

*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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата физико-математических наук

Москва – 2011

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Сибирский федеральный университет»

Научный руководитель доктор физико-математических наук,  
профессор **Киселев Валерий Михайлович**

Официальные оппоненты доктор физико-математических наук,  
профессор **Лухминский Борис Евгеньевич**

кандидат технических наук,  
**Еникеев Борис Николаевич**

Ведущая организация Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Защита диссертации состоится «17» ноября 2011 г. в 15:00 на заседании Диссертационного совета Д.212.121.07 в Российском государственном геологоразведочном университете им. Серго Орджоникидзе по адресу:  
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23, РГГРУ, ауд. 6-38.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке РГГРУ.

Автореферат разослан и размещен на сайте РГГРУ  
[www.msgpa.edu.ru](http://www.msgpa.edu.ru)

«14» октября 2011 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
д.ф.-м.н., профессор



А.Д. Каринский

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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

**Актуальность исследования.** 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.

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

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, современные способы отбора керна при глубоком бурении недостаточно совершенны и обычно отбираются наиболее крепкие и практически менее интересные породы. Поэтому данные лабораторных исследований керна используются для уточнения петрофизических моделей, положенных в основу обработки результатов ГИС, и для повышения точности бескерновой геологической документации разрезов скважин.

При определении по данным ГИС коэффициентов  $K_H$ ,  $K_B$ ,  $K_P$  и  $K$  пластов-коллекторов нефтяных и газовых месторождений Восточной Сибири возникли проблемы, связанные с очень сложным их строением. Как показал 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. С этим и связана **актуальность** диссертационной работы.

**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 адекватных математических моделей петрофизических свойств сложнопостроенных геологических объектов, вмещающих залежи углеводородов, 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.

Лабораторные исследования керна рассматриваемых скважин Собинского месторождения выполнялись в лабораториях ВНИИГГИС и КТЭ ПГО «Енисейнефтегазгеология» в период с 1985 по 1987 гг. Опробование скважин Собинского месторождения выполнялось ПГО «Енисейнефтегазгеология».

Данные ГИС, в том числе FMI, ЯМК и ВИКИЗ, ряда скважин 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 СНИИГГиМС в 1985 г. Данные пластового микросканера (FMI), используемые в данной работе, зарегистрированы компанией Schlumberger.

Обработка экспериментальных данных проводилась с использованием программного продукта «GeoOffice Solver» (разработчики С.Н. Красильников, В.М. Кабанов, В.Н.

Химченко, Д.Л. Иванов, Е.А. Розов), «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 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 фундаментальным теоретическим и экспериментальным исследованиям терригенных и карбонатных коллекторов.

#### **Практическая значимость выполненных исследований.**

1. Разработаны новые методики учета зоны проникновения при вскрытии скважины с использованием раствора 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, просветность и др.), которая используется 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: 4-ая Сибирская международная конференция молодых ученых по наукам о Земле (Новосибирск, 2008); XII Международный научный симпозиум им. акад. В.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2008); Горно-геологический международный форум «MINEX-Сибирь» (Красноярск, 2009); Всероссийская научно-техническая конференция студентов и аспирантов «Молодежь и наука: начало XXI века» (Красноярск, 2009); Научная конференция молодых ученых и специалистов «Молодые в геологии нефти и газа» (Москва, 2009); III Межрегиональная научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО «НК-«Роснефть» (Москва, 2009); V Межвузовская научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые – наукам о Земле» (Москва, 2010); XIV Международный научный симпозиум им. акад. В.А. Усова студентов и молодых ученых

«Проблемы геологии и освоения недр» (Томск, 2010); 8-ая Международная конференция «Современные технологии освоения минеральных ресурсов» (Красноярск, 2010); 4-ая Международная научно-практическая конференция и выставка EAGE (Санкт-Петербург, 2010); Горно-геологический международный форум «MINEX-Сибирь» (Красноярск, 2010); IV Межрегиональная научно-техническая конференция молодых специалистов ОАО «НК-«Роснефть» (Москва, 2010); Международная научно-практическая конференция «Геомодель-2010» (Геленджик, 2010); Научно-практическая конференция «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири», посвященная 25-летию ОАО «ТомскНИПИнефть» (Томск, 2011); Конференция SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике (Москва, 2011).

### **Публикации.**

Основные результаты опубликованы в 19 печатных работах, из них в ведущих научных рецензируемых журналах, определенных 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.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **Введении** обоснована актуальность темы, сформулированы цели и задачи исследования, показана научная новизна и практическая значимость.

### **Глава 1. Моделирование геологической среды с использованием данных диэлектрического каротажа**

Этот раздел посвящен исследованию возможности повышения информативности и достоверности результатов интерпретации ГИС за счет использования данных о диэлектрической проницаемости среды. В качестве объекта исследования были рассмотрены продуктивные пласты ванаварской свиты Собинского месторождения.

Была построена математическая модель, связывающая между собой петрофизические свойства геологического объекта и показания различных методов ГИС. В качестве экспериментальных данных были рассмотрены показания акустического каротажа (АК), гамма-гамма каротажа плотностного (ГГК-П), индукционного каротажа (ИК), гамма каротажа (ГК), нейтронного гамма каротажа и диэлектрического каротажа (ДК). Кроме того, в модель в качестве параметров вводились значения:

- плотностей промывочной жидкости, глинистых материалов и кварцевого скелета породы ( $\sigma_{ж}$ ,  $\sigma_{гл}$ ,  $\sigma_{ск}$ );
- интервальных времен пробега упругих волн в промывочной жидкости, в глинистом материале и в кварцевом скелете горной породы ( $\Delta t_{ж}$ ,  $\Delta t_{гл}$ ,  $\Delta t_{ск}$ );
- водородных индексов глин и скелета ( $w_{гл}$ ,  $w_{ск}$ );

- диэлектрической проницаемости флюида (смеси воды и нефти), глин и скелета ( $\varepsilon_{\text{ф}}, \varepsilon_{\text{гл}}, \varepsilon_{\text{ск}}$ );
- удельного электрического сопротивления (УЭС) пластовых вод ( $\rho_{\text{плв}}$ ).

