

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО
ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Чашков Анатолий Васильевич

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СРЕД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

25.00.10 – геофизика, геофизические методы поиска полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Научный руководитель:
доктор физико-математических наук,
профессор В.М. Киселёв

Красноярск - 2011

СОДЕРЖАНИЕ

Список сокращений	4
ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1. Моделирование геологической среды с использованием данных диэлектрического каротажа	19
1.1. Петрофизические особенности ванаварской свиты	19
1.2. Методы исследования электрических параметров разрезов скважин	23
1.3. Анализ зоны проникновения при вскрытии скважины раствором на нефтяной основе	25
1.4. Влияние дисперсии электрических свойств пластов-коллекторов на точность определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности	36
1.5. Возможный механизм частотной дисперсии электрических свойств пластов-коллекторов ванаварской свиты	47
Выводы по главе 1	52
Глава 2. Структурная модель электропроводности терригенного анизотропного пласта-коллектора	53
2.1. Электропроводность многокомпонентных сред	53
2.2. Математические модели электропроводности горных пород	58
2.3. Модифицированная укладка р серий сферических частиц	63
2.4. Влияние степени упаковки частиц на анизотропию сопротивления	67
2.5. Структурная модель терригенного анизотропного коллектора	71
Выводы по главе 2	88
Глава 3. Анизотропия проницаемости трещиноватых коллекторов ...	90
3.1. Постановка задачи	90
3.2. Блочная модель пласта-коллектора	94
3.3. Модельные примеры анизотропии проницаемости	98

3.4. Проницаемость трещинного пласта со случайным распределением ориентации и размеров блоков.....	101
3.5. Блочная модель рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения	104
Выводы по главе 3	114
Заключение	115
Список использованных источников.....	121
Приложение Г	139
Приложение Д.....	142

Список сокращений

FMI – Fullbore Formation MicroImager (микроэлектрический скважинный сканер).

UBI – Ultrasonic Borehole Imager (ультразвуковой сканер стенок скважины).

АК – акустический каротаж.

БК – боковой каротаж.

БКЗ – боковое каротажное зондирование.

БМК – боковой микрокаротаж.

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование.

ВНИИГГИС – Всероссийский научно-исследовательский институт геофизических исследований скважин.

ВНК – водонефтяной контакт.

ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной.

ГДИС – гидродинамические исследования скважин.

ГИС – геофизические исследования скважин.

ГК – гамма-каротаж.

ГМЗ – градиент микрозонд.

ДК – диэлектрический каротаж.

ДС – диаметр скважины.

ИК – индукционный каротаж.

НГК – нейтронный гамма-каротаж.

ПМЗ – потенциал микрозонд.

ПС – потенциал самопроизвольной поляризации.

СКО – скважинный керноотборник.

СНИИГГиМС – Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья.

УЭС – удельное электрическое сопротивление пласта.

ЮТЗ – Юрубчено-Тохомская зона.

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение.

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж.

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования настоящей работы являются терригенные и карбонатные пласты-коллекторы ряда месторождений нефти и газа Восточной Сибири со сложной структурой порового пространства.

Актуальность задачи. В результате проведения геофизических исследований скважин (ГИС) изучается взаимосвязь параметров искусственных и естественных физических полей с физическими свойствами горных пород, находящихся в околоскважинном и межскважинном пространствах [1-4]. В свою очередь физические свойства пород отражают литологические, фациальные, коллекторские, структурно-текстурные и другие характеристики. Вычисление величины поля в скважине по заданным параметрам его источников и характеристикам среды называют прямой задачей ГИС. На практике, напротив, по измеренным в скважине параметрам поля определяют характеристики среды, т. е. решают обратную задачу.

Обработку и интерпретацию данных ГИС осуществляют в программных продуктах «GeoOffice Solver», «ПРАЙМ», «InterPetrophysics», «Гинтел», «Techlog» и др.

Основными петрофизическими характеристиками пластов-коллекторов, которые подлежат определению в результате проведения ГИС, являются коэффициенты нефтенасыщенности (K_n), водонасыщенности (K_v), пористости (K_p), проницаемости (K), а также коэффициенты глинистости (k_{gl}) и песчанистости ($K_{ск}$). Коэффициенты K_n , K_v , K_p и K характеризуют фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора и являются ключевыми параметрами при подсчете запасов углеводородов.

Именно они используются при геологическом и гидродинамическом моделировании месторождений углеводородов, прогнозировании дебита скважин, расчетах нефтеотдачи продуктивного пласта, при проектировании режима эксплуатации месторождения и т.д. [5-8].

Все перечисленные коэффициенты могут быть, в принципе, определены в результате лабораторных исследований поднятого на поверхность керна. Однако в лаборатории практически невозможно смоделировать пластовые условия, в которых находился образец *in situ*. Кроме того, бурение скважины с отбором керна требует в несколько раз больших затрат средств и времени, чем бескерновое бурение, а современные способы отбора керна при глубоком бурении недостаточно совершенны и обычно отбираются наиболее крепкие и практически менее интересные породы. Таким образом, изучение физических свойств горных пород и их взаимных связей в петрофизических лабораториях проводится для повышения точности бескерновой геологической документации разрезов скважин по геофизическим данным. Также данные лабораторных исследований керна используются для контроля и для уточнения петрофизических моделей, положенных в основу обработки результатов ГИС.

К числу основных методов геофизических исследований нефтяных скважин относятся акустический каротаж (АК), группа методов, основанных на измерениях электрических и электромагнитных полей разной частоты, и группа ядерно-геофизических методов [3, 9, 10]. Различные аппаратные модификации этих и других методов ГИС, рассмотренные в комплексе, позволяют определить те или иные петрофизические характеристики исследуемого геологического объекта, т.е. решить обратную задачу прикладной геофизики. Так, например, данные измерений интервальных времен пробега упругих волн в результате проведения АК можно связать с коэффициентами K_{Π} , $k_{\text{гл}}$ и $K_{\text{ск}}$. То же самое касается и данных гамма-гамма каротажа плотностного (ГГК-П), нейтронного гамма карота-

жа (НГК), диэлектрического каротажа (ДК). Глинистость можно определить по данным гамма каротажа (ГК) или потенциала самопроизвольной поляризации (ПС).

Наибольшие проблемы возникают при определении коэффициентов водонасыщенности (K_v) и проницаемости (K). Дело в том, что для расчета водонасыщенности пласта используют данные электрических и электромагнитных измерений в скважине, на основе которых вычисляют удельное электрическое сопротивление (УЭС) пласта. Измеренное в скважине УЭС является по своей сути кажущимся сопротивлением, отличающимся от истинного сопротивления, поскольку зависит от геометрии измерительной установки, диаметра скважины, сопротивления вмещающих пород и от частоты используемого электромагнитного сигнала. Вычисление истинного УЭС по кажущемуся УЭС, а затем и определение водонасыщенности пласта является типичной некорректной задачей по Адамару [11]. Эта задача становится условно корректной по Тихонову, если максимально ограничить область возможных решений посредством выбора адекватной физико-геологической модели исследуемой среды.

Практически то же самое можно сказать и об определении коэффициента проницаемости K , играющего исключительно важную роль при моделировании процессов нефтеотдачи пластов [6, 12-16]. Проницаемость в пластовых условиях определяют в результате гидродинамических испытаний скважин (ГДИС), используя при этом закон Дарси (пропорциональность расхода флюида градиенту давления) [17, 18]. Однако, как показывает опыт [19, 20-22], далеко не всегда проницаемость, определенная по результатам ГДИС, отвечает реальным условиям нефтегазоносной толщи. Следовательно, и в этом случае возникает необходимость построения адекватных физико-геологических моделей среды и методов расчета проницаемости.

Все эти и многие другие проблемы промысловой геофизики приобрели особую **актуальность** при разведке и уже начавшейся эксплуатации нефтегазовых месторождений Восточной Сибири (Красноярский край и Иркутская область). Связано это с необычайно сложным геологическим строением месторождений, со специфическими особенностями строения пластов-коллекторов [23-27]. В качестве геологических объектов, на которых было выполнено моделирование фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов в рамках настоящей работы, были рассмотрены Собинское, Ванкорское и Юрубчено-Тохомское месторождения.

Собинское месторождение приурочено к Собинско-Тэтэрскому полуvalu Катангской седловины. Промышленная нефтегазоносность связана с песчаниками терригенного комплекса пород ванаварской свиты. Продуктивные интервалы представлены мономиктово-кварцевыми разнотерриториальными песчаниками с прослоями алевролитов.

Ванкорское месторождение располагается в южной части Большехетской структурной террасы Западно-Сибирской плиты, осадочный комплекс которой представлен песчано-алевролитовыми и глинистыми породами мезо-кайнозойского возраста.

Геологические процессы накопления и формирования осадков в пределах Собинского и Ванкорского месторождений определили большое разнообразие пород-коллекторов по гранулометрическому и минеральному составу, по геохимическим особенностям цементации и, как следствие, обусловили сложную структуру фильтрационно-емкостного пространства. Терригенные коллекторы указанных месторождений относятся к сложному типу, поскольку их каркас образован многокомпонентной композицией минералов со сложной структурой поровых каналов. Особую трудность для исследования представляют малопроницаемые глинистые коллекторы при наличии тонкого переслаивания с непроницаемыми отложениями.

Продуктивные отложения представлены как поровыми, так и порово-трещинными коллекторами.

Юрубчено-Тохомская зона (ЮТЗ) нефтегазонакопления находится в пределах Байкитской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Залежи нефти и газа стратиграфически приурочены к карбонатным отложениям позднего палеозоя и рифея. Как и другие древние карбонатные массивы, коллекторы Юрубчено-Тохомского месторождения прошли все стадии первичных и вторичных преобразований. Многокомпонентный литологический состав и сложная трехкомпонентная структура пустотного пространства рифейских и палеозойских пород, сложное пространственное распространение и изменчивость фильтрационных характеристик по площади и разрезу затрудняют выделение и оценку коллекторов. Характерной особенностью ЮТЗ является то, что блоковая проницаемость пород коллекторов пренебрежимо мала и практически вся фильтрация происходит по системе ортогональных трещин, осложненных вторичной кавернозностью.

Основная идея диссертационной работы заключается в повышении информативности и достоверности интерпретации результатов ГИС, что позволит более успешно решать задачи выявления продуктивных пластов-коллекторов.

Цели настоящей работы состояли в построении математических моделей петрофизических свойств сложнопостроенных пластов-коллекторов и в создании на основе этих моделей новых алгоритмов и методик оценок фильтрационно-емкостных свойств коллекторов с использованием данных ГИС и керна. Для достижения указанных целей были поставлены **следующие задачи**:

1. На основании систем нелинейных алгебраических уравнений построить петрофизическую модель, связывающую между собой фильтрационно-емкостные характеристики терригенного коллектора и результаты

ГИС, включая данные диэлектрического каротажа (ДК). Исследовать влияние дисперсии электрических свойств на точность определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

2. Построить физико-математическую модель электропроводности гранулярного терригенного анизотропного коллектора, учитывающую влияние дисперсной и слоистой глинистости, а также изометрию частиц скелета горной породы и характера их упаковки. С использованием разработанной модели электропроводности выполнить комплексную интерпретацию данных высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ), бокового каротажного зондирования (БКЗ), ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) и микроэлектрического полноскважинного сканера (FMI).

3. Построить физико-математическую модель проницаемости среды с системой ортогональных трещин и непроницаемыми блоками. На основании результатов анализа керна, интерпретации ГИС и данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) осуществить анализ анизотропии проницаемости трещиноватого карбонатного коллектора.

4. Разработать алгоритмы и методики, базирующиеся на новых физико-математических моделях петрофизических свойств, для определения фильтрационно-емкостных характеристик конкретных геологических объектов.

Фактический материал и методы исследования.

Математические модели петрофизических свойств сложнопостроенных коллекторов, представленные в настоящей работе, базируются на экспериментальных данных, полученных в результате исследований керна, комплекса геофизических исследований скважин и испытаний скважин.

Комплекс ГИС, применяемый на Собинском месторождении, состоит из общих исследований по всему стволу скважины и детальных, проводимых в продуктивных перспективных на нефть и газ интервалах разреза.

Данный комплекс соответствует «Временному обязательному комплексу геофизических исследований скважин Катангской седловины и Камовского свода» и обеспечивает решение основных геологических задач. Отбор керна производился снарядами «Недра» и прибором СКО. Лабораторные исследования керна рассматриваемых скважин Собинского месторождения выполнялись в лабораториях ВНИИГГИС и КТЭ ПГО «Енисейнефтегаз-геология» в период с 1985 по 1987 гг. Опробование скважин Собинского месторождения осуществлялось согласно «Комплексной программе по оптимизации разведочных работ на Собинском месторождении» и «Методическим указаниям по ведению работ на стадии поисков и разведки месторождений нефти и газа» и выполнялось ПГО «Енисейнефтегазгеология» совместно с СНИИГГиМС.

Данные ГИС, в том числе FMI, ЯМК и ВИКИЗ, рассмотренной скважины Ванкорского месторождения были зарегистрированы компанией Schlumberger в декабре 2007 г.

Анализ макротрещиноватости рифейских доломитов обсуждаемых скважин Юрубчено-Тохомского месторождения, произведен Вотинцевым А.Н. по методике, разработанной в СНИИГГиМСе в 1985 г. Данные пластового микросканера (FMI), используемые в данной работе, зарегистрированы компанией Schlumberger.

Обработка экспериментальных данных проводилась с использованием программных продуктов «GeoOffice Solver» (разработчики Красильников С.Н., Кабанов В.М., Химченко В.Н., Иванов Д.Л., Розов Е.А.), «Techlog» (разработчик «Techsia»), «MathCad» (разработчик «Mathsoft Engineering & Education»), «МФС ВИКИЗ» (разработчик НИЦ ОИГГМ СО РАН), а также с использованием стандартных методов математической статистики.

При построении петрофизических моделей геологических объектов использовались идеи М.М Элланского и Б.Н. Еникеева по применению

многомерных связей в нефтегазовой геологии. При создании физико-математической модели электропроводности гранулярного коллектора использовались теоретические работы Дж.К. Максвелла, В.Н. Дахнова, Г. Арчи, К. Лихтенеккера, И.К. Овчинникова, С.С. Итенберга и др. по электропроводности многокомпонентных сред. Кроме того автором использовалась теория проницаемости трещиноватых коллекторов, разработанная Е.С. Роммом, Т.Д. Голф-Рахтом, К. Терцаги и др.

Помимо стандартных методов статистической обработки результатов эксперимента, интегрального и дифференциального исчисления в работе использован оригинальный способ решения переопределенной нелинейной системы алгебраических уравнений, основанный на информационно-статистическом методе поиска глобального экстремума и на уточнении полученного решения симплекс-методом Нелдера-Мида. Алгоритм решения этой задачи реализован разработчиками «GeoOffice Solver», встроен в этот программный продукт и был использован в настоящем исследовании.

Научные результаты, выносимые на защиту.

1. Петрофизическая модель связи эмпирических данных ГИС и фильтрационно-емкостных характеристик терригенного пласта-коллектора и методика учета дисперсии электрических свойств, наблюдаемой при использовании ДК.

2. Физико-математическая модель электропроводности гранулярного терригенного анизотропного коллектора, содержащего дисперсную и слоистую глинистость, и методика решения обратной задачи геофизики по данным БКЗ, ВИКИЗ, ЯМК и FMI.

3. Физико-математическая модель проницаемости среды с системой ортогональных трещин и непроницаемыми блоками и методика расчета анизотропии проницаемости трещиноватого карбонатного коллектора по данным измерений керна, ГИС и ГДИС.

Научная новизна представленных в диссертации результатов.

1. Анализ геолого-геофизических данных позволил выявить эффект занижения пористости и коэффициента нефтенасыщенности по данным диэлектрического каротажа, проводимого на частоте 43 МГц, который связан с дисперсией электромагнитной волны. Показано, что этот эффект становится значимым для коллекторов с ухудшенными ФЕС (с пористостью менее 15%).

2. Предложены новые расчетные соотношения для оценки УЭС параллельно и перпендикулярно напластованию, отражающие влияние дисперсной и слоистой глинистости, а также изометрии частиц скелета горной породы и характера их упаковки.

3. В рамках новой физико-математической модели проницаемости среды с системой ортогональных трещин получено аналитическое решение, позволяющее для трещиноватого карбонатного коллектора рассчитывать коэффициент проницаемости в произвольном направлении.

Достоверность полученных результатов подтверждена, во-первых, согласием модельных расчетов с геолого-геофизическими данными по каждому исследованному геологическому объекту, в том числе с результатами испытаний скважин и данными керна. Во-вторых, все построенные модели электрических свойств коллекторов удовлетворяют условиям предельного перехода, т.е. при определенных упрощениях удовлетворяют ранее используемым на практике эмпирическим расчетным формулам. Математическая модель электропроводности терригенного анизотропного коллектора в случае отсутствия слоистой глинистости, сферичности частиц непроводящего скелета и постоянства их размеров переходит в формулу Арчи-Дахнова. Блочная модель проницаемости при условии равномерного распределения размеров и пространственной ориентации блоков переходит в изотропную поровую модель коллектора. В-третьих, результаты расчетов по всем моделям не противоречат известным фунда-

ментальным теоретическим и экспериментальным исследованиям терригенных и карбонатных коллекторов.

Практическая значимость выполненных исследований.

1. Разработаны новые методики учета зоны проникновения при вскрытии скважины раствором на нефтяной основе и определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности с использованием данных ДК. Методики опробованы на одном из объектов Собинского месторождения.

2. Разработана методика оценки параметров, характеризующих структуру терригенного коллектора (глинистость, изометрию частиц, про-светность и др.), которая использована для описания и анализа анизотропных коллекторов Ванкорского месторождения.

3. Разработана новая методика вычисления коэффициента проницаемости трещиноватых коллекторов, которая применена для оценки анизотропии проницаемости ряда объектов Юрубчено-Тохомского месторождения.

4. Все разработанные и представленные в диссертации новые методики используются при обработке и интерпретации данных ГИС в плановой работе Департамента геологии ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Апробация работы.

Основные результаты исследований по теме диссертации были представлены и обсуждены на следующих конференциях и семинарах:

- Четвертая Сибирская международная конференция молодых ученых по наукам о Земле, Новосибирск, 1-3 декабря 2008;
- XII Международный научный симпозиум им. акад. В.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 15-16 апреля, 2008;
- Горно-геологический международный форум «MINEX-Сибирь», Красноярск, 20-22 мая, 2008;

- Всероссийская научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Молодежь и наука: начало XXI века», Красноярск, 20-24 апреля 2009;
- Научная конференция молодых ученых и специалистов «Молодые в геологии нефти и газа», Москва, 17-18 февраля 2009;
- III Межрегиональная Научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО «НК-«Роснефть», Москва, 23-25 июня, 2009;
- V Межвузовская научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле», Москва, 23-25 марта, 2010;
- XIV Международный научный симпозиум им. акад. В.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 5-9 апреля, 2010;
- 8-ая Международная конференция «Современные технологии освоения минеральных ресурсов», Красноярск, 23-25 апреля 2010;
- 4-ая Международная научно-практическая конференция и выставка EAGE, Санкт-Петербург, 5-8 апреля 2010;
- Горно-геологический международный форум «MINEX-Сибирь», Красноярск, 12-14 мая, 2010;
- IV Межрегиональная Научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО «НК-«Роснефть», Москва, 29-30 июня, 2010;
- Международная научно-практическая конференция «Геомодель-2010», Геленджик, 13-17 сентября 2010;
- Научно-практическая конференция «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири», посвященная 25-летию ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, 18-19 апреля, 2011;

- VI Межрегиональная научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО «ТНК-ВР», Тюмень, 9-10 июня, 2011;
- Конференция SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике, Москва, 18-20 октября, 2011.

Публикации.

Основные результаты опубликованы в 19 печатных работах, из них в ведущих научных рецензируемых журналах, определённых ВАК – 3 (Журнал Сибирского федерального университета. Математика и физика, № 2(4), 2009; Геофизика, №4, 2010; Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии, № 4, 2011).

Структура и объем диссертации.

Диссертация состоит из Введения, трех глав и Заключения. Содержит 42 рисунка, пять Приложений и библиографический список использованных источников из 171 наименования. Общий объем диссертации – 142 страницы.

В первой главе представлена система нелинейных алгебраических уравнений, описывающих связь между фильтрационно-емкостными характеристиками пласта-коллектора и данными ГИС. Получено решение двух связанных между собой задач. Во-первых, показано, как можно, используя данные диэлектрического каротажа, оценить степень влияния на результаты ГИС зоны проникновения при вскрытии скважины с использованием раствора на нефтяной основе. Во-вторых, показано, что дисперсия электромагнитного сигнала, используемого при реализации ДК (частоты 43 МГц), приводит к заметному занижению общей пористости и коэффициента нефтенасыщенности, если пористость пласта-коллектора меньше 15%. Основной причиной дисперсии электрических свойств коллекторов Собинского месторождения является, вероятнее всего, поляризация Максвелла-Вагнера.

Во второй главе построена новая физико-математическая модель электропроводности терригенных анизотропных коллекторов, примерами которых являются пласты-коллекторы Ванкорского месторождения. Модель основана на предположении о фрактальном строении скелета пород-коллекторов. Исследовано влияние слоистой глинистости, степени упаковки и эллиптичности частиц непроводящей матрицы на анизотропию сопротивления. На основе разработанной математической модели в одной из скважин Ванкорского месторождения выполнена комплексная интерпретация данных ЯМК, ВИКИЗ, БКЗ и FMI и решена обратная задача ГИС с учетом анизотропии физических свойств пластов-коллекторов.

В третьей главе построена новая физико-математическая модель проницаемости идеальной среды с системой ортогональных трещин. Принципиальное отличие этой модели от тех, что представлены в монографиях Е.С. Ромма и Т.Д. Голфт-Рахта, заключается, во-первых, в том, что она позволяет рассчитать проницаемость трещиноватого пласта в произвольном направлении. Во-вторых, в расчетных формулах модели отсутствует трудно определяемая экспериментальными методами величина раскрытости трещин. На примере одной из скважин Юрубчено-Тохомского месторождения представлен алгоритм и результат вычисления относительной величины проницаемости и ее анизотропии по данным ГИС, а также изучения керна с использованием расчетных формул модели.

В Заключение сформулированы основные результаты диссертационной работы.

В Приложении А представлена геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов ванаварской свиты Собинского месторождения скважины N1.

В Приложении Б представлена геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов ванаварской свиты Собинского месторождения скважины N2.

В **Приложении В** представлена геолого-геофизическая характеристика долганской свиты Ванкорского месторождения скважины NN.

В **Приложении Г** представлены азимуты простирания, углы падения трещин и размеры блоков для одной из скважин ЮТМ.

В **Приложении Д** представлены справка о внедрении и использовании результатов диссертационной работы Чашкова А.В.

Глава 1. Моделирование геологической среды с использованием данных диэлектрического каротажа

1.1. Петрофизические особенности ванаварской свиты

Ванаварская свита – основной продуктивный горизонт в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, где в отложениях ванаварской свиты открыто около десятка месторождений нефти и газа, в том числе такие крупные, как Верхнечонское, Собинское и другие.

Продуктивные пласты-коллекторы ванаварской свиты характеризуются повышенной минерализацией пластовых вод (до 420 г/л), развитием зон аномально высоких давлений и температур.

Свита представлена преимущественно разномеристыми песчаниками и гравелитами полимиктово-кварцевого и полевошпатово-кварцевого состава. Толщина отдельных прослоев и линз песчаников в продуктивных пластах Собинского месторождения весьма изменчива, она варьирует от 1-2 см до 4-8 м. Несмотря на то, что тип коллектора в ванаварской свите – поровый, с увеличением пористости наблюдается общее уменьшение проницаемости. Это может быть связано с влиянием вторичных процессов, в результате которых происходит закупоривание открытых пор.

Связующим звеном между геологическими объектами и геофизическими методами исследования разрезов скважин является петрофизика. Для осадочных пород-коллекторов наиболее важны исследования пористости с различными ее проявлениями, характеристик насыщения пород флюидами и их способности пропускать флюиды через поровое простран-

ство, а также исследования минералогического и гранулометрического состава пород.

Существует несколько методических подходов для определения ФЕС по данным ГИС: 1) использование уравнений регрессии, полученных на основе лабораторных исследований керна; 2) кластерного анализа и искусственных нейронных сетей и 3) систем нелинейных алгебраических уравнений (СНАУ), связывающих между собой петрофизические свойства геологического объекта и показания различных методов ГИС. Использование первого варианта влечет за собой погрешности определения ФЕС при изменении литологии [28]. Применение кластерного анализа и искусственных нейронных сетей в ряде случаев позволяет получить достаточно тесные связи пористости и проницаемости [28], но при этом отсутствует возможность перехода от статистических результатов к построению физико-геологической модели пласта-коллектора. Интерпретации данных ГИС посредством решения СНАУ позволяет избежать отмеченных выше недостатков [29].

Петрофизические характеристики по отдельности или в совокупности связаны с конкретными физическими параметрами. К ним относят электрическую проводимость или удельное электрическое сопротивление (УЭС), адсорбционную способность, плотность, водородосодержание, естественную радиоактивность и т.д.

Электрическая проводимость основных типов осадочных пород практически не зависит от их минералогического состава, поскольку удельное сопротивление породообразующих минералов чрезвычайно высокое (10^8 – 10^{14} Ом·м). Исключением являются антрацитовые угли и сульфидные минералы, удельное сопротивление которых на много порядков меньше [30].

Повышенную электропроводность осадочным породам придает вода, в которой растворены соли разных металлов. Преобладающую роль игра-

ют хлориды (NaCl , CaCl_2 , MgCl_2 и др.), молекулы которых диссоциируют в водной среде. В зависимости от состава растворенных солей и от температуры раствора его удельное электрическое сопротивление изменяется примерно на три порядка – от 0,01 до 10 Ом·м.

Из-за сложности описания реальной структуры порового пространства пород, обусловленной извилистостью поровых полостей и неравномерностью распределения минеральных частиц, по-разному взаимодействующих с пластовыми флюидами, связь между петрофизическими параметрами (пористостью, водо- и нефтенасыщенностью) и электрическим сопротивлением пород-коллекторов представляется эмпирическими зависимостями вида:

$$\rho_{\text{нп}} = P_{\text{н}} \rho_{\text{вп}} = P_{\text{н}} P_{\text{п}} \rho_{\text{в}}.$$

Здесь $\rho_{\text{нп}}$ – УЭС нефтенасыщенного пласта; $\rho_{\text{вп}}$ – УЭС этого же пласта, поровый объем которого заполнен на 100 % пластовой водой; $\rho_{\text{в}}$ – УЭС пластовой воды; $P_{\text{н}}$, $P_{\text{п}}$ – параметры насыщения и пористости.

Параметр насыщения $P_{\text{н}}$ (или коэффициент увеличения сопротивления) показывает, во сколько раз возросло удельное сопротивление породы при частичном или полном насыщении ее нефтью и (или) газом. Параметр насыщения связан с коэффициентом водонасыщения $K_{\text{в}}$ эмпирическим соотношением

$$P_{\text{н}} = \frac{\rho_{\text{нп}}}{\rho_{\text{вп}}} = \frac{a}{K_{\text{в}}^n}. \quad (1.1)$$

Здесь a и n – эмпирические величины, зависящие от типа покрытия поверхности пор пластовыми флюидами (гидрофильного или гидрофобного), $\rho_{\text{нп}}$ – УЭС нефтенасыщенного пласта; $\rho_{\text{вп}}$ – УЭС того же пласта при 100%-ом водонасыщении.

Параметр пористости породы P_{Π} (или относительное сопротивление) зависит от коэффициента пористости K_{Π} и структуры порового пространства и для неглинистой «чистой» породы

$$P_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{b}{K_{\Pi}^m}. \quad (1.2)$$

Здесь b и m – эмпирические величины, характеризующие структуру пор в зависимости от уплотнения пород, $\rho_{\text{в}}$ – сопротивление пластовой воды, заполняющей поровое пространство.

Объединяя уравнения (1.1) и (1.2) получим уравнение Арчи-Дахнова [31-33]

$$K_{\text{в}} = \sqrt[n]{\frac{a \cdot b \cdot \rho_{\text{в}}}{K_{\Pi}^m \rho_{\text{нп}}}} \quad (1.3)$$

При низкой электропроводности пород возможно влияние поляризационных свойств среды на формирование электромагнитного поля. Поляризуемость среды обусловлена, прежде всего, дипольными моментами молекул воды, находящейся в свободном и рыхлосвязанном состояниях, и количественно описывается диэлектрической проницаемостью. В некоторых случаях возможны поляризационные эффекты, обусловленные вторичной пиритизацией терригенных отложений [30, 34].

Петрофизические модели удельного электрического сопротивления пород широко используются в практике для количественной оценки фильтрационно-емкостных параметров пористо-проницаемых пород. Удельное электрическое сопротивление многокомпонентных пористо-проницаемых сред определяется множеством параметров: количеством, формой, расположением, минеральными свойствами твердых и жидких фаз и их взаимодействием.

1.2. Методы исследования электрических параметров разрезов скважин

Электрические параметры разреза, а именно: удельные электрические сопротивления (УЭС) пласта в промытой зоне $\rho_{ПЗ}$, в зоне проникновения $\rho_{ЗП}$, в неизменной части пласта $\rho_{П}$, диаметр зоны проникновения при проведении поисковых и разведочных работ на нефть и газ широко используются при выделении коллекторов, оценке характера их насыщенности и коллекторских свойств, начальной и остаточной нефтегазонасыщенности продуктивных пластов.

В настоящее время для определения электрических параметров разрезов нефтегазоразведочных скважин используется широкий комплекс различных методов: боковое каротажное зондирование градиент-зондами (БКЗ) [35, 36] потенциал-зонд; зонды бокового (БК), индукционного (ИК) [37, 38], диэлектрического каротажа (ДК) [39, 38], потенциал- и градиент-микрозонды (ПМЗ, ГМЗ) [40], зонды бокового микрокаротажа (БМК) [42, 38], аппаратура высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) [30, 43, 44].

Существующие методики интерпретации данных БКЗ, БК, ИК и ДК далеко не всегда позволяют извлечь максимально возможную информацию, получаемую зондами стандартного комплекса, часто используют неадекватную исследуемому объекту модель, в рамках которой осуществляется интерпретация. [45-48].

В 1980-х годах в России в связи с развитием теории электромагнитных методов каротажа и вычислительной техники появились возможности совершенствования методики интерпретации. В частности, разработаны методики для учета влияния вмещающих пород на показания зондов БКЗ, БК, ИК с учетом зоны проникновения, радиальной неоднородности зоны и анизотропии пласта [49-53].

Однако совершенно незаслуженно в России оказался позабытым метод ДК. Вместе с тем за рубежом этот метод развивался весьма интенсивно. С использованием этого метода оказалось возможным определять не только коэффициент нефтегазонасыщенности, но и величину остаточной водо- и нефтенасыщенности, более точно производить литологическое расчленение разреза [54-60]. Причем применяться метод ДК может как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах в скважинах, вскрытых как на нефтяной, так и на водной основе [61-65].

Присутствие воды различной солености в пористо-проницаемых осадочных породах может в широком диапазоне изменять их удельное электрическое сопротивление. При этом, чем большая часть порового пространства занята водой (связанной, рыхло-связанной, свободной или в различном их соотношении), тем меньше сопротивление породы. Пластовая вода (как правило, соленая) находится в двух основных состояниях: связанном и подвижном [30, 66].

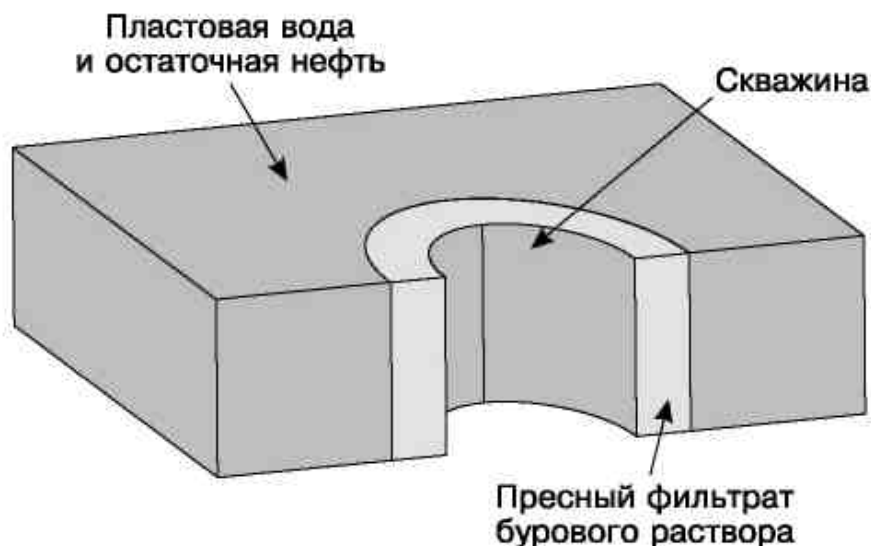


Рисунок 1.1 Упрощенная схема «скважина-зона проникновения-пласт»

В процессе бурения и по его завершении в пласт проникает фильтрат бурового раствора (рисунок 1.1). В пластах-коллекторах, полностью на-

сыщенных пластовой водой, образуются геоэлектрические неоднородности, формирующиеся из-за заполнения порового объема более пресным фильтратом бурового раствора. Удельное сопротивление в этих неоднородностях будет более высоким, чем в незатронутой части пласта [30].

