

На правах рукописи



СЕ МИНЦІОНЬ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОЦЕССА ГАММА-ГАММА
ЦЕМЕНТОМЕТРИИ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ
В СКВАЖИНАХ**

Специальность 1.6.9 – Геофизика

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь 2023

Работа выполнена на кафедре геофизики геологического факультета федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет» (ПГНИУ)

Научный руководитель: **Костицын Владимир Ильич,**
доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой геофизики Пермского государственного национального исследовательского университета

Официальные оппоненты: **Черменский Владимир Германович,**
доктор технических наук, директор по науке компании ООО «НПП Энергия»

Иголкина Галина Валентиновна,
доктор геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник лаборатории скважинной геофизики Института геофизики им. Ю.П. Булашевича

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский университет науки и технологий» (УУНТ, Уфимский университет)

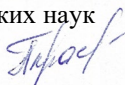
Защита диссертации состоится « 21 » декабря 2023 г. в _____ часов на заседании диссертационного совета 24.2.358.01 на базе федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Пермский государственный национальный исследовательский университет».

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГАОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет» и на сайте университета www.psu.ru.

Отзыв на автореферат, заверенный печатью, в двух экземплярах направлять по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Букирева 15, ПГНИУ, ученому секретарю диссертационного совета Красильникову Павлу Анатольевичу. Тел: +79026460659, e-mail: dissovet.geol@gmail.com.

Автореферат диссертации разослан « ____ » _____ 2023 г.

Ученый секретарь диссертационного совета 24.2.358.01,
доктор геолого-минералогических наук



Красильников Павел Анатольевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Повышение точности оценки коллекторов и качества цементирования заколонного пространства методами геофизических исследований в скважинах имеет важное практическое значение для снижения средней себестоимости добычи и повышения нефтеотдачи.

Применение компьютерного моделирования стало важным звеном исследования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) нефтяных коллекторов и цементирования заколонного пространства. Технологии компьютерного моделирования позволяют детально изучить петрофизический механизм, динамику электрических свойств сред и ядерно-физические процессы при геофизических исследованиях в скважинах с использованием метода численного моделирования, что значительно сокращает расходы и повышает эффективность исследований.

В диссертации на основе численного моделирования керна, ствола скважины, пластов и процесса каротажа рассмотрены методы оценки характера насыщения сланцевой породы, удельного электрического сопротивления и структуры пор коллекторов, позволяющие повысить точность оценки фильтрационно-емкостных свойств нефтяных коллекторов. Разработана программа моделирования, а также методика решения обратной задачи гамма-гамма цементометрии (ГГЦ) методами Монте-Карло и Гаусса – Ньютона, характеризующиеся возможностью определения пространственного распределения поля гамма-квантов в процессе ГГЦ и характерных параметров при решении обратной задачи.

Тема диссертации является актуальной и соответствует пунктам в Паспорте научной специальности 1.6.9 «Геофизика» (отрасль науки – технические, геолого-минералогические):

14. Математические методы и численное моделирование в теории прямых и обратных задач геофизики;

24. Теоретическое и экспериментальное исследование связей физических свойств горных пород с результатами измерения геофизических полей;

25. Теория и методы интерпретации каротажной информации и геофизических методов исследования технического состояния скважин.

Степень разработанности темы исследования

Исследованиями в области диэлектрических свойств и цифрового моделирования керна в разные годы занимались: Аксельрод С.М., Антонов Ю.Н., Бобров П.П., Большаков М.Н., Гильманов Я.И., Глинских В.Н., Губина А.И., Даев Д.С., Дзарданов А.Л., Истратов В.А., Кузьмин В.А., Маряев И.Г., Орлов Д.М., Петерсилье В.И., Скибицкая Н.А., Broyden C.G.,

Garcia A.P., Han T., Heidari Z., Seleznev N., Sun J. и другие исследователи.

Разработку методик оценки электрических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов проводили: Валиуллин Р.А., Дьяконова Т.Ф., Золоева Г.М., Ельцов И.Н., Иголкина Г.В., Ипатов А.И., Кашик А.С., Клименко В.А., Князев А.Р., Копылов С.И., Коровин В.М., Корсакова Н.К., Костицын В.И., Макарова А.А., Некрасов А.С., Пеньковский В.И., Перельгин В.Т., Рамазанов А.Ш., Ремеев И.С., Савич А.Д., Салахов Т.Р., Сальникова О.Л., Сухорукова К.В., Теплухин В.К., Хаматдинов Р.Т., Хисамутдинов А.И., Черменский В.Г., Шарафутдинов Р.Ф., Эпов М.И., Яруллин Р.К., и другие исследователи.

Работы, связанные с развитием технологий строительства скважин и оценки качества цементирования выполняли: Белов С.В., Бернштейн Д.А., Гайворонский И.Н., Гайфуллин Я.С., Гулин Ю.А., Гуфранов М.Г., Даниленко В.Н., Кнеллер Л.Е., Кожевников Д.А., Козяр Н.В., Коньсов А.К., Кузнецов Ю.И., Лобанков В.М., Миловзоров Г.В., Потапов А.П., Ташкинов И.В., Цветков Г.А., Чистяков Н.Ю., Шумилов А.В., Аki K., Hirabayashi N., Richards P., Su Y.D., Tang X.M. и другие исследователи.

Цель работы

Разработка методов интерпретации данных геофизических исследований скважин с использованием математического моделирования ядра и процесса каротажа для повышения точности оценки фильтрационно-емкостных свойств нефтяных коллекторов и качества цементирования заколонного пространства.

Основные задачи исследований

1. Создание цифровой модели ядра для изучения изменения комплексной относительной диэлектрической проницаемости (ОДП) сланцев в зависимости от частоты измерений при разном содержании пирита.

2. Изучение влияния проникновения бурового раствора и анизотропии пласта на результаты измерения удельного электрического сопротивления (УЭС) по многозондovому боковому каротажу (МнБК) в открытом стволе скважины для создания методики быстрого решения обратной задачи.

3. Исследование характеристик коллекторов с различной структурой пор на спектре пористости, полученном с помощью метода электрического сканирования FMI, и установление оценочного индекса разделения структуры пор на основе данных электрического сканирования стенок скважин.

4. Разработка программы моделирования гамма-гамма цементометрии (ГГЦ) методом Монте-Карло, изучение распределения поля гамма-квантов и определение влияния толщины колонны и плотности заколонной среды на показания детекторов.

5. Создание методики расчета плотности цемента с использованием метода Гаусса – Ньютона при центрированной и эксцентричной колонне на

основе данных гамма-гамма цементометрии.

Научная новизна

1. Предложена методика коррекции водонасыщенной пористости сланцевого коллектора на эффект дисперсии и содержание пирита, основанная на цифровой модели ядра пиритсодержащих сланцев и анализе изменения относительной диэлектрической проницаемости сланцев в зависимости от частоты измерений при разном состоянии распределения и содержании пирита в сланце.

2. Предложены методика расчета радиуса проникновения бурового раствора и удельного электрического сопротивления неизменной части пласта и оценочный индекс разделения структуры пор на основе данных электрического сканирования стенок скважин и многозондового бокового каротажа.

