

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
Пермский национальный исследовательский политехнический университет

На правах рукописи

Савицкий Ян Владимирович

**ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО
ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДОМ РЕНТГЕНОВСКОЙ
ТОМОГРАФИИ КЕРНА**

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Научный руководитель: доктор
геолого-минералогических наук
Галкин Сергей Владиславович

Пермь, 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. МЕТОД РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ, ФИЗИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ И ОСНОВЫ КОМПЬЮТЕРНОЙ ОБРАБОТКИ	9
1.1. Общие принципы метода рентгеновской томографии	9
1.2. История применения метода.....	11
1.3. Основные производители современных систем рентгеновской томографии	13
1.4. Обработка реконструкций трехмерного изображения.....	16
1.5. Объемные модели результатов рентгеновской томографии	19
1.6. Проведение процедуры трешхолдинга при реконструкции томографических изображений	22
1.7. Особенности применения метода рентгеновской томографии в исследовании горных пород.....	25
1.8. Виды пористости и способы их определения	32
1.9. Методика выделения и анализа порового пространства	37
Основные выводы по главе 1	43
ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ.....	44
2.1. Опыт рентгентомографических исследований карбонатного керна	44
2.2. Типизация емкостного пространства карбонатных коллекторов по данным рентгеновской томографии.....	50
2.3. Сопоставление результатов изучения трещиноватости коллекторов по данным гидродинамических и рентгентомографических исследований	61

2.4. Применение разномасштабного подхода при изучении керна карбонатных пород	67
Основные выводы по главе 2	72
ГЛАВА 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА КЕРНА ТЕРРИГЕННОГО СОСТАВА С ПОМОЩЬЮ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ.....	73
3.1. Проблемы при изучении емкостного пространства пород методом компьютерной рентгеновской томографии.....	73
3.1. Изучение структуры порового пространства терригенных пород	77
3.3. Анализ диаметров пор образцов различных размеров	88
3.4. Разработка методики проведения границы отсечки.....	94
Основные выводы по главе 3.....	103
ГЛАВА 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА КОМПЬЮТЕРНОЙ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЛИЯНИЯ НА КЕРН РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ	104
4.1. Обзор применения метода компьютерной рентгеновской томографии при исследовании методов воздействия на горные породы .	104
4.2. Изучение результатов кислотных обработок керна	108
4.3. Изучение флюидонасыщенности керна.....	114
Основные выводы по главе 4.....	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	128
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	128

ВВЕДЕНИЕ

В диссертации отражены результаты исследований кернового материала коллекторов нефти и газа с помощью метода компьютерной рентгеновской томографии

Актуальность работы

В последние десятилетия при изучении емкостного пространства горных пород, помимо стандартных лабораторных методов, применяются методы неразрушающего контроля, прежде всего рентгеновская томография керна. Томографический метод позволяет не только получить количественную оценку пористости пород, но и визуализировать структуру порового пространства, что особенно важно в условиях усложнения строения геологических объектов и повышения доли трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Метод рентгеновской томографии позволяет изучать керн как в его ненарушенном состоянии, так и после применения различных технологий воздействия изменяющих структуру емкостного пространства.

Степень разработанности темы исследования

В настоящее время рентгеновскую томографию керна проводят в нескольких отечественных исследовательских центрах: МГУ им. М.В.Ломоносова, Московский центр исследований Schlumberger в Москве, ЦКП «Микроанализ» в Сколково, ВНИГРИ в Санкт-Петербурге, СИБКОР, ТННЦ в Тюмени, ТомскНИПИнефть ВНК в Томске, Казанский Федеральный университет.

Применение рентгеновской томографии для исследования горных пород и, в частности, керна коллекторов нефти и газа описано в ряде научных работ таких российских авторов как Еременко Н. М., Муравьева Ю. А., Жуковская Е. А., Лопушняк Ю. М., Журавлев А.В., Вевель Я.А., Калмыков Г.А., Ахманов Г.Г., Надеев, А.Н.Рыжиков, Н.И. и др. За рубежом над подобной тематикой работает множество авторов, в том числе такие как Akin S.,

Kovscek A.R., Ketcham, R. A., Cnudde, V., Coles, M.E., Desrues J., Viggiani G., Bésuelle P., Okabe H., Blunt M.J., Perret J., Prasher S.O., Kantzas A., Langford C. и др.

Тем не менее, на данный момент не существует единой методики и общего научного подхода в исследовании керна методом рентгеновской томографии, поскольку сам метод не является очень распространенным вследствие высокой стоимости установок томографии и большой разницы в их характеристиках. Предлагаемый в работе подход в литературе не описан.

Целью работы является разработка методики исследования керна и способа определения емкостных характеристик карбонатных и терригенных пород-коллекторов методом компьютерной рентгеновской томографии.

Задачи исследований исходят из основной цели и могут быть сформулированы следующим образом:

- 1) создание базы исследований кернов горных пород методом рентгеновской томографии;
- 2) обоснование эффективности использования метода томографической съемки для изучения пустотности образцов керна;
- 3) определение методом рентгеновской томографии качественных характеристик керна и типизации структурно-текстурных свойств керна;
- 4) определение методом рентгеновской томографии количественных фильтрационно-емкостных характеристик керна;
- 5) обоснование возможностей метода для оценки воздействия на керн различных технологий повышения эффективности нефтедобычи.

Объект исследования.

Объектом исследования являются образцы керна пород-коллекторов нефти и газа карбонатного и терригенного состава.

Предмет исследования.

Предметом исследования являются фильтрационно-емкостные свойства ядра пород-коллекторов нефти и газа, выявляемые с помощью метода компьютерной рентгеновской томографии

Научная новизна и теоретическая значимость выполненной работы.

Создана база рентгеновских моделей ядра для месторождений Пермского края. Разработаны методики оценки характеристик пустотного пространства ядра карбонатных и терригенных пород с помощью метода рентгеновской томографии. Метод использован при изучении воздействия на ядро различных технологий повышения эффективности нефтеотдачи пластов.

Практическая значимость работы. В работе обобщается опыт применения метода рентгеновской томографии в исследовании пород-коллекторов, который позволяет более полно и комплексно исследовать внутреннюю структуру ядра, выявлять взаимосвязь структуры порового пространства с количественными характеристиками, получаемыми с помощью стандартных методов исследования, уточнять литолого-петрографическую характеристику ядра, сохранять информацию о строении образцов ядра, подвергающихся взаимодействию или разрушению. Применение полученных данных и методик позволит улучшить качество и объем получаемой при реальных исследованиях ядра информации.

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5)

Методология и методы исследования.

Для выполнения работы было проведено исследование с помощью метода компьютерной рентгеновской томографии более 300 образцов ядра, также исследованные стандартными методами определения его фильтрационно-емкостных свойств. Из них карбонатные образцы относились

к известнякам и доломитам, а терригенные к песчаникам, алевропесчаникам, алевролитам и аргиллитам. Таким образом можно отметить, что были исследованы самые распространенные осадочные породы, участвующие в строении пород-коллекторов.

Томография образцов выполнена на установке Nikon Metrology XTH 225, реконструкции выполнялись с помощью программы Nikon Metrology CT Pro 3D. Обработка результатов томографии выполнена в программном комплексе Avizo, для создания цифровых моделей ядра использовались скрипты на языке Python.

Защищаемые положения:

1. Установлено, что исследования, выполненные методом рентгеновской томографии, позволяют оценить неоднородность емкостного пространства с учетом пустот различных типов.

2. Разработана методика визуализации порового пространства моделей ядра, созданных методом компьютерной рентгеновской томографии для пород-коллекторов с межзерновым типом пористости.

3. Обоснована необходимость применения метода рентгеновской томографии для изучения изменений структуры пустотного пространства при воздействии на ядро различных технологий.

Личный вклад автора заключается в проведении съемок ядер методом рентгеновской томографии, обработке результатов исследований образцов в программном комплексе Avizo, подготовке графического материала результатов съемок, анализе результатов томографии, построении объемных моделей ядер (томограмм), проведении измерения емкостных характеристик горных пород.

Степень достоверности результатов исследований подтверждается экспериментально на базе более 300 образцов ядра, использованием

высокотехнологичного оборудования для исследования керна и сходимости результатов с данными, полученными по стандартным методикам.

Апробация работы и публикации. Часть результатов работы была представлена в виде доклада на Всероссийской конференции «Практическая микротомография» (Москва, 2013), VI Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (Пермь, 2013), VII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (Пермь, 2014), Международной конференции «Information technologies in solving modern problems of geology and geophysics» (Баку, 2018), XXII Всероссийской научно-технической конференции «Аэрокосмическая техника, высокие технологии и инновации» (Пермь, 2021).

Основные положения диссертации отражены в 14 научных работах, в том числе в шести по списку ВАК; восемь статей – в периодических изданиях, индексируемых в международных базах данных научного цитирования Scopus, Web of Science. Также получено два патента на изобретение в соавторстве.

Благодарности.

Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю – доктору геолого-минералогических наук, профессору С.В. Галкину. Автор выражает особую благодарность к. т. н. О.А. Мелкишеву за большую техническую помощь при выполнении работы, а также всему коллективу кафедры «Геологии нефти и газа» за поддержку и ценные советы.

ГЛАВА 1. МЕТОД РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ, ФИЗИЧЕСКИЕ ПРИНЦИПЫ И ОСНОВЫ КОМПЬЮТЕРНОЙ ОБРАБОТКИ

1.1. Общие принципы метода рентгеновской томографии

Рентгеновское излучение — это электромагнитные волны с энергией между ультрафиолетом и гамма-излучением. Основное применение в сфере геологии нефти и газа - исследование структуры горных пород с помощью рентгеновских лучей.

На основе физического процесса рентгеновского излучения созданы различные методы исследования, одним из которых является метод компьютерной рентгеновской томографии, сокращенно - КТ.

Источником излучения в данной группе методов является вакуумная рентгеновская трубка, где ток через катод (вольфрамовую нитку) выбрасывает электроны, направляемые на анод (особую пластину). Замедление этих электронов с помощью устройства под названием мишень, создает рентгеновское излучение, которое фокусируется и направляется на объект исследования. Проходя через образец, излучение создает изображение, сохраняющееся на специальной плоской кремниевой матрице с высоким динамическим диапазоном.

Принцип работы метода КТ заключается в создании последовательной серии рентгеновских изображений объекта. Данные изображения затем обрабатываются программными методами для получения трехмерного цифрового изображения.

Для создания серии изображений, образец помещают на специальный столик, который вращается вокруг вертикальной или горизонтальной оси (см. рисунок 1.1.1).

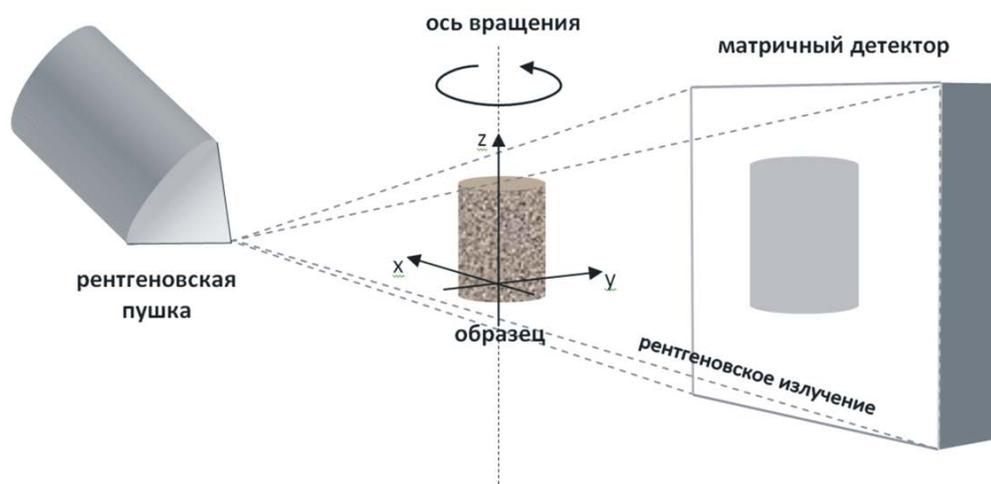


Рис. 1.1.1. Принципиальная схема установки рентгеновской томографии

Серия завершается, когда образец совершает полный оборот вокруг оси. Степень качества полученной в дальнейшем объемной модели зависит от того, насколько быстро вращается образец и как много снимков будет сделано за это время. Также качество зависит от свойств цифровой матрицы, на которой формируется изображение, его размеров, количества и размеров самих пикселей [45].

