

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

На правах рукописи

ГЛИНСКИХ Анастасия Вячеславовна

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ
ПОЛЯРИЗАЦИИ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И
АППРОКСИМАЦИИ СИГМОИДАЛЬНЫМИ ФУНКЦИЯМИ**

1.6.9 – геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени

кандидата физико-математических наук

Научный руководитель:

академик РАН Эпов М.И.

НОВОСИБИРСК

2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИЗВЕСТНЫХ РЕШЕНИЙ. Их достоинства и НЕДОСТАТКИ.....	12
ГЛАВА 2 ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ	37
2.1. Постановка задачи ПС	38
2.2. Численное решение прямой задачи каротажа ПС.....	42
2.3. Результаты численного моделирования.....	52
ГЛАВА 3 АППРОКСИМАЦИЯ ДИАГРАММ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ АНАЛИТИЧЕСКИМИ ФУНКЦИЯМИ ДЛЯ ЭКСПРЕСС- ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ.....	78
3.1. Общая идея аппроксимации диаграмм ПС аналитическими функциями.....	79
3.2. Настройка локальной аппроксимационной функции на синтетических диаграммах в модели с одним коллектором.....	81
3.3. Проверка локальной аппроксимационной функции на многопластовых синтетических диаграммах.....	92
3.4. Аппроксимация практических диаграмм ПС в скважинах месторождений Западной Сибири.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	114
ЛИТЕРАТУРА	116

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследования – численные решения прямых и приближенные аналитические решения обратных задач стационарной геоэлектродинамики в осесимметричных моделях геологических сред применительно к задачам каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации для экспресс-оценок содержания углеводородов и минерализации пластовых вод, а также количественного определения петрофизических параметров песчано-глинистых коллекторов, вскрытых нефтегазовыми скважинами.

Актуальность

Метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) является одним из основных инструментов геофизических исследований в скважинах (ГИС) и широко применяется при изучении геологических разрезов нефтегазовых залежей. Каротаж ПС входит в предусмотренный нормативными документами обязательный комплекс ГИС, что обусловлено простотой регистрации сигналов и их высокой информативностью при оценке фильтрационно-ёмкостных свойств флюидонасыщенных пластов-коллекторов и выделении глинистых флюидоупоров. Традиционно метод ПС применяется для литологического расчленения разрезов, идентификации флюидонасыщенных пластов и количественной оценки их коллекторских свойств, главным образом песчанистости/глинистости и пористости, а также для определения минерализации пластовой воды [Дахнов, 1941; Вилков, 1958; Итенберг, 1972]. Таким образом, несмотря на создание новых методов ГИС каротаж ПС по-прежнему является одним из базовых при подсчёте запасов углеводородов [Басин, 2009].

С развитием вычислительной техники важнейшей задачей в области ГИС, в том числе каротажа ПС, стала разработка эффективных численных алгоритмов для моделирования и инверсии сигналов [Колосов, 1977; 1985].

Современные численные методы значительно понижают погрешности моделирования ПС и увеличивают скорость обработки сигналов, что особенно важно при работе с большими объёмами информации и в сложных геологических ситуациях.

Кроме того, разработка эффективных численных алгоритмов решения прямых и обратных задач каротажа (включая ПС) открывает новые возможности для поиска пропущенных нефтесодержащих интервалов путём переинтерпретации архивных материалов. Это направление особенно актуально для метода ПС, поскольку на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, данные ПС являются одними из немногих широкодоступных.

В настоящее время основной вектор исследований ПС направлен на создание количественных физико-математических описаний диаграмм ПС и привлечение новых численных подходов к решению соответствующих прямых и обратных задач в полных математических постановках. Это направление активно развивается благодаря междисциплинарным исследованиям, объединяющим знания в области физики пористых сред, геологии, гидрогеологии, электрохимии и вычислительной математики. Интеграция этих знаний позволяет не только улучшать методы интерпретации каротажных данных, но и создавать более точные и надёжные модели, способные учитывать реальную сложность геологической среды.

Цель исследования – развитие программно-алгоритмической базы метода ПС для количественного изучения характеристик песчано-глинистых коллекторов в сложнопостроенных терригенных разрезах путём создания эффективных вычислительных подходов к моделированию и интерпретации сигналов ПС.

Научные задачи

1. Разработать и программно реализовать алгоритм численного моделирования сигналов ПС в осесимметричных моделях геологических сред методом конечных элементов, обеспечивающий учёт геоэлектрического строения прискважинной области с заданным числом радиальных зон, а также петрофизических свойств песчано-глинистых коллекторов, включая содержание и тип глинистых минералов; выполнить его верификацию и апробацию на синтетических и практических каротажных данных.

2. Разработать и программно реализовать метод количественной инверсии диаграмм ПС на основе их аналитической аппроксимации с учётом геоэлектрических условий прискважинной области; обосновать его применимость для приближённого экспресс-определения минерализации пластовой воды на синтетических и практических каротажных данных.

Методы исследований и фактический материал

Основным методом исследования сигналов ПС является численное моделирование в осесимметричных моделях геологических сред. Прямая задача формулируется на основе уравнения Пуассона и соответствующих граничных условий для электрического потенциала с описанием электрохимического источника тока в рамках формализма связанных потоков [Sill, 1983; Stochastic Bayesian ..., 2010; Bautista-Anguiano, Torres-Verdín, Strobel, 2020] и решается методом конечных элементов (МКЭ). Алгоритм разработан на основе широко используемого программно-алгоритмического обеспечения для решения прямой задачи бокового каротажного зондирования (БКЗ), созданного в ИНГГ СО РАН (разработчик: к.ф.-м.н. О.В. Нечаев) и реализованного на языке C++ [Нечаев, Глинских, 2018]. При параметризации среды учитываются слоистое строение разреза, радиальная неоднородность прискважинной области с заданным числом зон и петрофизические свойства песчано-глинистых

коллекторов, включая содержание и тип глинистых минералов. Верификация алгоритма проводилась на синтетических и практических каротажных данных. Результаты численного моделирования сопоставляются с известными аналитическими решениями и данными корректировочных палеток ПС. При моделировании практических диаграмм параметры среды задаются в рамках тонкослоистых геоэлектрических моделей, полученных в результате инверсии сигналов высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) [Технология исследования ..., 2000], а также с привлечением результатов интерпретации данных других методов ГИС и лабораторных исследований керна.

Для количественной интерпретации диаграмм ПС применяется метод аналитической аппроксимации, развивающий подход, предложенный в работе [Tabanou, Glowinski, Rouault, 1987]. Форма локальных аномалий по глубине описывается функцией, построенной на основе двух сигмоидальных переходов на кровле и подошве пласта, параметры которой связываются с геоэлектрическими характеристиками прискважинной области. Неизвестные коэффициенты в этих зависимостях определяются путём минимизации невязки между аналитическими и синтетическими диаграммами, рассчитанными с помощью ресурсоёмкого метода конечных элементов. Для приближённого определения минерализации пластовой воды используются восстановленная амплитуда статического ПС, априорные геоэлектрические и петрофизические параметры среды, а также значения пластовой температуры. Апробация метода аналитической аппроксимации проводилась на синтетических и практических диаграммах ПС.

Фактические материалы включают практические данные ПС, полученные при каротаже скважин на месторождениях Западной Сибири и Юго-Восточной Азии.

Защищаемые научные результаты

1. Алгоритм численного моделирования сигналов ПС в осесимметричных моделях геологических сред методом конечных элементов и его программная реализация, обеспечивающие описание радиальной неоднородности прискважинной области с помощью заданного числа зон с различными геоэлектрическими параметрами и учёт петрофизических свойств песчано-глинистых коллекторов, включая содержание и тип глинистых минералов.

2. Метод количественной интерпретации диаграмм ПС и его программная реализация, основанные на аналитической аппроксимации локальных по глубине аномалий функцией, построенной из сигмоидальных переходов, параметры которой зависят от геоэлектрических характеристик прискважинной области, и позволяющие выполнять приближённое экспресс-определение минерализации пластовой воды при наличии априорных геоэлектрических и петрофизических данных.

Научная новизна

1. Разработан алгоритм численного моделирования сигналов ПС:
 - основанный на решении осесимметричной прямой задачи МКЭ;
 - обеспечивающий описание радиальной неоднородности прискважинной области с помощью заданного числа зон с различными геоэлектрическими параметрами;
 - учитывающий петрофизические свойства песчано-глинистых коллекторов, включая содержание и тип глинистых минералов;
 - позволяющий исследовать влияние геоэлектрических и петрофизических параметров среды на форму и амплитуду диаграмм ПС;
 - реализованный в виде программного обеспечения.
2. Разработан метод количественной интерпретации диаграмм ПС:

- основанный на аналитической аппроксимации локальных по глубине аномалий функцией, построенной из сигмоидальных переходов;
- учитывающий геоэлектрические характеристики прискважинной области посредством определения параметров аппроксимационной функции;
- применимый для сложнопостроенных многопластовых моделей, в том числе при наличии зон проникновения;
- позволяющий восстанавливать амплитуду статического потенциала ПС и выполнять приближённое экспресс-определение минерализации пластовой воды;
- реализованный в виде программного обеспечения.

Личный вклад

Автором разработан и программно реализован алгоритм численного моделирования сигналов ПС в осесимметричной постановке с использованием метода конечных элементов. Корректность алгоритма подтверждена сопоставлением с аналитическими решениями и корректировочными палетками; выполнена его апробация на практических каротажных данных. Автором разработан и программно реализован метод количественной инверсии диаграмм ПС на основе их аналитической аппроксимации, проведены его проверка на синтетических данных и апробация на практических каротажных материалах. Выполнены анализ и обобщение полученных результатов, подготовлены научные публикации.

Теоретическая и практическая значимость

Разработанный алгоритм численного моделирования расширяет возможности анализа источников сигналов ПС в сложнопостроенных терригенных разрезах. Алгоритм позволяет описывать радиальную неоднородность прискважинной области с помощью заданного числа зон с различными геоэлектрическими параметрами и учитывать петрофизические свойства песчано-

глинистых коллекторов, включая содержание и тип глинистых минералов. С его использованием установлены особенности влияния геоэлектрических и петрофизических параметров среды на форму и амплитуду сигналов ПС. Программная реализация алгоритма может применяться для расчёта синтетических диаграмм в реалистичных моделях геологических сред, оценки влияния прискважинных условий на измеряемые сигналы и обоснования подходов к интерпретации реальных каротажных данных. Кроме того, алгоритм может служить вычислительной основой для разработки инверсионных методов определения петрофизических параметров коллекторов. Практическая применимость алгоритма подтверждена результатами моделирования и интерпретации данных ПС в водонасыщенных песчано-глинистых разрезах.

Предложенный метод аналитической аппроксимации развивает подходы к количественной интерпретации диаграмм ПС посредством установления связей между параметрами локальных по глубине аномалий и геоэлектрическими характеристиками прискважинной области. Метод позволяет учитывать влияние зоны проникновения и описывать сигналы ПС в сложнопостроенных многопластовых моделях без многократного выполнения ресурсоёмких прямых расчётов. Восстановленная в результате аппроксимации амплитуда статического потенциала ПС может использоваться для приближённого экспресс-определения минерализации пластовой воды при наличии априорных геоэлектрических и петрофизических данных. Практическая применимость метода показана на каротажных материалах, полученных при каротаже скважин на месторождениях Западной Сибири; его программная реализация может быть использована в составе программных комплексов для интерпретации данных ГИС.

Апробация работы и публикации

Представленные результаты докладывались научному сообществу и получили одобрение специалистов на международных и всероссийских

конференциях: 19th International Conference of Numerical Analysis and Applied Mathematics (Rhodes, Greece, 2021), всероссийской молодёжной научной конференции с участием иностранных учёных «Трофимуковские чтения» (Новосибирск, 2021, 2023), XVIII, XIX и XXII Международной научной конференции «Интерэкспо ГЕО-Сибирь» (Новосибирск, 2022, 2023, 2026), международной научно-практической конференции ЕАГЕ Геомодель «ГеоБайкал» (Иркутск, 2023), VI Всероссийской молодёжной научно-практической школы-конференции «Науки о Земле. Современное состояние» (Шира, Хакасия, 2023).

По теме диссертации опубликовано 12 научных работ, в том числе 3 статьи в рецензируемых научных изданиях из перечня ВАК, 1 статья в другом рецензируемом научном журнале и 8 публикаций в сборниках материалов международных и всероссийских конференций. Кроме того, получены 3 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук. Научные исследования проводились по проекту ФНИ на 2022-2025 гг. (№ FWZZ-2022-0026).

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю академику РАН, д.т.н., профессору Михаилу Ивановичу Эпову за формирование вектора научных интересов, ценные консультации, советы и неоценимую помощь на всех этапах работы над диссертацией.

Автор искренне благодарит к.ф.-м.н. О.В. Нечаева за профессиональную компетентность и разработку программной основы, использованной при создании алгоритма численного моделирования сигналов ПС.

За квалифицированную помощь при работе с практическими каротажными материалами, полученные знания в области скважинной геофизики и

отзывчивость во время работы над диссертацией автор выражает глубокую признательность д.т.н. К.В. Сухоруковой.

Автор искренне благодарен своим коллегам научным сотрудникам лаборатории многомасштабной геофизики ИНГГ СО РАН: к.т.н. Н.А. Голикову, к.т.н. К.Н. Даниловскому и к.т.н. А.М. Петрову за плодотворное сотрудничество, неравнодушное отношение и конструктивные замечания при обсуждении работы.

Особую благодарность автор выражает В.И. Самойловой за поддержку и ценные методические рекомендации при оформлении диссертационной работы.

Объём и структура работы

Диссертация состоит из введения, трёх глав, заключения и библиографического списка из 131 наименования. Объём – 130 страниц, 32 рисунка, 1 таблица.

Глава 1

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ИЗВЕСТНЫХ РЕШЕНИЙ.

Их достоинства и недостатки

Основы формирования сигналов самопроизвольной поляризации

Зонд для каротажа ПС представляет собой систему из двух электродов, один из которых располагается на поверхности, а второй – на заданной глубине в скважине (рис. 1.1). Измеряемая разность потенциалов между этими электродами отражает распределение электрического поля в прискважинной области [Schlumberger, Schlumberger, Leonardon, 1934; Doll, 1948; Справочник геофизика, 1961; Комаров, 1973; Дахнов, 1982; Ellis, Singer, 2007].

Формирование электрических полей ПС обусловлено рядом физико-химических процессов, протекающих при взаимодействии пластовых флюидов, бурового раствора и горных пород. Среди этих процессов выделяются три основных: диффузия солей между пластовыми водами и фильтратом бурового раствора (ФБР), сопровождаемая адсорбцией ионов на внутренней поверхности породы; окислительно-восстановительные реакции, происходящие на границе минералов и окружающей их среды; процессы фильтрации пластовых вод и бурового раствора в поровом пространстве [Stoll, Bigalke, Grabner, 1995; Hunt, Worthington, 2000; Mainault, Bernabé, Ackerer, 2006; Non-intrusive characterization ..., 2007]. Показано, что в большинстве практических случаев доминирующий вклад в формирование сигнала ПС вносят процессы ионной диффузии [Mounce, Rust, 1944; Hill, Anderson, 1959].

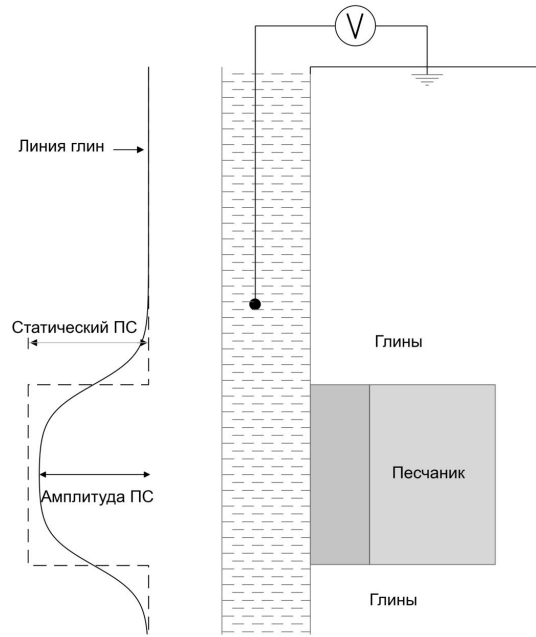


Рисунок 1.1 – Схематическое изображение формирования сигнала ПС в пористом пласте, залегающем в глинистых отложениях.

Ввиду того, что эти процессы связаны с самопроизвольным переносом ионов из области с высокой концентрацией солей (пластовая вода) в область с их более низкой концентрацией (ФБР), в скважине возникают электрохимические потенциалы. Микроскопическое описание переноса заряженных частиц в поровых флюидах базируется на фундаментальном уравнении Нернста-Планка [Koryta, Dvorak, Kavan, 1994]. Оно связывает плотность потока ионов каждого вида с термодинамическими силами, действующими в системе. Для i -го вида ионов в многокомпонентном растворе уравнение записывается в следующем виде:

$$j_i = -D_i \nabla C_i - D_i \frac{z_i F C_i}{RT} \nabla \varphi,$$

где j_i – плотность потока i -го вида ионов, моль/(м²·с); D_i – коэффициент диффузии i -го иона, м²/с; C_i – молярная концентрация i -го иона, моль/м³; z_i – валентность (зарядовое число) i -го иона; F – постоянная Фарадея (≈ 96485 Кл/моль); R – универсальная газовая постоянная (≈ 8.314 Дж/(моль·К)); T – абсолютная температура, К; φ – локальный электрический потенциал, В.

Физическая природа возникновения диффузионного потенциала заключается в различии коэффициентов диффузии D_i разных типов ионов. В наиболее распространенном случае раствора NaCl анионы хлора Cl^- обладают большей подвижностью, чем катионы натрия Na^+ . При контакте двух растворов разной концентрации (пластовой воды и ФБР) анионы хлора начинают опережать катионы натрия, что приводит к пространственному разделению зарядов и возникновению внутреннего электрического поля, равного $-\nabla\varphi$.

Сформированное электрическое поле воздействует на ионы, замедляя более быстрые анионы и ускоряя более медленные катионы. В установившемся стационарном режиме суммарная плотность электрического тока в системе равна нулю:

$$\sum z_i j_i = 0.$$

Для бинарного одновалентного электролита, где $|z_i| = 1$ и концентрации катионов и анионов равны ($C_+ = C_- = C$), подстановка уравнения потока в условие нулевого суммарного тока позволяет выразить градиент потенциала $\nabla\varphi$ через градиент концентрации. После интегрирования по области контакта двух растворов получается классическое выражение для диффузионной э.д.с. E_d , представляющей собой разность электрических потенциалов растворов:

$$E_d = \frac{RT}{F} \frac{u-v}{u+v} \ln \frac{C_f}{C_{mf}},$$

где u, v – абсолютные подвижности катионов и анионов, соответственно $\text{м}^2/(\text{В}\cdot\text{с})$; C_f – концентрация электролита в пластовой воде, $\text{моль}/\text{м}^3$; C_{mf} – концентрация электролита в ФБР, $\text{моль}/\text{м}^3$.

Для практических расчётов в большинстве работ принят переход к десятичным логарифмам и обобщенному коэффициенту диффузионной э.д.с. K_d :

$$E_d = K_d \lg \frac{C_f}{C_{mf}}.$$

При температуре 18 °C (291 K) для наиболее распространенного типа пластовых флюидов (раствор NaCl) при абсолютных подвижностях ионов натрия $u = 4.51 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/(\text{В} \cdot \text{с})$ и хлора $v = 6.79 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/(\text{В} \cdot \text{с})$ коэффициент $K_d \approx -11.6 \text{ мВ}$. При принятом определении $E_d = \varphi_{mf} - \varphi_f$ и условии $C_f > C_{mf}$ диффузионный потенциал отрицателен. Это означает, что менее концентрированный раствор приобретает более низкий электрический потенциал относительно концентрированного вследствие более высокой подвижности анионов Cl^- .

В оригинальной работе [Schlumberger, Schlumberger, Leonardon, 1934], а также в большинстве последующих исследований [Дахнов, 1959; McCall, Von Genten, Osoba, 1971; Stochastic Bayesian ..., 2010], вместо концентраций растворов используются их удельные электрические сопротивления (УЭС), обратно пропорциональные концентрациям электролита, в результате чего выражение для э.д.с. принимает следующий вид:

$$E = K \lg \frac{\rho_{mf}}{\rho_f},$$

где коэффициент K определялся экспериментально и равен 17 мВ. Однако такое допущение перестаёт быть корректным для высококонтрированных растворов электролитов, поскольку с увеличением концентрации возрастает влияние межионных взаимодействий, и поведение растворов отклоняется от идеального, при котором этими взаимодействиями можно пренебречь. Этот вопрос будет подробно рассмотрен далее.

Вместе с тем для формирования значительных потенциалов в скважине необходимо наличие глинистых пород [Mounce, Rust, 1944; Wyllie, 1949; Hill, Milburn, 1956]. В лабораторных экспериментах установлено, что при разделении растворов различной концентрации чистым песком возникающий потенциал оказывается незначительным (около нескольких милливольт), тогда как при добавлении глинистой перегородки наблюдаются существенно большие (около 100–150 мВ) значения, сопоставимые с реальными каротажными

измерениями. Это свидетельствует о важной роли глинистых минералов и связанных с ними мембранных эффектов в формировании сигнала ПС. Поскольку в реальных геологических средах процесс диффузии протекает в стесненных условиях порового пространства, наличие заряженной поверхности минеральной матрицы (прежде всего глинистых частиц) приводит к существенному изменению эффективных подвижностей ионов u и v по сравнению с их значениями в свободном растворе. Из-за избыточного отрицательного заряда поверхности глин катионы (Na^+) перемещаются по порам свободнее, чем анионы (Cl^-), которые испытывают электростатическое отталкивание.

Приведённые выше выводы остаются фундаментальной основой, на которой строится современное понимание физических основ каротажа ПС.

Влияние геометрических факторов и распределения УЭС

В реальных геологических условиях формирование сигнала ПС определяется не только разностью концентраций растворов, но и распределением геоэлектрических свойств в разрезе. В результате на форму и амплитуду сигнала существенное влияние оказывают геометрическое строение прискважинной области, толщина пластов и контраст УЭС.

Одним из способов учёта указанных факторов является прямой аналитический расчёт распределения электрического поля ПС в слоистой среде. В работе [Альпин, Шейнман, 1936] получены аналитические выражения, описывающие распределение сигналов ПС по глубине при пересечении скважиной пластов с различным УЭС. Этот подход позволяет рассчитывать форму диаграмм ПС для ряда характерных моделей сред. Однако принятое при их выводе предположение о равенстве УЭС бурового раствора в скважине и пересекаемого ею пласта существенно ограничивает его практическую применимость. Аналогичная задача рассмотрена также в работе [Бурсиан, 1936], где учитывается контраст между УЭС бурового раствора в скважине и пластов. В этой работе предполагается равенство УЭС пластов.

Несмотря на указанные упрощения, аналитические решения представляют значительный интерес, поскольку позволяют использовать их в качестве эталонных моделей для валидации современных численных алгоритмов моделирования.

Преодоление ограничений ранних аналитических решений и создание первой комплексной физико-математической модели сигналов ПС связано с работами Г. Дж. Долля [Doll, 1948; 1950a; 1950b]. Он предложил принципиально новый подход, рассмотрев каротажную диаграмму не как статическую разность потенциалов, а как результат омического падения напряжения в буровом растворе, вызванного протеканием естественных токов в объёмной проводящей среде. Долль впервые количественно показал, что регистрируемая амплитуда ПС существенно зависит от геометрических параметров среды и распределения УЭС в системе «скважина–пласт».

С помощью моделирования на аналоговых сетках, выполненных в виде цепочек сосредоточенных сопротивлений, было установлено, что толщина пласта и контраст УЭС между пластом, зоной проникновения, вмещающими породами и буровым раствором в скважине определяют интенсивность и пути замыкания токовых линий. Ключевым теоретическим положением стало введение понятия «статической диаграммы ПС» – гипотетического распределения потенциала в скважине при отсутствии протекания токов в среде. Разность её уровней напротив проницаемого пласта и вмещающих глин равна алгебраической сумме э.д.с., возникающих на границах сред, и называется статическим потенциалом ПС (СПС). Долль показал, что в тонких пластах или средах с высокими УЭС перераспределение токов в скважине и окружающих породах приводит к существенному уменьшению измеряемого сигнала относительно СПС (рис. 1.2).

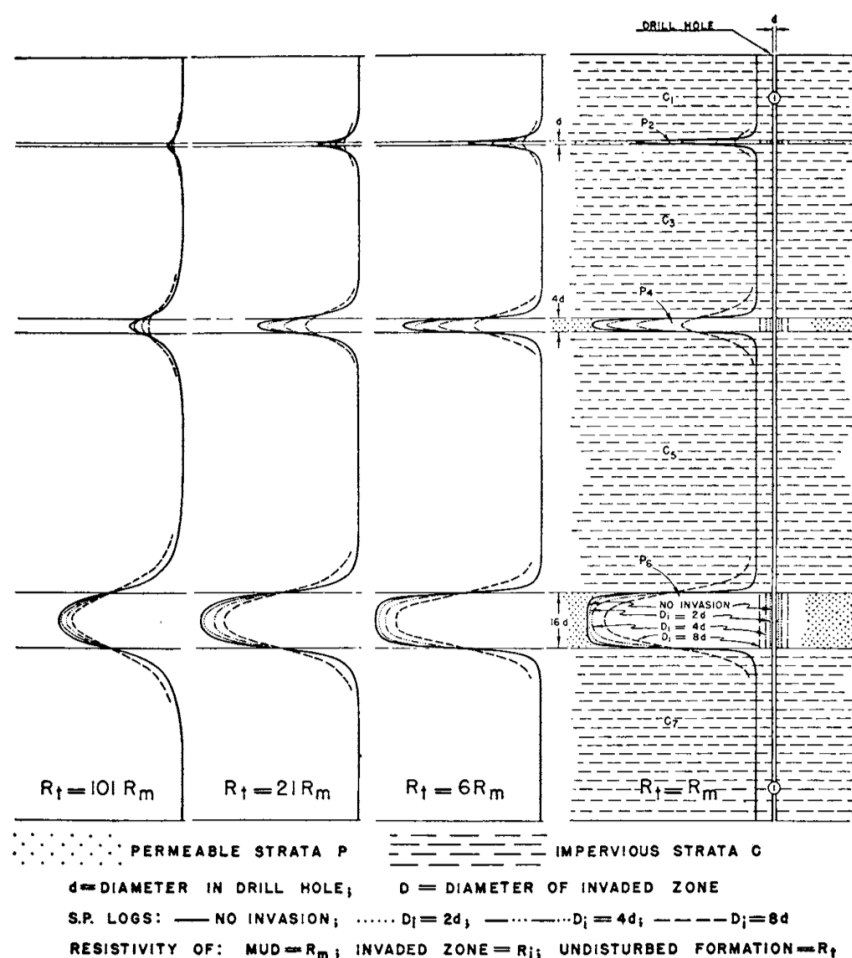


Рисунок 1.2 – Уменьшение наблюдаемой амплитуды ПС за счёт влияния геометрических факторов и контраста УЭС [Doll, 1948].

Дальнейшее развитие методики количественной интерпретации и уточнение расчётных палеток Долля представлены в работах [Segesman, Tixier, 1959; Segesman, 1962]. Основное внимание авторов сосредоточено на решении задачи определения СПС в наиболее сложных для интерпретации условиях – в тонких пластах, затронутых глубоким проникновением ФБР (рис. 1.3). Моделирование выполнялось на усовершенствованном аналоговом электроинтеграторе в лаборатории Schlumberger. Ключевым отличием этих работ стал детальный учёт влияния зоны проникновения: в модели имитировался резкий переход между областью, занятой ФБР, и незатронутой частью пласта. Результатом работ стала серия новых корреляционных диаграмм (палеток), которые позволили более точно восстанавливать значения СПС по каротажным

диаграммам [Schlumberger, 1989]. Эти палетки учитывают широкий диапазон толщин пластов и контрастов УЭС, что сделало их стандартным инструментом для практической работы геофизиков-интерпретаторов, позволяя минимизировать погрешности, вызванные геометрическими особенностями и проникновением ФБР.

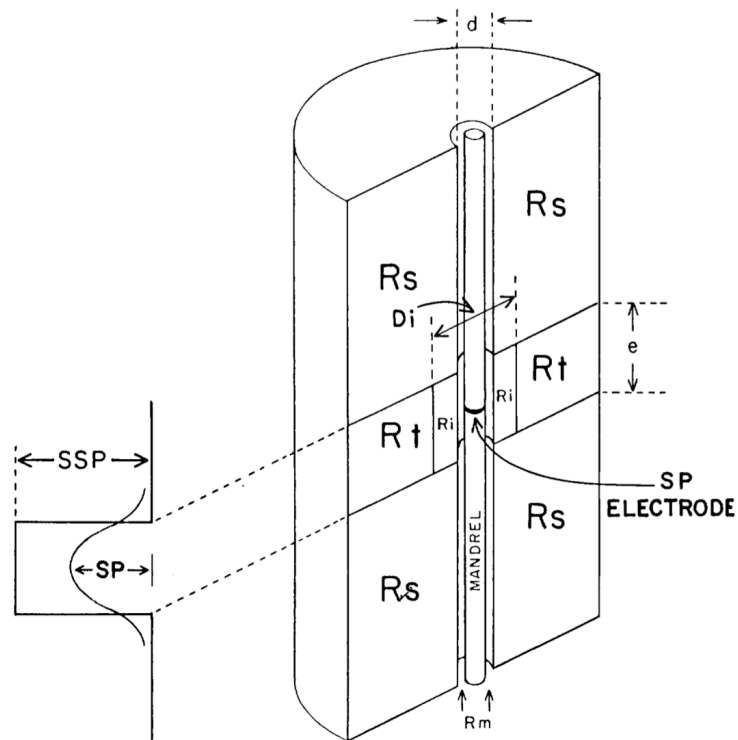


Рисунок 1.3 – Модель среды, используемая при расчёте корректировочных палеток для каротажа ПС [Segesman, 1962].

Количественные модели мембранных свойств горных пород

Параллельно с развитием интерпретационных подходов, ориентированных на учёт геометрических факторов, сформировалось направление, связанное с описанием физико-химических механизмов генерации ПС. В ряде работ получены аналитические зависимости диффузионно-адсорбционных потенциалов от химического состава растворов и адсорбционных свойств пород. При их выводе авторы исходили из различных гипотез, описывающих природу формирования этих потенциалов.

Одним из подходов к описанию электрохимического вклада в сигнал ПС является теория мембранных потенциалов, получившая количественное развитие в работах М. Уайли. В ранней модели [Wyllie, 1949; De Andrade, 1955] глинистый пласт рассматривается как идеальная селективная мембрана («натриевый электрод»), для которой значение э.д.с. определяется уравнением Нернста. Такой подход позволяет описывать формирование сигнала ПС с учётом мембранных свойств глин. В дальнейшем он был распространён на коллекторы с межзерновой пористостью [Wyllie, Southwick, 1954], где учитываются ионообменные свойства глинистого материала. В этой постановке глинистые частицы рассматриваются как система с фиксированным отрицательным зарядом, а суммарная э.д.с. определяется совместным действием диффузионных и мембранных процессов в системе «глина–раствор».

Более детальное описание микрофизики процесса с учётом структуры двойного электрического слоя (ДЭС) представлено в работах В. Н. Дахнова [Дахнов, 1941], В. Мак-Кардэлла [McCardell, Winsauer, Williams, 1953], а также Д. А. Шапиро [Шапиро, 1958], в которых показано, что величина электрического потенциала определяется изменением чисел переноса ионов в поровом пространстве. При этом селективные свойства породы зависят от условий среды: плотность поверхностного заряда и структура ДЭС изменяются в зависимости от минерализации раствора, что позволяет объяснить отклонение реальных сигналов ПС от предельных значений, соответствующих модели идеальной мембраны.

В подходе Б. Ю. Вендельштейна [Вендельштейн, 1958; 1960; Вендельштейн, Элланский, 1964], использованном также в ряде работ В. Н. Дахнова [Дахнов, 1959; 1967; 1985], введено понятие диффузионно-адсорбционной активности пород. В рамках этого подхода суммарный коэффициент диффузионно-адсорбционной э.д.с. K_{da} представляется в виде суммы двух составляющих:

$$K_{da} = K_d + A_{da},$$

где K_d – коэффициент диффузионного потенциала (рассмотренный выше предел свободного раствора, ≈ -11.6 мВ); A_{da} – коэффициент диффузионно-адсорбционной активности, характеризующий вклад мембранных свойств породы. Более детально последний обусловлен воздействием электрического поля двойного электрического слоя, формирующегося на поверхности глинистых частиц. Ионы, находящиеся в порах породы, оказываются в электрическом поле, создаваемом адсорбированными ионами. В случае, когда размеры пор соизмеримы с толщиной диффузной части ДЭС, электрический потенциал внутри порового пространства существенно изменяется и определяется не только осмотическими и диффузионными процессами, но и электростатическим воздействием со стороны заряженной поверхности [Lyklema, 1968; Koryta, Dvorak, Kavan, 1994]. В результате движение ионов в порах происходит под действием совокупности сил, что приводит к перераспределению их концентрации и изменению эффективных подвижностей. В работах [Дахнов, Кобранова, 1947; 1952; 1955] показано, что коэффициент A_{da} связан с петрофизическими характеристиками коллектора, такими как удельная поверхность твёрдых частиц, влажность, пористость и коэффициент нефтегазонасыщенности. Это позволило формализовать вклад адсорбционных процессов в сигнал ПС и учесть влияние литологического состава пород на его амплитуду.

По мере развития представлений о влиянии глинистых минералов на сигналы ПС, для решения практических задач интерпретации данных каротажа потребовались удобные расчётные модели. Наибольшее распространение получил эмпирический подход М. Ваксмана и Л. Смитса [Waxman, Smits, 1968; Smits, 1968], разработанный для оценки геоэлектрических свойств глинистых песчаников. Вместо детального сложного геометрического описания порового пространства и структуры двойного электрического слоя, авторы предложили рассматривать породу на макроуровне – как абстрактную электротехническую

систему параллельно включенных сосредоточенных проводников. В их модели предполагается, что общая проводимость среды складывается из проводимостей свободной пластовой воды в объёме пор и дополнительной поверхностной проводимости. Последняя возникает за счёт обменных катионов, которые компенсируют отрицательный заряд глин и перемещаются вдоль их поверхности.

Количество таких катионов описывается параметром Q_V – эквивалентной концентрацией обменных катионов, отнесённой к единице объёма порового пространства. Для полностью водонасыщенного пласта удельная электропроводность (УЭП) в модели задается линейным уравнением:

$$\sigma_0 = \frac{1}{F^*} (\sigma_w + B Q_V),$$

где F^* – безразмерный структурный фактор породы (при этом делается допущение, что пути для тока в объёме и по поверхности имеют одинаковую извилистость); σ_w – УЭП воды, См/м; B – подвижность (эквивалентная УЭП) обменных катионов, м²/(В·с).