3. Разработана программа моделирования гамма-гамма цементометрии методом Монте-Карло на основе программного комплекса Geant4 и пространственного распределения поля гамма-квантов в процессе ГГЦ.

4. Установлены зависимости показаний прибора ГГЦ от эквивалентной плотности цемента и толщины обсадной колонны и разработана методика определения характерных параметров прибора методом Гаусса – Ньютона для решения обратной задачи.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Методика коррекции водонасыщенности, основанная на исследовании цифровой модели ядра, может быть использована для определения поправки расчетных параметров водонасыщенности пиритсодержащих сланцевых пород. С учетом распределения и содержания пирита в сланцевых коллекторах получены формулы расчета соответствующих параметров.

2. Разработанная методика и база начальных значений итераций для решения обратной задачи МнБК позволяет решать проблему низкой скорости традиционной 3D-инверсии, определять радиус проникновения фильтрата бурового раствора и удельное электрическое сопротивление неизменной части пласта. Предложенный оценочный индекс структуры пор позволяет количественно классифицировать типы структуры пор и оценивать фильтрационно-емкостные свойства коллекторов на основе данных электрического сканирования стенок скважин.

3. Программа моделирования гамма-гамма цементометрии методом Монте-Карло может использоваться для уточнения зависимости показания приборов ГГЦ «Карсар-8-ГП» от влияющих факторов. Модульная конструкция программы позволяет применять её для изучения других приборов гамма-гамма цементометрии или исследования гамма-гамма метода в открытых скважинах.

4. Методика решения обратной задачи ГГЦ на основе метода

Гаусса – Ньютона может быть использована для определения характерных параметров изучаемого прибора при определении плотности цемента.

Методология и методы исследований

Диссертационная работа выполнена на основе: анализа и обобщения публикаций по оценке фильтрационно-емкостных свойств и качества цементирования заколонного пространства; математического моделирования керна, анизотропных пластов с проникновением бурового раствора и распределения поля гамма-квантов; проведения экспериментальных и лабораторных исследований состава и структуры пор керна; количественного анализа взаимосвязи между показаниями гамма-детектора и различными влияющими факторами; обработки и интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа, электрического сканирования стенок скважин, многозондового бокового каротажа.

Положения, выносимые на защиту

1. Цифровые модели керна сланцев и ствола скважины, позволяющие корректировать водонасыщенность по эффекту дисперсии пирита, анализировать влияющие факторы и закономерности петрофизических свойств, таких как акустические, электрические свойства.

2. Методика определения удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, структуры порового пространства коллектора, радиуса зоны проникновения и коэффициента анизотропии пласта.

3. Способ моделирования и методика решения обратной задачи для гамма-гамма цементометрии, позволяющие определять распределение поля гамма-квантов и характерные параметры для расчета плотности цемента при центрированной и эксцентричной колонне в скважине.

Личный вклад автора

Автор принимал участие в создании цифровой модели керна и численном моделировании анизотропных пластов с проникновением фильтрата бурового раствора. Лично разработал программу математического моделирования гамма-гамма цементометрии методом Монте-Карло, выполнил моделирование и анализ данных более 300 групп моделей скважины и предложил методику определения основных параметров для интерпретации данных гамма-гамма цементометрии. Принимал участие в обработке и интерпретации полевых данных геофизических исследований скважин.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена использованием современных математических методов обработки и интерпретации геолого-геофизической информации, согласованностью полученных результатов исследований с теоретическими положениями и практическими результатами других исследований.

По теме диссертации автором опубликовано 12 статей, из которых

7 статей в журналах перечня ВАК. Основные результаты диссертационной работы докладывались на 6 научных конференциях: VI Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Теория и практика разведочной и промысловой геофизики» (Пермь, 2018); 39-й Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Геология и полезные ископаемые Западного Урала» (Пермь, 2019); XXII Уральской молодежной научной школе по геофизике (Пермь, 2021); X Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Теория и практика разведочной и промысловой геофизики» (Пермь, 2022); The 13th UPC International Symposium on New Well Logging Techniques – Frontiers and Challenges of Electric Logging Technology (Циндао, Китай, 2022); XXIV Уральской молодежной научной школе по геофизике (Пермь, 2023).

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Содержание работы изложено на 145 страницах, включая 25 таблиц, 62 рисунка и содержит список литературных источников из 112 наименований.

Благодарности

Автор благодарит научного руководителя – заведующего кафедрой геофизики Пермского государственного национального исследовательского университета (ПГНИУ), доктора технических наук, профессора В.И. Костицына за бесценную помощь и поддержку не только во время проведения диссертационного исследования, но и в течение последних 7 лет обучения в России.

Автор выражает искреннюю благодарность кандидату технических наук, доценту ПГНИУ С.В. Белову, кандидату технических наук, доценту ПГНИУ А.Д. Савичу, кандидату технических наук, генеральному директору ООО Предприятие «ФХС-ПНГ» И.В. Ташкинову, доктору технических наук, профессору ПГНИУ А.В. Шумилову, докторам технических наук, профессорам Китайского нефтяного университета Shao C., Zhang F., Sun J. и Fan Y. за предоставленные материалы и бесценные возможности для совместного участия в данных исследованиях.

Автор также благодарен коллективу кафедры геофизики геологического факультета ПГНИУ за поддержку, оказанную при написании данной работы и завершении обучения в аспирантуре.

Автор благодарит свою семью и аспиранта, ассистента кафедры теоретического и прикладного языкознания ПГНИУ Ю. Ли за духовную поддержку при обучении и написании диссертации.

Автор выражает особую благодарность Совету по стипендиям Китая (China Scholarship Council) за возможность получить высшее образование в России и материальную поддержку.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и качества цементирования заколонного пространства представляет собой два важных звена процесса разработки нефтегазовых скважин.

Наиболее достоверным способом определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов являются экспериментальные исследования на керне, но ввиду высокой стоимости они не всегда имеются. Появление технологии цифрового моделирования керна и ствола скважины расширяет возможности данных экспериментов на керне при геофизических исследованиях в скважинах (ГИС).

Другим более распространенным способом является применение различных методов ГИС для косвенного определения пористости, проницаемости, насыщенности и других параметров пластов. Однако наличие проникновения бурового раствора, анизотропия и минеральные составы и структура порового пространства пластов оказывают значительное влияние на результаты оценки ФЕС по методам ГИС. Таким образом, необходимо внести поправки на эти факторы, чтобы точно оценить фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Оценка качества цементирования включает следующие аспекты: определение состояния сцепления цемента с колонной и породой, выделение трещин и каверн, уточнение распределения и плотности цементного камня. Последнее обычно определяется методом гамма-гамма цементометрии (ГГЦ). Однако в связи с высокой стоимостью строительства натуральных модельных скважин не реализован расчет характерных параметров при решении обратной задачи. Таким образом, крайне необходимо создать способ численного моделирования методом Монте-Карло для решения обратной задачи при ГГЦ.

Первое защищаемое положение. *Цифровые модели керна сланцев и ствола скважины, позволяющие корректировать водонасыщенность по эффекту дисперсии пирита, анализировать влияющие факторы и закономерности петрофизических свойств, таких как акустические, электрические свойства [2, 6, 10].*

С учетом значения относительной диэлектрической проницаемости минерального скелета, глины, поровой воды и пирита и значительного влияния эффекта дисперсии воды на эксперимент, цифровая модель керна пиритсодержащего сланца состоит из минерального скелета, пирита и пор, заполненных нефтью и газом. В этом случае можно считать, что эффект дисперсии ОДП сланца полностью обусловлен пиритом, а поляризация в это время вызвана контактом нефти и газа в порах с проводящей средой.