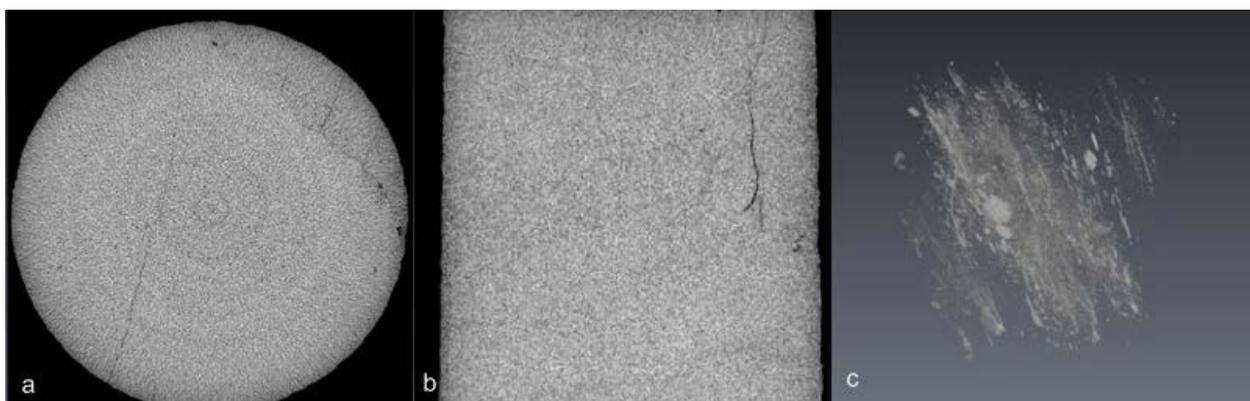


Рис. 1.1.2. Пример результатов КТ образца керна

a, b — двухмерные изображения-срезы, c — трехмерная модель

Изображение, которое получается вышеописанным способом, представлено в оттенках серого [106]. Эти оттенки серого отражают интенсивность света и, следовательно, степень поглощения рентгеновского

излучения при его воздействии на материал. Этот процесс тесно связан с физическими характеристиками горных пород, обычно с их плотностью. Характерной особенностью рентгеновского излучения является то, что его затухание очень хорошо соответствует экспоненциальной зависимости. Количество оттенков является важным показателем точности изображения, поэтому обычно исходные снимки сохраняются в формат TIFF с 16-битной глубиной цвета [49]. Благодаря этим особенностям, двумерные снимки можно преобразовать в трехмерное изображение (рис. 1.1.2), с помощью специальных алгоритмов, которые основаны на математическом преобразовании Радона [117].

1.2. История применения метода

Метод КТ, изначально разработанный в 1970-х годах [90, 91] для медицинских целей, стал применяться в геологических науках, включая его использование в геологии нефти и газа. [72, 87, 138]. Принципиальная схема медицинского томографа отличается от промышленного, поскольку состоит из неподвижного столика, вокруг которого вращается источник излучения и детектор. Такая схема сильно ограничивает исследуемые образцы, поскольку не позволяет использовать мощное излучение, имеет низкое разрешение и создает большое количество артефактов. Несмотря на эти ограничения, такое использование уже позволяло исследовать крупные пустоты в полноразмерном керне. [98]. Исследование образцов стандартного керна было крайне затруднено очень невысокой детализацией получаемых изображений. Проблемы детализации и большого количества артефактов решило появление промышленных томографов, оснащенных прямой матрицей и неподвижной мощной трубкой с веерным пучком. Защита оператора с помощью помещения установки в свинцовый кабинет, применяемый в промышленных томографах, позволила существенно повысить проникающую способность излучения. Качество изображений также было улучшено и развитием алгоритмов реконструкции и

разнообразных программ, предназначенных для обработки данных КТ. Самыми распространенными программами являются Avizo, VGStudio Max, MAVI, Vlob3D [99], Pore3D [71], 3DMA-Rock [103], Morpho+[70] и Fiji [124].

Изначально работы в данной области осуществлялось только за границей, на базе геологических факультетов и научно-исследовательских институтов стран Европы и Америки. Применительно к геологическим наукам, можно привести примеры исследований грунтов [111], неконсолидированных осадков [92], фоссилий ископаемых организмов [88, 127], описания литологии пород [118] и их коллекторских свойств [133, 134], описания условий залегания газовых гидратов [108] и многих других.

Одна из первых статей в СССР, описывающая метод КТ, была опубликована в 1985 [5]. Опыт применения КТ в геологических науках описан чуть позже, в 1991-1992 г.г. [57, 52]. С начала 2000-х годов исследования керна с использованием метода КТ стали все более распространенными. [58, 51, 23, 18].

Хороший обзор состояния метода и его применения в геологии изложен в работах [68, 63]. Изучение современного международного опыта показывает, что метод КТ находит не только в анализе свойств горных пород [19; 43, 123], но также используется для оценки методов повышения нефтеотдачи [65, 69].

Очень востребовано применение рентгеновской томографии для исследования методов интенсификации добычи УВ [80, 82, 114], в частности для изучения эффективности воздействий кислотных составов [125, 95] и для изучения ряда характеристик заполнения пропантом трещин ГРП на моделях пластов [137, 86].

В последние годы все большее значение метод КТ принимает в формировании цифрового массива данных о керне, позволяющего проводить

исследования с помощью вычислительных экспериментов, так называемой модели «цифрового керна» [6]

1.3. Основные производители современных систем рентгеновской томографии

Существует несколько категорий томографов, используемых в исследованиях керна материала, которые можно разделить по масштабам исследуемых образцов и соответствующему уровню получаемого разрешения изображений: макротомографы для полноразмерных образцов, микротомографы для стандартных образцов и нанотомографы для маленьких образцов. [73].

Существует множество установок от различных производителей, предназначенных для томографического исследования проницаемости керна материала. Например, компания "Corelab" разработала автоматизированную систему AXRP-300 для изучения относительной проницаемости [83]. Эта система позволяет измерять проницаемость и содержание воды в керне во время вытеснения нефти водой.

Томографы Tomoscan от компании "Phillips" используют систему "вращение-вращение", где источник и детектор вращаются вокруг образца. Томографы компаний "Toshiba" и "Siemens Somatom" имеют аналогичную схему, что обеспечивает изучение движения флюидов в длинных кернах образцах в режиме реального времени [78].

Компания "General Electric" предлагает разнообразные модели микро- и макрофокусных томографов с мощными рентгеновскими трубками и высоким разрешением. Эти системы изначально разработаны для промышленности, но также применяются для исследования горных пород, включая полноразмерные образцы. Модели также могут иметь изменяемое расстояние до объекта для более точной детализации изображений [139].

Еще одним крупным производителем томографов является компания «Nikon», ее подразделение «Nikon Metrology» производит достаточно большой модельный ряд томографов различного назначения. Промышленные модели имеют стандартную схему с вращающимся столиком и неподвижным детектором и источником мощностью до 450 кВ. Некоторые модели могут также использоваться для компрессионных и геомеханических исследований за счет специальных дополнений для предметного столика и возможности перемещения детектора.

Преимуществом этих томографов является их универсальность, которая поддерживает как макро-, так и микрофокусный режимы исследований [89, 120]. Примером такой универсальной модели является томограф ХТН 225 (рис.1.3.1), который работает при напряжении не менее 210 кВ и позволяет изменять расстояние от рентгеновской трубки до детектора. Этот томограф способен обрабатывать образцы различных размеров, начиная от нескольких миллиметров до полноразмерных образцов керна, включая диаметром 30 мм. Именно эта модель используется в нашей лаборатории для исследований керна. Она была выбрана за универсальность и высокую производительность, благодаря чему удастся проводить широкий спектр исследований керна различных размеров и литологического состава [123].



Рис. 1.3.1. Nikon Metrology XT H 225

Модификации томографических систем SkyScan от компании "Bruker" широко применяются, включая анализ пород-коллекторов нефти и газа [96]. Большинство популярных моделей в этой линейке имеют ограниченное напряжение до 100 кВ, что обеспечивает высокое разрешение, но ограничивает размеры объектов. Улучшенные версии микротомографов SkyScan 1272 и SkyScan 2211 имеют более продвинутую концепцию с двумя источниками рентгеновского излучения и передвижными детекторами, что позволяет изучать мельчайшие элементы поровой структуры пород с детализацией до долей микрона [122].

Компания "Zeiss" предлагает технологичные микро- и нанотомографы Xradia с оптической системой для изменения масштаба изображений. Некоторые модели имеют разрешение до 40 нанометров, могут быть дополнены для работы с более крупными образцами и имеют детектор, приближающий результаты к синхротронной томографии [130].

Тем не менее, высокоразрешающая микротомография ограничена размерами исследуемых образцов. Объекты размером десятки миллиметров требуют широкого диапазона напряжения в рентгеновской трубке, что может снизить разрешение [77]. Обработка данных с высоким разрешением также требует мощных вычислительных ресурсов [102], что ограничивает применение высокоразрешающей микротомографии на практике до маленьких объектов размером несколько миллиметров [75].

Главные проблемы высокоразрешающей томографии заключаются в том, что для ее применения требуется изготовление отдельных образцов небольшого размера, что существенно усложняет их изучение другими методами. Применение же высокоразрешающей томографии на крупных образцах приводит к необходимости использования огромных вычислительных мощностей, зачастую требующих использования кластерных вычислительных систем либо суперкомпьютеров.

В России применяются томографы отечественного производства, такие как РТК-160, выпускавшийся НТЦ "Амплитуда". Этот томограф имел фиксированное расстояние между источником излучения и детектором, его разрешающая способность составляла 0,4 мм, что подходит для образцов керна большой длины и позволяет томографировать полноразмерные образцы на ранней стадии подготовки керна к исследованию.

Подобную модель предлагает также компания "Геологика", например модель РКТ-225-ПЛ, предназначенная для КТ полноразмерных керновых образцов при смоделированных пластовом давлении и температуре [59]. Сравнительно недавно компанией «Элтех-Мед» создан промышленный томограф "Микрон", способный выполнять уже и высокоразрешающую томографию, в том числе и стандартных образцов с точностью до 5 мкм.

1.4. Обработка реконструкций трехмерного изображения.

Процесс восстановления объемного изображения из рентгеновских снимков называется реконструкцией. Он осуществляется через преобразование последовательности двумерных полутоновых изображений, полученных при рентгеновской съемке. Алгоритм реконструкции, разработанный Хаунсфилдом [91] подобен преобразованию Радона [117]. Это преобразование представляет интеграл функции вдоль прямой, перпендикулярной вектору движения лучей излучения и проходящей через измеренное расстояние от начала координат. Согласно закону Бугерта-Ламберта-Бера, интенсивность излучения, зарегистрированная детектором на позиции s линейки детекторов, пропорциональна следующей формуле:

$$\exp \left\{ - \int_{AA'} p(x, y) dz \right\}, \quad (1.4.1)$$

где p с координатами x и y представляет показатель поглощения вещества образца горной породы для конкретного типа излучения. Линия AA' это прямая, проходящая через матрицу, координата z представляет собой ряд приемников, расположенный под прямым углом к данной линии.

Путем вращения объекта на манипуляторе формируется множество сумм лучей в плоскости образца. Преобразование Радона от показателя поглощения получается через логарифм с обратным знаком интенсивности. С использованием методов реконструкции можно из этих сумм восстановить распределение показателя поглощения в любой точке образца.

На рабочей станции нашей лаборатории реконструкция осуществляется с помощью программы CT Recon 3D (рис. 1.4.1) [44]. Программа позволяет проводить реконструкцию как автоматически, так и вручную, с использованием гибкой системы настроек. На этом этапе возможно несколько разновидностей артефактов.