Эта концепция используется в работе [Smits, 1968] для описания мембранных потенциалов, где числа переноса ионов выражаются через соотношение объёмной и поверхностной проводимостей. Хотя подвижность катионов B задаётся авторами эмпирически как функция солёности раствора, модель Ваксмана–Смитса получила широкое распространение. Этому способствовали относительная простота её уравнений и возможность напрямую связывать сигналы ПС с ионообменными свойствами глин без явного учёта детальной структуры порового пространства.

Представление об аддитивном вкладе объёмной и поверхностной проводимости получило дальнейшее экспериментальное подтверждение при исследовании комплексной электропроводности глинистых пород. В работах [Surface conductivity of clays, 2024; Emelianov, Kryuchkova, Titov, 2026]

показано, что поверхностная проводимость возрастает с объёмным содержанием глинистых минералов, а характер этой зависимости определяется их минеральным составом.

Численные подходы к моделированию сигналов ПС

Использование различных поправок и палеток для коррекции каротажных данных до сих пор широко распространено на практике. Однако этот подход имеет ряд существенных ограничений и уступает по эффективности методам, основанным на численном моделировании [Колосов, 1977; 1985]. В настоящее время для решения прямых задач ПС активно используются сеточные методы [Pan, Tan, Hu, 2009]. Выбор между МКЭ и методом конечных разностей (МКР) определяется особенностями задачи и доступными вычислительными ресурсами.

Решение краевых задач с применением сеточных методов сводится к их дискретизации и последующему решению систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ), как правило, больших размерностей и разреженной структуры [Akimova, Belousov, 2016]. Примеры использования МКР для решения прямых задач каротажа представлены в работах [Друскин, Книжнерман, 1987; High-performance ..., 1997; Эпов, Мартаков, 1999; Tartaras, Zhdanov, 1999; Wang, 2001; Суродина, Эпов, 2012]. МКЭ, в свою очередь, широко используется при моделировании сигналов в гетерогенных геологических структурах, неоднородных пористых средах и в скважинах с усложненными геометрическими особенностями, а также при разнообразных граничных условиях. Применение МКЭ при решении прямых задач каротажа представлено в работах [Нечаев, Шурина, 2005; Параллельная реализация ..., 2007; Шурина, Нечаева, Нечаев, 2007; Эпов, Шурина, Нечаев, 2007; Pardo, Torres-Verdín, Paszynski, 2007; Шурина, Эпов, Нечаев, 2009; Азанов, Шурина, Эпов, 2012; Эпов, Шурина, Архипов, 2013; Шурина, Добролюбова, Штанько, 2017; Eпов, Glinskikh, Nechaev, 2022].

Одна из первых реализаций сеточных методов для расчёта сигналов ПС представлена в работе [Tabanou, Glowinski, Rouault, 1987]. В отличие от ранних аналоговых моделей, основанных на аналоговых резисторных сетках, авторы предложили алгоритм численного моделирования в осесимметричной постановке для вертикальных скважин в горизонтально-слоистых средах. Это позволило корректно учитывать влияние зоны проникновения ФБР и рассчитывать синтетические диаграммы ПС с высокой дискретностью, что фактически сделало возможным заменить традиционные графические палетки результатами прямых компьютерных расчётов. Применение МКЭ в указанных работах создало необходимую математическую базу для последующей разработки и создания алгоритмов автоматизированной инверсии (решения обратной задачи) данных ПС в сложных геологических условиях, включая тонкослоистые разрезы.

Дальнейшее развитие численных подходов связано с преодолением трудностей, возникающих при моделировании сигналов в разрезах с резкими контрастами свойств. Особенности расчёта электрических полей в скважинах при пересечении границ пластов рассматривались в работах [Табаровский, Дашевский, 1975; Дашевский, 2001]. Непосредственно проблема сингулярности потенциала в угловых точках, образующихся при пересечении плоских границ пластов с цилиндрической поверхностью скважины, исследована в работе [Tatsien, Yongji, Yuejun, 1994]. В этих точках условия скачка электрического потенциала могут быть математически несовместными, что приводит к неустойчивости вычислений и ошибкам в узлах сетки. Предложенный авторами подход, основанный на устранении сингулярностей и использовании слабых решений, позволяет построить устойчивую численную схему при наличии резких контрастов электрохимических свойств.

Для повышения эффективности вычислений при моделировании сигналов в многослойных средах в работах [Zhang, Wang, 1997; 1999] предложено

использовать теорию векторного потенциала. В такой формулировке плотность тока представляется как ротор векторного поля. Это автоматически обеспечивает выполнение закона сохранения заряда без введения искусственных дипольных слоёв на границах. Вместо этого используются «источники ротора», упрощающие обработку скачков э.д.с. Эффективность подхода подтверждена как для МКЭ, так и для метода согласования мод. Вместе с тем применение векторного потенциала в стационарных задачах ПС носит, скорее, характер альтернативной математической формулировки, упрощающей реализацию, но не изменяющей физическую интерпретацию результатов.

Алгоритм численного моделирования сигналов ПС из [Zhang, Wang, 1997; 1999] применяется в работе [Combined simulation ..., 2008], где он используется для проведения совместной численной инверсии данных каротажа ПС и каротажа сопротивлений. При этом для инициализации параметров модели используются значения УЭС пластов и параметры зоны проникновения ФБР. Результатом работы алгоритма являются значения УЭС пластовой воды и показателя цементации Арчи [Archie, 1942], необходимые для оценки степени флюидонасыщенности коллектора. Авторы отмечают, что для эффективного применения алгоритма следует рассматривать интервалы с малым изменением значений минерализации с глубиной, а также включающие в основном незаглинизированные коллекторы большой толщины.

Инверсия данных ПС с привлечением результатов измерений УЭС породы также представлена в работе [Joint inversion ..., 2013]. Её значительная часть посвящена свойствам зоны проникновения ФБР и влиянию на наблюдаемые сигналы ПС. В частности, процесс фильтрации бурового раствора в пласт рассматривается как совокупность двух процессов: вытеснения пластовых флюидов ФБР, приводящего к изменению водонасыщения пласта в радиальном направлении, и диффузии ионов между ФБР и пластовой водой, вызывающей изменение минерализации пластовой воды. На основе такого анализа

авторами для описания профиля УЭС в зоне проникновения предложена модель, включающая пять параметров. Она применяется для определения положения диффузионно-адсорбционного источника ПС и проведения совместной инверсии с данными каротажа сопротивлений.

В работе [Шеин, Снежко, 2016] представлен численно-аналитический подход к решению прямой и обратной задач ПС для модели пачки пластов с учётом зоны проникновения. Предложенный алгоритм сочетает метод разделения переменных по вертикальной координате с применением МКЭ для детального описания радиальной неоднородности среды.

Таким образом, численные подходы позволяют учитывать сложную геометрическую структуру среды, неоднородность распределения электрофизических свойств и обеспечивают достаточную точность моделирования сигналов ПС. Вместе с тем во всех рассмотренных работах при постановке расчётной задачи используется подход СПС, что ограничивает область применения и не позволяет в полной мере проводить рутинный анализ реальных каротажных данных.

Термодинамическое описание и микроструктурные модели ионного переноса

Наряду с применением численных алгоритмов для расчёта каротажных кривых, следующий этап развития метода ПС сопряжен с переходом к более строгому теоретическому описанию, основанному на положениях коллоидной химии и термодинамики поверхностных явлений [Onsager, 1931; Фридрихсберг, 1974; Sill, 1983; Revil, 1999; Streaming potentials ..., 2012]. В рамках этого подхода сигнал ПС рассматривается как результат взаимодействия связанных потоков, возникающих при совместном переносе заряда и вещества в пористой среде.

Фундаментальный вклад в это направление исследований внес В. Силл [Sill, 1983], предложивший метод описания ПС, базирующийся на теории

связанных потоков и концепции индуцированных источников тока. В рамках его модели полная плотность тока $\mathbf{j}$ представляется как сумма тока проводимости и сторонних конвективных токов, вызванных первичными потоками вещества или тепла:

$$\mathbf{j} = -\sigma \nabla \varphi + \mathbf{j}_c,$$

где σ – УЭП, См/м; $\mathbf{j}_c$ – сторонний ток, определяемый градиентами давления (электрокинетическая составляющая) или химического потенциала (электрохимическая составляющая), А/м²; φ – электрический потенциал, В. Подход Силла позволил рассматривать формирование сигналов ПС как результат взаимодействия первичного векторного поля потока флюида с электрической структурой среды. Такая формулировка оказалась чрезвычайно эффективной для численной реализации алгоритмов моделирования, поскольку сводит задачу к нахождению дивергенции первичных потоков в неоднородной среде. Тем не менее работа Силла была в первую очередь сфокусирована на геотермальных задачах и наземных измерениях ПС (ЕП), что потребовало дальнейшей адаптации его аппарата применительно к специфике каротажа.

Дальнейшее развитие теории метода ПС связано с переходом к микроструктурному моделированию процессов переноса в заряженных пористых средах. В работе [Sen, 1989] математически демонстрируется, что из-за влияния ДЭС пути движения (эффективные извилистости) катионов и анионов в поровом пространстве различны. Однако для расчёта потенциалов его модель требует знания трудноизмеримых локальных геометрических параметров порового пространства.

В работах А. Ревила [Revil, 1999; Revil, Linde, 2006; Revil, 2007; Revil, Jougnot, 2008] предложен унифицированный подход к совместному описанию ионной диффузии, УЭП и мембранного потенциала. В отличие от макроскопических моделей, Ревил рассматривает перенос ионов на микроуровне как

совокупность двух параллельных процессов: диффузии через свободный раствор в центре пор и электромиграции ионов в двойном электрическом слое у поверхности минеральных зёрен. При этом обосновывается, что поверхностный перенос ионов представляет собой процесс электромиграции, индуцированный макроскопическим мембранным потенциалом, а не диффузию под действием локальных градиентов концентрации.

Предложенная модель позволила преодолеть практические ограничения ранних подходов [Sen, 1989]. В частности, Ревил аналитически вывел макроскопические уравнения переноса, учитывающие влияние заряженной поверхности минеральных частиц через параметр Q_V – объёмную плотность избыточного поверхностного заряда твёрдой фазы, отнесённую к единице объёма порового пространства и связанную с ёмкостью катионного обмена. В модели Ваксмана–Смита этот параметр используется в феноменологическом уравнении электропроводности совместно с эмпирически определяемой подвижностью обменных катионов, зависящей от минерализации раствора. В подходе Ревила параметр Q_V включён в систему физико-химических уравнений ионного переноса. Таким образом, модель Ревила связывает микроскопические процессы в двойном электрическом слое со стандартными измеряемыми петрофизическими характеристиками породы.

Развитие этой теории в работах [Revil, Linde, 2006; Revil, 2007 Electrokinetic coupling ..., 2007] привело к созданию комплексной модели на основе метода усреднения по объёму. Путём масштабирования локальных уравнений Нернста-Планка и Навье-Стокса авторы получили макроскопические уравнения переноса, связывающие измеряемый потенциал ПС с ключевыми структурными параметрами: извилистостью, пористостью и внутренней проницаемостью. При этом вместо сложного распределения Пуассона-Больцмана для описания концентраций ионов в поровом пространстве было

успешно применено распределение Доннана, основанное на равенстве химических потенциалов в объёме поры и внешнем объёме.

Существенным расширением основ теории стала адаптация микроструктурного подхода для условий частичного флюидонасыщения [Revil, Jougnot, 2008; Revil, 2017a; 2017b]. Авторы показали, что при вытеснении воды непроводящей фазой (нефтью или газом) эффективная плотность избыточного заряда в порах возрастает. Это происходит потому, что число противоионов, компенсирующих заряд минеральной матрицы, остаётся неизменным, но они распределяются в значительно меньшем объёме остаточной воды. Хотя принцип масштабирования плотности заряда через водонасыщенность (Q_V/S_w) был предложен ещё М. Ваксманом и Л. Смитсом для описания проводимости, в работе Ревила и Жоно этот эффект получил строгое теоретическое обоснование применительно к процессам диффузии и мембранному потенциалу. Использование физического описания двойного электрического слоя позволило доказать, что эффективная плотность заряда обратно пропорциональна коэффициенту водонасыщенности, что ведет к существенному усилению мембранного эффекта. Указанный подход позволяет физически обосновать влияние углеводородов на амплитуду ПС и использовать метод для прямой количественной оценки нефтенасыщенности коллекторов.

Таким образом, работы А. Ревила сформировали современный физико-математический каркас, позволяющий не только рассчитывать амплитуды ПС в сложных коллекторах, но и решать обратную задачу – оценивать по данным каротажа такие критически важные параметры, как ёмкость катионного обмена и структурные характеристики поровой среды [Stochastic Bayesian ..., 2010; Leinov, Jackson, 2014].

Современные подходы к количественной интерпретации каротажных данных

В настоящее время развитие в области метода ПС связано с объединением физико-химических представлений о механизмах формирования сигнала с численными методами его моделирования и интерпретации в реальных геологических условиях.

Одним из примеров реализации такого подхода, включающего развитие как численных методов, так и физико-химической теории метода ПС, являются работы [Кормильцев, 1995; Кормильцев, Ратушняк, 2000; Физико-химическая теория ..., 2005; Кормильцев, Ратушняк, 2007], в которых предложен алгоритм расчёта потенциала ПС на основе системы объёмных векторных интегральных уравнений. В этой модели среда рассматривается как трёхмерная неоднородная проводящая система, включающая скважину, пласт и зону проникновения ФБР. Использование интегральных уравнений для решения прямых задач позволяет снизить требования к вычислительным ресурсам и повысить быстродействие по сравнению с традиционными сеточными методами. При сопоставлении с палетками Шлюмберже [Schlumberger, 1989] отмечаются расхождения в корректировочных коэффициентах для тонких пластов, что указывает на сложность адекватного учёта радиальной ограниченности модели и необходимость дальнейшего развития вычислительных подходов.

В этих работах также предложен математический аппарат для аналитического расчёта диффузионно-адсорбционных потенциалов в неоднородных капиллярно-пористых средах на основе теории двойного электрического слоя и термодинамики необратимых процессов [Гузеев, Кормильцев, 2004]. Показано, что величина адсорбционного потенциала определяется эффективным радиусом пор, а селективность породы – соотношением между радиусом порового канала и толщиной диффузной части ДЭС. Это позволяет использовать данные ПС для оценки структурных характеристик порового пространства.

Кроме того, рассмотрены вопросы динамики аномалий ПС в нефтегазовых скважинах.

Наряду с этим в работах [Кузьмичев, 2006; 2016; 2018] показано, что использование математического подхода к обработке диаграмм ПС и индукционного каротажа позволяет построить алгоритмы комплексной интерпретации для расчёта коэффициента нефтегазонасыщенности сложнопостроенных терригенных коллекторов. В этих работах представлено аналитическое решение прямой задачи метода ПС для модели пересечения скважиной электрически неоднородного пласта ограниченной толщины с зоной проникновения ФБР. Данное решение является одним из наиболее развитых аналитических подходов и, в частности, может использоваться для верификации вычислительных алгоритмов. Его применение совместно с данными электрического каротажа продемонстрировано на примере практических каротажных данных. При этом используются как аналитические решения, так и численные алгоритмы решения прямой задачи (в частности, на основе интегро-интерполяционного метода), причём результаты аналитического и численного решения обратной задачи хорошо согласуются между собой. Вместе с тем следует отметить, что в рассматриваемой постановке источник ПС задаётся в виде скачка потенциала на границе сред, что не позволяет в явном виде учитывать распределённый характер токов, формирующих сигнал. Кроме того, аналитические решения данного типа характеризуются высокой вычислительной сложностью и чувствительностью к параметрам модели, что ограничивает их применение при интерпретации сигналов в геологически сложных разрезах.

Комплексный подход к интерпретации данных ПС также предложен в работе [Stochastic Bayesian ..., 2010], в которой для моделирования и инверсии приводится механистическая модель, основанная на единой петрофизической модели УЭП и ионной диффузии. Указанная модель во многом построена на результатах Ревила [Revil, 1999; Revil, Linde, 2006; Revil, 2007; Electrokinetic

coupling ..., 2007]. Вудроф и соавторы отмечают, что в предшествующих работах, посвященных моделированию данных ПС, формирование сигналов описывается как результат наличия скачка потенциала на границе между пластами и поверхностью скважины. Хотя эти границы могут пространственно совпадать с реальным источником тока, такой подход не вполне адекватно отражает физические основы метода, поскольку сигналы ПС всегда создаются токовыми источниками. Также авторы показывают, что для пластов с плоскопараллельными горизонтальными границами трёхмерное уравнение Пуассона, описывающее формирование сигналов ПС в скважине, может быть сведено к двумерной осесимметричной постановке. Такое упрощение остаётся достаточно точным до тех пор, пока вертикальные компоненты градиента солёности не становятся значительными на масштабах, сопоставимых с диаметром скважины, поскольку в этом случае вклад вертикальной компоненты электрического поля становится существенным. Однако в работе не представлены результаты прямого моделирования, что усложняет проверку корректности предложенного алгоритма. Кроме того, в работе рассматривается температурная поправка, позволяющая учитывать влияние компоненты геотермического градиента вдоль ствола скважины, из-за которого референсный и измеряющий электроды обычно имеют разные температуры. Поскольку сигнал на электроде по своей природе зависит от температуры [Petiau, 2000], даже при отсутствии какого-либо внешнего источника электрического тока, то между двумя электродами возникает разность электрических потенциалов. В результате положение линии глин изменяется с глубиной в зависимости от соответствующего повышения температуры пластов.

Отличительной особенностью работы является одновременная инверсия целого набора скважинных измерений, включающих диаграммы ПС, каротажа сопротивлений, а также информацию, полученную по данным радиоактивных и ядерных методов каротажа (объёмной плотности, водородной пористости,

естественной радиоактивности). В качестве алгоритма для инверсии используется марковская цепь Монте-Карло, а именно, алгоритм Метрополиса-Гастингса [Mosegaard, Tarantola, 1995]. Предлагаемый В. Вудрофом и коллегами подход позволяет определять следующие петрофизические параметры пластов-коллекторов: минерализацию пластовой воды, пористость, водонасыщенность, ёмкость катионного обмена, показатели цементации и насыщения. Получение такого количества информации из анализа каротажных данных является значимым результатом. Однако недостатком предложенного подхода можно считать сложность практической реализации. В частности, его эффективность сильно зависит от начального приближения для модельных параметров, выбор которого является нетривиальной задачей [Deng, Ambía, Torres-Verdín, 2019].

В работах Дж. Баутиста-Ангуиано и соавторов [Bautista-Anguiano, Torres-Verdín, 2015; Bautista-Anguiano, Torres-Verdín, Strobel, 2020] представлен трёхмерный конечно-разностный алгоритм, учитывающий диффузионно-адсорбционные и электрокинетические (фильтрационные) источники. Авторы показывают, что для обычно реализуемых диапазонов давления в стволе скважины относительно давления пласта электрокинетическими эффектами можно пренебречь и учитывать их только для высокопроницаемых пород. Использование трёхмерных расчётов позволяет моделировать сигналы ПС в наклонных скважинах, а также при наличии эксцентриситета измеряющего электрода относительно оси скважины. Результаты подобного моделирования показывают, что и наклон, и эксцентриситет негативным образом отражаются на разрешении каротажных диаграмм ПС. Однако для зенитных углов отклонения по вертикали до 30 градусов эти искажения остаются незначительными. Это позволяет использовать более простые осесимметричные модели без существенной потери точности.

Указанный алгоритм трёхмерного моделирования стал основой для серии работ [Bautista-Anguiano, Torres-Verdín, Strobel, 2020; Bautista-Anguiano, Torres-Verdín, 2022a; 2022b], посвященных инверсии и количественной оценке параметров пласта. Благодаря связи с расчётами фильтрации, модель позволяет учитывать изменение концентрации ионов при формировании зоны проникновения. В частности, авторы предложили метод оценки нефтенасыщенности через анализ эффекта «подавления ПС» – снижения амплитуды сигнала при замещении части воды углеводородами [Bautista-Anguiano, Torres-Verdín, 2022b].

Стоит отметить, что Баутиста-Ангуиано в своей постановке задачи ПС использует активности ионов в растворах солей, а не их УЭС, как в подавляющем большинстве работ. Несмотря на практическое удобство, использование УЭС может приводить к значительным погрешностям в случае сильно концентрированных растворов (> 0.1 М). Активность i -го иона в растворе определяется как:

$$a_i = \gamma_i \frac{m_i}{m_0},$$

где m_i – моляльность, моль/кг; $m_0 = 1$ моль/кг – стандартная моляльность; γ_i – безразмерный коэффициент активности. Для вычисления коэффициента активности удобно ввести величину ионной силы раствора I :

$$I = \frac{1}{2} \sum_i m_i z_i^2,$$

где z_i – заряд i -го иона. Из решения уравнения Дэвиса (1.1) (получаемого из теории Дебая-Хюккеля) [Davies, 1962; Koryta, Dvorak, Kavan, 1994] коэффициент активности можно определить следующим образом:

$$\lg \gamma_i = -0.5 z_i^2 \left(\frac{\sqrt{I}}{1 + \sqrt{I}} - 0.3 I \right). \quad (1.1)$$

Дальнейшее развитие этого направления в работе [Bautista-Anguiano, Torres-Verdín, 2022a] привело к созданию метода инверсии с одновременным устранением искажений от вмещающих пород и зоны проникновения. Технически алгоритм опирается на быстрые численные расчёты с использованием функций Грина, с последующим уточнением решения МКР. В отличие от подхода, представленного в работе [Combined simulation ..., 2008], метод Баутиста-Ангуиано не требует совместной инверсии с данными метода сопротивлений и знания параметров Арчи, позволяя независимо определять минерализацию пластовой воды. Метод протестирован на синтетических и практических каротажных данных в водоносных пластах различной сложности. Инверсия позволяет оценивать не только эквивалентную концентрацию NaCl и радиус проникновения ФБР, но и макроскопическое число переноса катионов натрия.

Следует отметить, что предложенный подход основан на ряде допущений, ограничивающих область его применимости. В частности, в используемой постановке задачи влияние УЭС на форму наблюдаемых диаграмм ПС в случае электрохимического источника в явном виде не учитывается, а формирование сигнала связывается преимущественно с распределением концентрации и подвижности ионов. Такой подход отличается от классических представлений, предложенных Доллем [Doll, 1948] и Сегезманом [Segesman, 1962], где отношение УЭС пласта к УЭС раствора рассматривается как один из ключевых факторов, определяющих снижение амплитуды наблюдаемого сигнала ПС. Несмотря на то, что подобное упрощение позволяет существенно снизить вычислительные затраты при трёхмерном моделировании, вопрос о корректности описания вклада электрохимического источника ПС при высоких контрастах УЭС остаётся открытым и не имеет однозначного экспериментального подтверждения.

Таким образом, за последние десятилетия в области метода ПС произошел переход от простых эмпирических моделей к современным алгоритмам

количественной интерпретации, основанным на численных методах, а также термодинамическом и микроструктурном описании ионного переноса. Вместе с тем сложность геологических условий и многообразие факторов, влияющих на формирование сигнала ПС, по-прежнему затрудняют его однозначную интерпретацию и требуют дальнейшего уточнения моделей и создания соответствующих эффективных вычислительных алгоритмов.

Глава 2

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ

Несмотря на значительное развитие теории метода ПС, рассмотренное в Главе 1, на практике анализ каротажных диаграмм до сих пор часто выполняется с использованием поправочных палеток и аналитических зависимостей, построенных в середине прошлого века для упрощённых моделей [Doll, 1948; Worthington, Meldau, 1958; Segesman, 1962]. Их использование позволяет восстановить амплитуду ПС, когда влияние отдельных факторов удаётся однозначно выделить, например, при известном и слабо изменяющемся распределении УЭС или в достаточно толстых пластах. Однако, как было показано в аналитическом обзоре, реальная форма диаграмм и амплитуды сигналов ПС определяются совокупным влиянием геоэлектрических свойств, физико-химических процессов в прискважинной области и особенностей её геометрического строения [Revil, 1999; Ellis, Singer, 2007; Bautista-Anguiano, Torres-Verdín, Strobel, 2020].

По этой причине для решения практических задач каротажа ПС требуется развитие численных методов расчёта, позволяющих учитывать весь комплекс факторов, определяющих формирование зарегистрированных сигналов. Это особенно важно при наличии зоны проникновения ФБР, выраженных контрастов УЭС или заметного влияния глинистого материала, когда применение палеток приводит к существенным погрешностям.

В настоящей главе приводится физико-математическая формулировка прямой задачи ПС и описывается алгоритм её решения в осесимметричной постановке МКЭ. Далее численный алгоритм тестируется на простых моделях, для которых доступны аналитические решения, что позволяет оценить точность и устойчивость реализованного подхода. Отдельно рассматривается влияние УЭС пластовой воды, пористости, содержания и типа глинистых

минералов на форму диаграмм и амплитуду сигналов. В завершение главы приведены результаты применения разработанного алгоритма к реальным данным ПС.

2.1. Постановка задачи ПС

Модель среды и физические принципы формирования самопроизвольной поляризации

Решение прямой задачи ПС рассматривается в рамках двумерной модели геологической среды, включающей вертикальную скважину и пачку контрастных по электрофизическим свойствам пластов различной толщины с плоско-параллельными горизонтальными границами (рис. 2.1). В прискважинной области коллекторов выделяются две концентрические радиальные зоны: первая – с изменённым флюидонасыщением из-за проникновения ФБР (зона проникновения, ЗП), вторая – не затронутая процессом фильтрации [Ferguson, Klotz, 1954; Joint inversion ..., 2013]. Они характеризуются собственными электрофизическими параметрами и отделены от скважины и друг от друга коаксиально-цилиндрическими границами.

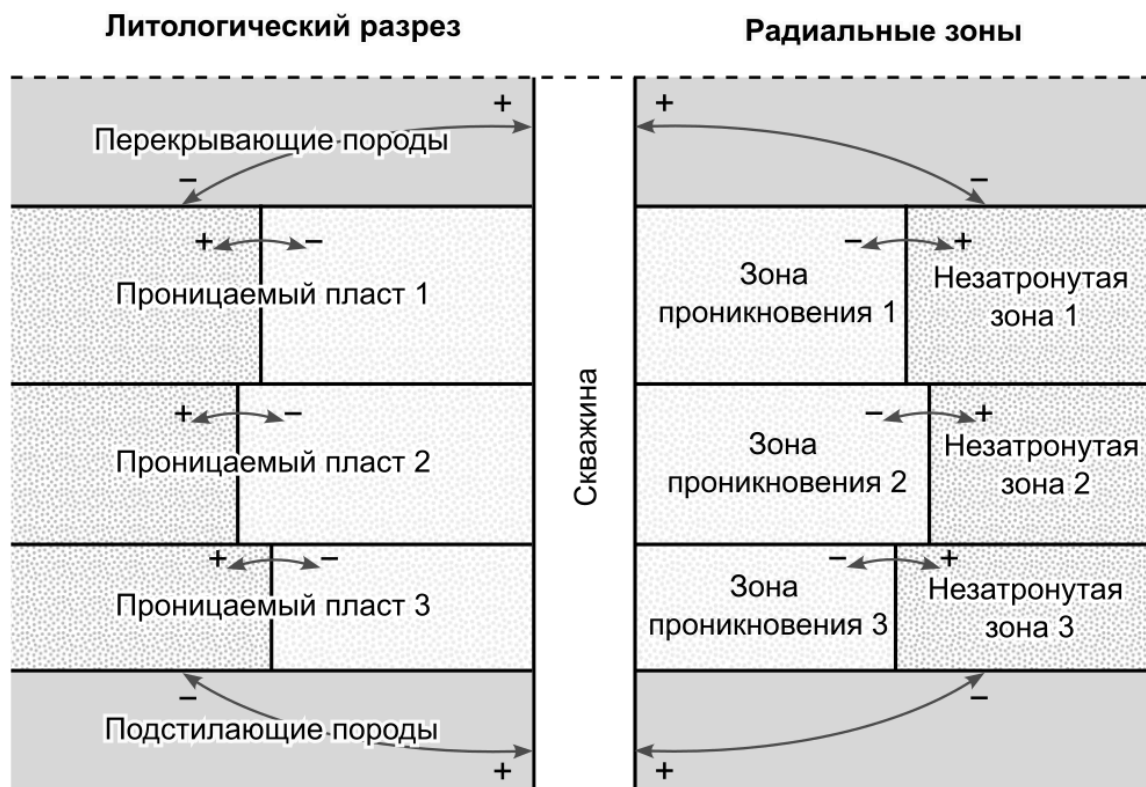


Рисунок 2.1 – Схема формирования сигнала ПС в геологической модели с зоной проникновения в пластах-коллекторах. Стрелки схематически изображают локальные электрохимические э.д.с., отвечающие диффузионному и диффузионно-адсорбционному (мембранному) вкладам [Combined simulation ..., 2008; Stochastic Bayesian ..., 2010].

Как отмечалось в главе 1, для корректного вывода уравнения Пуассона на электрическое поле необходимо опираться на формализм связанных потоков. В текущей постановке прямой задачи ПС сторонние токи в среде обусловлены движением ионов в поровом флюиде под действием электродвижущих сил (э.д.с.), которые формируются на границах областей (рис. 2.1). При этом полная объёмная плотность тока в среде определяется суперпозицией плотностей токов проводимости и сторонних источников:

$$\vec{j} = \vec{j}_\sigma + \vec{j}_s,$$

где $\vec{j}_\sigma$ – объёмная плотность тока проводимости, А/м²; $\vec{j}_s$ – объёмная плотность тока сторонних источников, А/м².

Дивергенция плотности полного объёмного тока полагается равной нулю, что равнозначно требованию сохранения полного заряда в среде [Бурсиан, 1972]:

$$\nabla \cdot \vec{j} = \nabla \cdot (\vec{j}_\sigma + \vec{j}_s) = 0.$$

Выражая плотность тока проводимости через электрическое поле в среде ($\vec{j}_\sigma = \sigma \vec{E}$) и вводя его скалярный потенциал ($\vec{E} = -\nabla \varphi$), можно получить уравнение Пуассона для прямой задачи ПС:

$$\nabla \cdot (\sigma \nabla \varphi) = \nabla \cdot (\vec{j}_s), \quad (2.1)$$

где σ – удельная электропроводность среды (УЭП), См/м; φ – потенциал ПС, В.

Решение уравнения (2.1) дает распределение электростатического потенциала для заданного источника ПС, вызывающего сторонний ток $\vec{j}_s$. Далее в качестве такого источника рассматривается только вклад градиентов активности ионов, описываемый как электрохимический источник тока. Как было отмечено в главе 1, два других механизма формирования ПС, обусловленные фильтрацией бурового раствора/пластовой воды и окислительно-восстановительными реакциями, дают существенно меньший вклад по сравнению с ионной диффузией, и поэтому не учитываются.

Плотность тока электрохимического источника может быть получена из основных принципов диффузии ионов в заряженных пористых средах. Согласно параметризации, представленной в [Дахнов, 1959], суммарный диффузионно-адсорбционный коэффициент представляется как $K_{da} = K_d + A_{da}$. Тогда плотность стороннего тока записывается в виде:

$$\vec{j}_s = -(K_d + A_{da})\sigma \nabla \lg \sigma_w = -K_{da}\sigma \nabla \lg \sigma_w, \quad (2.2)$$

где K_d и K_{da} – коэффициенты при диффузионной и диффузионно-адсорбционной э.д.с. соответственно, В; A_{da} – диффузионно-адсорбционная активность горных пород, В; σ_w – УЭП флюида, зависящая от концентрации ионов при заданной температуре, См/м. Аргумент логарифма должен быть безразмерным, поэтому $lg\sigma_w$ используется как сокращённое обозначение $lg \frac{\sigma_w}{\sigma_{w0}}$, где σ_{w0} – фиксированное опорное значение УЭП, См/м. Поскольку σ_{w0} постоянно и равно 1, такая нормировка не влияет на градиент логарифма и результаты расчёта. В дальнейшем в аналогичных выражениях размерный аргумент логарифма указывается без нормировки на опорное значение.

Слагаемое K_d описывает вклад свободной диффузии ионов, определяемый химическим составом раствора, валентностями анионов и катионов растворённых солей и температурой. Оно описывает составляющую скалярного потенциала на контакте сред с различной минерализацией без влияния породы. Слагаемое A_{da} учитывает влияние поверхностных свойств горных пород, возникающее при переносе ионов в присутствии минеральных частиц, прежде всего глинистых минералов, обладающих развитым ДЭС. Из-за ион-селективных свойств поверхности возникает мембранный (доннановский) потенциал, который складывается с диффузионным и формирует результирующий электрохимический отклик.

Таким образом, коэффициент K_{da} описывает совместное действие двух микрофизических процессов – диффузионного и мембранного переносов. Каждый из них генерирует собственную составляющую э.д.с., а их суммарное влияние определяет величину и знак наблюдаемого сигнала ПС при контакте сред с различной минерализацией. В заглинизированных коллекторах роль мембранного механизма усиливается, поскольку выраженность ДЭС возрастает.

В общем случае коэффициент K_{da} удобно выразить через макроскопическое число переноса катионов следующим образом:

$$K_{da} = \ln(10) \frac{k_b T}{e} (2T_+ - 1), \quad (2.3)$$

где T_+ – безразмерное макроскопическое число переноса катионов (число Гитторфа); $k_b = 1.38 \cdot 10^{-23}$ Дж·К⁻¹ – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура, К; $e = 1.60 \cdot 10^{-19}$ Кл – элементарный заряд. Число T_+ характеризует долю электрического тока, переносимого катионами в пористой среде, и объединяет диффузионный и мембранный вклады. В чистом водонасыщенном песчанике его значение близко к микроскопическому числу переноса катионов в свободном растворе t_+ (для NaCl около 0.4). По мере усиления ион-селективных свойств глинистого материала мембранный вклад возрастает, а в пределе идеальной глинистой мембраны T_+ стремится к 1.

С учётом определения плотности стороннего тока (2.2) и выражения (2.3) уравнение Пуассона (2.1) принимает следующий вид:

$$\nabla \cdot \left(\frac{1}{\rho} \nabla \varphi \right) = \frac{k_b T}{e} \nabla \cdot \left(\frac{1}{\rho} (2T_+ - 1) \nabla \ln \rho_w \right), \quad (2.4)$$

где $\rho_w = \sigma_w^{-1}$ и $\rho = \sigma^{-1}$ – соответствующие значения УЭС, Ом·м. Вопросы перехода от концентрации к активности ионов и применения уравнения Дэвиса (1.1) подробно рассмотрены в главе 1. Ниже при расчёте абсолютных амплитуд соответствующая поправка учитывается согласно изложенному подходу, а при верификации алгоритма по значению СПС используется традиционное аналитическое выражение через отношение УЭС бурового раствора и пластовой воды.

2.2. Численное решение прямой задачи каротажа ПС

Краевая задача в осесимметричной постановке

Для решения прямой задачи ПС рассмотрим геологическую модель (рис. 2.1) в цилиндрической системе координат. При этом вертикальная ось z направлена вниз и совпадает с осью скважины, а зависимость от

азимутального угла отсутствует (осесимметричная постановка). В общем случае прискважинная область в каждом из проницаемых пластов может включать несколько коаксиально-цилиндрических зон. При увеличении их числа дискретная аппроксимация позволит приближенно описать плавный радиальный профиль распределения свойств. Это будет отражать постепенное проникновение ФБР в пласт и его смешивание с пластовым флюидом.