Построение цифровой модели керна включает 4 этапа:

1. Сканирование изображения керна двулучевым сфокусированным

сканирующим электронным микроскопом;

2. Фильтрация и шумоподавление изображения ядра на платформе анализа изображений AVIZO и разделение изображения на три части с помощью алгоритма сегментации WaterShed;

3. Установка цвета различных компонентов модели и регулирование контраста с использованием программных обеспечений MATLAB и ImageJ;

4. Экспорт результатов в формат хранения изображений DCM, предназначенный для цифровых изображений, и формирование цифровой модели ядра.

Анализ большого количества изображений ядра показывает, что существуют два вида распределения пирита в сланцах изучаемого района: агрегатный (рисунок 1, а) и рассеянный (рисунок 1, б).

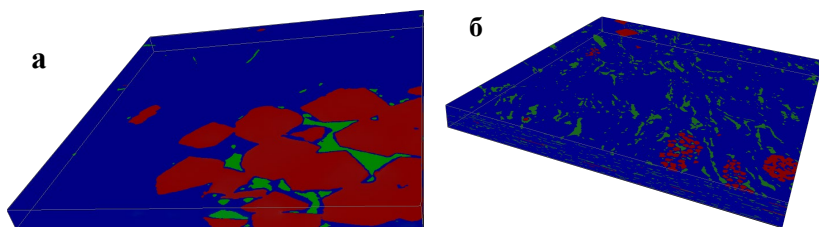


Рисунок 1 – Трехмерная цифровая модель ядра сланца с агрегатным (а) и рассеянным (б) пиритом

Для трех образцов ядра пиритсодержащих сланцев были проведены эксперименты по диэлектрической дисперсии с помощью векторного анализатора цепей Agilent E5061B ENA, созданы цифровые модели ядра и рассчитана их относительная диэлектрическая проницаемость алгоритмом конечных разностей. Результаты ОДП, измеренной по эксперименту на ядре и рассчитанной по цифровым моделям, имеют одинаковую тенденцию изменения и хорошее соответствующее соотношение. Это означает, что можно применять цифровую модель ядра к исследованию относительной диэлектрической проницаемости сланца.

Для изучения характеристик дисперсии, на разных частотах рассчитывалась комплексная диэлектрическая проницаемость (ДП), комплексная проводимость и комплексная относительная диэлектрическая проницаемость цифровой модели ядра сланцев с разным состоянием распределения пирита. Комплексные параметры представляются отдельно их вещественной и мнимой частями. Результаты указывают на то, что зависимость вещественной части комплексной ОДП, проводимости и ДП, а также мнимой части комплексной ДП от частоты не связаны с видом распределения пирита в сланцах. Кроме того, было обнаружено, что объемная

доля пирита в сланце влияет на значение вещественной части ОДП, особенно в рассеянном варианте.

Таким образом, член поправки на ОДП пирита в формулу расчета водонасыщенной пористости имеет вид

$$K_{в.п} = \frac{(\varepsilon_{эфф2}^* - \varepsilon_{пир2}^*)^n - (\varepsilon_{эфф1}^* - \varepsilon_{пир1}^*)^n}{(\varepsilon_{в2}^*)^n - (\varepsilon_{в1}^*)^n} = \frac{(\varepsilon_{эфф3}^* - \varepsilon_{пир3}^*)^n - (\varepsilon_{эфф2}^* - \varepsilon_{пир2}^*)^n}{(\varepsilon_{в3}^*)^n - (\varepsilon_{в2}^*)^n}, \quad (1)$$

где $\varepsilon_{эфф1}^*$, $\varepsilon_{эфф2}^*$, $\varepsilon_{эфф3}^*$, $\varepsilon_{в1}^*$, $\varepsilon_{в2}^*$, $\varepsilon_{в3}^*$, и $\varepsilon_{пир1}^*$, $\varepsilon_{пир2}^*$, $\varepsilon_{пир3}^*$ – комплексные относительные диэлектрические проницаемости горных пород, воды, пирита, измеренные на трех разных частотах f_1 , f_2 , f_3 соответственно, n – региональный эмпирический коэффициент, $n = 0,5$ в изучаемом районе. $\varepsilon_{пир}^*$ связана с объемной долей в сланцах.

Комплексная ОДП пирита рассчитана по формуле

$$\varepsilon_{пир}^* = ax^2 + bx + c, \quad (2)$$

где x – частота в МГц, a , b и c – коэффициенты, связанные с объемным содержанием пирита $V_{пир}$. В случае когда объемное содержание пирита в сланцах менее 10 %, то

$$\begin{cases} a = -7.16279 * 10^{-8} V_{пир} + 1.31682 * 10^{-7}, \\ b = 4.71879 * 10^{-5} V_{пир} - 1.263422 * 10^{-3}, \\ c = 0.375935092 V_{пир} + 8.716965088. \end{cases} \quad (3)$$

Когда доля пирита в сланцах составляет от 10% до 20%, то имеем

$$\begin{cases} a = 1.52909 * 10^{-8} V_{пир}^2 - 4.0745210^{-7} V_{пир} + 2.50904 * 10^{-6}, \\ b = 1.98316 * 10^{-5} V_{пир}^2 - 0.000566458 V_{пир} + 0.003553174, \\ c = -0.197952551 V_{пир}^2 + 5.386244658 V_{пир} - 26.98391226. \end{cases} \quad (4)$$

Водонасыщенность $S_{в}$ определяется по формуле

$$S_{в} = K_{в.п} / K_{общ.п}, \quad (5)$$

где $K_{общ.п}$ – общая пористость, определенная по методам ГИС.

Результаты исследования были применены к оценке ФЕС сланцевых коллекторов в бассейне Ордос в Китае. Была сравнена водонасыщенность до и после введения поправки с результатами по анализу керн и по методам ГИС (треки 7 и 8 на рисунке 2). Водонасыщенность после поправки удовлетворительно совпадает с нормированной водонасыщенностью по анализу керн и чувствительна к водонасыщенному тонкому слою.

На основании цифровой модели керн построена цифровая модель ствола скважины при помощи сканированных изображений кернов и имиджей распределения пористости. Имиджи распределения пористости преобразуются в трехмерный цилиндр, затем используется многоточечный геостатистический метод для послойного построения цифровых пластов в соответствии с последовательностью слоев. Наконец проводится имитационное бурение в полной цифровой модели пласта и получается базовая цифровая модель ствола скважины с основными свойствам, такими как пористость и распределение минералов.