1.3. Анализ зоны проникновения при вскрытии скважины раствором на нефтяной основе

Считают, что диэлектрический каротаж выполняется для оценки характера насыщения пласта в условиях низкой дифференциации продуктивных и водоносных пород по удельному электрическому сопротивлению. Главное условие успешной реализации метода – неглубокие зоны проникновения (не более 0,6 – 0,8 м). Это обусловлено невысокой радиальной глубиной метода [67-72]. Благоприятными условиями для применения диэлектрического каротажа являются скважины, заполненные пресными промывочными жидкостями или буровым раствором на нефтяной основе.

Известно, что для таких методов как акустический каротаж (АК), гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П) и нейтронный гамма каротаж (НГК) наличие зоны проникновения относительно слабо влияет на показания проборов. Это связано с тем что, плотность, интервальное время пробега упругих волн и водородосодержание нефти и воды различаются максимум на 20%. В то время как для диэлектрического каротажа величина зоны проникновения является критическим параметром, поскольку диэлектрическая проницаемость нефти и воды отличаются друг от друга примерно в 30 раз (таблица 1.1) [73-76].

В результате анализа многочисленных каротажных диаграмм и керна из водонасыщенной части разреза ряда скважин Собинского месторождения было сделано предположение, что в процессе бурения происходило

значительное проникновение фильтрата бурового раствора на нефтяной основе в пласт-коллектор [77].

Таблица 1.1 – Диэлектрическая проницаемость основных минералов

Минерал	Частота поля, Гц	$\epsilon_{0\text{тн}}$
Кварц	10^5-10^9	4,5–4,6
Песчаник	10^2-10^7	9–11
Глина	10^3-10^8	15–50
Доломит	10^5-10^9	7,8–9,5
Нефть	–	2,3–2,6
Вода дистил.	$0-10^9$	81

Для оценки достоверности этого предположения была построена математическая модель, связывающая между собой петрофизические свойства геологического объекта и показания различных методов ГИС. Эта математическая модель представляет собой систему нелинейных алгебраических уравнений (СНАУ). Первые варианты подобных СНАУ применительно к нефтегазоносным объектам были реализованы М.М. Элланским и Б.Н. Еникеевым [29]. Кроме того упомянутыми учеными впервые были предложены конкретные алгоритмические и программные решения по использованию СНАУ. Позднее аналогичные разработки были сделаны на Западе (программные модули GLOBAL, ULTRA, ELAN). Нами предложено рассматривать эту систему в виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T = \Delta t_{\text{ж}} K_{\text{п}} + \Delta t_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \Delta t_{\text{ск}} K_{\text{ск}}, \quad (1.4.1) \\ \sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{ж}} K_{\text{п}} + \sigma_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \sigma_{\text{ск}} K_{\text{ск}}, \quad (1.4.2) \\ \rho_{\text{ист}} = \frac{a \cdot b \cdot \rho_{\text{плв}}}{K_{\text{п}}^m \cdot K_{\text{в}}^n}, \quad (1.4.3) \\ k_{\text{гл}} = 0,014 + 0,175 \cdot \Delta J_{\gamma} + 0,248 \cdot \Delta J_{\gamma}^2, \quad (1.4.4) \\ W = K_{\text{п}} + w_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + w_{\text{ск}} K_{\text{ск}}, \quad (1.4.5) \\ \epsilon = \epsilon_{\text{ф}} K_{\text{п}} + \epsilon_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \epsilon_{\text{ск}} K_{\text{ск}}, \quad (1.4.6) \\ K_{\text{п}} + k_{\text{гл}} + K_{\text{ск}} = 1. \quad (1.4.7) \end{array} \right. \quad (1.4)$$

В системе уравнений (1.4): ΔT , σ_{Π} – показания АК и ГГК–П соответственно; W – нормированные показания НГК; $\rho_{\text{ист}}$ – истинное УЭС пласта по данным ИК; $\Delta t_{\text{ж}}$, $\Delta t_{\text{гл}}$, $\Delta t_{\text{ск}}$ – интервальные времена пробега упругих волн в промывочной жидкости, в глинистом материале и в кварцевом скелете горной породы; K_{Π} , $k_{\text{гл}}$, $K_{\text{ск}}$ – коэффициент пористости, глинистость и доля скелета (песчанистость) соответственно; $K_{\text{в}}$ – коэффициент водонасыщенности; $\rho_{\text{плв}}$ – УЭС пластовых вод; $\sigma_{\text{ж}}$, $\sigma_{\text{гл}}$, $\sigma_{\text{ск}}$ – плотности промывочной жидкости, глинистых материалов и кварцевого скелета породы; ΔJ_{γ} – двойной разностный параметр гамма каротажа (ГК); $w_{\text{гл}}$, $w_{\text{ск}}$ – водородные индексы глин и скелета; $\epsilon_{\text{ф}}$, $\epsilon_{\text{гл}}$, $\epsilon_{\text{ск}}$ – диэлектрические проницаемости флюида (смеси воды и нефти), глин и скелета.

Уравнение (1.4.1) представляет собой известное уравнение «среднего времени» с поправкой за глинистость $k_{\text{гл}}$ [78].

По уравнению (1.4.2) вычисляют общую пористость горной породы по данным ГГК–П.

Уравнение (1.4.3) представляет собой по сути дела известное эмпирическое уравнение Арчи–Дахнова [79], из которого выражено истинное сопротивление пласта $\rho_{\text{ист}}$ как функция пористости K_{Π} , водонасыщенности $K_{\text{в}}$ и сопротивления пластовых вод $\rho_{\text{плв}}$. Для случая скважины, пробуренной на буровом растворе на нефтяной основе, истинное сопротивление пласта $\rho_{\text{ист}}$ можно определить методом ИК [79] с последующим введением необходимых поправок.

(1.4.4) – экспериментально установленная взаимосвязь между объемной глинистостью $k_{\text{гл}}$ и двойным разностным параметром ГК ΔJ_{γ} для песчаников ванаварской свиты Собинского месторождения.

(1.4.5) устанавливает связь между водородным индексом W и компонентным составом породы.

(1.4.6) отражает связь диэлектрической проницаемости пород-коллекторов ε с диэлектрической проницаемостью отдельных компонентов ($\varepsilon_{\text{ф}}, \varepsilon_{\text{гл}}, \varepsilon_{\text{ск}}$).

(1.4.7) – условие равенства единице суммы объемных долей всех компонентов.

Значения петрофизических параметров, использованных при решении системы (1.4), представлены в таблице 1.1 и 1.2.

Для песчаников ванаварской свиты Собинского месторождения установлены следующие значения коэффициентов, используемых в уравнении Арчи-Дахнова (1.4.3) для определения коэффициента нефтенасыщенности: $a=1,11$, $b=1,19$, $m=2,0$, $n=1,4$.

Таблица 1.2 – Петрофизические константы, используемые при решении системы уравнений (1.4)

Минерал	Интервальное время пробега, мкс/м	Плотность, г/см ³	Водородосодержание
Песчаник	167	2,62	-0,02
Глина	330	2,6	0,4
Вода	550	1,3	1

Обработка данных ГИС по скважине и их анализ производились с использованием программного продукта «GeoOffice Solver» (разработчики Красильников С.Н., Кабанов В.М., Химченко В.Н., Иванов Д.Л., Розов Е.А.) [80].

На первом этапе по известным значениям ΔT , $\sigma_{\text{п}}$, w , ε , ΔJ_{γ} , $\rho_{\text{ист}}$, полученным в результате обработки каротажных диаграмм, и по заданным петрофизическим характеристикам из решения системы уравнений (1.4) определялись $K_{\text{п}}$, $K_{\text{гл}}$, $K_{\text{ск}}$, $K_{\text{в}}$ (рисунок 1.2).

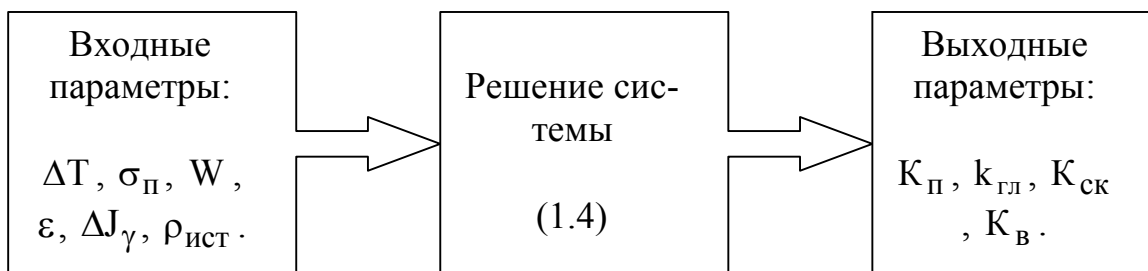


Рисунок 1.2 Блок-схема определения $K_{\text{п}}$, $K_{\text{гл}}$, $K_{\text{ск}}$, $K_{\text{в}}$ посредством решения системы уравнений (1.4)

Система (1.4) переопределена относительно искомых коэффициентов $K_{\text{п}}$, $k_{\text{гл}}$, $K_{\text{ск}}$ и $K_{\text{в}}$. Поиск решения многоэкстремальной задачи (1.4), осуществлялся с использованием алгоритма, заложенного в программный продукт «GeoOffice Solver».

Решение системы нелинейных уравнений в GeoOffice Solver выполняется путем минимизации функционала [Красильников С.Н., частное сообщение]

$$\Phi = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n \frac{|G_{\text{к изм}} - G_{\text{к теор}}|}{\sigma_k},$$

где $G_{\text{к изм}}$ – значение геофизической характеристики, измеренное в пласте или в некоторой точке глубины; $G_{\text{к теор}}$ – значение той же характеристики, рассчитанное по уравнению отклика или петрофизическому уравнению, входящему с систему; σ_k – среднеквадратичное отклонение $G_{\text{к изм}}$; n – число уравнений в системе.

Нахождение решения системы уравнений осуществляется по следующему алгоритму.

Вначале ищется глобальный экстремум. Для этого используется разработанный Р.Г. Стронгиным информационно-статистический метод поиска экстремума [81]. Достоинство этого метода состоит в том, что в отличие, скажем, от градиентных методов задается диапазон интервалов изме-

нений отдельных параметров, а не их конкретные начальные значения. При работе с экспериментальными данными это представляется более естественным.

Затем производится уточнение полученного решения с помощью метода локальной оптимизации. Для этого используется хорошо известный метод Нелдера-Мида, который является развитием симплексного метода Спендли, Хекста и Химсворта [82]. Симплекс-метод Нелдера-Мида является эффективным алгоритмом поиска экстремума функции многих переменных, не накладывающий ограничений на гладкость функции, что достигнуто благодаря использованию симплексов не правильной геометрической формы. В своем исходном варианте метод Нелдера-Мида является одним из самых эффективных для $n \leq 6$. Одному из разработчиков GeoOffice Solver В.М. Кабанову удалось разработать версию алгоритма, который устойчиво работает при $n \leq 9$.

Необходимо отметить и главные недостатки метода Нелдера-Мида. Это, прежде всего, отсутствие теории сходимости и наличие примеров, когда метод расходится даже на гладких кривых. Однако эти недостатки перекрываются многочисленными примерами успешного и эффективного использования метода при решении практических задач.

По найденным значениям K_{Π} , $k_{\text{гл}}$, $K_{\text{СК}}$, $K_{\text{В}}$ находились расчетные значения каротажных диаграмм $\Delta T_{\text{расч}}$, $\sigma_{\Pi \text{ расч}}$, $W_{\text{расч}}$, $\varepsilon_{\text{расч}}$, $k_{\text{гл расч}}$, $\rho_{\text{ист расч}}$ из уравнений (1.4) (рисунок 1.3). Если петрофизические константы и вид уравнений в системе (1.4) были подобраны правильно, то должны выполняться равенства: $\Delta T = \Delta T_{\text{расч}}$, $\sigma_{\Pi} = \sigma_{\Pi \text{ расч}}$, $W = W_{\text{расч}}$, $\varepsilon = \varepsilon_{\text{расч}}$, $k_{\text{гл}} = k_{\text{гл расч}}$, $\rho_{\text{ист}} = \rho_{\text{ист расч}}$. Точность определения коэффициента пористости K_{Π} контролировалась сопоставлением с данными керна, коэффициента глинистости $K_{\text{гл}}$ – сопоставлением с данными двойного разностного

параметра ГК ΔJ_γ . Так как коэффициента водонасыщенности K_B посредством уравнения Арчи-Дахнова связан с истинным сопротивлением пород-коллекторов, то точность определения K_B контролировалась сопоставлением фактического $\rho_{ист}$ и расчетного сопротивлений $\rho_{ист\ расч}$. Истинное значение $K_{ск}$ определено уравнением (1.4.7).

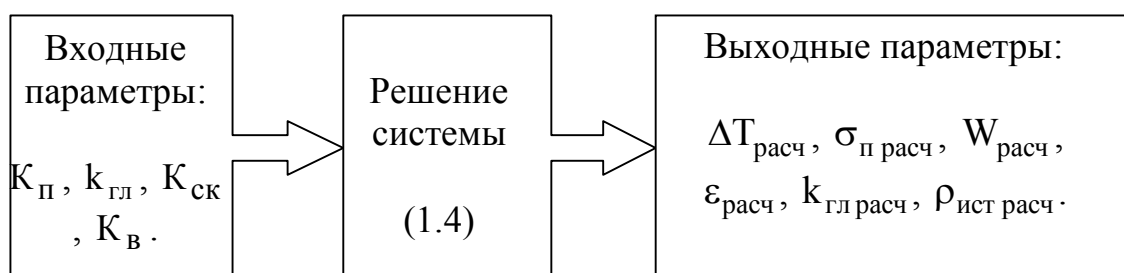


Рисунок 1.3 Блок-схема определения $\Delta T_{расч}$, $\sigma_{п\ расч}$, $W_{расч}$, $\epsilon_{расч}$, $k_{гл\ расч}$, $\rho_{ист\ расч}$ посредством решения системы уравнений (1.4)

Следует отметить, что в зависимости от того, какой величины будет зона проникновения, величина диэлектрической проницаемости флюида ϵ_ϕ , фигурирующая в (1.4), может принимать разные значения, а именно:

- $\epsilon_\phi = \epsilon_H$, что свидетельствует об отсутствии зоны проникновения;
- $\epsilon_\phi = K_B \cdot \epsilon_B + K_H \cdot \epsilon_H$, что свидетельствует о наличии зоны проникновения фильтрата бурового раствора на расстояние около 0,8 м от ствола скважины [83];
- $\epsilon_\phi = \epsilon_B$, что свидетельствует о существовании зоны проникновения фильтрата бурового раствора на расстояние более 1,5 м от ствола скважины [83].

Здесь ϵ_H и ϵ_B — диэлектрические проницаемости нефти и воды, K_H и K_B — коэффициенты нефтенасыщенности и водонасыщенности.

Поиск решения системы (1.4) осуществлялся для каждого из трех представленных случаев [84].

На втором этапе оценивалась достоверность полученных результатов для каждого значения ε_{ϕ} . Правильным решением объявлялось то, которое имело наилучшее согласие теоретических и фактических каротажных диаграмм, а также согласие с данными керн и испытаний. Ниже в качестве примера представлены результаты сравнения удельных сопротивлений и коэффициента пористости K_{Π} для двух ситуаций: полное отсутствие и наличие зоны проникновения радиусом более 1,5 м. Интерпретация данных геофизических исследований в одной из скважин Собинского месторождения представлена в Приложении А и на рисунке 1.9. Согласно проведенным испытаниям интервал xx50-xx53 м является нефтенасыщенным, а интервал xx69-xx75 м водонасыщенным интервалом. Водонефтяной контакт (ВНК) находится на относительной глубине xx57,6 м.

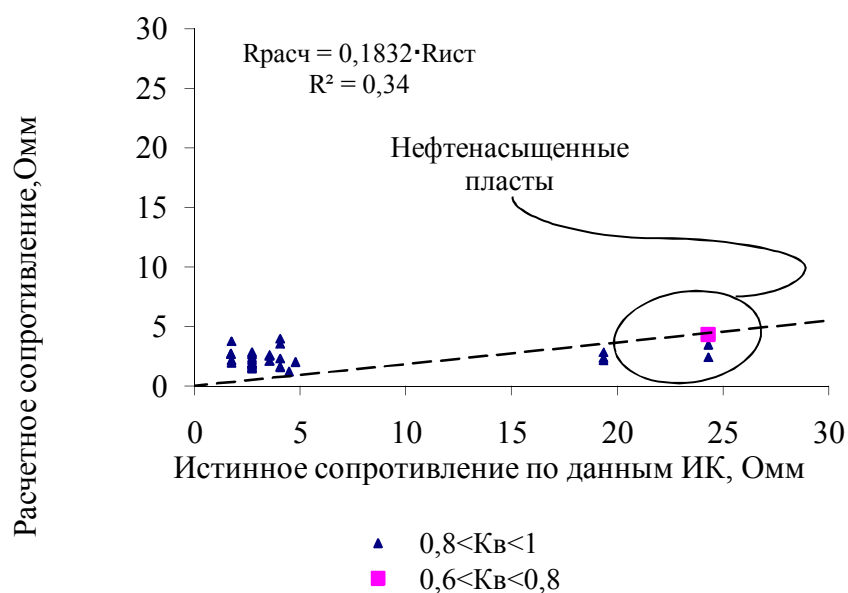


Рисунок 1.4 Сопоставление расчетных и фактических значений истинного сопротивления, исходя из предположения, что зона проникновения отсутствует. Шифр точек – коэффициент водонасыщенности.

В предположении отсутствия (или незначительной величины) зоны проникновения были получены результаты, представленные на рисунке 1.4 и рисунке 1.5. Как видно из рисунка 1.4, теоретические значения сопротивления нефтенасыщенных песчаников оказались сопоставимы с сопротивлением водонасыщенных пластов. Иными словами, по интерпретации данных ГИС пласты-коллекторы выше относительной отметки хх57,6 м оказались водонасыщенными. Результат сопоставления общей пористости, определенной по керну ($K_{п\text{ керн}}$) и по ГИС ($K_{п\text{ ГИС}}$) (рисунок 1.5) свидетельствует о недостаточно высокой статистической значимости полученного решения (коэффициент корреляции равен 0,34).

Результаты, полученные в предположении наличия существенной зоны проникновения, представлены на рисунках 1.6–1.7, а также в Приложении А и на рисунке 1.9. Видно, что теоретические и фактические значения истинного сопротивления практически совпали, при этом коэффициент корреляции между пористостью, определенной по керну и пористостью по ГИС, равен 0,95.

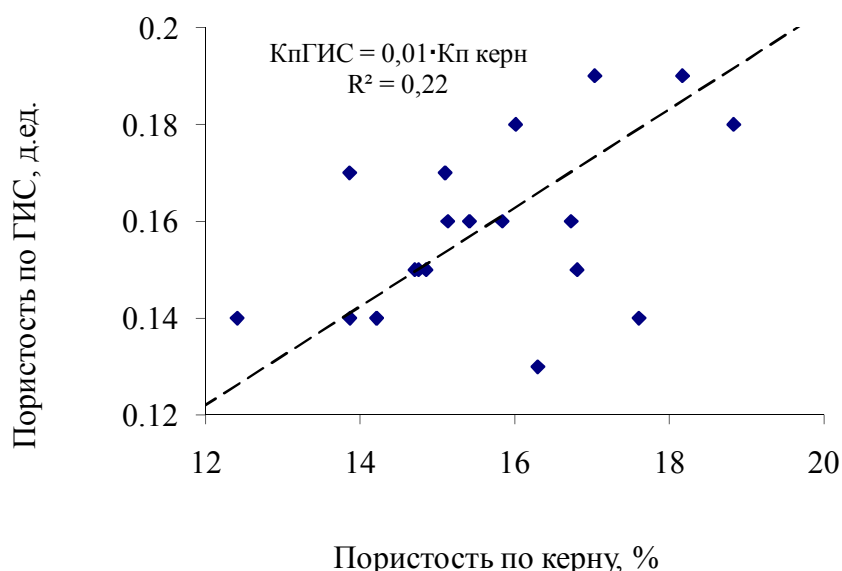


Рисунок 1.5 Сопоставление общей пористости, определенной по керну и по ГИС, исходя из предположения, что зона проникновения отсутствует

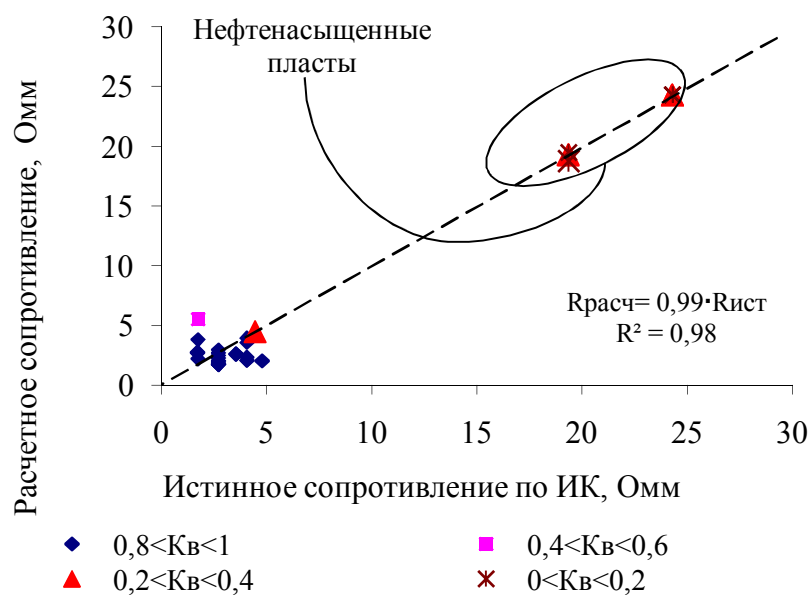


Рисунок 1.6 Сопоставление расчетных и фактических значений истинного сопротивления, исходя из предположения о наличии зоны проникновения.

Шифр точек – коэффициент водонасыщенности

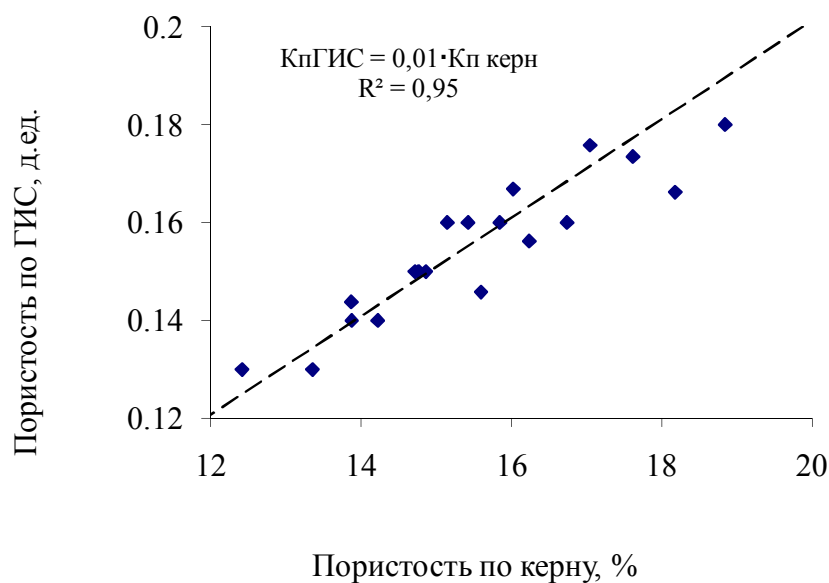


Рисунок 1.7 Сопоставление общей пористости, определенной по керну и по ГИС, исходя из предположения о наличии зоны проникновения

В обоих случаях для водонасыщенных пластов наблюдается большое различие между истинным и теоретическим сопротивлением (рисунок 1.4, рисунок 1.6, рисунок 1.9, рисунок 1.10, а также Приложения А и Б), что согласуется с данными [67, 85, 86], где указано, что метод ДК для пластов с УЭС ниже 5 Ом·м не обеспечивает достоверной оценки сопротивления горных пород.

Представленные примеры свидетельствуют о том, что при интерпретации данных ГИС в скважине, пробуренной на растворе, частично состоящем из нефти, необходимо учитывать диаметр зоны проникновения. К похожему результату пришли в работах [87, 88]. При стандартной интерпретации данных ГИС в случае, когда скважина бурится на растворе на нефтяной основе, а $\rho_{\text{гиг}}$ предполагается что $\varepsilon_{\text{ф}} = \varepsilon_{\text{н}}$. Это справедливо только в том случае, когда буровой раствор приготовлен качественно и имеет достаточной высокую вязкость и коагуляционную способность. Однако, как показали наши исследования на примерах нескольких скважин Собинского месторождения, эти условия на практике не всегда соблюдаются. Интерпретация данных ГИС по стандартной методике в этом случае влечет за собой пропуск нефтенасыщенных интервалов. В результате такой интерпретации потенциально продуктивная скважина может быть отнесена к разряду неперспективных. Предложенный алгоритм обработки данных ГИС с использованием петрофизической модели (1.4) такие ошибки сводит к минимуму.

На данный момент достоверно определить диаметр зоны проникновения бурового раствора в пласт можно только с помощью комплексной интерпретации данных БКЗ, БК и ИК. Однако при этом не учитывается вертикальная анизотропия пласта-коллектора [86, 89, 90]. В этом свете, представляется перспективным дальнейшее развитие рассмотренной выше методики по оценке диаметра зоны проникновения при решении системы уравнений (1.4) с учетом анизотропии физических свойств.

1.4. Влияние дисперсии электрических свойств пластов-коллекторов на точность определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности

Определение электрических характеристик пород, пересеченных скважиной, осуществляется в широком диапазоне частот – от сотен герц до гигагерц. При проведении обычного электрического и бокового каротажа применяются частоты порядка $10^2 - 10^3$ Гц, индукционный каротаж выполняется на частотах 20 – 40 кГц, в различных вариантах электромагнитного каротажа используют частоты от 400 кГц до 2 МГц. Наконец, диэлектрический каротаж выполняется на частотах от 40 МГц до 2 ГГц. В связи с использованием на практике широкого диапазона частот для определения электрических свойств одного и того же геологического объекта возникает проблема увязки (согласования) данных, полученных разными методами электромагнитного каротажа. В частности, необходимо учитывать частотную дисперсию электропроводности и диэлектрической проницаемости горных пород в естественном залегании, в том числе и коллекторов нефти и газа [91, 92].

Для плоской электромагнитной волны частоты ω , распространяющейся в однородной изотропной среде с диэлектрической проницаемостью ϵ , магнитной проницаемостью μ и УЭС ρ дисперсионное уравнение имеет вид:

$$k^2 = \mu\epsilon\mu_0\epsilon_0\omega^2 + i\mu\mu_0\omega\rho^{-1}, \quad (1.5)$$

где $i = \sqrt{-1}$, μ_0 и ϵ_0 – магнитная и электрическая постоянные. Величина

$$\operatorname{tg}\delta = (\epsilon\epsilon_0\omega\rho)^{-1} \quad (1.6)$$

называется тангенсом угла потерь и представляет собой отношение токов проводимости к токам смещения [93]. Если ввести показатель поглощения

κ и показатель преломления n , то с учетом (1.6) уравнение (1.5) можно записать в виде

$$k^2 = \frac{\omega^2}{c^2} \mu \varepsilon (1 + i \operatorname{tg} \delta) = \frac{\omega^2}{c^2} (n + i \kappa)^2, \quad (1.7)$$

где $c = (\mu_0 \varepsilon_0)^{-1/2}$ – электродинамическая постоянная. Из (1.7) следует, что

$$n = \left[\frac{\mu \varepsilon}{2} \left(\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \delta} + 1 \right) \right]^{1/2}, \quad \kappa = \left[\frac{\mu \varepsilon}{2} \left(\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \delta} - 1 \right) \right]^{1/2}. \quad (1.8)$$

Для пород и коллекторов с удельным сопротивлением порядка 10 Ом·м и диэлектрической проницаемостью порядка 10 на частотах меньше 1 МГц $\operatorname{tg} \delta \gg 1$ и $n \approx \kappa = \sqrt{\mu / (2 \rho \omega \varepsilon_0)}$. Следовательно, в этом случае поглощение и фазовая скорость электромагнитной волны зависят от частоты, но не зависят от диэлектрической проницаемости среды.

Иная ситуация имеет место для частот мегагерцового диапазона и выше. В этом случае токи смещения становятся сравнимыми по величине с токами проводимости, поглощение и фазовая скорость начинают зависеть не только от частоты, но и от диэлектрической проницаемости среды. Эти физические предпосылки положены в основу волнового диэлектрического каротажа (ДК). В случае насыщения коллекторов пресными водами их невозможно отличить от нефтеносных пластов методами сопротивлений или методами индукционного каротажа (ИК). В то же время различие в диэлектрической проницаемости пород, насыщенных пресной водой ($\varepsilon = 16 - 25$) и нефтью ($\varepsilon = 5 - 12$) методами ДК позволяет достаточно уверенно производить отбивку границ пластов, водонефтяных и газонефтяных контактов.

В отечественной литературе, как правило, указывают на то, что применение ДК эффективно в терригенных толщах, имеющих сопротивление менее 100 Ом·м (на частотах 25-32 МГц) [79, 94]. Однако в работе [95] показано, что ДК обладает высокой эффективностью при изучении пластов с

низкой пористостью и достаточно высоким удельным сопротивлением (порядка $10^2 - 10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Эти условия могут иметь место не только для карбонатных, но и для газонасыщенных терригенных коллекторов. Для некоторых нефтегазоносных районов Восточной Сибири характерно наличие пластов-коллекторов, которые имеют высокую пористость ($\approx 20\%$) и относительно высокое удельное сопротивление ($\approx 52-62 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). В мегагерцовом диапазоне это может приводить к частотной дисперсии диэлектрической проницаемости ϵ .

В качестве примера такого объекта нами была рассмотрен некоторый участок Собинского месторождения. Помимо традиционного комплекса геофизических и петрофизических исследований в ряде скважин этого участка был выполнен диэлектрический каротаж аппаратурой АДК-1 с рабочей частотой 43 МГц и зондом $I_1 0,25 I_2 0,75 \Gamma$. Выходным измеряемым параметром АДК-1 является величина $\cos \varphi$, где $\varphi = \omega \Delta z n / c$ – разность фаз сигналов в приемниках I_1 и I_2 , расстояние между которыми $\Delta z = 0,25 \text{ м}$. В принципе, по данным ДК согласно формулам (1.6) и (1.8) можно определить и диэлектрическую проницаемость, и электропроводность среды. Однако для этого необходимо помимо разности фаз сигналов в разнесенных приемниках измерять и затухание сигнала, что технически более сложно. Для рассмотренной скважины удельное сопротивление пластов было получено по данным ИК, а затем по палеткам для аппаратуры АДК-1, представленным в справочнике [94], определялась диэлектрическая проницаемость, которую назовем эмпирической ($\epsilon_{\text{эмп}}$).

С другой стороны, диэлектрическую проницаемость ϵ можно вычислить из системы уравнений, связывающих данные ГИС, а именно, АК, ГК, ГГК-П, НГК и ИК с физическими характеристиками пластов. Эта система уравнений (1.4) представляет собой математическую модель петро-

физических свойств пласта-коллектора для рассматриваемого геологического объекта.

Обработка данных ГИС по скважине и их анализ производились с использованием продукта «GeoOffice Solver».

Одна из проблем, которая возникает при нахождении ε из системы (1.4), заключается в определении диэлектрической проницаемости скелета $\varepsilon_{\text{ск}}$ по данным АК и НГК. Эти определения были выполнены с использованием палетки «АК-НГК», представленной в [96]. Результат для скважины Собинская-N1 показан на рисунке 1.8.



Рисунок 1.8 Полигон относительных частот распределения диэлектрической проницаемости скелета

В методических руководствах (например, в [96]) рекомендовано в качестве $\varepsilon_{\text{ск}}$ брать модальное значение ее интервальных величин. Нами показано, что непротиворечивые результаты получаются только в том случае, если $\varepsilon_{\text{ск}}$ рассматривать как функцию АК и НГК, изменяющуюся в интервале значений от 4 до 15 в соответствии с рисунком 1.8. Действительно интерпретация данных для случая $\varepsilon_{\text{ск}} = \text{const}$, представленная в Приложе-

ниях А и Б, обнаруживает следующие несоответствия: 1) общая пористость по ГИС (кривая «Кп_ИК($\varepsilon_{ск} = \text{const}$)» на планшетах в Приложениях А и Б) оказывается значительно ниже пористости по керну; 2) коэффициент нефтенасыщенности по ГИС (кривая «Кн_ИК($\varepsilon_{ск} = \text{const}$)» на планшетах в Приложениях А и Б) не соответствует коэффициенту нефтенасыщенности по керну, который в зоне предельного углеводородонасыщения определяется как: $100\% - K_{во}$ (где $K_{во}$ – коэффициент остаточной водонасыщенности по керну).

Иной результат получается, если предположить, что диэлектрическая проницаемость $\varepsilon_{ск} \neq \text{const}$, а соответствует эмпирическому распределению, приведенному на рисунке 1.8. Сопоставление пористости по керну с общей пористостью по ГИС (диаграммы «Кп_ИК» на планшетах в Приложениях А и Б) для этого случая представлено на рисунке 1.7, а также на рисунках 1.9–1.10. Наблюдается достаточно хорошее согласие коэффициента нефтенасыщенности по ГИС (кривая «Кн_ИК» в Приложении А и на рисунке 1.9) с результатами испытаний. В зоне предельного углеводородонасыщения величина $(100\% - K_{во})$ согласуется с коэффициентом нефтенасыщенности по ГИС «Кн_ИК» (Приложение А и рисунок 1.9).