В цилиндрической системе координат двумерное уравнение Пуассона (2.4) принимает следующий вид:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{1}{\rho(r,z)} \frac{\partial \varphi(r,z)}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{1}{\rho(r,z)} \frac{\partial \varphi(r,z)}{\partial z} \right) = \\ & = \frac{k_b T}{e} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{1}{\rho(r,z)} (2T_+(r,z) - 1) \frac{\partial \ln \rho_w(r,z)}{\partial r} \right) + \right. \\ & \left. + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{1}{\rho(r,z)} (2T_+(r,z) - 1) \frac{\partial \ln \rho_w(r,z)}{\partial z} \right) \right]. \end{aligned} \quad (2.5)$$

В общем случае функции $\rho(r, z)$, $\rho_w(r, z)$ и $T_+(r, z)$ могут изменяться по обеим координатам. В моделях, далее рассматриваемых в главе, для уменьшения числа параметров предполагается, что в пределах каждой литологической области T_+ постоянно по радиусу и изменяется только по глубине, то есть $T_+(r, z) = T_+(z)$. В скважине значения $\rho(r, z)$ и $\rho_w(r, z)$ принимаются одинаковыми и равными УЭС бурового раствора ρ_m .

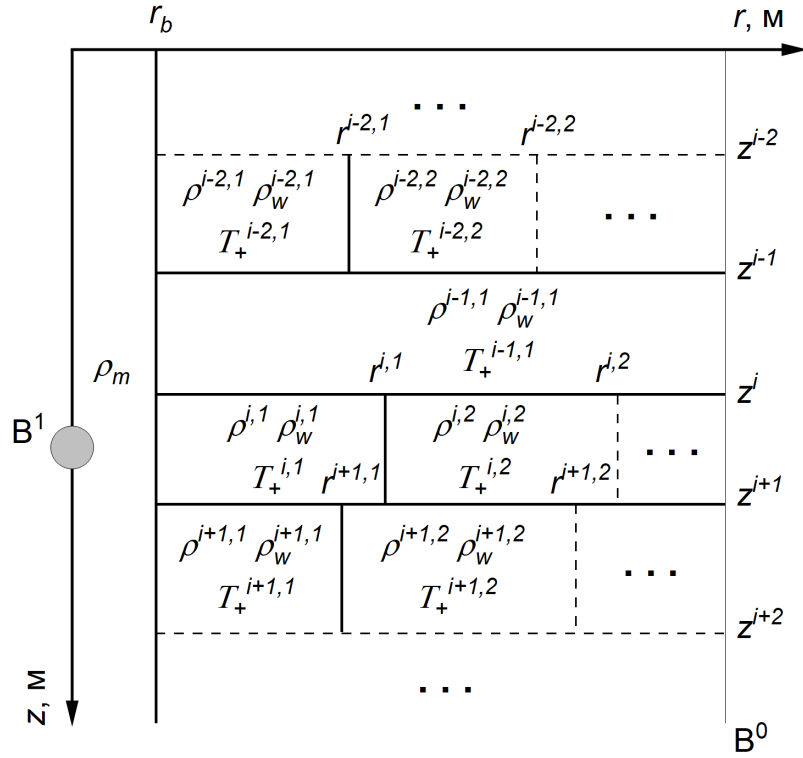


Рисунок 2.2 – Осесимметричная модель геологической среды, включающая скважину, пачку пластов и радиальные зоны с различными электрофизическими свойствами.

Для корректного описания распределения потенциала также необходимо задать граничные условия для расчётной области. Первое граничное условие задаётся на поверхности измерительного электрода B^1 . Поскольку электрод не является источником тока, нормальная компонента плотности тока через его поверхность равна нулю, что эквивалентно обращению в ноль нормальной производной потенциала:

$$\left. \frac{1}{\rho} \frac{\partial \varphi}{\partial \vec{n}} \right|_{B^1} = 0. \quad (2.6)$$

Второе граничное условие задаётся на внешней границе моделируемой области B^0 , где потенциал принимается равным нулю:

$$\varphi|_{B^0} = 0. \quad (2.7)$$

Такое условие соответствует удалению границы от области действия источников тока и обеспечивает затухание поля на больших расстояниях от скважины.

Численная реализация МКЭ

Уравнение (2.5) совместно с граничными условиями (2.6) – (2.7) образует краевую задачу для потенциала $\varphi(r, z)$ в осесимметричной области, изображённой на рис. 2.2.

Для решения задачи предложен численный алгоритм, основанный на МКЭ [Глинских, 2021; Глинских, Нечаев, 2022а; 2022b; 2022с; Erov, Glinskikh, Nechaev, 2022; Glinskikh, Nechaev, 2023; Глинских, Нечаев, 2023; Глинских, Нечаев, Даниловский, 2023; Даниловский, Глинских, 2026]. Использование МКЭ позволяет эффективно вычислять распределение электрического потенциала в задачах каротажа как для осевой симметрии, так и трёхмерной геометрии среды [Нечаев, Глинских, 2018]. Выбор МКЭ обусловлен необходимостью корректного описания неоднородного распределения УЭП и сложной конфигурации источников тока.

Рассмотрим двумерную область Ω с неоднородным в общем случае распределением физических свойств, на которой определим следующие функциональные пространства:

$$\begin{aligned} H^1(\Omega) &= \{\psi \in L^2(\Omega) | \nabla \psi \in L^2(\Omega)\}, \\ H_0^1(\Omega) &= \{\psi \in H^1(\Omega) | \psi_{B_0} = 0\}, \end{aligned} \quad (2.8)$$

где $L^2(\Omega)$ – пространство Лебега, для элементов которого вводится скалярное произведение:

$$(u, v) = \int_{\Omega} u v d\Omega. \quad (2.9)$$

Запишем уравнение (2.5) в общем виде:

$$-\nabla \cdot \left(\frac{1}{\rho} \nabla \varphi \right) = f. \quad (2.10)$$

Чтобы использовать МКЭ для решения уравнения (2.10) с краевыми условиями (2.6) и (2.7), перейдем к вариационной постановке краевой задачи. При этом требуется найти такую функцию $\varphi \in H_0^1(\Omega)$, для которой при любых $v \in H_0^1(\Omega)$ будет выполняться соотношение:

$$\int_{\Omega} \nabla \varphi \cdot \left(\frac{1}{\rho} \nabla v \right) r \, dr \, dz = \int_{\Omega} f v r \, dr \, dz. \quad (2.11)$$

Такая постановка задачи автоматически приводит к выполнению граничных условий (2.6) и (2.7). Для нахождения приближенного решения φ^h вариационной задачи воспользуемся разложением по базисным функциям, множество которых образует конечномерное подпространство $H^h(\Omega)$ пространства $H_0^1(\Omega)$:

$$\varphi^h = \sum_{i=1}^N x_i \psi_i, \quad (2.12)$$

где ψ_i — i -ая базисная функция, а x_i — её вес в сумме.

Для приближенного решения вариационная задача трансформируется в дискретную и принимает следующий вид:

Найти $\varphi_0^h \in H^h(\Omega)$ такое, что $\forall v^h \in H^h(\Omega)$ выполняется

$$\int_{\Omega} \nabla \sum_{i=1}^N x_i \psi_i \cdot \left(\frac{1}{\rho} \nabla v^h \right) r \, dr \, dz = \int_{\Omega} f v^h r \, dr \, dz. \quad (2.13)$$

В то же время, поскольку любую функцию $v^h \in H^h(\Omega)$ можно представить в виде разложения по базисным функциям данного подпространства, достаточно потребовать выполнения (2.13) только для всех заданных базисных функций. Это позволит перейти к набору из N равенств следующего вида:

$$\int_{\Omega} \nabla \sum_{i=1}^N x_i \psi_i \cdot \left(\frac{1}{\rho} \nabla \psi_j \right) r \, dr \, dz = \int_{\Omega} f \psi_j r \, dr \, dz, \quad j = 1, 2, \dots, N. \quad (2.14)$$

Или в матричном виде:

$$\hat{A}\vec{x} = \vec{b}, \quad (2.15)$$

где $\vec{x} = (x_1, x_2, \dots, x_N)$ – вектор весов базисных функций, однозначно определяющий искомое приближенное решение. Таким образом, задача нахождения электрического потенциала сводится к поиску решения СЛАУ (2.15), коэффициенты которой определяются следующими выражениями:

$$[\hat{A}]_{i,j} = \int_{\Omega} \nabla \psi_i \cdot \left(\frac{1}{\rho} \nabla \psi_j \right) r \, dr \, dz, \\ [\vec{b}]_i = \int_{\Omega} f \psi_i r \, dr \, dz. \quad (2.16)$$

Поскольку при осевой симметрии задача ПС становится двумерной, то в качестве базисных выбраны билинейные функции, определенные на прямоугольной сетке. Коэффициенты СЛАУ (2.16) рассчитываются путём численного интегрирования по области определения каждого конечного элемента. Для нахождения решения (2.15) использовалось разложение Холецкого. Это обусловлено тем, что получаемая матрица СЛАУ является положительно определённой, а также может легко быть приведена к симметричному виду.

Параметризация электрофизических характеристик и источников тока

Важным аспектом численной реализации является не только выбор алгоритма решения уравнения Пуассона, но и корректная параметризация распределения электрофизических свойств и источников тока, задаваемых в правой части уравнения. В частности, необходим учёт как радиальных, так и вертикальных компонент плотности токов источников. Это позволяет описывать распределение потенциала вблизи контактов флюидов и на границах пластов. Вертикальное распределение потенциала существенно зависит от координаты

z , что необходимо учитывать при моделировании сигналов ПС в средах с тонкими и контрастными пластами.

Для задания правой части $f(r, z)$ в уравнении (2.5) необходимо задать распределения УЭС среды $\rho(r, z)$, УЭС флюида $\rho_w(r, z)$ и числа переноса катионов $T_+(r, z)$.

Так как в скважине и в каждой из радиальных зон пластов эти параметры различаются (рис. 2.2), то традиционно их задают в виде ступенчатых функций по обеим координатам r и z :

$$\rho(r, z) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{M_i} \rho_{i,j} [H(z - z_{i-1}) - H(z - z_i)] [H(r - r_{i,j-1}) - H(r - r_{i,j})], \quad (2.17)$$

где $\rho_{i,j}$ – УЭС j -ой радиальной зоны i -го пласта, $H(x)$ – ступенчатая функция Хэвисайда, определяемая выражением

$$H(x) = \begin{cases} 0, & x < 0, \\ 1, & x \geq 0, \end{cases}$$

$r_{i,j}$ – радиус j -ой радиальной зоны i -го пласта, M_i – число радиальных зон в i -ом пласте, N – число пластов. Аналогичными выражениями описываются функции $\rho_w(r, z)$ и $T_+(r, z)$.

Ступенчатая функция Хэвисайда не является гладкой, в уравнении (2.10) она стоит под дифференциальным оператором div . Это приводит к тому, что на границах пластов и радиальных зон в уравнении возникают дельта-функции, не поддающиеся дискретному численному описанию. Поэтому ступенчатое распределение параметров аппроксимируется сглаженными переходными функциями $T_{i,j}^r(r)$ и $T_i^z(z)$, описывающими плавные изменения свойств по радиусу и глубине:

$$\rho(r, z) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{M_i} \rho_{i,j} [T_{i-1}^z(z) - T_i^z(z)] [T_{i,j-1}^r(r) - T_{i,j}^r(r)]. \quad (2.18)$$

Отметим, что эта аппроксимация, являясь способом регуляризации разрывов, не описывает физическую ширину смещения флюидов или профиль зоны проникновения. В качестве переходных функций использованы сигмиды вида:

$$T_i^z(z) = \frac{1}{1 + \exp[-A_z(z - z_i)]}, \quad T_{i,j}^r(r) = \frac{1}{1 + \exp[-A_r(r - r_{i,j})]},$$

где параметры A_z и A_r определяют резкости (скорости) переходов по вертикальному и радиальному направлениям соответственно. Эти параметры имеют размерность обратной длины и задают характерную ширину переходных зон, которая оценивается как $\Delta z \sim 1/A_z$ и $\Delta r \sim 1/A_r$.

В пределе при $A_z, A_r \rightarrow \infty$ ширина зоны перехода стремится к нулю, а функция $\rho(r, z)$ трансформируется в исходную ступенчатую модель (2.17).

Аппроксимация $\rho(r, z)$, $\rho_w(r, z)$ и $T_+(r, z)$ функциями со сглаженными переходами позволяет аналитически вычислять непрерывные производные в правой части уравнения Пуассона (2.5):

$$f(r, z) = -\frac{k_B T}{e} \nabla \cdot \left(\frac{1}{\rho(r, z)} (2T_+(r, z) - 1) \nabla \ln \rho_w(r, z) \right).$$

Во избежание громоздкого дифференцирования при больших числах пластов и радиальных зон, правая часть представляется как сумма двух локальных вкладов от всех радиальных и вертикальных границ, соответственно:

$$f(r, z) = \sum_{i,j} f_{i,j}^r(r, z) + \sum_i f_i^z(r, z).$$

Для вертикального перехода на i -ой границе $z = z_i$ изменение функции УЭС $\rho(r, z)$ может быть описано следующим образом:

$$\delta \rho_z^i(r, z) = \rho(r, z_i - \xi) + [\rho(r, z_i + \xi) - \rho(r, z_i - \xi)] T_i^z(z),$$

где $\xi \rightarrow 0$ определяет окрестность границы, а аналогичное выражение записывается и для функции УЭС пластовой воды $\rho_w(r, z)$.

Тогда соответствующий вклад вертикального перехода в правую часть уравнения Пуассона вычисляется по формуле:

$$f_i^z(r, z) = -\frac{k_b T}{e} \nabla \cdot \left(\frac{1}{\delta \rho_z^i(r, z)} (2T_+(r, z) - 1) \nabla \ln \delta \rho_{w,z}^i(r, z) \right).$$

Аналогично для радиального перехода на радиальной границе $r = r_{i,j}$:

$$\delta \rho_r^{i,j}(r, z) = \rho(r_{i,j} - \xi, z) + [\rho(r_{i,j} + \xi, z) - \rho(r_{i,j} - \xi, z)] T_{i,j}^r(r),$$

и соответствующий вклад в правую часть уравнения Пуассона имеет вид:

$$f_{i,j}^r(r, z) = -\frac{k_b T}{e} \nabla \cdot \left(\frac{1}{\delta \rho_r^{i,j}(r, z)} (2T_+(r, z) - 1) \nabla \ln \delta \rho_{w,r}^{i,j}(r, z) \right).$$

Разложение корректно при условии, что ширины переходных зон значительно меньше расстояний между соседними границами:

$$\frac{1}{A_z} \ll \min(z_i - z_{i-1}), \frac{1}{A_r} \ll \min(r_{i,j} - r_{i,j-1}),$$

что исключает перекрытие смежных переходов.

В этом приближении правая часть формируется как сумма независимых гладких вкладов, обеспечивая устойчивость и точность численных расчётов при заданном числе радиальных и вертикальных границ. Использование нескольких радиальных зон в свою очередь позволяет гибко моделировать распределение электрофизических параметров в прискважинной области. Полученные выражения для правой части $f(r, z)$ используются при формировании вектора правой части СЛАУ (2.16).

Для вычисления интегралов при формировании коэффициентов СЛАУ применяется адаптивное интегрирование методом Ромберга [Romberg, 1955].

Начальная оценка строится по составной формуле трапеций, после чего шаг интегрирования последовательно уменьшается вдвое. Значения интеграла на последовательных уровнях уточнения объединяются с помощью экстраполяции Ричардсона [Richardson, Gaunt, 1927]. Итерационный процесс прекращается, когда разность между соседними экстраполированными оценками удовлетворяет заданному критерию точности. Значения функции в ранее вычисленных узлах используются повторно, что снижает вычислительные затраты. Такая схема обеспечивает устойчивый расчёт локализованных вкладов источника вблизи границ скважины, пластов и радиальных зон.

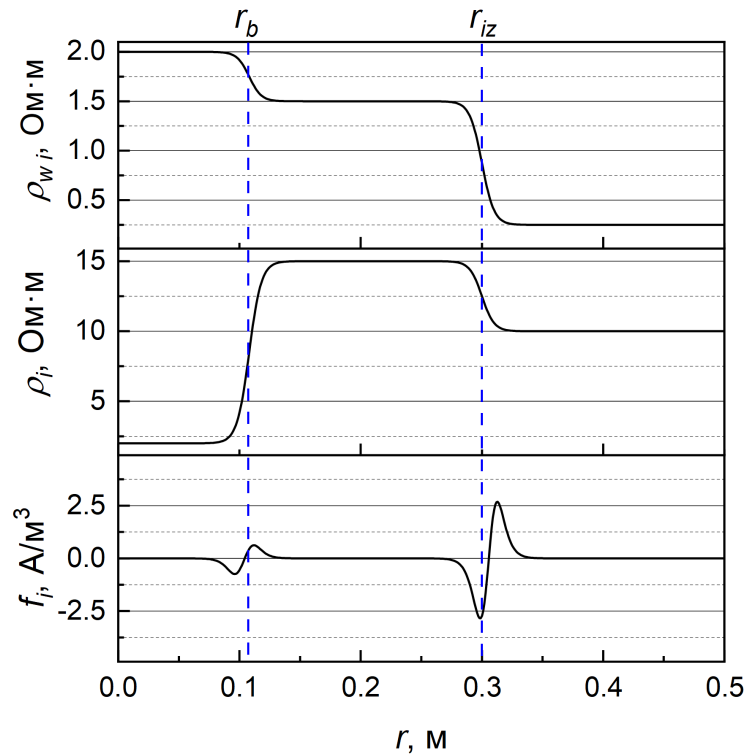


Рисунок 2.3 – Характерные радиальные срезы функций $\rho(r, z)$ и $\rho_w(r, z)$, заданных уравнением (2.18), и соответствующей им функции $f(r, z)$. Штриховыми линиями нанесены радиальные границы скважины ($r = r_b$) и зоны проникновения ($r = r_{iz}$).

2.3. Результаты численного моделирования

Тестирование алгоритма

Для проверки разработанного алгоритма выбрана трёхпластовая модель геологической среды, являющаяся частным случаем постановки, представленной на рис. 2.1. Она включает вертикальную скважину, пласт чистого флюидонасыщенного песчаника, который может рассматриваться как без зоны проникновения, так и с ней, а также перекрывающий и подстилающий глинистые пласты. Благодаря простой геометрической структуре и заданному распределению параметров, трёхпластовая модель служит удобным тестовым примером для оценки корректности результатов работы алгоритма перед переходом к более сложным моделям.

В рамках используемой параметризации задачи ПС функция распределения УЭС $\rho(r, z)$ принимает следующие значения: в скважине (УЭС БР) – ρ_m , в зоне проникновения (УЭС ЗП) – ρ_{iz} , в незатронутой части проницаемого пласта (УЭС ПП) – ρ_f , во вмещающих пластах – ρ_s . Функция распределения УЭС флюида $\rho_w(r, z)$ в скважине и в зоне проникновения принимает значение ρ_m , а в незатронутой части проницаемого пласта – ρ_{fw} , соответствующее УЭС пластовой воды (УЭС ПВ). При всех расчётах заданы следующие параметры модели: $\rho_m = 2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $r_b = 0.108 \text{ м}$.

Первый этап верификации разработанного алгоритма направлен на проверку корректности расчёта абсолютной амплитуды сигнала ПС. В качестве эталона используется амплитуда СПС – предельная амплитуда, соответствующая контакту толстого пласта чистого песчаника с глинистыми вмещающими породами. Её величина определяется электрохимическими свойствами контактирующих сред и отношением УЭС БР и УЭС ПВ, но не зависит от конечной толщины пласта h и контрастов УЭС горных пород.

Для воспроизведения этого предельного случая расчёты выполнены в однородной по УЭС модели, включающей пласт песчаника в глинистых

отложениях, толщина которого существенно превышает радиус скважины. В таких условиях влияние геометрической структуры модели и перераспределения электрического тока становится пренебрежимо малым. Поэтому рассчитанные амплитуды сигнала при различных значениях УЭС ПВ можно непосредственно сопоставить с аналитическим выражением для СПС (рис. 2.4).

В рамках используемой модели ПС это выражение можно получить из условия равновесия полного тока. В предельном одномерном случае, когда диффузионный ток полностью компенсируется током проводимости ($j = 0$), из выражений (2.2)–(2.3) следует:

$$\nabla\varphi + \frac{k_b T}{e} (2T_+ - 1) \nabla \ln \sigma_w = 0.$$

После интегрирования по интервалу от пластовой воды до скважинного флюида, то есть при принятом направлении отсчёта $\Delta\varphi = \varphi_m - \varphi_{fw}$, возникающая разность потенциалов равняется

$$\Delta\varphi = \frac{k_b T}{e} (2T_+ - 1) \ln\left(\frac{\rho_m}{\rho_{fw}}\right).$$

При этом СПС E_{SSP} определяется как разность этих потенциалов для чистого песчаника (верхний индекс *sand*) и идеальной глинистой мембраны (верхний индекс *shale*):

$$E_{SSP} = \Delta\varphi^{sand} - \Delta\varphi^{shale} = -2 \frac{k_b T}{e} (T_+^{shale} - T_+^{sand}) \ln\left(\frac{\rho_m}{\rho_{fw}}\right).$$

Поскольку для идеальной глинистой мембраны $T_+^{shale} = 1$, а для чистого песчаника $T_+^{sand} = t_+$, то в этом случае выражение для СПС принимает вид:

$$E_{SSP} = -\frac{4.606 k_b T}{e} (1 - t_+) \lg \frac{\rho_m}{\rho_{fw}}. \quad (2.19)$$

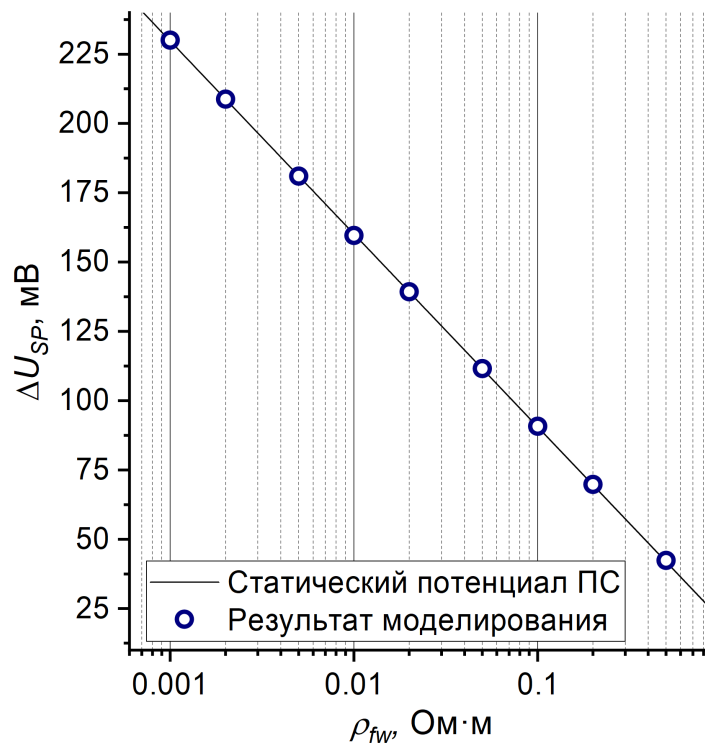


Рисунок 2.4 – Зависимость амплитуды сигнала ПС от УЭС ПВ, полученная с помощью разработанного алгоритма (кружки) при $h/r_b = 20$, и рассчитанная (сплошная линия) по формуле для СПС E_{SSP} . Для аналитического решения использованы значения температуры $T = 293.15$ К (20 °С) и микроскопического числа переноса катионов $t_+ = 0.39$.

Следующий этап тестирования связан с учётом факторов, приводящих к снижению амплитуды сигнала ПС. Для ряда таких факторов существуют аналитические решения, описывающие распределение потенциала ПС на оси скважины. Сопоставление рассчитанных диаграмм ПС с этими решениями позволяет проверить корректность учёта соответствующих эффектов в разработанном алгоритме.

При дальнейшем анализе используется безразмерный нормированный сигнал ПС, представляющий отношение амплитуд сигналов ПС в неоднородной модели к амплитуде СПС. Поскольку дальнейшие результаты относятся к чистому водонасыщенному песчанику, то абсолютные значения коэффициента диффузионно-адсорбционной э.д.с. и температуры в нём не приводятся.

На форму диаграммы и нормированные сигналы ПС в наибольшей степени влияют геометрические характеристики скважины и прискважинного пространства, прежде всего – толщина h проницаемого пласта. Чтобы изолированно оценить влияние именно этого фактора, рассмотрена однородная модель. В этом случае зависимость формы диаграмм и нормированного сигнала ПС от толщины пласта описывается аналитическим выражением [Дахнов, 1959] в приближении бесконечно протяжённых дипольных слоёв:

$$\frac{U_{SP}(z,h)}{E_{SSP}} = \frac{1}{2} \left[\frac{2z+h}{\sqrt{(2z+h)^2 + (2r_b)^2}} - \frac{2z-h}{\sqrt{(2z-h)^2 + (2r_b)^2}} \right],$$

где h – толщина проницаемого пласта; r_b – радиус скважины.

Для проверки алгоритма расчёты выполнены при различных значениях толщины проницаемого пласта и одинаковых значениях УЭС, равных 2 Ом·м во всей области моделирования. Полученные диаграммы ПС хорошо согласуются с аналитическим решением (рис. 2.5): уменьшение толщины пласта-коллектора приводит к появлению электрического тока на границах коллектора и вмещающих пород, что проявляется в снижении нормированного сигнала ПС.

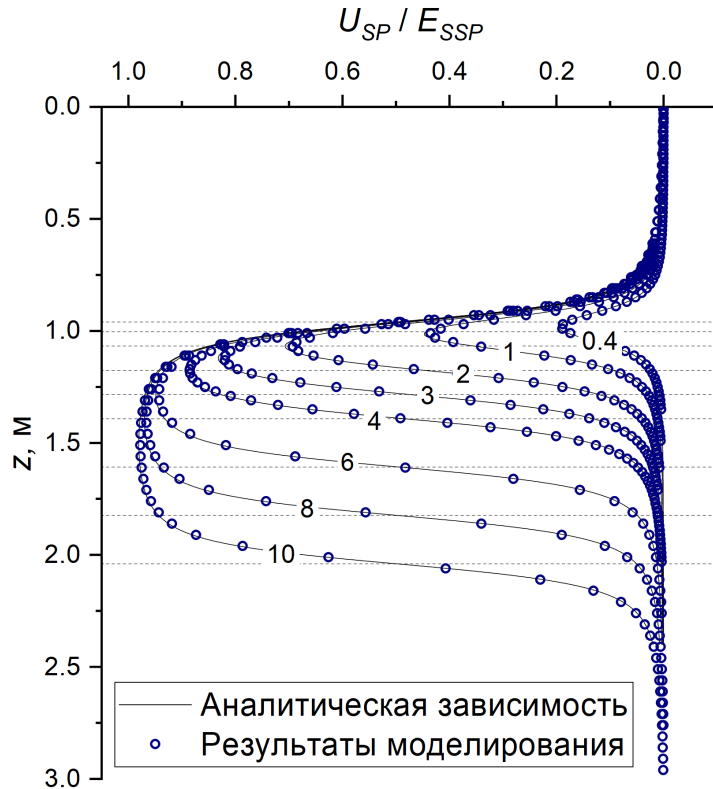


Рисунок 2.5 – Диаграммы безразмерного нормированного сигнала ПС для различных толщин проницаемого пласта. Шифры соответствующих диаграмм – отношение толщины пласта к радиусу скважины h/r_b . Сплошная линия – аналитическое решение по формуле [Дахнов, 1959], кружки – расчёт по разработанному алгоритму.

Далее необходимо оценить влияние контраста УЭС между буровым раствором и пластами. Для этого рассмотрена модель, в которой УЭС БР отличается от всех одинаковых пластовых. Таким образом, можно отдельно оценить вклад радиальных токов на границе «скважина–пласт». Соответствующее решение в виде интегрального выражения с использованием функций Бесселя получено в работе [Бурсиан, 1936].

Поведение нормированного сигнала ПС на оси скважины при переходе от проницаемого пласта к непроницаемому описывается следующим образом. Для области выше контакта ($z' > 0$):

$$\frac{U_{SP}(z, h)_{z' > 0}}{E_{SSP}} = \frac{1}{2} \int_0^\infty \frac{[(1-ab)J_1(t) - acY_1(t)]e^{-2tz'}}{(1-ab)^2 + (ac)^2} dt,$$

где в подынтегральном выражении $z' = z/2r_b$, $\alpha = \rho_f/\rho_m - 1$, и приняты обозначения:

$$b(t) = -(\pi/2)tJ_1(t)Y_0(t),$$

$$c(t) = -(\pi/2)tJ_1(t)J_0(t).$$

Здесь $J_0(t)$ и $J_1(t)$ – функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядков, $Y_0(t)$ и $Y_1(t)$ – функции Неймана.

Для области ниже контакта используется продолжение по соотношению:

$$\frac{U_{SP}(z,h)_{z'<0}}{E_{SSP}} = 1 - \frac{1}{2} \int_0^\infty \frac{[(1-\alpha b)J_1(t) - \alpha c Y_1(t)] e^{2tz'} dt}{(1-\alpha b)^2 + (\alpha c)^2}.$$

Для валидации алгоритма нормированный сигнал ПС рассчитан при различных отношениях УЭС пластов и УЭС БР. При этом УЭС ПП и УЭС вмещающих пород задавались равными, а толщина проницаемого пласта существенно превышала диаметр скважины. Увеличение контраста УЭС приводит к сглаживанию диаграммы нормированного сигнала ПС и снижению его значения напротив проницаемого пласта. Результаты расчётов, выполненные с использованием разработанного алгоритма, подтверждают хорошее совпадение с аналитическим решением (рис. 2.6).

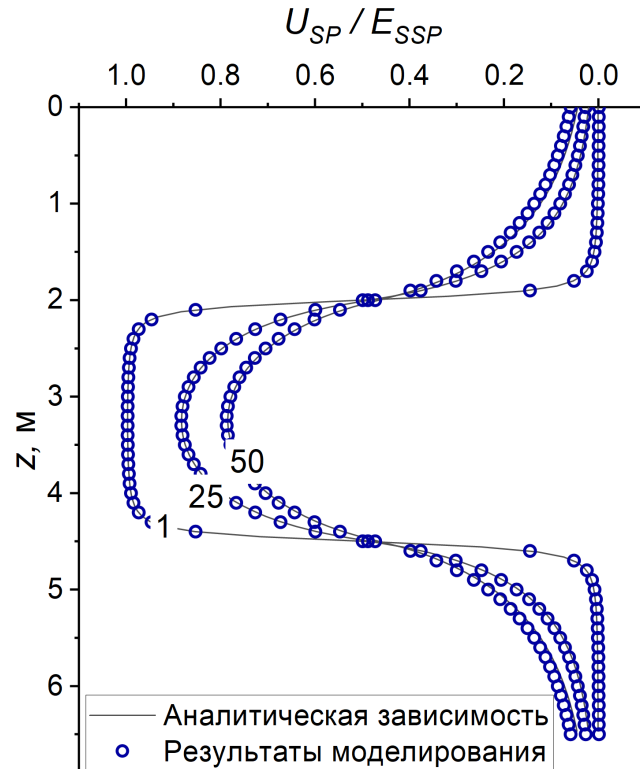


Рисунок 2.6 – Диаграммы нормированного сигнала ПС для различных значений контраста УЭС БР и УЭС пластов. Шифры соответствующих диаграмм – отношение УЭС ПП и УЭС вмещающих пород к УЭС БР. Сплошная линия – аналитическое решение по формуле [Бурсиан, 1936], кружки – результат расчёта по разработанному алгоритму.

Рассмотренные выше расчёты описывают поведение нормированного сигнала ПС при отсутствии зоны проникновения и используются для первичной проверки корректности алгоритма. Однако в большинстве практических ситуаций, как отмечено в разделе 2.1, проникновение ФБР формирует в приквальной области проницаемого пласта зону с изменённым флюидонасыщением. Появление такой зоны приводит к перераспределению локальных электрохимических э.д.с. (рис. 2.1) и, соответственно, к дополнительному снижению амплитуды регистрируемой аномалии даже при неизменной толщине пласта. Это требует отдельной проверки алгоритма относительно корректности учёта такого эффекта.

Наиболее общее из доступных аналитических решений для распределения нормированного сигнала ПС на оси скважины при наличии зоны проникновения приведено в работе [Кузьмичев, 2006] и имеет вид:

$$\frac{\Delta U_{SP}}{E_{SSP}} = \alpha_2 \cdot \frac{h}{\pi} \int_0^\infty \frac{\sin\left(m \frac{h}{2}\right)}{m \frac{h}{2}} \cdot \frac{1}{N(m)} K_1(mr_{iz}) \cos(mz) dm,$$

где $\alpha_2 = \sigma_f / \sigma_{iz}$, h – толщина пласта, а также приняты обозначения:

$$N(m) = mr_b \left[(I_1(mr_b)K_0(mr_{iz}) + \alpha_2 I_0(mr_b)K_1(mr_{iz})) (I_0(mr_b)K_1(mr_b) + \alpha_1 I_1(mr_b)K_0(mr_b)) + I_1(mr_b)I_0(mr_b)K_1(mr_{iz})K_0(mr_{iz})(\alpha_1 - 1)(1 - \alpha_2) \right].$$

Здесь $\alpha_1 = \sigma_b / \sigma_{iz}$, $I_0(x)$, $I_1(x)$, $K_0(x)$, $K_1(x)$ – модифицированные функции Бесселя и Макдональда нулевого и первого порядков.

Выражение получено для нормированного сигнала в модели электрически неоднородного пласта ограниченной толщины с зоной проникновения. Такой подход позволяет учесть как контраст УЭС БР, УЭС ЗП и УЭС ПП, так и геометрические параметры ЗП, оказывающие значимое влияние на нормированный сигнал ПС. Численные результаты воспроизводят как форму диаграмм, так и особенности аналитического решения (рис. 2.7).