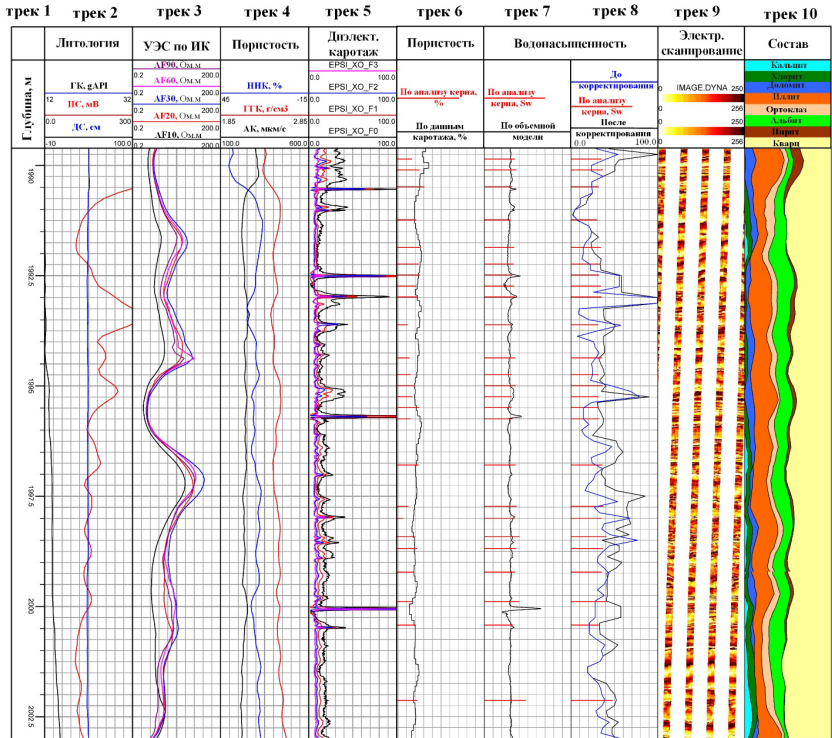


Рисунок 2 – Результаты интерпретации данных ГИС в разрезе от 1 989,6 до 2 003,0 м

Используя такие атрибуты, как проницаемость, удельное сопротивление и модуль упругости, можно получить полную цифровую модель ствола скважины. По модели дискретной сети трещин и объединению её в цифровую модель создается цифровая модель ствола скважины с трещинами.

На основе построенной цифровой модели ствола скважины было рассчитано трехмерное распределение модуля упругости (рисунок 3), пористости и проницаемости (рисунок 4) пластов.

Были сравнены расчетные пористость и проницаемость с практическими результатами анализа кернов, нейтрон-нейтронного и ядерно-магнитного каротажа (рисунок 5). Расчетная пористость по цифровой модели согласуется с экспериментальными результатами керна нефтенасыщенных пластов и пористостью по ННК (треки 3 и 7 на рисунке 5). Расчетная проницаемость пластов хорошо совпадает с результатами испытаний керна и результатами ЯМР-каротажа (трек 8 на рисунке 5).

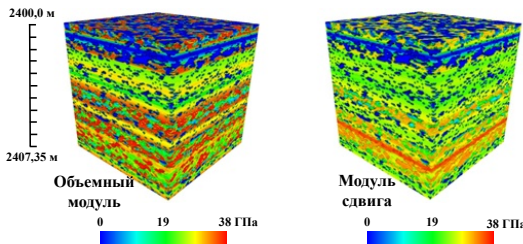


Рисунок 3 – 3D распределение модуля упругости пластов в цифровой модели ствола скважины

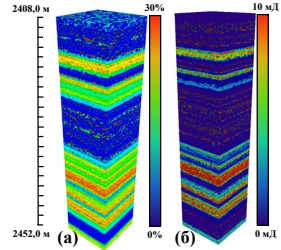


Рисунок 4 – 3D распределение пористости (а) и проницаемости (б) в цифровой модели ствола скважины

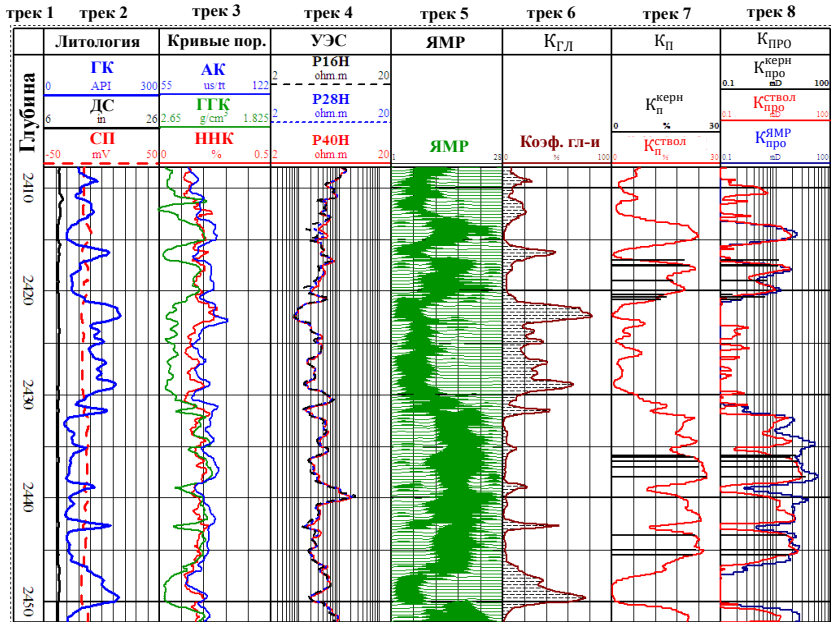


Рисунок 5 – Результаты интерпретации данных ГИС и расчетные результаты пористости и проницаемости по цифровой модели ствола скважины в интервале от 2 408,0 до 2 452,0 м

Таким образом, первое защищаемое положение по цифровому моделированию ядра сланцев и ствола скважины, основанное на сканируемых изображениях ядра и данных ГИС, обосновано и доказано. Полученные результаты позволяют повысить точность оценки фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств.

Второе защищаемое положение. Методика определения удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, структуры порового пространства коллектора, радиуса зоны проникновения и коэффициента анизотропии пласта [1, 4].

Прибор многозондового бокового каротажа HRLA может регистрировать 6 кривых удельного электрического сопротивления (УЭС) с разной глубиной исследования: $RLA_0, RLA_1, RLA_2, RLA_3, RLA_4, RLA_5$. Анизотропия, падение пласта и проникновение фильтрата бурового раствора вызывают разделение этих кривых. Для характеристики степени разделения кривых УЭС вводится коэффициент разделения SF

$$SF_i = \frac{R_{RLA_i} - R_{RLA_1}}{R_{RLA_1}}, \quad (6)$$

где $i = 2 \sim 5$. Чем больше абсолютное значение SF_i , тем больше разница между значениями удельного электрического сопротивления, измеренными в разных режимах.

Для изучения влияния анизотропии, угла падения пласта и радиуса фильтрата бурового раствора на SF смоделированы кривые кажущегося удельного электрического сопротивления с разной глубиной исследования с помощью численной модели. В моделировании максимальное значение SF , вызванное анизотропией и углом падения пласта, близко к 0,2. Радиус проникновения фильтрата бурового раствора и высокое отношение значения УЭС неизменной части пласта к УЭС зоны проникновения R_t/R_{xo} делают максимальное значение SF близким к 7. Это значит, что влияние проникновения бурового раствора на кривые УЭС многозондового бокового каротажа намного больше, чем влияние анизотропии и угла падения.

