis, D.V. Well Logging for Earth Scientists / D.V. Ellis, Ju.M. Singer. – Springer, Dordrecht, Netherlands, 2008. – 692 p.

Epov M.I. Modelling High-Frequency EM Tool Signals for Boreholes with Horizontal Completion / Epov M.I., Cheryauka A.B., Sukhorukova K.V. // 13th Workshop on Electromagnetic Induction in the Earth, Hokkaido, Japan. – 1996. – P. 157–159.

Epov, M. Integrated Resistivity and Invasion Model of Invaded Zone / M. Epov, I. Yeltsov, A. Kashevarov // Petrophysics. – 2004. – Vol. 45, № 2. – P. 198.

Field test results of an experimental fully-triaxial induction tool [Electronic resource] / R. Rosthal, T. Barber, S. Bonner, K.C. Chen, S. Davydycheva et al. // 44th Annual SPWLA Symposium, 2003. – CD-ROM. – Pap. QQ. – 14 p.

FMI – азимутальный электрический микроимиджер [Электронный ресурс] : Режим доступа: http://www.slb.ru/services/wireline/open_hole/imagers/fmi/.

Formation anisotropy; reckoning with its effect // Oilfield Review. – 1990. – Vol. 2, No. 1. – P. 16–23.

Formation modeling while drilling for enhanced high angle for horizontal well placement : Patent No.: US 8,489,375 B2 / D. Omeragic, T.M. Habashy, V. Polyakov, R. Kocian, Y.-H. Chen, S. Davydycheva, R. Altman, C. Maeso, D. Hupp. – Jul. 16, 2013. – 14 p.

Frenkel, M.A. Improved Estimation of Hydrocarbon Reserves Using High-Definition Lateral Log Array Data in Vertical and Highly Deviated Wells [Electronic resource] / M.A. Frenkel, Z. Zhou // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 1–4 October 2000. – CD-ROM. – P. 99–112.

Frenkel, M.A. Method for resistivity anisotropy determination in near vertical wells : United States Patent US 2004/0133351 A1 / M.A. Frenkel, I.M. Geldmacher. – Pub. Date: Jul. 8, 2004. – 15 p.

Frenkel, M.A. Real-time Estimation of Resistivity Anisotropy Using Array Lateral and Induction Logs [Electronic resource] / M.A. Frenkel, I.M. Geldmacher // Offshore Technology Conference, 5–8 May 2003. – Houston, Texas. 2003. – CD-ROM. – Pap. OTC-15125-MS. – 6 p.

Garrouch, A.A. A classification model for rock typing using dielectric permittivity and petrophysical data / A.A. Garrouch, E.M. Alsafran, K.F. Garrouch // J. Geophys. Eng. – 2009. – № 6. – P. 311–323.

Garrouch, A.A. A Comprehensive Study of the Relative Dielectric Permittivity in Porous Media [Electronic resource] / A.A. Garrouch // SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, 26–30 March 2001. – CD-ROM. – Pap. SPE 68779. – 10 p.

Garrouch, A.A. Dielectric dispersion of partially saturated porous media in the frequency range 10 Hz to 10 MHz [Electronic resource] / A.A. Garrouch, M.M. Sharma // Proc. Int. Symp. SCA (1997), Calgary. – CD-rom. – Pap. No. 9725. – 12 p.

Garrouch, A.A. The influence of clay content, salinity, stress and wettability on the dielectric properties of brine-saturated rocks: 10 Hz to 10 MHz / A.A. Garrouch, M.M. Sharma // Geophysics. – 1994. – V. 59. – P. 909–917.

Geosteering And/Or Reservoir Characterization The Prowess Of New-Generation LWD Tools [Electronic resource] / R. Beer, L. Cláudio, L. Dias [et al.] // SPWLA 51th Annual Logging Symposium, June 19–23, 2010. – CD-ROM. – Pap. CCC. – 14 p.

Gianzero, S. Determining the invasion near the bit with the M.W.D. toroid sonde [Electronic resource] / S. Gianzero, R. Chemali, S.M. Su // Transactions of the SPWLA 27th Annual Logging Symposium. – 1986. – CD-ROM. – Pap. W. – 17 p.