В соответствии с блок-схемой, представленной на рисунке 1.3 с учетом переменности $\varepsilon_{ск}$ были вычислены расчетные значения $\rho_{ист\ расч}$, $\varepsilon_{расч}$, $\Delta T_{расч}$, $\sigma_{п\ расч}$, $W_{расч}$ и сопоставлены с их эмпирическими значениями. Результаты расчета для одной из скважин Собинского месторождения представлены на рисунке 1.6 и рисунках 1.11–1.14 соответственно. Коэффициент корреляции между расчетными и эмпирическими данными во всех случаях оказался достаточно высоким и равным 0,72, 0,93, 0,82 и 0,92 соответственно. Это свидетельствует о достоверности математической модели, использованной при обработке данных ГИС в данной скважине.

Как отмечено выше, система (1.4) переопределена относительно искоемых коэффициентов K_{Π} , $K_{\text{гл}}$, $K_{\text{ск}}$ и $K_{\text{в}}$, поэтому были найдены решения для коэффициента пористости K_{Π} для двух случаев: 1) с учетом данных ИК, но без учета ДК; 2) с учетом данных ДК, но без учета ИК. В случае 1 в системе (1.4) не рассматривалось уравнение (1.4.6), а результирующие диаграммы пористости и нефтенасыщенности помечены дополнительным индексом «_ИК». В случае 2 не рассматривалось уравнение Арчи-Дахнова (1.4.3), а соответствующие результирующие кривые помечены индексом «_ДК». Результат представлен в Приложениях А и Б, на рисунках 1.9–1.10 (кривые « $K_{\Pi_ИК}$ » и « $K_{\Pi_ДК}$ »), а также на рисунке 1.15. Поскольку индукционный каротаж в рассматриваемых скважинах выполнялся на частоте 520 кГц, то частотная дисперсия отсутствует, и величина « $K_{\Pi_ИК}$ » представляет собой истинную пористость. Аналогично можно сказать, что « $K_{\Pi_ДК}$ » представляет собой истинный коэффициент нефтенасыщенности по ГИС.

Видно, что для терригенных коллекторов с пористостью менее 15% значения K_{Π} , полученные с учетом данных ДК (кривые « $K_{\Pi_ДК}$ » на планшетах в Приложениях А и Б, а также на рисунках 1.9–1.10), систематически ниже значений, полученных с использованием данных ИК (кривые « $K_{\Pi_ИК}$ »). Это находится в согласии с результатами, представленными в работах [91] и [95, 97]. В мегагерцовом диапазоне удельное сопротивление пород заметно выше, чем в килогерцовом диапазоне. Известно, что при увеличении пористости при прочих равных условиях происходит уменьшение сопротивления [75]. При достаточно низкой пористости K_{Π} на высоких частотах происходит занижение коэффициента нефтенасыщенности K_{Π} (рисунки 1.9.–1.10.). При последующем увеличении пористости пород-коллекторов частотная дисперсия электрических свойств практически исчезает, что приводит к равенству K_{Π} , определенному по данным ИК и ДК.

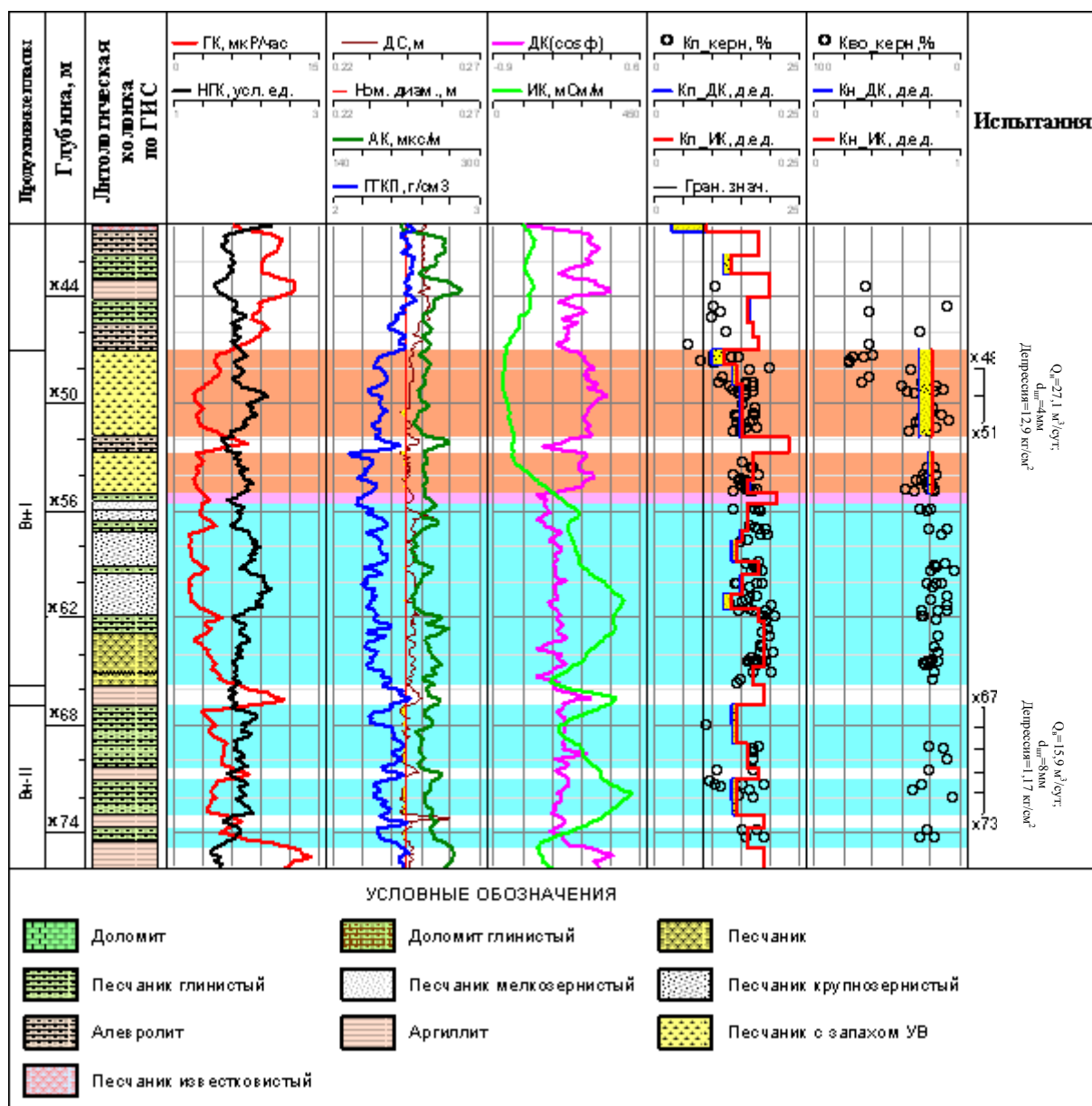


Рисунок 1.9 Фрагмент Приложения А с геолого-геофизической характеристикой ванаварской свиты скважины Собинская-N1

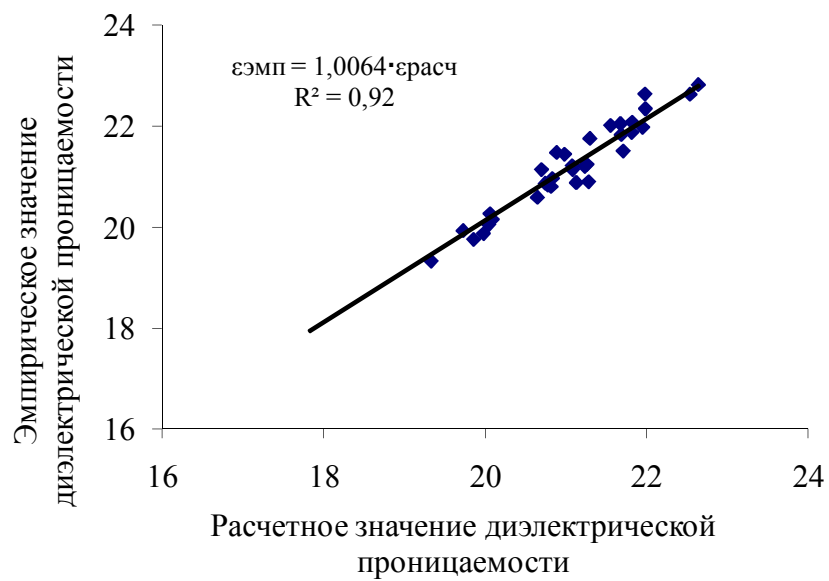


Рисунок 1.11 Связь между эмпирической и расчетной диэлектрической проницаемостью

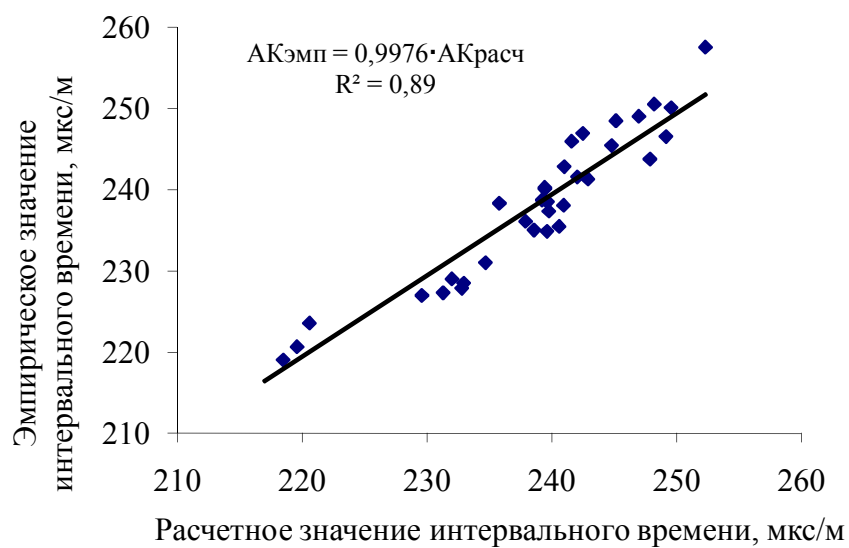


Рисунок 1.12 Связь между эмпирическим и расчетным интервальным временем пробега упругой волны

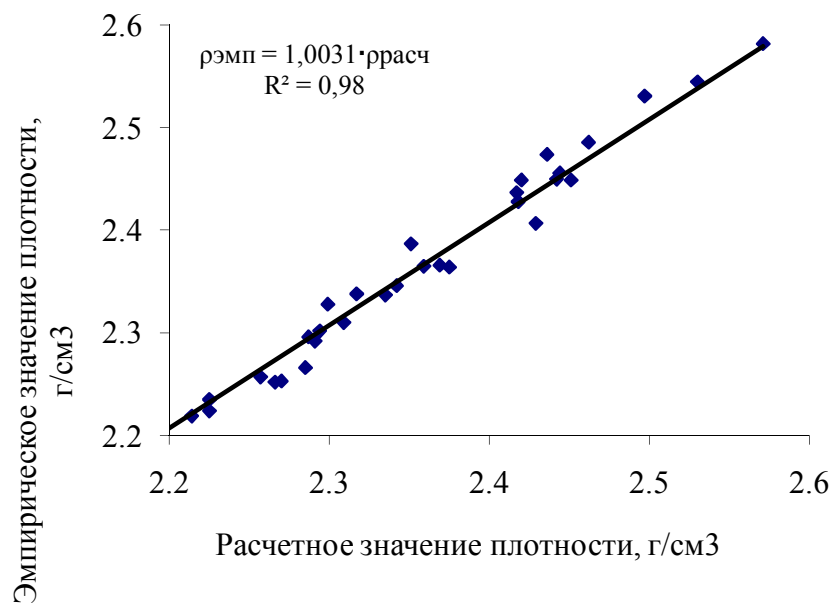


Рисунок 1.13 Связь между эмпирической и расчетной плотностью

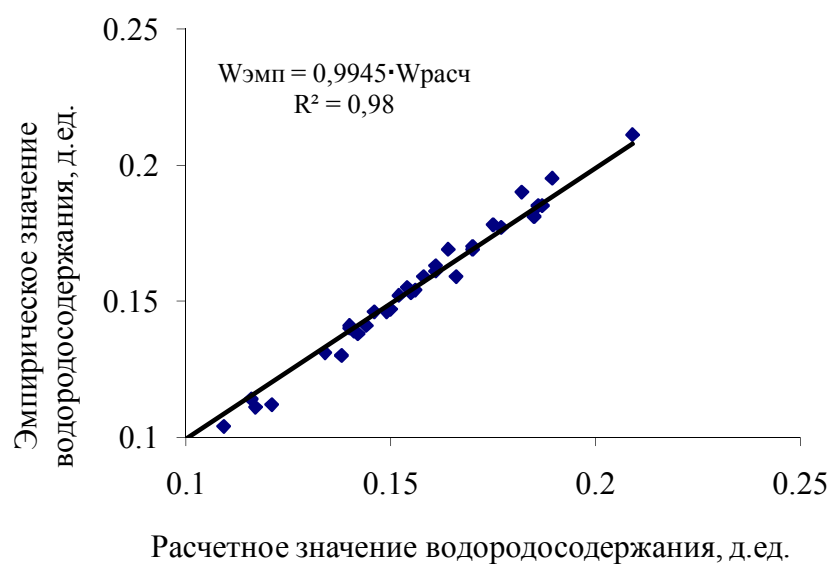


Рисунок 1.14 Связь между эмпирическим и расчетным водородосодержанием

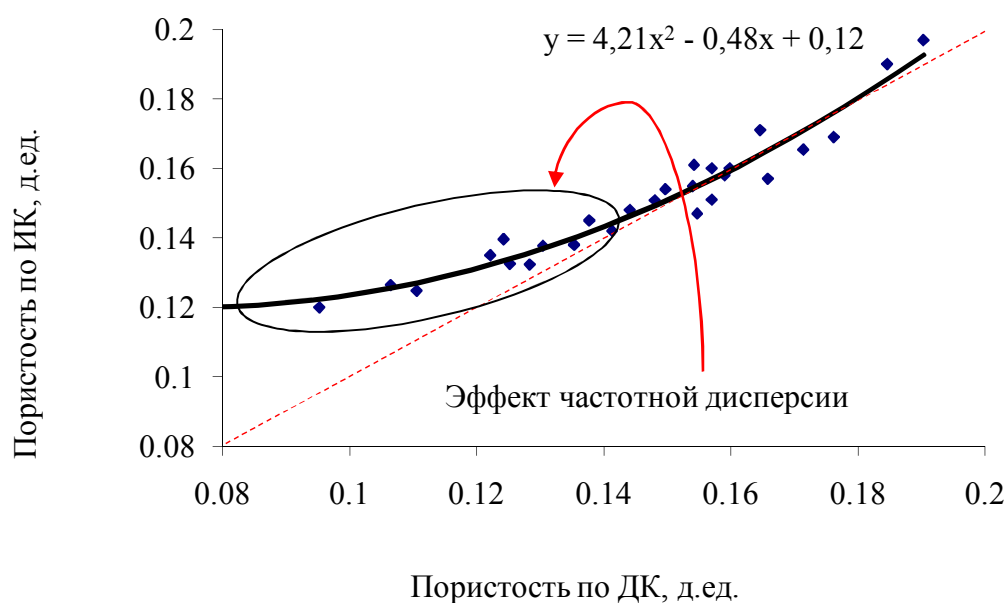


Рисунок 1.15 Связь между коэффициентами пористости, определенными с учетом данных ИК и ДК

Результат, представленный на рисунке 1.15, может быть использован для введения поправок в величину коэффициента пористости, определенной с учетом данных ДК («Кп_ДК» на планшетах в Приложениях А и Б, а также на рисунках 1.9–1.10) по формуле:

$$K_{\Pi} = 4,21 \cdot K_{\Pi_ДК}^2 - 0,48 \cdot K_{\Pi_ДК} + 0,12 \quad (1.10)$$

1.5. Возможный механизм частотной дисперсии электрических свойств пластов-коллекторов ванаварской свиты

На частотную дисперсию электрических свойств горных пород влияет множество факторов [33, 98-102]. Согласно [103], если горная порода гидрофильна, то вода заполняет маленькие поры в поровом пространстве. Расположенная таким образом вода формирует непрерывную электропроводящую фазу, в то время как нефть будет располагаться в виде несвязанных частиц даже при высокой нефтенасыщенности.

В гидрофобных системах будет наблюдаться другая ситуация. Горная порода преимущественно контактирует с нефтью и расположение двух флюидов (нефти и воды) противоположно случаю гидрофильной породы.

Приложенное к горной породе электрическое поле в зависимости от характера распределения флюидов будет порождать различный отклик. Для случая гидрофильной породы, ионы, растворенные в воде, способны двигаться в пленке воды, которая покрывает поры. В этом случае ионы способны перемещаться на весьма большие расстояния до тех пор, пока они не зафиксируются между границами «вода/горная порода» или «вода/нефть». В гидрофобных горных породах расстояние, проходимое ионами воды, не превышает размеров пор.

Если в недиспергирующей среде диэлектрическая проницаемость – чисто реактивный параметр, а проводимость – чисто активный, то в среде с дисперсией это различие утрачивается. С увеличением частоты до значений, близких к собственным частотам среды, отличие в свойствах диэлектриков и проводников постепенно исчезает. Так, наличие у среды мнимой части диэлектрической проницаемости с макроскопической точки зрения неотличимо от существования проводимости – и то, и другое приводит к выделению тепла. Поэтому электрические свойства вещества можно характеризовать одной величиной – комплексной диэлектрической проницаемостью

$$\varepsilon^k = \varepsilon + i \frac{\sigma}{\varepsilon_0 \omega},$$

где $\varepsilon = \operatorname{Re} \varepsilon + i \frac{\operatorname{Im} \sigma}{\varepsilon_0 \omega}$, $\sigma = \operatorname{Re} \sigma + i \varepsilon_0 \omega \operatorname{Im} \varepsilon$, $i = \sqrt{-1}$, $\varepsilon_0 = 8,876 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – электрическая постоянная.

В нефтяной промышленности широко используется параметр проводимости по постоянному току σ_{dc} , который фигурирует в уравнении Арчи-Дахнова (1.3) как величина, обратная $\rho_{нп}$. По сути, σ_{dc} – это низкочастотная граница действительной части комплексной проводимости σ^k и, исходя из уравнений Максвелла, может быть записана как $\omega \varepsilon_0 \operatorname{Im} \varepsilon$, что дает возможность использования выражения Арчи-Дахнова в терминах диэлектрической проницаемости. Несмотря на то, что комплексная диэлектрическая постоянная обусловлена множеством факторов, в работе [104] показано, что отклик горных пород в интервале частот 10 Гц – 10 ГГц может быть хорошо описан суперпозицией трех элементов: действительной части диэлектрической проницаемости ε_∞ , комплексной функции частоты $\varepsilon_{M-B}(\omega)$, которая описывает поляризацию Максвелла-Вагнера [105-107], и комплексной степенной функцией $\varepsilon_{ct}(\omega)$, связанной с транспортировкой зарядов [108]. Таким образом:

$$\varepsilon(\omega) = \varepsilon_\infty + \varepsilon_{M-B}(\omega) + \varepsilon_{ct}(\omega),$$

где

$$\varepsilon_{M-B}(\omega) = \frac{\Delta \varepsilon}{\left[1 + (i\omega\tau)^{1-\alpha}\right]^\beta}$$

и

$$\varepsilon_{ct}(\omega) = \frac{B(i\omega)^N}{i\omega\varepsilon_0}$$

В приведенных формулах ε_∞ , $\Delta \varepsilon$, τ , α , β ($0 \leq \alpha \leq \beta \leq 1$), B , N ($0 \leq N \leq 0,5$) – эмпирически подбираемые параметры.

Поляризация Максвелла-Вагнера представляет собой отклик гетерогенных систем, каковой является, например, нефтеводонасыщенная порода, на воздействие переменного электромагнитного поля в диапазоне мегагерцовых частот и выше. Перенос заряда при низких частотах (<10 КГц) обусловлен слабо упорядоченным движением большого числа твердых частиц, где носители заряда слабо связаны или ограничены областями низкой подвижности.

На рисунках 1.16–1.17 показан характер изменений $\varepsilon_{M-B}(\omega)$, $\varepsilon_{ст}(\omega)$ и их суммы для заданных величин подбираемых коэффициентов в частотном диапазоне от 100 Гц до 10 ГГц. Как видно из этих рисунков, перенос заряда является превалирующим механизмом при низких частотах, в то время как поляризация Максвелла-Вагнера контролирует отклик горных пород на средних и высоких частотах.

Несмотря на то, что от степени гидрофильности пород-коллекторов зависит такой важный подсчетный параметр как коэффициент извлечения нефти (КИН), определения смачиваемости горных пород Собинского месторождения не производилось. Определение гидрофильности в лабораторных условиях на образцах керна сопряжено с большими ошибками. Связано это с тем, что гидрофильность образцов керна может значительно меняться как во время поднятия керна на дневную поверхность (вследствие изменения термобарических условий), так и после экстракции.

В то же время, как показано в этом разделе настоящей работы, существуют теоретические предпосылки определения гидрофильности пород, основываясь на частотной дисперсии электрических свойств. Частотная дисперсия гидрофильных водонасыщенных горных пород будет существенно меньше, чем у гидрофобных. Причем данное различие будет увеличиваться как при уменьшении пористости вследствие уменьшения среднего размера пор, так и при увеличении частоты электромагнитного поля.

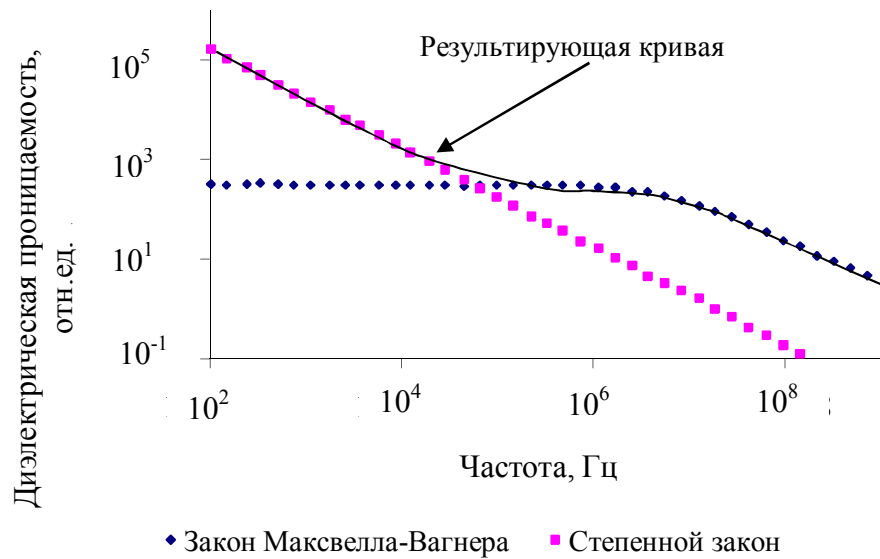


Рисунок 1.16 Частотная характеристика действительной составляющей диэлектрической проницаемости ($\varepsilon_{M-B}(\omega)$ и $\varepsilon_{ст}(\omega)$). Значения функций соответствуют параметрам: $\Delta\varepsilon=335$; $\tau = 0,131$ мкс; $\alpha = 0,26$; $\beta = 1$; $B = 4,22 \cdot 10^{-3}$; $N = 0,019$

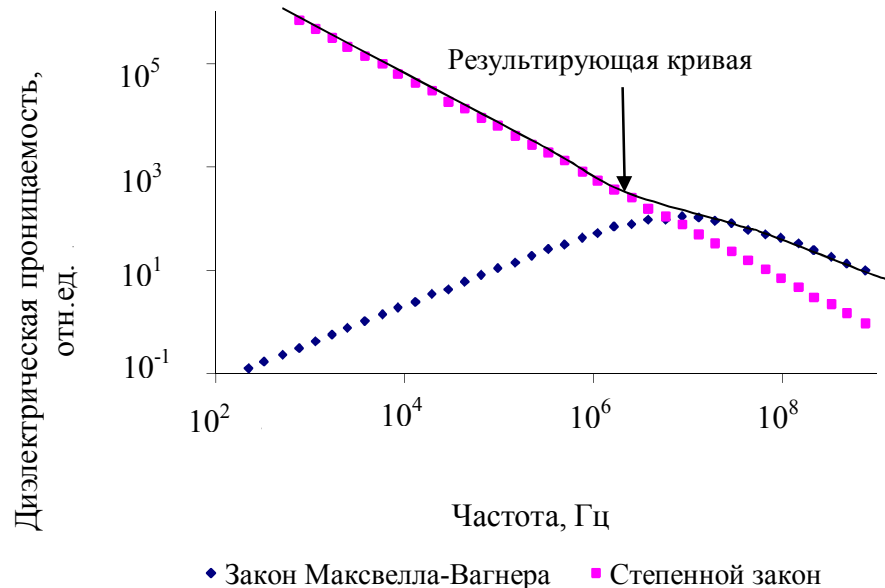


Рисунок 1.17 Частотная характеристика мнимой составляющей диэлектрической проницаемости ($\varepsilon_{M-B}(\omega)$ и $\varepsilon_{ст}(\omega)$). Значения функций соответствуют параметрам: $\Delta\varepsilon=335$; $\tau = 0,131$ мкс; $\alpha = 0,26$; $\beta = 1$; $B = 4,22 \cdot 10^{-3}$; $N = 0,019$

В частности, из рисунков 1.9–1.10 и рисунка 1.15 видно, что при частоте 45 МГц дисперсия электрических свойств пород-коллекторов Собинского месторождения начинает заметно сказываться при пористости менее 15%. Как показано выше, это можно объяснить поляризацией Масквелла-Вагнера. При уменьшении пористости подвижность ионов будет уменьшаться и, как следствие, будет увеличиваться частотная дисперсия. При увеличении частоты электромагнитного сигнала эффект Масквелла-Вагнера будет проявляться при большей пористости. Если же при этом будет регистрироваться разность фаз сигналов приемников, то можно, в принципе, определить и характер смачиваемости пород-коллекторов.

Выводы по главе 1

1. Представлена петрофизическая модель связи фильтрационно-емкостных характеристик терригенного пласта-коллектора и эмпирических данных ГИС, включая данные диэлектрического каротажа.

2. На основе решения СНАУ (1.4) разработана методика учета зоны проникновения при вскрытии скважины раствором на нефтяной основе. Учет зоны проникновения позволяет при интерпретации данных ГИС избежать пропуск продуктивных интервалов.

3. Показано, что на частоте 45 МГц в терригенном коллекторе присутствует эффект дисперсии электрических свойств горных пород, который необходимо учитывать при интерпретации данных ГИС. В частности, для терригенного разреза характерно занижение пористости и занижение коэффициента нефтенасыщенности по данным диэлектрического каротажа для пород с пористостью меньше 15%.

4. В рамках представленной петрофизической модели фильтрационно-емкостных свойств эффект занижения пористости из-за частотной дисперсии электрических свойств можно исключить введением поправки в коэффициент пористости K_{Π} по формуле (1.10).

5. Для геолого-геофизических условий Собинского месторождения на частоте 45 МГц комплексность диэлектрической проницаемости и, как следствие, частотная зависимость электрического сопротивления связаны, вероятнее всего, с поляризацией Максвелла-Вагнера.

Основные результаты этой главы опубликованы в работах [28, 77, 84, 90].

Глава 2. Структурная модель электропроводности терригенного анизотропного пласта-коллектора

2.1. Электропроводность многокомпонентных сред

Известно, что в отношении электрических свойств не только горные породы и руды, но и минералы и даже монокристаллы неоднородны и анизотропны [109]. В частности, неоднородность и анизотропия электропроводности характерна для пород и руд, в сложении которых принимают участие проводники с электронной проводимостью. В первом приближении такие системы можно рассматривать как двухкомпонентные агрегаты. В рамках такой же модели можно рассматривать и породы, в которых одной из компонент является плохо проводящие минералы (скелет породы), а второй компонент – хорошо проводящие флюиды, заполняющие поровое пространство.

Твердая фаза пород обычно полиминеральна и чаще всего представлена смесями природных диэлектриков (кварца, полевых шпатов, кальцита, доломита, оливина, пироксенов и др.). При этом их удельное электрическое сопротивление (УЭС) очень велико (может достигать 10^{10} Ом·м), а диэлектрическая проницаемость (на радиочастотах) относительно мала. В этом случае среднее УЭС горной породы ρ зависит от удельных сопротивлений ρ_1 и ρ_2 проводящих и непроводящих составляющих, их объемного долевого содержания ω_1 и $\omega_2 = 1 - \omega_1$, формы и характера распределения проводящей составляющей в твердой фазе [110].

Расчетами электропроводности сложнопостроенных агрегатов занимались многие исследователи [111]. Так еще Максвелл вычислил электропроводность среды, заполненной сферическими включениями [112]. Квортлер и Зундберг [113] рассчитывали предельные значения удельного сопротивления агрегата, разбивая составляющие его компоненты на «палочки» или трубки параллельные токовым линиям, а также на пластинки или трубки перпендикулярные токовым линиям. Лихтенеккер [112] исследовал удельное сопротивление плоских и простейших пространственных агрегатов. При этом он применил метод Максвелла, состоящий в сечении агрегата проводящими (для вычисления нижнего предела удельного сопротивления) и не проводящими (для вычисления верхнего предела удельного сопротивления) плоскими границами раздела. Лихтенеккер показал, что метод Максвелла значительно точнее метода, примененного Квортлером и Зундбергом. Бургер и Овчинников [110] исследовали электропроводность агрегатов с эллиптическими включениями.

Обозначим удельное электрическое сопротивление i -й компоненты n -компонентной смеси через ρ_i , ее долевое содержание в смеси обозначим как ω_i , при этом $\sum_i^n \omega_i = 1$. Электропроводность и другие свойства смеси зависят от свойств компонент (фаз) и их долей. Помимо этого на свойства породы (композитного материала) влияет и структура этой породы, включая ее микроструктуру. Поэтому в формулу для эффективного УЭС должны включаться и параметры, характеризующие структуру породы. Такими параметрами могут быть удельная поверхность, геометрические факторы, такие как, например, форма песчинок, составляющих породу, связность порового пространства или скелета, извилистость поровых каналов и т. д. Поэтому функциональная зависимость для эффективного УЭС имеет вид [111]:

$$\rho_{\text{эфф}} = F(\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n, \omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n, \text{параметры структуры}).$$

Самым простым (и в то же самое время наиболее важным) является случай смеси, состоящей из двух компонент – скелета с УЭС ρ_2 и порового пространства с объемной долей ω и УЭС флюида ρ_1 [111]. Для этого случая

$$\rho_{\text{эфф}} = F(\rho_1, \rho_2, \omega, \text{параметры структуры}).$$

Эмпирической формулой, дающей наилучшее согласие с экспериментальными данными, для пород с непроводящим скелетом ($\rho_2 \rightarrow \infty$) является формула Арчи-Дахнова [31, 32, 33] в виде:

$$\rho_{\text{эфф}} = b \cdot \rho_1 \cdot \omega^{-m}, \quad (2.1)$$

Формула Арчи-Дахнова используется как базисная модель для двухфазных сред, с которой производится сравнение других моделей электропроводности. Считается, что в пределе при $\rho_2 \rightarrow \infty$ формулы всех других моделей должны приводить к формуле Арчи-Дахнова [110].

В работе [111, 115] приведен список условий, при которых порода удовлетворяет или не удовлетворяет формуле Арчи-Дахнова. Эта классификация приведена в таблице 2.1.

Известны модификации формулы Арчи-Дахнова, расширяющие область ее применимости [111]. Это, например, рассмотрение проводящей твердой фазы (скелета). В работе [116] предложен модифицированный закон Арчи-Дахнова, который можно использовать для двух проводящих фаз произвольной электропроводности и соотношений объемов. Проводимости твердой и жидкой фаз складываются, то есть считается, что проводящие компоненты соединены параллельно.

Опыт работы на нефтегазовых месторождениях Западной и Восточной Сибири говорит о том, что существующие на данный момент теоретические модели электропроводности далеко не всегда адекватно описывают

петрофизические характеристики продуктивных пластов-коллекторов [88, 117-119, 173]. Рассчитанные теоретические сопротивления даже для терригенного коллектора могут быть на порядок ниже, чем в реальном водонасыщенном песчанике. По этой причине невозможно достоверно предсказать фильтрационно-емкостные свойства таких пород на основе теоретических и экспериментальных исследований. Это касается, в частности, Ванкорского месторождения. На рисунке 2.1 представлены удельные сопротивления некоторых продуктивных пластов этого месторождения в зависимости от результатов испытаний.

Таблица 2.1 – Условия, при которых породы удовлетворяют или не удовлетворяют уравнению Арчи-Дахнова

Условия удовлетворения уравнению Арчи-Дахнова	Условия, приводящие к не удовлетворению уравнению Арчи-Дахнова
Единообразный состав скелета	Многокомпонентный состав скелета
Однородность	Неоднородность, наличие каверн
Изотропность	Наличие анизотропии, присутствие вытянутых зерен
Отсутствие глины	Глинистые породы
Нет металлических включений	Есть, например, пирит
Унимодальное распределение поровых размеров	Мультимодальное распределение пор по размерам
Межгранулярная пористость	Наличие микротрещин
Высокосолёный раствор	Пресная вода
Гидрофильный тип породы	Смешанный тип смачиваемости
Коэффициент увеличения сопротивления (отношение сопротивления частично водонасыщенной породы к сопротивлению полностью водонасыщенной породы) не зависит от электропроводности воды	Коэффициент увеличения сопротивления меняется в зависимости от электропроводности воды

На рисунке 2.1а приведены данные о величинах относительного потенциала самопроизвольной поляризации $\alpha_{\text{пс}}$ и истинного удельного электрического сопротивления для пластов яковлевской свиты. На рисунке 2.1б приведены те же данные для продуктивных пластов нижнехетской

свиты. Согласно [120] при УЭС ниже 7,0 Ом·м пласты яковлевской свиты будут заведомо водоносны, а при УЭС ниже 8,5 Ом·м пласты нижнехетской свиты будут заведомо водоносны. Видно, что по величине истинного сопротивления (по данным ГИС) не удастся отличить водонасыщенные пласты от нефтегазонасыщенных. Можно предположить, что это связано с наличием анизотропии электрических свойств продуктивных интервалов. Все эти обстоятельства и стимулировали построение новой матричной модели электропроводности агрегата со сложной структурой порового пространства, моделирующей некоторые пласты нефтегазонасыщенных толщ горных пород.