В работе представлена методика расчета радиуса и УЭС зоны проникновения бурового раствора, коэффициента анизотропии, УЭС неизменной части пласта с использованием алгоритма Левенберга – Марквардта и метода доверительного региона. Для реализации быстрой итерации создана база начальных значений искомых параметров на основе практического опыта. В этой базе угол падения пласта θ составляет от 0° до 90° , радиус проникновения бурового раствора D_i – от 0,1 до 1,5 м, УЭС зоны проникновения R_{xoh} – от 0,3 до 30 Ом·м, R_{th}/R_{xoh} – от 1 до 20, коэффициент анизотропии λ – от 1 до 2,5. Данные сгруппированы по углу падения θ . На основе степени разделения кривых УЭС при 5 режимах прибора МнБК строится кросс-плот типа $\lambda - R_{xoh}$ (рисунок 6, а) для определения начального значения радиуса проникновения D_{i0} методом интерполяции. Затем строится кросс-плот типа $\lambda - D_{i0}$ (рисунок 6, б) для определения начальных значений горизонтального УЭС зоны проникновения R_{xoh} , горизонтального УЭС неизменной части пласта R_{th} и коэффициента анизотропии λ .

Для испытания предложенной методики и базы итерационных начальных значений искомых параметров построена 24-слойная анизотропная геологическая модель Оклахомы с проникновением бурового раствора.

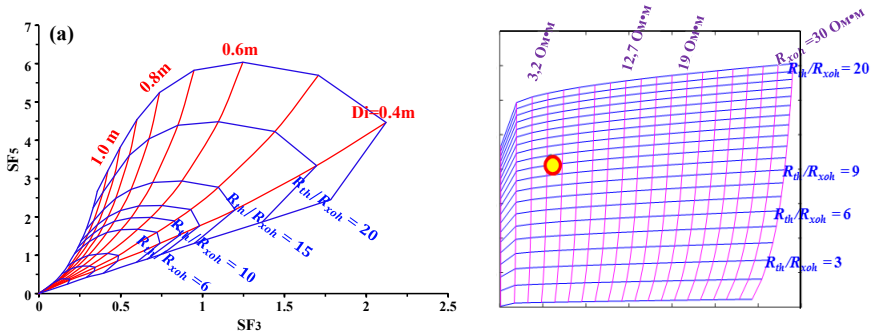


Рисунок 6 – Кросс-плоты для определения начального значения итерации параметра, а – кросс-плот типа λ - R_{xoh} , б – кросс-плот типа λ - D_{i0}

Смоделированы 5 кривых УЭС прибора МнБК при двух углах падения пласта (0° и 60°), и рассчитаны радиусы и УЭС зоны проникновения фильтрата бурового раствора, коэффициент анизотропии, УЭС неизменной части пласта. Результаты прямого моделирования показывают, что влияние радиуса проникновения бурового раствора на степень разделения кривых УЭС намного больше влияния λ и θ . Результаты решения обратной задачи указывают на то, что предложенная методика позволяет точно определить радиус и УЭС зоны проникновения фильтрата бурового раствора, УЭС пласта и характеристики анизотропии пласта с общей погрешностью не более 5 %. Лишь в слое с сильной анизотропией и большим углом падения пласта погрешность результатов становится большой.

Эта методика была применена для интерпретации данных МнБК в скважине нефтяного месторождения Цинхай, Китай. В интервале от 4 162,5 до 4 164,0 м максимальный SF кривых УЭС составляет 1,627 (трек 3 на рисунке 7), что вызвано большим радиусом проникновения D_i (0,4 – 1,2 м, трек 7 на рисунке 7) и отношением УЭС пласта к УЭС зоны проникновения ($R_{th}/R_{xoh} > 6$, трек 7). Рассчитанные горизонтальные и вертикальные УЭС пластов согласуются с результатом анализа керна, полученного на глубине 4 175,45 м, что подтверждает надежность предложенной методики на основе алгоритма Левенберга – Марквардта.

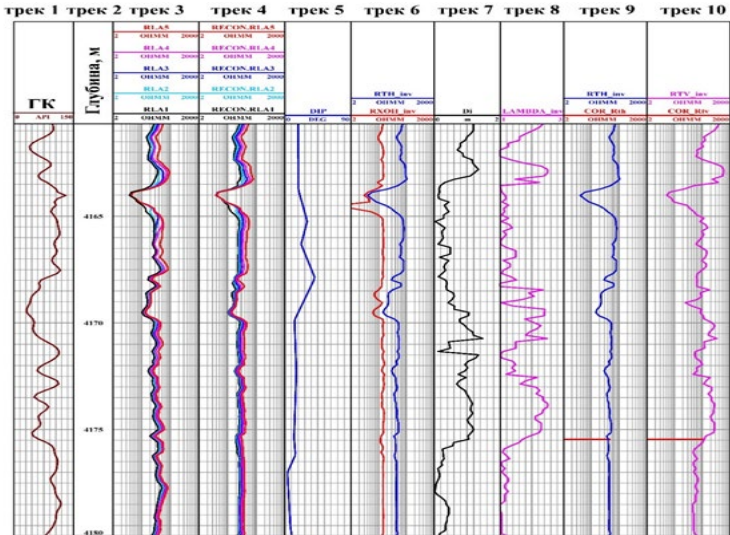


Рисунок 7 – Кривые УЭС по МнБК и результаты интерпретации

Кроме того, в исследовании предложен оценочный индекс для количественного описания структуры пор низкопористых коллекторов. По результатам большого количества экспериментов по закачке ртути в керн структура пор разделена на три типа. Проанализированы характеристики кернов и пластов с разным типом структур пор в кривых закачки ртути в керн, на T2-спектрах времени поперечной релаксации ЯМР и спектрах пористости стенок скважин.

Структура пор *I* типа характеризуется максимальной насыщенностью ртутью более 70% и средней пористостью 7,8% в кривых закачки ртути, двойными пиками с высоким задним пиком на T2-спектре ЯМР, узким и высоким пиком и высоким значением пористости пика на спектре пористости. Структура пор *II* типа характеризуется максимальной насыщенностью ртутью 45,65% и средней пористостью 5,2% в кривых закачки ртути, двойными пиками с высоким передним пиком на T2-спектре, многопиковой формой и средним значением пористости пика на спектре пористости. Структура пор *III* типа характеризуется максимальной насыщенностью ртутью только 13,55% и низкой пористостью 3,2% в кривых закачки ртути, одиночным или отсутствием пика на T2-спектре, широким диапазоном распределения спектра и низким значением пористости пика на спектре пористости.

По характеристикам спектра пористости пластов с различной структурой пор с использованием метода анализа иерархий предложен оценочный индекс структуры пор *PorStru* для количественной оценки

корреляции между средней пористостью PHI_AVE , стандартным отклонением PHI_SDEV , шириной $WIDE$ спектра пористости и качеством структуры пор:

$$PorStru = 0.44*PHI_AVE + 0.39*WIDE + 0.17*PHI_SDEV, \quad (7)$$

где PHI_AVE , $WIDE$ и PHI_SDEV являются нормализованными значениями, 0,44, 0,39 и 0,17 – значения веса соответствующих параметров спектра. Значения $PorStru$, соответствующие трем типам структур пор, приведены в таблице 1.