Gianzero, S. Induction, resistivity and MWD tool in horizontal wells [Electronic resource] / S. Gianzero, R. Chemali, M. Su // SPWLA 30th Annual Logging Symposium (Denver, USA, June 11–14, 1989). – 1989. – CD-ROM. – Pap. N. – 17 p.

Gianzero, S. Method and apparatus using one or more toroids to measure electrical anisotropy : US Patent No. 7,227,363 / S. Gianzero, M. Bittar. – June 5, 2007. – 20 p.

Gianzero, S.C. Effect of sonde eccentricity on responses of conventional induction-logging tools / S.C. Gianzero // IEEE Transactions on Geoscience Electronics GE-16. – October 1978. – No. 4. – P. 332–339.

Gianzero, S.C. The Effect of Sonde Position in the Hole on Responses of Resistivity Logging Tools / S.C. Gianzero, R. Rau // Geophysics. – 1977. – Vol. 42, No. 3. – P. 642–654.

Gondhouin, M. Experimentally Determined Resistivity Profiles in Invaded Water and Oil Sands for Linear Flows / M. Gondhouin, A. Heim // *Journal of Petroleum Technology*. – № 16. – 1964. – P. 337–348.

Griffiths, R. Optimal evaluation of formation resistivities using array induction and array laterolog tools [Electronic resource] / R. Griffiths, T. Barber, O. Faivre // *SPWLA 41st Annual Logging Symposium*, 2000. – CD-ROM. – Pap. BBB. – 13 p.

Hagiwara, T. Identifying and quantifying resistivity anisotropy in vertical boreholes [Electronic resource] / T. Hagiwara, H. Zea // *SPWLA 40th Annual Logging Symposium*, 1999. – CD-ROM. – Pap. Z. – 11 p.

Hardman, R.H. Charts for Correcting Effects of Formation Dip and Hole Deviation on Induction Logs / R.H. Hardman, L.C. Shen // *The Log Analyst*. – 1987. – Vol. 28, No. 4. – P. 349–356.

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.

Haugland, S.M. New Discovery with Important Implications for LWD Propagation Resistivity Processing and Interpretation [Electronic resource] / S.M. Haugland // *SPWLA 42 Annual Logging Symposium*, June 17–20, 2001. – CD-ROM. – Pap. LL. – 14 p.

High-frequency EM Log Data Interpretation in Realistic Reservoir Models [Electronic resource] / M.I. Epov, K.V. Suhorukova, V.N. Glinskikh, M.N. Nikitenko // 6th Saint Petersburg International Conference & Exhibition "Geosciences – Investing in the Future". Session: Well Logging and Core Analysis I. Extended abstract, publication date: 07 April 2014. DOI: 10.3997/2214-4609.20140178. – 4 p. – URL: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=74188>.

Hou, J. Correction for the Borehole Effect of Multi-component Array Induction Log Data / J. Hou, M. Bittar // *PIERS*, Cambridge, USA, July 5–8, 2010. – P. 403–409.

Howell, E.P. Induction Log Deconvolution for Deviated Boreholes / E.P. Howell, T.E. Fisher // *SPWLA 23rd Annual Logging Symposium*, July 6–9, 1982. – Vol. 1. – Pap. H. – 14 p.

Identification of formation fluids using the dielectric constant determined from LWD wave propagation measurements [Electronic resource] / H.M.J. Illfelder, E.A. Badea, P. Boonen, Z. Liu // *SPWLA 49th Annual Logging Symposium*, May 25–28, 2008. – CD-ROM. – Pap. ZZZ. – 10 p.

Identifying potential gas-producing shales from large dielectric permittivities measured by induction quadrature signals [Electronic resource] / B. Anderson, T. Barber, M. Lüling, P. Sen, R. Taherian, J. Klein // *SPWLA 49th Annual Logging Symposium*, May 25–28, 2008. – CD-ROM. – Pap. HHHH. – 10 p.

Interpretation of Induction Logging Data in Horizontal Wells [Electronic resource] / M. Rabinovich, D. Beard, I. Geldmacher, L. Tabarovsky, M. Fidam // *SPWLA 41st Annual Logging Symposium*, June 4–7, 2000. – CD-ROM. – Pap. AAA. – 13 p.