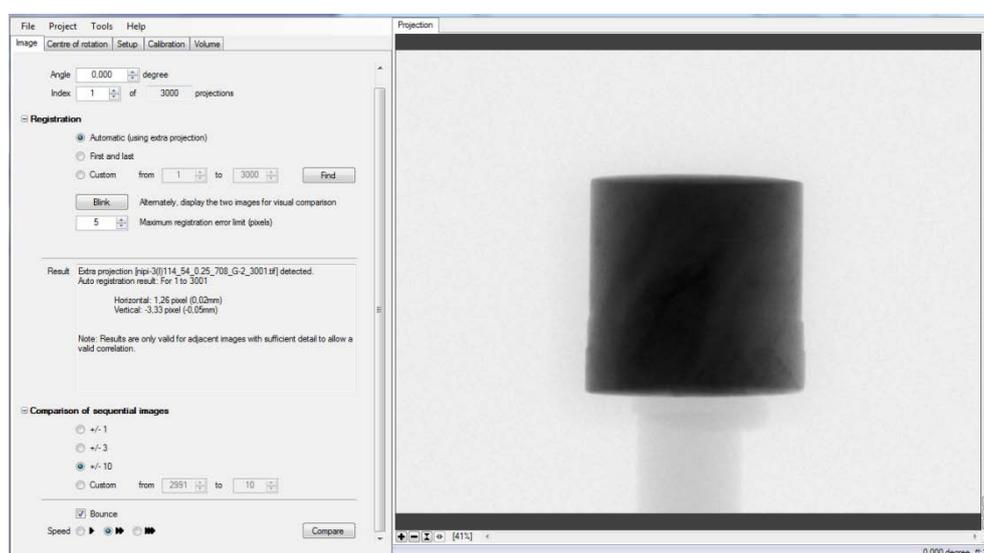


Рис. 1.4.1 Рабочее окно программы CT Recon 3D

Артефакт увеличения жесткости пучка излучения. Это артефакт, вызванный использованием полиэнергетического рентгеновского спектра в процессе КТ. Происходит это из-за того, что низкоэнергетические рентгеновские лучи, проходя через образец, поглощаются быстрее, чем лучи с более высокой энергией. В результате, средняя энергия рентгеновского излучения соответствует более высокой энергии, которая проникает через менее плотные области образца. Этот артефакт проявляется в виде более темной области в центре цилиндрических образцов (см. рисунок 1.4.2а) или в форме крестообразных темных полос и светлых углов (рис. 1.4.2б).

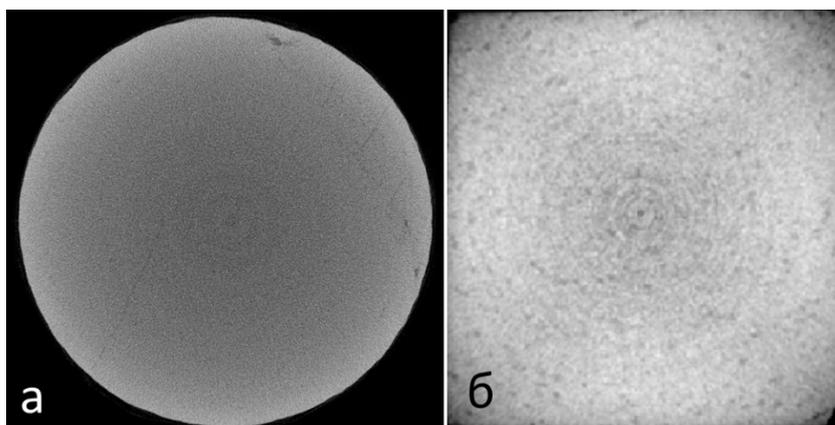


Рис 1.4.2. Артефакты увеличения жесткости пучка

а – артефакт на цилиндрическом образце, поперечный срез; б – артефакт на кубическом образце, поперечный срез.

Это вызвано более сильным поглощением излучения в центре однородного объекта, так как лучи проходят через большую толщину. Пучок становится жестче, ослабление излучения уменьшается, интенсивность на детекторе растет [93]. Для устранения артефакта можно использовать методы фильтрации низкоэнергетических компонентов, включая применение фильтров излучения, или провести постобработку реконструкции с настройкой специального контрастного пресета.

При КТ также часто присутствуют артефакты, связанные с движением. Эти артефакты проявляются как "расширение" граней и образование кольцевых следов внутри образца [126]. Характерная кольцевая форма артефактов обусловлена дополнительным круговым движением образца во время съемки. (рис. 1.4.3).

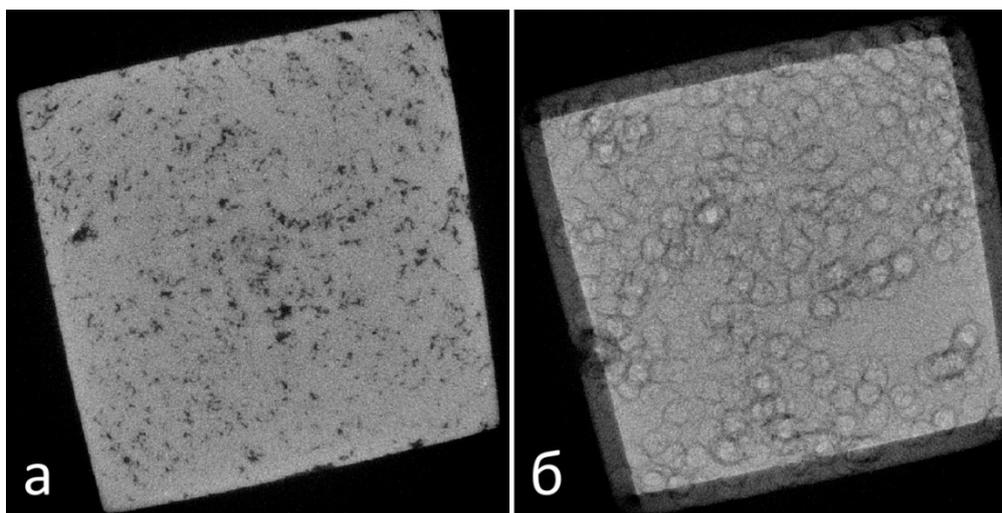


Рис 1.4.3 Кольцевые артефакты движения

а – образец без артефактов; б – образец с артефактами.

Такой тип дефекта возникает, если ось образца и детектора не совпадают или расположены не по центру, и это проявляется особенно при близком расположении образца к источнику рентгеновского излучения. Чтобы устранить этот дефект, можно воспользоваться ручной центровкой осей изображений в программе CT Recon 3D, провести настройку осей манипулятора или изменить расстояние между объектом и источником перед проведением съемки.

1.5. Объемные модели результатов рентгеновской томографии

Работа с объемными изображениями осуществляется в программном комплексе Avizo Fire. Комплекс предоставляет широкие возможности для обработки объемных изображений и предназначен специально для работы с данными КТ. Программа позволяет как визуализировать томографируемые образцы и их участки, так и производить количественные расчеты и измерения получаемых в результате сегментации изображений.

Объемные изображения, получаемые при реконструкции, имеют разрешение, определяемое разрешением самого цифрового детектора. Таким образом, максимальное разрешение объемного изображения для матрицы

1800×1400 пикселей будет 1800×1800×1400, что составляет $4,5 \times 10^9$ вокселей. Объемная воксельная модель, содержащая такое количество вокселей в несжатом виде, требует больших вычислительных ресурсов, обычная рабочая станция, оснащенная стандартной современной видеокартой и процессором не сможет обработать такой объем данных за приемлемое время. Имеющиеся в ПНИПУ рабочие станции оснащены системами, состоящими из двух спаренных видеокарт Nvidia Tesla, 128 ГБ оперативной памяти и 16-ядерным процессором Intel Xeon. Данная конфигурация позволяет обрабатывать объемные модели с достаточной быстротой [30]. Однако, для полноценной работы с моделью как правило требуется провести процедуру сжатия вокселей. При сжатии вокселей обычно используется уменьшение каждой стороны вдвое, таким образом получается один усредненный воксель из восьми исходных. Данная процедура позволяет уменьшить модель до куба разрешением 900×900×700, с которым возможна полноценная работа графических процессоров нашей рабочей станции. Увеличение размера вокселя сказывается на разрешении изображения – увеличивается размер минимально видимого объекта. В то же время усреднение вокселей снижает количество шумов на изображении, работая в качестве простейшего среднеарифметического фильтра шумов. При использовании матрицы большего разрешения (4000×4000 пикселей) количество вокселей возрастает до 64×10^9 , размер файла объемной реконструкции для такого образца составит несколько десятков гигабайт, что потребует увеличения вычислительных мощностей.

Изображения, получаемые методом КТ, содержат определенное количество шумов. Их источниками являются сам процесс формирования изображения и его передачи. Основными факторами, способствующими неизбежному появлению шума на цифровых изображениях, являются параметры экспозиции, температура датчиков и посторонние воздействия на каналы связи. Для устранения шума на изображениях требуется использовать методы фильтрации. В программах обработки рентгеновских изображений

предоставляется разнообразный набор таких методов. Один из часто используемых фильтров — это гауссовское размытие, которое осуществляет свертку изображений с следующей функцией:

$$g(x, y) = Ae^{-\frac{x^2+y^2}{\sigma^2}}, \quad (1.5.1)$$

Где значение параметра σ определяет степень размытия, а параметр A обеспечивает нормировку. Процесс напоминает фильтр размытия, за исключением того, что пиксель сливается с окружающими пикселями в соответствии с функцией Гаусса, образуя фильтр, называемый гауссианом. Его степень размытия определяется размером фильтра, который можно представить как произведение функций по осям x и y , что позволяет проводить свертку последовательно по строкам и столбцам, ускоряя процесс его применения. Однако главным недостатком этого фильтра является то, что он равномерно «размывает» все детали изображения, включая поры и трещины (см. рис. 1.5.1б), поэтому его использование возможно только для однородных и сильно зашумленных изображений, часто совместно с другими фильтрами.

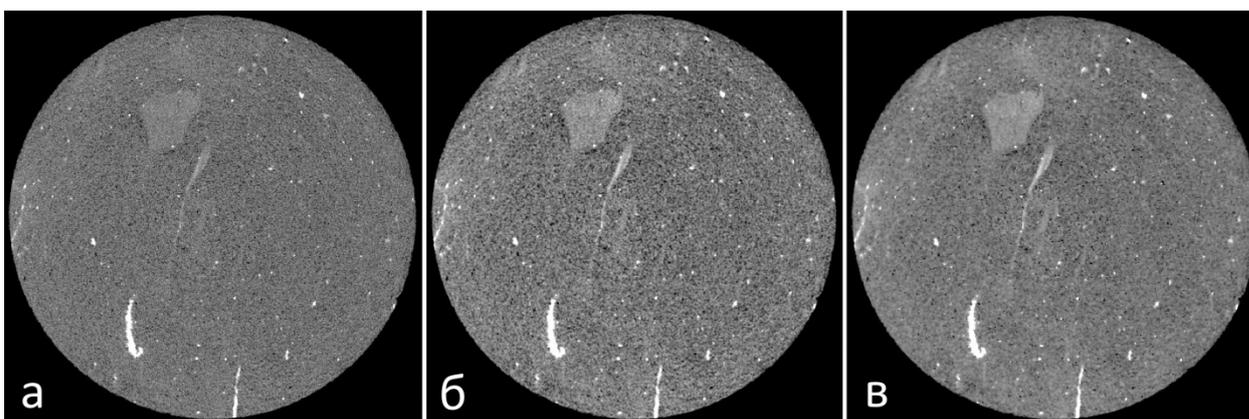


Рис 1.5.1. Примеры изображения с наложенными фильтрами

а – без фильтра; б – размытие по Гауссу; в – анизотропная диффузия

К данному методу близок другой метод фильтрации изображений, называемый анизотропная диффузия [25]. Этот метод позволяет

уравновесить неравномерности в шуме и ярко выделить границы между порами и уплотнениями, и он является наиболее часто используемым при обработке изображений ядерных образцов. В данном методе каждый пиксель интерпретируется как температурное значение в соответствующей точке изображения, создавая карту температур. Подавление шума осуществляется путем выравнивания интенсивности пикселей, аналогично процессу теплопереноса:

$$I_t = c \cdot \Delta I, \quad (1.5.2)$$

где c – коэффициент аналогичный коэффициенту теплопроводности, а ΔI разница между яркостями двух пикселей. Коэффициент c зависит от изменения интенсивности изображения:

$$c(\Delta I) = \exp\left(-\left(\frac{|\Delta I|}{k}\right)\right). \quad (1.5.3)$$

Поскольку яркость часто меняется на границах элементов изображения, коэффициент, определенный по упомянутой выше формуле, будет небольшим. В результате размытие границ вдоль деталей (таких как поры и трещины) минимизируется, однако при этом достигается эффективное сглаживание яркости на ровных, подверженных шумам участках изображения (рис. 1.5.1в).

1.6. Проведение процедуры трешхолдинга при реконструкции томографических изображений

В особых случаях рентгеновской томографии керна горных пород, самым плотным веществом оказывается минеральная структура породы, в то время как воздух является наименее плотным компонентом. По завершении процесса восстановления объемной модели, происходит инверсия цветов, где наиболее плотные воксели отображаются белым цветом, а самые неплотные – черным. Таким образом, в гистограмме итогового изображения

распределение вокселей характеризуется двумя модами, правая мода соответствует минеральному каркасу, а левая – воздуху (рис.1.6.1).