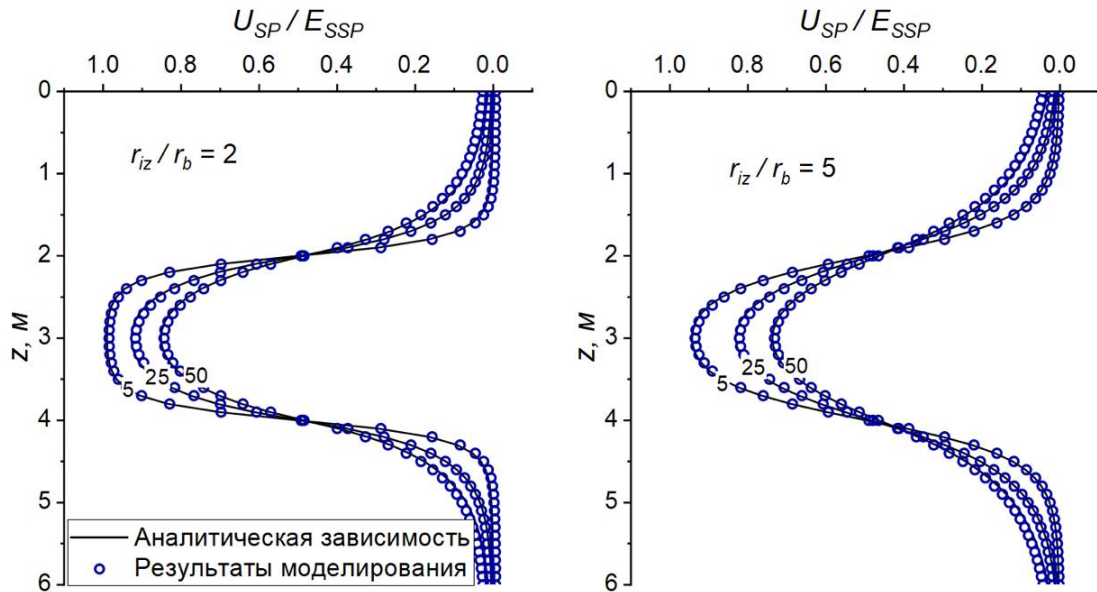


Рисунок 2.7 – Диаграммы нормированного сигнала ПС для различных отношений радиуса ЗП к радиусу скважины. Шифры соответствующих диаграмм обозначают отношение УЭС ЗП к УЭС БР. Отношение УЭС ЗП к УЭС ПП принято равным 5. Сплошная линия – аналитическое решение по формуле [Кузьмичев, 2006], кружки – расчёты по разработанному алгоритму.

После верификации алгоритма на частных аналитических решениях целесообразно перейти к рассмотрению наиболее общей постановки, в которой одновременно учитываются все ключевые факторы, определяющие форму диаграммы и амплитуду нормированного сигнала ПС в трёхпластовой модели. В наиболее общем случае его поведение определяется сочетанием следующих параметров: толщины проницаемого пласта, радиуса ЗП, распределения УЭС ЗП, включая контрасты УЭС БР, УЭС ЗП, УЭС ПП и УЭС вмещающих пород. Именно этот набор параметров лежит в основе корректировочных палеток для каротажа ПС, разработанных в работах [Segesman, 1962; Schlumberger, 1989] и используемых в практике обработки и интерпретации. Для проверки разработанного алгоритма были воспроизведены наиболее показательные части палетки Schlumberger, а результаты моделирования сопоставлены с их оцифрованной версией (рис. 2.8).

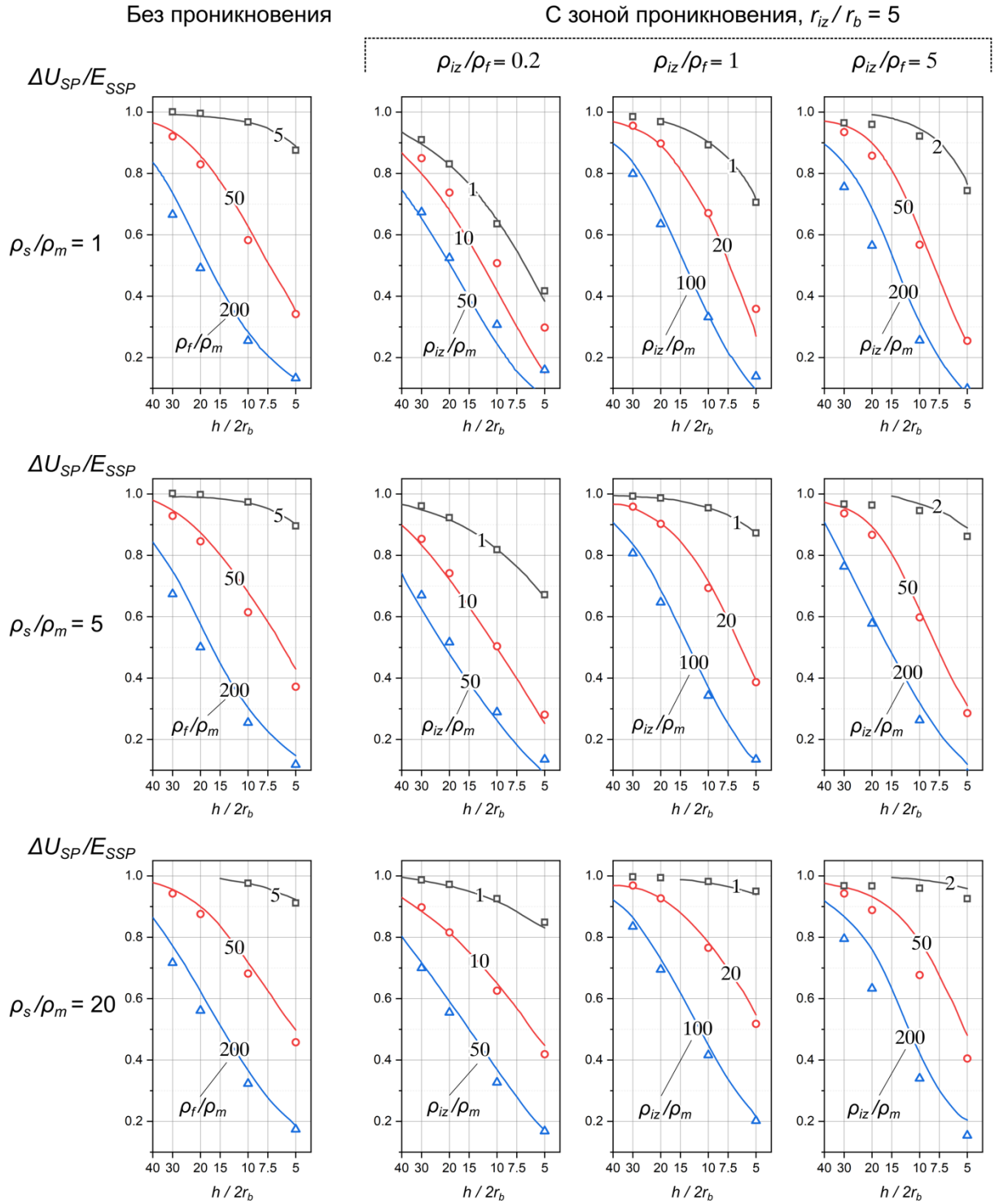


Рисунок 2.8 – Зависимость нормированного сигнала ПС от нормированной толщины проницаемого пласта ($h/2r_b$) для различных отношений УЭС БР ρ_m , коллектора ρ_f , и вмещающих пород ρ_s при отсутствии и наличии зоны проникновения с УЭС ЗП ρ_{iz} .

Во всех приведённых диаграммах нормированные сигналы ПС представлены как зависимости от отношения толщины пласта к диаметру скважины. Каждая строка на рис. 2.8 соответствует фиксированному отношению УЭС вмещающих пород к УЭС БР (1, 5, 20).

Левый столбец соответствует модели без зоны проникновения. На каждом отдельном прямоугольнике приведены несколько кривых, соответствующих различным отношениям УЭС ПП к УЭС БР. Как и ожидалось, увеличение контраста УЭС приводит к снижению нормированного сигнала ПС, причём для тонких пластов оно наиболее выражено.

Три правых столбца показывают влияние ЗП, диаметр которой пятикратно превышает диаметр скважины. Каждый столбец соответствует одному из режимов проникновения: понижающего (УЭС ЗП меньше, чем УЭС ПП), нейтрального (УЭС ЗП и УЭС ПП равны) и повышающего (УЭС ЗП больше, чем УЭС ПП). Внутри каждого прямоугольника представлены зависимости для различных контрастов между УЭС ЗП и УЭС БР. Понижающее проникновение выделяется наиболее значительным снижением нормированного сигнала ПС для всех контрастов УЭС в среде. Повышающему проникновению соответствует наибольшее расхождение между расчётными кривыми и оцифрованными палетками Schlumberger. Отметим, что палетки построены на основе приближённых эквивалентных резистивных схем, поэтому такое расхождение может быть связано с различиями исходных допущений. Без независимого лабораторного или полевого эталона оно не может рассматриваться как однозначное свидетельство ограничения какого-либо из подходов.

Необходимо отметить, что достаточное согласование между результатами разработанного алгоритма и палетками Schlumberger удалось получить при корректном учёте источников тока. Внутреннее тестирование алгоритма показало, что для малых нормированных на радиус скважины толщин

проницаемого пласта ключевую роль играет вклад вертикальных источников тока, который существенно влияет на нормированный сигнал ПС.

Влияние петрофизических параметров на сигналы ПС

Проверка алгоритма на частных аналитических решениях, а также сопоставление с корректировочными палетками, позволили убедиться в правильности учёта геометрических характеристик, распределения УЭС и влияния ЗП. Однако следует отметить, что все результаты получены для модели чистого песчаника. В реальных условиях такие петрофизические характеристики пласта-коллектора, как глинистость [Miah, 2014], пористость и водонасыщенность также влияют на нормированный сигнал ПС. В связи с этим далее анализируется влияние петрофизических параметров и способы их корректного учёта.

Для моделирования ПС в песчано-глинистом коллекторе необходимо связать введённое в формуле (2.3) макроскопическое число переноса катионов T_+ с петрофизическими свойствами породы. При заданном градиенте минерализации именно T_+ определяет соотношение диффузионного и мембранного вкладов в электрохимический источник и описывается петрофизическими свойствами пласта следующим образом [Revil, 1999; Stochastic Bayesian ..., 2010]:

$$T_+ = \frac{s_w \cdot t_+ \cdot \phi \cdot \rho_w^{-1} + \beta_s \cdot (1 - \phi) \cdot \tilde{\rho}_s \cdot CEC}{s_w \cdot \phi \cdot \rho_w^{-1} + \beta_s \cdot (1 - \phi) \cdot \tilde{\rho}_s \cdot CEC}, \quad (2.20)$$

где ϕ – пористость; s_w – водонасыщенность пласта; β_s – эффективная подвижность катионов на минеральной поверхности, $\text{м}^2 \cdot \text{В}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$; $\tilde{\rho}_s$ – плотность твёрдой фазы, $\text{кг} \cdot \text{м}^{-3}$; CEC – ёмкость катионного обмена, Кл/кг.

Аналитическое выражение (2.20) показывает, что макроскопическое число переноса катионов является нелинейной функцией петрофизических параметров. Эти параметры оказывают взаимосвязанное влияние, поскольку

входят как в числитель, так и в знаменатель дробного выражения. Такая структура формулы затрудняет интуитивную оценку роли каждого из них и того, как изменение одного влияет на чувствительность T_+ к остальным. Поэтому для анализа необходимо рассмотреть графические зависимости T_+ от различных сочетаний петрофизических параметров.

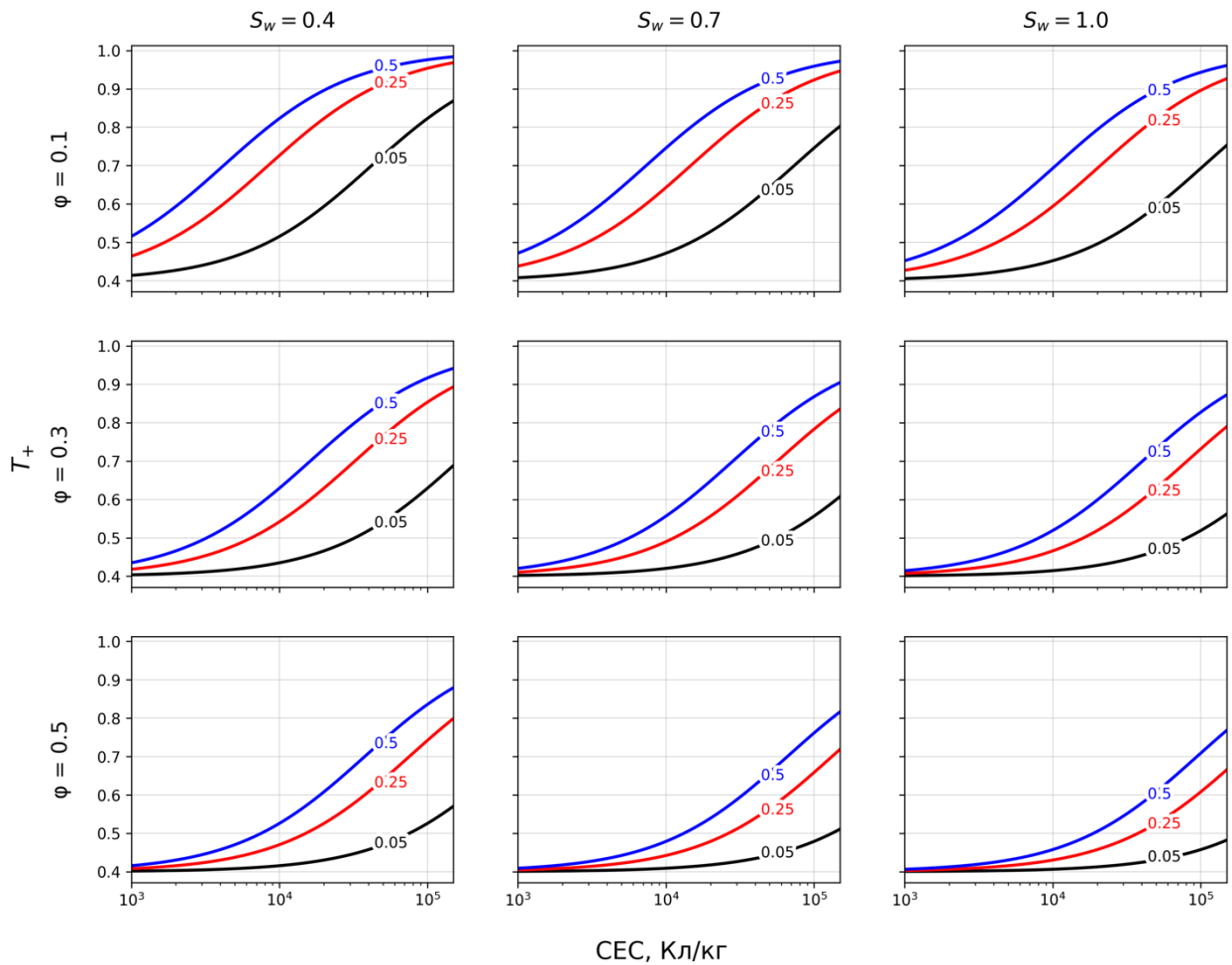


Рисунок 2.9 – Зависимость числа переноса катионов T_+ от ёмкости катионного обмена CEC при различных значениях пористости ϕ , водонасыщенности S_w и УЭС ПВ ρ_w (шифр кривых).

На рис. 2.9 T_+ представлен как функция CEC при различных значениях пористости, водонасыщенности и УЭС ПВ, характерных для песчано-глинистых пластов-коллекторов. Каждая строка соответствует фиксированному значению пористости, а каждый столбец – фиксированному значению водонасыщенности. Зависимости T_+ от CEC рассчитаны для трёх значений УЭС ПВ.

Как видно из рис. 2.9, при фиксированных ϕ и s_w увеличение CEC приводит к росту T_+ , причём вид зависимости определяется сочетанием значений пористости и водонасыщенности. В верхнем ряду ($\phi = 0.10$) изменение T_+ с увеличением CEC наиболее выражено: при высоких значениях ρ_w коэффициент может изменяться от значений, близких к 0.4, что отвечает случаю чистого песчаника, до 1, что соответствует чистой глине. Это отражает доминирующую роль поверхностной электропроводности в низкопористых, частично водонасыщенных коллекторах. В средней строке ($\phi = 0.30$) влияние CEC остаётся выраженным, но диапазон изменения T_+ уменьшается, а кривые выполаживаются. В нижнем ряду ($\phi = 0.50$) рост T_+ с CEC практически линейный и относительно слабый: при высокой пористости основной вклад в ток даёт ионная электропроводность пластовой воды, в то время как роль поверхности глинистых минералов оказывается существенно меньше.

Из сравнения по столбцам видно, что увеличение водонасыщенности также снижает зависимость T_+ от CEC . При переходе от $s_w = 0.4$ к $s_w = 1.0$ кривые становятся менее выпуклыми, и относительная разница между ними для разных ρ_w уменьшается. Иными словами, чем ближе пласт к полной водонасыщенности и чем выше его пористость, тем слабее проявляется влияние CEC и тем меньше разброс T_+ , обусловленный изменением ρ_w . Наоборот, при малых ϕ и s_w изменение CEC и ρ_w приводит к наибольшей вариации T_+ , что важно учитывать при интерпретации данных ПС.

Кроме числа переноса T_+ и УЭС ПВ ρ_w , в правой части уравнения Пуассона (2.4) участвует также эффективное УЭС ρ , которое определяет электропроводность прискважинной среды. Как известно, в чистом песчанике с непроводящим скелетом связь между УЭС пласта и насыщающего его флюида описывается соотношением Дахнова–Арчи [Дахнов, 1941; Archie, 1942]. Однако эта эмпирическая модель не учитывает влияния глинистого материала, поверхностной электропроводности и особенностей транспорта ионов,

которые существенно изменяют электропроводящие свойства пород-коллекторов. С этой целью в рамках используемой параметризации УЭС представляется в следующем виде:

$$\rho = \left(\phi^m \cdot \left(s_w^n \cdot \rho_w^{-1} + \frac{\beta_s \cdot (1-\phi) \cdot \tilde{\rho}_s \cdot CEC}{s_w \cdot \phi} \right) \right)^{-1}, \quad (2.21)$$

где m – показатель цементации; n – показатель насыщения.

Это выражение представляет собой обобщение соотношения Дахнова–Арчи, включающее дополнительный вклад поверхностной электропроводности, связанный с наличием в породе глинистых минералов (модель Ваксмана–Смитса) [Waxman, Smits, 1968]. Такое представление учитывает оба механизма электропроводности: объёмный транспорт зарядов в пластовой воде и поверхностную электропроводность, обусловленную обменными катионами, что делает его применимым для широкого спектра песчано-глинистых коллекторов.

Зависимости ρ от CEC при различных значениях пористости, водонасыщенности и УЭС ПВ, характерных для песчано-глинистых коллекторов, представлены на рис. 2.10. Структура представления аналогична рис. 2.9: каждая строка соответствует фиксированному значению пористости, каждый столбец – заданному значению водонасыщенности. В каждом прямоугольнике приведены зависимости ρ от CEC для трёх значений УЭС ПВ ρ_w (шифр кривых).

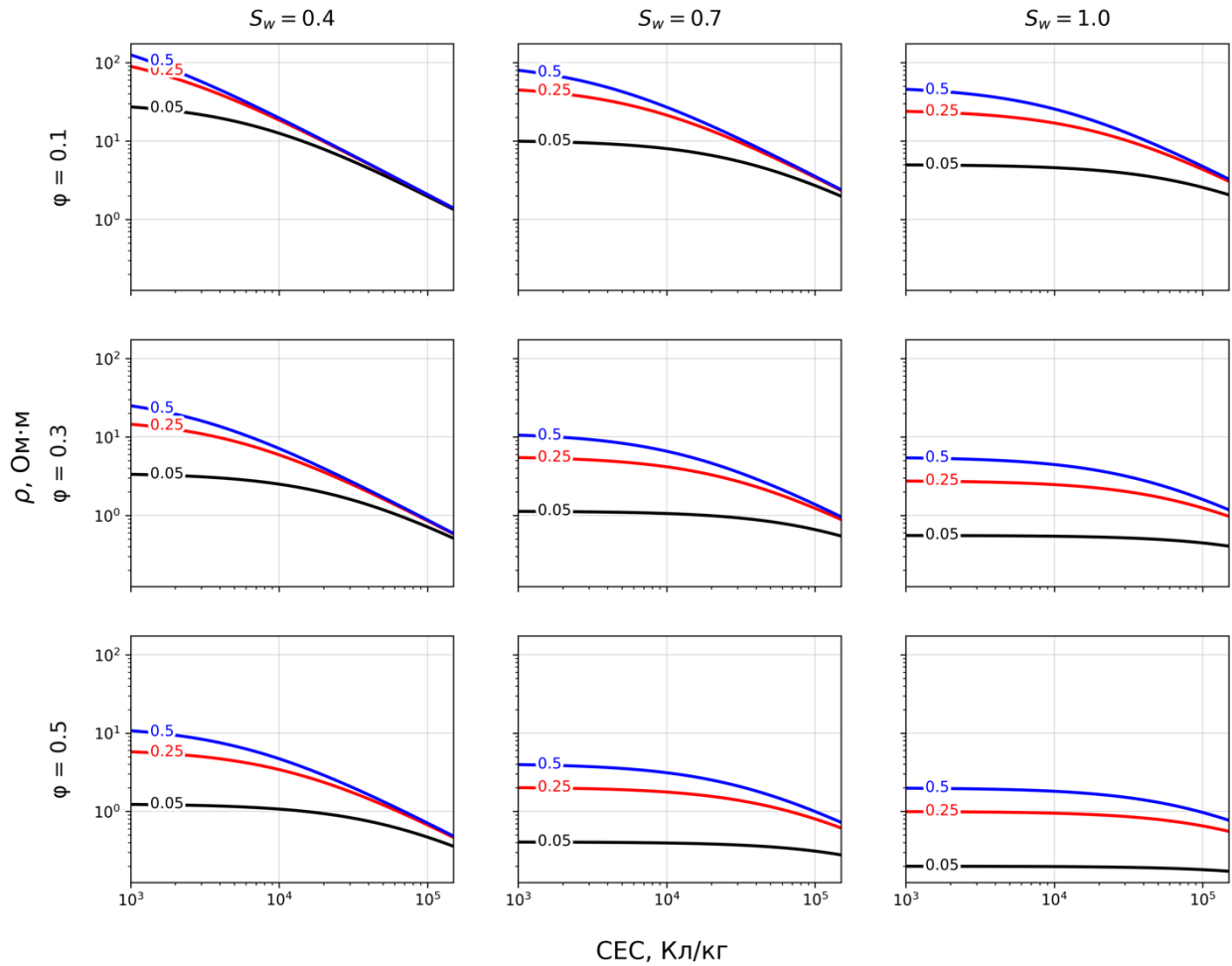


Рисунок 2.10 – Зависимость УЭС среды ρ от ёмкости катионного обмена CEC при различных значениях пористости ϕ , водонасыщенности s_w и УЭС ПВ ρ_w (шифр кривых).

Как видно из рис. 2.10, при фиксированных значениях ϕ и s_w увеличение CEC приводит к снижению УЭС породы ρ , что отражает увеличение вклада поверхностной электропроводности глинистых минералов. Характер этой зависимости определяется сочетанием значений пористости и водонасыщенности.

В верхнем ряду ($\phi = 0.1$) уменьшение ρ с ростом CEC наиболее выражено: при низких ϕ вклад электропроводности пластовой воды мал, а вклад поверхностных токов становится доминирующим. При этом чувствительность ρ к CEC особенно велика при низких значениях s_w и уменьшается при переходе к полному водонасыщению. В среднем ряду ($\phi = 0.3$) влияние CEC

остаётся заметным, однако скорость уменьшения ρ снижается, и кривые становятся более пологими. Это связано с увеличением вклада электропроводности пластовой воды по мере роста пористости. В нижнем ряду ($\phi = 0.5$) зависимость ρ от CEC наиболее сглажена: в высокопористой среде преобладает вклад за счёт электропроводности пластовой воды, тогда как роль поверхностной электропроводности существенно снижается. В этом случае ρ изменяется лишь в пределах одного порядка величины даже при увеличении CEC на два порядка. Сравнение столбцов показывает, что рост водонасыщенности также уменьшает чувствительность ρ к CEC : при переходе от $s_w = 0.4$ к $s_w = 1.0$ кривые почти выравниваются, а разброс между ними для различных значений ρ_w сокращается. Таким образом, чем ближе пласт к полной водонасыщенности и чем выше его пористость, тем слабее проявляется влияние CEC . И наоборот, в низкопористых и частично водонасыщенных коллекторах изменение CEC и ρ_w приводит к максимально возможным вариациям УЭС породы.

Приведенные выше зависимости T_+ и ρ от петрофизических характеристик позволяют выделить комбинации параметров, при которых следует ожидать наиболее выраженного влияния глинистости, пористости и водонасыщенности на нормированный сигнал ПС. Чтобы проследить, как эти комбинации непосредственно отражаются на форме диаграмм и нормированных сигналах ПС, выполнено численное моделирование в трёхпластовой модели при $\rho_w = 0.25$ Ом·м и $T = 75$ °С. Результаты расчётов представлены на рис. 2.11.

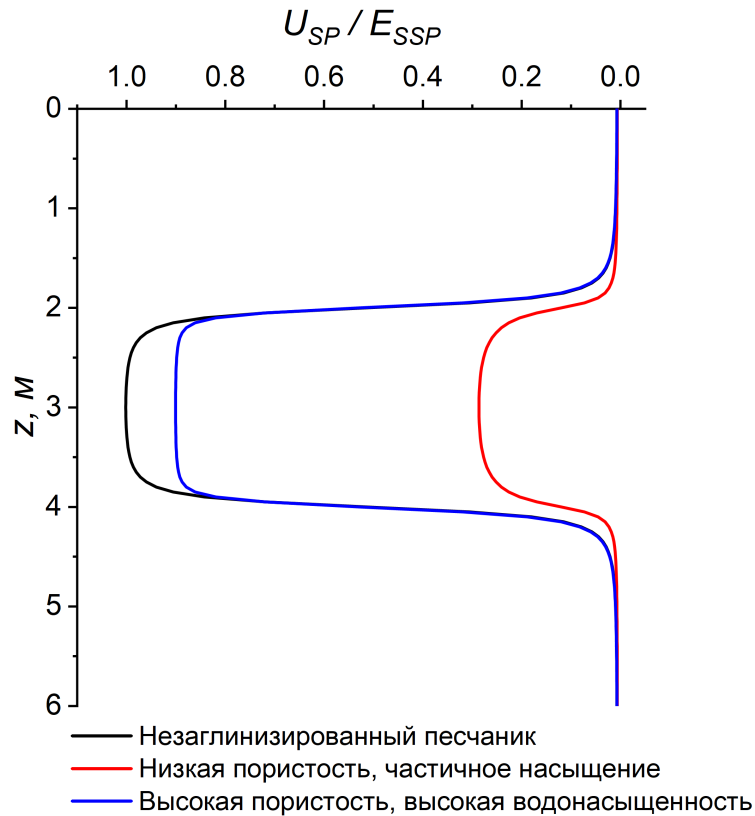


Рисунок 2.11 – Синтетические диаграммы нормированного сигнала ПС в трёх-пластовой модели при различных сочетаниях пористости и водонасыщенности.

Представленная на рис. 2.11 диаграмма нормированного сигнала ПС для незаглинизированного ($CEC = 0$ Кл/кг) песчаника рассчитана при средней пористости ($\phi = 0.3$) и полной водонасыщенности ($s_w = 1.0$). В этой модели нормированный сигнал ПС характеризуется максимальной амплитудой и служит точкой отсчёта для оценки влияния петрофизических параметров на форму сигнала и его амплитуду.

В заглинизированном ($CEC = 10000$ Кл/кг) пласте-коллекторе с низкой пористостью ($\phi = 0.1$) и частичной водонасыщенностью ($s_w = 0.4$) нормированный сигнал ПС значительно уменьшается, а его границы сдвигаются от истинных границ пласта ближе к его центру. Такая комбинация параметров является критически важной при интерпретации, поскольку может привести к некорректному определению минерализации пластовой воды, если влияние глинистой фазы не учтено.

Для заглинизированного ($CEC = 10000$ Кл/кг) пласта-коллектора с высокой пористостью ($\phi = 0.5$) и полным водонасыщением ($s_w = 1.0$) наблюдается противоположный эффект, при котором влияние глинистого материала практически исчезает, несмотря на высокое значение ёмкости катионного обмена. В данном случае вклад поверхностной электропроводности становится незначительным, а амплитуда рассчитанной диаграммы ПС оказывается ближе к модели незаглинизированного водонасыщенного пласта-коллектора. Этот пример демонстрирует, что наличие глинистой компоненты само по себе не гарантирует существенных искажений сигнала ПС – их выраженность определяется сочетанием ϕ и s_w .

Отметим, что значение ёмкости катионного обмена CEC , входящее в выражения (2.20) и (2.21), определяется как долей глинистого материала в породе, так и его минералогическим типом. Для учёта этого влияния CEC можно представить в виде: $CEC = CEC_{shale} \cdot k$ [Revil, 1999; Stochastic Bayesian ..., 2010], где k – коэффициент заглинизированности пласта, характеризующий содержание глинистого материала, CEC_{shale} – удельная ёмкость катионного обмена отдельного глинистого минерала. На рис. 2.12 показана зависимость величины CEC от глинистости пласта k_{shale} для трёх наиболее распространённых типов глин.

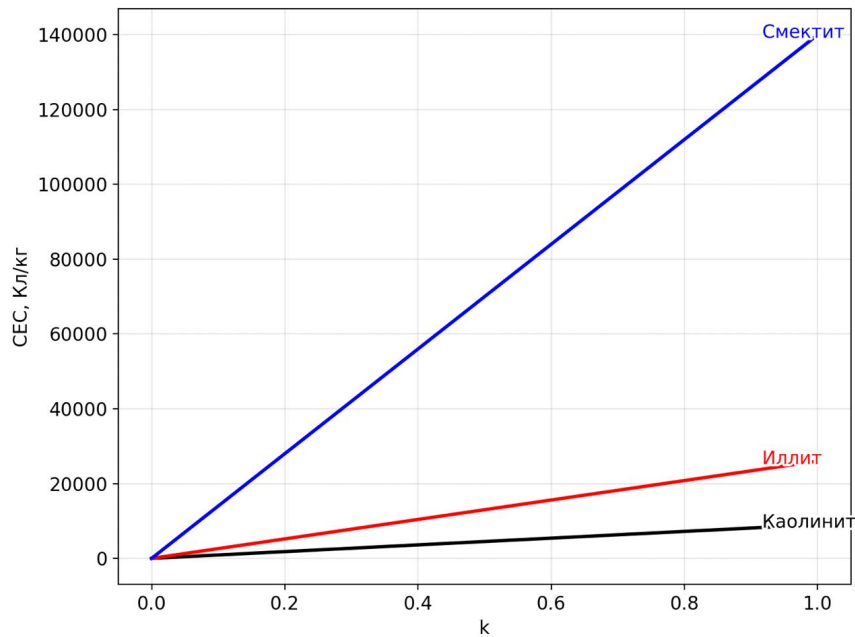


Рисунок 2.12 – Зависимость ёмкости катионного обмена CEC от глинистости пласта k для каолинита, иллита и смектита (шифр).

Каждая зависимость соответствует фиксированному минералогическому типу и показывает линейный рост CEC при увеличении доли глинистой фазы. Смектит, обладая наиболее высокой ёмкостью катионного обмена – около 140000 Кл/кг, формирует максимальные значения CEC при заданной глинистости. Иллит занимает промежуточное положение со значениями около 26000 Кл/кг, тогда как каолинит характеризуется минимальной ёмкостью – около 9000 Кл/кг. В результате минералогический состав глинистой фазы способен изменять суммарный CEC до 16 раз при одной и той же доле глины.

Таким образом, для смектита, обладающего чрезвычайно высоким CEC , даже небольшая погрешность в оценке его содержания приводит к некорректному расчёту итогового CEC и, как следствие, T_+ , что может сильно исказить интерпретацию данных ПС. Для иллита и особенно каолинита влияние аналогичной погрешности значительно слабее.

На рис. 2.13 показано влияние глинистости и минералогического типа глинистой фазы на форму диаграмм и нормированного сигнала ПС в трёхпластовой модели. Расчёт проведен при $\rho_w = 0.25$ Ом·м и $T = 75$ °С.

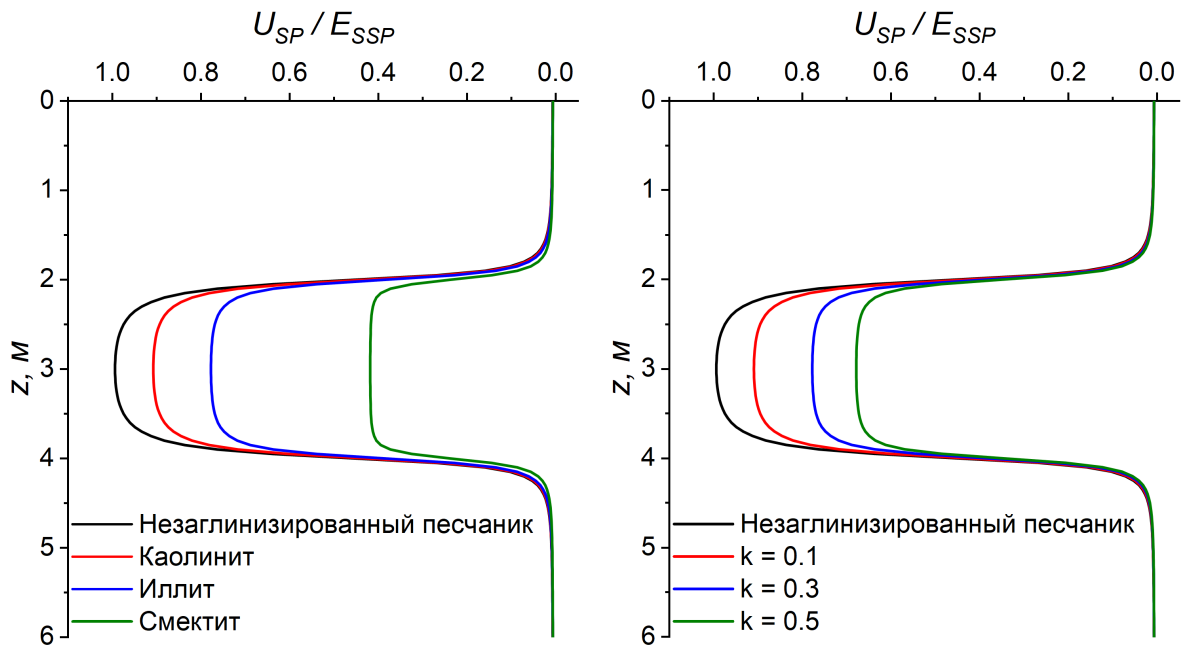


Рисунок 2.13 – Влияние типа глинистого минерала (слева) и содержания глинистого материала (иллит, справа) на нормированный сигнал ПС.

Слева показано влияние минералогического состава при фиксированной глинистости $k = 0.3$. Смектит, обладающий максимальной CEC , приводит к наиболее сильному снижению нормированного сигнала ПС и заметному изменению формы диаграммы в диапазоне глубин пласта. Иллит вызывает умеренное снижение нормированного сигнала ПС, тогда как каолинит практически не искажает форму диаграммы и амплитуду сигнала по сравнению с незаглинизированным водонасыщенным песчаником.

Справа представлены результаты для иллита при различной глинистости пласта: $k = 0, 0.1, 0.3$ и 0.5 . Увеличение доли иллита приводит к уменьшению нормированного сигнала ПС. Эти изменения отражают рост числа переноса катионов T_+ пласта-коллектора, обусловленный увеличением CEC при росте глинистости.

Таким образом, сравнение правой и левой частей рис. 2.13 показывает, что минералогический тип глины оказывает сопоставимое или большее влияние на нормированный сигнал ПС, чем доля глинистого материала.