Interpretation of Multiarray Induction Logs in Invaded Formations at High Relative Dip Angles / T.D. Barber, T. Broussard, G.N. Minerbo, Z. Sijercic, D. Murgatroyd // *The Log Analyst*. – 1999. – No. 3. – P. 202–217.

Interpreting Multi-Array Induction Logs in Difficult Environments [Electronic resource] / T. Barber, Z. Sijercic, H. Darling, X. Xu // *SPWLA 40th Annual Logging Symposium*, 1999. – CD-ROM. – P. YY – 14 p.

Jiao, D. An Experimental Investigation Of The Resistivity Profile In The Flushed Zone / D. Jiao, M. Sharma // *The Log Analyst*. – 1992. – Vol. 33, Iss. 02. – P. 145–154.

Josh, M. Broadband electrical properties of clays and shales: Comparative investigations of remolded and preserved samples / M. Josh, B. Clennell // *Geophysics*. – 2015. – Vol. 80, No. 2. – P. D129–D143.

Karinski, A. Feasibility of vertical resistivity determination by the LWD sonde with toroidal antennas for oil-base drilling fluid [Electronic resource] / A. Karinski, A. Mousatov // *SPWLA 43rd Annual Logging Symposium*. – June 2–5, 2002. – CD-ROM. – Pap. Q, – 13 p.

Karinski, A. Vertical resistivity estimation with toroidal antennas in transversely isotropic media [Electronic resource] / A. Karinski, A. Mousatov // *SPWLA 42nd Annual Logging Symposium*, June 17–20, 2001. – CD-ROM. – Pap. BB. – 14 p.

Kaufman, A. Basic Principles of Induction Logging: Electromagnetic Methods in Borehole / A. Kaufman, G. Itskovich. – Elsevier, 2017. – 501 p.

Kenyon, W.E. Texture effects on megahertz dielectric properties of calcite rock samples / W.E. Kenyon // *J.Appl.Phys.* – 1984. – Vol. 55 (8). – P. 3153–3159.

Knight, R. A new concept in modeling the dielectric response of sandstones: Defining a wetted rock and bulk water system / R. Knight, A. Endres // *Geophysics*. – 1990. – Vol. 55, No. 5. – P. 586–594.

Knight, R.J. The dielectric constant of sandstones, 60 kHz to 4 MHz / R.J. Knight, A. Nur // *Geophysics*. – 1987. – Vol. 52, No. 5. – P. 644–654.

Kunz, K.S. Some effects of formation anisotropy on resistivity measurements in boreholes / K.S. Kunz, J.H. Moran // *Geophysics*. – 1958. – Vol. 23, № 4. – P. 770–794.

Labutin, I.B. Algorithm for Sparse Approximate Inverse Preconditioners in Conjugate Gradient Method / I.B. Labutin, I.V. Surodina // *Reliable Computing*. – 2013. – Vol. 19. – P. 120–126.

Lesmes, D.P. Dielectric spectroscopy of sedimentary rocks / D.P. Lesmes // *Journal of geophysical research*. – 2001. – Vol. 106, № B7. – P. 13329–13346.

Levitskaya, T.M. Polarization processes in rocks. 1. Complex Dielectric Permittivity method / T.M. Levitskaya, B.K. Sternberg // *Radio Science*. – Vol. 31, No. 4. – 1996. – P. 755–779.

Li, C. Effect of sorbed oil on the dielectric properties of sand and clay / C. Li, P. Tercier, R. Knight // *Water resources research*. – 2001. – Vol. 37, N. 6. – P. 1783–1793.

Lima, O.A.L. A generalized Maxwell-Wagner theory for membrane polarization in shaly sands / O.A.L. Lima, M.M. Sharma // *Geophysics*. – 1992. – Vol. 57, No. 3. – P. 431–440.

Liu, C.R. *Theory of Electromagnetic Well Logging*. 1st Edition / C.R. Liu. – Elsevier, 2017. – 732 pp.

Liu, Q.-H. Electromagnetic field generated by an off-axis source in a cylindrically layered medium with an arbitrary number of horizontal discontinuities / Q.-H. Liu // *Geophysics*. – 1993. – Vol. 58, No.5. – P. 616–625.

Lüling, M.G. The paradox of anisotropy in electric logging: A simple proof and extensions to other physics domains / M.G. Lüling // *Geophysics*. – 2013. – Vol. 78, No. 1. – P. W1–W8 – 8 p.