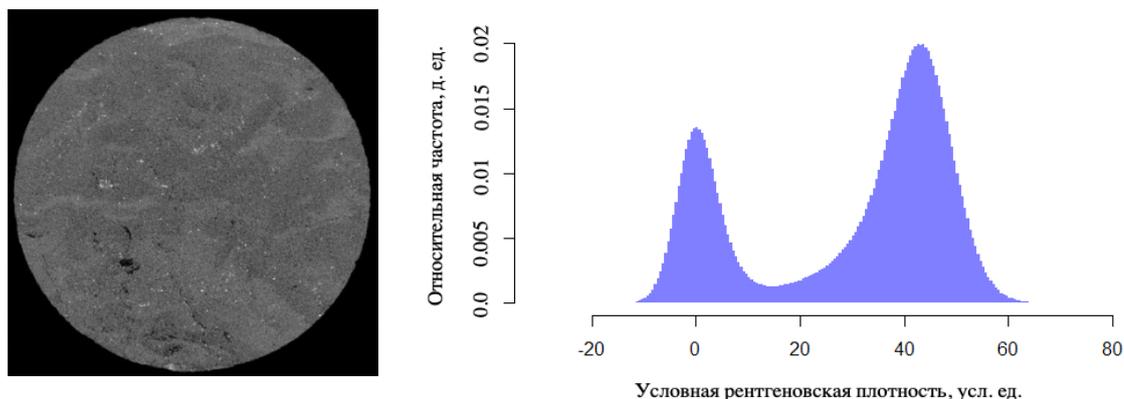


Рис.1.6.1. Гистограмма распределения оттенков серого.

Слева – двухмерный срез реконструированного объемного изображения керна, справа – гистограмма распределения оттенков серого в объемном изображении керна

Чтобы определить пустотное пространство породы на трехмерном изображении, необходимо выделить все это пространство на гистограмме путем задания конкретной границы. По разные стороны от этой границы и будут находиться пустоты и минеральный каркас исследуемого образца. По сути, из исходной 32-битной многотоновой модели создается 2-битное изображение, поэтому данная процедура называется бинаризацией. Определение этой границы, называемой точкой отсечки (данную операцию называют также трешхолдингом, или пороговым значением), представляет собой наиболее сложный в количественном аспекте этап процесса. На рис.1.6.2 схематично изображено, как реальные частицы породы отображаются на матрице при условии, что размеры частиц и размеры пикселя будут примерно равны.

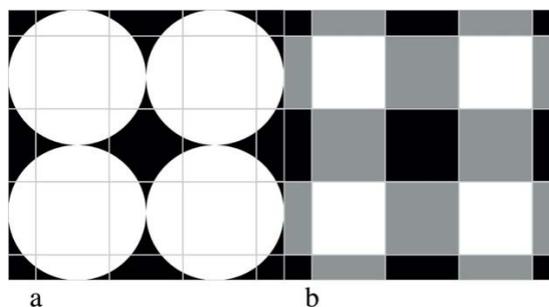


Рис.1.6.2 Схема преобразования информации о расположении зерен и пор в породе

(а) в пиксельное изображение (b) при размере пор и зерен, близком к разрешающей способности изображения (белый цвет – скелет, темный – воздух)

Если скелет горной породы не заполняет полностью объем вокселя, то значение условной рентгеновской плотности данного вокселя уменьшается. Обычно процедура трешхолдинга осуществляется визуальным оператором, с учетом известной или предполагаемой структуры порового пространства образца. Важной задачей является разработка метода, который бы позволил определять границу трешхолдинга (пороговой точки отсечки) в процессе обработки образца [94].

После бинаризации изображения, созданный объем, соответствующий видимым на изображении пустотам, становится возможно проанализировать. Наиболее простой операцией является измерение объема, выполняемого в Avizo Fire. После измерения объема пор в образце необходимо измерить объем самого образца. Необходимым для получения коэффициентов пористости условием является полное соответствие объемов того участка образца, в котором измеряется объем пор и объема самого участка. Измерение объема в программе Avizo Fire выполняется с помощью функции Quantification Analysis, точность измерения соответствует размеру одного вокселя. Процедура измерения пористости является основной при

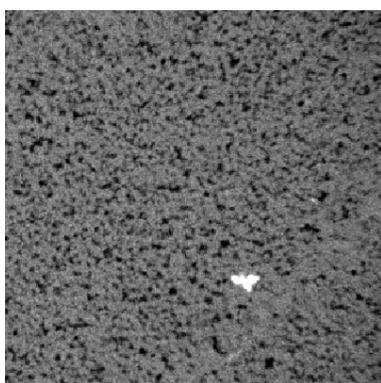
количественных измерениях емкостных свойств образцов методом рентгеновской томографии.

1.7. Особенности применения метода рентгеновской томографии в исследовании горных пород

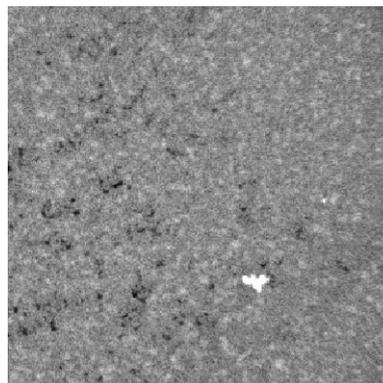
Метод исследования керна пород-коллекторов нефти и газа имеет два основных направления:

1. Анализ пористого пространства породы без флюида. Этот метод позволяет изучать структуру пор и трещин [97], анализировать их форму и распределение, а также обнаруживать включения с высокой плотностью [37]. С его помощью можно детально исследовать поровую структуру на больших образцах с очень высокой детализацией. [107].

2. Исследования пород, содержащих флюид. Анализ таких пород усложнен из-за низкой плотности флюидов, часто близкой к воздуху, что затрудняет их обнаружение с помощью метода КТ. (см. рис. 1.7.1). Чтобы решить эту проблему, часто используют рентгеноконтрастные вещества. Метод позволяет измерять насыщенность флюидами [129] а также анализировать распределение флюида в породах [64, 67, 104], и определять остаточную влагонасыщенность в образцах.



сухой образец



насыщенный образец

Рис. 1.7.1. Сравнение одного и того же среза керна песчаника в сухом состоянии и заполненного рентгеноконтрастным раствором

Исследования керн можно разделить на простую статичную съемку и съемку процесса. Статичная съемка проводится с неподвижно установленным образцом, который никак не изменяется. Таких исследований подавляющее большинство. Съемка процесса осуществляется с образцом, который подвержен какому-либо воздействию, например, геомеханическому или фильтрационному [135]. Результатом простых съемок являются стандартные изображения, тогда как съемка процесса может быть осуществлена в режиме видео. Однако такой тип съемок очень сложен и затратен как при реализации самой процедуры, так и при ее обработке [42].

Для расширения функциональных возможностей и дополнения применения метода КТ можно обратиться к другим методам визуализации образца. Среди таких методов можно выделить микроскопию [34], нейтронную [136, 95] и синхротронную томографию [76].

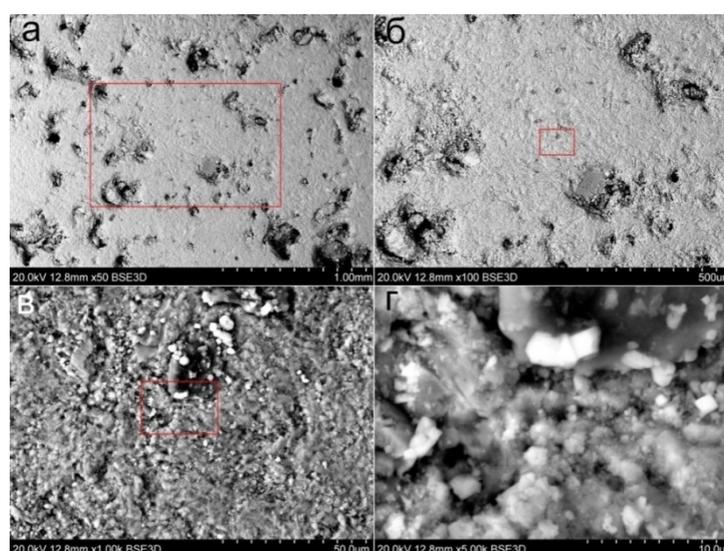


Рис. 1.7.2. Поверхность образца, снятая электронным микроскопом: а – ширина поверхности 2 мм, рамкой выделен участок снимка «б»; б – ширина поверхности 1 мм, рамкой выделен участок снимка «в»; в – ширина поверхности 50 μm , рамкой выделен участок снимка «г»; г - ширина поверхности 10 μm

Метод микроскопии с высоким разрешением предоставляет преимущество, позволяя детально исследовать мельчайшие частицы и поры в

образцах. Электронная сканирующая микроскопия является перспективным методом [132, 17], который позволяет изучать поверхность образцов без разрушения, а также определять химический состав минеральных зерен (рис. 1.7.2). Однако сопоставление данных микроскопии с рентгеновской томографией может сталкиваться с трудностями из-за несоответствия размеров поля обзора, разрешения и особенностей обработки изображений. Тем не менее, микроскопия остается интересным методом, дополняющим возможности рентгеновской томографии для анализа минерального состава породы и мельчайших пор. В некоторых установках уже используется комбинирование данных от электронной микроскопии и рентгеновской томографии.

Методы нейтронной и синхротронной томографии отличаются от обычного рентгеновского метода взаимодействием с веществом. Эти методы позволяют выделить детали структуры очень схожей плотности и визуализировать их пересечения и неоднородности [26]. Однако они имеют ограничения в слабом разрешении, очень большом времени съемки и весьма сложном процессе обработки изображений. Эти методы могут дополнять традиционную рентгеновскую томографию в будущем.

Классификация всех видов исследований по уровням структуры включает макро-, мезо-, микро- и наноструктуры представлена в таблице 1.7.1:

Таблица 1.7.1

Уровни исследований керна по масштабу объектов [4]

Масштабы детализации	Макроструктура	Мезоструктура	Микроструктура	Наноструктура
Объекты в структуре горных пород	Каверны, трещины, макрофоссил	Зерна, поры, трещины	Межзерновое пространство, микропоры,	Кристаллическая структура, межзеренная

	ии, крупные зерна		микротрещины, пелитовые частицы	структура
Возможные методы исследований	Визуальные исследования; Ультразвуковая инспекция;	Оптическая микроскопия; Растровая электронная микроскопия	Растровая и просвечивающая микроскопия; Атомно-силовая микроскопия	Рентгеновская дифракция; Сканирующая туннельная микроскопия; Просвечивающая электронная микроскопия
Доступность для метода рентгеновской томографии	Доступные для большинства рентгеновских томографов		Доступен для высокоразрешающих томографов	Доступен для нанотомографов

Исследования керна с использованием рентгеновской томографии разделяются на несколько видов в зависимости от размеров образцов и уровней структуры вещества:

Исследование полноразмерных кернов (100 мм диаметр, 1000 мм высота) обнаруживает макро- и микроструктуры, выявляя литологические неоднородности, трещины и каверны. Разрешение этого метода не подходит для мелких пор в карбонатных и межзерновых пор в терригенных коллекторах, но позволяет выявить неоднородности более 0,4 мм. [112]. КТ полноразмерных образцов (рис. 1.7.3) необходимо проводить при первичном исследовании керна, а также в случаях, когда он сильно разуплотнен. Данный вид анализа может быть очень полезен при сопоставлении лабораторных исследований керна и данных ГИС [28].

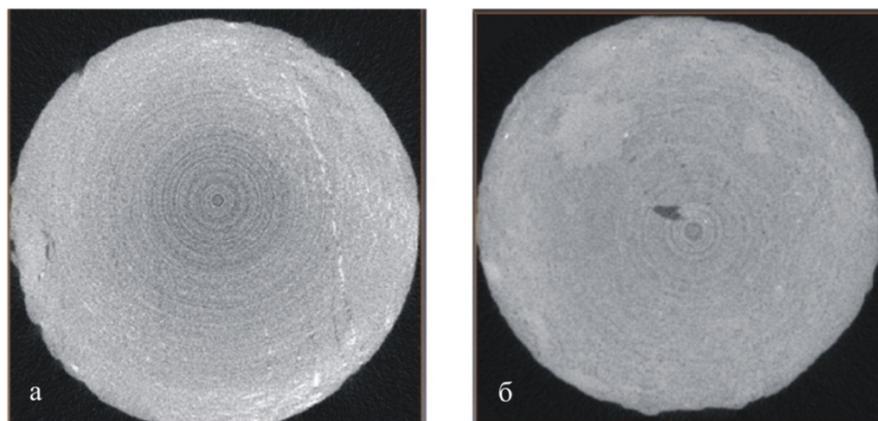


Рис. 1.7.3. Образец полноразмерного керна с залеченной трещиной (а); образец с каверной (б)

Применение томографии к стандартным петрофизическим образцам (30 мм, реже 25 мм в диаметр) позволяет исследовать структурные характеристики, геометрию пор, каверн и трещин (рис 1.7.4). Этот метод также оценивает влияние микронеоднородностей на свойства пород-коллекторов и является наиболее широко распространенным в силу преобладания образцов стандартных диаметров в петрофизических исследованиях.