Предложенный оценочный индекс $PorStru$ был использован для разделения типа структуры пор коллекторов в нефтяной скважине в бассейне Бохайского залива (рисунок 8).

Таблица 1 – Критерий разделения оценочного индекса структуры пор $PorStru$

Типы структуры пор Оценочный индекс	I	II	III
$PorStru$	≥ 0.8	0.5-0.8	≤ 0.5

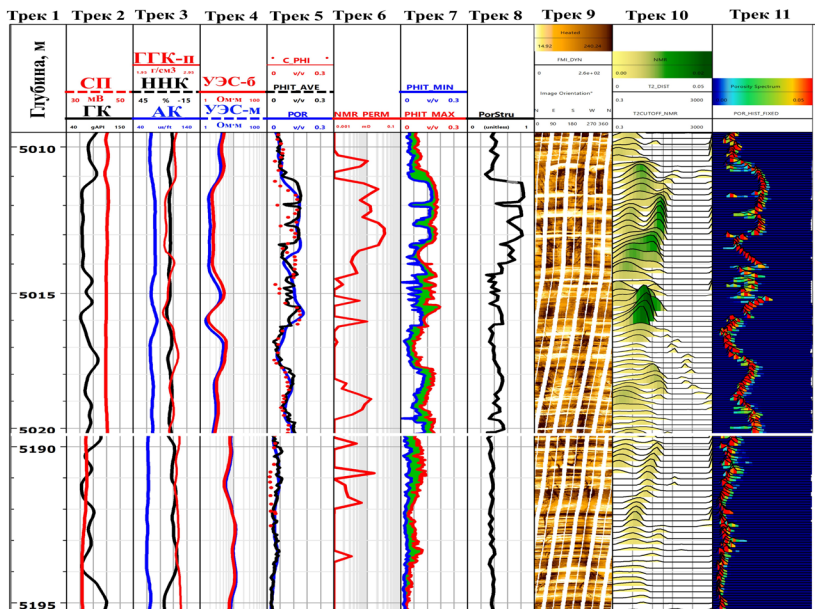


Рисунок 8 – Результаты интерпретации ГИС и расчета оценочного индекса в трех коллекторах с разной структурой пор

Среднее значение спектра пористости совпадает с пористостью по анализу кернов и по методам АК-ННК-ГГК (трек 5 на рисунке 8). В интервале от 5011,0 до 5013,0 м $PorStru$ составляет около 0,8 (трек 8). Согласно критерию

разделения оценочного индекса структура пор в этом интервале относится к типу *I*. Интервал от 5018,0 до 5020,0 м имеет *PorStru* около 0,5 – тип *II* структуры пор. Интервал от 5190,0 до 5191,5 м имеет *PorStru* около 0,4 – тип *III* структуры пор. Заключение оценки структуры пор по оценочному индексу согласуются с результатами ЯМР-каротажа (треки 6 и 10), эксперимента на керне соответствующих интервалов (трек 5) и электрического сканирования стенок скважин (трек 9).

Таким образом, второе защищаемое положение по методике определения УЭС неизменной части пласта и структуры пор коллекторов, основанное на данных многозондового бокового каротажа и электрического сканирования стенок скважин, обосновано и доказано. Полученные результаты позволяют определять радиус проникновения фильтрата бурового раствора и коэффициент анизотропии пласта, а также осуществлять количественную оценку типов структуры пор коллектора.

Третье защищаемое положение. *Способ моделирования и методика решения обратной задачи для гамма-гамма цементометрии, позволяющие определять распределение поля гамма-квантов и характерные параметры для расчета плотности цемента при центрированной и эксцентричной колонне в скважине [3, 7, 11, 12].*

В настоящее время существуют две методики интерпретации данных гамма-гамма цементометрии (ГГЦ): палеточная и адаптивная. Палеточная методика характеризуется высокой точностью в конкретных скважинно-геологических условиях, но её применение ограничено условиями составления палеток. Адаптивная методика дает аналитическую интерпретацию гамма-гамма цементометрии и определяет зависимость между показаниями детектора I_i и промывочной жидкостью (ПЖ), обсадной колонной (ОК), цементным кольцом и пластом

$$I_i = I_{\text{ЭТ}} \frac{1 - e^{-A(\sigma_{\text{ц}}r_{\text{ц}})^n} - e^{-S(\sigma_{\text{п}} - \sigma_{\text{ц}}) - A(\sigma_{\text{ц}}r_{\text{ц}})^n}}{e^{S(\text{ц} - \sigma_{\text{ЭТ}})}}, \quad (8)$$

где $\sigma_{\text{ц}}$, $\sigma_{\text{п}}$, $\sigma_{\text{ЭТ}}$ – плотность цемента, породы и заколонной среды в эталонировочном устройстве, $r_{\text{ц}}$ – толщина кольцевого зазора скважины, $I_{\text{ЭТ}}$ – экспериментальное значение интенсивности рассеянного гамма-излучения, S , A и n – характерные параметры. Однако определение характерных параметров требует создания натурной модели. С учетом развития технологии компьютерного моделирования и применения метода Монте-Карло в области ядерного каротажа была разработана программа моделирования гамма-гамма цементометрии методом Монте-Карло на основании прибора ГГЦ «Карсар-8-ГП».

В программе создано 7 блоков для моделирования процесса прохождения гамма-квантов с энергией 662 кэВ, излучаемых источником гамма-излучения Cs137, и записи взаимодействия гамма-квантов с

детекторами и другими веществами. В модели излучение проходит через стенку прибора и взаимодействует с ПЖ, ОК, цементным камнем и породой, и наконец исчезает в пространстве или попадает на ближний и дальние детекторы NaI на расстоянии 18,5 см и 41,0 см от источника соответственно.

Семь блоков включают:

1. Блок «Материалы», позволяющий создать материалы и установить их физические свойства, существующие в скважинах и породах;
2. Блок «Геометрия», предназначенный для создания 3D моделей прибора, пород и конструктивных элементов в скважине, и установления материалов для каждого геометрического тела;
3. Блок «Физические процессы», используемый для управления процессом взаимодействия между частицами в процессе моделирования;
4. Блок «Инициализация гамма-кванта», действующий как радиоактивный источник во время моделирования;
5. Блок «Управление и отслеживание процесса», реализующий управление процессом моделирования и отслеживание траектории гамма-квантов и процессов взаимодействия частиц с веществом;
6. Блок «Запись и хранение результатов», выполняющий запись необходимой информации о процессах и результатах моделирования;
7. Блок «Чтение и анализ данных», преобразующий данные в двоичном формате в кривые, распределения и другие формы.

С использованием разработанной программы были смоделированы распределения поля гамма-квантов и показания прибора ГГЦ в трех типах и более 300 группах моделей. В первом типе моделей за колонной расположена однородная среда; во втором – заколонное пространство представляет собой коаксиальное цементное кольцо и породы; в третьем типе – неравномерное распределение цементного камня между колонной и породой.

На рисунке 9 представлено влияние плотности заколонной среды на реальные (сплошные) и зарегистрированные (пунктирные) спектры дальнего детектора. На рисунке 10 показано распределение количества гамма-квантов, достигающих дальнего детектора, по максимальной массовой толщине при разных плотностях среды за колонной. Регрессионный анализ показывает, что связь между натуральным логарифмом гамма-счета дальнего детектора и плотностью среды за колонной не линейна. Таким образом, необходимо уточнение уравнения (8).