LWD/MWD Resistivity Tool Parameters [Electronic resource] / Compiled for Maxwell Dynamics by J. Zhou // SPWLA Resistivity SIG Survey. Presentation materials. – April, 2009. – 18 slides.

Maillet, R. Sur un theoreme relatif aux milieux electriquement anisotropes et ses applications it la prospection electrique en courant continue / R. Maillet, H.G. Doll // *Ergiinzungshefte Jür angewandte Geophysik*. – 1932. – № 3. – P. 109–124.

Meador, R.A. Logging-while-drilling: A Story of Dreams, Accomplishments, and Bright Futures [Electronic resource] / R.A. Meador // SPWLA 50th Annual Logging Symposium, June 21–24, 2009. – CD-ROM. – Pap. C. – 15 p.

Method and apparatus for cancellation of borehole effects due to a tilted or transverse magnetic dipole : United States Patent: US 6,573,722 B2 / R.A. Rosthal, D. Homan, T.D. Barber, S. Bonner, B. Clark, D. Omeragic. – Date of Patent: Jun. 3, 2003. – 13 p.

Method for removing borehole rugosity noise from well log data : US Patent: 5,579,248 / J.A. Nieto, D.P. Schmitt, R.G. Keys, K. Pann. – Date of Patent: Nov. 26, 1996. – 11 p.

Minerbo, G.N., Miles, J.W. Borehole correction system for an array induction well-logging apparatus : United States Patent: 5,041,975. – Date of Patent: Aug. 20, 1991. – 69 p.

Moran, H. Electrical Anisotropy: Its Effect on Well Logs // in: *Developments in geophysical exploration methods – 3 (The Developments series)* / H. Moran, S. Gianzero / Edited by A. A. Fitch – Applied Science Publishers, London and New York,. 1982. – P. 195–238.

Moran, J.H. A progress report on machine interpretation of well logs [Electronic resource] / J.H. Moran, W. Hoyle, E.E. Finklea, J.L. Dumanoir // SPWLA 3rd Annual Meeting, May 17–18, 1962. – CD-ROM. – Pap. I. – 27 p.

New Dimensions in Modeling Resistivity / B. Anderson, T. Barber, D. Kennedy, L. Shen // *Oil-field Review*. – Spring 1997. – P. 41–56.

New directional electromagnetic tool for proactive geosteering and accurate formation evaluation while drilling [Electronic resource] / Q. Li, D. Omeragic, L. Chou, L. Yang et al. // SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26–29, 2005. – CD-ROM. – Pap. UU. – 16 p.

New Tool and Programming and Methodological Software of Geophysical Propagation in Well [Electronic resource] / I.N. Eltsov, M.I., Epov K.N. Kayurov, A.N. Petrov, C.V. Sukhorukova, A.Y. Sobolev, A.A. Vlasov // EAGE – Saint Petersburg 2010. 4th Saint Petersburg International Conference and Exhibition (Saint Petersburg, 5–8 April 2010). – CD-ROM. – P. B06.

Nikitenko, M. Fast electromagnetic modeling in cylindrically layered media excited by eccentric magnetic dipole / M. Nikitenko, G. Itskovich, A. Seryakov // Radio Sci. – 2016. – V. 51 (6). – P. 573–588.

Numerical Modeling of Eccentered LWD Borehole Sensors in Dipping and Fully-Anisotropic Earth Formations / H. Lee, F. Teixeira, L. San Martin, M. Bittar // IEEE Trans. Geosci. Remote Sens. – March 2012. – Vol. 50 (3). – P. 727–735.

Observations of large dielectric effects on induction logs, or, can source rocks be detected with induction measurements? [Electronic resource] / B.I. Anderson, T.D. Barber, M.G. Lüling, P.N. Sen // SPWLA 47th Annual Logging Symposium, June 4–7, 2006. – CD-ROM. – Pap. 000. – 12 p.

Observations of large dielectric effects on LWD propagation-resistivity Logs [Electronic resource] / B.I. Anderson, T.D. Barber, M.G. Luling, J. Rasmus, P.N. Sen, J.R. Tabanou, S.M. Haugland // SPWLA 48th Annual Logging Symposium, June 3–6, 2007. – CD-ROM. – Pap. BB.