Численное моделирование сигналов ПС с привлечением практических каротажных данных

В качестве практического примера рассмотрен интервал переслаивающихся водонасыщенных песчано-глинистых отложений верхнего миоцена, сформированных в условиях внутреннего шельфа и вскрытых скважиной на одном из газовых месторождений (Юго-Восточная Азия). Выбор преимущественно водонасыщенного интервала позволяет считать минерализацию пластовой воды постоянной и отделить проверку алгоритма от дополнительных неопределённостей, связанных со смешанным флюидонасыщением.

При переходе к моделированию практических данных необходимо уточнить способ задания состава пластовой воды. В приведённой выше постановке электрохимический источник выражен через УЭС ПВ ρ_w . Этот параметр связан с данными электрического каротажа, поэтому его использование удобно при построении геоэлектрической модели. Вместе с тем УЭС не является термодинамической характеристикой состава раствора. В общем случае электрохимический потенциал определяется активностями ионов, учитывающими отклонение свойств реального раствора от идеального вследствие межйонных взаимодействий. Использование концентрации без поправки на активность соответствует приближению идеального раствора, точность которого снижается с увеличением минерализации.

В программной реализации переход от УЭС ПВ к её составу выполняется последовательно. Сначала по заданным значениям ρ_w и температуры определяется эквивалентная минерализация раствора с использованием эмпирической зависимости [Dresser Atlas, 1982]:

$$\rho_w = \frac{82}{1.8T_C + 39} \left[0.0123 + \frac{3647.5}{(1000C)^{0.955}} \right], \quad (2.22)$$

где T_C – температура, °C; C – минерализация, kppm (для растворов NaCl допускается принимать эквивалентной г/л). Затем по уравнению Дэвиса (1.1)

рассчитываются коэффициенты активности ионов, на основании которых определяются их активности. Термодинамические основы этого перехода и область применимости уравнения Дэвиса (1.1) рассмотрены в главе 1.

Для построения модели использованы практические диаграммы ПС, кавернометрии, ГК, гладкая модель УЭС по данным индукционного каротажа и микрокаротажа, УЭС БР и УЭС ФБР, рассчитанные по свойствам бурового раствора с использованием модели Overton–Lipson [Schlumberger, 2013]. Независимая оценка коэффициента глинистости V_{sh} получена по комплексу данных гамма-, нейтронного и плотностного каротажа.

Интерпретация выполнялась в два этапа. На первом этапе минерализация пластовой воды считалась постоянной в пределах интервала. Начальные значения T_+ задавались равными 0.4 для наиболее чистых песчаников и 1.0 для наиболее глинистых прослоев; в промежуточных интервалах использовалась интерполяция по характеру сигнала ПС. Полученная минерализация 37 г/л согласуется с независимой петрофизической оценкой 36–39 г/л. Синтетическая кривая, рассчитанная после первого этапа, обозначена на рис. 2.14 как ПС исх.

На втором этапе минерализация 37 г/л фиксировалась, а глубинный профиль $T_+(z)$, постоянный в радиальном направлении, уточнялся по минимуму невязки между измеренной и синтетической диаграммами ПС в пределах физически допустимого диапазона $0.4 \leq T_+ \leq 1.0$.

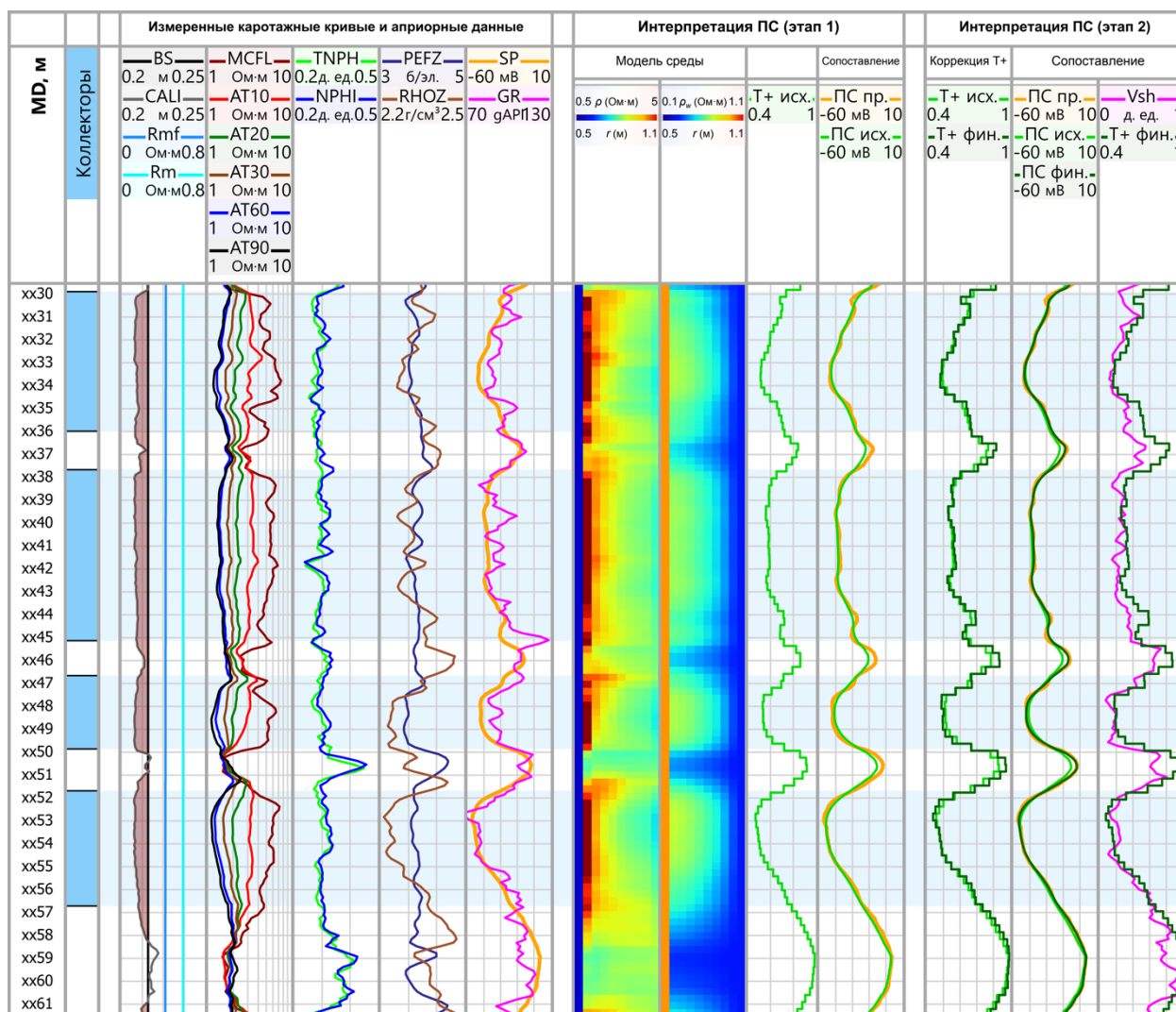


Рисунок 2.14 – Применение разработанного алгоритма для интерпретации практических данных ПС. Слева направо: выделение пластов-коллекторов; измеренные каротажные данные; исходная модель среды и сопоставление измеренной диаграммы с результатом первого этапа; окончательные результаты интерпретации и сопоставление восстановленного числа переноса катионов T_+ с коэффициентом глинистости V_{sh} .

После первого этапа хорошее совпадение наблюдается в наиболее толстых коллекторах, тогда как в тонких прослоях сохраняются расхождения, связанные с приближённым начальным распределением T_+ и влиянием вмещающих пород. Уточнение $T_+(z)$ на втором этапе улучшает согласованность измеренной и синтетической диаграмм. Восстановленный профиль T_+ коррелирует с независимой оценкой V_{sh} , что подтверждает физическую осмысленность полученного распределения.

Полученное решение не является математически единственным: близкие сигналы ПС могут быть воспроизведены различными сочетаниями значений минерализации и T_+ . В этом примере неоднозначность сужается за счёт априорного предположения о постоянной минерализации и привлечения независимых данных ГИС. Поэтому T_+ следует рассматривать как эффективный физико-химический параметр, требующий последующей петрофизической интерпретации, а не как прямой эквивалент коэффициента глинистости.

Для модели на интервале длиной около 35 м, включающей 120 слоёв, до 10 радиальных зон на слой и суммарно около 10^6 конечных элементов, один прямой расчёт занимает около 15 мин в одном потоке процессора AMD Ryzen 9 7950X. Такая производительность приемлема для исследовательского моделирования, но ограничивает непосредственное применение предлагаемого МКЭ алгоритма в многократной итерационной инверсии.

Полученные результаты

Представлен новый алгоритм вычисления сигналов ПС в осесимметричной модели среды, основанный на методе конечных элементов. Физико-математическая постановка прямой задачи ПС сформулирована с привлечением теории связанных потоков, позволяющей корректно учесть электрохимический источник. Приведено подробное описание модели геологической среды, распределение электрофизических параметров которой аппроксимируется с помощью сигмоидальных функций. Это позволило провести моделирование сигналов ПС в широком диапазоне параметров, характеризующих реальные геологические условия.

Корректность алгоритма подтверждена сопоставлением с известными аналитическими решениями, а также с корректировочными палетками ПС. Показано, что алгоритм воспроизводит влияние на форму диаграмм и амплитуду нормированных сигналов ПС основных факторов: толщины пронизываемого

пласта, контраста УЭС пласта и УЭС бурового раствора, ширины и УЭС зоны проникновения.

Используемая параметризация позволила исследовать влияние петрофизических свойств коллектора на величину числа переноса катионов T_+ и УЭС пласта-коллектора. Проведены численные эксперименты, демонстрирующие характерные ситуации, при которых особенно выражено влияние на сигналы ПС глинистости (как типа, так и её содержания), пористости и водонасыщенности.

Возможности алгоритма продемонстрированы на данных, полученных в водонасыщенном песчано-глинистом интервале газового месторождения (Юго-Восточная Азия). В двухэтапной интерпретации оценена минерализация пластовой воды и восстановлен профиль $T_+(z)$, согласующийся с независимой оценкой глинистости по комплексу ГИС [Danilovskiy, Glinskikh, Petrov, 2026].

ГЛАВА 3

АППРОКСИМАЦИЯ ДИАГРАММ ПОТЕНЦИАЛОВ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ АНАЛИТИЧЕСКИМИ ФУНКЦИЯМИ ДЛЯ ЭКСПРЕСС- ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

Несмотря на то, что представленный в главе 2 алгоритм численного решения прямой задачи каротажа ПС позволяет с высокой точностью моделировать диаграммы в широком диапазоне геоэлектрических условий, необходимость многократного выполнения расчётов в сеточной постановке неизбежно приводит к значительным вычислительным затратам. Корректная постановка задачи и оптимальный выбор численных подходов позволяют ускорить получение решения, однако вычисление сотен тысяч элементов матриц в МКЭ неизбежно ограничивает быстродействие алгоритма. Кроме того, вычислительные затраты быстро возрастают при расширении области моделирования, например, для толстых пластов, поскольку разбиение на меньшие расчётные области может приводить к дополнительным погрешностям. Такая вычислительная сложность становится существенным ограничением при решении обратной задачи, поскольку может потребоваться последовательный расчёт решений тысяч прямых задач.

Использование аналитических функций для описания диаграмм ПС является альтернативным способом учёта влияния геоэлектрических параметров среды на регистрируемые сигналы и не требует значительных временных затрат. В работе [Tabanou, Glowinski, Rouault, 1987] показано, что диаграмма ПС с хорошей точностью может быть представлена в виде суммы сигмоидальных функций. Однако в указанной работе рассмотрен частный случай, учитывающий только контраст между УЭС пластов и УЭС БР. Кроме того, авторы не приводят подробного описания методики построения аппроксимации и алгоритмической реализации подхода. Решение этой задачи для сложно построенной среды и заданного пространственного распределения электрофизических

параметров в такой постановке в проанализированной литературе отсутствует. В этой главе предлагается метод аппроксимации диаграмм ПС аналитическими функциями, эмпирически учитывающий совокупное влияние электрофизических параметров среды. Кроме того, обоснована применимость предложенного подхода для экспресс-определения минерализации пластовой воды [Глинских, 2023а; 2023b; Глинских, Даниловский, 2023; Глинских, Эпов, 2024].

3.1. Общая идея аппроксимации диаграмм ПС аналитическими функциями

Несмотря на то, что рассматриваемый подход не основан на прямом вычислении потенциала ПС для заданных структуры среды и распределения геоэлектрических параметров, нахождение и интерпретация результатов аппроксимации требуют описания модели геологической среды. Это связано с тем, что настройка аналитической аппроксимации выполняется с использованием прямых расчётов. Как и в главе 2, рассматривается осесимметричная модель в цилиндрической системе координат. В общем случае она включает вертикальную цилиндрическую скважину и пачку пластов с ортогональными стенке скважины плоскопараллельными горизонтальными границами. Проникновение ФБР из скважины в проницаемый пласт учитывается путём задания соответствующей радиальной зоны с постоянными для неё значениями УЭС среды и УЭС флюида. При этом минерализация ФБР предполагается равной минерализации бурового раствора в скважине. Переход к более сложной конфигурации теоретически возможен, но нецелесообразен, поскольку это существенно усложнит настройку аналитической аппроксимации и интерпретацию результатов без существенного увеличения их информативности.

В работе [Tabanou, Glowinski, Rouault, 1987] диаграмма ПС рассматривается как сумма вкладов от N пластов, переходы между которыми сглажены с помощью сигмоидальных функций:

$$SP(z) = \sum_{i=1}^N \left[\frac{[SP_i + SP_{i-1}]}{2} + \frac{[SP_i - SP_{i-1}]}{2} F_i(z) \right] - \sum_{i=1}^{N-1} SP_i, \quad (3.1)$$

где SP_i – скорректированная амплитуда ПС в i -ом пласте; z_i – координата кровли i -ого пласта; $F_i(z)$ – сигмоидальная функция, описывающая диаграмму ПС при пересечении границы $(i-1)$ -го и i -го смежных пластов. В общем случае $F_i(z)$ – это ограниченная, дифференцируемая, вещественная функция. Она определена для всех реальных аргументов с неотрицательной производной в каждой точке [Cramer, 2002]. Учёт влияния конечной толщины пласта, контраста между УЭС проницаемых, непроницаемых пластов и бурового раствора, а также ширины и УЭС ЗП возможен путём установления связи между ними и параметрами функции $F_i(z)$. В оригинальной работе для описания формы диаграммы ПС при пересечении границы пластов используется гиперболический тангенс [Tabanou, Glowinski, Rouault, 1987]:

$$F_i(z) = \tanh \left(\frac{z}{a_i |z| + b_i} \right),$$

где a_i и b_i – коэффициенты, которые определяют степень отклонения сигмоидальной функции $F_i(z)$ от профиля идеальной ступеньки. Последняя соответствует форме сигнала для СПС. При этом алгоритм определения параметров этой функции в работе не приводится, что не позволяет точно воспроизвести его результаты. В связи с этим подход, представленный в [Tabanou, Glowinski, Rouault, 1987], использован только как основа для разработки оригинального алгоритма аппроксимации диаграмм ПС.

В предлагаемом подходе разработанный в главе 2 алгоритм решения прямой задачи ПС используется для формирования набора синтетических диаграмм, на основе которого выполняется настройка параметров аналитической аппроксимационной функции. Это позволяет установить связь параметров функции с геоэлектрическими характеристиками среды и в дальнейшем

использовать полученную модель для быстрой интерпретации практических каротажных данных без многократного решения ресурсоёмкой прямой задачи.

3.2. Настройка локальной аппроксимационной функции на синтетических диаграммах в модели с одним коллектором

На первом этапе рассматривается наиболее простая модель геологической среды, также использованная в главе 2: чистый флюидонасыщенный песчаник без зоны проникновения, залегающий во вмещающих глинистых отложениях. Эта модель среды использована для нахождения аналитического представления формы локальной по глубине аномалии ПС и оценки возможности перехода от прямого численного моделирования к аппроксимации аналитическими функциями в широком диапазоне геоэлектрических параметров.

Для настройки аппроксимационной функции с использованием разработанного в главе 2 МКЭ алгоритма решения прямой задачи ПС сформирован набор синтетических диаграмм для различных геоэлектрических условий. Во всех расчётах УЭС БР принято равным 1 Ом м, отношение УЭС ПП к УЭС БР $\rho_f/\rho_m = [0.5, 1, 2, 10, 50, 100]$, отношение УЭС вмещающих пород к УЭС БР $\rho_s/\rho_m = [1, 5, 20]$. Для каждого распределения УЭС диаграммы рассчитаны при толщине проницаемого пласта $h = [1, 2, 4, 8]$ м. Сигналы нормированы на значение СПС только для подстройки относительной формы диаграмм. Всего их рассчитано 72, часть которых приведена на рис. 3.1 для иллюстрации характерных особенностей формы. Часть диаграммы, соответствующая вмещающим отложениям, далее по тексту называется “плечом”.

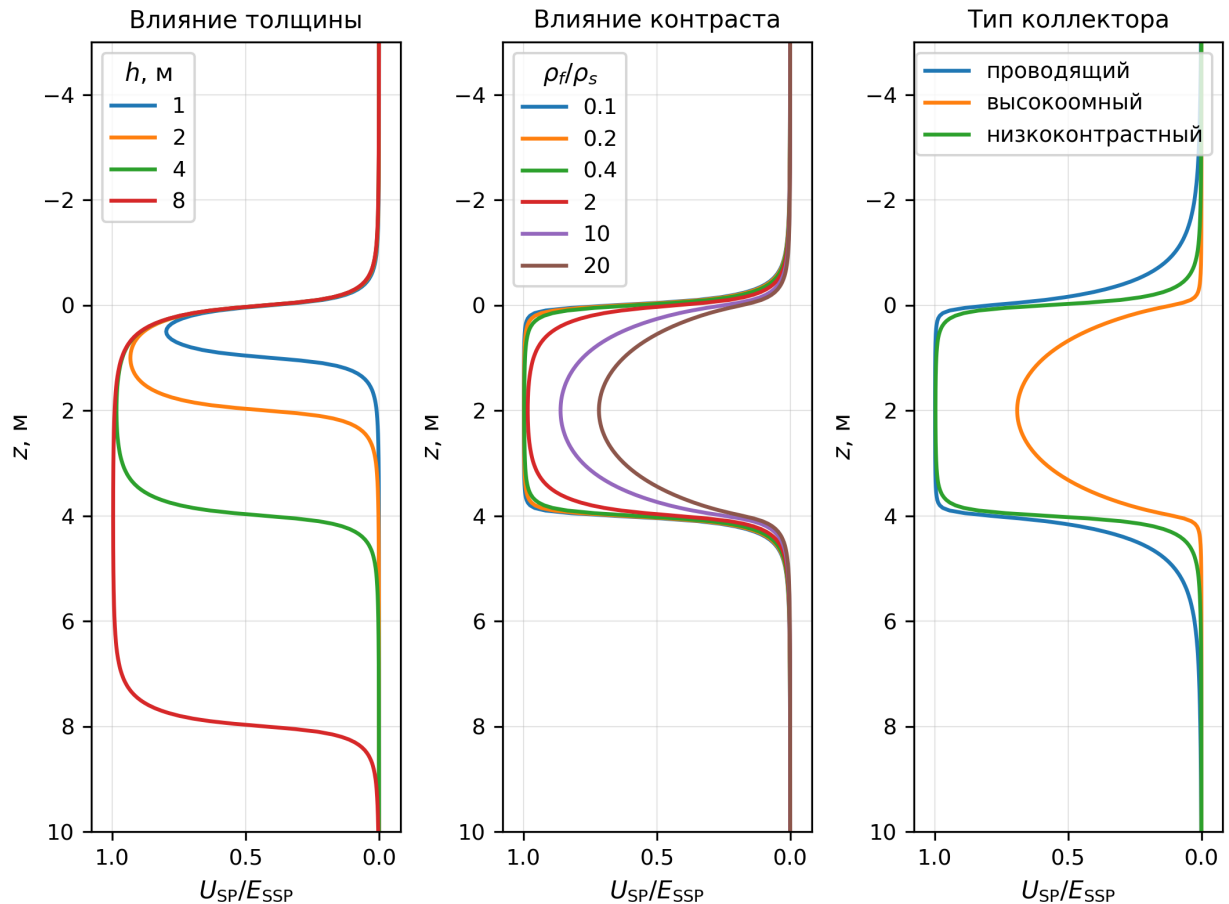


Рисунок 3.1 – Примеры синтетических диаграмм ПС, входящих в обучающий набор. Изменение УЭС и толщины коллектора приводит не только к изменению амплитуды, но также и формы аномалии, ширины переходных участков и “плеч” диаграммы. Для левого подграфика приняты значения ($\rho_f/\rho_m=10$) и ($\rho_s/\rho_m=5$). Для среднего подграфика ($\rho_s/\rho_m=5$). На правом подграфике проводящему коллектору соответствуют значения ($\rho_f/\rho_m=0.5$) и ($\rho_s/\rho_m=20$), а высокоомному коллектору – ($\rho_f/\rho_m=100$) и ($\rho_s/\rho_m=1$), низкоконтрастному коллектору – ($\rho_f/\rho_m=2$) и ($\rho_s/\rho_m=5$).

В качестве начального приближения рассматривались модели, основанные на разности двух сглаженных переходов на кровле и подошве пласта. Проверка применения стандартной и обобщенной логистической функции, гиперболического тангенса и функции ошибок показала, что они описывают общую форму аномалии, но порождают систематические отклонения на её “плечах” и около центра пронизываемого пласта.

Для описания переходов на границах пласта была выбрана сигмоидальная функция следующего вида:

$$F_p(x) = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{x}{(1+|x|^p)^{1/p}} \right),$$

где x – безразмерный аргумент функции, а p – безразмерный параметр, определяющий форму переходной зоны. Такая функция обеспечивает более медленное приближение аппроксимируемой аномалии к фоновому уровню на удалённых от пласта участках. При $p = 2$ функция переходит в стандартную корневую сигмоиду. Суммарная безразмерная функция для двух переходов разного знака на кровле и подошве пласта имеет вид:

$$D(z) = F_p \left(B(z - z_{top}^{eff}) \right) - F_p \left(B(z - z_{bottom}^{eff}) \right),$$

где B – параметр ширины перехода, m^{-1} ; $z_{top}^{eff} = z_{top} + s$, $z_{bottom}^{eff} = z_{bottom} - s$, z_{top} , z_{bottom} – вертикальные координаты кровли (нижний индекс *top*) и подошвы (нижний индекс *bottom*) пласта соответственно, м. Параметр s , м обеспечивает дополнительно малое эффективное смещение границ по вертикали.

Аппроксимация диаграмм ПС выполнялась для нормированного сигнала

$$u(z) = U_{SP}(z)/E_{SSP},$$

где E_{SSP} – опорное значение СПС, определяемое выражением (2.19). Значения параметров, входящих в выражение, задавались из условия $E_{SSP} = 100$ мВ. В результате модель диаграммы для её локальной аппроксимации описывалась следующим образом:

$$u_{model}(z) = b + A[D(z)]^q,$$

где b – безразмерный локальный базовый уровень; A – безразмерный амплитудный множитель; q – безразмерный показатель степени оконной функции. Влияние параметров p и q показано на рис. 3.2. Параметр p управляет формой одиночного перехода и скоростью выхода функции на асимптотические значения, а показатель q изменяет форму оконной функции, в частности в области вершины и “плеч” аномалии.

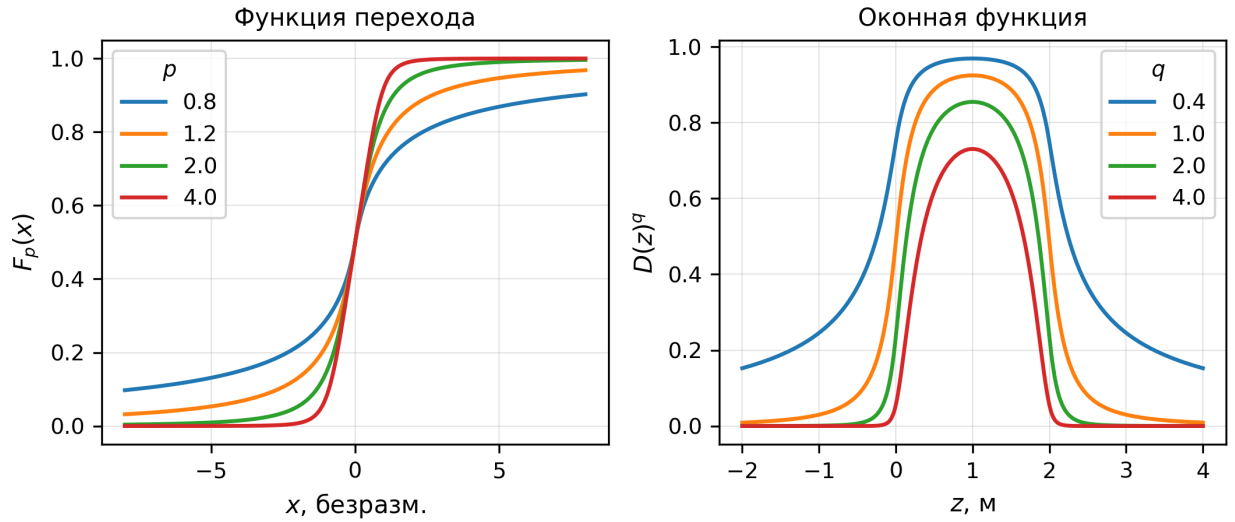


Рисунок 3.2 – Влияние безразмерных параметров p и q в используемой аналитической функции формы. Параметр p задает форму отдельного сглаженного перехода, а q изменяет форму оконной функции пласта. $F_p(x)$ – сигмоидальная функция перехода, $D(z)^q$ – степенная оконная функция.

В первую очередь применение выбранной функции проверено в режиме независимой аппроксимации, когда параметры A , b , B , p , q и s подбираются отдельно для каждой из 72 синтетических диаграмм. Подбор параметров выполнялся методом нелинейных наименьших квадратов с использованием алгоритма Левенберга–Марквардта [Marquardt, 1963], реализованного в библиотеке SciPy на языке Python. Цель этого этапа заключается не в построении финальной модели, а в оценке способности выбранного семейства функций описывать с достаточной точностью формы сигналов ПС.

Качество аппроксимации оценивалось по среднеквадратичному отклонению между нормированной синтетической кривой (верхний индекс *синт*) и соответствующей аппроксимацией (верхний индекс *аппрокс*) (функция невязки):

$$RMSE_k = \sqrt{\frac{1}{N_k} \sum_{j=1}^{N_k} [u_k^{\text{синт}}(z_j) - u_k^{\text{аппрокс}}(z_j)]^2},$$

где k – номер синтетической диаграммы; N_k – число вычисленных отсчётов k -ой диаграммы в рассматриваемом интервале; z_j – глубина j -го отсчёта.

Поскольку сравнение проводилось для нормированных диаграмм, величина $RMSE_k$ является безразмерной и характеризует отклонение в долях E_{SSP} . Среднее значение по всему набору из M диаграмм определялось как $\overline{RMSE} = 1/M \sum_{k=1}^M RMSE_k$. Для рассматриваемого набора значение $\overline{RMSE}$ составило приблизительно 0.0027 (здесь и далее в скобках указан процент от E_{SSP} 0.27 %), а максимальное – 0.0106 (1.06 %). Максимальная абсолютная ошибка восстановления амплитуды $|ΔA|_{max}$ составила 0.0195 (1.95 %). Полученные результаты показывают, что выбранная аналитическая форма воспроизводит синтетические диаграммы ПС со средним отклонением менее 0.30 % от амплитуды СПС. Однако параметры независимых аппроксимаций взаимосвязаны и частично компенсируют влияние друг друга. Поэтому их непосредственная регрессия по геоэлектрическим параметрам среды оказывается неустойчивой.

Таким образом, параметры аппроксимирующей функции должны определяться не через регрессию независимых параметров, а путём глобальной минимизации средней функции невязки $\overline{RMSE}$ по всем кривым. Для этого параметры рассматриваемой модели переопределены следующим образом: $x_s = \lg(\rho_s/\rho_m)$, $d = \lg(\rho_f/\rho_s)$, $l_h = \ln(h/h_0)$, где $h_0 = 1$ м – нормирующий коэффициент толщины. Такой переход связан с тем, что значения УЭС могут изменяться на порядки, поэтому удобнее использовать контрасты в логарифмическом масштабе. В качестве эмпирического базиса для глобальной минимизации функции невязки выбраны простые гладкие функции от комбинаций этих параметров, включая линейные, квадратичные и смешанные слагаемые. Вектор из таких базисных функций записывается как $\vec{x} = \{1, x_s, d, l_h, x_s^2, d^2, l_h^2, x_s d, x_s l_h, d l_h\}$. Для построения глобальной модели параметры аналитической функции A , b , B , p , q и s представлены как функции вектора $\vec{x}$. Для параметров, которые должны оставаться в заданных пределах, используется известное сжимающее преобразование

$$\theta = \theta_{min} + (\theta_{max} - \theta_{min}) \sigma(\vec{x} \cdot \vec{c}_\theta),$$

где θ_{min} , θ_{max} – минимальное и максимальное значения одного из параметров модели, $\vec{c}_\theta$ – соответствующий набор коэффициентов, а σ – сигмоидальная функция. Такое представление обеспечивает гладкую зависимость параметра от свойств среды и одновременно ограничивает его интервалом $[\theta_{min}, \theta_{max}]$. Для параметра B , который должен быть положительным, используется зависимость $\ln(B/B_0) = (\vec{x} \cdot \vec{c}_B)$, где $B_0 = 1 \text{ м}^{-1}$ – нормирующее значение. Коэффициенты этих зависимостей определены глобально, то есть путём минимизации суммарной невязки между аналитическими и синтетическими диаграммами по всему набору кривых. В отличие от прямой регрессии независимо найденных параметров такой подход позволяет достичь лучшего качества воспроизведения самих диаграмм. Это особенно важно, поскольку параметры независимой аппроксимации могут частично компенсировать влияние друг друга и потому не всегда образуют устойчивые зависимости от геоэлектрических характеристик среды. Примеры полученных зависимостей представлены на рис. 3.3.

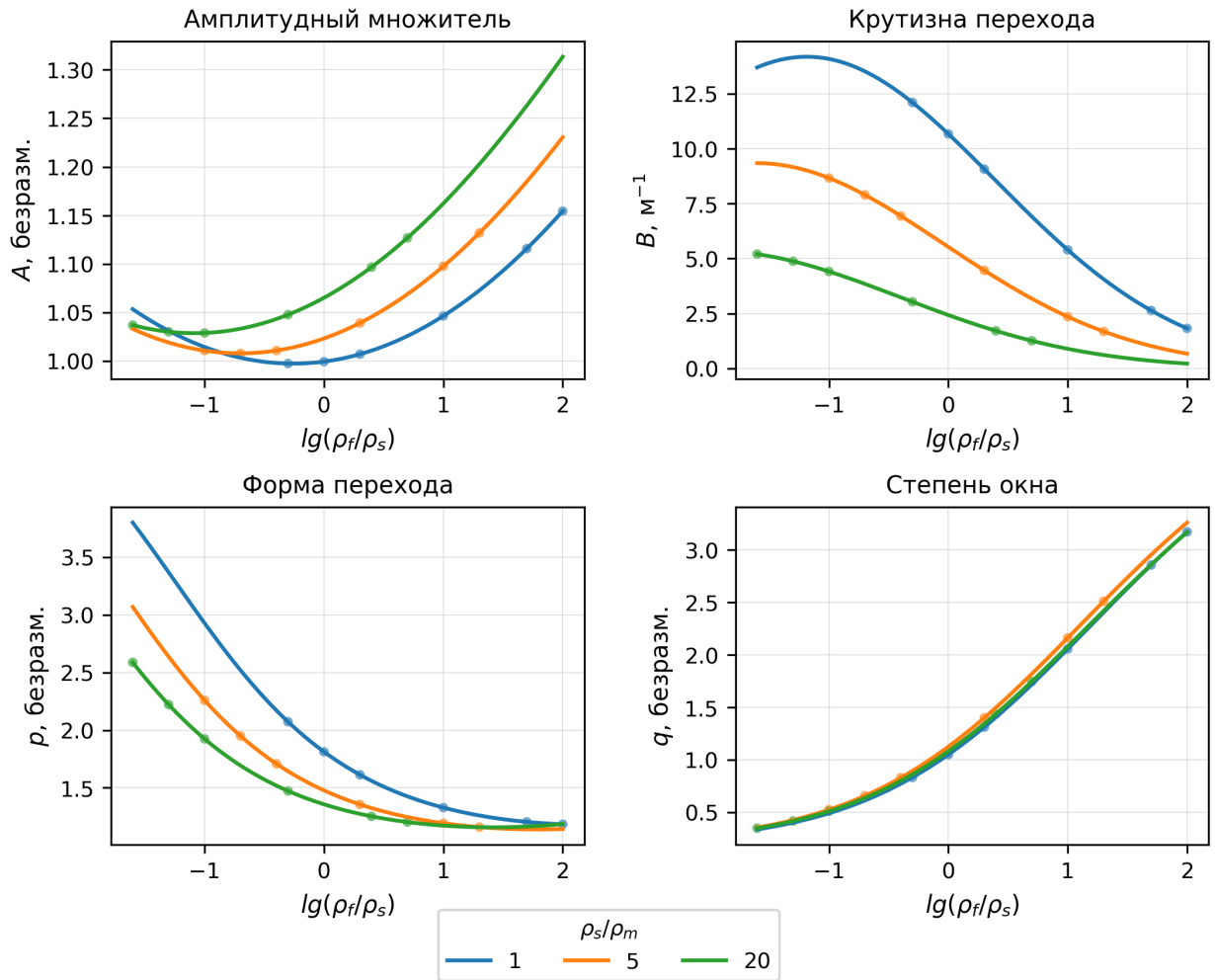


Рисунок 3.3 – Зависимость параметров глобальной аппроксимационной модели от логарифмического контраста УЭС для одного коллектора без зоны проникновения. Линиями показаны сечения модели при $h = 4$ м и различных значениях ρ_s/ρ_m (шифр кривых), точками – соответствующие случаи из обучающего набора.

На рис. 3.4 приведены примеры воспроизведения синтетических диаграмм с применением полученной глобальной модели. Представленные случаи охватывают разные толщины, контрасты УЭС и уровни качества аппроксимации (определяемые значением функции невязки).