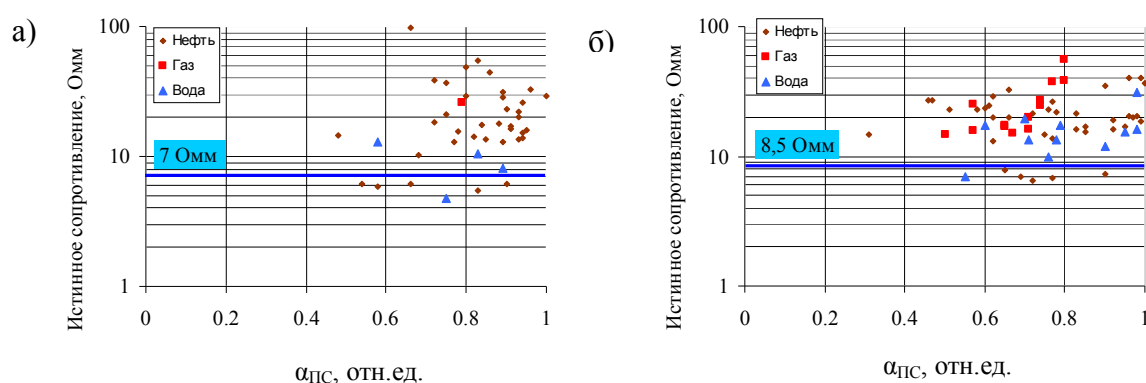


Рисунок 2.1 Сопоставление значений $\alpha_{ПС}$ и истинного сопротивления пласта яковлевской (а) и нижнехетской (б) свит Ванкорского месторождения (шифр точек – характер притока в результате испытаний скважин)

2.2. Математические модели электропроводности горных пород

Не претендуя на полноту обзора обширного ряда научных результатов российских и зарубежных ученых, ниже представлены основные модели электропроводности сложнопостроенных сред.

Существенный вклад в разработку и исследование петрофизических моделей электропроводности терригенной гранулярной породы внесли отечественные ученые Б.Л. Александров [2], Б.Н. Еникеев [29, 173], А.М. Нечай [79], М.М. Элланский [29], В.С. Афанасьев [29], Б.Ю. Вендельштейн [1], А.В. Ефимов [17], В.Н. Кобранов [133] и др. Среди зарубежных ученых необходимо отметить А.Е. Буссиана [121], М.Х. Ваксмана [122], Л.Дж.М. Смитса [122], Д.А. Бруггемана [123], Г. Коутса [124] и др. В этих моделях структура породы рассматривается как совокупность частиц, которые кое-где (или почти везде) смыкаются. Остающееся пространство представляет собой поровое пространство извилистых каналов переменного сечения. Для того чтобы существовала проводимость на постоянном токе, это пространство должно быть всюду связно. Когда переходят к построению модели, то для данного случая, как правило, идеализируют форму исходных частиц, представляя их как сферы, эллипсоиды, тетраэдры, кубы или параллелепипеды [111]. Рассмотрены двухкомпонентные среды – скелет породы с УЭС ρ_2 и поровое пространство с УЭС ρ_1 и объемной долей ω

Модель укладки одномерных шаров с УЭС ρ_2 , пространство между которыми занимает объемную долю ω и имеет УЭС ρ_1 , была построена Максвеллом [138]. Согласно этой модели удельное сопротивление такой двухфазной среды равно:

$$\rho_{1,2} = \frac{\omega \rho_1 + (3 - \omega) \rho_2}{2 \rho_2 \omega + (3 - \omega) \rho_1} \rho_1. \quad (2.2)$$

Для включений, имеющих форму эллипсоидов вращения, И.К. Овчинниковым [110, 125] были предложены следующие приближенные зависимости:

$$\rho_z = \rho_1 \frac{\rho_1 - \zeta \cdot \rho_2 - \omega \cdot (\rho_1 - \rho_2)}{\rho_1 - \zeta \cdot \rho_2 - \omega \cdot \zeta \cdot (\rho_1 - \rho_2)},$$

$$\rho_x = \rho_y = \rho_1 \frac{\rho_1 - \ell \cdot \rho_2 - \omega \cdot (\rho_1 - \rho_2)}{\rho_1 - \ell \cdot \rho_2 - \omega \cdot \ell \cdot (\rho_1 - \rho_2)},$$

где ρ_z – УЭС эллиптического включения в направлении оси вращения эллипсоида; ρ_x, ρ_y – УЭС в направлениях, перпендикулярных оси вращения; ζ, ℓ – коэффициенты формы, зависящие от соотношений осей эллипсоида.

Рассмотрим, например, вывод формулы, определяющий $\rho_{эфф}$ среды, если один из его компонентов имеет кубическую укладку включений [112]. Допустим, что грани кубических включений параллельны друг другу и кубики разделены вторым компонентом с малым удельным электросопротивлением. Пусть стороны модели имеют длину $\ell=1$ и она делится на структурные кубические элементы со стороной a . Каждый из этих элементов содержит кубическое зерно, окруженное слоем проводящего компонента толщиной $\delta/2$ с удельным электросопротивлением ρ_1 . Тогда сопротивление рассматриваемой модели равно

$$\rho_{эфф} = \frac{\ell}{F} \rho_1 = \frac{\rho_1}{2\delta/a - \delta^2/a^2}.$$

Здесь площадь проводящего компонента между кубическими включениями выражается как

$$F = a^2 - \frac{(a - \delta)^2}{a^2}.$$

Определим связь между δ/a и удельным объемным содержанием ω заполняющего компонента модели:

$$\omega = \frac{a^3 - (a - \delta)^3}{a^3}.$$

С учетом полученной формулы сопротивление $\rho_{эфф}$ среды, один из компонентов которой имеет кубическую укладку включений, определяется по формуле:

$$\rho_{эфф} = \frac{\rho_1}{1 - \sqrt[3]{\omega - 1}}.$$

В работах [116, 114], а позднее в работе [127] был предложен метод, который в отечественной литературе называется методом последовательного (порционного) заполнения среды включениями. В зарубежных работах метод называется аппроксимацией повторяющегося разбавления. Будем постепенно бесконечно малыми порциями заполнять среду до получения необходимой концентрации. При этом предполагаем, что соседние зерна влияют на очередную порцию включений так же, как однородная среда, обладающая средними свойствами смеси. Этот принцип учета взаимовлияния включений называется приближением эффективной среды. Предположим вначале, что к воде добавлено несколько зерен породы произвольного размера. Затем из этой смеси образуем оболочку для других зерен. Образовавшаяся смесь служит для построения оболочки зерен породы на следующем уровне и т. д. Из способа построения видно, что при любом масштабе порода выглядит одинаково, то есть она самоподобна [130].

Несомненный практический интерес представляет модель удельного сопротивления агрегата, состоящего из n серий сферических включений [114].

Допустим, что у бикомпонентной модели твердой фазы породы после заполнения ее серией самых крупных включений остался объем ω_0 , содержащий более мелкие сферические включения. Удельное сопротивление

ние этого объема равно ρ_3 . При УЭС твердой фазы $\rho_2 \rightarrow \infty$ удельное сопротивление такой модели равно [114]:

$$\rho_{1,2} = \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right) \cdot \rho_3,$$

что следует из (2.2), если $\rho_2 \rightarrow \infty$. Так как объем ω_0 в свою очередь заполнен на $1 - \omega_0$ долю серией включений следующего меньшего размера, а остальное пространство содержит его второй компонент, УЭС которого равно ρ_4 , то

$$\rho_3 = \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right) \cdot \rho_4.$$

Продолжая аналогичные рассуждения вплоть до включений самого малого размера, получаем:

$$\begin{aligned} \rho_4 &= \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right) \cdot \rho_5, \\ &\dots\dots\dots \\ \rho_{n-2} &= \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right) \cdot \rho_{n-1}, \\ &\dots\dots\dots \\ \rho_{n-1} &= \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right) \cdot \rho_1, \end{aligned}$$

где ρ_1 – УЭС флюида, заполняющего пространство между серией сферических включений. Исключив из полученной системы уравнений промежуточные сопротивления $\rho_3, \rho_4, \dots, \rho_{n-1}$, будем иметь

$$\rho_{1,2} = \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right)^n \cdot \rho_1. \quad (2.3)$$

Значение натурального числа n определяется из следующего соотношения:

$$\omega_0^n = \omega_1,$$

где ω_1 – удельное объемное содержание компонента, заполняющего пространство между n сериями шарообразных включений. Таким образом,

$$n = \frac{\lg \omega_1}{\lg \omega_0}, \quad (2.4)$$

следовательно,

$$\rho_{1,2} = \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right)^{\lg \omega_1 / \lg \omega_0} \times \rho_1 \quad (2.5)$$

По своей сути, ω_1 – это доля пространства, которая осталась незаполненной шарообразными включениями (или, другими словами, пористость агрегата), ρ_1 – это сопротивление среды (флюида), заполняющей пространство между сферами. Практическое применение уравнения (2.5) ограничено тем обстоятельством, что до сих пор никем не предложено способа экспериментального определения величины фиктивной пористости агрегата ω_0 .

Анализируя формулу (2.5) можно прийти к выводу, что каждая из n серий сферических включений имеет пористость ω_0 . При наложении этих систем, состоящих из сфер разного диаметра друг на друга, получается истинная пористость агрегата ω_1 . В работах [114, 126-130] модель электропроводности, описываемая уравнением (2.5), трактуется как фрактальная (самоподобная) модель. Однако, если исходить из современного определения фрактала [131], то простое наложение друг на друга одинаковых структур не приводит к фрактальности объекта.

С другой стороны, фрактальные модели хорошо отражают историю образования породы – последовательность процессов осаждения, сжатия, разрушения, цементации. При этом образуются частицы (поры) совершенно разного размера [111]. Для фрактальных объектов характерна степен-

ная зависимость количества частиц данного размера от их размера на протяжении нескольких порядков величин, которая имеет вид [132]:

$$N = L^k, \quad (2.6)$$

где L – размер частиц, N – количество частиц данного размера L , k – коэффициент, отражающий историю образования породы. Так как условия формирования породы (температура, давление, влияние глубины) различны, то для разных пород значение коэффициента k будет различным.

Многочисленные работы показывают наличие таких свойств у многих образцов изученных пород-песчаников [111, 116, 130, 132-137].

Однако, как было отмечено выше (см. п.2.1), для специфических геологических условий Западной и Восточной Сибири существующие модели электропроводности горных пород далеко не всегда дают адекватные оценки сопротивлений. Поэтому была построена новая модель, ориентированная, главным образом, на терригенные разрезы.

2.3. Модифицированная укладка p серий сферических частиц

Предлагается модель электропроводности для матричной фрактальной модели, состоящей из p серий сферических включений, вложенных друг в друга. В расчетах использованы результаты работ Семенова [114], Овчинникова [110, 125], Катца и Томпсона [130].

Пусть после заполнения пространства сферами самого большого диаметра остается объем ω_0 . Сферы меньшего размера, заполняющие оставшийся объем, располагаются таким образом, что имеют такой же характер упаковки, что и сферы самого большого диаметра, то есть образуют самоподобную структуру с размерностью p ($p \in \mathbb{R}$). Тогда после заполнения пространства двумя сериями сферических включений пространство между сферами будет равно: $\omega_1 = \omega_0^2$. После заполнения пространства сферами из

р серий пористость матричной модели горной породы будет равна $\omega_1 = \omega_0^p$. Следуя методу последовательного заполнения среды включениями, представленного в работе Семенова [114], получим выражение для определения удельного электрического сопротивления агрегата, состоящего из р серий сферических включений, вложенных друг в друга:

$$\rho_{1,2} = \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right) \cdot \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right)^2 \cdot \dots \cdot \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right)^{p-1} \cdot \left(\frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \right)^p \rho_1, \quad (2.7)$$

где ρ_1 – УЭС заполняющего компонента между серией сфер, ω_1 – доля пространства, которая осталась незаполненной шарообразными включениями (или, другими словами, пористость агрегата).

Для эллиптических включений формула (2.7) преобразуется к виду:

$$\begin{aligned} \rho_{1,2Z} &= \left(\frac{\zeta - (1 - \omega_0)}{\zeta \cdot \omega_0} \right) \cdot \left(\frac{\zeta - (1 - \omega_0)}{\zeta \cdot \omega_0} \right)^2 \cdot \dots \cdot \left(\frac{\zeta - (1 - \omega_0)}{\zeta \cdot \omega_0} \right)^p \cdot \rho_1, \\ \rho_{1,2X} = \rho_{1,2Y} &= \left(\frac{\ell - (1 - \omega_0)}{\ell \cdot \omega_0} \right) \cdot \left(\frac{\ell - (1 - \omega_0)}{\ell \cdot \omega_0} \right)^2 \cdot \dots \cdot \left(\frac{\ell - (1 - \omega_0)}{\ell \cdot \omega_0} \right)^p \cdot \rho_1, \end{aligned} \quad (2.8)$$

где $\rho_{1,2Z}$ – УЭС эллиптического включения в направлении осей вращения эллипсоидов; $\rho_{1,2X}$, $\rho_{1,2Y}$ – УЭС в направлениях, перпендикулярных осям вращения; ζ , ℓ – коэффициенты формы, зависящие от соотношений осей эллипсоидов. Очевидно, что р в уравнениях (2.7) и (2.8) является действительным числом.

На рисунке 2.2 представлены результаты расчетов для разных моделей электропроводности. На рисунке 2.2 кривая с шифром 1 рассчитывалась по формуле $\rho_{1,2} = \frac{3 - \omega_0}{2\omega_0} \cdot \rho_1$ (где ρ_1 – УЭС заполняющего флюида),

кривая 2 по формуле (2.5), кривая 3 по формуле $\rho_{1,2} = \left(\frac{2 + \nu}{2(1 - \nu)} \right)^{\frac{\lg \omega_1}{\lg(1 - \nu)}} \cdot \rho_1$

(где v – коэффициент заполнения пор основного скелета породы более мелкими частицами), кривая 4 по формуле (2.7), кривая 5 по формуле (2.1).

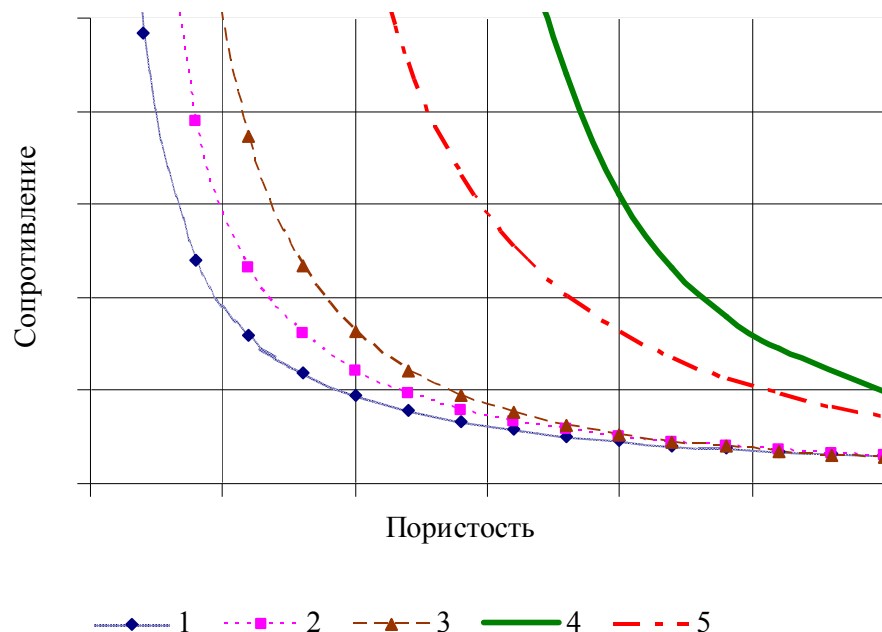


Рисунок 2.2 Изменение сопротивления $\rho_{1,2}$ в зависимости от пористости для разных моделей пористости. Шифр кривых: 1 – укладка одноразмерных сфер, 2 – укладка n серий сферических включений, 3 – укладка частиц различных размеров, 4 – модифицированная укладка p серий вложенных друг в друга сферических включений, 5 – эмпирическое уравнение Арчи-Дахнова для $b=1$ и $m=2$.

Следует отметить, что в представленных на рисунке 2.2 математических моделях электропроводности не учитывается влияние глинистости, наличие которой, как правило, значительно занижает сопротивление горных пород. В то же время в эмпирическом уравнении Арчи-Дахнова (кривая 5 на рисунке 2.2) неявный учет глинистости происходит посредством коэффициентов b и m , которые определяются в лабораторных условиях на образцах керна. Несмотря на это, рассчитанное по уравнению Арчи-

Дахнова сопротивление оказывается всегда выше, чем для существующих на данный момент математических моделей электропроводности. Вместе с тем, модифицированная укладка p серий вложенных друг в друга сферических включений (кривая 4 на рисунке 2.2) обладает бóльшим сопротивлением, чем сопротивление, вычисленное по формуле Арчи-Дахнова. Например, при пористости $\omega_1 = 6\%$ и УЭС флюида, заполняющего пространство между серией сферических включений $\rho_1 = 0,13 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, сопротивление $\rho_{1,2}$, вычисленное по уравнению (2.7), будет равно $762 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. При тех же условиях $\rho_{1,2}$, рассчитанное по уравнению (2.1), будет равно $38,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Такое резкое различие обусловлено тем, что в первом случае общая пористость равна открытой пористости. Отсутствует связанная вода, и сферические включения в рассматриваемой матричной модели не обладают поверхностной активностью. Иными словами, согласно уравнению (2.7) сопротивлением $762 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ будет обладать чистый кварцевый песчаник без глинистых частиц. Во втором случае (по уравнению Арчи-Дахнова) пористость величины 6% равна общей пористости и включает в себя, в том числе, пористость глинистого материала, а эта часть порового пространства, как известно, обладает аномально высокой проводимостью. Как правило, по мере увеличения общей пористости песчаника доля эффективной пористости увеличивается. Следовательно, различие между кривыми 4 и 5 будет уменьшаться, что можно видеть на рисунке 2.2. В реальном песчанике с открытой пористостью 6% общая пористость может достигать 20% и более. Разница между общей и открытой пористостью соответствует величине связанной воды, которая в уравнении (2.7) никак не учитываются. Учет влияния глинистого материала будет рассмотрен ниже.

Таким образом, при заданных ρ_1 и ρ_2 и объемном соотношении проводящего и непроводящего компонентов твердой фазы можно получить сильно отличающиеся значения $\rho_{1,2}$ только за счет структурных раз-

личий моделей. Следовательно, в общем случае $\rho_{1,2}$ существенно зависит не только от ρ_1 , ρ_2 и объемного соотношения компонент, но и от характера их распределения в рассматриваемой среде.

2.4. Влияние степени упаковки частиц на анизотропию сопротивления

Для анализа распределения токовых линий внутри матричной среды введем в рассмотрение просветность ψ , которая определяется отношением площади просвета S между включениями в плоскости, соединяющей их центры, к площади фигуры S_0 , заключенной между линиями, проходящими через центры включений.

Для сферических включений просветность определяется по формуле [17]:

$$\psi(\beta) = \frac{S}{S_0} = 1 - \frac{\pi}{4 \sin \beta}, \quad (2.9)$$

где β – острый угол в параллелограмме, вершинами которого являются центры включений. Очевидно, что минимальная просветность ψ в этом случае будет соответствовать углу $\beta = 60^\circ$.

Предполагая, что сопротивление обратно пропорционально просветности, можно определить, во сколько раз будет отличаться сопротивление (измеренное перпендикулярно плоскости, в которой происходит смещений шаров) при $\beta = 60^\circ$ и $\beta = 92^\circ$.

$$\frac{\rho_{60^\circ}}{\rho_{90^\circ}} = \frac{\psi_{90^\circ}}{\psi_{60^\circ}} = 2,305$$

Таким образом, можно предположить, что для выбранной матричной модели среды при сдвиге одноразмерных сферических частиц, происходящем только в одной вертикальной плоскости (например, в плоскости ZOХ либо ZOУ) и при неизменном характере упаковки включений в горизонтальной

плоскости XOY, сопротивление, измеренное параллельно напластованию (параллельно оси OX либо OY) ρ_{\parallel} будет превышать сопротивление, измеренное перпендикулярно напластованию (параллельно оси OZ) ρ_{\perp} в 2,305 раза.

Легко показать, следуя рисунку 2.3, что для случая эллипсоидальных частиц просветность будет определяться по следующей формуле:

$$\psi(\beta) = 1 - \frac{\pi \cdot a \cdot b}{4b \sin \beta \cdot \sqrt{a^2 \cdot \sin^2 \beta + b^2 \cdot \cos^2 \beta}}, \quad (2.10)$$

где a и b – малая и большая полуоси эллипсоидальной частицы. При $a = b$ формула (2.10) переходит в (2.9).

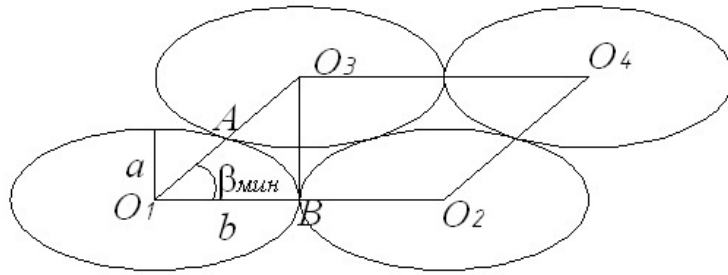


Рисунок 2.3 Геометрия расположения эллиптических частиц.

Характерной особенностью уравнения (2.10) является то, что при отношении $b/a > 1,4143$ максимальная просветность будет наблюдаться при угле $\beta_{\min} < \beta_0 < 90^\circ$. Причем, если отношение $b/a \rightarrow \infty$, то $\beta_0 \rightarrow 45^\circ$.

Кроме того, по мере увеличения отношения b/a , минимально возможный угол β_{\min} между линиями, соединяющими центры эллипсов, будет также стремиться к 45° . Значение угла β_{\min} определяется из треугольника O_1O_3B (рисунок 2.3) посредством решения следующего уравнения:

$$\frac{b}{2 \cdot \sqrt{a^2 \cdot \sin^2 \beta_{\min} + b^2 \cdot \cos^2 \beta_{\min}}} = \cos \beta_{\min}.$$

Для нахождения угла, которому соответствует максимальная просветность, необходимо найти экстремум функции в уравнении (2.10). Для этого необходимо производную $d\Psi/d\beta$ приравнять нулю. Это приводит к уравнению

$$\frac{\cos\beta}{\sin^2\beta \cdot \sqrt{a^2 \cdot \sin^2\beta + b^2 \cdot \cos^2\beta}} + \frac{(a^2 - b^2) \cdot \cos\beta}{\sqrt{(a^2 \cdot \sin^2\beta + b^2 \cdot \cos^2\beta)^3}} = 0. \quad (2.11)$$

Уравнение (2.11) представляет собой необходимое условие существования экстремума функции $\psi(\beta)$. Достаточным условием экстремума является существование у функции $\psi(\beta)$ второй производной. Легко убедиться, что функция $d^2\Psi/d\beta^2$ существует при всех β за исключением $\beta=0$. В рамках рассматриваемой задачи $\beta \in [\pi/2; \pi/4]$.

Решение уравнения (2.11) относительно переменной β даст угол β_0 , при котором наблюдается максимальная просветность в случае упаковки эллиптических частиц. Графическое решение уравнения (2.11) представлено на рисунке 2.4.

Из рисунка 2.4 видно, что, начиная с определенной величины отношения b/a , функция $d\Psi/d\beta$ перестает быть одномодальной и начинает пересекать ось OX в трех точках. Этим объясняется тот факт, что, начиная с определенной величины b/a , просветность агрегата, состоящего из эллипсоидальных частиц, при уменьшении угла β начинает увеличиваться, в то время как у агрегата, состоящего из сферических частиц, происходит монотонное уменьшение просветности при уменьшении угла β .

На рисунке 2.5 приведены кривые, иллюстрирующие относительное изменение просветности для разных отношений b/a при изменении угла β . Для агрегатов, состоящих из сферических включений ($b/a = 1$), улучшение сортировки в одном направлении ведет к уменьшению просветности в перпендикулярном направлении. Для агрегатов, состоящих из эллипсои-

дальних включений, улучшение сортировки в одном направлении также ведет к уменьшению просветности в направлении, перпендикулярно которому происходило улучшение сортировки. Однако, как видно из рисунка 2.5, при соотношении $b/a > 1,4143$ ситуация меняется на противоположную. Просветность перпендикулярно плоскости смещения центров эллиптических частиц становится больше просветности, которая параллельна плоскости смещения включений.

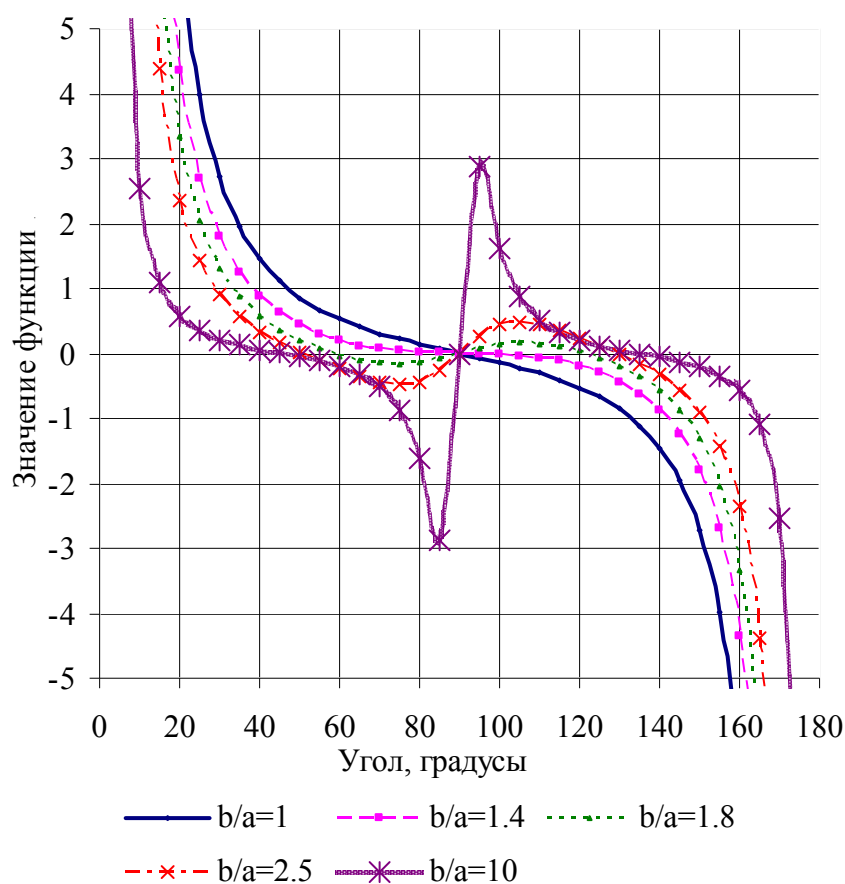


Рисунок 2.4 Графическое решение уравнения (2.11). Шифр кривых – отношение большой и малой полуосей эллиптической частицы.

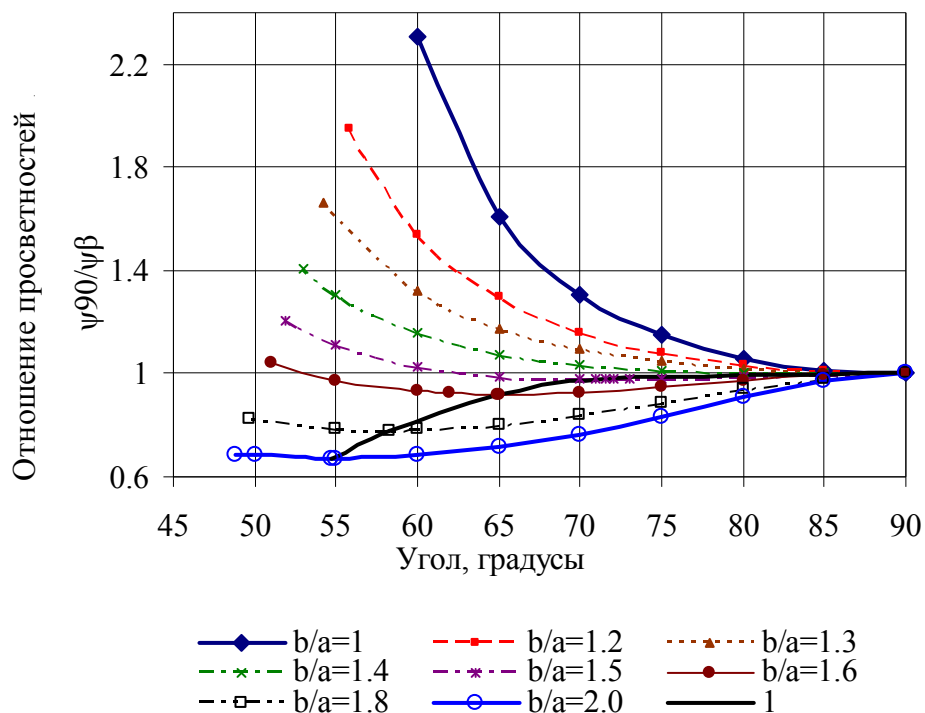


Рисунок 2.5 Изменение просветности в зависимости от угла β . Шифр кривых — отношение большой и малой полуосей эллиптических частиц; линия 1 на графике проходит через минимальные значения отношения просветностей $\psi_{90^\circ}/\psi_\beta$.

2.5. Структурная модель терригенного анизотропного коллектора

Электропроводность глинистой водонасыщенной породы определяется не только проводимостью воды, но и поверхностной проводимостью глинистых частиц, точнее, гидратационной пленки, покрывающей их поверхность. Поверхностная проводимость проявляется тем значительнее, чем выше глинистость породы и меньше минерализация насыщающей воды. Вследствие этого сопротивление глинистых пород зависит не только от их пористости и структуры пор, но и от их глинистости и минерализации насыщающих вод.

В свое время Элланский и Вендельштейн показали [138], что наличие глинистого материала в горной породе может приводить не только к

снижению электрического сопротивления, но и, при высокой минерализации пластовой воды, к обратному эффекту, то есть к повышению сопротивления породы. Далее будем рассматривать такой диапазон значений минерализации пластовой воды, когда при увеличении минерализации происходит уменьшение сопротивления глинистых пород.

На основании экспериментальных данных [139] установлено, что в породе с рассеянным глинистым материалом условия распределения токовых линий примерно такие же, как в водонасыщенной породе с величиной дисперсной глинистости равной пористости, и с сопротивлением воды, заполняющей поровое пространство, равной сопротивлению рассеянной глины. Исходя из этого, электропроводность такой породы в [139] была определена как

$$\frac{1}{\rho_{\text{вп. гл}}} = \frac{k_{\text{гл}}^m}{a\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - k_{\text{гл}}}{\rho_{\text{вп}}}, \quad (2.12)$$

где $k_{\text{гл}}$ – коэффициент дисперсной глинистости; a, m – коэффициенты, имеющие аналогичный смысл, что и коэффициенты в уравнении Арчи (2.1), $\rho_{\text{вп}}$ – удельное сопротивление полностью водонасыщенной неглинистой породы, $\rho_{\text{вп. гл}}$ – удельное сопротивление полностью водонасыщенной глинистой породы, $\rho_{\text{гл}}$ – сопротивление дисперсной глины.

Для случая, когда глинистый материал присутствует в породе в виде прослоев, сопротивление водонасыщенной породы в [139] определена выражением

$$\frac{1}{\rho_{\text{вп. гл}}} = \frac{\chi}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - \chi}{\rho_{\text{вп}}}, \quad (2.13)$$

где χ – коэффициент слоистой глинистости.

В вертикальной скважине при субгоризонтальном залегании пластов в первом приближении можно считать, что токовые линии в пласте-коллекторе при боковом каротажном зондировании распределены перпен-

дикулярно напластованию [30]. В этом случае, результирующее сопротивление горной породы будет определяться по закону Ома для последовательно включенных сопротивлений песчаника с дисперсной глинистостью и слоистой глины, а именно

$$\rho_{\perp} = R_{\text{теор БКЗ}} = \frac{(1 - \chi)}{\frac{k_{\text{гл}}^m}{a\rho_{\text{гл}}} + \frac{(1 - k_{\text{гл}})}{\psi_1 \cdot \rho_{\text{вп}}}} + \chi \cdot \rho_{\text{гл}}, \quad (2.14)$$

где $R_{\text{теор БКЗ}}$ – теоретическое сопротивление, определенное по методу бокового каротажного зондирования, ψ_1 – коэффициент, характеризующий изометрию и степень упаковки зерен песчаника в горизонтальной плоскости XOY.