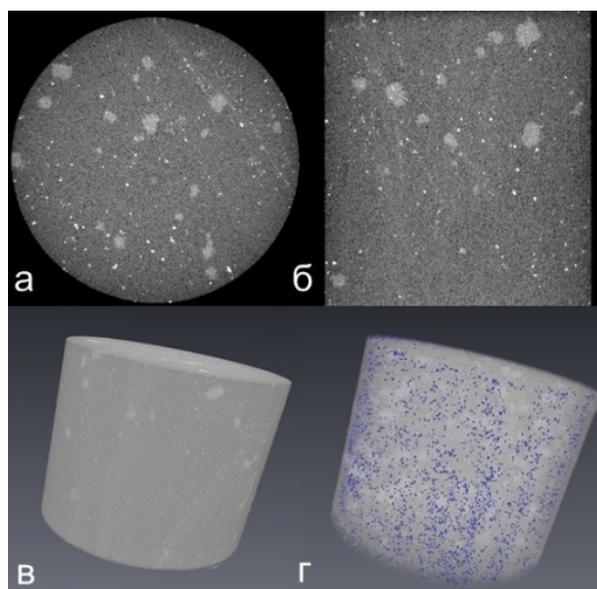


Рис. 1.7.4. Пример результатов КТ стандартного образца керна.

а – срез вдоль оси; б – срез поперек оси; в – объемная модель; г – поры в образце

Исследования с образцами керна диаметром менее 25-30 мм приурочены к микро- и наноуровням. Они могут анализировать минеральный состав, мелкое поровое пространство и флюиды. В данном виде исследований томографируются небольшие и неправильной формы образцы, обломки керна, шлам [48]. Подобный тип исследований позволяет достигать очень высоких уровней разрешения [24]. Также данный вид КТ керна позволяет проводить цифровые эксперименты по изучению проницаемости и пластовых условий [66, 100, 115]. Однако существенным недостатком данного уровня исследований является небольшой масштаб образцов и сложность сопоставления данных КТ с другими методами исследований, в которых используются преимущественно образцы стандартного диаметра.

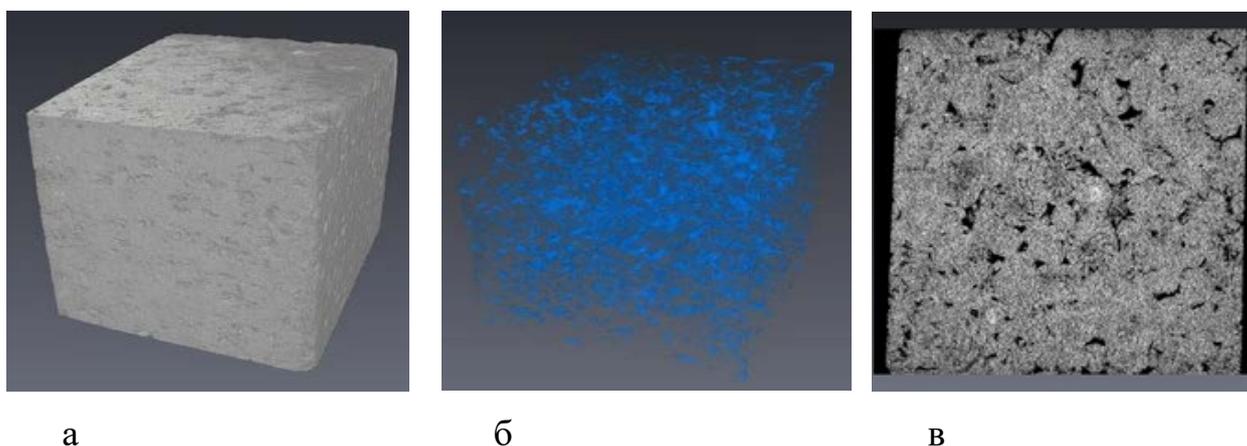


Рис. 1.7.5. Результаты рентгеновской томографии кубического образца размером 5 мм. Модель твердой фазы (а); модель порового пространства (б); двумерный срез (в)

В итоге габариты образцов определяются не только техническими параметрами томографического оборудования, но и необходимостью сочетания с другими методами исследования, поэтому выбор метода зависит от целесообразности требуемого разрешения и уровня детализации исследования.

При работе с изображениями, в том числе объемными, которые создаются при КТ керна, важнейшим параметром является итоговое разрешение, которое зависит от следующих характеристик: количества

пикселей, соотношения сторон и физических размеров пикселей рентгеновского детектора, размера фокального пятна рентгеновской пушки, геометрии образца, расстояния образца от детектора при съемке.

Параметры установленного в томограф, на котором проводились исследования, детектора составляют 2048 пикселей по длинной и 1408 пикселей по короткой стороне, физические размеры пикселя составляют 0,142 мм, что существенно больше размеров фокального пятна томографа, составляющее 0,003 мм. Данный факт говорит о том, что для нашего томографа ограничивающим фактором является именно размер фокального пятна.

Размеры и форма образцов, исследуемых в томографе, как уже описано выше, как правило, определяется общепринятой стандартизированной формой образцов, применяющихся в петрофизических исследованиях. Обычно это цилиндры с близкими диаметром и высотой, основные размеры цилиндров 25, 30, 67 и 100 мм. Также исследовались образцы со стороной 5 мм, форма которых диктовалась удобством изготовления и представляла собой куб. Поскольку при КТ применяется вращающийся внутри свинцового кабинета столик, то образцы устанавливаются вертикально, на один из торцов, при этом определяющей в разрешении итоговой модели является высота цилиндра по оси выпиливания и разрешение определяется как соотношение высоты образца к короткой стороне детектора. Таким образом, для основных типоразмеров образцов можно рассчитать следующие теоретически минимальные размеры пикселя, сведенные в табл. 1.7.2. Данные значения следует считать предельными только для образцов, имеющих равную ширину и высоту, если же образцы будут иметь меньшую высоту, то для расчета предельно минимального размера пикселя снимка необходимо использовать соотношение высоты образца к длинной стороне детектора.

Таблица 1.7.2

Минимальные размеры пикселя снимка для основных типоразмеров образцов керна

Форма и размер образца в мм	Размер пикселя снимка, мм
Куб 5	0,003551136
Цилиндр 10	0,007102273
Цилиндр 25	0,017755682
Цилиндр 30	0,021306818
Цилиндр 67	0,047585227
Цилиндр 100	0,071022727

Также следует отметить, что в большинстве случаев при съемке не удается достигнуть предельного значения размера пикселя, поскольку большое влияние оказывают такие особенности как нарушенная параллельность оси образца, увеличивающая границы обрезки, а также вычислительные возможности станции и программного обеспечения, ограничивающие итоговый размер реконструируемой модели.

1.8. Виды пористости и способы их определения

Метод КТ, являясь неразрушающим [33, 109], позволяет оценить в том числе и изолированные объемы. Ограничение метода проявляется в том, что размер выделяемых пор ограничивается возможностями разрешения томографа, что обычно не позволяет выделить мельчайшие поры. Чаще всего, пористость, выделяемая по томографии, больше всего, соответствует эффективной пористости при том условии, что степень связности пор достаточно высокая [116].

При оценке первичной пористости, представленной в терригенных породах межзерновой, а в карбонатных внутриформенной, метод дает достаточно точную оценку для карбонатных пород, поскольку

внутриформенная пористость в карбонатах связана, как правило, с полостями внутри раковин морских организмов, имеющих более крупные размеры по сравнению с межзерновым пространством в терригенных породах [81, 101]. В терригенных породах метод наиболее точен для крупнозернистых, хорошо отсортированных песчаников, имеющих наибольший размер межзерновых пор, менее точен для песчаников с несортированными частицами, а наибольшую сложность представляют алевриты и глинистые породы, большая часть пор которых относится к суб- и микрокапиллярным, выходящим за пределы разрешающей способности большинства томографов и требующей применения высокоразрешающей микро- и нанотомографии [85, 74]. Наиболее полно с помощью метода выделяются поры сверхкапиллярные ($>0,1$ мм) и капиллярные - $0,0002-0,01$ мм (по классификации Е.М. Смехова [46]), попадающие в пределы разрешения большинства современных микротомографов, соответствующих $0,5-0,01$ мм. Поры, относящиеся к субкапиллярным ($<0,0002$ мм) и ультракапиллярным ($<0,1$ мкм) возможно выделить только на образцах миллиметровых размеров, используя детекторы высокого разрешения, либо совмещая с другими, более разрешающими методами, например, оптической или электронной микроскопией.

Ниже приведена таблица 1.8.1 с еще одной классификацией пор по степени участия в фильтрации, в которой рассмотрены поры терригенных пород.

Таблица 1.8.1. Классификация эффективных диаметров пор по Карцеву [27]

Размеры эффективных диаметров, м	Тип пор	Типы пород
$>10^{-4}$	сверхкапиллярные	галечники, гравий,

		крупнозернистые пески с хорошей сортировкой
$10^{-7}-10^{-4}$	капиллярные	сцементированные песчаники
$2 \times 10^{-9}-10^{-7}$	субкапиллярные	глины, аргиллиты
$<10^{-7}$	микропоры	поры внутри зерен

Вторичная пористость в коллекторах представлена кавернами и трещинами. Метод КТ оптимально подходит для выявления каверн в карбонатных породах, поскольку их размеры ($>0,1$ мм) попадают в разрешающую способность большинства современных томографов. Большое достоинство метода заключается в том, что он позволяет выявлять изолированные каверны, причем в образцах как стандартных размеров (25–30 мм) так и в полноразмерном керне. Применение рентгеновской томографии в качестве экспрессного метода осмотра полноразмерного керна широко применяется во многих петрофизических лабораториях и кернохранилищах.

Для оценки возможностей метода КТ в количественной характеристике емкостных свойств пород-коллекторов нефти и газа, необходимо кратко описать суть стандартных методов.

Стандартными петрофизическими методами изучается пористость преимущественно открытая, представляющая собой совокупность сообщающихся между собой пор, соответствующая соотношению этих пор к объему породы.

Определение открытой пористости. Открытая пористость образцов горных определяется методом насыщения жидкостью (методу И. А. Преображенского) в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 [1].

Измерение массы образца, который был экстрагирован и высушен, проводится путем взвешивания на аналитических весах с точностью до 10^{-3} г. После этого образец помещается в сосуд и закрывается колпаком вакуумной

установки. Затем производится вакуумирование образца отдельно с рабочей жидкостью. Постепенно рабочая жидкость вводится в сосуд с образцом до полного пропитывания последнего. Затем проводится взвешивание образца, насыщенного рабочей жидкостью, с использованием аналитических весов. Коэффициент открытой пористости горной породы определяется на основе этой массы образца и рассчитывается согласно следующей формуле:

$$K_{no} = \frac{P_3 - P_1}{P_3 - P_2} \cdot 100, \quad (1.8.1)$$

где: K_{no} – процент коэффициента открытой пористости, %; P_1 - масса образца в сухом состоянии в атмосфере, г; P_2 – масса образца, насыщенного жидкостью в рабочей среде, г; P_3 – масса образца, насыщенного рабочей жидкостью, но в атмосфере, г. Значение коэффициента открытой пористости определяется с точностью до 0,1%. Этот коэффициент отражает объем поровой структуры (матрицы) образца.

Определение объемной и минералогической плотности. Для оценки количества вещества в единице объема породы используются:

$\rho_{об}$ - объемная плотность, г/см³;

$\rho_{мин}$ - минералогическая плотность, г/см³.

Определение этих параметров проводятся на основе данных взвешиваний, выполненных для определения открытой пористости по формулам:

$$\rho_{об} = \frac{P_1}{P_3 - P_2} \cdot \gamma, \quad (1.8.2)$$

$$\rho_{мин} = \frac{P_1}{P_1 - P_2} \cdot \gamma, \quad (1.8.3)$$

где γ - удельный вес рабочей жидкости, г/см³.

Определение общей пористости горных пород с использованием стандартных методов. Коэффициент общей пористости представляет собой отношение между объемом связанных и изолированных пустотных каналов к общему объему образца. Общая пористость сцементированных пород, которые содержат как открытые, так и изолированные пустотные каналы, вычисляется путем измерения минералогической и объемной плотности породы. Для этого используют два соседних образца, вырезанных из одного куска керна. Расчет коэффициента общей пористости выполняется согласно следующей формуле:

$$K_{\text{общ.}} = 1 - \frac{\rho_{\text{обк.}}}{\rho_{\text{мин}}} \cdot 100, \quad (1.8.4)$$

Вычисление общей пористости горной породы выполнялось с точностью до десятых долей процента.