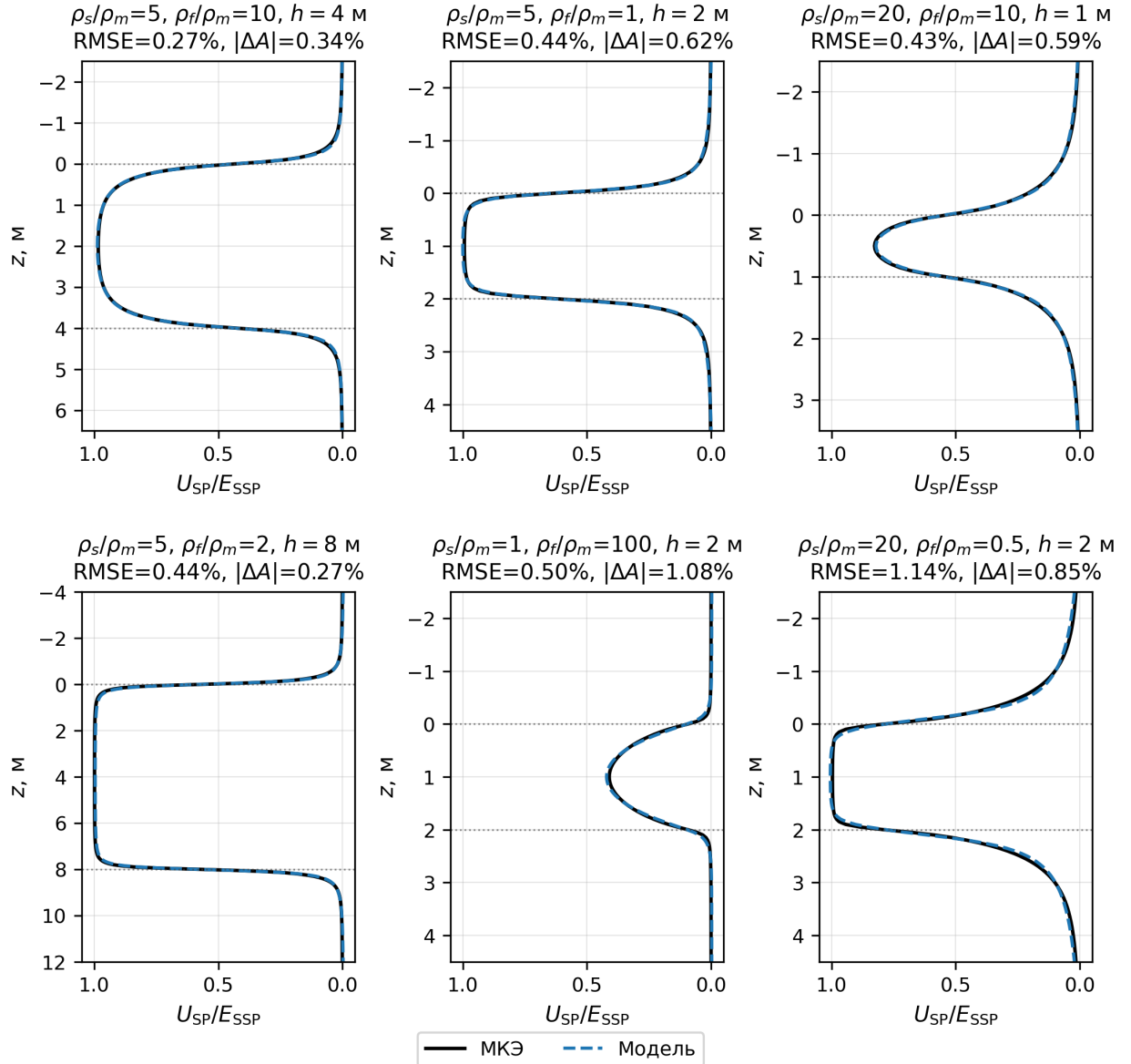


Рисунок 3.4 – Примеры аппроксимации с применением глобальной модели синтетических диаграмм, рассчитанных МКЭ для одного коллектора без зоны проникновения.

В результате аппроксимации $\overline{RMSE} = 0.49\%$, а максимальная $RMSE_{max} = 1.14\%$ при средней ошибке определения амплитуды $|\Delta A| = 0.58\%$ и максимальной $|\Delta A|_{max} = 1.64\%$. Это свидетельствует о том, что полученная глобальная модель лишь немного уступает независимой аппроксимации по средней ошибке, но обладает важным преимуществом: её параметры являются гладкими функциями геоэлектрических характеристик среды.

На следующем этапе рассмотрена модель среды с одним коллектором и зоной проникновения. К уже использованным параметрам ρ_s/ρ_m , ρ_f/ρ_m и h добавлены радиус ЗП и отношение УЭС ЗП к УЭС ПП: $r_{iz} = [0.3, 0.8]$ м, $\rho_{iz}/\rho_f = [0.25, 0.50, 2, 4]$. Всего для этого этапа с помощью МКЭ рассчитано 576 синтетических диаграмм.

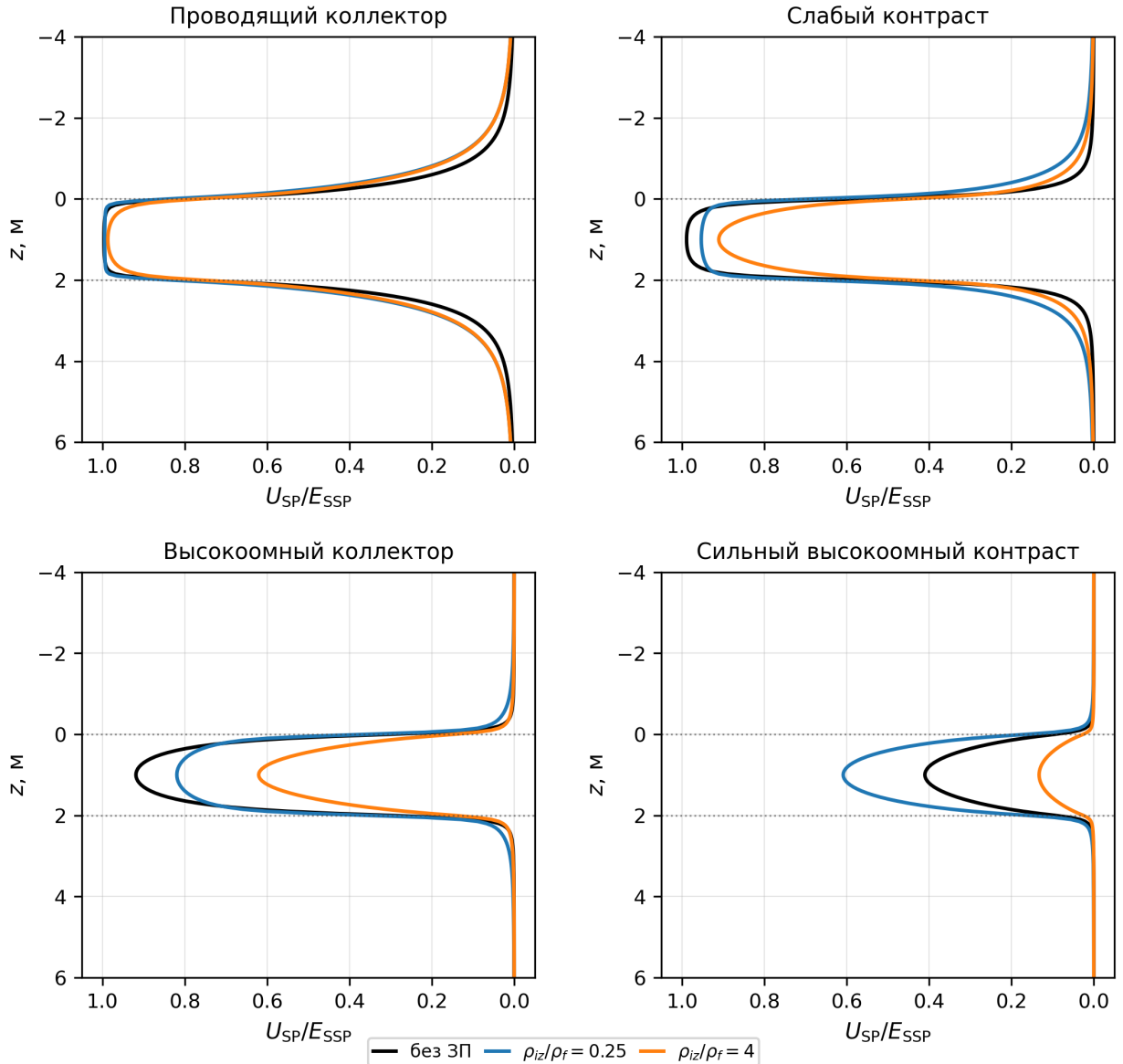


Рисунок 3.5 – Влияние радиуса ЗП и УЭС ЗП на синтетические МКЭ диаграммы ПС. Проводящему коллектору соответствуют значения ($\rho_f/\rho_m = 0.5$) и ($\rho_s/\rho_m = 20$), высокоомному коллектору – ($\rho_f/\rho_m = 10$) и ($\rho_s/\rho_m = 1$), слабому контрасту – ($\rho_f/\rho_m = 2$) и ($\rho_s/\rho_m = 5$), сильному высокоомному контрасту – ($\rho_f/\rho_m = 100$) и ($\rho_s/\rho_m = 1$).

На рис. 3.5 показано влияние зоны проникновения на их форму. Видно, что при разных геоэлектрических условиях зона проникновения может как уменьшать, так и увеличивать амплитуду диаграммы ПС.

Для проверки необходимости построения новой аналитической формы при наличии зоны проникновения, все 576 кривых аппроксимированы независимо той же функцией, что была использована в модели без ЗП. Результаты показали высокое качество аппроксимации как по форме: $\overline{RMSE} = 0.35 \%$, $RMSE_{max} = 1.30 \%$, так и по ошибке определения амплитуды: $|\overline{\Delta A}| = 0.27 \%$, $|\Delta A|_{max} = 2.58 \%$. Таким образом, учёт зоны проникновения не требует замены аналитической формы локальной по глубине аномалии, однако система признаков, через которую задаются параметры функции, должна быть расширена для учёта новых геоэлектрических параметров. Новый набор признаков для настройки глобальной модели включает $x_s = \lg(\rho_s/\rho_m)$, $x_f = \lg(\rho_f/\rho_m)$, $d = \lg(\rho_f/\rho_s)$, $l_h = \ln(h/h_0)$, $d_{iz} = \lg(\rho_{iz}/\rho_f)$, $\eta = r_{iz}/h$, $l_\eta = \ln \eta$. Дополнительно введены $|d_{iz}|$, квадратичные члены и смешанные взаимодействия. Поскольку один и тот же абсолютный радиус зоны проникновения по-разному влияет на тонкие и толстые пласты, используется относительный радиус $\eta = r_{iz}/h$. Смешанные члены позволяют учитывать совместное влияние контрастов УЭС пласта, толщины, радиуса ЗП и контраста ρ_{iz}/ρ_f . На рис. 3.6 показаны примеры аппроксимации с применением глобальной модели диаграмм ПС для одного коллектора с зоной проникновения.

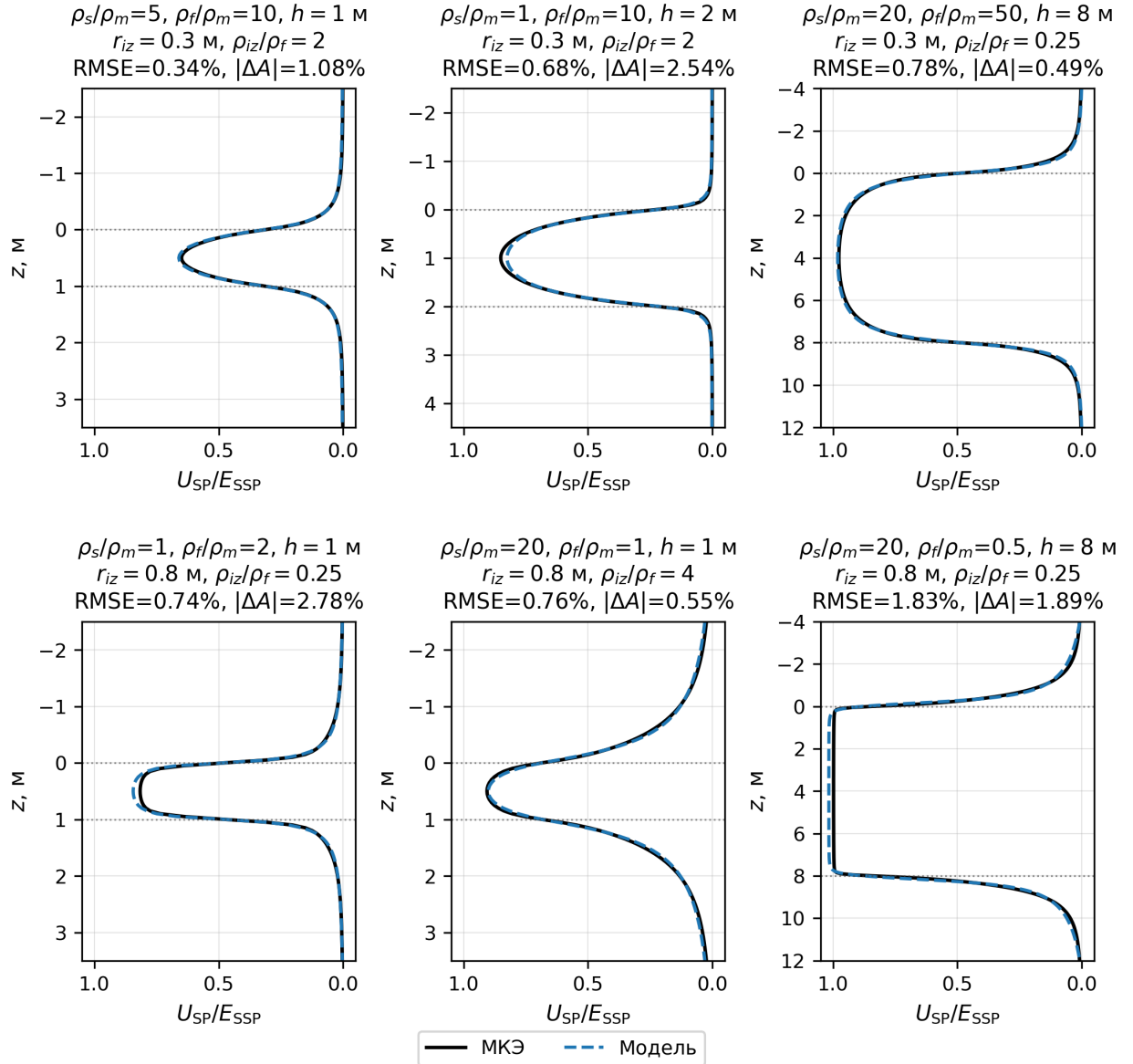


Рисунок 3.6 – Примеры аппроксимации с применением глобальной модели синтетических диаграмм ПС для одного коллектора с зоной проникновения.

Глобальная модель с учётом зоны проникновения даёт следующие значения невязок: $\overline{RMSE} = 0.71 \%$, $RMSE_{max} = 1.83 \%$, $|\overline{\Delta A}| = 0.73 \%$, $|\Delta A|_{max} = 4.19 \%$. По сравнению со случаем без зоны проникновения погрешность возрастает, что связано с более сложным влиянием радиальной неоднородности на форму диаграммы. Наибольшие невязки соответствуют широким зонам проникновения и сильным контрастам ρ_{iz}/ρ_f . Тем не менее, точность

воспроизведения остаётся достаточной для использования модели в качестве локального аппроксимационного блока.

3.3. Проверка локальной аппроксимационной функции на многопластовых синтетических диаграммах

После настройки локальной аппроксимационной функции на модели с одним коллектором выполнена дополнительная проверка её применимости к более сложным синтетическим диаграммам ПС. Такая проверка необходима, поскольку реальные диаграммы представлены не одним изолированным пластом, а совокупностью нескольких проницаемых интервалов, аномалии от которых могут частично перекрываться. Кроме того, отдельные пласты могут характеризоваться различными значениями амплитуды статического потенциала и отличаться по наличию или отсутствию зоны проникновения.

Для этой задачи сформирован независимый валидационный набор диаграмм в многопластовых моделях, рассчитанных с помощью алгоритма на основе МКЭ, который не использовался при настройке локальной аппроксимационной функции и глобальных параметрических зависимостей. Набор включает 80 синтетических моделей, содержащих два или три проницаемых интервала. Всего в многопластовых моделях задано 200 проницаемых пластов. Рассматриваются четыре группы моделей: хорошо разделенные проницаемые пласты без зоны проникновения, близко расположенные проницаемые пласты без зоны проникновения, хорошо разделенные проницаемые пласты со смешанным наличием зон проникновения и близко расположенные проницаемые пласты со смешанным наличием зон проникновения.

Дополнительно для повышения реалистичности каждому проницаемому интервалу задаётся своё значение амплитуды статического потенциала ПС SP_i . Это позволяет моделировать ситуацию, в которой отдельные пласты вносят различные по амплитуде вклады в суммарную диаграмму ПС, например вследствие различий их петрофизических свойств. При сопоставлении

результатов все многопластовые диаграммы нормируются на единое опорное значение $E_{SSP} = 100$ мВ, принятое ранее при настройке локальной аппроксимационной модели. Использование общего опорного значения вместо индивидуальных амплитуд SP_i сохраняет относительные различия между вкладами отдельных пластов.

Аппроксимация диаграмм в многопластовых моделях представляет собой сумму локальных вкладов отдельных проницаемых интервалов:

$$U_{model}(z) = c_0 + \sum_{i=1}^N SP_i U_i^{local}(z),$$

где SP_i – амплитуда статического потенциала ПС для i -го проницаемого интервала, мВ; N – число проницаемых интервалов (пластов) в модели; $U_i^{local}(z)$ – локальная аппроксимационная функция для i -го пласта; а c_0 – добавочная константа, отвечающая за задаваемый уровень отсчёта СПС. Для коллекторов без ЗП используется глобальная модель, построенная на наборе синтетических диаграмм ПС, рассчитанных для одиночного коллектора без ЗП. При наличии зоны проникновения применяется соответствующая глобальная модель с её учётом. Параметры локальных вкладов при этом не подбираются по многопластовым синтетическим диаграммам, а вычисляются только по ранее полученным зависимостям от геоэлектрических параметров. Если УЭС вмещающих пород над (нижний индекс *above*) и под (нижний индекс *below*) проницаемым интервалом различны, для расчёта локального вклада используется эффективная величина УЭС вмещающих пород в виде среднего геометрического значения:

$$\rho_s^{eff} = \sqrt{\rho_{s,above} \rho_{s,below}}.$$

В логарифмической шкале это соответствует арифметическому усреднению УЭС перекрывающего и подстилающего глинистых пластов. Такое приближение позволяет использовать локальную модель в условиях, когда коллектор расположен между неодинаковыми по УЭС интервалами.

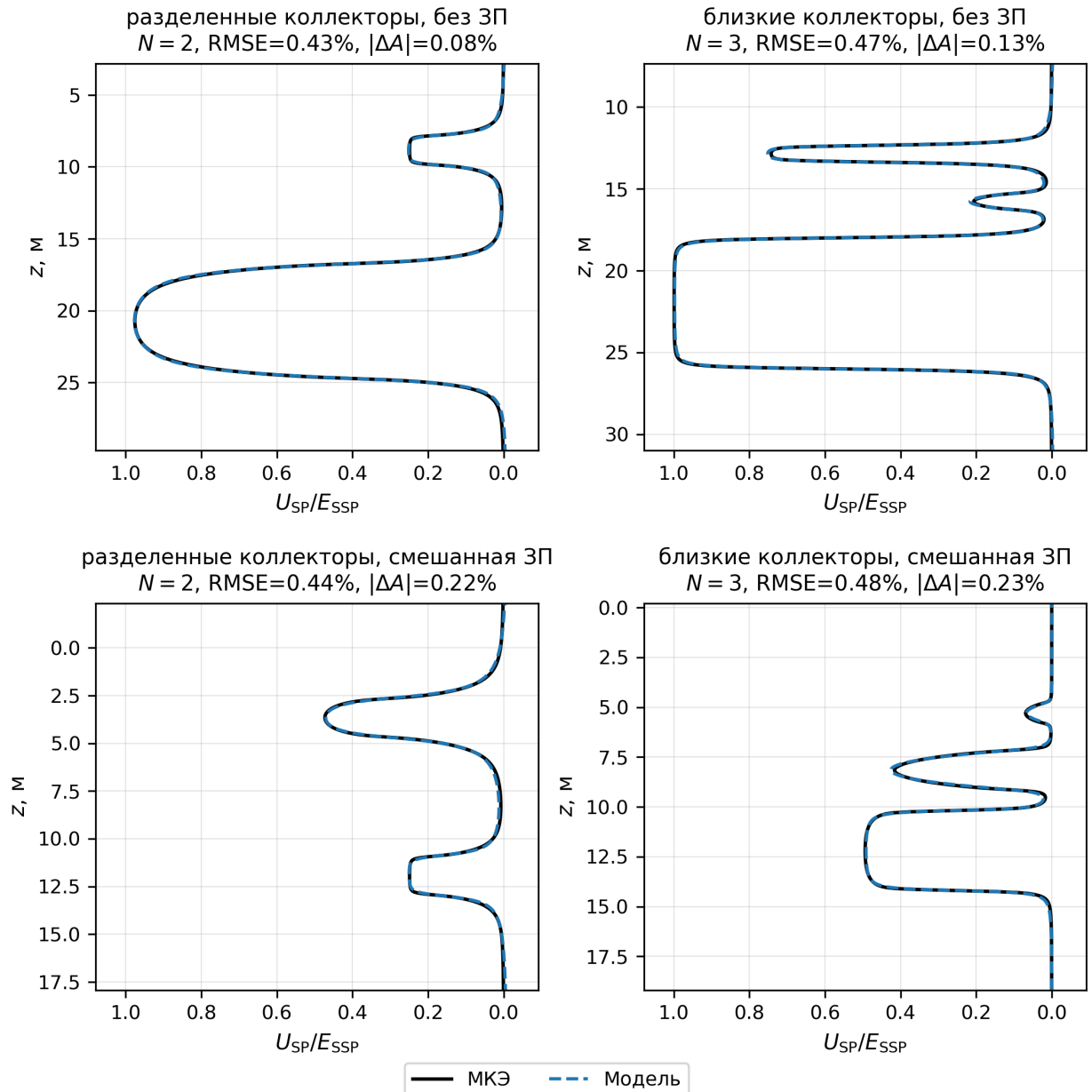


Рисунок 3.7 – Примеры проверки локальной аппроксимационной модели на независимых многопластовых диаграммах. Сплошной линией показаны результаты прямого расчёта с помощью МКЭ, пунктирной – сумма локальных аппроксимаций от отдельных проницаемых интервалов.

На рис. 3.7 приведены примеры сравнения многопластовых синтетических диаграмм, рассчитанных с помощью МКЭ, и аппроксимации, полученной суммированием локальных вкладов. Показаны четыре характерных случая, описанных выше. Видно, что модель воспроизводит основные особенности многопластовых диаграмм, включая положение локальных по глубине

аномалий, их амплитуды и изменение формы при перекрытии вкладов от соседних пластов.

Количественная оценка качества многопластовой аппроксимации выполнялась в тех же метриках, что и для одиночного коллектора: среднеквадратичному отклонению $RMSE$ и абсолютной погрешности восстановления амплитуды $|\Delta A|$. Метрики рассчитывались в интервале, включающем проницаемые коллекторы и прилегающие к ним участки диаграммы. Поскольку при формировании синтетического набора электрохимические параметры среды были выбраны таким образом, чтобы расчётная амплитуда СПС составляла $E_{SSP} = 100$ мВ, все суммарные многопластовые диаграммы нормировались на это единое опорное значение. Поэтому полученные величины $RMSE$ и $|\Delta A|$ являются безразмерными и далее приводятся в процентах от E_{SSP} . При этом $|\Delta A|$ характеризует абсолютное отклонение восстановленной амплитуды на нормированной шкале, а не относительную ошибку в амплитуде отдельного коллектора. По всему многопластовому валидационному набору получены следующие значения: $\overline{RMSE} = 0.56 \%$, $RMSE_{max} = 3.04 \%$, $\overline{|\Delta A|} = 0.61 \%$, $|\Delta A|_{max} = 6.19 \%$. Полученные результаты показывают, что локальная модель, настроенная по набору синтетических диаграмм ПС, рассчитанных для одиночного коллектора, переносится на многопластовые диаграммы без существенного ухудшения средней погрешности воспроизведения. При этом максимальные погрешности в таком случае выше, чем для одного коллектора. Это связано с дополнительными факторами: перекрытием соседних аномалий, неодинаковыми амплитудами СПС в отдельных пластах и наличием зон проникновения в части интервалов.

Для более детального анализа качества аппроксимации на рис. 3.8 приведено распределение невязок по четырем группам многопластовых моделей. Отдельными точками показаны результаты для каждой многопластовой модели, горизонтальной линией внутри прямоугольника – медиана, границами

прямоугольника – первый и третий квартили. Средние значения отмечены отдельными маркерами (ромбами). Наименьшая средняя невязка получена для хорошо разделенных проницаемых пластов со смешанным наличием зон проникновения: $\overline{RMSE} = 0.46 \%$. Для хорошо разделенных проницаемых пластов без зоны проникновения $\overline{RMSE} = 0.51 \%$. Для близко расположенных проницаемых пластов без зоны проникновения она сопоставима по величине: $\overline{RMSE} = 0.53 \%$. Наибольшие невязки наблюдаются для близко расположенных проницаемых пластов со смешанным наличием зон проникновения: $\overline{RMSE} = 0.75 \%$, $RMSE_{max} = 3.04 \%$. Такой результат является ожидаемым, поскольку в этом случае совместно проявляются два усложняющих фактора: перекрытие локальных аномалий от соседних проницаемых интервалов и изменение формы отдельных вкладов за счёт наличия зоны проникновения. Таким образом, близкие пласты с зонами проникновения обеспечивают наиболее строгую проверку применимости локальной модели.

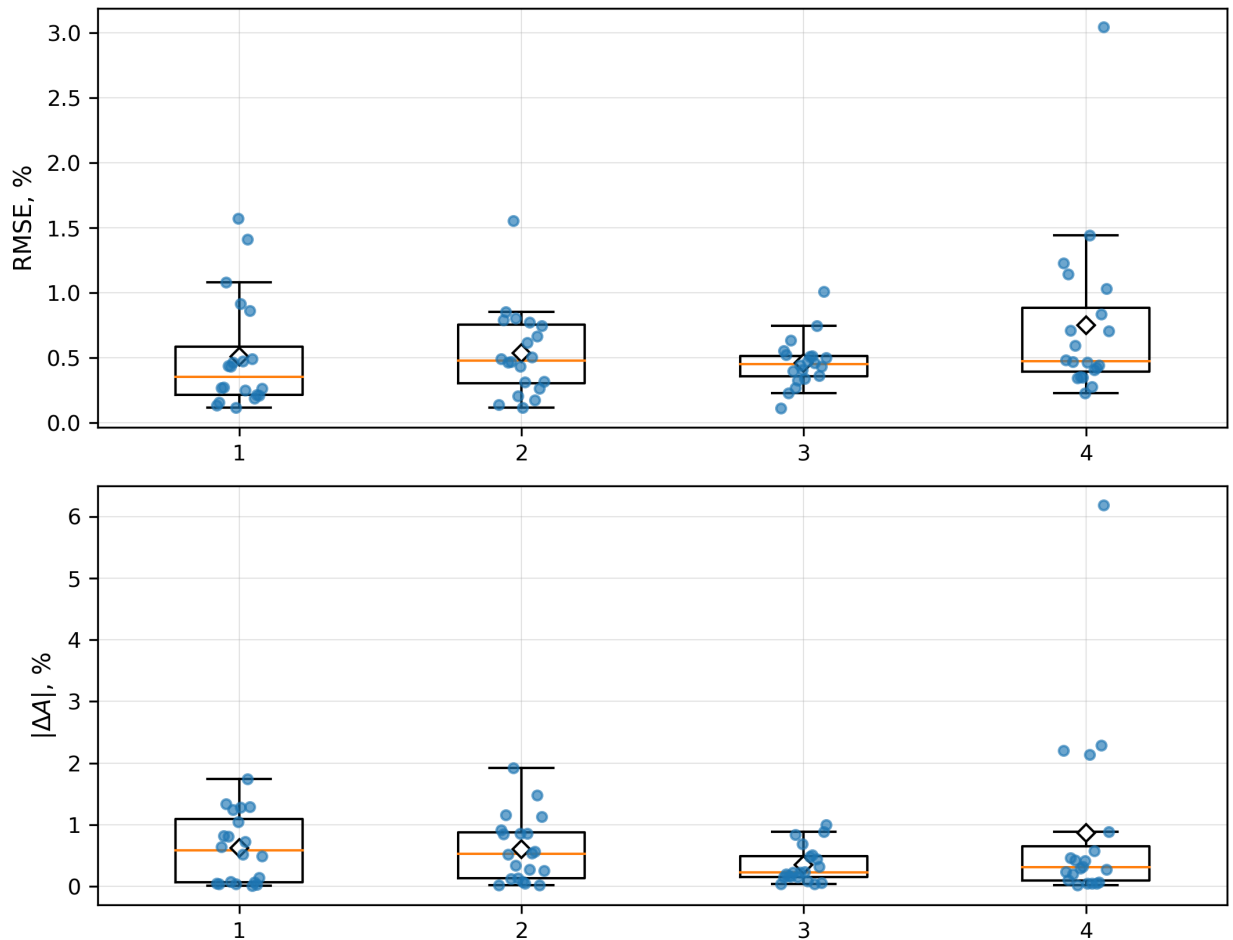


Рисунок 3.8 – Распределение невязок многопластовой валидации по различным моделям. 1 – разделенные проницаемые пласты без зоны проникновения, 2 – близко расположенные проницаемые пласты без зоны проникновения, 3 – разделенные проницаемые пласты со смешанным наличием зон проникновения, 4 – близко расположенные проницаемые пласты со смешанным наличием зон проникновения. Отдельно показаны невязки RMSE и ошибки в амплитуде $|\Delta A|$. Горизонтальная красная линия внутри каждого прямоугольника соответствует медианному значению, границы прямоугольника – первому и третьему квартилям, «усы» показывают диапазон значений без учёта выбросов, отдельные точки – результаты для отдельных диаграмм, ромбом – среднее значение.

Количественное сравнение основных этапов настройки приведено в таблице 3.1. В неё включены результаты аппроксимации с применением глобальной модели для одного коллектора без зоны проникновения, глобальной модели для одного коллектора с зоной проникновения и независимой проверки на многопластовой модели. Для многопластового набора приведены невязки,

рассчитанные в интервале, охватывающем проницаемые пласты и прилегающие интервалы вмещающих пород.

Таблица 3.1 – Итоговые невязки аппроксимационной модели на основных этапах настройки.

Модель для проверки	$\overline{RMSE}$, %	$RMSE_{max}$, %	$\overline{ \Delta A }$, %	$ \Delta A _{max}$, %
Один коллектор без ЗП	0.49	1.14	0.58	1.64
Один коллектор с ЗП	0.71	1.83	0.73	4.19
Многопластовая	0.56	3.04	0.61	6.19

Из таблицы 3.1 видно, что учёт зоны проникновения приводит к увеличению невязки по сравнению с коллектором без ЗП, что связано с влиянием радиальной неоднородности на форму диаграммы. Тем не менее средняя невязка остаётся малой, поэтому ЗП может быть учтена в рамках той же аналитической формы за счёт расширения параметрических зависимостей. Для многопластового валидационного набора средняя невязка остаётся сопоставимой с расчётами для одного коллектора. При этом максимальные невязки возрастают, что объясняется перекрытием аномалий соседних проницаемых интервалов, различием амплитуд СПС отдельных пластов и наличием зон проникновения. Наиболее сложным случаем являются близко расположенные проницаемые пласты со смешанным наличием ЗП.

Таким образом, проверка на многопластовой модели подтверждает, что построенная локальная аппроксимационная функция может использоваться как базовый модуль для описания более сложных диаграмм ПС. При этом параметры локальных вкладов не настраивались на многопластовом наборе, а определялись только по зависимостям, полученным на моделях с одним

коллектором. Следовательно, результаты этой проверки характеризуют возможность использования аппроксимационной модели без дополнительной настройки на новом расширенном наборе синтетических диаграмм.

3.4. Аппроксимация практических диаграмм ПС в скважинах месторождений Западной Сибири

Тестирование в интервалах песчано-глинистых коллекторов месторождения Утреннее

После проверки аппроксимационной модели на синтетических данных осуществлен переход к практической апробации разработанной схемы на реальных каротажных материалах. В качестве тестового объекта выбран интервал нижнемеловых отложений, вскрытый скважиной на месторождении Утреннее. Целью данного этапа является не только проверка качества аппроксимации измеренной диаграммы ПС, но и оценка возможности использования восстановленных параметров локальных аномалий для приближенного экспресс-определения минерализации пластовой воды.

Исходной геоэлектрической основой является тонкослоистая модель, полученная по данным ВИКИЗ. В пределах исследуемого интервала по результатам аппроксимации диаграммы ПС для проницаемых пластов определяются эффективные амплитуды СПС. Далее эти амплитуды используются для оценки УЭС ПВ.

Связь между амплитудой СПС и УЭС ПВ задается по формуле для нахождения СПС (2.19). Отсюда УЭС пластовой воды определяется следующим образом:

$$\rho_w = \rho_m 10^{E_{SSP}/K(T)}, \quad (3.2)$$

где $K(T) = \frac{4.606k_b T}{e} (1 - t_+)$, В; T – температура, К; k_b – постоянная Больцмана, Дж/К; e – элементарный электрический заряд, Кл; $t_+ = 0.39$ – микроскопическое число переноса катионов. При расчёте используются данные о температуре T по исследуемому интервалу – она изменяется от 56.1 до 62.0 °С.

После определения ρ_w минерализация пластовой воды рассчитывается из решения нелинейного эмпирического уравнения (2.22), связывающего УЭС воды, температуру и минерализацию. В пределах заданных стратиграфических интервалов расчётные значения вычисляются по выделенным в геоэлектрической модели проницаемым пропласткам как взвешенное среднее с весами, пропорциональными их толщине. В этом разделе поправка на активность раствора, описанная выше, не учитывается, поскольку расчёт носит оценочный характер, а имеющиеся неопределённости исходных петрофизических параметров не позволяют обоснованно уменьшить погрешность оценки минерализации за счёт этого уточнения.

Результаты сопоставления приведены на рис. 3.9. На планшете показаны: измеренная и аппроксимированная диаграммы ПС; невязка аппроксимации; температурная диаграмма, известные лабораторные значения минерализации пластовой воды, расчётные значения минерализации и их относительные отклонения от лабораторных. Для сопоставления с лабораторными данными дополнительно приведены значения минерализации, пересчитанные к нормальным температурным условиям.

Сравнение с известными значениями показывает, что расчёт по данным ПС в исходном варианте в целом завышает значения минерализации относительно лабораторных определений. После учёта возможной неопределённости задания эффективного УЭС ФБР и использования температурно-приведённых значений расхождения заметно уменьшаются. Для шести из семи интервалов относительные отклонения не превышают 20 %. Наибольшее расхождение, составляющее около 23.5 %, сохраняется в интервале xx30–xx50 м. Дополнительный анализ чувствительности показал, что небольшие относительные изменения положения линии глин и значения эффективного УЭС ФБР приводят к незначительному уменьшению этого расхождения. Однако более существенные (глобальные) поправки линии глин заметно отклоняют её от верхней

огибающей диаграммы ПС, а локальные поправки требуют независимого геологического обоснования или иной априорной информации.