В тех же геологических условиях при высокочастотном индукционном каротажном изопараметрическом зондировании (ВИКИЗ) схематически картина распространения токовых линий выглядит так, будто пространство заполняется элементарными токовыми кольцами с центрами на оси скважины [28]. В этом случае результирующее сопротивление горной породы будет определяться по закону Ома для параллельно включенных сопротивлений песчаника с дисперсной глинистостью и слоистой глины, а именно

$$\rho_{\parallel} = R_{\text{теор ВИКИЗ}} = \frac{1}{(1 - \chi) \cdot \left(\frac{k_{\text{гл}}^m}{a\rho_{\text{гл}}} + \frac{(1 - k_{\text{гл}})}{\psi_2 \cdot \rho_{\text{вп}}} \right) + \frac{\chi}{\rho_{\text{гл}}}}, \quad (2.15)$$

где $R_{\text{теор ВИКИЗ}}$ – теоретическое сопротивление, определенное по методу ВИКИЗ, ψ_2 – коэффициент, характеризующий изометрию и степень упаковки зерен песчаника в вертикальной плоскости ZOY либо ZOX.

Коэффициенты ψ_1 и ψ_2 равны отношению просветностей $\psi(\pi/2)/\psi(\beta)$, которые вычисляются по формуле (2.10) и представлены на рисунке 2.5.

При выводе уравнений (2.14) и (2.15) были учтены эмпирические формулы (2.12) и (2.13).

В рамках модели неглинистого песчаника (когда $k_{\text{гл}} = 0$ и $\chi = 0$) различие в величинах ρ_{\perp} и ρ_{\parallel} будет определяться исключительно формой и характером упаковки частиц песчаника, то есть величинами коэффициентов ψ_1 и ψ_2 . Методами ГИС изометрию и степень упаковки зерен песчаника на качественном уровне можно определить только по данным высокоразрешающих пластовых микросканеров и только в вертикальной плоскости (коэффициент ψ_2). Величину коэффициента ψ_1 можно определить только в лабораторных условиях при исследовании керна. Поэтому в дальнейших рассуждениях величина коэффициента ψ_1 будет принята постоянной и равной единице, т.е. будет предполагаться, что средний угол β в формуле (2.10) равен $\pi/2$.

Расчет сопротивления чистого водонасыщенного песчаника $\rho_{\text{вп}}$ будем осуществлять по формуле (2.7) для модифицированной укладки p серий вложенных друг в друга сферических частиц. Полагая в (2.7), что ρ_1 – сопротивление жидкости, заполняющей поровое пространство, получаем, что $\rho_{1,2} = \rho_{\text{вп}}$. Для расчета пористости породы ω_0 , образованной после заполнения самыми большими частицами, воспользуемся формулой (2.6), полученной Катцом и Томпсоном [130].

Пусть твердая фаза породы представляет собой совокупность $(p+1)$ серий частиц, L_i – эффективный диаметр частиц i -ой серии ($i = 0, 1, 2, \dots, p$), $N_i = L_i^k$ – число частиц i -ой серии согласно [130]. Объем, который занимают частицы i -ой серии, равен $V_i = \frac{4}{3} \pi \left(\frac{L_i}{2} \right)^3 \cdot L_i^k$. Объемная доля каждой фракции относительно твердой фазы породы равна

$$\frac{\frac{4}{3}\pi\left(\frac{L_i}{2}\right)^3 \cdot L_i^k}{\sum_{i=1}^p \frac{4}{3}\pi\left(\frac{L_i}{2}\right)^3 \cdot L_i^k} = \frac{L_i^{3+k}}{\sum_{i=1}^p L_i^{3+k}}.$$

Если ω_1 – пористость породы, т.е. доля пустотного пространства, оставшегося после заполнения объема $(p+1)$ сериями частиц, то доля каждой фракции относительно всего объема будет равна

$$v_i = \frac{(1 - \omega_1) \cdot L_i^{3+k}}{\sum_{i=0}^p L_i^{3+k}},$$

а фиктивная пористость среды после заполнения ее i -ой серией частиц будет определяться выражением

$$\omega_i = 1 - v_i = 1 - \frac{(1 - \omega_1) \cdot L_i^{3+k}}{\sum_{i=0}^p L_i^{3+k}}.$$

Следовательно, фиктивную пористость среды после заполнения ее самыми крупными частицами можно вычислить по формуле [140, 141]

$$\omega_0 = 1 - \frac{(1 - \omega_1) \cdot L_0^{3+k}}{\sum_{i=0}^p L_i^{3+k}}, \quad (2.16)$$

если известны значения коэффициента k и характерных размеров частиц твердой фракции породы.

Для стандартных значений L_i и p [131] и при коэффициенте k равном -0,80 [132] зависимость ω_0 от ω_1 линейна и имеет вид, представленный на рисунке 2.6.

Предположим теперь, что сопротивления дисперсной и слоистой глинистости $\rho_{\text{гл}}$ одинаковы и равны 2 Ом·м, коэффициенты a и m в формулах (2.14) и (2.15) равны 1 и 2 соответственно. Величина дисперсной глинистости $k_{\text{гл}}$ постоянна и равна 0,05. Изменение упаковки частиц про-

исходит только в плоскостях ZOX либо ZOY , а в плоскости XOY остается неизменной. Структура порового пространства водонасыщенного песчаника является самоподобной, то есть наблюдается степенная зависимость количества частиц данного размера от их размера. Тогда в рамках представленной выше модели можно рассчитать влияние слоистой глинистости χ на величину анизотропии сопротивления, следовательно, и на различие в показаниях приборов БКЗ и ВИКИЗ (рисунок 2.7).

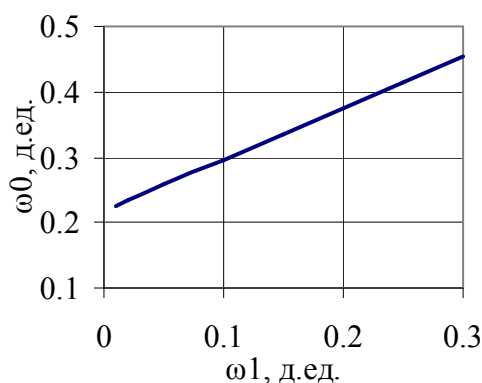


Рисунок 2.6 Зависимость ω_0 от ω_1 для $k = -0,80$.

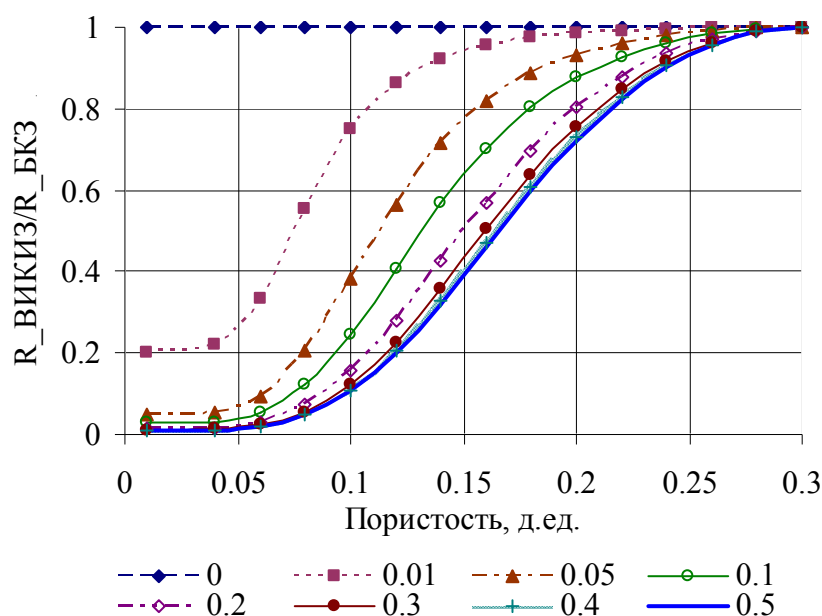


Рисунок 2.7 Влияние слоистой глинистости χ на отношение показаний $\rho_{\parallel}/\rho_{\perp}$. Шифр кривых – величина слоистой глинистости ($b/a=1$).

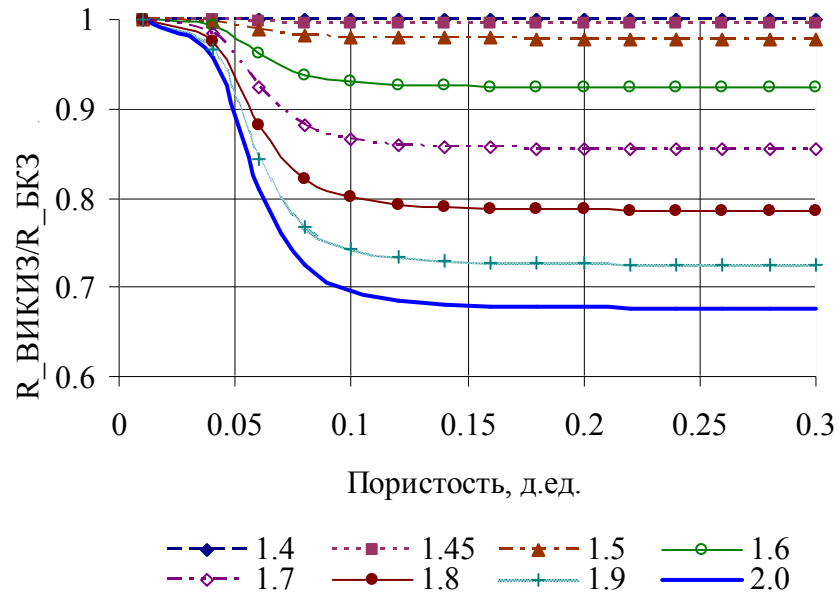


Рисунок 2.8 Влияние величины b/a для эллиптических частиц на отношение показаний $\rho_{\parallel}/\rho_{\perp}$. Шифр кривых – значение отношения b/a для $\beta = \beta_0$.

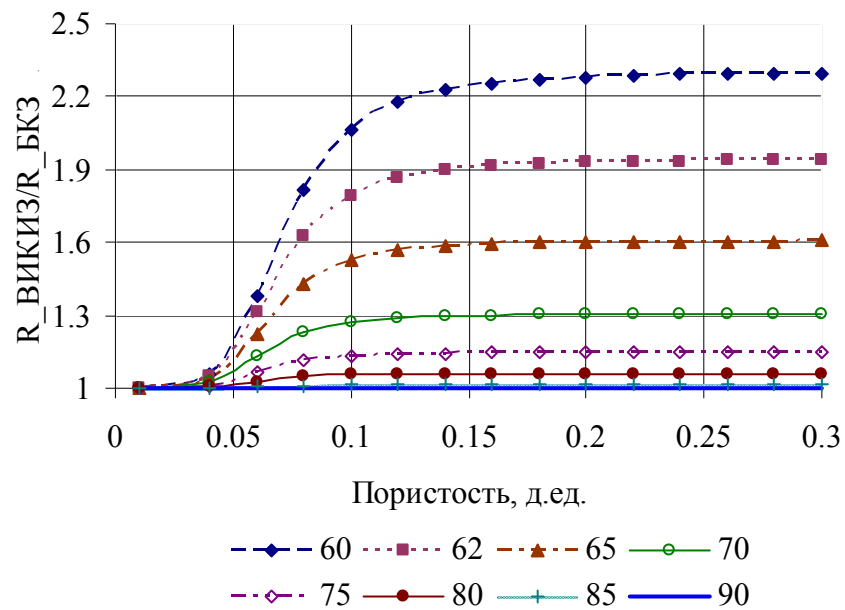


Рисунок 2.9 Влияние угла β на отношение показаний $\rho_{\parallel}/\rho_{\perp}$. Шифр кривых – значение угла β между линиями, проходящими через центры сферических частиц.

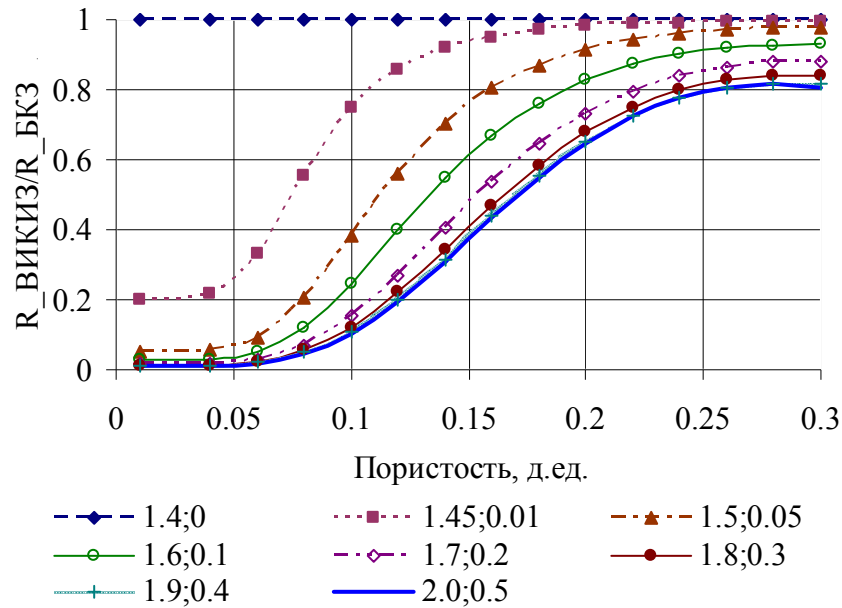


Рисунок 2.10 Влияние слоистой глинистости χ и величины b/a для эллиптических частиц на отношение показаний $\rho_{\parallel}/\rho_{\perp}$. Шифр кривых – значение отношения b/a для $\beta = \beta_0$ и величина слоистой глинистости χ .

Видно, что с ростом пористости влияние слоистой глинистости на различие между $R_{\text{теор ВИКИЗ}}$ и $R_{\text{теор БКЗ}}$ уменьшается. Однако, даже при незначительной величине слоистой глинистости ($\chi = 0,05$) и при пористости, например, около 15%, показания БКЗ будут превышать показания ВИКИЗ на 25%. Если теперь зафиксировать величину χ и изменять отношение b/a , то можно оценить влияние степени упаковки эллиптических частиц на различие в показаниях $R_{\text{теор ВИКИЗ}}$ и $R_{\text{теор БКЗ}}$. Как показано выше, при улучшении упаковки эллиптических частиц (или иными словами, при уменьшении угла β) просветность увеличивается (для $b/a > 1,41$). Следовательно, отношение $R_{\text{теор ВИКИЗ}}/R_{\text{теор БКЗ}}$ будет уменьшаться. Из рисунка 2.8 видно, что такое изменение может составлять более 30%.

При улучшении сортировки сферических частиц (рисунок 2.9) будет наблюдаться обратная ситуация: увеличение показаний $R_{\text{теор ВИКИЗ}}$ над

показаниями $R_{\text{теор БКЗ}}$. Это связано с тем, что для сферических частиц при уменьшении угла β будет происходить уменьшение просветности ψ .

На рисунке 2.10 представлена ситуация, когда по мере увеличения слоистой глинистости χ происходит увеличение отношения b/a . В этом случае, как и на рисунке 2.7, по мере увеличения пористости отношение $R_{\text{теор ВИКИЗ}}/R_{\text{теор БКЗ}}$ приближается к 1, однако падение сопротивления $R_{\text{теор ВИКИЗ}}$ относительно $R_{\text{теор БКЗ}}$ даже при высоких значениях пористости ($\approx 30\%$) может составлять 20%.

Представленные зависимости анизотропии сопротивления $\rho_{\parallel}/\rho_{\perp}$ от объемной глинистости $k_{\text{гл}}$, величины слоистой глинистости χ и отношения большой и малой полуосей эллиптических частиц b/a позволяют осуществить решение обратной задачи, т.е. на основании показаний ГИС определить величины $k_{\text{гл}}$, χ и b/a .

2.6. Использование матричной модели для описания терригенных анизотропных коллекторов Ванкорского месторождения

Чтобы оценить анизотропию сопротивления по формулам (2.13) и (2.14) необходимо, чтобы в рассматриваемой скважине в одном интервале помимо стандартного комплекса, были записаны следующие методы ГИС:

- микроэлектрический полноскваженный сканер (FMI) для определения величины слоистой глинистости;
- ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) для определения величины дисперсной глинистости и характера распределения пор по размерам (величины L_i и p для расчета начальной фиктивной пористости);
- высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) для определения сопротивления параллельно напластованию ρ_{\parallel} ;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ) для определения сопротивления перпендикулярно напластованию ρ_{\perp} .

Кроме того, для расчета начальной фиктивной пористости ω_0 необходимо знать коэффициент k в формуле (2.16). Так как экспериментов по определению фрактальной размерности песчаников Ванкорского месторождения не производилось, то коэффициент k принят равным -0,80 в соответствии с работой [132].

На Ванкорском месторождении указанным выше требованиям удовлетворяет только скважина NN в интервале долганской свиты. Продуктивные пласты данной свиты формировались в условиях прибрежного мелководья. Они представлены алевропесчаниками и мелкозернистыми песчаниками серого и темно-серого цвета, глинистыми, слабо литифицированными до песка, косо-, горизонтально- и линзовиднослоистыми. Слоистость обусловлена намывами черного углистого материала [120, 143].

Таким образом, по нашим предположениям особенности строения песчаников долганской свиты позволяют применить формулы (2.13), (2.14) для определения величин β и b/a .

Были использованы результаты интерпретации данных ГИС в некотором интервале долганской свиты (Приложение В).

По данным интерпретации ядерно-магнитного каротажа было определено содержание глинистой и песчаной фракции. Чтобы рассчитать величину начальной фиктивной пористости ω_0 по формуле (2.16), по данным ЯМК были определены объемные доли компонент песчаника с различным средним эффективным диаметром частиц L_i и количество серий частиц p , обладающих различным эффективным диаметром. Для определения L_i , соответствующих фракциям песчаника и глины, были использованы результаты [144], где бинам пористости ставится в соответствие определенная литология. Бинам с 1-го по 4-ый (время поперечной релаксации T_2 меньше 33 мсек) соответствует пористость глинистой фракции, а бинам с 5-го по 8-ой (время поперечной релаксации T_2 больше 33 мсек) – пористость песчаной фракции. Таким образом, в соответствии с количеством бинов песчаника, p равно 3. Размеры частиц для каждого бина пористости приведены в таблице 2.2.

Воспользовавшись результатами работы [142] можно определить средний размер частиц глинистой и песчаной фракции.

Примечательно, что для интервалов коллектора существует достаточно тесная связь между показаниями индукционного каротажа и средним диаметром частиц глинистой фракции (рисунок 2.11), а также между показаниями бокового каротажа и средним диаметром частиц песчаной фракции (рисунок 2.12).

Таблица 2.2 – Распределение бинов пористости по размерам частиц [144]

Номер бина	Литология	Диаметр частиц L_i , мм
1	Глина	0,0013
2	Глина алевритовая	0,0037
3	Алеврит мелкозернистый	0,038
4	Алеврит крупнозернистый	0,066
5	Песчаник оч. тонкозернистый	0,11
6	Песчаник тонкозернистый	0,16
7	Песчаник среднезернистый	0,33
8	Песчаник крупнозернистый	0,66

В первом случае (рисунок 2.11) сопротивление уменьшается, а во втором (рисунок 2.12) увеличивается по мере уменьшения диаметра частиц. Данная ситуация вполне предсказуема. Дело в том, что по мере уменьшения размера глинистых частиц происходит увеличение их поверхностной активности и как следствие увеличение электропроводности, а по мере уменьшения размера зерен кварца происходит уменьшение пористости и увеличение доли непроводящего скелета, что приводит к росту сопротивления. Именно такая ситуация реализуется при моделировании с использованием формул (2.13) и (2.14).

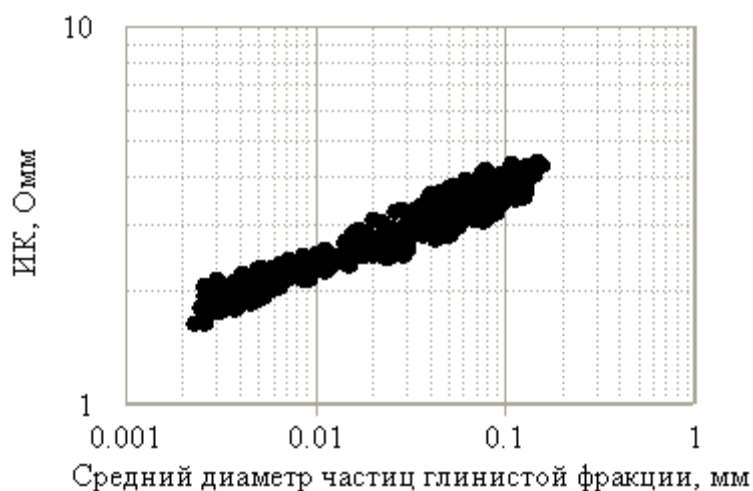


Рисунок 2.11 Влияние глинистости на данные ИК

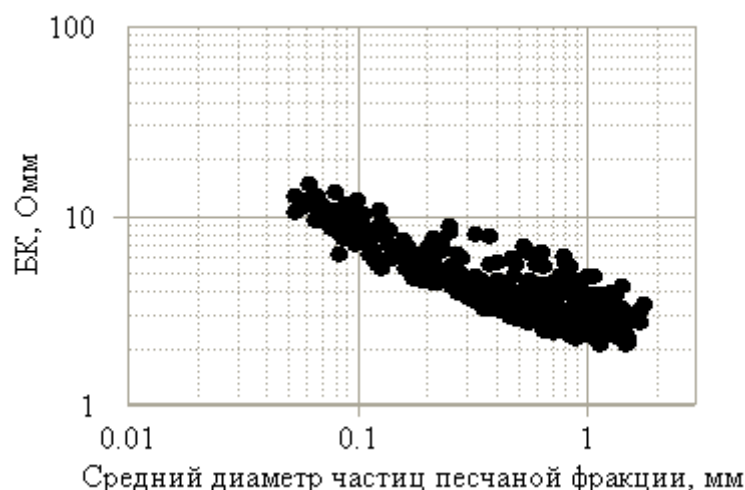


Рисунок 2.12 Влияние песчаности на показания БК

Таким образом, если определены истинные сопротивления параллельно и перпендикулярно напластованию ($R_{\text{ВИКИЗ}}$ и $R_{\text{БКЗ}}$), найдена пористость песчаной фракции и доля дисперсной глинистости (по данным ЯМК), определена величина слоистой глинистости и рассчитано сопротивление глинистого материала (по данным FMI), можно рассчитать коэффициент ψ_2 [144, 144]. Точность определения ψ_2 контролируется степенью различия теоретических и фактических показаний $R_{\text{теор ВИКИЗ}}$, $R_{\text{теор БКЗ}}$ и $R_{\text{ВИКИЗ}}$, $R_{\text{БКЗ}}$.

В таблице 2.3 представлены экспериментальные результаты ($\rho_{\text{гл}}$, χ , $k_{\text{гл}}$, $R_{\text{ВИКИЗ}}$, $R_{\text{БКЗ}}$) и результаты расчетов ψ_2 по формуле (2.10), β_0 и b/a определялись графически по рисунку 2.3. Теоретические значения $R_{\text{теор ВИКИЗ}}$ и $R_{\text{теор БКЗ}}$ вычислялись по формулам (2.14) и (2.15) соответственно.

Для примера на рисунках 2.12-2.14 выделены продуктивные интервалы для первых трех пластов, представленных в таблице 2.3, показаны блок-схемы алгоритма определения теоретических значений $R_{\text{теор БКЗ}}$ и $R_{\text{теор ВИКИЗ}}$ и схемы расположения частиц непроводящей матрицы.

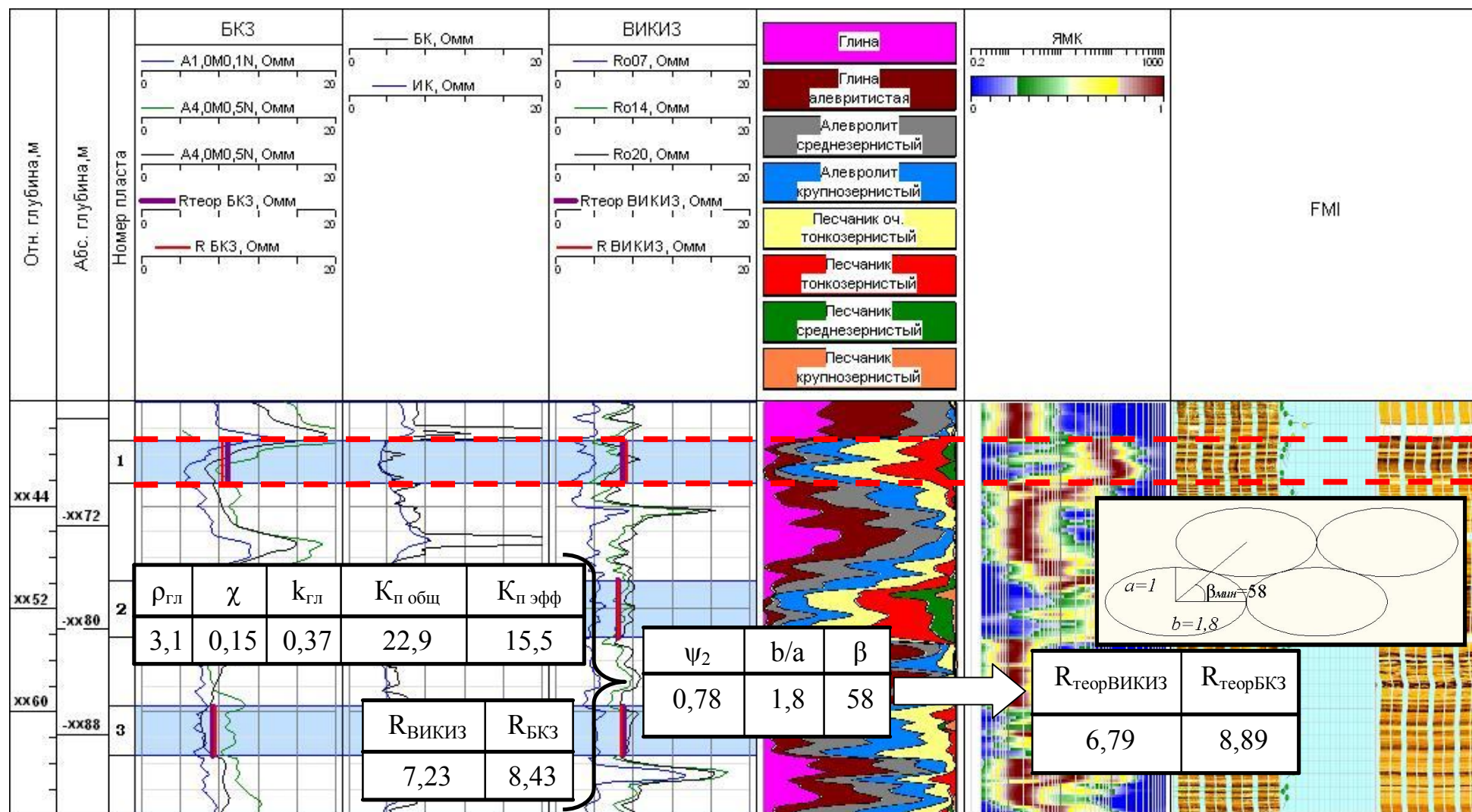


Рисунок 2.12 Фрагмент Приложения В с геолого-геофизической характеристикой долганской свиты скважины

Ванкорская-NN в интервале xx39,0 – xx30,5 м

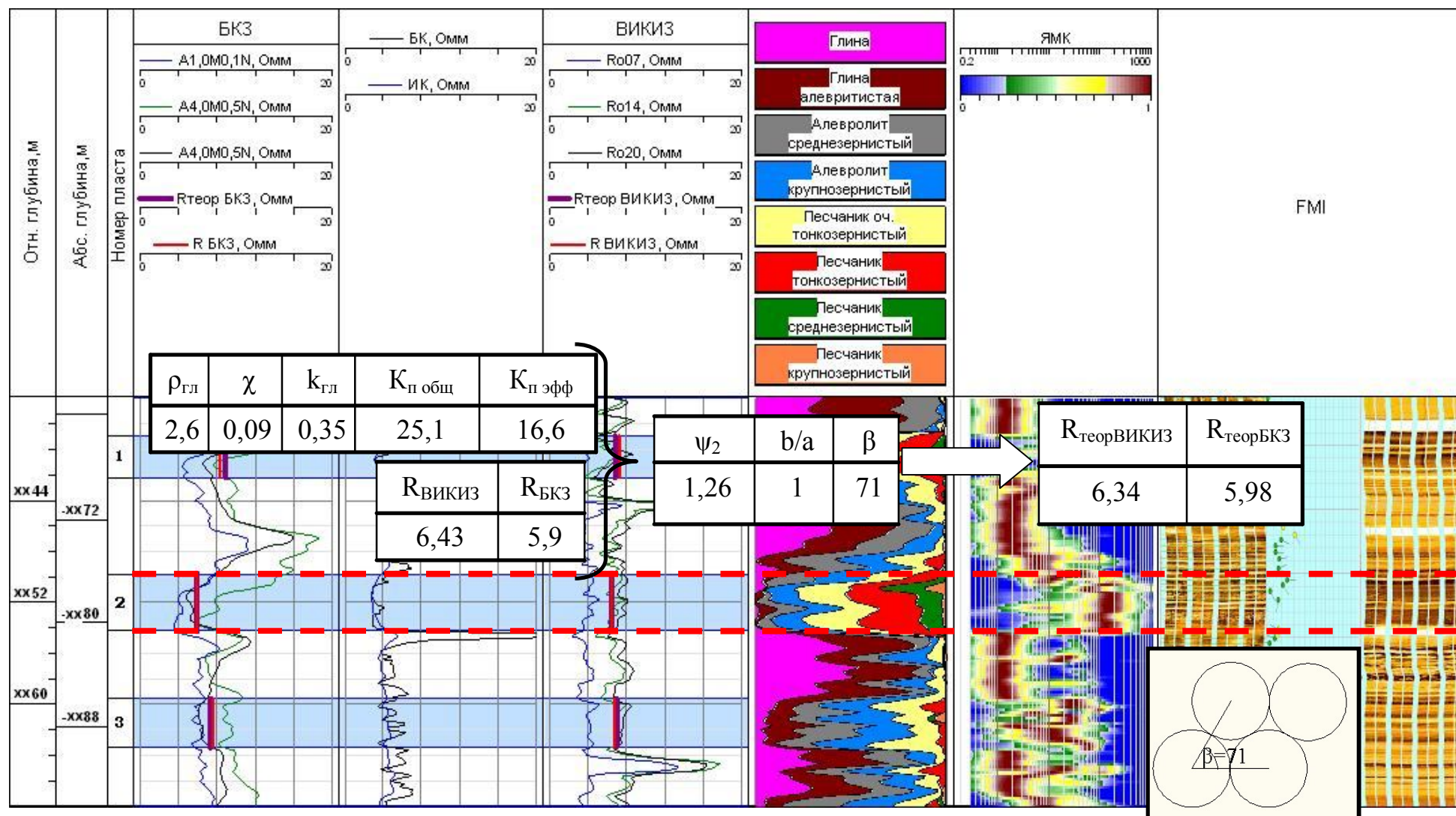


Рисунок 2.13 Фрагмент Приложения В с геолого-геофизической характеристикой долганской свиты скважины

Ванкорская-NN в интервале xx49,8 – xx54,2 м

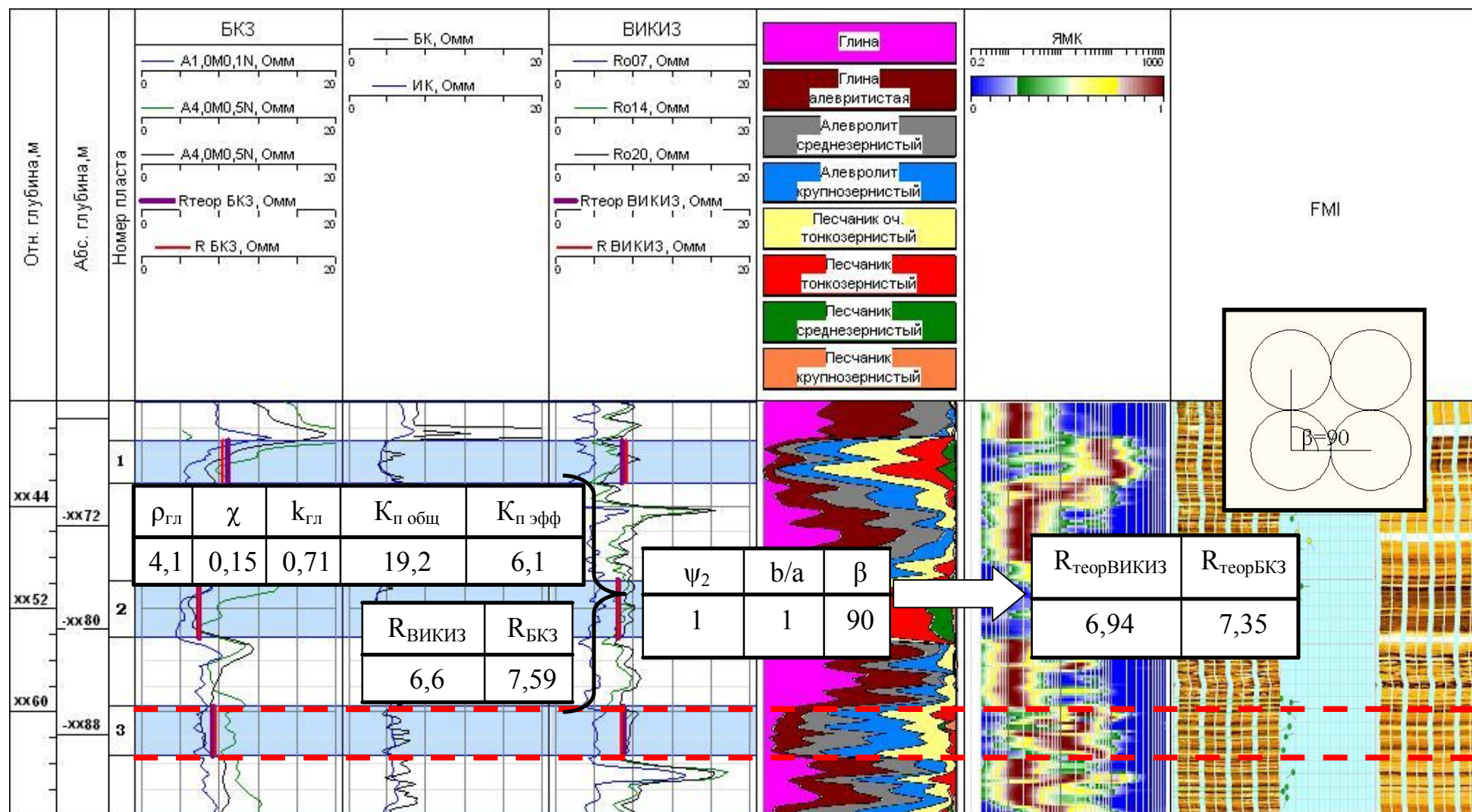


Рисунок 2.14 Фрагмент Приложения В с геолого-геофизической характеристикой долганской свиты скважины

Ванкорская-NN в интервале xx59,5 – xx63,3 м

Таблица 2.3 – Результаты математического моделирования УЭС
пластов-коллекторов скважины Ванкорская-NN

№	Мощ- ность, м	$\rho_{\text{гл}},$ Ом·м	$\omega_1,$ %	χ	$k_{\text{гл}}$	ψ_2	b/a	β_0	Эксперимент		Теория	
									$R_{\text{ВИКИЗ}},$ Ом·м	$R_{\text{БКЗ}},$ Ом·м	$R_{\text{ВИКИЗ}},$ Ом·м	$R_{\text{БКЗ}},$ Ом·м
1	4,5	3,1	15,5	0,15	0,37	0,79	1,8	58	7,23	8,43	6,80	8,90
2	4,4	2,6	16,6	0,09	0,35	1,26	1	71	6,34	5,9	6,34	5,99
3	3,8	4,1	6,1	0,15	0,71	1	1	90	6,6	7,59	6,95	7,35
4	4,6	3	10,2	0,33	0,63	1	1	90	4,33	5,34	4,48	5,35
5	4,2	2,5	14,6	0,09	0,37	0,67	2	55	3,29	4,97	4,01	5,4
6	4,1	1,9	14,3	0,07	0,4	1	1	90	4,41	4,62	4,28	4,52
7	3,3	2,1	11,7	0,24	0,47	1	1	90	4,33	4,78	4,23	5,24
8	4,8	2	15,2	0,18	0,30	0,79	1,8	58	3,23	4,48	3,54	4,6

Для продуктивного пласта №1 (рисунок 2.12) наблюдается завышение показаний БКЗ над ВИКИЗ, то есть превышение ρ_{\perp} над ρ_{\parallel} . В рамках представленной модели это можно объяснить влиянием слоистой глинистости ($\chi=0,15$) и существенной эллиптичностью частиц ($b/a=1,8$), которые согласно рисункам 2.6-2.7 уменьшают соотношение $\rho_{\parallel}/\rho_{\perp}$.