Для оценки объема крупных пор рассчитывается каверновая пористость. Каверновая пористость определяется как разность общей и открытой пористости:

$$K_{\text{нк.}} = K_{\text{общ.}} - K_{\text{по}}. \quad (1.8.5)$$

Как видно из приведенных выше формул, методика определения пористости стандартным методом зависит от точности измерения каждого из параметров и требует точного соблюдения всех процедур измерения. Кроме того, следует отметить, что данный метод является достаточно затратным по времени в том случае, если необходимо провести измерение единичного количества образцов. В данной работе предлагается применять методики определения пористости стандартным методом и методом КТ совместно, что может существенно дополнить визуализацией количественные показатели

расчетных методов с одной стороны, и существенно уточнить показатели пористости, получаемые методом КТ с другой.

1.9. Методика выделения и анализа порового пространства

Для анализа полученных при КТ рентгеновских изображений в нашей лаборатории используется программа Avizo Fire компании FEI.

Реконструированное изображение представляет собой 32-битный файл, состоящий из системы объемных пикселей - вокселей, каждый из которых окрашен в различные оттенки серого. Размер вокселя определяет разрешающую способность модели, при этом, для фильтрации шумов, возникающих в процессе съемки по различным причинам, в модели применяют дополнительные приемы, которые уменьшают разрешение, увеличивая размер пикселя.

Файл можно просматривать послойно (каждый слой соответствует одному ряду вокселей) в направлении одной из трех осей, по которым ориентирован образец. Чаще всего для просмотра используют ось Z, соответствующую вертикальной оси вращения цилиндрических образцов.

Кроме измерения общего объема всех пустот, возможна процедура анализа каждого отдельного элемента, выполняемого с помощью функции Individual Analysis. Стоит учитывать, что особенность алгоритма обработки объектов объема учитывает лишь изолированные единичные объекты, воспринимая видимо соединенные объемы как один объект. Следовательно, данный анализ имеет определенные ограничения, например, межзерновая пористость в равномерно- и крупнозернистых терригенных породах будет закономерно показывать очень завышенные объемы пор вследствие высокой степени связности порового пространства.

В результате применения данной функции программа строит таблицу, где строку занимает отдельный элемент объема, соответствующий поре, а столбцы содержат информацию о координатах элемента и его объеме.

Данную таблицу возможно обрабатывать как средствами встроенного редактора таблиц, так и экспортировать в формат, поддерживаемый другими программами.

Для выделения пор, пустот и уплотнений на полутоновом рентгеновском изображении применяется ранее упомянутый процесс бинаризации. В рамках этой процедуры выбираются определенные яркостные пороги на полутоновом изображении, что приводит к созданию бинарного изображения, где пиксели представлены значениями 0 и 1. В программе Avizo Fire этот шаг выполняется с использованием инструмента Threshold. Полученное бинарное изображение (см. рис. 1.9.1) подлежит редактированию и анализу. С помощью этих инструментов можно извлечь информацию об объеме и площади выделенных бинарных объектов, получить индивидуальные характеристики пор и оценить их распределение по размерам.

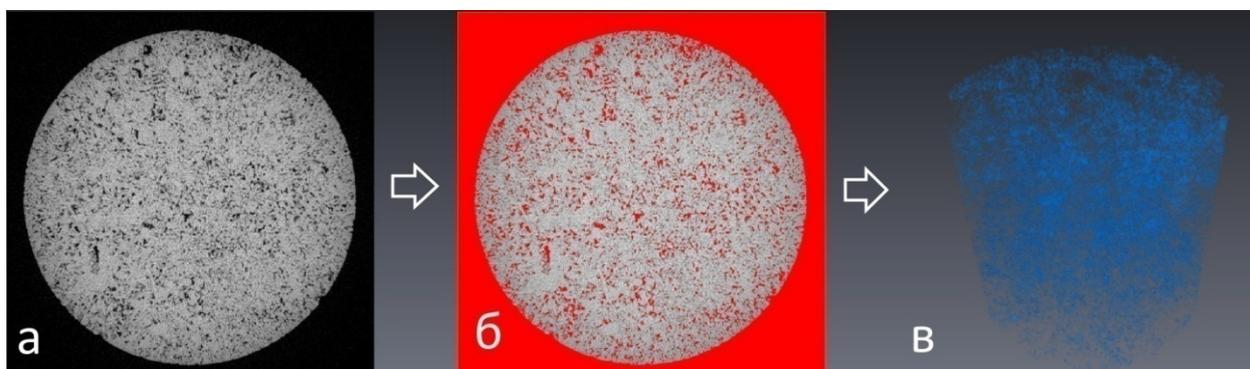


Рис 1.9.1. Бинаризация пор образца

а – перпендикулярный вертикальной оси срез модели; б – операция трешхолдинга; в – полученная объемная модель пористости

При неравномерном распределении яркости (чаще всего в случае присутствия артефактов увеличения жесткости пучка) на трехмерном изображении бинаризация может быть затруднена. При большей контрастности краев изображения выделяются лишние поры, а при уменьшении контраста изображения части видимых глазом на изображении

пор не выделяются. Автоматические алгоритмы позволяют выделять поры и проводить дальнейшую бинаризацию, однако лучшее качество бинаризации получается при ручном выделении порогового значения, поскольку позволяет контролировать процесс по срезам. Одним из препятствий при ручном выделении являются ошибки восприятия цвета, которые могут привести к неверной трактовке участков с разной степенью яркости серого как одинаковые и привести к неверному выделению пустот или уплотнений. Данных ошибок позволяет избежать проверка яркости пикселей программными средствами, либо использование расчетных методов проведения отсечки, суть которых будет раскрыта в следующей главе.

После проведения бинаризации построенную модель порового пространства (рис 1.9.1) можно измерить с помощью встроенного программного инструмента Quantification Tools, который рассчитывает суммарный объем всех пикселей (V_{por}) исходя из разрешения исходной модели. Далее необходимо создать модель твердой фазы, используя для этого исходную отсечку трешхолдинга, но взятую не как максимальную, а как минимальную границу модели и получить объем каркаса породы V_{pl} , после чего можно рассчитать пористость по томографии (K_{Π}^T) по формуле

$$K_{\Pi}^T = \frac{V_{por}}{V_{por} + V_{pl}} \cdot 100, \% \quad (1.9.1)$$

Эта пористость закономерно не совпадает по объему с той пористостью, которая вычисляется с использованием стандартных расчетных методов, так как она учитывает только поры, которые входят в разрешающую способность томографа. Таким образом, можно выделить следующее теоретическое соотношение видов пористости K_{Π}^T , общей пористости ($K_{\text{побщ}}$) и открытой пористости ($K_{\text{по}}$):

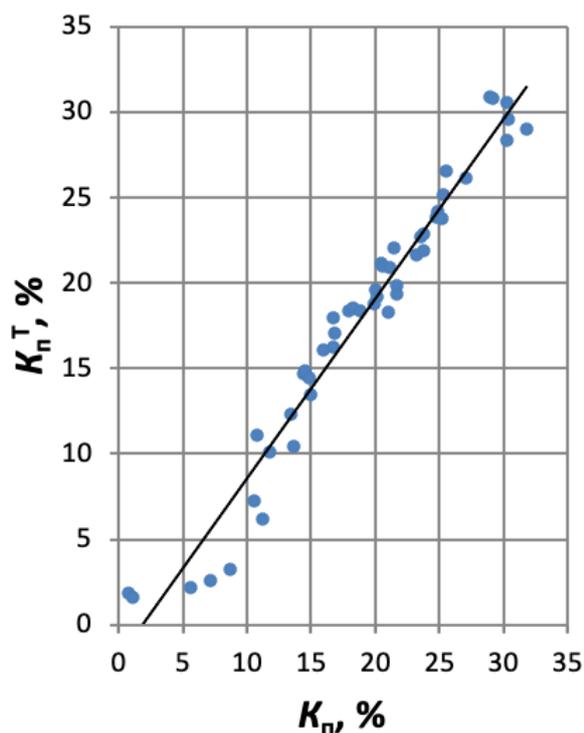


рис.1.9.2. Сопоставление значений пористости определенной стандартным методом и оцененной методом рентгеновской томографии

$$K_{\text{побщ}} > K_{\text{по}}, K_{\text{п}}^T; K_{\text{по}} \neq K_{\text{п}}^T$$

В отличие от традиционных методов, КТ позволяет учитывать и изолированные крупные поры, и каверны в стандартном и полноразмерном керне, что позволяет учитывать часть закрытой пористости в объеме образца.

На рис.1.9.2 приведено сопоставление значений коэффициентов пористости. По результатам определения коэффициента пористости стандартными методами ($K_{\text{п}}, \%$) и методом рентгеновской томографии ($K_{\text{п}}^T, \%$) по данным 48 определений построено поле корреляции этих параметров.

Зависимость между параметрами $K_{\text{п}}$ и $K_{\text{п}}^T$ хорошо описывается следующим уравнением:

$$K_{\text{п}}^T = 1,055 \times K_{\text{п}} - 2,000 \quad (r = 0,98, p\text{-значение} < 10^{-5}) \quad (1.9.2)$$

Анализ данного поля показывает, что при

$K_{\text{п}} < 10\%$ наблюдается значительное несовпадение коэффициентов пористости, определяемых этими методами.

Для установления более точной границы статистического совпадения этих данных был проведен следующий анализ полученной зависимости. Значения $K_{\text{п}}$, полученные стандартным методом, были расположены от min к max. По этим значениям построены уравнения регрессии по следующей схеме: первое уравнение построено по 3 данным, следующее по 4 и так далее до $n=48$. Далее для полученных уравнений регрессии параметров – углового коэффициента k ,

свободного члена b , коэффициента корреляции r и уровня значимости p были построены зависимости, которые приведены на рис 1.9.3.

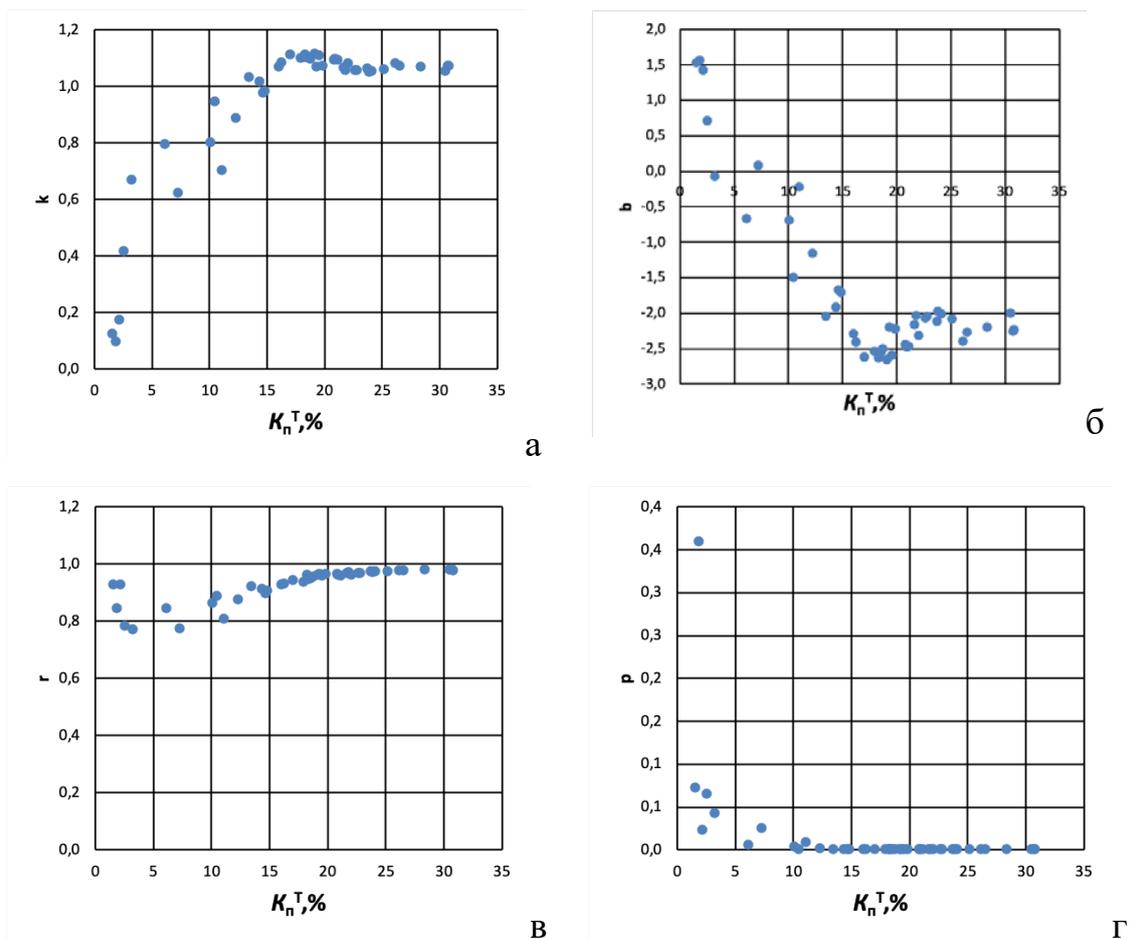
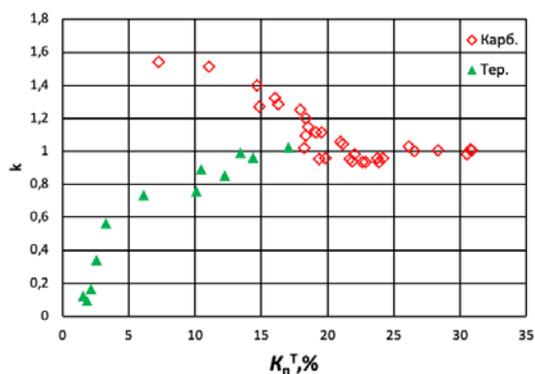
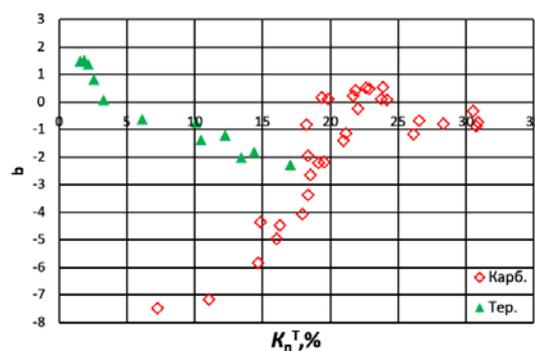