В работе построены энергетические спектры дальнего детектора при различной плотности цемента (рисунок 11, а) и зависимости натурального логарифма среднего гамма-счета дальних детекторов от эквивалентной плотности цемента при разных породах (рисунок 11, б).

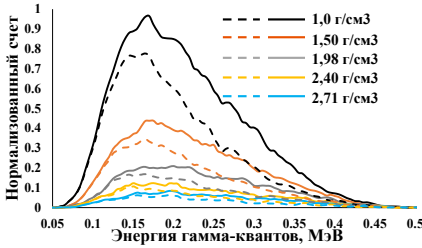


Рисунок 9 – Нормированные реальные и зарегистрированные спектры дальнего детектора

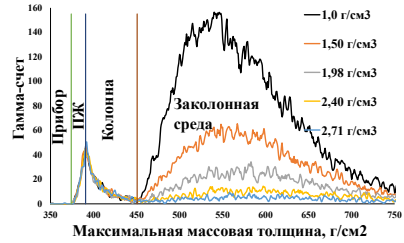


Рисунок 10 – Распределение количества гамма-квантов по максимальной массовой толщине

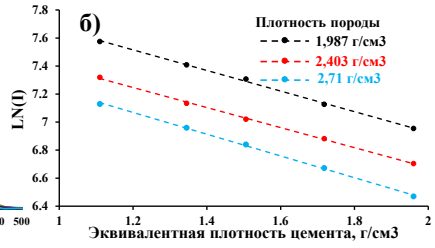
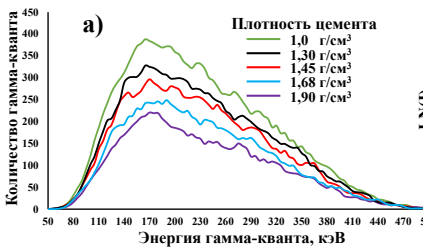


Рисунок 11 – Энергетические спектры при различной плотности цемента (а) и зависимости натурального логарифма среднего гамма-счета дальних детекторов от плотности цемента при разных породах (б)

На основании данных моделирования была предложена методика расчета характерных параметров S , A и n методом Гаусса – Ньютона. В этой методике матрица целевой функции U , состоящая из 15 трансцендентных уравнений, устанавливается на основе уравнения (8) для различных комбинаций 3 видов пород и 5 видов цемента с разной плотностью:

$$\min U = \sum_{k=1}^{15} \|F\|^2, \quad (9)$$

где $F = [f_1, f_2, f_3, \dots, f_{15}]^T$. k -й элемент в матрице F выражается

$$f_k = \ln(1 - e^{-S(\sigma_{pi} - \sigma_{uj})}) - \ln(1 - \frac{I_{i,j}}{I_{гр}} e^{S(\sigma_{uj} - \sigma_{гр})}) - A(\sigma_{uj} r_{uj})^n, \quad (10)$$

где $i = 1, 2, 3$, σ_{pi} – плотность трех видов породы, $j = 1, 2, 3, 4, 5$, σ_{uj} – плотность 5 видов цемента. $I_{i,j}$ – гамма-счет детектора в модели с i -й породой и j -м цементом. Используется матрица β для представления искоемых параметров:

$$\beta = [\beta_1, \beta_2, \beta_3] = [S, A, n]. \quad (11)$$

Градиент целевой функции U к β определяется по формуле

$$\nabla U(\beta) = \left[\frac{\partial U}{\partial \beta_1}, \frac{\partial U}{\partial \beta_2}, \frac{\partial U}{\partial \beta_3} \right]^T. \quad (12)$$

Создается матрица Якоби J и Гессе H :

$$J(F(\beta)) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \beta_1} & \frac{\partial f_1}{\partial \beta_2} & \frac{\partial f_1}{\partial \beta_3} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial f_{15}}{\partial \beta_1} & \frac{\partial f_{15}}{\partial \beta_2} & \frac{\partial f_{15}}{\partial \beta_3} \end{bmatrix}, \quad (13)$$

$$H = 2(J^T J + O), \quad (14)$$

где $O_{ij} = f_k \frac{\partial^2 f_k}{\partial \beta_i \partial \beta_j}$, которое можно игнорировать, поскольку модельная функция очень удовлетворительна. В это время уравнение (12) можно записать в виде

$$\nabla U = 2J^T F. \quad (15)$$

Так получается итерационная формула матрицы β :

$$\beta_{(n+1)} = \beta_{(n)} - H^{-1} \nabla U = \beta_{(n)} - (J^T J + O)^{-1} J^T F = \beta_{(n)} - (J^T J)^{-1} J^T F. \quad (16)$$

На основании формул (9–16) можно определить параметры S, A и n. Вводя значения этих параметров в уравнение (8), можно рассчитать плотность цемента $\sigma_{ц}$ путем решения трансцендентных уравнений с одной переменной методом Ньютона.

Для набора моделей со следующими параметрами: диаметр колонны – 146 мм, толщина колонны – 6 мм, плотность промывочной жидкости – 1,0 г/см³, плотность пласта – 1,987 г/см³, 2,403 г/см³ и 2,71 г/см³, плотность цемента – 1,0 г/см³, 1,3 г/см³, 1,45 г/см³, 1,68 г/см³, 1,90 г/см³ – были рассчитаны значения характерных параметров: S = 1,6297, A = 0,0654, n \approx 1,3.

Были использованы результаты расчета параметров для определения плотности цемента в вышепредставленном наборе моделей. Погрешность составляет не более 0,11 г/см³ при центрированной колонне (таблица 2).

Таблица 2 – Результаты и погрешность решения обратной задачи при разных плотностях пласта

Эквивалентная $\sigma_{ц}$ в модели	Результаты расчета плотности, г/см ³			Погрешность, г/см ³		
	КCl	Песчаник	Мрамор	КCl	Песчаник	Мрамор
1.11	1.03	1.01	1.18	-0.08	-0.10	0.07
1.35	1.33	1.32	1.41	-0.02	-0.03	0.06
1.51	1.48	1.47	1.56	-0.03	-0.04	0.05
1.72	1.73	1.64	1.74	0.01	-0.08	0.02
1.96	1.96	1.85	1.95	-0.00	-0.11	-0.01

Чтобы подтвердить надежность разработанной методики, была проведена гамма-гамма цементометрия в моделях обсаженной скважины в метрологическом центре Сургутнефтегеофизики. Измерение было выполнено скважинным гамма цементомером-толщиномером СГЦ-Т-110 ГЗБ. В таблице 3 приведены результаты решения обратной задачи для набора моделей с толщиной ОК 6 мм, плотностью пласта 2,376 г/см³ и цементом №1 (1,95 г/см³), №2 (1,80 г/см³) и №3 (1,40 г/см³). При центрированной колонне точность

определения плотности цемента очень высокая. Максимальная относительная погрешность не превышает 2,5%.