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. 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:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T = \Delta t_{\text{ж}} K_{\text{п}} + \Delta t_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \Delta t_{\text{ск}} K_{\text{ск}}, \quad (1.1) \\ \sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{ж}} K_{\text{п}} + \sigma_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \sigma_{\text{ск}} K_{\text{ск}}, \quad (1.2) \\ \rho_{\text{ист}} = \frac{a \cdot b \cdot \rho_{\text{плв}}}{K_{\text{п}}^m \cdot K_{\text{в}}^n}, \quad (1.3) \\ k_{\text{гл}} = 0,014 + 0,175 \cdot \Delta J_{\gamma} + 0,248 \cdot \Delta J_{\gamma}^2, \quad (1.4) \\ W = K_{\text{п}} + w_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + w_{\text{ск}} K_{\text{ск}}, \quad (1.5) \\ \varepsilon = \varepsilon_{\text{ф}} K_{\text{п}} + \varepsilon_{\text{гл}} k_{\text{гл}} + \varepsilon_{\text{ск}} K_{\text{ск}}, \quad (1.6) \\ K_{\text{п}} + k_{\text{гл}} + K_{\text{ск}} = 1. \quad (1.7) \end{array} \right. \quad (1)$$

В системе уравнений (1) дополнительно к введенным обозначениям:  $\Delta T$ ,  $\sigma_{\text{п}}$  – показания АК и ГГК–П;  $W$  – нормированные показания НГК;  $\rho_{\text{ист}}$  – истинное УЭС пласта по данным ИК;  $K_{\text{п}}, K_{\text{в}}, k_{\text{гл}}, K_{\text{ск}}$  – коэффициенты пористости, водонасыщенности, глинистости и доля скелета (песчанистость);  $\Delta J_{\gamma}$  – двойной разностный параметр гамма каротажа (ГК).

Уравнение (1.3) представляет собой по сути дела известное эмпирическое уравнение Арчи–Дахнова, из которого выражено истинное сопротивление пласта  $\rho_{\text{ист}}$  как функция пористости  $K_{\text{п}}$ , 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 с последующим введением необходимых поправок. Для песчаников ванаварской свиты Собинского месторождения установлены следующие значения коэффициентов, используемых в уравнении Арчи–Дахнова (1.3):  $a = 1,11$ ;  $b = 1,19$ ;  $m = 2,0$ ;  $n = 1,4$ .

Система нелинейных алгебраических уравнений (1) переопределена относительно неизвестных  $K_{\text{п}}, K_{\text{в}}, k_{\text{гл}}, K_{\text{ск}}$ . Поиск решения этой системы в рамках данной работы осуществлялся по алгоритму, встроенному в программный продукт «GeoOffice Solver». В этом алгоритме используется разработанный Стронгиным информационно-статистический

метод поиска глобального экстремума и уточнение полученного решения с помощью метода локальной оптимизации по методу Нелдера-Мида. Точность полученного решения контролировалась сравнением экспериментальных данных ГИС и вычисленных по уравнениям (1).

С использованием математической модели (1) решались две задачи.

Первая задача сводилась к анализу радиуса зоны проникновения при вскрытии скважины с использованием раствора на нефтяной основе. Осуществлялся поиск и анализ решений системы (1) для трех предполагаемых ситуаций: а)  $\varepsilon_{\phi} = \varepsilon_{\text{н}}$  (полное отсутствие зоны проникновения); б)  $\varepsilon_{\phi} = K_{\text{в}} \cdot \varepsilon_{\text{в}} + K_{\text{н}} \cdot \varepsilon_{\text{н}}$  (наличие зоны проникновения фильтрата бурового раствора на расстояние около 0,8 м от ствола скважины); в)  $\varepsilon_{\phi} = \varepsilon_{\text{в}}$  (существование зоны проникновения фильтрата бурового раствора на расстояние более 1,5 м от ствола скважины). Здесь  $\varepsilon_{\text{н}}$  и  $\varepsilon_{\text{в}}$  – диэлектрические проницаемости нефти и воды,  $K_{\text{н}}$  и  $K_{\text{в}}$  – коэффициенты нефтенасыщенности и водонасыщенности.

Анализ полученных для этих трех ситуаций решений, сравнение с данными ГИС и керна нескольких скважин Собинского месторождения показали, что имеет место заметная зона проникновения фильтрата бурового раствора. При стандартной интерпретации данных ГИС в случае, когда скважина бурится на растворе на нефтяной основе, а priori предполагается, что  $\varepsilon_{\phi} = \varepsilon_{\text{н}}$ . 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) такие ошибки сводит к минимуму.

Вторая задача заключалась в оценке эффекта частотной дисперсии на точность определения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности при использовании данных ДК. В качестве объекта нами был 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  $I_1 0,25 I_2 0,75 \Gamma$ . Эмпирическая величина диэлектрической проницаемости ( $\varepsilon_{\text{эмп}}$ ) определялась по палеткам для аппаратуры АДК-1.

С другой стороны, диэлектрическую проницаемость  $\varepsilon$  можно вычислить из системы уравнений (1), связывающих данные ГИС, а именно, АК, ГК, ГК-П, НК и ИК с физическими характеристиками пластов. Диэлектрическая проницаемость скелета  $\varepsilon_{\text{ск}}$  была определена по данным АК и НК с использованием палетки «АК-НК» по методике, изложенной в «Методических рекомендациях по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом» под редакцией Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. и др. При этом в дальнейших расчетах использовался весь набор полученных значений  $\varepsilon_{\text{ск}}$ , а не его модальное значение, как это обычно принято на практике.

Как отмечено выше, система (1) переопределена относительно искомым коэффициентов, поэтому были найдены решения для двух случаев: 1) с учетом данных ИК, но без учета ДК – на рисунке 1 кривые с индексом «\_ИК»; 2) с учетом данных ДК, но без учета ИК – на рисунке 1 кривые с индексом «\_ДК». Поскольку индукционный каротаж в рассматриваемой скважине выполнялся на частоте 500 кГц, то частотная дисперсия отсутствует, и величина «Кп\_ИК» представляет собой истинную пористость.