Пласт №2 (рисунок 2.13) интересен тем, что экспериментальное сопротивление параллельно напластованию оказывается выше сопротивления, измеренного перпендикулярно напластованию. Это противоречит общепринятым представлениям об электропроводности слоистых сред, которые используются при интерпретации данных ГИС. В соответствии же с представленной выше моделью электропроводности это можно объяснить улучшением упаковки сферических частиц в вертикальной плоскости ($\psi_2=1,26$).

Для пласта №3 (рисунок 2.14) характерна достаточно низкая эффективная пористость $K_{\text{пэфф}}=6,1\%$ при общей пористости $K_{\text{побщ}}=19,2\%$. По сути, $K_{\text{пэфф}}$ отражает пористость чистого неглинистого песчаника, т.е. равна ω_1 . Тогда, согласно уравнению (2.7), сопротивление такой породы без учета глинистости будет равно 749 Ом·м. Влияние глинистой фракции

на сопротивление учитывается в формулах (2.14) и (2.15) и приводит к $\rho_{\parallel}=6,96 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\rho_{\perp}=7,35 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Анизотропия сопротивления в данном случае обуславливается только слоистой глинистостью ($\chi=0,15$).

Полученные результаты могут быть полезны при прогнозировании геологического строения продуктивных интервалов. Появляется возможность оценивать степень упаковки зерен кварца, характер распределения пор по размерам, величину слоистой и дисперсной глинистости. Можно рассчитать истинное сопротивление пласта-коллектора с учетом анизотропии физических свойств для более точного и достоверного определения коэффициента нефтенасыщенности K_n .

Выводы по главе 2

1. Выполнен анализ существующих моделей электропроводности многокомпонентных сред. Показано, что в рамках этих моделей для Ванкорского месторождения невозможно решить обратную задачу электрических методов ГИС: по кажущемуся УЭС разграничить водонасыщенные и нефтенасыщенные пласты.

2. Представлена новая физико-математическая модель электропроводности двухкомпонентной среды, основанная на идее о фрактальности непроводящей фазы. Получены формулы для расчета УЭС среды, состоящей из p серий, вложенных друг в друга сферических и эллиптических включений.

3. Исследована зависимость УЭС двухкомпонентной среды от характера упаковки непроводящих зерен. Показано, что просветность агрегатов, состоящих из эллиптических частиц с отношением полуосей больше 1,414, измеренная перпендикулярно плоскости смещения центров частиц, становится больше просветности, измеренной параллельно плоскости

смещения включений. Этот результат важен для интерпретации данных различных электрических и электромагнитных методов ГИС.

4. Представлены формулы для расчета удельного сопротивления параллельно (ρ_{\parallel}) и перпендикулярно (ρ_{\perp}) напластованию для анизотропного терригенного коллектора с учетом слоистой и дисперсной глинистости, изометрии и степени упаковки зерен непроводящей фракции.

5. Построены расчетные кривые анизотропии сопротивления ($\rho_{\parallel}/\rho_{\perp}$) в зависимости от пористости для разных значений слоистой и дисперсной глинистости, эллиптичности частиц и степени их упаковки.

6. С использованием полученных теоретических результатов выполнена комплексная интерпретация данных ГК, НГК, АК, ГК-П, ДС, ВИКИЗ, БКЗ, ЯМК и FMI по одной из скважин Ванкорского месторождения, т.е. получено решение обратной задачи ГИС.

Основные результаты этой главы опубликованы в работах [140, 141, 143, 144, 144].

Глава 3. Анизотропия проницаемости трещиноватых коллекторов

3.1. Постановка задачи

Характерной особенностью ряда нефтегазовых месторождений Восточной Сибири (в частности, Юрубчено-Тохомского месторождения) является трещиноватая структура пластов-коллекторов, что накладывает определенные условия на решение задач определения петрофизических характеристик этих пластов. В частности, такая важная характеристика трещинного пласта-коллектора, как его проницаемость, обладает явно выраженной пространственной анизотропией [17, 18, 147, 148], которую необходимо учитывать как на стадии разведки месторождения, так и при его эксплуатации [149, 150].

Для обычных, так называемых поровых изотропных коллекторов с межзерновой проницаемостью, коэффициент проницаемости K определяют из закона фильтрации Дарси [18]:

$$u = \frac{Q}{S} = K \frac{\Delta P}{\mu L}, \quad (3.1)$$

где u – скорость фильтрации, Q – объемный расход флюида, S – площадь фильтрации, ΔP – перепад давления на расстоянии L , μ – коэффициент динамической вязкости флюида. Единицей измерения проницаемости является 1 мкм^2 . Проницаемые коллекторы характеризуются значениями $K > 10^{-2} \text{ мкм}^2$, непроницаемые имеют $K < 10^{-4} \text{ мкм}^2$.

Повышенный интерес к трещиноватым (или трещинным) коллекторам возник в 30-50-х годах прошлого столетия в связи с открытием залежей нефти в Западном Техасе на Среднем Востоке и в южных районах СССР. Оказалось, что анизотропия проницаемости, обусловленная трещиноватостью коллекторов, значительно влияет на характер гидродинамических процессов, протекающих в разрабатываемом пласте. В мировой практике нефтедобычи имеются многочисленные примеры резкого отличия режимов работы добывающих скважин при их равном удалении от нагнетательной скважины.

Большая часть исследований трещиноватых коллекторов выполнена за рубежом [151-154], хотя имеются значимые работы в этом направлении и отечественных ученых [17, 150]. Достаточно хорошее обобщение имеющейся информации на эту тему представлено в монографии Т.Д. Голф-Рахта [18]. В последние десятилетия, когда основной акцент был смещен в сторону месторождений Западной Сибири, в промысловой геофизике нашей страны уделялось очень мало внимания изучению трещиноватых коллекторов. Также следует отметить, что открытые и разрабатываемые месторождения (как в карбонатных, так и в терригенных толщах) удавалось более или менее успешно описывать в рамках модели коллектора с псевдоизотропной проницаемостью, подчиняющейся закону Дарси (3.1). Однако последние исследования некоторых перспективных месторождений Восточной Сибири показали, что пласты-коллекторы этих месторождений являются типичными трещиноватыми пластами с пространственно упорядоченной системой трещин. Это диктует необходимость адекватного моделирования гидродинамических процессов в таких пластах с учетом анизотропии их проницаемости. Данные об анизотропии проницаемости могут существенно помочь в настройке на историю добычи, при интерпретации результатов гидропрослушивания и гидродинамических исследований.

Будем рассматривать установившиеся ламинарные течения в трещиноватом пласте, в котором имеют место проницаемые трещины с плоскопараллельными стенками и непроницаемые блоки. Условие ламинарности потока обеспечено малостью числа Рейнольдса $Re = \rho \cdot u \cdot 2g/\mu$ в узких трещинах с характерной величиной их раскрытости $g \sim 100$ мкм и скоростью течения $u \ll 1$ м/с (ρ – плотность флюида). Даже для воды $Re \ll 1$, не говоря уже о нефти, вязкость μ которой может на порядок и больше превышать вязкость воды. Силой тяжести в уравнениях Навье–Стокса в сравнении с градиентом давления ∇P также обычно пренебрегают. Тогда средняя скорость \vec{q}_k плоскопараллельного течения Пуазейля в k -ой трещине с раскрытостью g_k , как известно, равна

$$\vec{q}_k = -\frac{g_k^2}{12\mu} \nabla P. \quad (3.2)$$

Основные идеи моделирования течений флюидов через систему трещин в пласте принадлежат С.Е. Ромму [17]. Согласно [17] скорость потока флюида в k -ом направлении рассчитывается по формуле

$$\vec{u}_k = g_k f_k \vec{q}_k = -\frac{g_k^3}{12\mu} f_k (\nabla P \cdot \vec{k}) \cdot \vec{k}, \quad (3.3)$$

где f_k – линейная плотность трещин (число трещин, приходящихся на единицу длины в направлении, перпендикулярном выбранному), \vec{k} – единичный вектор k -го направления. Суммарная скорость потока представляет собой сумму скоростей \vec{u}_k в n трещинах. Если ввести тензор проницаемости пласта K , тогда уравнение (3.3) в тензорных обозначениях можно переписать в форме [18]:

$$\vec{u} = -K \frac{\nabla P}{\mu}, \quad (3.4)$$

где тензор K имеет компоненты

$$K_{ij} = \frac{1}{12} \sum_{k=1}^n g_k^3 f_k (\delta_{ij} - \alpha_{ik} \cdot \alpha_{jk}). \quad (3.5)$$

В уравнении (3.5) δ_{ij} – символ Кронекера, α_{ik} – косинусы углов между осями координат и направлениями единичных векторов, перпендикулярных вектору \vec{k} . Если оси координат совпадают с главными осями тензора проницаемости, то он принимает диагональный вид.

Уравнения (3.4) и (3.5) по сути своей представляют формальное решение задачи об анизотропии проницаемости трещиноватых пластов с непроницаемой матрицей. Однако использовать его на практике весьма затруднительно по той причине, что необходимо иметь исчерпывающую информацию о трещиноватом пласте (углы наклона и азимуты простирания трещин, их линейную густоту и, что весьма важно, раскрытость в разных направлениях).

Такого рода информацию можно получить с помощью микроэлектрического полнскважинного сканера FMI. Однако в подавляющем большинстве уже обсаженных скважин Восточной Сибири FMI проведен не был. Поэтому приходится использовать другие данные, к числу которых относятся результаты анализов макротрещиноватости по керну, данные интерпретации промысловых ГИС и сейсморазведки, а также проницаемость $K_{\text{ГДИС}}$, определенную по результатам гидродинамических испытаний скважин (ГДИС). В [18, 156, 157, 173] отмечено, что проницаемость $K_{\text{ГДИС}}$ можно считать средней для трещиноватой горной породы. Оценка раскрытости трещин g_k по керну представляется некорректной, поскольку в поднятом на дневную поверхность керне g_k не соответствует их раскрытости в пластовых условиях [158].

В этой связи представляется целесообразным построить такую математическую модель трещинного пласта-коллектора, посредством которой можно было бы рассчитать его проницаемость в произвольном направле-

нии через экспериментально определяемые линейные размеры блоков и проницаемость пласта, полученную по результатам ГДИС.

3.2. Блочная модель пласта-коллектора

Предположим, что пласт представляет собой совокупность большого числа одинакового размера и одинаковой пространственной ориентации прямоугольных блоков. Оси декартовой системы координат ориентируем вдоль граней блоков. Пусть x_0, y_0, z_0 – размеры блоков вдоль соответствующих осей, L – характерный линейный размер пласта, причем $L^3 \gg x_0 \cdot y_0 \cdot z_0$. Тогда число трещин, параллельных оси ОХ, будет равно

$$N_x = \frac{L}{y_0} \cdot \frac{L}{z_0} = \frac{L^2}{y_0 z_0}. \text{ Отсюда линейная густота трещин вдоль оси ОХ рав-}$$

$$\text{на } f_x = \frac{N_x}{L} = \frac{L}{y_0 z_0}. \text{ Аналогично для осей ОУ и ОZ:}$$

$$f_y = \frac{N_y}{L} = \frac{L}{x_0 z_0}, \quad f_z = \frac{N_z}{L} = \frac{L}{x_0 y_0}. \text{ Будем считать раскрытость всех тре-}$$

щин одинаковой и равной g , а градиент давления по всем направлениям постоянным и равным по величине $\Delta P/L$. Тогда в соответствии с (3.3)

$$u_x = -\frac{g^3}{12} \frac{L}{y_0 z_0} \frac{\Delta P}{\mu L}, \quad u_y = -\frac{g^3}{12 y_0} \frac{L}{x_0 z_0} \frac{\Delta P}{\mu L}, \quad u_z = -\frac{g^3}{12 z_0} \frac{L}{x_0 y_0} \frac{\Delta P}{\mu L}.$$

Коэффициенты проницаемости вдоль выбранных осей равны:

$$K_x = \frac{g^3 L}{12 y_0 z_0}, \quad K_y = \frac{g^3 L}{12 x_0 z_0}, \quad K_z = \frac{g^3 L}{12 x_0 y_0}.$$

Введем параметры анизотропии пласта:

$$a = \frac{u_x}{u_y} = \frac{K_x}{K_y} = \frac{x_0}{y_0}, \quad b = \frac{u_x}{u_z} = \frac{K_x}{K_z} = \frac{x_0}{z_0}. \quad (3.6)$$

Пусть в определенный момент времени в начале выбранной системы координат создается градиент давления флюида в пласте. Если среда изо-

тропная по проницаемости, то уравнение фронта потока флюида в момент времени τ можно записать в форме

$$\tau = \frac{\sqrt{x^2 + y^2 + z^2}}{u} = \text{const},$$

где u – скорость потока. Фронт потока представляет собой сферу. Если флюид распространяется только вдоль трещин, то уравнение фронта потока от точечного источника в момент времени τ будет иметь вид

$$\tau = \frac{x}{u_x} + \frac{y}{u_y} + \frac{z}{u_z} = \text{const},$$

или с учетом (3.6)

$$x + a \cdot y + b \cdot z = \text{const}. \quad (3.7)$$

Если расстояние до фронта много больше линейных размеров непроницаемых блоков, то в (3.7) можно перейти к приращениям:

$$dx + a \cdot dy + b \cdot dz = 0. \quad (3.8)$$

В сферических координатах (r, θ, φ) уравнение (3.8) преобразуется к виду:

$$\begin{aligned} \frac{dr}{r} = & \frac{\sin \theta \cdot \sin \varphi - a \cdot \sin \theta \cdot \cos \varphi}{\sin \theta \cdot \cos \varphi + a \cdot \sin \theta \cdot \sin \varphi + b \cdot \cos \theta} d\varphi - \\ & - \frac{\cos \theta \cdot \cos \varphi + a \cdot \cos \theta \cdot \sin \varphi - b \cdot \sin \theta}{\sin \theta \cdot \cos \varphi + a \cdot \sin \theta \cdot \sin \varphi + b \cdot \cos \theta} d\theta. \end{aligned}$$

Отсюда

$$r(\theta, \varphi) = C \frac{1 + \text{tg}^2 \frac{\varphi}{2}}{\chi(\theta, \varphi) \cdot \psi(\theta, \varphi)} = C \cdot w(\theta, \varphi), \quad (3.9)$$

где C – постоянная интегрирования,

$$\chi(\theta, \varphi) = \sin \theta \cdot \cos \varphi + a \cdot \sin \theta \cdot \sin \varphi + b \cdot \cos \theta, \quad (3.9a)$$

$$\psi(\theta, \varphi) = \sin \theta \cdot \left(1 + 2 \cdot a \cdot \text{tg} \frac{\varphi}{2} - \text{tg}^2 \frac{\varphi}{2} \right) + b \cdot \cos \theta \cdot \left(1 + \text{tg}^2 \frac{\varphi}{2} \right), \quad (3.9b)$$

$$w(\theta, \varphi) = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \frac{\varphi}{2}}{\chi(\theta, \varphi) \cdot \psi(\theta, \varphi)}. \quad (3.9c)$$

Согласно (3.9) геометрия фронта потока определяется видом функции $w(\theta, \varphi)$, которая, в свою очередь, зависит от параметров анизотропии пласта a и b . Полученное решение (3.9) имеет физический смысл только для $\varphi \in [0, \pi/2]$, $\theta \in [0, \pi/2]$. Решения для остальных направлений легко построить из соображений симметрии потока относительно плоскостей XOZ , XOY и YOZ . Рассмотренные особенности решения являются типичными для сферической системы координат, в которой точки пересечения декартовых осей координат со сферой являются особыми точками.

Из элементарных геометрических построений следует, что абсолютный минимум $w(\theta, \varphi)$ соответствует полярному углу

$$\theta_{\min} = \arcsin \sqrt{\frac{1 + a^2}{1 + a^2 + b^2}} \text{ и азимутальному углу } \varphi_{\min} = \arcsin \frac{a}{\sqrt{1 + a^2}}.$$

По направлениям осей OX , OY , OZ значения функции $w(\theta, \varphi)$ равны:

$$w\left(\frac{\pi}{2}, 0\right) = 1, \quad w\left(\frac{\pi}{2}, \frac{\pi}{2}\right) = \frac{1}{a^2}, \quad w(0, \varphi) = \frac{1}{b^2}.$$

Постоянную интегрирования C в уравнении (3.9) определим из условия согласования с данными измерений средней проницаемости $K_{\text{ГДИС}}$ по результатам ГДИС. В этих измерениях предполагается, что пласт изотропный, поэтому кажущееся положение фронта потока r_τ в момент времени τ согласно (3.1) определяется уравнением

$$r_\tau = |u| \cdot \tau = K_{\text{ГДИС}} \frac{\Delta P}{\mu L} \cdot \tau = C_1 \cdot K_{\text{ГДИС}}. \quad (3.10)$$

С другой стороны, вычисляемое по формуле (3.9) значение r_τ отвечает среднему по всей поверхности значению радиус-вектора, определяющего положение реального фронта потока, а именно

$$r_{\tau} = \frac{1}{2\pi^2} \int_0^{\pi} \int_0^{2\pi} r(\theta, \varphi) d\theta d\varphi = C \cdot \bar{w}, \quad (3.11)$$

где

$$\bar{w} = \frac{1}{2\pi^2} \int_0^{\pi} \int_0^{2\pi} \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \frac{\varphi}{2}}{\chi(\theta, \varphi) \cdot \psi(\theta, \varphi)} d\theta d\varphi. \quad (3.12)$$

Для трещиноватой среды для того же момента времени τ

$$r(\theta, \varphi) = K(\theta, \varphi) \frac{\Delta P}{\mu L} \cdot \tau = C_1 \cdot K(\theta, \varphi) = C \cdot w(\theta, \varphi). \quad (3.13)$$

Таким образом, из (3.10), (3.11) и (3.13) получаем систему уравнений

$$\begin{cases} C_1 \cdot K_{\text{ГДИС}} = C \cdot \bar{w}, \\ C_1 \cdot K(\theta, \varphi) = C \cdot w(\theta, \varphi), \end{cases}$$

исключая из которой постоянные, имеем

$$K(\theta, \varphi) = K_{\text{ГДИС}} \frac{w(\theta, \varphi)}{\bar{w}}. \quad (3.14)$$

Уравнение (3.14) представляет собой решение поставленной задачи. Общая проницаемость $K_{\text{ГДИС}}$ определяется по результатам гидродинамических исследований скважин, функции $w(\theta, \varphi)$ и \bar{w} вычисляются по формулам (3.9с) и (3.12) и зависят только от геометрических размеров блоков. Плохо определяемая в экспериментах величина раскрытости трещин в полученных уравнениях не фигурирует. Это важно еще с той точки зрения, что проницаемость в трещиноватых пластах пропорциональна кубу раскрытости трещин, что следует из уравнения (3.5).

3.3. Модельные примеры анизотропии проницаемости

В качестве демонстрации того, насколько $K_{ГДИС}$ может отличаться от истинной проницаемости пласта в заданных направлениях, рассмотрим следующие два примера.

Пусть геометрия блоков такова, что. $a = x_0/y_0 = 1$, $b = x_0/z_0 = 1$. В соответствии с (3.12) $\bar{w} = 0,505$. Непроницаемые блоки имеют кубическую форму. $\text{Max}(K/K_{ГДИС}) = 3,00$ достигается вдоль осей OX , OY и OZ . Полярная диаграмма величины $K/K_{ГДИС}$ в плоскости XOY представлена на рисунке 3.1. Полярные диаграммы в двух других ортогональных плоскостях имеют такой же вид.

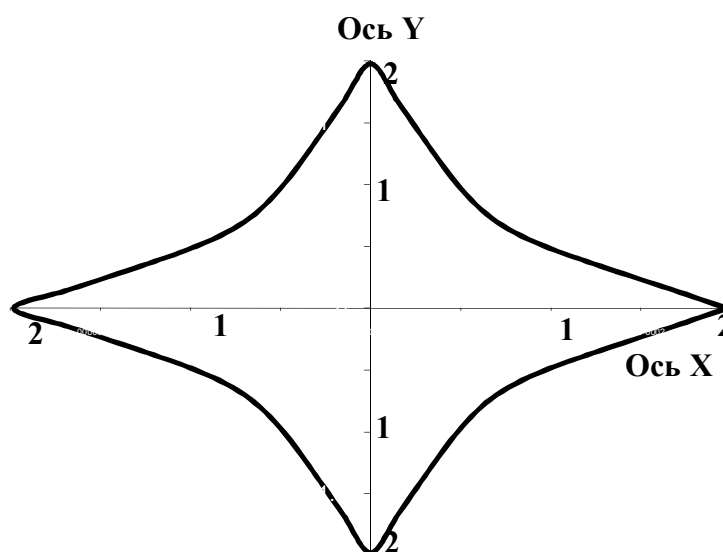


Рисунок 3.1 Полярная диаграмма отношения $K/K_{ГДИС}$ в плоскости XOY для случая $a = b = 1$.

$\text{Min}(K/K_{ГДИС}) = 0,66$ для этого случая достигается при $\theta_{\min} = 54^\circ,7$ и $\varphi_{\min} = 45^\circ$. $\text{Max}(K/K_{ГДИС}) = 1,98$ имеет место вдоль координатных осей.

В качестве характеристики анизотропии проницаемости пласта можно рассмотреть величину K_{\max}/K_{\min} , которая будет зависеть только от

параметров анизотропии a и b . Для рассмотренного случая ($a = b = 1$) $K_{\max}/K_{\min} = 3$.

Пусть блоки имеют форму вытянутых вдоль оси OZ параллелепипедов, а именно, $a=1$, $b = 0,5$. В этом случае максимум проницаемости имеет место вдоль оси OZ ($\text{Max}(K/K_{\text{ГДИС}})=3,96$), а минимум – вдоль направления $\theta_{\min} = 70^{\circ},6$, $\varphi_{\min} = 45^{\circ}$ ($\text{Min}(K/K_{\text{ГДИС}})=0,44$). Полярная диаграмма величины $K/K_{\text{ГДИС}}$ в плоскости XOZ представлена на рисунке 3.2. Отношение $K_{\max}/K_{\min} = 9$.

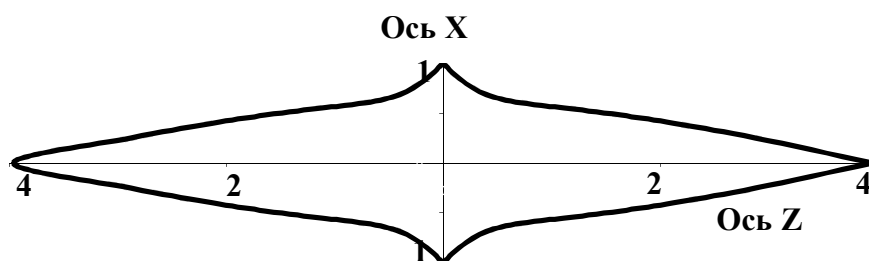


Рисунок 3.2 Полярная диаграмма отношения $K/K_{\text{ГДИС}}$ в плоскости XOZ для случая $a = 1$, $b = 0,5$.

Итак, в качестве характеристики анизотропии проницаемости трещиноватого пласта можно рассматривать отношение K_{\max}/K_{\min} . На рисунке 3.3 представлены изменения этой величины в зависимости от значения параметра $b \leq 1$. Величина параметра a была фиксирована и равна единице. В этом случае

$$\frac{K_{\max}}{K_{\min}} = \frac{1}{b^2 \cdot w(\theta_{\min}, \varphi_{\min})},$$

$$\text{где } \theta_{\min} = \arcsin \sqrt{\frac{2}{2+b^2}}, \quad \varphi_{\min} = \arcsin \frac{1}{\sqrt{2}} = 45^{\circ}.$$

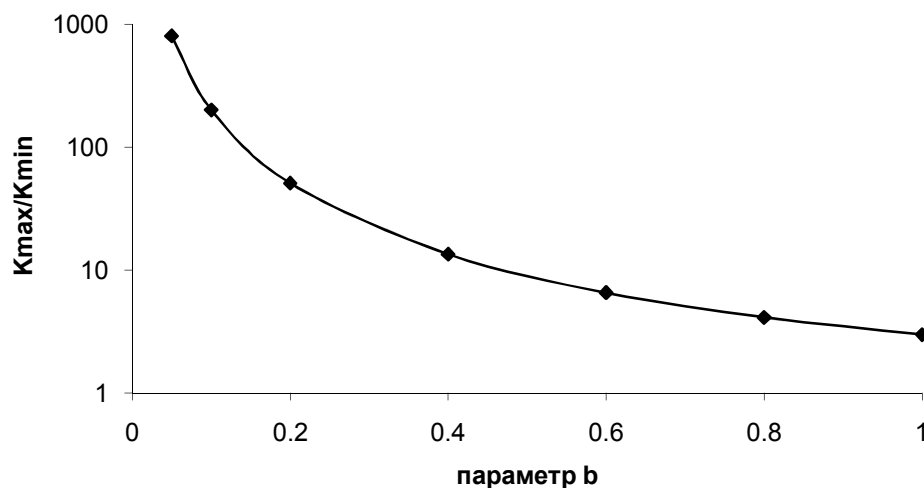


Рисунок 3.3 Анизотропия проницаемости в зависимости от параметра b ($a = 1$).

Согласно расчетам для $a = 1$, $b = 1$ отношение $K/K_{\text{ГДИС}}$ изменяется в пределах от 0,66 до 1,98, для $a = 1$, $b = 0,05$ отношение $K/K_{\text{ГДИС}}$ изменяется в пределах от 0,05 до 40. Другими словами, проницаемость трещиноватого пласта в определенных направлениях может быть в десятки, а то и в сотни раз больше или меньше проницаемости, измеренной по результатам ГДИС. Это зависит от отношения размеров граней непроницаемых блоков и от того, как эти блоки ориентированы относительно выбранной системы координат.

3.4. Проницаемость трещинного пласта со случайным распределением ориентации и размеров блоков

Естественно, что в реальных условиях, как размеры блоков, так и их ориентация в пространстве даже в пределах одного пласта-коллектора заметно изменяются. Ниже предлагается решение общей задачи, когда ориентация блоков в пространстве и их размеры являются случайными величинами, определяемыми заданными функциями плотности вероятности распределения.

Для определения ориентации блоков введем две декартовы системы координат. Неподвижная система $OX_0Y_0Z_0$ имеет начало в точке закачки в пласт флюида, ось OZ_0 направлена вертикально вниз, OX_0 – на север, OY_0 – на восток. Подвижная система координат $OXYZ$ связана с гранями блоков. Поскольку нас интересует только ориентация граней блоков относительно осей OX_0 , OY_0 и OZ_0 , то начала неподвижной и подвижной систем координат можно совместить. Положение каждого блока в пространстве можно задать либо тремя углами (α , β и γ), которые составляют грани блоков с осями неподвижной системы координат, либо тремя углами Эйлера: углом нутации θ , углом прецессии ψ и углом чистого вращения φ (рисунок 3.4). Тройки этих углов связаны между собой следующими соотношениями [159]:

$$\begin{aligned}\cos \alpha &= \cos \psi \cdot \cos \varphi - \sin \psi \cdot \sin \varphi \cdot \cos \theta, \\ \cos \beta &= -\sin \psi \cdot \sin \varphi + \cos \psi \cdot \cos \varphi \cdot \cos \theta, \\ \cos \gamma &= \cos \theta.\end{aligned}$$

На практике ориентацию трещин определяют углами падения и азимутами их простирания. Из рисунка 3.4 видно, что угол нутации θ – это дополнение к углу падения трещины YOZ . Углы прецессии ψ и чистого вращения φ независимо друг от друга измерить или вычислить практически невозможно. Однако, если угол падения трещин YOZ близок к $\pi/2$, то α и β

приблизительно равны азимутам простираения трещин XOZ и YOZ. Именно такую ситуацию мы и рассмотрим.

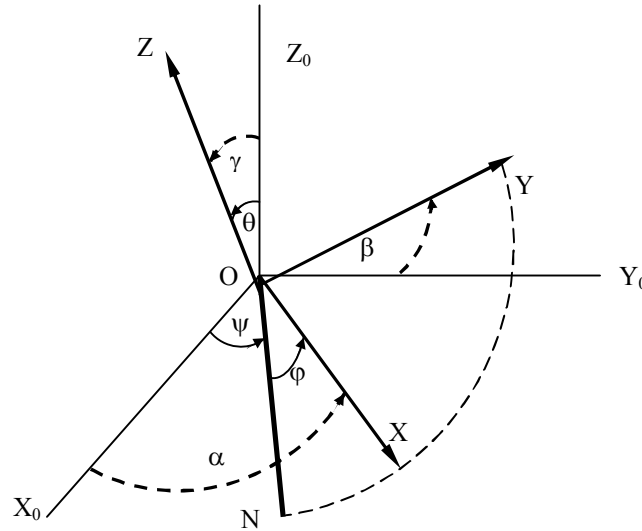


Рисунок 3.4 ON – линия узлов. Остальные обозначения в

Пусть x, y, z – размеры граней блоков вдоль осей OX, OY и OZ, $G_\alpha, G_\beta, G_\gamma, G_x, G_y, G_z$ – функции плотности вероятности распределения углов α, β, γ и размеров блоков x, y, z . Пусть характерные линейные размеры пласта равны L , причем $L^3 \gg x \times y \times z$. Тогда элементарное число трещин, которые перпендикулярны направлению OX₀, равно

$$dN_x = \frac{L \cdot \cos \beta}{y} \cdot \frac{L \cdot \cos \gamma}{z} \cdot G_\beta \cdot G_\gamma \cdot G_y \cdot G_z \, d\beta \, d\gamma \, dy \, dz,$$

а полное число трещин, перпендикулярных этому направлению, будет представлено интегралом

$$N_x = L^2 \int_{\beta_1}^{\beta_2} \int_{\gamma_1}^{\gamma_2} \int_{b_1}^{b_2} \int_{c_1}^{c_2} \frac{\cos \beta \cdot \cos \gamma}{y \cdot z} \cdot G_\beta \cdot G_\gamma \cdot G_y \cdot G_z \, d\beta \, d\gamma \, dy \, dz,$$

где отрезки $[\beta_1, \beta_2]$, $[\gamma_1, \gamma_2]$, $[b_1, b_2]$, $[c_1, c_2]$ соответствуют областям определения углов β, γ и областям определения размеров граней y и z . Интегралы N_y и N_z , соответствующие числу трещин, перпендикулярных осям OY₀ и OZ₀, определяются аналогично. Введем обозначения

$$\begin{aligned}
I_x &= \int_{\beta_1}^{\beta_2} \int_{\gamma_1}^{\gamma_2} \int_{b_1}^{b_2} \int_{c_1}^{c_2} \frac{\cos \beta \cdot \cos \gamma}{y \cdot z} \cdot G_\beta G_\gamma G_y G_z d\beta d\gamma dy dz, \\
I_y &= \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \int_{\gamma_1}^{\gamma_2} \int_{a_1}^{a_2} \int_{c_1}^{c_2} \frac{\cos \alpha \cdot \cos \gamma}{x \cdot z} \cdot G_\alpha G_\gamma G_x G_z d\alpha d\gamma dx dz, \\
I_z &= \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \int_{\beta_1}^{\beta_2} \int_{a_1}^{a_2} \int_{b_1}^{b_2} \frac{\cos \alpha \cdot \cos \beta}{x \cdot y} \cdot G_\alpha G_\beta G_x G_y d\alpha d\beta dx dy.
\end{aligned} \tag{3.15}$$

Тогда линейная густота трещин вдоль соответствующих осей будет равна:

$$f_x = \frac{N_x}{L} = L \cdot I_x, \quad f_y = \frac{N_y}{L} = L \cdot I_y, \quad f_z = \frac{N_z}{L} = L \cdot I_z.$$

Если предположить, как и в п.3.2, что раскрытость трещин по всем направлениям постоянна, то параметры анизотропии пласта можно определить как

$$A = \frac{K_x}{K_y} = \frac{I_x}{I_y}, \quad B = \frac{K_x}{K_z} = \frac{I_x}{I_z}. \tag{3.16}$$

Рассуждения, аналогичные тем, что представлены в п.3.2, приводят к системе уравнений (3.9a), (3.9b), (3.9c), (3.14), в которой вместо параметров a и b фигурируют параметры A и B , определяемые формулами (3.15) и (3.16).