Таблица 3 – Результаты определения плотности цемента при центрированной колонне

-	Детекторы	RSW1	RSW2	RSW3	RSW4	RSW5	RSW6
	Вид цемента						
Расчетная плотность	№1	1.9545	1.9573	1.9595	1.9504	1.9482	1.9496
	№2	1.7875	1.7812	1.7767	1.7988	1.8058	1.8011
	№3	1.4184	1.4260	1.4307	1.4020	1.3903	1.3982
Относительная погрешность	№1	0.2%	0.4%	0.5%	0.0%	-0.1%	0.0%
	№2	-0.7%	-1.0%	-1.3%	-0.1%	0.3%	0.1%
	№3	1.3%	1.9%	2.2%	0.1%	-0.7%	-0.1%

Также были применен разработанный алгоритм для оценки плотности цемента при наличии эксцентриситета обсадной колонны 5 мм (рисунок 12). В этой модели скважины были использованы обсадные колонны двух разных толщин при цементировании, а плотность цемента составляет $1,95 \text{ г/см}^3$. в интервале скважине с толщиной колонны 6,1 мм максимальная относительная погрешность не более 1,4%, а в интервале скважине с толщиной колонны 7,7 мм максимальная относительная погрешность составляет 5,1%.

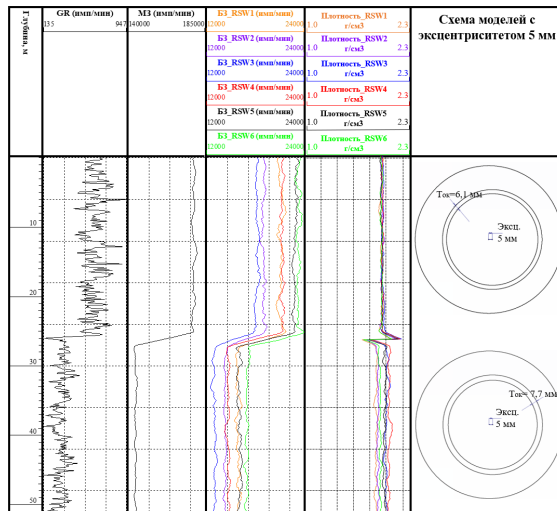


Рисунок 12 – Результаты интерпретации данных ГГЦ при наличии эксцентриситета колонны 5 мм.

Таким образом, третье защищаемое положение по программе моделирования и методике решения обратной задачи ГГЦ обосновано и

доказано. Результаты исследования позволяют определить влияние различных факторов на показания прибора ГГЦ и характерные параметры для расчета плотности цемента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты исследований по теме диссертационной работы сводятся к следующему:

1. Построенные цифровые модели керна и ствола скважины позволяют корректировать водонасыщенную пористость сланцев на эффект дисперсии пирита и устанавливать пространственное распределение модуля упругости, удельного электрического сопротивления, пористости и проницаемости пласта.

2. Предложенная методика быстрой инверсии данных многозондового бокового каротажа и оценочный индекс структуры пор низкопористых коллекторов позволяют определить радиус проникновения, удельное электрическое сопротивление зоны проникновения и неизменной части пласта, разделить тип структуры пор плотных пластов и оценить фильтрационно-емкостные свойства нефтяных коллекторов.

3. Разработанный способ моделирования и методика решения обратной задачи для гамма-гамма цементометрии позволяют смоделировать распределение поля гамма-квантов, определить влияние толщины колонны, плотности цементного камня и породы, эксцентриситета колонны и прибора на показания прибора, рассчитать характерные параметры единой измерительной системы.

Таким образом, исследования фильтрационно-емкостных свойств нефтяных коллекторов и процесса гамма-гамма цементометрии позволяют повысить точность оценки характера насыщения пластов и контроля технического состояния скважин.

СПИСОК РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК

1. Ву, И. Метод быстрой трехмерной инверсии результатов зондирования боковым каротажем (БКЗ) / И. Ву, И. Фань, Ч. Ву, М. Се // НТВ «Каротажник». – 2020. – № 6 (306). – С. 115–129 (вклад автора 20%).
2. Люй, С. Технологии моделирования и применения цифрового ствола скважины в каротаже / Ц. Сунь, С. Люй, В. Янь, Л. Цуй, Ц. Чжан, М. Се // НТВ «Каротажник». – 2020. – № 6 (306). – С. 22–35 (вклад автора 15%).
3. Чжан, Ф. Определение плотности пласта горных пород прибором гамма-гамма-каротажа с тремя детекторами при наличии глинистой корки / Ф. Чжан,

- Ц. Фань, Х. Сун, **М. Се**, С.В. Белов // НТВ «Каротажник». – 2021. – № 7 (313). – С. 134–149 (вклад автора 20%).
4. Шао, Ц. Метод быстрой оценки структуры пор плотного коллектора с использованием имиджевого электрического каротажа / Ц. Шао, Ф. Чжан, П. Чжан, Ц. Чжан, В.И. Костицын, **М. Се** // НТВ «Каротажник». – 2021. – № 7 (313). – С. 173–190 (вклад автора 15%).
5. Шао, Ц. Метод определения залегания горных пород одно- и двухмерными данными геофизических исследований в процессе бурения (LWD) для геонавигации скважин / Ц. Шао, С. Сюй, Ю. Е, С. Цао, В.И. Костицын, **М. Се** // Геофизика. – 2022. – № 5. – С. 67–75 (вклад автора 15%).
6. Сунь, Ц. Исследование диэлектрической дисперсии и модели водонасыщенности пиритсодержащих сланцев / Ц. Сунь, Т. Чжан, **М. Се**, М.В. Искандиров // Геофизика. – 2023. – № 1. – С. 54–63 (вклад автора 25%).
7. **Се, М.** Моделирование поля гамма-квантов методом Монте-Карло при цементометрии обсаженных скважин / М. Се // Геофизика. – 2023. – № 3. – С. 114–120 (вклад автора 100%).

Статьи в изданиях, индексируемых в РИНЦ

8. Потапов, А.П. Применение магнитоимпульсной дефектоскопии для контроля технического состояния эксплуатационной колонны / А.П. Потапов, О.Л. Сальникова, **М. Се**, А.В. Шумилов // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: сб. науч. тр. – Пермь, 2018. – С. 324–328 (вклад автора 25%).
9. Костицын, В.И. Анализ эффективности геофизической технологии вторичного вскрытия пласта под глубинным насосом / В.И. Костицын, А.Д. Савич, **М. Се** // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы 39-й Всеросс. науч.-практ. конф. с междунар. участием. – Пермь, 2019. – С. 260–265 (вклад автора 30%).
10. **Се, М.** Развитие технологии моделирования цифрового ствола скважин с использованием геофизических данных / **М. Се**, Ц. Сунь // Двадцать вторая Уральская молодежная научная школа по геофизике: сб. науч. тр. – Пермь, 2021. – С. 76–80 (вклад автора 50%).
11. **Се, М.** Прямое моделирование гамма-гамма цементометрии методом Монте-Карло / **М. Се**, С.В. Белов // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: сб. науч. тр. X Всеросс. науч.-практ. конф. с междунар. участием. – Пермь, 2022. – С. 170–176 (вклад автора 60%).
12. **Се, М.** Моделирование влияния толщины обсадной колонны на показание датчика при гамма-гамма цементометрии / М. Се // Двадцать четвертая Уральская молодежная научная школа по геофизике: сб. науч. тр. – Пермь, 2023. – С. 223–227 (вклад автора 100%).