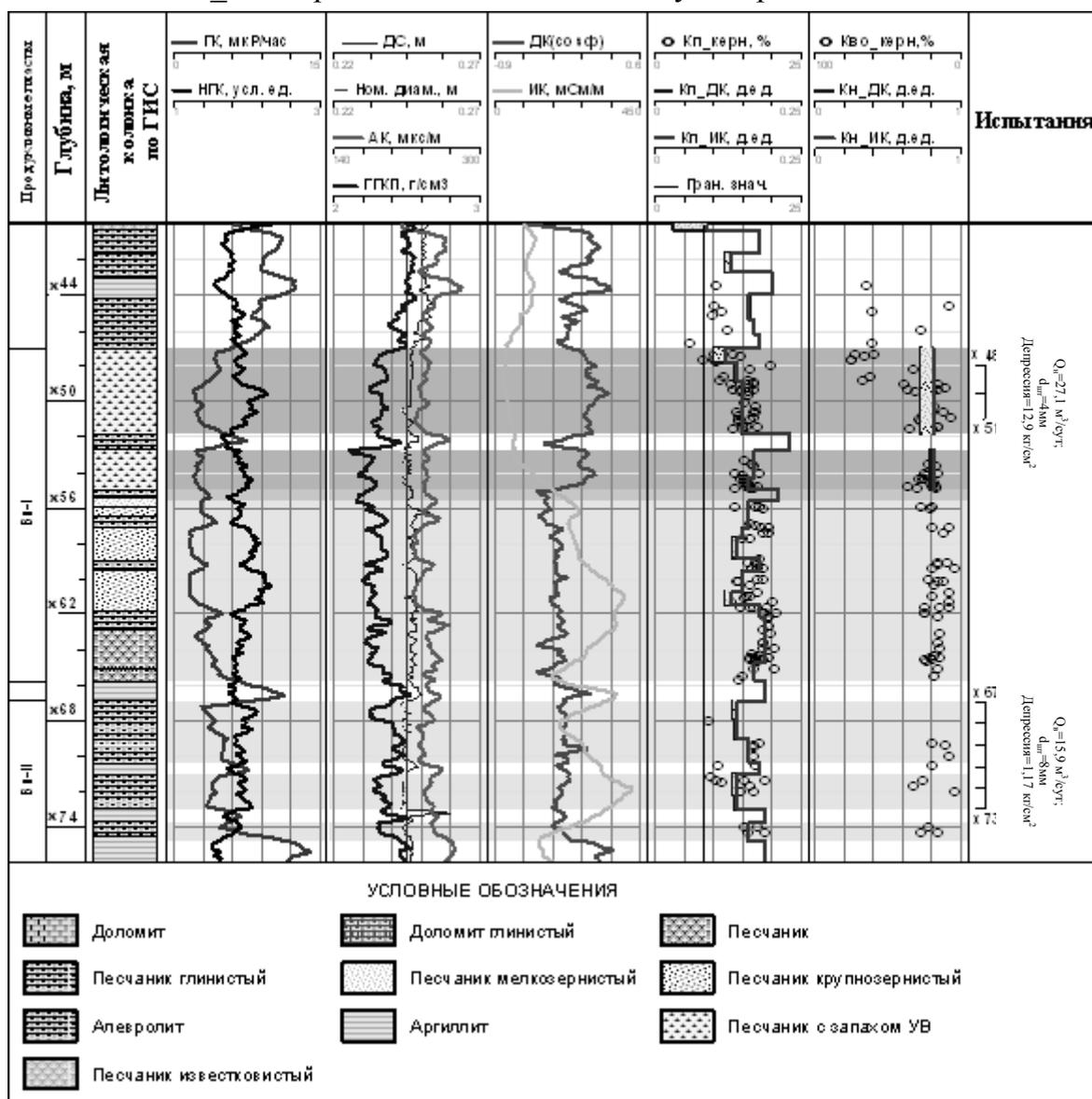


Рисунок 1 Фрагмент геолого-геофизической характеристики ванаварской свиты скважины Собинская-N1.

Аналогично можно сказать, что «Кн\_ИК» представляет собой истинный коэффициент нефтенасыщенности по ГИС. Результат сопоставления пористости по керну (диаграмма «Кп\_керн») с общей пористостью по ГИС (диаграмма «Кп\_ИК») представлен на рисунке 1. Наблюдается достаточно хорошее согласие коэффициента нефтенасыщенности по ГИС (диаграмма «Кн\_ИК» на рисунке 1) с результатами испытаний. В зоне предельного углеводородонасыщения величина  $(100\% - K_{во})$  согласуется с коэффициентом нефтенасыщенности по ГИС «Кн\_ИК».

Статистическая достоверность результатов расчетов проверялась сравнением эмпирических и расчетных значений показаний АК, ГГК-П, НГК и ИК. Коэффициенты корреляции во всех случаях оказались достаточно высокими (от 0,70 до 0,91).

Отдельный интерес представляло сравнение результатов вычисления пористости с использованием в качестве электромагнитного метода исследования скважины только ИК или только ДК. Результат представлен на рисунке 2.

Как можно видеть из рисунка 2, эффект частотной дисперсии для пластов-коллекторов ванаварской свиты начинает сказываться при пористости меньше 15%. В частности, для рассмотренного терригенного разреза характерно занижение пористости и занижение коэффициента нефтенасыщенности по данным диэлектрического каротажа, проводимого на частоте 43 МГц. Это связано с тем, что на этой частоте при пористости пластов-коллекторов меньше 15% диэлектрическая проницаемость среды начинает расти за счет возникновения токов смещения, сравнимых по величине с токами проводимости.