Рис.1.9.3. Зависимости параметров регрессионных уравнений $K_{П}$ для 48 образцов различного литологического состава

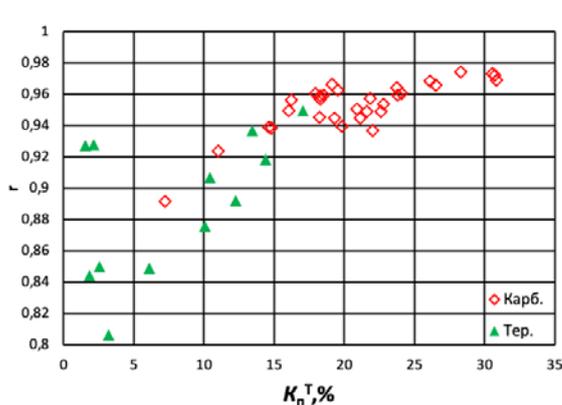
Отсюда видно, что в пределах зависимостей наблюдается две группы значений каждого из параметров. Первые проявляются при достижении значений $K_{П}^T$ в пределах 10%, а меньшие значения проявляют большой разброс. Поэтому далее образцы были разделены на две группы по литологическому составу – карбонатные и терригенные, для них также был выполнен аналогичный регрессионный анализ по методике, описанной выше, результаты которого приведены на рис 1.9.4.



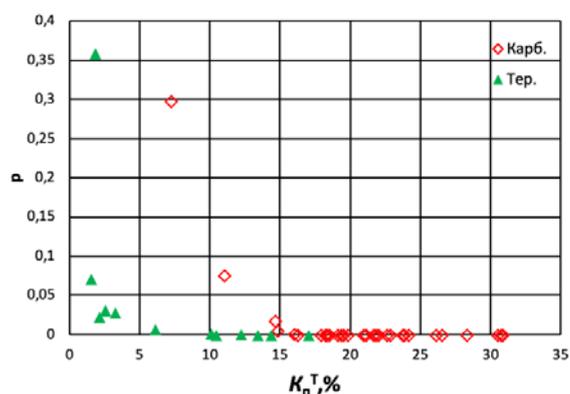
а



б



в



г

Рис.1.9.4. Зависимости параметров регрессионных уравнений $K_{П}$ для 48 образцов различного литологического состава для образцов терригенного и карбонатного состава отдельно

Это позволяет заключить, что терригенные и карбонатные образцы существенно отличаются по характеру изменения параметров уравнений линейной зависимости. Карбонатные образцы проявляют наибольшую близость значений при $K_{П}^T$ более 15%. Данные образцы по структуре емкостного пространства представлены высокопористыми каверновыми известняками и доломитами, что хорошо согласуется с предположениями о том, что методом компьютерной рентгеновской томографии данный тип емкостного пространства выделяется наиболее полно. Терригенные же образцы показывают больший разброс значений, что должно быть связано с межзерновым типом емкостного пространства.

Основные выводы по главе 1

1. Метод КТ активно применяется в исследованиях керна начиная с 1980-х годов. Суть метода заключается в создании серии изображений с помощью рентгеновского излучения, объединяемых в объемную модель с помощью специальных математических алгоритмов. Область применения метода достаточно широкая - исследования керна проводятся как в полноразмерном виде, так и в виде небольших образцов. Кроме того, методу доступно исследование керна не только в сухом виде, но и при проведении экспериментов с насыщением различными флюидами.
2. Метод КТ в исследованиях керна имеет свои особенности, заключающиеся в сочетании физических и математических ограничений интерпретации результатов съемки, а главным ограничением является разрешающая способность.
3. Выделение пористости по КТ осуществляется путем бинаризации полутонового изображения с выделением границы между породой и пустотным пространством. От точности проведения этой границы зависит точность определения пористости.
4. Методу доступна к изучению пористость, попадающая в пределы разрешающей способности, при этом пористость может быть как открытой, так и закрытой.
5. Терригенные и карбонатные образцы существенно отличаются по результатам определения пористости по томографии. Если карбонатные образцы показывают близость значений пористости по КТ и по газу при значениях выше 15%, характерном для каверновых структур, то терригенные образцы показывают большой разброс значений.
6. Главным выводом проведенного анализа является необходимость различного подхода в оценке емкостного пространства различных литологических разностей образцов керна.

ГЛАВА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ

2.1. Опыт рентгентомографических исследований карбонатного керна

С начала 2012 по 2023 годы в рамках деятельности лаборатории петрофизики ПНИПУ проведены обширные исследования, основанные на широком объеме кернового материала. Параллельно образцы исследовались и более традиционными петрофизическими методами - жидкостенасыщением, газоволюметрией и другими. Такой подход позволял контролировать получаемые методом КТ данные с одной стороны и более широко характеризовать получаемые количественные характеристики качественными данными о структуре неоднородности исследуемых образцов. (см. рис. 2.1.1) [9, 119]. В рамках исследований проведено КТ полноразмерных образцов, стандартных образцов керна, а также образцов диаметром до 5 мм.

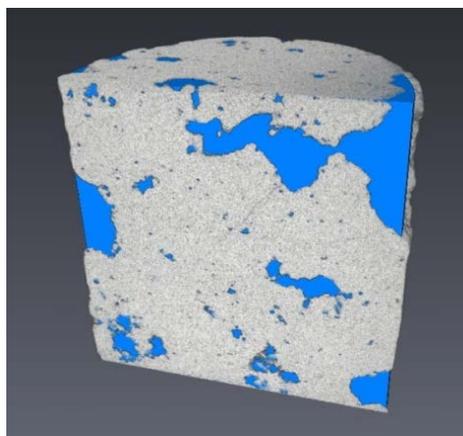
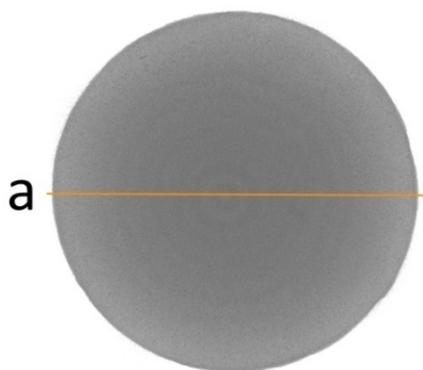


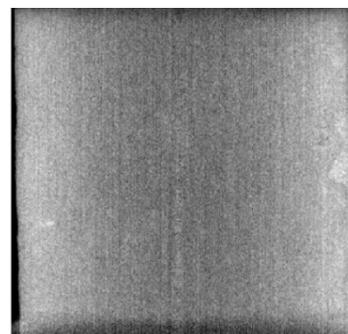
Рис. 2.1.1 Выделение пор в кавернозном образце керна карбонатного состава

В рамках работ проведены исследования более двух десятков образцов полноразмерного керна. Ниже представлены примеры результатов КТ 4 не экстрагированных образцов №№: 001, 002, 003, 004 Стретенского месторождения..

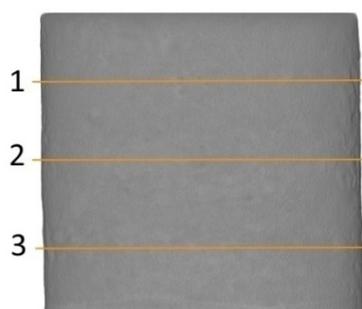
Результаты исследований в виде трехмерных моделей емкостного пространства образцов полноразмерного керна представлены на рисунках 2.1.2 – 2.1.5.



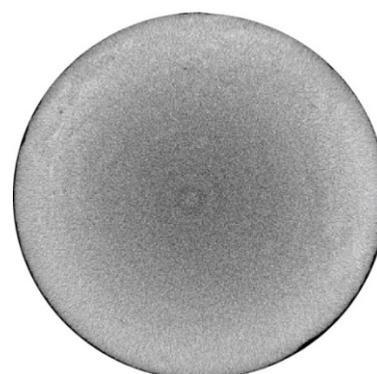
Торец образца



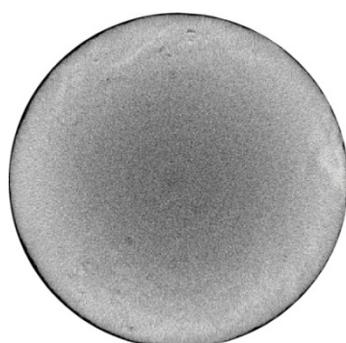
Срез а



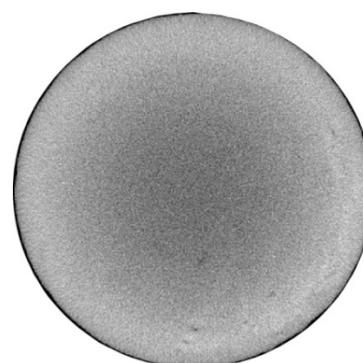
Боковая поверхность образца



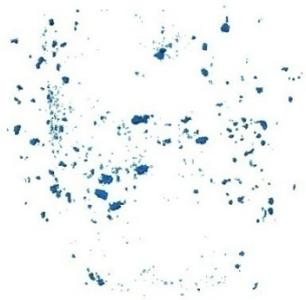
Срез 1



Срез 2



Срез 3

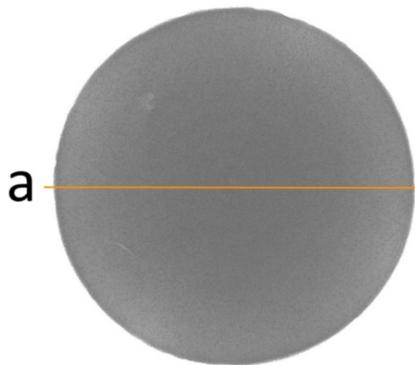


3D-модель пустот

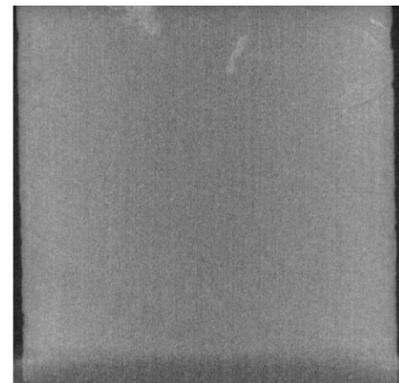


Пустоты в объеме образца

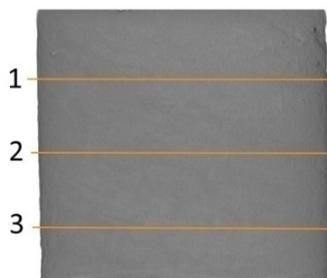
Рис. 2.1.2. Трехмерная модель емкостного пространства образец № 001