3.5. Блочная модель рифейских отложений Юрубчено-Тохомского месторождения

Представленная выше модель проницаемости трещиноватых коллекторов была использована для анализа анизотропии проницаемости на некоторых участках Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения.

В геологическом строении Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ) принимают участие образования гетерогенного фундамента протерозойского возраста и осадочный чехол, сложенный карбонатами и терригенно-карбонатными породами рифея. Породы рассматриваемого объекта нарушены трещинами различного происхождения. Однако наибольший вклад в фильтрационно-емкостные характеристики месторождения вносят субвертикальные тектонические трещины, имеющие достаточно большую протяженность, чему способствует слабая глинистость доломитов, неравномерное окремнение и чрезвычайно интенсивное напряженное состояние рифейского резервуара. При этом характерно широкое развитие зональной макротрещиноватости, возникновение которой обусловлено локальным дисбалансом горно-механических напряжений [160].

Количественные параметры интенсивности трещиноватости, а именно: линейная густота фильтрующих макротрещин, высоты (z) и размеры основания (x и y) блоков непроницаемой матрицы, а также общая удельная поверхность макротрещин определялись по результатам изучения кернa. Были использованы результаты исследований Вотинцева А.Н. Полученные геологические характеристики макротрещин экстраполировались на интервалы, не освещенные керном, посредством настройки на данные геофизических исследований скважин. Были использованы результаты FMI (микроэлектрического скважинного сканера), UBI (ультразвукового сканера), НИД-2 (пластового наклономера), широкополосного акустического

каротажа и бокового каротажа. Азимуты простирания и углы падения трещин определялись по комплексу ГИС и по данным изучения керна.

Ниже представлены результаты обработки эмпирических данных по одной из скважин ЮТМ. Было выполнено 259 определений азимутов простирания и углов падения трещин, а также 39 определений размеров блоков вдоль осей ОХ, ОУ и ОZ. Эмпирические данные представлены в Приложении Г.

Азимут простирания доминирующего направления трещиноватости находится в интервале $(100-131)^\circ$. Помимо этого также прослеживается система трещин, азимуты которых перпендикулярны основному направлению и лежат в интервале $(3-32)^\circ$. В районе данной скважины в плоскости ХОУ непроницаемые блоки имеют почти квадратное сечение. Углы падения фильтрующих трещин варьируют от 71° до 88° . Размеры блоков вдоль оси ОZ изменяются от 0,05 до 6 м, вдоль осей ОХ и ОУ – от 0,024 до 0,370 м. Анализ этих данных позволил сделать вывод о том, что трещинный пласт характеризуется двумя системами субвертикальных блоков, симметричных относительно некоторой плоскости, в которой лежит ось OZ_0 .

С учетом этой симметрии при статистическом анализе распределений углов γ (дополнений к углам падения) и азимутов простирания трещин (α и $\beta=\alpha+\pi/2$) с целью повышения репрезентативности выборок все углы были приведены в первый октант декартовой системы (рисунок 3.4). Гистограммы распределений углов γ и α представлены на рисунках 3.5–3.6. В качестве статистической гипотезы H_0 была выдвинута гипотеза о нормальном распределении углов. Параметры распределений – оценки математического ожидания $M(x)$ и дисперсии $D(x)$ были вычислены по выборкам объемом 259 значений. Для углов γ эти параметры оказались равными: $M(\gamma) = 13^\circ,77$, $D(\gamma) = 9,01$ (град)²; для углов α – $M(\alpha) = 20^\circ,98$, $D(\alpha) = 32,36$

(град)². Частоты, вычисленные по нормальным распределениям с этими параметрами, представлены на рисунках 3.5–3.6 темным фоном.

Проверка гипотезы H_0 была осуществлена с использованием критерия согласия «хи-квадрат». Для распределения углов γ значение статистики χ^2 равно 7,62, число степеней свободы $k = 4$, $\chi_{кр}^2 = 9,42$ для уровня значимости 0,05. Для углов α значение статистики χ^2 равно 8,40, число степеней свободы $k = 5$, $\chi_{кр}^2 = 11,07$ для уровня значимости 0,05. В обоих случаях гипотеза о нормальном распределении не может быть отвергнута.

Гистограммы распределений размеров блоков вдоль осей OZ и OX представлены на рисунках 3.7–3.8. В качестве статистической гипотезы H_0 относительно закона распределения размеров граней блоков была выдвинута гипотеза о показательном распределении вида $G(\xi) = q \cdot \exp[-q \cdot \xi]$, где q – параметр распределения, равный обратной величине математического ожидания.

Оценки математических ожиданий были вычислены по выборкам объемом 39 значений: $M(x) = 0,110$ м, $M(z) = 1,749$ м. Частоты, вычисленные по показательным распределениям с этими параметрами, представлены на рисунках 3.7–3.8 темным фоном. Проверка гипотезы H_0 была осуществлена также с использованием критерия согласия «хи-квадрат». Для распределения размеров граней x значение статистики χ^2 равно 1,17, для размеров граней z – $\chi^2 = 4,26$. χ^2 -распределение имеет в этих случаях две степени свободы ($k = 2$), поэтому $\chi_{кр}^2 = 5,99$ для уровня значимости 0,05. Из этого следует, что в обоих случаях гипотеза о показательном распределении не может быть отвергнута.

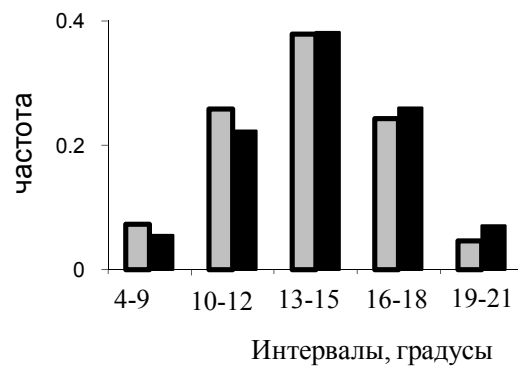


Рисунок 3.5 Гистограмма распределения углов γ . Светлый фон – эмпирические частоты, темный фон – нормальное распределение.

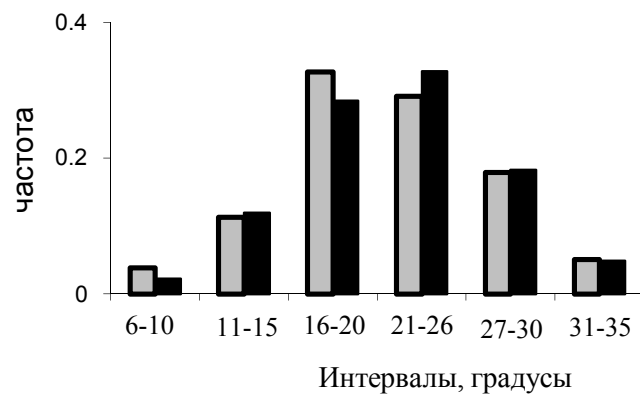


Рисунок 3.6 Гистограмма распределения углов α . Светлый фон – эмпирические частоты, темный фон – нормальное распределение

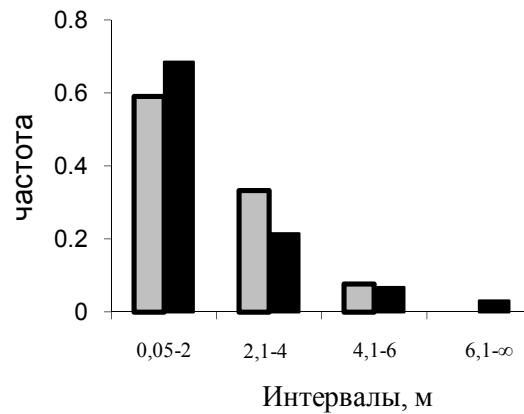


Рисунок 3.7 Гистограмма распределения размеров блоков вдоль оси OZ.
Светлый фон – эмпирические частоты, темный фон – показательное распределение.

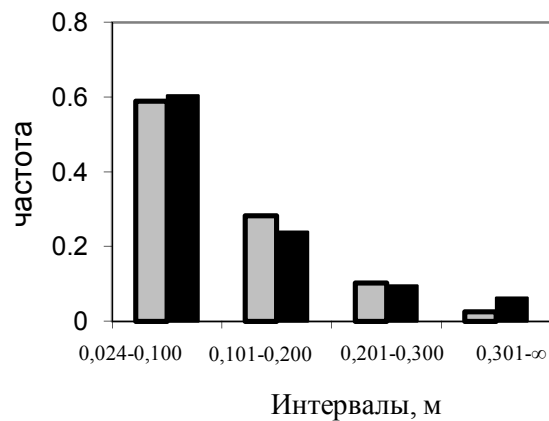


Рисунок 3.8 Гистограмма распределения размеров блоков вдоль оси OX.
Светлый фон – эмпирические частоты, темный фон – показательное распределение.

Следует заметить, что полученные теоретические функции плотности вероятности распределений $G_\alpha, G_\beta, G_\gamma, G_x, G_y, G_z$, соответствуют, во-первых, выдвинутым статистическим гипотезам, во-вторых, рассмотренным эмпирическим данным в интервалах определения переменных. Примером того, что другие эмпирические данные могут приводить к иным результатам, может служить работа [161], в которой авторы обнаружили логнормальный закон распределения размеров блоков в трещинных породах.

3.6. Анизотропия проницаемости коллекторов Юрубчено-Тохомского месторождения

Полученные в результате обработки данных керна и ГИС функции плотности вероятности

$$G_\alpha = G_\beta = \frac{1}{\sqrt{2\pi \cdot 32,36}} \exp\left[-\frac{(\alpha - 20,97)^2}{2 \cdot 32,36}\right],$$

$$G_\gamma = \frac{1}{\sqrt{2\pi \cdot 9,01}} \exp\left[-\frac{(\alpha - 13,75)^2}{2 \cdot 9,01}\right],$$

$$G_x = G_y = \frac{1}{0,108} \exp\left[-\frac{x}{0,108}\right], \quad G_z = \frac{1}{1,729} \exp\left[-\frac{x}{1,729}\right]$$

были использованы для вычисления интегралов (3.15) и параметров анизотропии пласта (3.16). В результате получены следующие численные значения параметров (3.16): $A = 0,386$; $B = 0,172$. Расчет диаграмм анизотропии проницаемости выполнялся по формулам (3.14), (3.9a), (3.9b) и (3.9c) с заменой параметров a и b на A и B . Примеры полярных диаграмм представлены на рисунках 3.9–3.10.

Из этих диаграмм видно, что проницаемость пласта в зависимости от направления может быть как в 7,5 раз больше (вдоль оси OZ_0), так и более чем в четыре раза меньше (вдоль оси OX_0) средней проницаемости $K_{ГДС}$.

Абсолютный минимум проницаемости K_{\min} имеет место в направлении, задаваемом углами

$$\vartheta_{\min} = \arcsin \sqrt{\frac{1 + A^2}{1 + A^2 + B^2}} = 81^\circ \text{ и } \lambda_{\min} = \arcsin \frac{A}{\sqrt{1 + A^2}} = 21^\circ.$$

В этом направлении $K_{\min}/K_{\text{ГДИС}} = 0,185$. Абсолютный максимум проницаемости K_{\max} достигается в направлении оси OZ_0 , в котором $K_{\max}/K_{\text{ГДИС}} = 7,545$. Тогда для рассматриваемого случая $K_{\max}/K_{\min} = 40,8$. Это отношение можно рассматривать как количественную характеристику анизотропии проницаемости пласта.

Эмпирические данные о проницаемости трещинных пород, представленные, например, в [151, 162, 163], также дают четырех лепестковые полярные диаграммы проницаемости. Однако традиционно эти полярные диаграммы аппроксимируют эллипсами, что, как можно видеть из приведенных выше рисунков 3.9–3.10, сильно упрощает реальную картину анизотропии проницаемости.

Насколько существенен учет случайного распределения размеров и ориентации блоков на величину анизотропии проницаемости, можно судить из следующего примера. Будем считать, что все блоки имеют одинаковую ориентацию в пространстве и постоянные размеры граней: $x_0 = y_0 = 0,110$ м и $z_0 = 1,749$, равные их средним значениям. Другими словами, рассмотрим упорядоченную систему непроницаемых блоков как в п.3.2. Оси системы координат $X_0Y_0Z_0$ совместим с гранями блоков. Тогда в соответствии с формулами (3.6) параметры анизотропии пласта будут иметь значения: $a = 1$; $b = 0,062$. Отношение же $K_{\max}/K_{\min} \approx 520$, то есть более чем на порядок выше того, что получено с учетом реального распределения ориентации и размеров блоков.

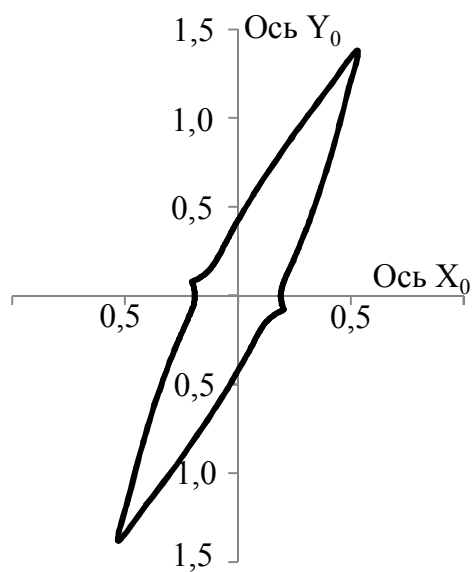


Рисунок 3.9 Полярная диаграмма относительной проницаемости $K/K_{\text{Гдис}}$ в плоскости X_0OY_0 .

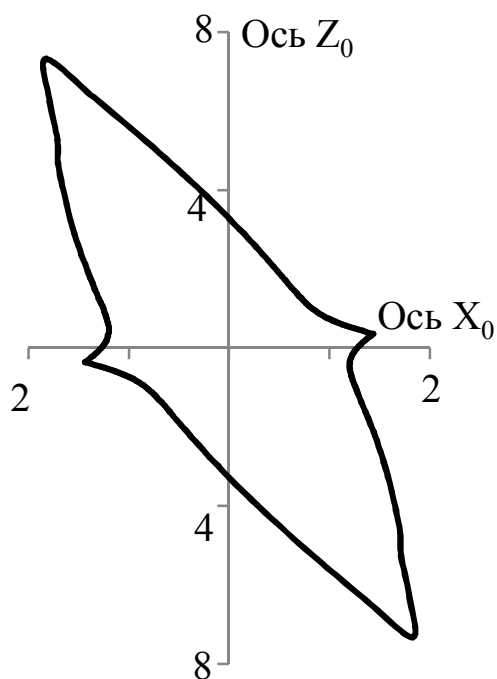


Рисунок 3.10 Полярная диаграмма относительной проницаемости $K/K_{\text{Гдис}}$ в плоскости Y_0OZ_0 .

Как показывает анализ результатов расчетов, определяющую роль в уменьшении анизотропии проницаемости в системе блоков со случайными характеристиками играет разброс их линейных размеров. В частности, для рассмотренной скважины Юрубчено-Тохомского месторождения наиболее существенен разброс размеров и ориентации блоков в горизонтальной плоскости.

Следует отметить две основные отличительные особенности представленной выше математической модели проницаемости трещиноватых коллекторов. Во-первых, в уравнениях нашей модели в явном виде не фигурирует трудно определяемая экспериментально раскрытость трещин, а коэффициент проницаемости пропорционален кубу этой величины. Во-вторых, при наличии данных об интегральной проницаемости пласта, полученных по результатам гидродинамических исследований скважин, можно вычислить проницаемость в любом заданном направлении. Если же данные $K_{ГДИС}$ отсутствуют, то можно осуществить анализ пространственной анизотропии проницаемости в относительных единицах.

На примере данных по одной из скважин ЮТМ показано, что проницаемость пластов-коллекторов этого месторождения является существенно анизотропной. Отношение K_{max}/K_{min} достигает величины порядка 10^2 . Существенный вклад в анизотропию проницаемости вносит дисперсия размеров и пространственной ориентации блоков.

Необходимо отметить, что представленная блоковая модель соответствует степени изученности пласта-коллектора ЮТМ и содержит ряд допущений и предположений, которые требуют дальнейшего изучения и анализа. Продуктивный коллектор месторождения относится к категории крайне сложных объектов, а по ряду своих особенностей к разряду уникальных объектов.

На данный момент оценки полезной емкости коллектора, наличия эффективной гидродинамической связности коллектора и резервуара, а также оценки степени анизотропии проницаемости трещиноватых коллекторов затруднены из-за недостаточности специальных исследований. Такие исследования, включающие, прежде всего, гидропрослушивание скважин, их опытную эксплуатацию на разных режимах в сочетании со специальными анализами керна, методами ГИС и результатами трехмерной сейсмики, в настоящее время уже проводятся на «пилотном» участке ЮТМ для опытно-промышленной эксплуатации. Для правильной интерпретации и объяснения получаемых результатов и была разработана представленная выше математическая модель проницаемости трещинного пласта-коллектора. Можно надеяться, что полученные результаты позволят оптимизировать сеть добывающих и нагнетательных скважин и выбрать оптимальный азимут горизонтальных скважин в интервале трещиноватых коллекторов.

Выводы по главе 3

1. Разработана новая физико-математическая модель проницаемости идеальной среды с системой ортогональных трещин. В основу модели положено подтверждаемое экспериментами предположение, что пласт-коллектор имеет блочное строение.

2. Главные достоинства новой физико-математической модели проницаемости заключаются в том, что, во-первых, в полученных расчетных формулах исключена из рассмотрения трудно определяемая на практике раскрытость трещин. Во-вторых, можно рассчитать проницаемость пласта в любом заданном направлении в системе координат, привязанной к дневной поверхности. Это предполагает возможность оптимизации сети добывающих и нагнетательных скважин и выбора оптимального азимута горизонтальных скважин в интервале трещиноватых коллекторов.

3. Разработана методика определения линейных размеров и пространственной ориентации блоков в пласте с использованием результатов изучения керна, данных FMI, UBI, НИД-2, АК и БК.

4. Выполнены расчеты проницаемости по одной из скважин Юрубчено-Тохомского месторождения, которые показали, что анизотропия проницаемости (отношение K_{\max}/K_{\min}) в пластах-коллекторах ЮТМ может быть величины порядка 10^2 .

Основные результаты этой главы опубликованы в работах [164-170].

Заключение

Исследования, выполненные в рамках настоящей диссертационной работы, посвящены решению ряда задач, связанных с повышением информативности и достоверности интерпретации данных ГИС. Решение этих задач актуально, прежде всего, для сложнопостроенных терригенных и карбонатных пластов-коллекторов месторождений нефти и газа Восточной Сибири. Дело в том, что традиционные методики определения фильтрационно-емкостных характеристик по данным ГИС в большинстве своем основаны на моделях порового изотропного пласта-коллектора. Как показывает опыт обработки и интерпретации результатов ГИС, выполненных в скважинах месторождений Восточной Сибири, далеко не всегда удается методами с использованием стандартного комплекса ГИС найти корректное решение обратной задачи – по измеренным в скважине физическим полям идентифицировать и количественно описать продуктивные и непродуктивные пласты. В первую очередь это обусловлено неадекватностью реальным условиям некоторых моделей, которые положены в основу решения обратной задачи.

Пласты-коллекторы месторождений Восточной Сибири имеют ярко выраженную анизотропию электрических, акустических и флюидодинамических свойств. Продуктивные интервалы характеризуются многокомпонентным составом скелета, смешанным типом смачиваемости, не только дисперсной, но и слоистой глинистостью, наличием каверн, микро- и макротрещин и т.д.

Все эти обстоятельства и стимулировали постановку и решение ряда задач по созданию новых объектно-ориентированных математических моделей пластов-коллекторов трех крупных месторождений углеводородов Восточной Сибири (Собинского, Ванкорского и Юрубчено-Тохомского). Для Собинского месторождения была построена математическая модель связи петрофизических свойств с данными ГИС, в том числе, с использо-

ванием данных ДК. Для Ванкорского месторождения разработана математическая модель электропроводности среды с учетом анизотропии физических свойств пород-коллекторов. Для Юрубчено-Тохомского месторождения разработана математическая модель анизотропии проницаемости трещинного пласта-коллектора.

Хотя для каждого из этих месторождений решались свои специфические задачи, при разработке всех математических моделей были выполнены следующие условия:

1. Конечной целью решения поставленных задач было нахождение тех или иных коэффициентов, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов.
2. При построении физико-математических моделей учитывалась анизотропия физических свойств среды.
3. Петрофизические модели строились с учетом выполненного на данном геологическом объекте комплекса ГИС.

Одной из целей настоящего исследования было показать, что достоверность решения обратной задачи ГИС существенно увеличивается не только в результате использования физико-математических моделей, адекватных сложнопостроенным пластам-коллекторам Восточной Сибири, но и при использовании таких специальных методов ГИС, как ЯМК, ДК, ВИКИЗ, FMI.

Сформулированные во Введении задачи исследования решены. **К основным результатам диссертационной работы** относятся следующие положения:

1. Разработана петрофизическая модель связи фильтрационно-емкостных характеристик терригенного пласта-коллектора с эмпирическими данными ГИС (включая и данные ДК) пластов-коллекторов ванаварской свиты Собинского месторождения. Разра-

ботаны алгоритм и методика учета зоны проникновения при вскрытии скважины раствором на нефтяной основе.

2. Показано, что на частоте 43 МГц в терригенном коллекторе при пористости менее 15% присутствует эффект дисперсии электрических свойств горных пород, который необходимо учитывать при интерпретации данных ГИС.
3. Разработана новая физико-математическая модель электропроводности двухкомпонентной среды, на основе которой получены формулы для расчета удельного сопротивления параллельно (ρ_{\parallel}) и перпендикулярно (ρ_{\perp}) напластованию для гранулярного терригенного анизотропного коллектора с учетом слоистой и дисперсной глинистости, изометрии и степени упаковки зерен непроводящей фракции. Полученные результаты позволяют снизить риск пропуска продуктивных интервалов.
4. На примере одной из скважин Ванкорского месторождения осуществлено решение обратной задачи на основе комплексной интерпретации данных ГИС. Показано, что достоверное описание сложнопостроенного геологического объекта возможно только с использованием таких специальных методов исследования как ВИКИЗ, ЯМК и FMI.
5. Разработана новая физико-математическая модель проницаемости идеальной среды с системой ортогональных трещин. Получено аналитическое решение задачи расчета коэффициента проницаемости в произвольном направлении.
6. Выполнены расчеты относительной величины проницаемости и ее анизотропии для одного из объектов Юрубчено-Тохомского месторождения.

Естественно, что представленные в диссертации математические модели сложнопостроенных коллекторов не в состоянии описать все разнообразие нефтегазоносных геологических объектов даже в пределах Восточной Сибири. При построении моделей нами были выдвинуты предположения, соответствующие конкретным геологическим объектам.

В отношении Собинского месторождения были сделаны следующие допущения:

- акустические, нейтронные, диэлектрические и радиоактивные свойства горных пород являются аддитивными характеристиками кварцевого скелета, глинистого материала и пластового флюида;

- диэлектрическая проницаемость свободной, связанной и рыхлосвязанной пластовой воды одинакова;

- петрофизические константы остаются неизменными по разрезу скважины;

- вертикальная анизотропия электрических свойств отсутствует.

В отношении Ванкорского месторождения были сделаны следующие допущения:

- непроводящие включения располагаются в пространстве таким образом, что образуют фрактальную структуру;

- зерна кварца обладают сопротивлением, равным бесконечности;

- при увеличении минерализации пластовых вод происходит уменьшение сопротивления глинистых пород;

- сопротивление дисперсной глинистости равно сопротивлению слоистой глинистости;

- улучшение сортировки частиц происходит только в вертикальной плоскости.

В отношении Юрубчено-Тохомского месторождения были сделаны следующие допущения:

- блоки представлены прямоугольными параллелепипедами;

—пространственную ориентацию и линейные размеры непроницаемых блоков можно описать эмпирически определяемой функцией плотности распределения;

—трещинная проницаемость в трех ортогональных направлениях постоянна;

—каверновая и межзерновая проницаемость равна нулю.

Высказанные предположения представляют своего рода ограничения на использование представленных моделей.

Дальнейшее развитие исследований, начатых в диссертационной работе, видится:

—в разработке теоретических основ использования высокочастотных электромагнитных исследований для расчета степени смачиваемости горных пород и коэффициентов остаточной воды и нефти *in situ*;

—в разработке математической модели электропроводности среды с учетом минералогического состава глинистого материала;

—в развитии и экспериментальном подтверждении идеи о фрактальном строении песчаников продуктивных пластов Ванкорского месторождения;

—в создании программного комплекса по интерпретации данных гидропрослушивания скважин ЮТМ с использованием модели проницаемости трещинного коллектора.

Автор выражает благодарность сотрудникам ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», в частности, Н.Б. Красильниковой, А.А. Контровичу Р.А. Шишкину, А.А. Антоненко, Р.М. Сорокиной, А.Ф. Шакировой и А.К. Битнеру, сотрудникам Объединенного института геологии, геофизики и минералогии СО РАН им. академика А.А. Трофимука Ю.Н. Антонову, В.Н. Глинских, Г.В. Нестеровой и И.Н. Ельцову, сотруднику ООО «Нефтегазгеофизика» А.В. Малинину, сотрудникам ОАО «ВЧНГ» Гордееву Я.И. и Маслову С.О., сотруднику фирмы «Сахалин Энерджи Инвест-

мент Компани Лтд» Jos Bonnie, сотрудникам фирмы Schlumberger A. Покуль и Л. Абдрахмановой, сотруднику фирмы Halliburton C.A. Seybold, разработчикам программного продукта «GoeOffice Solver» С.Н. Красильникову и В.М. Кабанову за полезные замечания и ценные советы. Автор глубоко признателен преподавателям Томского политехнического университета В.П. Меркулову и Г.Г. Номоконовой, оказавших большое влияние на формирование научных взглядов соискателя. Отдельно выражаю глубокую благодарность своему научному руководителю профессору В.М. Киселеву за постановку задачи, полезные обсуждения, ценные советы и всестороннюю помощь при написании диссертационной работы, а также своей жене и дочке за понимание и терпение.

Список использованных источников

1. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М. : Недра, 1978. 371 с.
2. Александров Б.Л. Изучение карбонатных коллекторов геофизическими методами. М. : Недра, 1979. 330 с.
3. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин. М. : Недра, 1984. 432 с.
4. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М. : Недра, 1982. 301 с.
5. Под ред. Гиматудиновой Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. М. : Недра, 1983. 456 с.
6. Ревизский Ю.В., Дыбленко В.П. Исследование и обоснование механизма нефтеотдачи пластов с применением физических методов. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 317 с.
7. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. М. : Недра, 1999. 660 с.
8. Стрижов И.Н., Ходанович И.Е. Добыча газа. М.-Ижевск : ИКИ, 2003. 376 с.
9. Мейер В.А., Ваганов П.А., Пшеничный Г.А. Методы ядерной геофизики. Л. : Изд-во ЛГУ, 1988. 375 с.
10. Под ред. Кузнецова О.Л. Методические рекомендации по интерпретации материалов широкополосного акустического каротажа. М. : ВНИИЯГГ, 1980. 91 с.
11. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. М. : Наука, 1974.
12. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.-Ижевск : ИКИ, 2004. 606 с.

13. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М. : Нефть и газ, 2003. 816 с.
14. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М. : Недра, 1986. 333 с.
15. Крылов А.П., Глоголовский М.М., Мичинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М.-Ижевск : ИКИ, 2004. 416 с.
16. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. М.-Ижевск : ИКИ, 2002. 296 с.
17. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л. : Недра, 1985. 241 с.
18. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработка трещиноватых коллекторов. М. : Недра, 1986. 631 с.
19. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М.-Ижевск : РХД, 2001. 736 с.
20. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск : ИКИ, 2002. 140с.
21. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.-Ижевск : ИКИ, 2004. 628 с.
22. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М. : Недра, 1982. 208 с.
23. Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф., Беляев С.Ю., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И., Евграфов А.А., Ефимов А.С., Каштанов В.А., Конторович А.А., Петров В.Н. Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция - новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5-6. – С. 9-23.

24. Kuznetsov L.L., Kontorovich A.A., Sibgatulin V.G. State of natural gas resource base on the territory of Nizhneye Priangarie (lower Angara region) // *Catalysis Today*. Elsevier Science Publishing Company, Inc. – 1998. – V.42. № 3. – P. 177-181.

25. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А., Старосельцев В.С., Мандельбаум М.М., Мигурский А.В., Моисеев С.А., Сафронов А.Ф., Хоменко А.В., Еремин Ю.Г., Быкова О.В. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // *Геология и геофизика*. – 2009. – Т.50. № 8. – С. 851-862.

26. Kontorovich A.E., Filiptsov Yu.A., Bitner A.K., Stasova O.F., Khomenko A.V. Cambrian gases, oils, and condensates in the areas of intense flood-basalt magmatism within the Siberian platform // *Geochemistry International*. M. : Наука/Интерпериодика. – 1996. – V.34. № 9. – P. 790-797.

27. Вотинцев А.Н., Гайдаш Я.В., Кривоносов Р.И., Хвостанцева Е.Р. Опыт применения накломера и пластовых микросканеров в скважинах Юрубчено-Тохомской зоны // *Каротажник*. – 2006. – Вып. 5. – С. 87-98.

28. Chashkov A.V., Kiselev V.M. Use of the Cluster Analysis and Artificial Neural Network Technology for Log Data Interpretation // *Журн. СФУ. Сер. Матем. и физ.* 2011. 4. P. 453-462.

29. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. М. : Недра, 1991. 205 с.

30. Под ред. Эпова М.И., Антонова Ю.Н. и др. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство. Новосибирск : НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000. 122 с.

31. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств коллектора нефти и газа. М. : Недра, 1970. 360 с.

32. Archie G.E. Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations // Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. – 1952. – V.36. – P. 278-298.

33. Archie G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics // Transactions of the AIMME. – 1942. – V. 146. – P. 54-62.

34. Фоменко В.Г. Определение по данным ГИС подсчетных параметров и прогнозирование продуктивности коллекторов переходных зон (на примере месторождений Западной Сибири и Оренбуржья): Автореф. дисс. ...д.г.-м.н. Тверь, 1993. 49 с.

35. Чаадаев Е.В., Румянцев В.Н., Ручкин А.В. и др. О влиянии анизотропии пласта и зоны проникновения на форму кривых БКЗ. Сер. Нефтегазовая геология и геофизика. М. : Изд-во ВИИОЭНГ. 1977. № 9. 45 с.

36. Заморина О.В., Белоусова Н.А., Бриченко И.П. Опыт определения УЭС промывочной жидкости // ЭИ. Сер. Разведочная геофизика. М. : Изд-во ВИЭМС. – 1985. – Вып. 8. – 38 с.

37. Левченко А.А., Пантюхин В.А. Опыт интерпретации кривых ИК в пачках пластов с проникновением // ЭИ. Сер. Разведочная геофизика. М. : Изд-во ВИЭМС. – 1987. – Вып. 11.

38. Плюснин М.И. Индукционный каротаж. М. : Недра, 1968. 147 с.

39. Кнеллер Л.Е., Сидорчук А.И. Анализ возможностей интерпретации на ЭВМ данных электрокаротажа с учетом радиальной неоднородности зоны проникновения // ЭИ. Сер. Региональная разведочная и промышленная геофизика. М. : Изд-во ВИЭМС. – 1983. – Вып. 20.