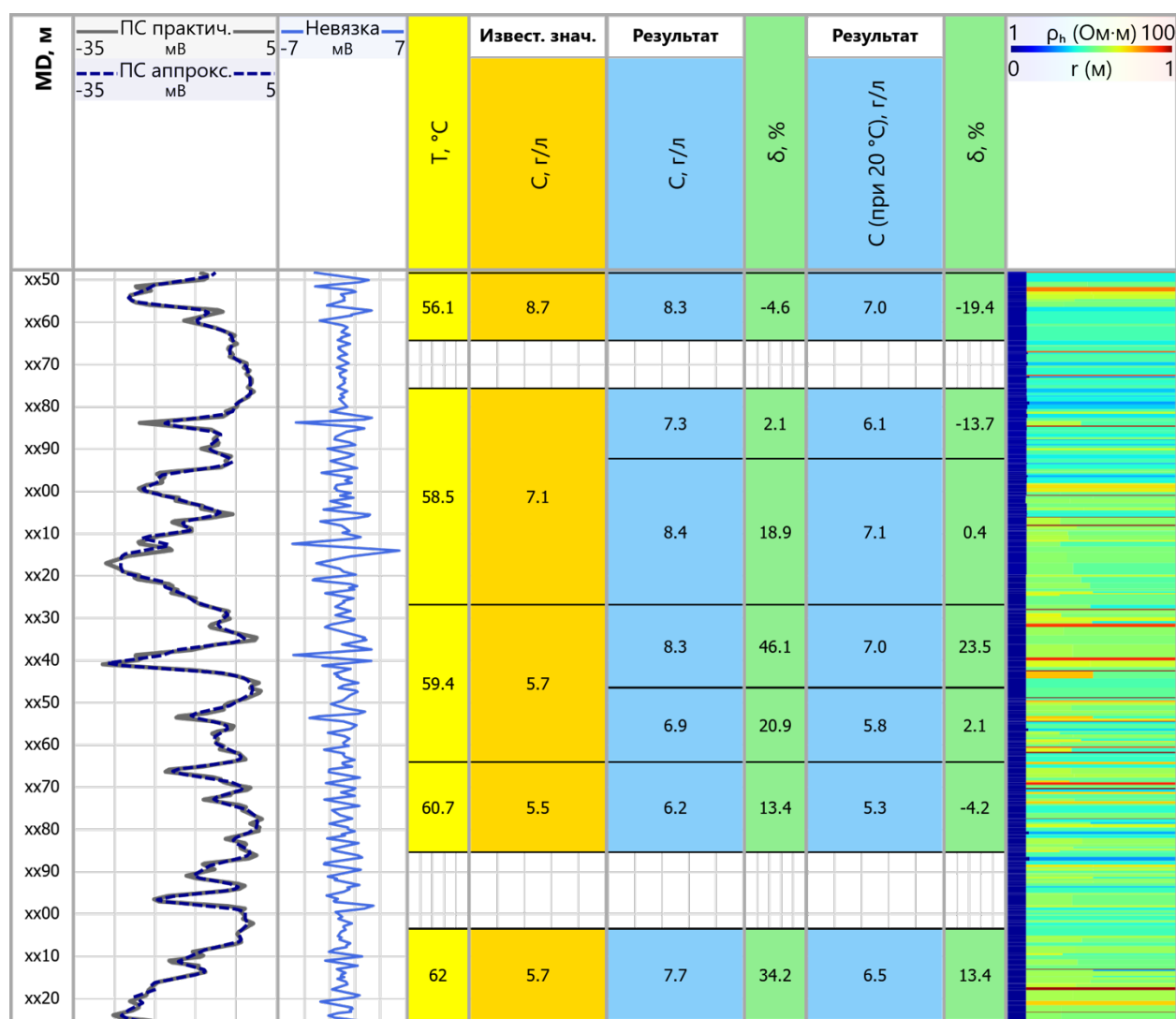


Рисунок 3.9 – Сопоставление расчётных и известных значений минерализации пластовой воды для интервала нижнемеловых отложений скважины месторождения Утреннее. Слева направо показаны: измеренная и аппроксимированная диаграммы ПС; абсолютная невязка аппроксимации; температура в пласте; лабораторные значения минерализации, расчётные значения минерализации по данным ПС и их относительные расхождения; температурно-приведенные значения минерализации, соответствующие относительные расхождения и тонкослоистая геоэлектрическая модель.

Таким образом, практический пример показывает, что параметры, восстановленные с помощью аппроксимированной диаграммы ПС, могут быть использованы для приближенной экспресс-оценки минерализации пластовой

воды. При этом количественный результат остаётся чувствительным к заданию ρ_m , температурным поправкам и способу выделения линии глин. Поэтому получаемые значения следует рассматривать как интерпретационные оценки, требующие сопоставления с независимыми данными.

Тестирование в интервалах песчано-глинистых коллекторов Имилорского и Тевлинско-Русскинского месторождений

Представленный подход применен к практическим диаграммам ПС, полученным в интервале песчано-глинистых коллекторов ачимовской толщи, вскрытых тремя скважинами Имилорского и двумя скважинами Тевлинско-Русскинского месторождения. В этом случае расчёт минерализации выполняется без прямого сопоставления с лабораторными определениями для рассматриваемых интервалов, поэтому результат описывается как интерпретационная оценка. Для задания геоэлектрических параметров среды также используется тонкослоистая модель, полученная по результатам инверсии диаграмм ВИКИЗ.

Для пересчёта восстановленной амплитуды ПС в минерализацию пластовой воды используется зависимость (3.2). Однако для рассматриваемых интервалов также были доступны значения ряда петрофизических параметров, что позволило при расчёте коэффициента ПС $K(T)$ в (3.2) дополнительно учесть их влияние с использованием выражений (2.19) и (2.20):

$$K(T, \phi, s_w, \rho_{fw}, CEC) = \frac{2.3 k_B \cdot T}{e} \left[1 - \frac{s_w \cdot (2t_{(+)} - 1) \cdot \phi \cdot \rho_{fw}^{-1} + \beta_s \cdot (1 - \phi) \cdot \tilde{\rho}_s \cdot CEC}{s_w \cdot \phi \cdot \rho_{fw}^{-1} + \beta_s \cdot (1 - \phi) \cdot \tilde{\rho}_s \cdot CEC} \right]. \quad (3.3)$$

Поскольку коэффициент $K(T, \phi, s_w, \rho_{fw}, CEC)$ в такой форме зависит от УЭС ПВ, значение ρ_{fw} определяется численным решением уравнений (3.2) и (3.3). После этого минерализация рассчитывается по эмпирической зависимости между УЭС воды, температурой и минерализацией (2.22).

По данным [Уточнение геологической ..., 2006] максимальное значение минерализации пластовой воды для нижнемеловых отложений Тевлинско-

Русскинского месторождения, полученное в результате лабораторных исследований отобранных в скважине проб, достигает 17.5 г/л. При этом данные о минерализации с соседних месторождений для пластов ачимовской толщи выше – 25.0 г/л. Это расхождение обычно объясняется слабыми притоками и некачественным отбором проб на скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения. Поэтому для проницаемых пластов нижнемеловых отложений этой площади также принимается значение минерализации 25.0 г/л. Кроме того, поскольку Тевлинско-Русскинское и Имилорское месторождения расположены недалеко друг от друга, то можно предполагать, что значения минерализации для одних и тех же стратиграфических интервалов будут близки. Температура пластов ачимовской толщи согласно [Уточнение геологической ..., 2006] достигает 85.0 °С.

Для скважин А и В Имилорского месторождения на рис. 3.10 и рис. 3.11 соответственно представлены: результат аппроксимации диаграмм ПС, расчётные параметры, установленные значения минерализации (усредненные по проницаемым пропласткам в пределах априорно заданных стратиграфических интервалов), а также полученная после инверсии сигналов ВИКИЗ тонкослоистая геоэлектрическая модель. При расчёте минерализации пластовой воды использовались усредненные значения пористости, поскольку в пределах рассматриваемых интервалов ачимовской толщи она изменяется незначительно. Для скважины А средняя пористость составила (0.178 ± 0.015) , для скважины В – (0.189 ± 0.018) . Водонасыщенность также усреднялась в пределах зон с близким характером флюидонасыщения. Для скважины А её среднее значение составило (0.826 ± 0.060) в двух водонасыщенных зонах и (0.492 ± 0.115) – в зоне со смешанным флюидонасыщением. Для скважины В соответствующие значения составили (0.801 ± 0.119) и (0.469 ± 0.071) . Используемые значения ёмкости катионного обмена определены по результатам лабораторных исследований 12 образцов керна из скважины А и 7 образцов из скважины В. Ввиду

небольшого разброса результатов они также были усреднены. Отметим, что в выражениях (2.20), (2.21) и (3.3) ёмкость катионного обмена выражается в Кл/кг, однако на практике данная величина чаще встречается в единицах мг-экв/100 г ($1 \text{ мг-экв/100 г} = 964.85 \text{ Кл/кг}$). Средние значения составили $(17.3 \pm 1.8) \text{ мг-экв/100 г}$ для скважины А и $(10.9 \pm 1.4) \text{ мг-экв/100 г}$ для скважины В.

Определенные по результатам аппроксимации диаграмм ПС значения минерализации для скважины А показывают более высокие значения для верхнего стратиграфического пласта при сравнении с результатом, полученным для нижнего стратиграфического пласта $(29.6 \pm 2.9) \text{ г/л}$ и $(22.9 \pm 1.1) \text{ г/л}$ соответственно.

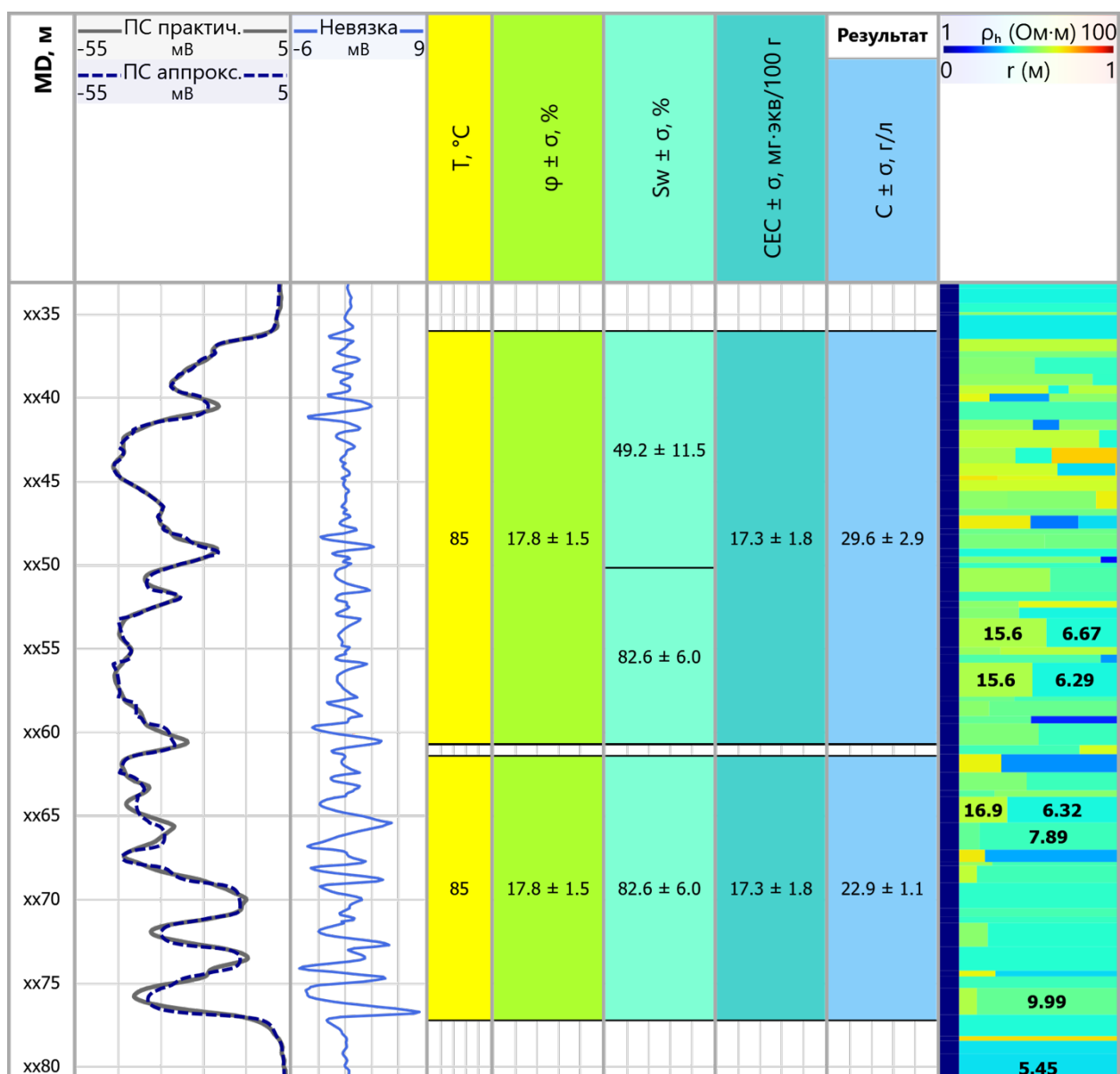


Рисунок 3.10 – Результат определения минерализации пластовой воды при аппроксимации (штрихованная линия) практической диаграммы ПС (сплошная линия) для песчано-глинистых коллекторов ачимовской толщи, вскрытых скважиной А (Имилорское месторождение).

Для скважины В результаты определения минерализации пластовой воды аналогичны – большее значение для верхнего стратиграфического пласта и меньшее значение для нижнего стратиграфического пласта (33.1 ± 2.0) г/л и (28.9 ± 1.4) г/л соответственно.

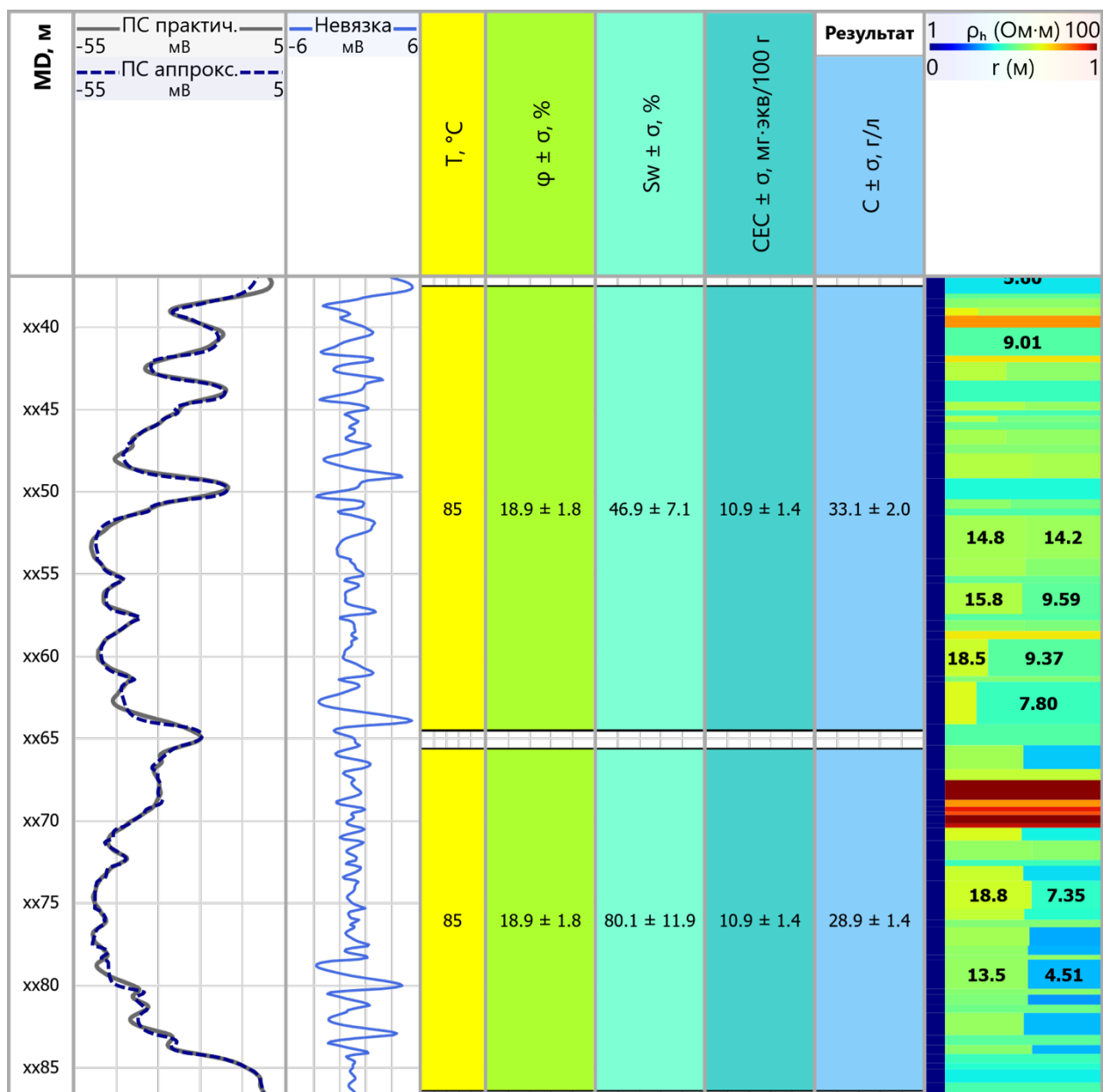


Рисунок 3.11 – Результат определения минерализации пластовой воды при аппроксимации (штрихованная линия) практической диаграммы ПС (сплошная линия) для песчано-глинистых коллекторов ачимовской толщи, вскрытых скважиной В (Имилорское месторождение).

Для скважины С Имилорского месторождения и скважин А и В Тевлинско-Рускинского месторождения при инициализации параметров для расчёта минерализации пластовой воды по формулам (3.2)–(3.3) также использовались усредненные значения пористости по всему рассматриваемому интервалу глубин и водонасыщенности в пределах зон с близким характером флюидонасыщения.

Для скважины С Имилорского месторождения средняя пористость составила (0.191 ± 0.011) , а средняя водонасыщенность – (0.594 ± 0.038) . Для скважины А Тевлинско-Русскинского месторождения средняя пористость составила (0.183 ± 0.020) . Для выделенных зон использовались значения водонасыщенности (0.611 ± 0.041) , (0.942 ± 0.025) и (0.575 ± 0.036) . Для скважины В Тевлинско-Русскинского месторождения средняя пористость составила (0.164 ± 0.026) , а значения водонасыщенности для отдельных зон – (0.856 ± 0.072) , (0.607 ± 0.063) , (0.885 ± 0.071) , (0.634 ± 0.036) и (0.900 ± 0.083) .

Лабораторные определения ёмкости катионного обмена по керновому материалу из ачимовской толщи для этих скважин не проводились. Поэтому для расчёта минерализации пластовой воды значение ёмкости катионного обмена рассматривалось как определяемый эффективный интерпретационный параметр. Его величина подбиралась в диапазоне значений, характерных для исследуемых песчано-глинистых коллекторов, с учётом результатов лабораторных определений по соседним скважинам. Во-первых, поскольку значения ёмкости катионного обмена зависят от литологического состава и, соответственно, близки для соседних скважин, то значения выбирались среди измеренных для скважин А и В (Имилорское месторождение). Во-вторых, поскольку расчёт минерализации пластовой воды во всех скважинах осуществляется только для пластов ачимовской толщи, то найденные значения минерализации пластовой воды с учётом стандартного отклонения должны быть близки. В результате подбора установлено, что для скважины С Имилорского месторождения, также скважины В Тевлинско-Русскинского месторождения, требуемые условия соблюдаются при значении 17.3 мг-экв/100 г. В то же время, хотя значение 17.3 мг-экв/100 г позволило получить разумную оценку минерализации для верхнего стратиграфического пласта скважины А Тевлинско-Русскинского месторождения, для нижнего пласта в этой скважине согласование расчётной минерализации с характерным уровнем для ачимовской

толщи потребовало использования повышенного эффективного значения СЕС, равного 24.8 мг-экв/100 г. Это может указывать на более высокую локальную заглинизированность или отличие минералогического состава данного интервала.

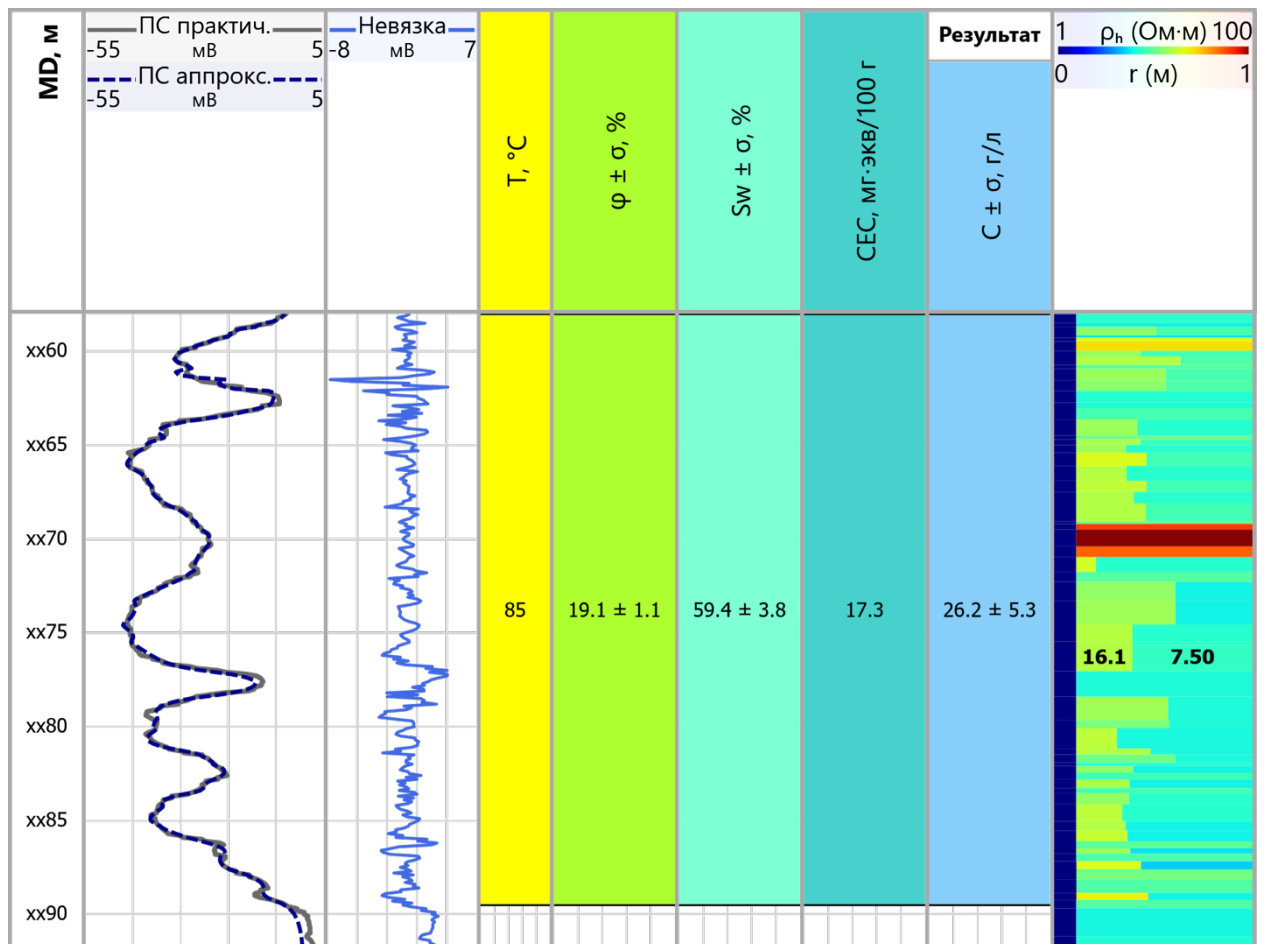


Рисунок 3.12 – Результат определения минерализации пластовой воды при аппроксимации (штрихованная линия) практической диаграммы ПС (сплошная линия) для песчано-глинистых коллекторов ачимовской толщи, вскрытых скважиной С (Имилорское месторождение).

Для скважины С (Имилорское месторождение) рассматриваемый стратиграфический интервал соответствует нижним стратиграфическим пластам для скважин А и В этого месторождения. При этом для скважины С найденное значение минерализации для этого интервала (26.2 ± 5.3) г/л сопоставимо со значениями, определенными для скважин А и В (рис. 3.12).

Найденные по результатам аппроксимации диаграмм ПС значения минерализации для верхнего и нижнего стратиграфических пластов скважины А (Тевлинско-Русскинское месторождение) находятся в сопоставимом диапазоне с характерным уровнем минерализации для ачимовской толщи (30.0 ± 1.9) г/л и (24.5 ± 1.6) г/л соответственно (рис. 3.13).

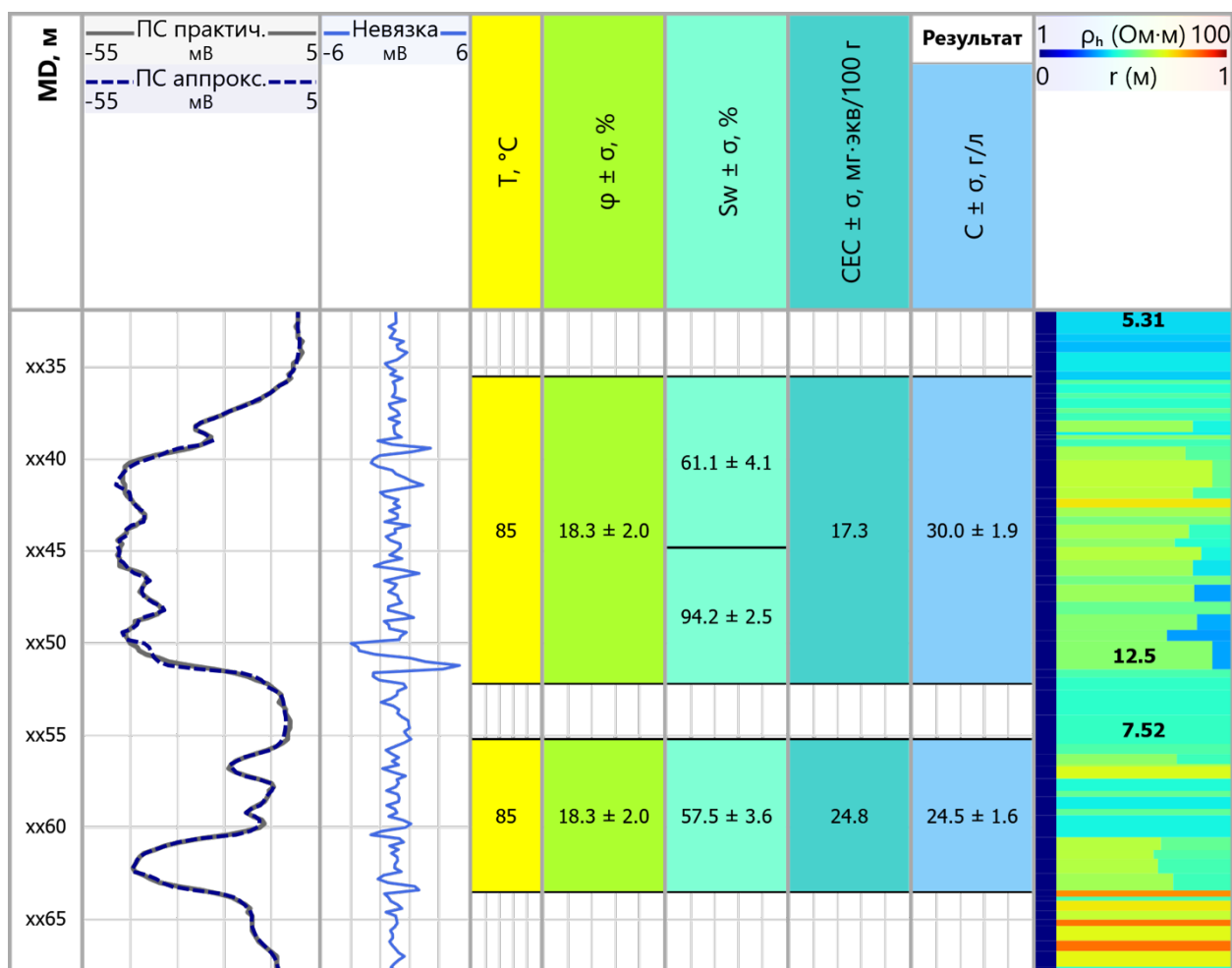


Рисунок 3.13 – Результат определения минерализации пластовой воды при аппроксимации (штрихованная линия) практической диаграммы ПС (сплошная линия) для песчано-глинистых коллекторов ачимовской толщи, вскрытых скважиной А (Тевлинско-Русскинское месторождение).

Для скважины В (Тевлинско-Русскинское месторождение) в ачимовской толще выделено три стратиграфических пласта. Верхнему из них соответствует расчётное значение (25.3 ± 2.2) г/л (рис. 3.14).

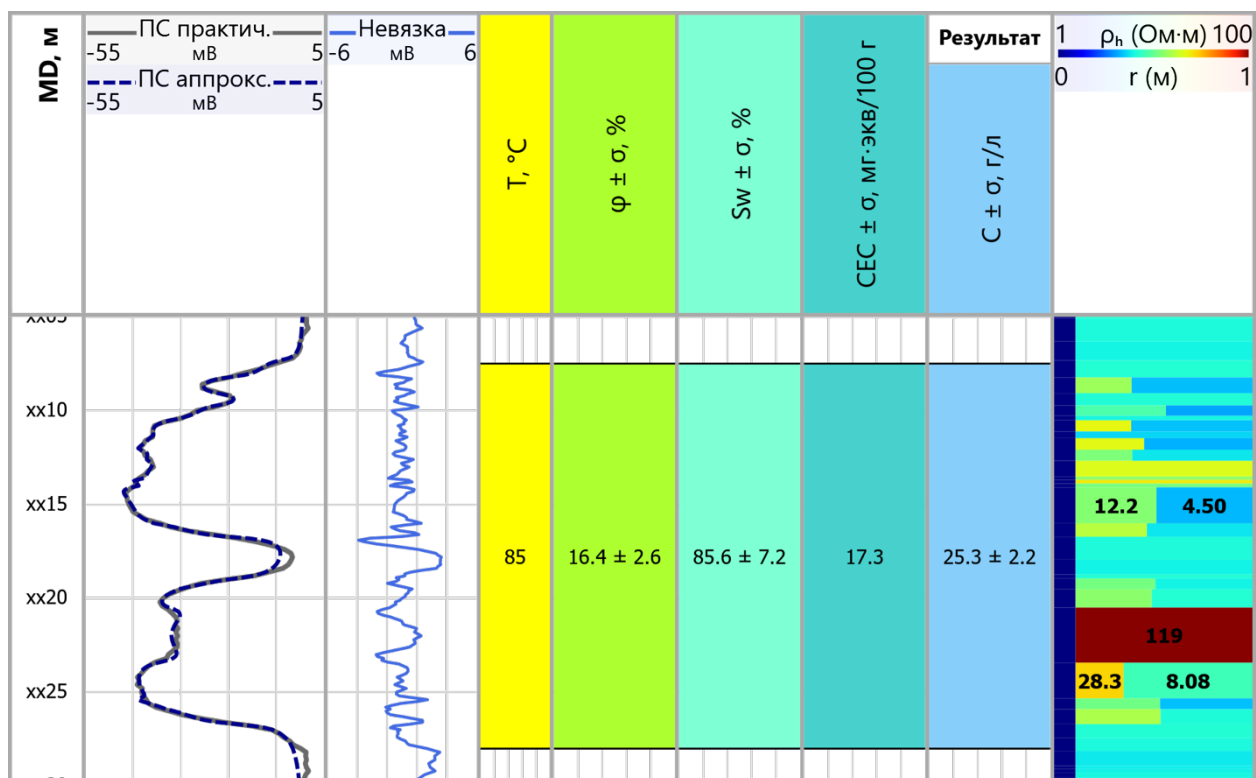


Рисунок 3.14 – Результат определения минерализации пластовой воды при аппроксимации (штрихованная линия) практической диаграммы ПС (сплошная линия) для пласта БС₁₇ ачимовской толщи, вскрытого скважиной В (Тевлинско-Русскинское месторождение).

Для двух других стратиграфических интервалов результаты определения минерализации пластовой воды составили (26.2 ± 2.3) г/л для верхнего и более низкое значение (22.3 ± 1.8) г/л для нижнего (рис. 3.15). При этом значения минерализации двух нижних интервалов с учётом стандартного отклонения сопоставимы как друг с другом, так и с результатами, полученными для скважины А.

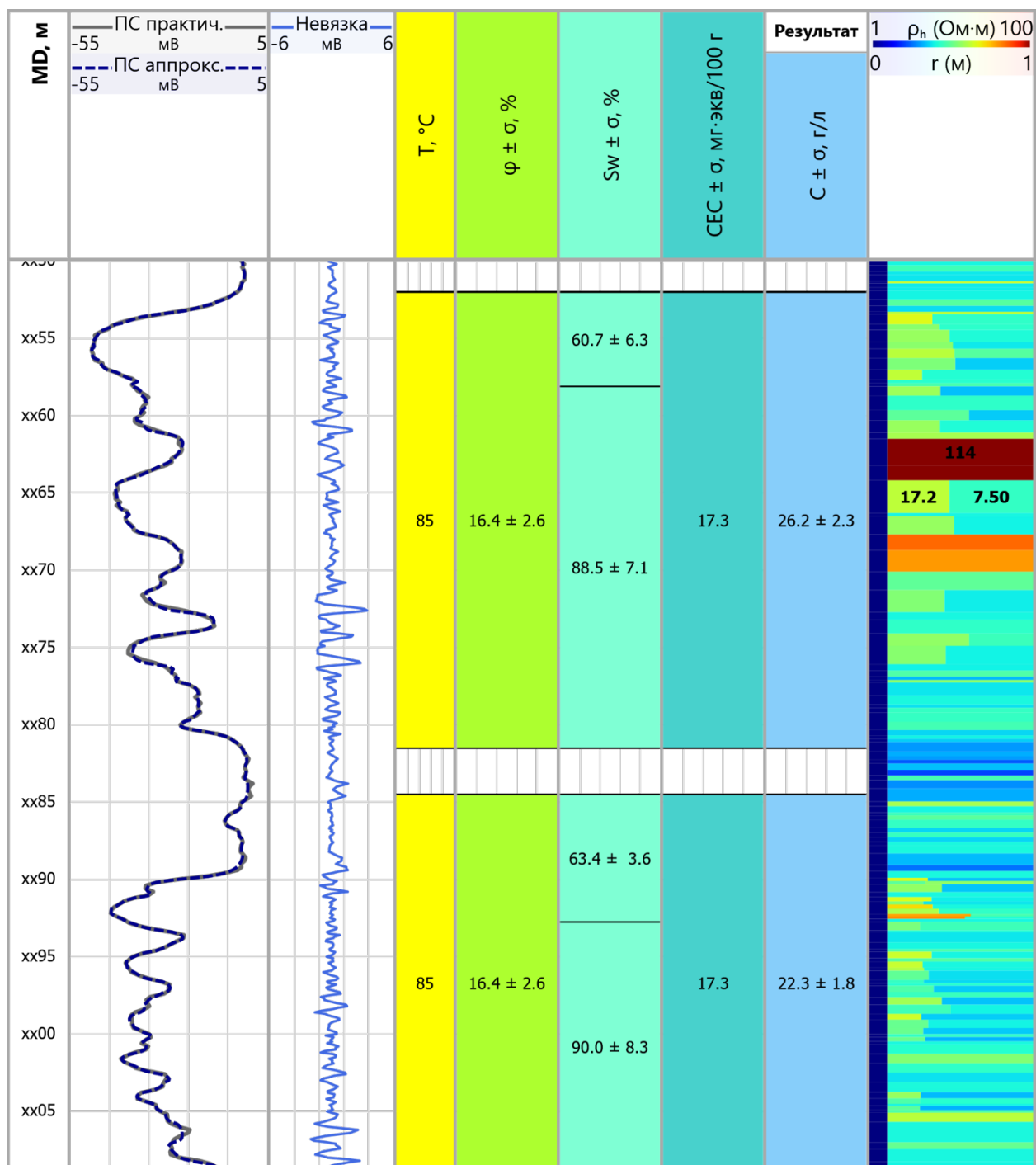


Рисунок 3.15 – Результат определения минерализации пластовой воды при аппроксимации (штрихованная линия) практической диаграммы ПС (сплошная линия) для пластов БС₁₈₋₁₉ и БС₂₁ ачимовской толщи, вскрытых скважиной В (Тевлинско-Русскинское месторождение).