Olhoeft, G.R. Electrical properties from 10^{–3} to 10⁺⁹ Hz – physics and chemistry / G.R. Olhoeft // Physics and Chemistry of Porous Media II, American Institute of Physics Conf., Proc. 154, Ridgefield, CT, 1986, J.R. Banavar, J. Koplik, and K.W. Winkler, eds. – NY : AIP, 1986. – P. 281–298.

Omeragic, D. Multi-coil electromagnetic focusing methods and apparatus reduce borehole eccentricity effects : United States Patent No.: US 6,541,979 B2. – Date of Patent: Apr. 1, 2003. – 20 p.

Overview of high-angle and horizontal well formation evaluation: issues, learnings, and future directions [Electronic resource] / Q.R. Passey, H. Yin, C.M. Rendeiro, D.E. Fitz // SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26–29, 2005. – CD-ROM. – Pap. 2005_001A. – 15 p.

Rabinovich, M.B. Use of electrodes and multi-frequency focusing to correct eccentricity and misalignment effects on transversal induction measurements : Patent US 8803527 B2 / M.B. Rabinovich, A.N. Bessalov, S.W. Forgang. – Publication date: 12 Aug 2014. – 12 p.

Real-Time Reservoir Characterization and Geosteering Using Advanced High-Resolution LWD Resistivity Imaging / N. Al-Musharfi, R. Bansal, M. Ahmed [et al.] // Reservoir Innovations: A formation evaluation technology journal. Halliburton. – 2014. – Vol. 3, No. 2. – P. 4–10.

Real-Time Openhole Evaluation // T. Barber, L. Jammes., W. Klopff [et al.] // Oilfield Review. – Summer 1999. – P. 36–57.

Redwine, F. Formation resistivity measurement while drilling, utilizing physical conditions representative of the signals from a toroidal coil located adjacent the drilling bit : US Patent No. 3,408,561 / F. Redwine. – October 29, 1968. – 13 p.

Reservoir Navigation with an Extra-Deep Resistivity LWD Service [Electronic resource] / T.B. Helgesen, C. Fulda, W.H. Meyer [et al.] // SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26–29, 2005. – CD-ROM. – Pap. I. – 13 p.

Rosato, V. Real-time interpretation of MWD anisotropy in high angle wells, Off-shore Gulf of Mexico [Electronic resource] / V. Rosato, J. Beck // SPWLA 38th Annual Logging Symposium, 1997. – CD-ROM. – Pap. T. – 6 p.

Ruffet, C. Surface conductivity in rocks: a review / C. Ruffet, M. Darot, Y. Gueguen // *Surveys in Geophysics*. – 1995. – №. 16. – P. 83–105.

Schlumberger, C. Some observations concerning electrical measurements in anisotropic media and their interpretation / C. Schlumberger, M. Schlumberger, E.G. Leonardon // *Trans. Am. Inst. Mining Engrs*, 1934, 110. – p. 159–182.

Sen, P.N. A self-similar model for sedimentary rocks with application to the dielectric constant of fused glass beads / P.N. Sen, C. Scala, M.H. Cohen // *Geophysics*. – 1981. – Vol. 46, No. 5. – P. 781–795.

Simultaneous determination of formation angles and anisotropic resistivity using multi-component induction logging data : United States Patent US 6,643,589 B2 / Zh. Zhang, L. Yu, L.A. Tabarovsky, B. Kriegshauer. – Date of Patent: Nov. 4. – 2003. – 10 p.

Singer, J.M. The effect of transition zones on the response of induction logs / J.M. Singer, T.D. Barber // SPWLA 29th Annual Logging Symposium, June 5–8, 1988. – Pap. L. – 13 p.

Steering Toward Enhanced Production / L. Chou, Q. Li, A. Darquin, J.-M. Denichou et al. // *Oil-field Review*. – Autumn 2005. – P. 54–63.

Tabarovsky, L.A. High-speed 2D Inversion of Induction Logging Data / L.A. Tabarovsky, M.B. Rabinovich // SPWLA 37th Annual Logging Symposium, June 16–19, 1996. – 1996. – Pap. P – 10 p.