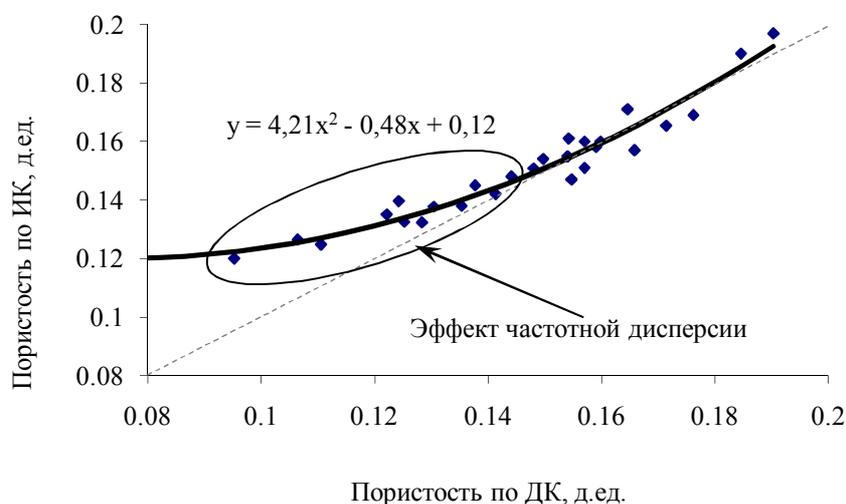


Рисунок 2 Связь между коэффициентами пористости, определенными с учетом данных ИК и ДК

## Глава 2. Структурная модель электропроводности терригенного анизотропного коллектора

Опыт работы на нефтегазовых месторождениях Западной и Восточной Сибири свидетельствует о том, что существующие на данный момент теоретические модели электропроводности далеко не всегда адекватно описывают петрофизические характеристики продуктивных пластов-коллекторов. По этой причине невозможно достоверно предсказать фильтрационно-емкостные свойства таких пород на основе данных ГИС. Это касается, в частности, Ванкорского месторождения. На рисунке 3 представлены удельные сопротивления некоторых продуктивных пластов этого месторождения в зависимости от результатов испытаний.

Помеченные на рисунке 3 уровни 7 Ом·м и 8,5 Ом·м соответствуют предельным УЭС, ниже которых пласты должны быть заведомо водоносны. Видно, что по величине истинного сопротивления, определенного по данным ГИС, не удастся отличить водонасыщенные пласты от нефтегазонасыщенных. Можно предположить, что это связано с наличием анизотропии электрических свойств и другими особенностями строения продуктив-

ных интервалов. Все эти обстоятельства и стимулировали построение новой математической (матричной) модели электропроводности агрегата со сложной структурой порового пространства.

Эмпирической формулой для определения эффективного УЭС, дающей наилучшее согласие с экспериментальными данными, для пород с непроводящим скелетом является формула Арчи-Дахнова в виде:

$$\rho_{\text{эфф}} = b \cdot \rho_1 \cdot \omega^{-m}, \quad (2)$$

где  $\rho_1$  – УЭС проводящей фазы,  $b$  и  $m$  – эмпирические константы,  $\omega$  – объемная доля порового пространства.

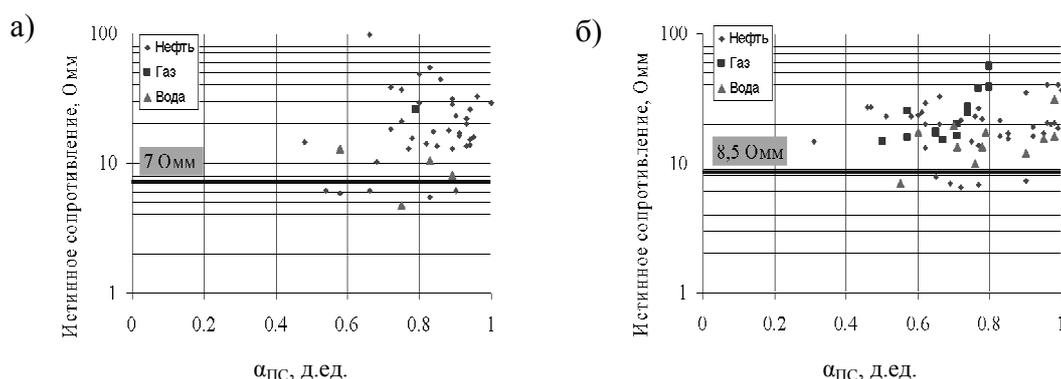


Рисунок 3 Сопоставление истинного УЭС и относительного потенциала самопроизвольной поляризации ( $\alpha_{\text{ПС}}$ ) пластов яковлевской (а) и нижнехетской (б) свит. Шифр точек – характер притока в результате испытаний скважин.

Существенный вклад в разработку и исследование петрофизических моделей электропроводности терригенной гранулярной породы внесли отечественные ученые Б.Л. Александров, Б.Н. Еникеев, А.М. Нечай, М.М. Элланский, В.С. Афанасьев, Б.Ю. Вендельштейн, А.В. Ефимов, В.Н. Кобранов и др. Среди зарубежных ученых необходимо отметить М.Х. Ваксмана, Л.Дж.М. Смитса, Д.А.Дж. Бруггемана, А.Е. Буссиана, Г. Коутса и др.

Первые теоретические расчеты УЭС различных моделей двухкомпонентных сред были в свое время выполнены Дж.К. Максвеллом, И.К. Овчинниковым, А.С. Семеновым, К. Лихтенеккером и др. Как показал анализ, все эти модели для пористости менее 30% дают существенное более низкое УЭС агрегатов в сравнении с формулой (2). На основе исследования Катца и Томпсона фрактальности пород нами была построена новая матричная модель электропроводности, в которой использована модифицированная укладка  $p$  серий сферических и эллипсоидальных непроводящих включений ( $p \in R$ ). Формула для расчета УЭС такой модели для случая сферических частиц имеет вид:

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

где  $\omega_0$  – фиктивная величина объемной доли порового пространства, оставшегося после заполнения агрегата сферами самого большого диаметра,  $\omega_1 = \omega_0^p$ ,  $\rho_1$  – УЭС проводящей

фазы. Необходимо отметить, что у агрегата, сопротивление которого описывается формулой (3), средний угол наклона между линиями, проходящими через центр сферических включений, равен  $90^\circ$ . Оказалось, что вычисляемое по формуле (3)  $\rho_{эфф}$  заметно превышает УЭС, определяемую по формуле Арчи-Дахнова при  $m = 2$ ,  $b = 1$ . Таким образом, при прочих равных условиях можно получить сильно различающиеся УЭС матричных моделей только за счет изменения вида упаковки включений.