Более точно установить погрешность определения минерализации пластовой воды для стратиграфических интервалов ачимовской толщи (Имилорское и Тевлинско-Русскинское месторождения) предложенным способом на

данном этапе невозможно, поскольку нет более точных и достоверных результатов лабораторного определения минерализации. Более того, принятое значение минерализации 25.0 г/л, полученное для соседних месторождений, следует рассматривать как ориентировочное, поскольку при отборе, подъеме и хранении проб изменение давления и температуры, дегазация и контакт воды с атмосферой могут приводить к изменению её ионного состава и выпадению отдельных минеральных фаз. Если образовавшийся осадок не учитывался при лабораторном анализе, величина определённой в лаборатории минерализации может быть несколько занижена. Однако количественно и достоверно оценить этот эффект без детальной информации о минеральном составе пластовой воды и условиях подготовки проб затруднительно.

Таким образом, приведенный пример показывает, что аппроксимационная модель позволяет не только параметризовать практическую диаграмму ПС, но и использовать восстановленную амплитуду СПС для приближенной оценки минерализации пластовой воды при наличии дополнительных петрофизических данных. При этом получаемые значения следует рассматривать как интерпретационные оценки, поскольку они чувствительны к положению линии глин, эффективному значению СЕС, УЭС ФБР и принятой температурной поправке.

Полученные результаты

Таким образом, в главе предложен метод аналитической аппроксимации диаграмм ПС, который представляет собой альтернативный способ решения интерпретационных задач и не требует многократного выполнения ресурсоёмких прямых расчётов. Установлено, что форма локальной по глубине аномалии ПС может быть воспроизведена функцией, построенной на основе разности двух сигмоидальных переходов, параметры которой задаются гладкими зависимостями от геоэлектрических характеристик среды. Показано, что выбранная аналитическая форма сохраняет применимость как для модели с

одним коллектором без зоны проникновения, так и при наличии зоны проникновения. Независимая проверка на многопластовых синтетических диаграммах подтвердила устойчивость локальной аппроксимационной модели в более сложных геоэлектрических условиях, включая частичное перекрытие аномалий ПС на соседних проницаемых интервалах и различие амплитуд СПС. Практическая апробация на материалах песчано-глинистых коллекторов Западной Сибири показала, что восстановленные параметры локальных аномалий могут быть использованы для приближённого экспресс-определения минерализации пластовой воды при наличии априорной геоэлектрической модели и дополнительных петрофизических данных [Глинских, Эпов, 2024]. При этом количественные результаты остаются чувствительными к заданию линии глин, УЭС ФБР, температурной поправке и эффективным петрофизическим параметрам среды. Поэтому получаемые значения минерализации следует рассматривать как интерпретационные оценки, с желательным сопоставлением с независимыми данными.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанные алгоритмы численного моделирования потенциалов самопроизвольной поляризации и быстрой интерпретации данных ПС на основе аппроксимации диаграмм аналитическими функциями имеют ряд существенных преимуществ.

Во-первых, предложенный алгоритм численного моделирования потенциалов самопроизвольной поляризации обеспечивает высокую точность расчёта сигналов ПС в двумерной постановке задачи за счёт применения метода конечных элементов. Используемая при этом физико-математическая модель формирования сигналов ПС, полученная в рамках теории связанных потоков применительно к диффузионно-адсорбционному источнику ПС, позволяет учитывать их зависимость от ключевых геоэлектрических и петрофизических параметров пласта-коллектора, включая пористость, водонасыщенность, содержание и тип глинистых минералов.

Во-вторых, разработанный алгоритм аппроксимации и быстрой интерпретации диаграмм ПС, созданный на основе результатов численного моделирования потенциалов самопроизвольной поляризации методом конечных элементов, даёт возможность учитывать влияние на сигналы ПС широкого диапазона геоэлектрических и петрофизических параметров. Это позволяет с высокой точностью воспроизводить форму диаграмм и амплитуду сигналов ПС, что создаёт основу для экспресс-интерпретации практических каротажных данных.

В-третьих, предложенный подход к аппроксимации диаграмм ПС аналитическими функциями открывает новые возможности для определения минерализации пластовой воды в песчано-глинистых коллекторах без многократного решения ресурсоёмкой прямой задачи конечно-элементными методами. Экспресс-определение минерализации пластовой воды особенно важно при работе с большим объёмом каротажных данных.

Таким образом, использование разработанных алгоритмов численного моделирования потенциалов самопроизвольной поляризации и быстрой интерпретации данных ПС на основе аппроксимации аналитическими функциями позволяет учитывать влияние геоэлектрических и петрофизических параметров пласта-коллектора, повышать качество интерпретации данных ПС и определять минерализацию пластовой воды в песчано-глинистых коллекторах при небольших временных затратах.

Научно-исследовательские работы по развитию программно-алгоритмической базы метода ПС целесообразно продолжить. Необходимо дальнейшее обоснование и расширение области применимости предложенного метода определения минерализации пластовой воды за счёт более широкого учёта петрофизических параметров и неопределённостей исходных данных. Перспективным направлением является также расширение физико-математической модели с учётом электрокинетических и окислительно-восстановительных процессов, протекающих в скважине и околоскважинном пространстве. Кроме того, полученные результаты создают предпосылки для переинтерпретации архивных материалов ПС, в том числе с целью поиска ранее не выделенных продуктивных интервалов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азанов, А.В. Исследование влияния дефектов стенок скважины на результаты высокочастотного индукционного каротажа / А.В. Азанов, Э.П. Шурина, М.И. Эпов // Каротажник. – 2012. – Вып. 6 (195). – С. 42–57.
2. Альпин, Л.М. Некоторые расчеты по спонтанной поляризации Р. S. / Л.М. Альпин, С.М. Шейнман // Бюлл. нефт. геофиз. – ОНТИ, 1936. – Вып. 3. – С. 44–64.
3. Басин, Я.Н. Сергей Григорьевич Комаров и сегодняшний день промышленной геофизики в России / Я.Н. Басин // Каротажник. – 2009. – Вып. 2 (179). – С. 77–88.
4. Бурсиан, В.Р. К вопросу о распределении потенциала вдоль оси скважины при наличии диффузионных (контактных) э.д.с. / В.Р. Бурсиан // Бюлл. нефт. геофиз. – ОНТИ, 1936. – Вып. 3. – С. 65–81.
5. Бурсиан, В.Р. Теория электромагнитных полей, применяемых в электроразведке / В.Р. Бурсиан. – Л.: Недра, 1972. – 382 с.
6. Вендельштейн, Б.Ю. К вопросу о природе диффузионно-адсорбционных потенциалов горных пород / Б.Ю. Вендельштейн // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1958. – № 1. – С. 31–40.
7. Вендельштейн, Б.Ю. О природе диффузионно-адсорбционных потенциалов / Б.Ю. Вендельштейн // Прикладная геофизика. – М: Гостоптехиздат, 1960. – Вып. 26. – С. 186–217.
8. Вендельштейн, Б.Ю. О влиянии адсорбционных свойств пород на зависимость относительного сопротивления от пористости / Б.Ю. Вендельштейн, М.М. Элланский // Прикладная геофизика. – 1964. – Вып. 40.
9. Вилков, Н.В. Опыт определения пористости пластов по параметру ПС / Н.В. Вилков // Геология нефти и газа: Геология нефти. – 1958. – № 12. – С. 59.
10. Глинских, А.В. Численное моделирование потенциалов самопроизвольной поляризации с учётом глинистости пласта-коллектора / А.В. Глинских //

Трофимуковские чтения – 2021: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных учёных (Новосибирск, 11–16 октября 2021 г.). – ИНГГ СО РАН. – Новосибирск, 2021. – С. 52–55.

11. Глинских, А.В. Двумерное численное моделирование данных каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации с учётом глинистости пласта-коллектора методом конечных элементов / А.В. Глинских, О.В. Нечаев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь – "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVIII международной научной конференции (Новосибирск, 18–20 мая 2022 г.). – ИНГГ СО РАН. – Новосибирск, 2022а. – Т. 2. – № 2. – С. 10–16.

12. Глинских, А.В. Программа численного моделирования данных каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации SP_FEM / А.В. Глинских, О.В. Нечаев // Свид-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2022666046, опубл. 24.08.2022б.

13. Глинских, А.В. Развитие физико-математических моделей потенциалов самопроизвольной поляризации для каротажа нефтегазовых скважин / А.В. Глинских, О.В. Нечаев // Геофизические технологии. – 2022с. – № 2. – С. 30–43.

14. Глинских, А.В. Деконволюция данных каротажа ПС для оценки солёности пластовой воды / А.В. Глинских // Науки о Земле. Современное состояние: Материалы VI Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции (Геологический полигон "Шира", Республика Хакасия, 30 июля – 5 августа 2023 г.). – ИПЦ НГУ. – Новосибирск, 2023а. – С. 13–15.

15. Глинских, А.В. Моделирование данных каротажа ПС нефтяных скважин Западной Сибири на базе метода конечных элементов / А.В. Глинских, О.В. Нечаев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь – "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений

полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XIX международной научной конференции (Новосибирск, 15–19 мая 2023 г.). – ИНГГ СО РАН. – Новосибирск, 2023. – Т. 2. – № 3. – С. 70–76.

16. Глинских, А.В. Определение солёности пластовой воды путём быстрой инверсии данных каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации при аппроксимации каротажных кривых простыми аналитическими функциями / А.В. Глинских // Трофимуковские чтения – 2023: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных учёных (Новосибирск, 2–7 октября 2023 г.). – ИНГГ СО РАН. – Новосибирск, 2023b. – С. 55–58.

17. Глинских, А.В. Программа для повышения вертикального разрешения сигналов каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации SP_Enhancer / А.В. Глинских, К.Н. Даниловский // Свид-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2023687075, опубли. 11.12.2023.

18. Глинских, А.В. Численное моделирование каротажных данных метода потенциалов самопроизвольной поляризации в интервалах песчано-глинистых нижнемеловых коллекторов Западной Сибири / А.В. Глинских, О.В. Нечаев, К.Н. Даниловский // ГеоБайкал 2022 (Иркутск, 27 февраля – 3 марта 2023 г.). – Общество с ограниченной ответственностью "ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ". – Москва, 2023. – С. 275–278.

19. Глинских, А.В. Аппроксимация диаграмм каротажа потенциалов самопроизвольной поляризации аналитическими функциями для экспресс-определения минерализации пластовой воды / А.В. Глинских, М.И. Эпов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2024. – № 4а. – С. 46-55.

20. Гузеев, С.А. Определение адсорбционного потенциала через характеристики двойного слоя / С.А. Гузеев, В.В. Кормильцев // Уральский геофизический вестник. – Екатеринбург, 2004. – № 6. – С. 22–28.

21. Даниловский, К.Н. Программа численного моделирования сигналов каротажа потенциала самопроизвольной поляризации SPEAR / К.Н. Даниловский, А.В. Глинских // Свид-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2026661235, опубл. 17.04.2026.
22. Дахнов, В.Н. Каротаж скважин: Интерпретация каротажных диаграмм / В.Н. Дахнов. – М. – Л.: Гостоптехиздат, 1941. – 496 с.
23. Дахнов, В.Н. Новые данные о природе естественных электрических полей в скважинах / В.Н. Дахнов, В.Н. Кобранова // Труды Московского нефтяного института им. акад. И.М. Губкина. – 1947. – Вып. 5. – С. 117–126.
24. Дахнов, В.Н. Изучение коллекторских свойств и нефтенасыщенности продуктивных горизонтов нефтяных месторождений по данным промысловой геофизики / В.Н. Дахнов, В.Н. Кобранова // Промысловая геофизика. – М.: Гостоптехиздат, 1952. – С. 3–45.
25. Дахнов, В.Н. О связи диффузионно-адсорбционной активности с литологией пород / В.Н. Дахнов, В.Н. Кобранова // Труды Московского нефтяного института им. акад. И.М. Губкина. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – Вып. 15.
26. Дахнов, В.Н. Промысловая геофизика. Методы промысловой геофизики, аппаратура и оборудование, электрические методы исследования скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 697 с.
27. Дахнов, В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1967. – 390 с.
28. Дахнов, В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
29. Дахнов, В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

30. Дашевский, Ю.А. Математическое моделирование и численный анализ новых возможностей стационарной геоэлектрики: автореф. дис. ... д-ра физ.-мат. наук: 25.00.10 / Ю.А. Дашевский. – Новосибирск, 2001. – 36 с.
31. Друскин, В.Л. Метод решения прямых задач электрокаротажа и электроразведки на постоянном токе / В.Л. Друскин, Л.А. Книжнерман // Физика Земли. – 1987. – № 4. – С. 63–71.
32. Итенберг, С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие для вузов / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1972. – 312 с.
33. Колосов, А.Л. Решение задач электрометрии скважин на ЭВМ / А.Л. Колосов. – К.: Наукова думка, 1977. – 147 с.
34. Колосов, А.Л. Прямые, смешанные и обратные задачи электрометрии скважин / А.Л. Колосов. – К.: Наукова думка, 1985. – 196 с.
35. Комаров, С.Г. Геофизические методы исследования скважин / С.Г. Комаров. – М.: Недра, 1973. – 368 с.
36. Кормильцев, В.В. Электрокинетические явления в пористых горных породах / В.В. Кормильцев. – Екатеринбург: УНЦ АН СССР, 1995. – 48 с.
37. Кормильцев, В.В. Моделирование геофизических полей при помощи объемных векторных интегральных уравнений / В.В. Кормильцев, А.Н. Ратушняк. – 2-е изд. – Екатеринбург: УрО РАН, 2000. – 98 с.
38. Кормильцев, В.В. Теоретические и экспериментальные основы спонтанной поляризации горных пород в нефтегазовых скважинах / В.В. Кормильцев, А.Н. Ратушняк. – Екатеринбург: УрО РАН, 2007. – 164 с.
39. Кузьмичев, О.Б. Исследование электрических полей естественного происхождения в нефтегазоразведочных скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания) / О.Б. Кузьмичев. – СПб.: Недра, 2006. – 252 с.
40. Кузьмичев, О.Б. Методика оценки характера насыщения сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной

- Сибири / О.Б. Кузьмичев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 26–32.
41. Кузьмичев, О.Б. Результаты апробации методики поиска пропущенных нефтенасыщенных сложно построенных терригенных коллекторов Западной Сибири / О.Б. Кузьмичев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 9. – С. 61–71.
42. Нечаев, О.В. Многосеточный алгоритм решения векторным методом конечных элементов трёхмерного уравнения Гельмгольца / О.В. Нечаев, Э.П. Шурина // Математическое моделирование. – 2005. – Т. 17. – № 6. – С. 92–102.
43. Нечаев, О.В. Трёхмерное моделирование и инверсия данных комплекса методов электрокаротажа в моделях сред с наклоном главных осей тензора электрической анизотропии / О.В. Нечаев, В.Н. Глинских // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. – 2018. – Т. 16. – С. 127–139.
44. Параллельная реализация математического моделирования процессов электромагнитного каротажа зондовым комплексом ВИКИЗ / В.Н. Еремин [и др.] // Вычислительные технологии. – 2007. – Т. 12. – № 6. – С. 18–33.
45. Справочник геофизика. Том II. Геофизические методы исследования скважин / Ред. С.Г. Комаров. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 760 с.
46. Суродин, И.В. Влияние биополимерных буровых растворов на диаграммы высокочастотного электромагнитного каротажа / И.В. Суродин, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 8. – С. 1062–1069.
47. Табаровский, Л.А. Поле точечного источника постоянного тока в наклонной скважине, пересекающей пласты / Л.А. Табаровский, Ю.А. Дашевский // Методология и методика геологических и геофизических исследований в Сибири: сб. науч. тр. / отв. ред. П.П. Кузнецов. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1975. – С. 27–39.

48. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Ред. М.И. Эпов, Ю.Н. Антонов. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд-во СО РАН. – 2000. – 121 с.
49. Уточнение геологической модели, пересчет запасов и ТЭО КИН Тевлинско-Русскинского месторождения (предварительный отчет от 01.02.2006 г.) / Сметанин А.Б. и др. – Тюмень: ЗАО "Недра-Консалт", 2006.
50. Физико-химическая теория ПС в газовых скважинах / В.В. Кормильцев [и др.] // Новые идеи в науках о Земле: тезисы VII конференции. – М.: МГРИ-МГГРУ, 2005. – С. 293–298.
51. Фридрихсберг, Д.А. Курс коллоидной химии / Д.А. Фридрихсберг. – Л.: Химия, 1974. – 352 с.
52. Шапиро, Д.А. Некоторые вопросы теории диффузионно-адсорбционных (мембранных) потенциалов в буровых скважинах / Д.А. Шапиро // Прикладная геофизика. – М: Гостоптехиздат, 1958. – Вып. 19. – С. 129-169.
53. Шеин, Ю.Л. Решение прямой и обратной задачи метода собственной поляризации для пачки пластов. Практическое применение / Ю.Л. Шеин, О.М. Снежко // НТВ “Каротажник”. – 2016. – С.156-171.
54. Шурина, Э.П. Моделирование электрического и магнитного квазистационарных полей с помощью смешанного векторного метода конечных элементов / Э.П. Шурина, О.В. Нечаева, О.В. Нечаев // Автометрия. – 2007. – Т. 43. – № 2. – С. 97–104.
55. Шурина, Э.П. Трёхмерное численное моделирование электромагнитных полей / Э.П. Шурина, М.И. Эпов, О.В. Нечаев // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31. – № 4. – С. 158–162.
56. Шурина, Э.П. Модифицированная постановка векторного метода конечных элементов для областей с тонкими сильно проводящими пластинами / Э.П. Шурина, Д.В. Добролюбова, Е.И. Штанько // Многоядерные процессоры, параллельное программирование, ПЛИС, системы обработки сигналов:

Сборник статей VII Международной научно-практической конференции (г. Барнаул, 10-11 марта 2017 г.).

57. Эпов, М.И. Прямые двумерные задачи электромагнитного каротажа / М.И. Эпов, С.В. Мартаков // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 2. – С. 249–254.
58. Эпов, М.И. Прямое трёхмерное моделирование векторного поля для задач электромагнитного каротажа / М.И. Эпов, Э.П. Шурина, О.В. Нечаев // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 9. – С. 989–995.
59. Эпов, М.И. Параллельные конечно-элементные вычислительные схемы в задачах геоэлектрики / М.И. Эпов, Э.П. Шурина, Д.А. Архипов // Вычислительные технологии. – 2013. – Т. 18. – № 2. – С. 95–112.
60. Akimova, E. Parallel Algorithms for Solving Linear Systems with Block-Fivediagonal Matrices on Multi-Core CPU / E. Akimova, D. Belousov // CEUR Workshop Proc. – 2016. – Vol. 1729. – P. 38-48.
61. Archie, G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics / G.E. Archie // Pet. Trans. AIME. – 1942. – Vol. 146. – P. 54-62.
62. Bautista-Anguiano, J. Mechanistic description, simulation, and interpretation of spontaneous potential logs / J. Bautista-Anguiano, C. Torres-Verdín // SPWLA 56th Annual Logging Symposium (July 18–22, 2015). – 2015.
63. Bautista-Anguiano, J. Mechanistic 3D finite-difference simulation of borehole spontaneous potential measurements / J. Bautista-Anguiano, C. Torres-Verdín, J. Strobel // Geophysics. – 2020. – Vol. 85. – № 4. – P. D105-D119.
64. Bautista-Anguiano, J. Inversion-based interpretation of borehole spontaneous potential measurements for accurate estimation of water resistivity in the presence of shoulder-bed and mud-filtrate invasion effects / J. Bautista-Anguiano, C. Torres-Verdín // Geophysics. – 2022a. – Vol. 87. – № 2. – P. D47–D65.

65. Bautista-Anguiano, J. Laboratory investigation and numerical simulation of SP suppression in hydrocarbon-bearing rocks [Электронный ресурс] / J. Bautista-Anguiano, C. Torres-Verdín // SPWLA 63rd Annual Logging Symposium (June 10–15, 2022). – 2022b.
66. Combined simulation and inversion of SP and resistivity logs for the estimation of connate-water resistivity and Archie's cementation exponent / J.M. Salazar [et al.] // Geophysics. – 2008. – Vol. 73. – № 3. – P. E107-E114.
67. Cramer, J.S. The origins of logistic regression / J.S. Cramer // Tinbergen Institute Discussion Paper. – 2002. – Vol. 119. – № 4. – P. 167-178.
68. Danilovskiy, K. Finite Element Modeling of Spontaneous Potential Well Logs in Complex Near-Wellbore Environments / K. Danilovskiy, A. Glinskikh, A. Petrov // Geosciences. – 2026. – Vol. 16. – № 5. – Art. 192.
69. Davies, C.W. Ion Association / C.W. Davies. – London: Butterworths, 1962.
70. De Andrade, P.V. A result of SP log interpretation / P.V. De Andrade // Journal of Petroleum Technology. – 1955. – Vol. 7. – P. 59–60.
71. Deng, T. Fast Bayesian inversion method for the generalized petrophysical and compositional interpretation of multiple well logs with uncertainty quantification [Электронный ресурс] / T. Deng, J. Ambía, C. Torres-Verdín // SPWLA 60th Annual Logging Symposium. – 2019.
72. Doll, H.G. The S.P. Log: Theoretical Analysis and Principles of Interpretation / H.G. Doll // Transitions AIME. – 1948. – Vol. 179. – P. 146-185.
73. Doll, H.G. Selective SP logging / H.G. Doll // Journal of Petroleum Technology. – 1950a. – Vol. 2. – P. 129–142.
74. Doll, H.G. The SP log in shaly sands / H.G. Doll // Journal of Petroleum Technology. – 1950b. – Vol. 2. – P. 205–214.
75. Dresser Atlas. Well Logging and Interpretation Techniques. – Houston: Dresser Atlas, 1982.

76. Electrokinetic coupling in unsaturated porous media / A. Revil, N. Linde, A. Cerepi [et al.] // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2007. – Vol. 313. – P. 315–327.
77. Ellis, D.V. *Well Logging for Earth Scientists* / D.V. Ellis, J.M. Singer. – Berlin/Heidelberg: Springer, 2007. – 692 p.
78. Emelianov, V.I. Surface conductivity of clays / V.I. Emelianov, Z. Zhang, A. Weller, M. Halisch, K.V. Titov // *Geophysical Journal International*. – 2024. – Vol. 238. – № 2. – P. 1013–1026.
79. Emelianov, V. Spectral induced polarization of artificial sand–clay mixtures – an experimental study supported by microcomputed tomography / V. Emelianov, L. Kryuchkova, K. Titov // *Geophysical Journal International*. – 2026. – Vol. 244. – № 2. – P. 1–24.
80. Epov, M. Finite-Element Modeling of Spontaneous Potential in an Axisymmetric Reservoir Model with Account of Its Shale Content / M. Epov, A. Glinskikh, O. Nechaev // *Geosciences*. – 2022. – Vol. 12. – № 1. – Art. 30.
81. Ferguson, C.K. Filtration from Mud during Drilling / C.K. Ferguson, J.A. Klotz // *J. Pet. Technol.* – 1954. – Vol. 6. – P. 30–43.
82. Glinskikh, A.V. Self-potential Log Data Simulation by Finite Element Method / A.V. Glinskikh, O.V. Nechaev // 19th International Conference of Numerical Analysis and Applied Mathematics. 4th Symposium on Advanced Methods and Information Technologies Applications (Rhodes, 20–26 September 2021). – AIP Conf. Proc., 2023. – V. 2849. – P. 190003.
83. High-performance three-dimensional electromagnetic modeling using modified Neuman series. Wide-band numerical solution and examples / D.B. Avdeev [et al.] // *J. Geomag. Geoelectr.* – 1997. – Vol. 49. – P. 1519–1539.
84. Hill, H.J. Effect of clay and water salinity on electrochemical behavior of reservoir rocks / H.J. Hill, J.D. Milburn // *Petroleum Transactions, AIME*. – 1956. – Vol. 207. – P. 65–72.

85. Hill, H.J. Streaming potential phenomena in SP log interpretation / H.J. Hill, A.E. Anderson // *Petroleum Transactions, AIME.* – 1959. – Vol. 216. – P. 203–208.
86. Hunt, C.W. Borehole electrokinetic responses in fracture dominated hydraulically conductive zones / C.W. Hunt, M.H. Worthington // *Geophysical research letters.* – 2000. – Vol. 27. – № 9. – P. 1315-1318.
87. Joint inversion of HDIL and SP with a five-parameter model for estimation of connate water resistivity / H. Li [et al.] // *Acta Geophys. Sin.* – 2013. – Vol. 56. – P. 688-695.
88. Koryta, J. Principles of Electrochemistry / J. Koryta, J. Dvorak, L. Kavan. – 2nd ed. – Chichester: Wiley, 1994.
89. Leinov, E. Experimental measurements of the SP response to concentration and temperature gradients in sandstones with application to subsurface geophysical monitoring / E. Leinov, M.D. Jackson // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth.* – 2014. – Vol. 119. – P. 6855–6876.
90. Lyklema, J. The structure of the electrical double layer on porous surfaces / J. Lyklema // *Journal of Electroanalytical Chemistry and Interfacial Electrochemistry.* – 1968. – Vol. 18. – P. 341–348.
91. Maineult, A. Detection of advected, reacting redox fronts from self-potential measurements / A. Maineult, Y. Bernabé, P. Ackerer // *Journal of Contaminant Hydrology.* – 2006. – Vol. 86. – P. 32-52.
92. Marquardt, D.W. An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters / D.W. Marquardt // *Journal of the Society for Industrial and Applied Mathematics.* – 1963. – Vol. 11. – № 2. – P. 431-441.
93. McCall, C. The effect of hydrocarbons on the SP opposite sands / C. McCall, W.D. Von Genten, J.S. Osoba // *SPWLA 12th Annual Logging Symposium.* – 1971.
94. McCardell, W.M. Origin of the electric potential observed in wells / W.M. McCardell, W.O. Winsauer, M. Williams // *Petroleum transactions, AIME.* – 1953. – Vol. 198. – P. 41-50.

95. Miah, M.I. Porosity assessment of gas reservoir using wireline log data: A case study of bokabil formation, Bangladesh / M.I. Miah // *Procedia Eng.* – 2014. – Vol. 90. – P. 663-668.
96. Mosegaard, K. Monte Carlo sampling of solutions to inverse problems / K. Mosegaard, A. Tarantola // *J. Geophys. Res.* – 1995. – Vol. 100. – P. 12431-12447.
97. Mounce, W.D. Natural potentials in well logging / W.D. Mounce, W.M. Rust // *Transactions of the AIME.* – 1944. – Vol. 155. – P. 49–57.
98. Non-intrusive characterization of the redox potential of landfill leachate plumes from self-potential data / T. Arora [et al.] // *Journal of Contaminant Hydrology.* – 2007. – Vol. 92. – № 3-4. – P. 274-292.
99. Onsager, L. Reciprocal relations in irreversible processes. I / L. Onsager // *Physical Review.* – 1931. – Vol. 37. – P. 405–426.
100. Pan, K.J. Mathematical Model and Numerical Method for Spontaneous Potential Log in Heterogeneous Formations / K.J. Pan, Y.J. Tan, H.L. Hu // *Appl. Math. Mech.* – 2009. – Vol. 30. – P. 209-219.
101. Pardo, D. Numerical Simulation of 3D EM Borehole Measurements Using an Hp-Adaptive Goal-Oriented Finite Element Formulation [Электронный ресурс] / D. Pardo, C. Torres-Verdín, M. Paszynski // *Proceedings of the SEG Annual Meeting (September 23-28, 2007).* – San Antonio, Texas, USA. – Document ID: SEG-2007-0653.
102. Petiau, G. Second generation of lead-lead chloride electrodes for geophysical applications / G. Petiau // *Pure appl. Geophys.* – 2000. – Vol. 157. – P. 357-382.
103. Revil, A. Ionic diffusivity, electrical conductivity, membrane and thermoelectric potentials in colloids and granular porous media: A unified model / A. Revil // *J. Colloid Interface Sci.* – 1999. – Vol. 212. – № 2. – P. 503-522.
104. Revil, A. Chemico-electromechanical coupling in microporous media / A. Revil, N. Linde // *Journal of Colloid and Interface Science.* – 2006. – Vol. 302. – P. 682-694.

105. Revil, A. Thermodynamics of ions and water transport in porous media / A. Revil // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2007. – Vol. 307. – P. 254-264.
106. Revil, A. Diffusion of ions in unsaturated porous materials / A. Revil, D. Jougnot // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2008. – Vol. 319. – P. 226-235.
107. Revil, A. Transport of water and ions in partially water-saturated porous media. Part 1. Constitutive equations / A. Revil // *Advances in Water Resources*. – 2017a. – Vol. 103. – P. 119–138.
108. Revil, A. Transport of water and ions in partially water-saturated porous media. Part 2. Filtration effects / A. Revil // *Advances in Water Resources*. – 2017b. – Vol. 103. – P. 139–152.
109. Richardson, L.F. The Deferred Approach to the Limit. Part I. Single Lattice. Part II. Interpenetrating Lattices / L.F. Richardson, J.A. Gaunt // *Philosophical Transactions of the Royal Society of London. Series A*. – 1927. – Vol. 226. – P. 299–361.
110. Romberg, W. Vereinfachte numerische Integration / W. Romberg // *Det Kongelige Norske Videnskabers Selskab Forhandlinger*. – 1955. – Vol. 28. – P. 30–36.
111. Schlumberger. Log Interpretation Principles/Application. Houston: Schlumberger Educational Services, 1989.
112. Schlumberger. Log Interpretation Charts. 2013 Edition. – Houston: Schlumberger, 2013. – ISBN 978-1-937949-10-5.
113. Schlumberger, C. Electrical coring: A method of determining bottom-hole data by electrical measurements / C. Schlumberger, M. Schlumberger, E.G. Leonard // *Transactions of the AIME*. – 1934. – Vol. 110. – P. 237–272.
114. Segesman, F. Some effects of invasion on the SP curve / F. Segesman, M.P. Tixier // *Petroleum Transactions, AIME*. – 1959. – Vol. 216. – P. 138–146.
115. Segesman, F. New SP correction charts / F. Segesman // *Geophysics*. – 1962. – Vol. 27. – № 6(1). – P. 815-828.

116. Sen, P.N. Unified model of conductivity and membrane potential of porous media / P.N. Sen // *Physical review B*. – 1989. – Vol. 39. – № 13. – P. 9508-9517.
117. Sill, W.R. Self-potential modeling from primary flows / W.R. Sill // *Geophysics*. – 1983. – Vol. 48. – № 1. – P. 76-86.
118. Smits, L.J.M. SP log interpretation in shaly sands / L.J.M. Smits // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1968. – Vol. 8. – P. 123–136.
119. Stochastic Bayesian inversion of borehole self-potential measurements / W.F. Woodruff [et al.] // *Geophys. J. Int.* – 2010. – Vol. 183. – № 2. – P. 748-764.
120. Stoll, J. Electrochemical modelling of self-potential anomalies / J. Stoll, J. Bigalke, E.W. Grabner // *Surveys in Geophysics*. – 1995. – Vol. 16. – P. 107-120.
121. Streaming potentials at hydrocarbon reservoir conditions / J. H. Saunders, M. D. Jackson, M. Y. Gulamali, J. Vinogradov, C. C. Pain // *Geophysics*. – 2012. – Vol. 77. – № 1. – P. E77–E90.
122. Tabanou, J.R. SP deconvolution and quantitative interpretation in shaly sands [Электронный ресурс] / J.R. Tabanou, R. Glowinski, G.F. Rouault // *Transactions of the SPWLA 28th Annual Logging Symposium (June 29 – July 2, 1987)*. – London, UK, 1987. – Document ID: SPWLA-1987-SS.
123. Tartaras, E. Finite-Difference EM Modeling And Imaging In a Medium With a Vertical Axis of Symmetry [Электронный ресурс] / E. Tartaras, M.S. Zhdanov // *Proceedings of the SEG Annual Meeting (31 October-5 November, 1999)*. – Houston, Texas, USA, 1999. – Document ID: SEG-1999-0319.
124. Tatsien, L. Mathematical model and method for spontaneous potential well-logging / L. Tatsien, T. Yongji, P. Yuejun // *Eur. J. Appl. Math.* – 1994. – Vol. 5. – P. 123-139.
125. Wang, T. An Upgridding Method For 3-D Finite-Difference Resistivity Modeling / T. Wang // *Proceedings of the SEG Annual Meeting (September 9-14, 2001)*. – San Antonio, Texas, USA. – Document ID: SEG-2001-0349.

126. Waxman, M.H. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands / M.H. Waxman, L.J.M. Smits // Soc. Pet. Eng. J. – 1968. – Vol. 8. – P. 107-122.
127. Worthington, A.E. Departure Curves for the Self-Potential Log / A.E. Worthington, R.F. Meldau // Pet. Trans. AIME. – 1958. – Vol. 213. – P. 11-16.
128. Wyllie, M.R.J. A quantitative analysis of the electrochemical component of the S. P. curve / M.R.J. Wyllie // Pet. Trans. AIME. – 1949. – Vol. 1. – P. 17-26.
129. Wyllie, M.R.J. An experimental investigation of the SP and resistivity phenomena in dirty sands / M.R.J. Wyllie, P.F. Southwick // Journal of Petroleum Technology. – 1954. – Vol. 6. – P. 44–57.
130. Zhang, G.J. Application of vector potential theory to spontaneous potential computation / G.J. Zhang, G.L. Wang // Radio Science. – 1997. – Vol. 32. – № 3. – P. 899-905.
131. Zhang, G.J. A New Approach to SP Computation – Vector Potential Approach / G.J. Zhang, G.L. Wang // IEEE Transactions on geoscience and remote sensing. – 1999. – Vol. 37. – № 4. – P. 2092-2098.