40. Широков В.Н., Митюшин Е.М. и др. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. М. : Недра, 1996. 317 с.

41. Сидорчук А.И., Чаадаев Е.В. Оценка влияния анизотропии на кривые КС в многослойных средах // Изв. АН СССР. Геология и геофизика. – 1976. – № 11. – С. 220-258.

42. Журавлев В.П. Определение удельного сопротивления анизотропных пластов // Прикладная геофизика. – 1968. – Вып. 51. – С. 43-62.
43. Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Каюров К.Н. Синтетическое моделирование проблемных задач зондирования косослоистых пластов из горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2008 – № 2. – С. 34-37.
44. Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Карогодин Ю.Н., Юшин Д.П., Глебочева Н.К., Драпчук И.Д. Системно-стратиграфическая интерпретация данных электромагнитного изопараметрического зондирования нефтегазовых скважин // Георесурсы. Изд-во Георесурсы. – № 2. – 2003. – С. 38-45.
45. Структура комплексных палеток для интерпретации данных БКЗ, БК, ИК в пластах ограниченной мощности с зоной проникновения / И.П. Бриченко, А.В. Малинин, В.А. Пантюхин, Е. В. Чаадаев – М. : Недра, 1987. – 420 с.
46. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах / Р.Т. Хаматдинов, В.Ф. Козяр, В.Ф. Антропов [и др.] – М. : Недра, 2001. – 271 с.
47. Бриченко И.П., Малинин А.В., Пантюхин В.А. и др. Учет влияния систематических погрешностей измерений при интерпретации данных зондов электрического и электромагнитного каротажа // ЭИ. Сер. Разведочная геофизика. М. : Изд-во ВИЭМС. – 1988. – 21-48 с.
48. Молчанов А.А., Лаптев В.В., Моисеев В.Н., Челокьян Р.С. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник – М. : Недра, 1987. 263 с.
49. Зефирова И.П., Бондаренко М.Т., Чукин В.Т. и др. Инструкция по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа. М. : Изд-во ВНИИГеофизика, 1983.

50. Дахнов В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. М. : Недра, 1981.
51. Инструкция по обработке БКЗ с комплектом палеток и теоретических кривых электрического каротажа. М. : Нефтегеофизика, 1985.
52. Зефилов И.П., Чукин В.Т., Ручкин А.В и др. Методические рекомендации по боковому микрокаротажу. М. : Изд-во ВНИИГеофизика, 1975.
53. Бондаренко М.Г. и др. Методические указания по трехэлектродному боковому каротажу. М. : Изд-во ВНИИГеофизика, 1983.
54. Calvert T.J. et al. Electromagnetic Propagation – A New Dimension in Logging // SPE 6542. – 1977.
55. Wharton R.P. et al. Electromagnetic Propagation Logging: Advances in Technique and Interpretation // SPE 9267. – 1980.
56. Dahlberg K.E., Ference M.V. A Quantitative Test of the Electromagnetic Propagation (EFT) Log for Residual Oil Determination // SPWLA Twenty-Fifth Annual Logging Symposium. June 10-13, 1984.
57. Myers M.T. Pore Combination Modeling: A Technique for Modeling the Permeability and Resistivity Properties of Complex Pore Systems // SPE 22662. – 1991.
58. Kenyon W.E., Baker P.L. EPT Interpretation Using a Textual Model // SPWLA Twenty-Sixth Annual Logging Symposium. June 17-20, 1985.
59. Chang D., et al. Effective Porosity, Producing Fluid and Permeability in Carbonates from NMR Logging // paper A, SPWLA Thirty-Fifth Annual Logging Symposium Transaction. P. 21. – 1994.
60. Clerke E.A., et al. The DAK Foundation Evaluation Model for the Permian Basin Clearfork // SPE 26264. – 1993.
61. Kenyon W.E., Baker P.L. EPT Interpretation in Carbonates Drilled with Salt Muds // SPE 13192. – 1984.

62. Myers M.T. A Model for the Dielectric Dispersion in Carbonate // Prepared for publication.
63. Chemali R., et al. Comparisons of Wireline and LWD Resistivity Highlight Resistivity Frequency Dispersion in Sedimentary Formations // paper F, SPWLA 35th Annual Logging Symposium. – 1995.
64. Meyer W.H. Field Measurements of Resistivity Dispersion Using Two Frequency MWD propagation Resistivity Tools // Petrophysics. – 2000. – V. 41. № 6. – P. 492-502.
65. Rasmus J.S., et al. Resistivity Dispersion – Fact or Fiction? // paper RR, SPWLA 44th Annual Logging Symposium. June 22-25, 2003.
66. Ефимов В.А. Петрофизические модели сложнопостроенных глинистых коллекторов для оценки их нефтенасыщенности по данным электрометрии скважин: Дисс. ... к.г.-м.н. Тюмень ТИИ, 1984. С. 257.
67. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Геофизические исследования скважин. М. : Нефть и газ. 2004. 399 с.
68. Clark B., et al. A Dual Depth Resistivity Measurement for FEWD // Paper A, Trans. SPWLA 29th Annual Logging Symposium. June 5-8, 1988.
69. Meyer W.H. Analysis of Environmental Corrections for Propagation Resistivity Processing and Interpretation // paper M, SPWLA 41th Annual Logging Symposium. June 4-7, 2000.
70. Haugland S.M. New Discovery with Important Implications for LWD Propagation Resistivity Processing and Interpretation // paper LL, SPWLA 42th Annual Logging Symposium. June 17-20, 2001.
71. Luling M.G., et al. Dielectric Effects on Resistivity Anisotropy in Laminates – or When is $R_v > R_h$? // paper QQQ, SPWLA 46th Annual Logging Symposium. June 10-13, 2005.
72. Griffiths R., et al. Better Saturation from New Array Laterolog // paper DDD, SPWLA 40th Annual Logging Symposium. June 14-17, 1999.

73. Пархоменко Э.И. Электрические свойства горных пород. М. : Недра, 1965. 164 с.
74. Под ред. Дортман Н.Б., Молчанова А.А. Петрофизика: Справочник: В 3-х кн. М. : Недра, 1992. Кн. 1 Горные породы и полезные ископаемые. 391 с.; кн. 2. Техника и методика исследований. 256 с.; кн. 3. Земная кора и мантия. 286 с.
75. Ерофеев Л.Я., Вахромеев Г.С., Зинченко В.С., Номоконова Г.Г. Физика горных пород. Томск : Изд-во Томского Политехнического Университета. 2006. 520 с.
76. Симаков И.Г., Гомбоев Р.И. Исследование диэлектрической релаксации воды в граничной фазе : Труды Международной Байкальской молодежной научной школы по фундаментальной физике. 2006. С. 232-235.
77. Чашков А.В. Анализ зоны проникновения при вскрытии скважины раствором на нефтяной основе : Тезисы докладов Четвертой Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле, Новосибирск, 2008. С. 267.
78. Doveton J.H. Geologic log analysis using computer methods // Kansas: AAPG Computer Applications in Geology. – 1994. – № 2. – 169 p.
79. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М. : Недра, 1987. 376 с.
80. Кабанов В.М., Красильников С.Н., Химченко В.Н. Технология оптимального решения задач определения ФЕС пластов-коллекторов в GeoOffice Solver // Каротажник. – 2006. – № 2-4. – С. 364-376.
81. Стронгин Р.Г. Численные методы в многоэкстремальных задачах (информационно-статистические алгоритмы). – М. : Наука, 1978. 239 с.
82. Банди Б. Методы оптимизации. Вводный курс. М. : Радио и связь, 1988. 176 с.

83. Итенберг С.С., Дахгильков Т.Д. Геофизические исследования скважин. М. : Недра, 1982. 352 с.
84. Чашков А.В., Киселев В.М. Особенности интерпретации данных диэлектрического каротажа в терригенном разрезе с использованием программного продукта «GeoOffice Solver» : сб. статей междунар. конф. MINEX-Сибирь 2008, Красноярск, 2008. С. 71-75.
85. Даев Д.С. Высокочастотные электромагнитные методы исследования скважин. М. : Недра, 1974. 189 с.
86. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. М. : Недра, 1984. 256 с.
87. Нестерова Г.В., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования // Каротажник. – 2008. – Вып. 1. – С. 52-68.
88. Нестерова Г.В., Кашеваров А.А., Ельцов И.Н. Моделирование проникновения сильнопроводящего бурового раствора в пласт // Каротажник. – 2008. – Вып. 9. – С. 45-60.
89. Под ред. Бурлюк Р.В. Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК (с комплексом палеток). Калинин : НПО «Союзпромгеофизика», 1990. 75 с.
90. Чашков А.В. Применение электрического и акустического каротажа для прогнозирования флюидоупорных свойств глинистых покрышек : Труды XII Международного научного симпозиума им. академика В.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск : Изд-во Томского Политехнического Университета. 2008. С. 330-332.
91. Аксельрод С.М. Влияние частотной дисперсии электрических свойств горных пород на результаты определения удельного сопротивления пластов // Каротажник. – 2007. – Вып. 10. – С.103–126.

92. Нейман Е.А. Приближенный расчет характеристик многоэлектродных макро- и микрозондов и многокатушечных зондов. М. : МИН-ХиГП, 1979. 83 с.
93. Виноградова М.Б., Руденко О.В., Сухоруков А.П. Теория волн. М. : Наука, 1979. 383 с.
94. Под ред. Добрынина В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. М. : Недра, 1988. 475 с.
95. Wu P.T., Lovell J.R., Clark B., Bonner S.D., Tabanou J.R. Dielectric-independent 2 MHz propagation resistivities // SPE 56448. Transaction of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. October, 1999.
96. Под ред. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. и др. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.
97. Королев В.А. О перспективах применения метода сканирующего бокового электромагнитного зондирования для электрометрии в горизонтальных скважинах // Каротажник. – 1996. – Вып. 21. – С. 76-78.
98. Donaldson E.C., Siddiqui T.K. Relationship between the Archie Saturation Exponent and Wettability // SPEFE. – 1989. – P. 359-361.
99. Takach N.E. et al. Generation of Oil-Wet Model Sandstone Surfaces // SPE 18465. – 1989.
100. Cole R.H. et al. Time domain reflection methods for dielectric measurements to 10 GHz // J. Appl. Physics. – 1989. – P. 793-799.
101. Wei Y.-Z., Sridhar S. Technique for measuring the frequency dependent complex dielectric constants of liquids up to 20 GHz // Rev. Sci. Instrum. – 1989. – № 9. – P. 3041-3047.

102. Folgerø K., Tjomsland T. Permittivity measurement of thin liquid layers using open-ended coaxial probes // Meas. Sci. Technol. – 1996. – P. 1164-1173.
103. Anderson W.G. Wettability Literature Survey–Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability // JPT. – 1986. – P. 1125-1144.
104. Bona N. et al. Characterization of Rock Wettability through Dielectric Measurements // Revue de l'Inst. Français du Pétrole. – 1998. – №6. – P. 771-790.
105. Sen P.N., Scala C., Cohen M.H. A self-similar model for sedimentary rocks with application to the dielectric constant of fused glass beads // Geophysics. – 1981. – № 5. – P. 781-803.
106. Knight R., Nur A. The dielectric constant of sandstones, 60 kHz to 4 MHz // Geophysics. – 1987. – № 5. – P. 644-660.
107. Sillars R.W. The properties of a dielectric containing semiconducting particles of various shape // J. Inst. Elec. Eng. – 1937. – № 80. – P. 378-382.
108. Jonscher A.K. Universal Relaxation Law. London : Chelsea Dielectric Press – 1996.
109. Кузнецов В.Д. Физика твердого тела. Томск : «Красное знамя», 1937. 320 с.
110. Овчинников И.К. Труды Всесоюзного научно-исследовательского института разведочной геологии. 1950. № 3. С. 33.
111. Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) // Каротажник. – 2008. – Вып. 10. – С. 81-101.
112. Lichteneker K. Der elektrische Leitungswiderstand Künstlicher und natürlicher Aggregate // Phys. Zeit. – 1924. – V. 25. – №№ 8, 9, 10.

113. Sundberg K. Effect of impregnating waters on electrical conductivity of soils and rocks // Trans. A.I.M.E. Geophysical Prospecting. – 1932. – P. 367-391.

114. Семенов А.С. Влияние структуры на удельное сопротивление агрегатов // Геофизика. ВСЕГЕИ. – 1948. – Т. 12. – С. 43-61.

115. Дорогиницкая Л.М., Дергачева Т.Н., Анашкин А.Р., Колыванов А.Р., Кушнарев С.В., Худякова Л.Д., Романов Е.А., Голиков Н.А., Мелкозерова С.Н. Количественная оценка добывных характеристик коллекторов нефти и газа по петрофизическим данным и материалам ГИС. Томск: STT, 2007. – 278 с.

116. Han M.V., Youssef S., Rosenberg E., Fleury M., Levitz P. The Effect Of The Porous Structure On Resistivity Index Curves. An Experimental And Numerical Study // SPWLA 49th Annual Logging Symposium. May 25-28. – 2008. – 10 p.

117. Глинских В.Н., Эпов М.И. Численное моделирование диаграмм электромагнитного каротажа при описании электропроводности тонкослоистых коллекторов непрерывными функциями // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. № 8. – С. 941-949.

118. Глинских В.Н., Эпов М.И. Анализ чувствительностей и эквивалентностей зондов электромагнитного каротажа на основе двумерного моделирования // Каротажник. – 2006. – Вып. 9. – С. 64-83.

119. Глинских В.Н., Эпов М.И. Локально-нелинейные приближения высокочастотного электромагнитного поля для задач каротажа // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. № 8. С. – 938-944.

120. Конторович А.А., Кринин В.А. и др. Подсчет запасов Ванкорского месторождения. Гос. рег. № 04-09-34. ЗАО «Ванкорнефть», ЗАО «Красноярскгеофизика». Красноярск, 2009.

121. Bussian A.E. Electrical conductance in a porous medium // Geophysics. – 1983. – V. 48. № 9. – P.1258-1268.

122. Waxman M.H., Smits L.J.M. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sand // Soc. Petr. Eng. J. – 1963. – V. 8. – P.107-122.
123. Bruggeman D.A.G. Berechnung vershiedener physikalisher konstante von heterogenen Sustanzen // Ann. Physik – 1935. – V. 24. – P.636-664.
124. Clavier C., Coates G. The theoretical and experimental bases for the "Dual water" model for the interpretation of shaly sands : 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Denver, 1977.
125. Овчинников И.К. Теория электроразведки квазистационарным током и применение его к поискам слабо проводящих руд. Канд. Дисс.. Фонды Физ. ин-та ЛГУ. 1932. 145 с.
126. Вейнберг А.К. Магнитная проницаемость, электропроводность, диэлектрическая проницаемость и теплопроводность среды, содержащей сферические и эллипсоидальные включения // Доклады Академии наук СССР. – 1966. – Т. 169. – № 3. – С. 543-546.
127. Sen P.N., Scala C., Cohen M.H. A self-similar model for sedimentary rocks with applications to the dielectric constant of fused glass beads // Geophysics. – 1981. – V. 46. № 5. – P.781-795.
128. Schwartz L., Kimminau S. A review of pore and grain geometric models // SPWLA 28th Annual Logging Symposium. – 1987. – 18 p.
129. Федер Е. Фракталы. М. : Мир, 1991. 254 с.
130. Katz A.J., Thompson A.H. Fractal Sandstone Pores: Implications for Conductivity and Pore Formation // Physical Review Letters. – 1985. – V. 54. № 12. – P. 1325-1328.
131. Кобранова В.Н. Петрофизика. М. : Недра, 1986. 392 с.
132. Abdassah D., Permadi P., Sumantri Y. Saturation Exponents Derived from Fractal Modeling of Thin-sections // SPE 36978-MS. – 1996. – 7 p.
133. Krohn C.E. Fractal measurements of sandstones, shales and carbonates // J. Geophys. Res. – 1988. – V.93 (B4). – P.3297-3305.

134. Graves R.M., Bailo E.T. Porosity and Permeability Changes in Lased Rocks Calculated Using Fractal Fragmentation Theory // SPE 2004-112. – 2004. – 8 p.
135. Alkafeef S.F., Zaid A.M., Alajmi A.F. On the Relationship between Electrokinetics and Reservoir Rock Physical Properties // SPE 120032-MS. – 2009. – 13 p.
136. Maxwell J.C. Treatise on electricity and magnetism. Oxford : Clarendon Press. – 1873. – V.1 – 489 p.
137. Roy S., Tarafdar S. Archie's law from a fractal model for porous rocks // Physical Review B. – 1997. – V.55. – P. 8038-8041.
138. Элланский М.М. Использование современных достижений петрофизики и физики пласта при решении задач нефтегазовой геологии по скважинным данным. М. : РГУ нефти и газа, 1999. 111 с.
139. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин. М. : Недра, 1978. 249 с.
140. Чашков А.В., Киселев В.М. Фрактальная модель электропроводности терригенного анизотропного коллектора : Тезисы докладов IV Международного горно-геологического форума «МИНГЕО Сибирь 2010», Красноярск, 2010. С. 69-84.
141. Chashkov A.V., Kiselev V.M. Development of Formation Evaluation Methods for Structurally Complicated Carbonate Reservoirs : EAGE. 4th Saint Petersburg International Conference and Exhibition, Saint Petersburg, 2010. 4p. Electronic resource. 1 electronic optical disk (CD-ROM).
142. Алексеев В.П. Литологические этюды. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 150 с.
143. Квачко С.К., Чашков А.В. Условия осадконакопления терригенных коллекторов газонефтяного месторождения (Западная Сибирь) : Труды V Межвузовской научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле», Москва, 2010. С. 41.

144. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. Nuclear magnetic resonance. Principles and application. Houston : Halliburton Energy Service, 1999. 346 p.
145. Чашков А.В., Квачко С.К. Структурная модель порового анизотропного пространства терригенного коллектора : Труды V Межвузовской научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле», Москва, 2010. С. 206.
146. Чашков А.В., Киселев В.М. Матричная модель электропроводности терригенного анизотропного коллектора : Материалы международной конференции «Геомодель-2010», Геленджик, 2010. 4с. Электронный ресурс. 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).
147. Fanchi J.R. Directional Permeability // SPE 102343. – 2006. – 4 p.
148. Dewi T.H., Chen H.-Y., Teufel L.W. The Reliability of Permeability-Anisotropy Estimation From Interference Testing of Naturally Fractured Reservoirs // SPE 59011. – 2000. – 13 p.
149. Halbert W.G. The Influence of Oriented Arrays of Thin Impermeable Shale Lenses or of Highly Conductive Natural Fractures on Apparent Permeability Anisotropy // SPE 4164. – 1972. – 3 p.
150. Gatens J.M., Lee W.J., Hopkins C.W., Lancaster U.E. The Effect of Permeability Anisotropy on the Evaluation and Design of Hydraulic Fracture Treatments and Well Performance // SPE 21521. – 1991. – 12 p.
151. Tiab D., Igbokoyi A., Restrepo D. Fracture porosity from pressure transient data // IPNC 11164. – 2007. – 14 p.
152. Tiab D., Restrepo D., Igbokoyi A. Fracture porosity of naturally fractured reservoir // SPE 104056. – 2006. – 13 p.
153. Richard O., Kuppe B., Kuppe F. Reservoir Characterization for Naturally Fractured Reservoirs // SPE 63286. – 2000. – 11 p.
154. Agarwal B., Hermansen H., Sylte J.E., Thomas L.K. Reservoir Characterization of Ekofisk Field: A Giant, Fractured Chalk Reservoir in the Nor-

wegian North Sea – History Match // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2000 – № 3(6). – P. 534-543.

155. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М. : Недра, 1982. 256 с.

156. Igbokoyi A., Tiab D. Well test analysis in naturally fractured reservoir using elliptical flow // IPTC 11165. – 2007. – 16 p.

157. Paul P., Zoback M., Hennings P. Fluid flow in a fractured reservoir using a geomechanically constrained reservoir simulation // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2009. – P. 562-575.

158. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М. : Недра, 1970.

159. Борисенко А.И, Тарапов И.Е. Векторный анализ и начала тензорного исчисления. Харьков: «Вища школа», 1988. 212 с.

160. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоносности в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 1996. – Т.37. № 8. – С.166-195.

161. Olding N.E., Gillespie P., Bourguine B., Castaing C. et al. Variations in fracture system geometry and their implications for fluid flow in fractured hydrocarbon reservoirs // Petroleum Geoscience. – 1999. – V. 5. – P. 373–384.

162. Исказиев К.О. Исследование влияния фильтрационной анизотропии на разработку неоднородных коллекторов нефти и газа // Автореферат на соиск. уч. степ. канд. геол.–мин. наук. Томск. 2006.

163. Agosta F., M. Alessandroni, Antonellini M., Tondi E., Giorgioni M. From fractures to flow: A field-based quantitative analysis of an outcropping carbonate reservoir. Tectonophysics, 2010. 50 p.

164. Kiselev V.M., Chashkov A.V. Permeability anisotropy of fractured reservoirs // Journal of Siberian Federal University. Mathematics & Physics. 2009. 2(4). P. 387–393.

165. Антоненко А.А., Ошмарин Р.А., Чашков А.В. Определение физико-механических свойств горных пород с применением данных скважинных микросканеров // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. Вып. 8. Красноярск : ИПК СФУ, 2010. С.223–228.

166. Чашков А.В., Антоненко А.А. Анизотропия проницаемости в трещиноватых коллекторах : Материалы Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Молодые в геологии в нефти и газа», М. : Изд-во ВНИГНИ, 2009. С. 108-110.

167. Антоненко А.А., Чашков А.В. Применение нейронных сетей для прогнозирования петрофизических свойств : Материалы Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Молодые в геологии в нефти и газа», М. : Изд-во ВНИГНИ, 2009. С. 11-13.

168. Чашков А.В., Кинсфатор А.Р. Анизотропия проницаемости трещинного пласта–коллектора с заданным распределением направлений трещин : Труды XIV Международного научного симпозиума им. академика В.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск : Изд-во Томского Политехнического Университета, 2010. С. 432-433.

169. Чашков А.В., Киселев В.М. Применение промысловых методов ГИС для оценки параметров трещиноватости горных пород // Современные технологии освоения минеральных ресурсов. Вып. 8. Красноярск : ИПК СФУ, 2010. С.250–256.

170. Киселев В.М., Чашков А.В., Кинсфатор А.Р. Количественная оценка анизотропии проницаемости трещинных коллекторов со случайным распределением трещин // Геофизика. 2010. № 4 – С. 41-46.

171. Дорогиницкая Л.М., Еникеев Б.Н., Ефимов В.А., Исаев Г.Д., Костеневич К.А., Мальшаков А.В., Ратников И.Б., Семенов В.В., Сокова К.И., Федорцов И.В., Шнурман И.Г. Актуальные вопросы петрофизики

сложнопостроенных коллекторов. Краснодар : Просвещение-Юг, 2010.
306 с.

Приложение Г

Азимуты простираения и углы падения трещин в одной из скважин ЮТМ

Условная глубина,м	Азимут протир.	Угол падения	Условная глубина,м	Азимут протир.	Угол падения	Условная глубина,м	Азимут протир.	Угол падения
202,8	27,2	71,5	259,7	19,3	77,7	326,6	284,2	71,2
203,9	12,9	71,6	260,5	22,8	78,2	327,0	195,9	82,5
204,7	201,7	72,7	261,4	106,0	81,2	328,3	120,4	78,7
206,9	17,2	77,5	262,5	291,5	75,5	328,6	120,3	81,4
207,7	116,0	76,7	263,5	25,3	72,5	328,8	107,5	79,5
209,0	291,9	76,1	264,4	111,1	74,9	329,1	203,5	74,6
209,8	123,1	76,9	265,5	285,9	73,0	329,4	109,8	75,3
210,2	289,2	79,0	267,0	196,9	79,3	329,7	282,3	73,6
214,6	296,1	82,6	269,0	114,9	71,2	329,9	206,3	72,6
219,2	19,5	76,5	270,5	289,6	78,9	330,6	275,8	75,9
220,9	15,8	74,0	271,6	301,0	72,2	331,2	109,0	74,9
222,9	303,8	77,1	272,0	28,1	72,8	331,9	291,2	73,7
224,8	109,0	71,5	272,5	109,4	75,0	332,6	111,3	77,1
226,1	292,7	74,4	273,4	13,9	73,7	333,4	18,3	74,9
226,7	21,6	79,3	274,4	296,3	75,9	335,3	119,2	74,0
227,5	21,8	69,1	276,1	198,8	73,5	336,6	282,9	86,2
228,7	17,5	70,6	277,1	201,1	72,9	341,6	200,1	79,4
229,2	279,2	79,6	277,7	112,4	73,2	342,3	108,5	76,6
229,5	281,4	80,0	279,9	113,4	77,7	343,1	296,1	75,8
231,0	115,4	70,9	283,5	203,4	75,7	344,5	112,2	77,2
233,0	289,6	78,3	286,4	201,6	78,3	347,4	110,4	76,0
233,5	18,6	75,3	287,7	20,8	76,9	349,8	17,9	79,4
234,0	200,7	74,7	289,2	115,2	73,2	351,4	288,6	76,1
234,5	296,0	83,6	292,3	16,4	77,9	352,1	119,2	75,5
236,1	206,5	77,0	294,1	199,4	72,0	353,5	197,6	79,6
236,8	199,2	73,3	294,9	288,5	77,9	354,9	297,6	73,0
237,4	287,9	78,1	295,9	14,9	79,7	356,3	18,5	78,6
239,4	298,0	80,9	296,4	301,1	73,2	359,2	103,1	75,2
241,0	199,2	81,3	296,8	291,3	74,8	359,9	112,8	80,9
242,0	103,0	79,2	297,4	111,4	72,7	361,9	290,0	79,9
242,9	119,4	74,3	297,1	112,0	74,3	363,6	290,8	73,7
244,1	290,1	77,0	299,2	293,0	76,6	364,1	199,7	78,0
244,6	200,7	79,0	300,0	111,2	76,4	364,8	109,3	73,3
245,4	125,0	83,1	300,9	106,8	71,7	365,4	108,2	74,6
246,0	296,3	77,0	301,8	105,7	76,5	366,1	29,0	80,0
246,7	286,6	79,2	304,2	291,8	75,4	366,7	22,3	72,5
247,5	17,0	76,9	305,2	288,0	81,0	369,1	16,7	79,6
248,2	201,7	81,9	309,0	286,4	73,1	370,4	288,9	79,9
249,0	189,8	74,9	310,1	103,6	76,3	371,2	11,5	80,2
249,6	113,3	74,5	311,4	112,1	77,4	371,9	286,9	78,1
250,3	299,3	80,0	313,2	22,1	74,9	373,4	202,7	76,6
250,7	107,6	72,6	318,4	287,1	73,6	374,4	108,8	78,9
252,2	20,8	75,7	319,0	199,0	73,7	375,0	116,4	76,7
253,6	296,6	73,1	321,0	189,3	73,4	375,6	198,5	73,6
255,3	15,4	73,0	323,0	205,2	74,8	377,0	109,6	76,5

Условная глубина,м	Азимут протир.	Угол падения	Условная глубина,м	Азимут протир.	Угол падения	Условная глубина,м	Азимут протир.	Угол падения
256,1	24,0	71,9	325,1	298,1	73,2	378,0	195,3	75,5
258,4	291,1	70,6	326,3	294,2	74,0	378,6	106,2	78,0
379,1	193,2	81,6	430,8	16,4	71,0	484,1	103,7	78,1
380,0	11,3	72,6	432,0	123,4	75,6	485,0	113,2	79,7
381,3	110,7	73,5	432,7	197,7	73,0	486,2	117,8	78,6
382,0	120,9	77,3	433,6	111,7	75,8	487,1	111,1	77,3
383,0	119,2	75,9	434,2	24,3	75,3	488,3	194,3	69,5
383,5	203,7	75,9	435,1	120,3	79,3	490,3	107,9	80,5
383,9	298,0	72,4	435,5	118,2	76,1	491,2	113,9	71,8
384,8	298,0	73,0	436,9	112,5	76,4	492,8	107,2	80,0
385,3	9,3	77,5	437,4	196,3	75,1	493,4	17,9	78,6
387,4	302,8	72,6	438,0	302,9	75,8	494,3	295,2	80,1
388,8	23,6	77,2	438,9	297,1	75,1	494,8	292,8	77,1
391,2	206,0	78,2	439,2	28,9	77,4	495,4	106,9	72,7
393,4	117,8	74,1	440,7	22,4	78,4	496,2	295,9	70,2
393,9	106,2	74,8	441,4	186,3	77,9	500,8	117,0	77,7
395,6	23,2	78,3	442,0	111,3	82,2	502,4	19,6	75,8
396,6	107,4	76,0	442,8	116,4	73,0	503,6	29,7	73,1
397,4	31,5	80,5	444,2	21,2	73,9			
397,6	301,8	75,9	445,5	296,0	76,1			
398,5	117,7	82,2	446,3	109,0	77,4			
399,0	289,2	82,6	448,3	113,2	74,3			
399,4	292,0	79,4	449,9	117,4	78,6			
399,8	9,0	77,1	450,7	18,0	72,1			
400,2	283,9	81,9	452,5	287,9	72,9			
400,5	122,6	78,3	454,0	203,4	76,9			
400,9	120,8	81,6	454,7	210,3	72,2			
401,3	196,7	76,7	455,6	198,1	72,6			
402,2	284,9	75,9	457,5	194,6	75,8			
403,2	18,0	79,7	458,9	116,8	75,5			
405,2	289,9	76,8	461,0	23,9	78,2			
407,7	6,6	77,1	461,8	289,4	77,9			
408,2	21,2	78,8	463,0	194,7	74,6			
409,4	195,3	68,9	464,6	197,1	74,3			
410,4	287,9	76,5	465,4	195,9	72,1			
410,8	286,2	74,1	467,2	5,7	70,6			
411,1	114,4	78,8	468,1	299,0	75,3			
412,4	200,6	74,8	468,8	200,6	77,9			
414,1	14,4	74,8	470,8	114,7	74,6			
415,6	116,6	73,7	471,7	285,4	77,9			
416,3	13,9	78,7	472,6	115,7	78,2			
417,6	291,9	76,7	473,6	114,4	75,2			
418,2	18,3	77,2	474,0	14,5	80,6			
419,0	103,3	76,4	474,5	12,3	79,9			
420,6	199,6	73,0	476,1	114,8	78,6			
422,0	307,6	78,1	476,8	115,2	75,9			
422,9	118,1	74,9	477,8	204,7	74,5			
424,4	289,4	77,6	478,8	109,6	78,5			
425,6	2,8	74,5	480,2	19,5	76,7			

Условная глубина,м	Азимут протир.	Угол падения	Условная глубина,м	Азимут протир.	Угол падения
426,5	113,1	76,4	481,1	201,4	75,1
427,1	104,5	76,6	481,9	26,4	75,6
429,5	287,5	80,0	482,8	18,8	74,7
430,2	9,8	76,7	483,6	113,0	76,2

Размеры блоков в одной из скважин ЮТМ

Начало интерв.,м	Конец интерв.,м	Высота блока, м	Ширина блока, м
203,8	204,1	0,3	0,029
207,0	208,0	1	0,251
208,8	209,0	0,1	0,029
209,1	209,3	0,2	0,087
209,7	210,4	0,8	0,074
216,4	218,8	2,4	0,224
221,0	224,2	3,2	0,210
226,0	229,0	3	0,162
233,0	235,0	2	0,079
237,0	237,7	0,7	0,052
237,7	240,2	2,5	0,199
244,0	246,9	2,9	0,100
250,0	254,4	4,4	0,093
257,7	260,2	2,5	0,069
264,0	266,1	2,1	0,101
271,0	273,8	2,8	0,080
277,0	279,4	2,4	0,173
279,7	280,4	0,7	0,270
284,4	284,4	0,05	0,024
285,9	286,1	0,2	0,026
286,4	287,0	0,6	0,149
287,6	288,2	0,6	0,190
291,0	293,5	2,5	0,090
293,5	294,7	1,2	0,040
295,0	297,1	2,1	0,040
305,0	306,7	1,7	0,358
312,0	312,8	0,8	0,108
313,7	314,5	0,8	0,130
314,5	314,9	0,4	0,073
316,2	317,1	0,9	0,052
319,0	325,0	6	0,118
326,3	327,3	1	0,030
328,3	330,2	1,9	0,034
334,2	334,3	0,1	0,032
335,0	335,6	0,6	0,089
341,0	343,4	2,4	0,131
349,0	354,6	5,6	0,077
399,0	401,7	2,7	0,032
450,0	451,3	1,3	0,111



РН-КрасноярскНИПИнефть

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
по науке и развитию


А.К. Битнер
2010 г.

АКТ

о внедрении результатов кандидатской диссертационной работы

Чашкова Анатолия Васильевича

«Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств геологических сред с использованием данных геофизических исследований скважин»

Результаты диссертационной работы Чашкова А.В. «Математическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств геологических сред с использованием данных геофизических исследований скважин», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, используются в производственной деятельности Департамента геологии ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть».

Эффективность результатов разработок Чашкова А.В. подтверждается протоколами НТС № 22 от 11.12.2009 г. и № 12 от 22.06.2010 г.

Использование представленных в диссертации исследований позволяет повысить информативность и достоверность интерпретации данных ГИС, что особенно актуально для сложнопостроенных терригенных и карбонатных пластов-коллекторов месторождений нефти и газа Восточной Сибири.

Заместитель генерального
директора по геологии


А.А. Конторович

Заместитель заведующего комплексного
отдела петрофизики интерпретации
данных ГИС


Р.А. Шишкин

Ученый секретарь


А.А. Гроо