В качестве параметра, характеризующего степень упаковки включений, рассмотрена величина просветности  $\psi$ , равная отношению площади просвета между включениями к общей площади агрегата в заданной плоскости, проходящей через геометрические центры включений. Для эллипсоидальных включений

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

где  $a$  и  $b$  – малая и большая полуоси включения,  $\beta$  – острый угол в параллелограмме, вершинами которого являются центры включений. Нетрудно видеть, что при  $a = b$  формула (4) описывает изменение просветности для сферических частиц. Выполнены расчеты и анализ просветности для разных способов упаковки двухосных эллипсоидальных частиц. Оказалось, что когда отношение большой полуоси эллипсоида к его малой полуоси становится больше 1,4143, просветность перпендикулярно плоскости смещения центров эллиптических частиц становится больше просветности, которая параллельна плоскости смещения включений. Отсюда следует, что в зависимости от эллиптичности включений и их упаковки может возникать разного рода анизотропия сопротивления агрегата.

В первом приближении удельное сопротивление сложнопостроенных терригенных пластов-коллекторов складывается из УЭС двух проводящих фаз: полностью водонасыщенной породы с дисперсной глинистостью и слоистой глинистости. Сопротивления слоистой глины и водонасыщенного песчаника с дисперсной глинистостью включены в электрическую цепь либо последовательно, либо параллельно в зависимости от способа измерения общего сопротивления пласта. Исходя из этих соображений и в предположении, что пласты-коллекторы залегают горизонтально, были получены следующие уравнения для расчета УЭС, измеряемого перпендикулярно напластованию методом БКЗ ( $\rho_{\perp}$ ), и УЭС, измеряемого параллельно напластованию методом ВИКИЗ ( $\rho_{\parallel}$ ):

$$\rho_{\perp} = R_{\text{теор БКЗ}} = \frac{(1-\chi)}{\frac{k_{\text{гл}}^m}{b\rho_{\text{гл}}} + \frac{(1-k_{\text{гл}})}{\psi_1 \cdot \rho_{\text{ВП}}}} + \chi \cdot \rho_{\text{гл}}, \quad (5)$$

$$\rho_{\parallel} = R_{\text{теор ВИКИЗ}} = \frac{1}{(1-\chi) \cdot \left( \frac{k_{\text{гл}}^m}{b\rho_{\text{гл}}} + \frac{(1-k_{\text{гл}})}{\psi_2 \cdot \rho_{\text{ВП}}} \right) + \frac{\chi}{\rho_{\text{гл}}}}. \quad (6)$$

Уравнения (5) и (6) определяют так называемую структурную модель электропроводности анизотропного терригенного коллектора. В этих уравнениях:  $\psi_1$  и  $\psi_2$  – равны отношениям

$\psi(\pi/2)/\psi(\beta)$  в горизонтальной и в вертикальной плоскостях соответственно;  $\chi$  – коэффициент слоистой глинистости,  $m$  и  $b$  – коэффициенты, имеющие тот же смысл, что и коэффициенты в уравнении Арчи-Дахнова (2).

В рамках модели неглинистого песчаника (когда  $k_{гг} = 0$  и  $\chi = 0$ ) различие в величинах  $\rho_{\perp}$  и  $\rho_{\parallel}$  будет определяться исключительно формой и характером упаковки частиц песчаника, т. е. значениями коэффициентов  $\psi_1$  и  $\psi_2$ . Методами ГИС изометрию и степень упаковки зерен песчаника на качественном уровне можно определить только по данным пластового микросканера (например, FMI) и только в вертикальной плоскости (коэффициент  $\psi_2$ ). Величину коэффициента  $\psi_1$  можно определить только в лабораторных условиях при исследовании керна. В наших расчетах величина коэффициента  $\psi_1$  была принята постоянной и равной единице. Величины  $\rho_{вп}$  рассчитывались по формуле (3) для сферических частиц. Учет эллиптичности и степени упаковки частиц осуществлялся путем расчета коэффициента  $\psi_2$ .

Были 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. Полученные результаты теоретических расчетов были использованы при комплексной интерпретации данных ГИС по одной из скважин Ванкорского месторождения.

Для пластов-коллекторов, вскрытых этой скважиной, было выполнено математическое моделирование УЭС. В качестве примера на рисунке 4 представлен продуктивный интервал одного из пластов, показаны блок-схема алгоритма определения теоретических значений  $R_{теор\ БКЗ}$  и  $R_{теор\ ВИКИЗ}$ , а также схема расположения частиц непроводящей матрицы. Этот пласт 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 предложенной выше моделью электропроводности это можно объяснить улучшением упаковки сферических частиц в вертикальной плоскости ( $\psi_2 = 1,26$ ).

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  $K_n$ .