The Electrical Characteristics of the Rocks with Different Texture / P.P. Bobrov, A.S. Yashchenko, O.V. Rodionova, A.V., Repin A.S. Lapina // *PIERS Proceedings*. Prague, July 6–9, 2015. – 2015. – P. 1881–1884.

The influence of clay fraction on the complex impedance of shaly sands [Electronic resource] / R. Al-Mjeni, F. Günzel, X., Jing C.A. Grattoni, R.W. Zimmerman // *Society of Core Analysts Annual Symposium Proc.* – CD-ROM. – Pap. SCA2002–29. – 12 P.

The vagaries and myths of 'look 'around' deep-resistivity measurements while drilling [Electronic resource] / M.B. Rabinovich, F. Le, J. Lofts, S. Martakov // SPWLA 52 Annual Logging Symposium May 14–18, 2011. – CD-ROM. – Pap. NNN. – 16 p.

Thevanayagam, S. Dielectric dispersion of porous media as a fractal phenomenon / S. Thevanayagam // *J. of Applied Physics*. – 1997. – Vol. 82 (5). – P. 2538–2547.

Three-dimensional simulation of eccentric LWD tool response in boreholes through dipping formations / Y.-K. Hue, F.L. Teixeira, L.E. San Martin, M. Bittar // IEEE Trans. Geosci. Remote Sens. – Feb. 2005. – Vol. 43 (2). – P. 257–268.

Thunehed, H. Borehole Corrections for a Thick Resistivity Probe / H. Thunehed, O. Olsson // Journal of Environmental and Engineering Geophysics. – 2004. – Vol. 9, No. 4. – P. 217–224.

Time evolution of the near borehole zone in sandstone reservoir from the data of repeated high-frequency electromagnetic logging [Electronic resource] / M. Epov, I. Yeltsov, A. Kashevarov, A. Sobolev, V. Ulyanov // SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, 2002. – CD-ROM. – Pap. ZZ. – 10 p.

Toumelin, E. Improving Petrophysical Interpretation with Wide-Band Electromagnetic Measurements / E. Toumelin, C. Torres-Verdin, N. Bona // SPE Journal. – June 2008. – P. 205–215.

Using array induction and array laterolog data to characterize resistivity anisotropy in vertical wells [Electronic resource] / O. Faivre, T. Barber, L. Jammes, D. Vuhoang // SPWLA 43rd Annual Logging Symposium, June 2–5, 2002. – CD-ROM. – 12 p.

Walstrom, J.E. I. Introduction / J.E. Walstrom // Symposium on well bore surveys. 4th World Petroleum Congress, 6–15 June, Rome, Italy. – 1955. – 120 p.

Wang, Ts. Method of generating a deep resistivity image in LWD measurements : Patent No.: US 7,483,793 B2 / Ts. Wang, R.E. Chemali. – Date of Patent: Jan. 27, 2009. – 27 p.

Well logging apparatus having toroidal induction antenna for measuring, while drilling, resistivity of earth formations : US Patent No. 5,235,285 / B. Clark, D. Bonner, J. Jundt, M. Luling. – August 10, 1993. – 22 p.

Xiao, J. A Practical Dipping-Effect Correction for Multiarray Induction Tools in Deviated Wells [Electronic resource] / J. Xiao, D. Beard, Q. Zhou // SPWLA 37th Annual Logging Symposium (New Orleans, USA, June 16–19, 1996). – 1996. – CD-ROM. – Pap. R. – 11 p.

Xiao, J. Deviated-well software focusing of multi-array induction measurements [Electronic resource] / J. Xiao, I. Geldmacher, M. Rabinovich // SPWLA 41st Annual Logging Symposium (Dallas, USA, June 4–7, 2000). – 2000. – CD-ROM. – Pap. DDD. – 11 p.

Xiao, J. Interpreting Multiarray Induction Logs in High R_t/R_s Contrast Environments with an Inhomogeneous Background-Based software Focusing Method [Electronic resource] / J. Xiao, I.M. Geldmacher // SPWLA 40th Annual Logging Symposium (May 30– June 3, 1999). – 1999. – CD-ROM. – Pap. FFF. – 13 p.

Yang, W. Determining resistivity anisotropy by joint lateral and induction logs [Electronic resource] / W. Yang // SPWLA 42nd Annual Logging Symposium, 2001. – CD-ROM. – Pap. CC. – 5 p.