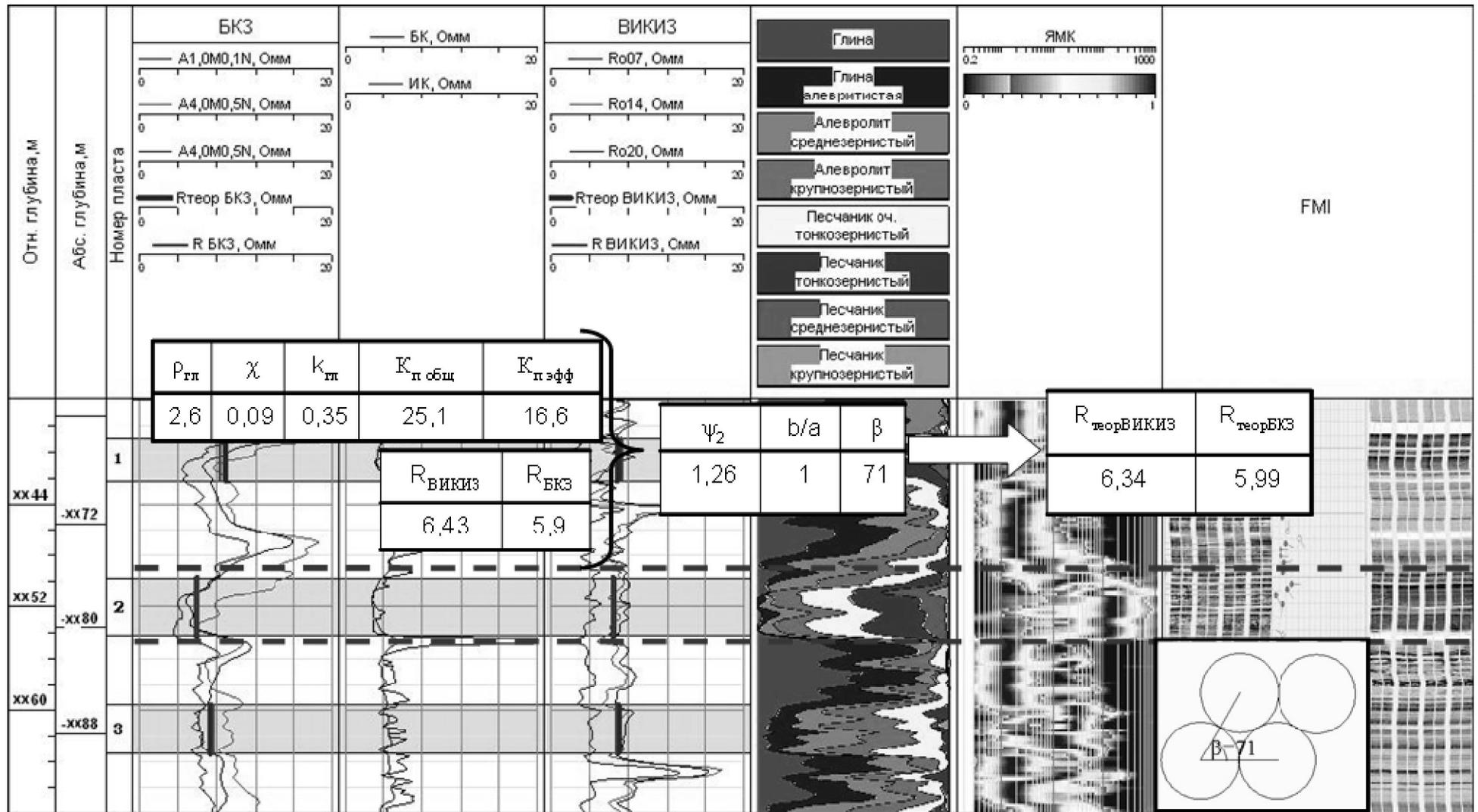


Рисунок 4 Фрагмент геолого-геофизической характеристики долганской свиты скважины Ванкорская-NN в интервале xx49,8 – xx54,2 м

### Глава 3. Анизотропия проницаемости трещиноватых коллекторов

Характерной особенностью ряда нефтегазовых месторождений Восточной Сибири, в частности, Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ) 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  $K$ , обладает явно выраженной пространственной анизотропией, которую необходимо учитывать как на стадии разведки месторождения, так и при его эксплуатации.

В общем виде задача о проницаемости трещиноватых пород был в свое время решена Роммом. Решение имеет вид:

$$\bar{u} = -K \frac{\nabla P}{\mu}, \quad (7)$$

где тензор проницаемости  $K$  имеет компоненты

$$K_{ij} = \frac{1}{12} \sum_{k=1}^n g_k^3 f_k (\delta_{ij} - \alpha_{ik} \cdot \alpha_{jk}). \quad (8)$$

В уравнениях (7) и (8):  $u$  – скорость фильтрации флюида,  $\nabla P$  – градиент давления,  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости флюида,  $g_k$  и  $f_k$  – соответственно раскрытость и линейная плотность трещин в  $k$ -ом направлении,  $\alpha_{ik}$  – косинусы углов между осями координат и направлениями, перпендикулярными  $k$ -му направлению.

Однако использовать на практике формулу (8) весьма затруднительно по той причине, что необходимо иметь информацию не только о пространственной ориентации трещин и их линейной густоте, но и об их раскрытости. Во избежание больших ошибок раскрытость желательно определять в пластовых условиях, а это можно сделать только с использованием микроэлектрического полноскважинного сканера FMI. Однако в подавляющем большинстве уже обсаженных скважин Восточной Сибири FMI проведен не был.

Эти и ряд других обстоятельств послужили основанием для построения такой математической модели трещинного пласта-коллектора, используя которую можно было бы рассчитать его проницаемость в произвольном направлении через экспериментально определяемые линейные размеры блоков, их пространственную ориентацию и проницаемость пласта, определяемую по результатам ГДИС.

Пусть пласт-коллектор представляет собой совокупность большого числа разного размера и различной ориентации непроницаемых блоков, разделенных плоскими трещинами. 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. Положение каждого блока в пространстве можно задать тремя углами ( $\alpha$ ,  $\beta$  и  $\gamma$ ), которые составляют грани блоков с осями неподвижной системы координат. 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  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  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  $OX_0$ , 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  $\beta, \gamma$  и областям определения размеров граней  $y$  и  $z$ . Интегралы  $N_y$  и  $N_z$ , соответствующие числу трещин, перпендикулярных осям  $OY_0$  и  $OZ_0$ , определяются аналогично. Введем обозначения

$$\begin{aligned} I_x &= \int_{\beta_1}^{\beta_2} \int_{\gamma_1}^{\gamma_2} \int_{b_1}^{b_2} \int_{c_1}^{c_2} \frac{\cos\beta \cdot \cos\gamma}{y \cdot z} \cdot G_\beta \cdot G_\gamma \cdot G_y \cdot G_z \, d\beta \, d\gamma \, dy \, dz, \\ I_y &= \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \int_{\gamma_1}^{\gamma_2} \int_{a_1}^{a_2} \int_{c_1}^{c_2} \frac{\cos\alpha \cdot \cos\gamma}{x \cdot z} \cdot G_\alpha \cdot G_\gamma \cdot G_x \cdot G_z \, d\alpha \, d\gamma \, dx \, dz, \\ I_z &= \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} \int_{\beta_1}^{\beta_2} \int_{a_1}^{a_2} \int_{b_1}^{b_2} \frac{\cos\alpha \cdot \cos\beta}{x \cdot y} \cdot G_\alpha \cdot G_\beta \cdot G_x \cdot G_y \, d\alpha \, d\beta \, dx \, dy. \end{aligned} \quad (9)$$

Тогда линейная плотность трещин вдоль соответствующих осей будет равна:

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

Будем считать раскрытость всех трещин одинаковой и равной  $g$ , а градиент давления по всем направлениям постоянным и равным по величине  $\Delta P/L$ . Тогда в соответствии с (7) и (8)

$$u_x = -\frac{g^3}{12} L \cdot I_x \frac{\Delta P}{\mu L}, \quad u_y = -\frac{g^3}{12} L \cdot I_y \frac{\Delta P}{\mu L}, \quad u_z = -\frac{g^3}{12} L \cdot I_z \frac{\Delta P}{\mu L}.$$

Коэффициенты проницаемости вдоль выбранных осей равны:

$$K_x = \frac{g^3 L}{12} I_x, \quad K_y = \frac{g^3 L}{12} I_y, \quad K_z = \frac{g^3 L}{12} I_z.$$

Введем параметры анизотропии пласта:

$$A = \frac{K_x}{K_y} = \frac{u_x}{u_y} = \frac{I_x}{I_y}, \quad B = \frac{K_x}{K_z} = \frac{u_x}{u_z} = \frac{I_x}{I_z}. \quad (10)$$

Пусть в определенный момент времени в начале выбранной системы координат создается градиент давления флюида в пласте. Если флюид распространяется только вдоль

трещин, то уравнение фронта потока от точечного источника в момент времени  $\tau$  будет иметь вид

$$\tau = \frac{x_0}{u_x} + \frac{y_0}{u_y} + \frac{z_0}{u_z} = \text{const},$$

или с учетом (10)

$$x_0 + A \cdot y_0 + B \cdot z_0 = \text{const}. \quad (11)$$

Если расстояние до фронта много больше линейных размеров непроницаемых блоков, то в (11) можно перейти к приращениям:

$$dx_0 + A \cdot dy_0 + B \cdot dz_0 = 0.$$

Переходя в сферическую систему координат и интегрируя, для фронта потока получаем уравнение:

$$r(\theta, \varphi) = C \cdot w(\theta, \varphi), \quad (12)$$

где  $C$  – постоянная интегрирования,

$$w(\theta, \varphi) = \frac{1 + \text{tg}^2 \frac{\varphi}{2}}{\chi(\theta, \varphi) \cdot \psi(\theta, \varphi)}, \quad (13)$$

$$\chi(\theta, \varphi) = \sin \theta \cdot \cos \varphi + A \cdot \sin \theta \cdot \sin \varphi + B \cdot \cos \theta, \quad (14)$$

$$\psi(\theta, \varphi) = \sin \theta \cdot \left( 1 + 2A \text{tg} \frac{\varphi}{2} - \text{tg}^2 \frac{\varphi}{2} \right) + B \cos \theta \cdot \left( 1 + \text{tg}^2 \frac{\varphi}{2} \right). \quad (15)$$

Постоянная интегрирования  $C$  в уравнении (12) была определена из условия согласования с данными измерений средней проницаемости  $K_{\text{ГДИС}}$  по результатам ГДИС. В результате для проницаемости пласта в направлении, заданным полярным углом  $\theta$  и азимутальным углом  $\varphi$ , получено выражение:

$$K(\theta, \varphi) = K_{\text{ГДИС}} \frac{w(\theta, \varphi)}{\bar{w}}, \quad (16)$$

где

$$\bar{w} = \frac{1}{2\pi^2} \int_0^\pi \int_0^{2\pi} w(\theta, \varphi) d\theta d\varphi. \quad (17)$$

Уравнение (16) представляет собой решение поставленной выше задачи. Общая проницаемость  $K_{\text{ГДИС}}$  определяется по результатам гидродинамических исследований скважин, функции  $w(\theta, \varphi)$  и  $\bar{w}$  вычисляются по формулам (13) и (17) и зависят только от геометрических размеров блоков и их пространственной ориентации. Плохо определяемая в экспериментах величина раскрытости трещин в полученных уравнениях не фигурирует.

В рамках разработанной математической модели была проанализирована анизотропия проницаемости для нескольких скважин ЮТМ. Линейная плотность фильтрующих макротрещин, высоты ( $z$ ) и размеры основания ( $x$  и  $y$ ) блоков непроницаемой матрицы, а также общая удельная поверхность макротрещин определялись по результатам изучения кернa. Полученные геологические характеристики макротрещин экстраполировались на интервалы, не освещенные керном, посредством настройки на данные геофизических исследу-

дований скважин. Были использованы результаты FMI (микроэлектрического скважинного сканера), UVI (ультразвукового сканера), НИД-2 (пластового накломера), широкополосного акустического каротажа и бокового каротажа. Азимуты простираания и углы падения трещин определялись по комплексу ГИС и по данным изучения керна.

Полученные экспериментальные данные были подвергнуты статистической обработке на предмет определения функций распределений  $G_\alpha, G_\beta, G_\gamma, G_x, G_y, G_z$ . Затем были вычислены интегралы (9), параметры анизотропии (10) и по формуле (16) рассчитаны величины  $K(\theta, \varphi)/K_{\text{ГДИС}}$ . Пример такого расчета для одной из скважин представлен на рисунке 5.

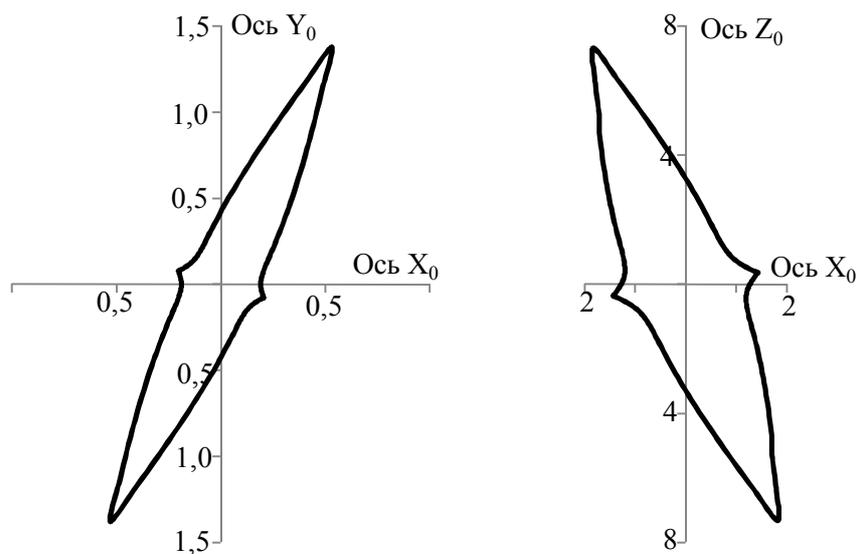


Рисунок 5 Полярные диаграммы относительной проницаемости  $K/K_{\text{ГДИС}}$  в плоскостях  $X_0OY_0$  и  $Y_0OZ_0$ .

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  $K_{\text{ГДИС}}$ . Абсолютный минимум проницаемости  $K_{\text{min}}$  имеет место в направлении, задаваемом углами  $\vartheta_{\text{min}} = 81^\circ$  и  $\lambda_{\text{min}} = 21^\circ$ . В этом направлении  $K_{\text{min}}/K_{\text{ГДИС}} = 0,185$ . Абсолютный максимум проницаемости  $K_{\text{max}}$  достигается в направлении оси  $OZ_0$ , в котором  $K_{\text{max}}/K_{\text{ГДИС}} = 7,545$ . Тогда для рассматриваемого случая  $K_{\text{max}}/K_{\text{min}} = 40,8$ . Это отношение можно рассматривать как количественную характеристику анизотропии проницаемости пласта.

**В Заключение** отмечены ключевые моменты диссертационной работы и сформулированы **основные результаты диссертации**, которые приведены ниже.

1. Разработана петрофизическая модель связи фильтрационно-емкостных свойств с данными ГИС (включая и данные ДК) пластов-коллекторов ванаварской свиты Собинского месторождения. Разработаны алгоритм и методика учета зоны проникновения при вскрытии скважины с использованием раствора 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 ( $\rho_{\parallel}$ ) и перпендикулярно ( $\rho_{\perp}$ ) 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 геофизики на основе комплексной интерпретации данных ГИС. Показано, что наиболее достоверное описание сложнопостроенного геологического объекта достигается с использованием таких специальных методов исследований скважин 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 некоторые предположения, соответствующие конкретным геологическим объектам. Эти предположения перечислены в Заключение.

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. Конторовичу, Р.А. Шишкину, А.А. Антоненко, Р.М. Сорокиной, А.Ф. Шакировой и А.К. Битнеру, сотрудникам 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 Инвестмент Компани Лтд» Jos Bonnie, сотруднику фирмы Halliburton С.А. Seybold, разработчикам программного продукта GeoOffice 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 работ автора по теме диссертации**

#### **По списку ВАК:**

1) Kiselev V.M., Chashkov A.V. Permeability anisotropy of fractured reservoirs // Журнал Сибирского федерального университета. Математика и физика. 2009. 2(4). Р. 387–393. – 0,34 п.л.

2) 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. – 0,5 п.л.

3) Chashkov A.V., Kiselev V.M. Using of the Cluster Analysis and Artificial Neural Networks Technology for Log Data Interpretation // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. 2011. № 4. Р. 453–462. – 0,5 п.л.

#### **В других изданиях:**

4) 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. – 0,15 п.л.

5) 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. – 0,18 п.л.

6) 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. – 0,14 п.л.

7) 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. – 0,1 п.л.

8) 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. – 0,1 п.л.

9) 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. – 0,25 п.л.

10) 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. – 0,1 п.л.

11) 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. – 0,1 п.л.

12) 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. – 0,2 п.л.

13) 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. – 0,2 п.л.

14) Chashkov A.V., Kiselev V.M. Development of Formation Evaluation Methods for Structurally Complicated Carbonate Reservoirs : EAGE. 4<sup>th</sup> Saint Petersburg International Conference and Exhibition, Saint Petersburg, 2010. 4p. Electronic resource. 1 electronic optical disk (CD-ROM). – 0,27 п.л.

15) 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. – 0,65 п.л.

16) 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). – 0,25 п.л.

17) Киселев В.М., Чашков А.В., Колесов В.А. Об определении смачиваемости пород по данным высокочастотного электромагнитного каротажа : Тезисы докладов научно-практической конференции, Томск : STT, 2011. С. 126-127. – 0,15 п.л.

18) Chashkov A.V., Gordeev Y.I., Menyakin V.F. Experience of Applying Geosteering to Drill Horizontal Wells in Salinization Reservoirs of Eastern Siberia // SPE-149909. Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition, Moscow. 2011. 15 p. – 1,1 п.л.

19) Киселев В.М., Колесов В.А., Чашков А.В. Оценка смачиваемости коллекторов по результатам анализа данных электромагнитного каротажа // Материалы 9-й Международной научно-технической конференции, Красноярск, 2011. С. 359-363. – 0,25 п.л.