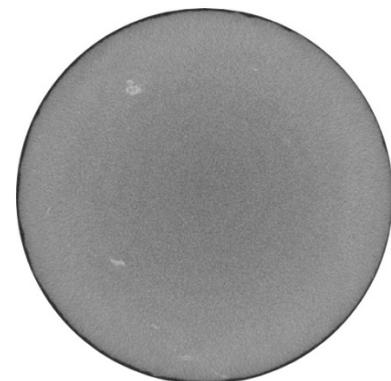
Торец образца



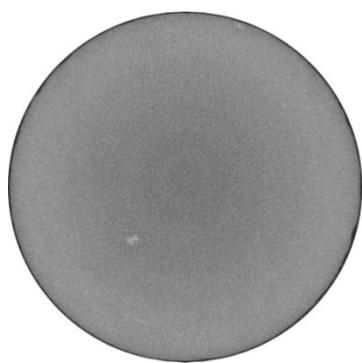
Срез а



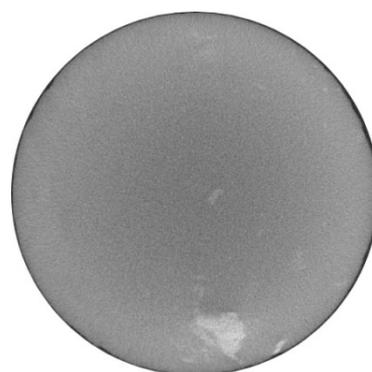
Боковая поверхность образца



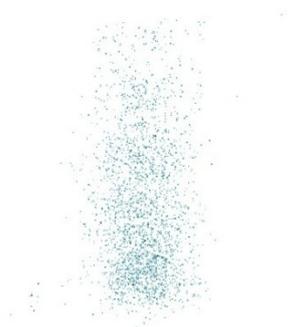
Срез 1



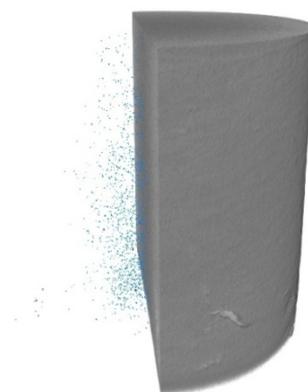
Срез 2



Срез 3

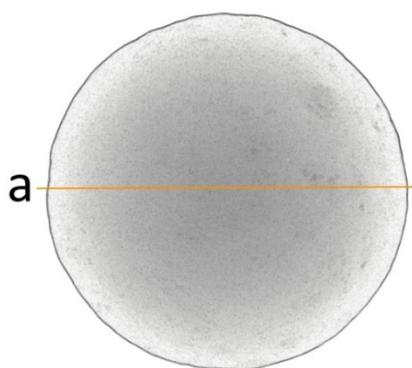


3D-модель пустот



Пустоты в объеме образца

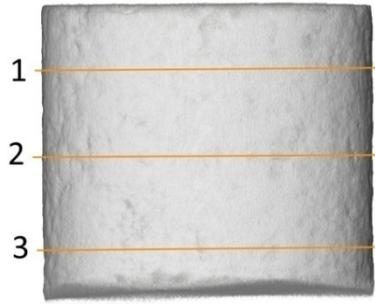
Рис. 2.1.3. Трехмерная модель емкостного пространства образец № 002



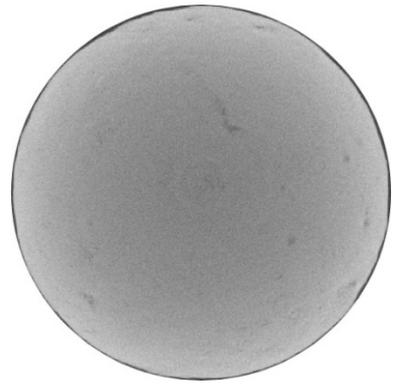
Торец образца



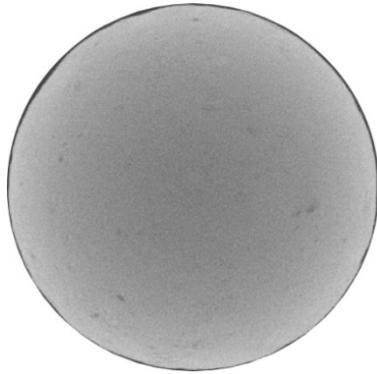
Срез a



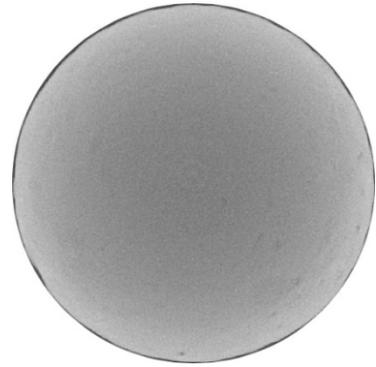
Боковая поверхность образца



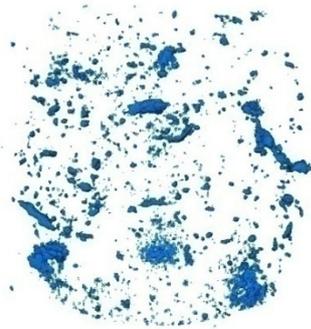
Срез 1



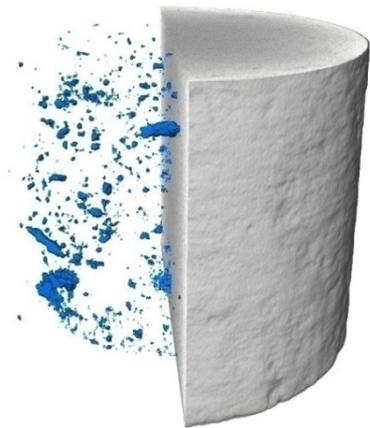
Срез 2



Срез 3

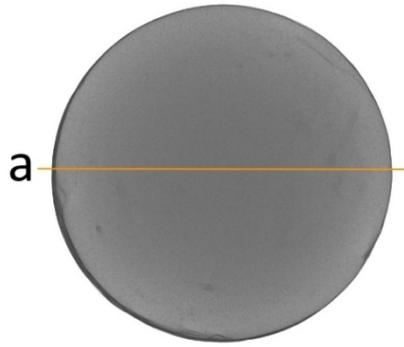


3D-модель пустот

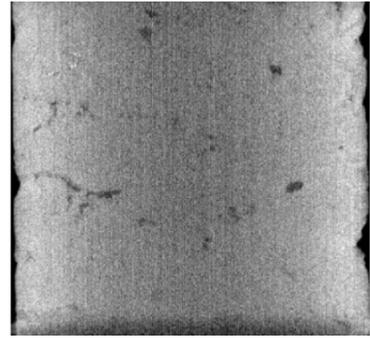


Пустоты в объеме образца

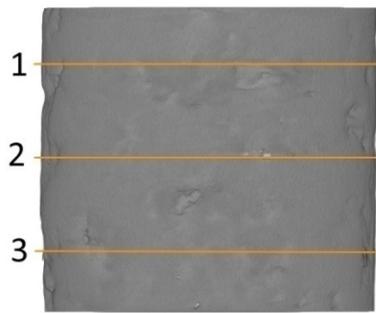
Рис. 2.1.4. Трехмерная модель емкостного пространства образец № 003



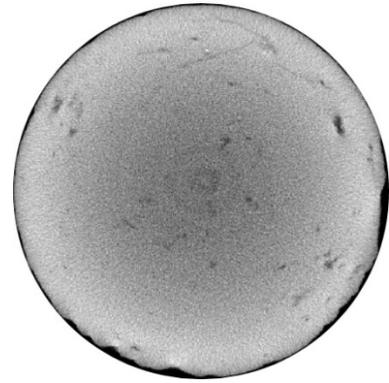
Торец образца



Срез а



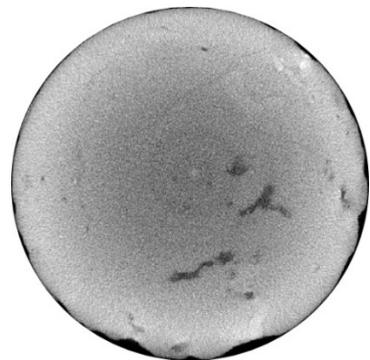
Боковая поверхность образца



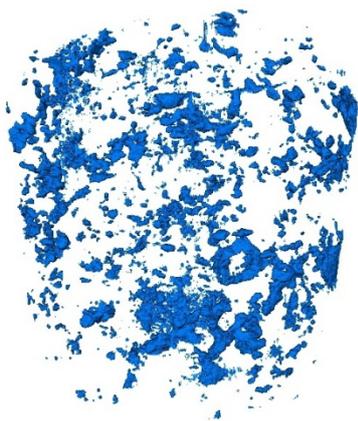
Срез 1



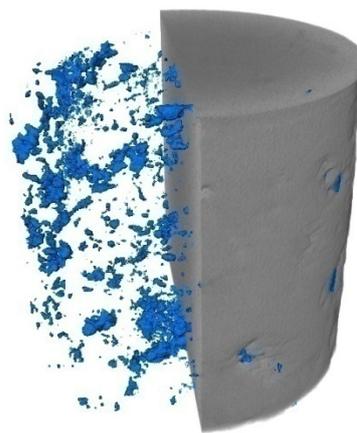
Срез 2



Срез 3



3D-модель пустот



Пустоты в объеме образца

Рис. 2.1.5 Трехмерная модель емкостного пространства образец № 004

Ввиду низкого разрешения полученных при сканировании загрязненных нефтепродуктами полноразмерных образцов керна рентгеновских снимков, элементы структуры емкостного пространства установить не представляется возможным. Исключение составляют образцы 003 и 004, КТ которых позволила визуализировать распределение каверн в объеме горной породы.

Из представленных выше визуализаций следует, что при использовании томографии на полноразмерных карбонатных образцах успешно выявляются рентгеноконтрастные включения, каверны и сомкнутые либо раскрытые до 1 мм трещины.

2.2. Типизация емкостного пространства карбонатных коллекторов по данным рентгеновской томографии

Методы детальной оценки структуры горных пород наиболее востребованы именно при исследовании карбонатных коллекторов, представляющих собой сложнопостроенные геологические тела [8]. В работе [38] обоснована неоднородность карбонатных отложений и значительное влияние на их ФЕС фациальных условий. Соответственно недоучет неоднородности карбонатных коллекторов снижает достоверность оценки конечной нефтеотдачи, что для территории исследования показано в работах [7, 29] на примере ряда эксплуатационных объектов.

Ниже представлены результаты исследования образцов керна карбонатных коллекторов [21]. Для изучения влияния размеров образцов на результаты КТ проведены на 25 парах образцов из одного и того же керна, где каждая пара представляет собой стандартный петрофизический образец диаметром 30 мм и образец меньших размеров (5 мм). Целью исследований ставилось получение характеристик рентгеноплотностных неоднородностей, емкостного пространства, распределения флюидов в пустотном пространстве.

При выполнении исследований в данной части работы ставились следующие задачи:

- литологическое описание и изучение структуры емкостного пространства коллекторов;
- создание 3D-моделей емкостного пространства и расчет коэффициентов пористости (K_n^T);

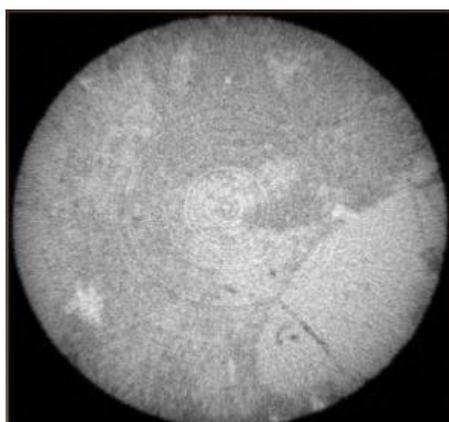
Литологическое описание включало определение состава минералов, структуры и текстуры, характера цементации и развития трещин. Все эти сведения были использованы при интерпретации результатов томографического анализа образцов керна.

Исследования методом КТ были проведены как на полноразмерных образцах керна (диаметр 100 мм), так и на стандартных петрофизических образцах (диаметр 30 мм). Следует отметить, что исследование крупных образцов керна карбонатных пород дает возможность изучения коллекторов кавернового и трещинного типа, в то время как небольшие образцы в меньшей степени дают представление о характере распределения трещин и каверн. В тоже время исследование образцов небольших размеров позволяет визуализировать структуру порового пространства, образующегося по формам растворения органических остатков. Для стандартных образцов керна также проводились определительские работы фильтрационно-

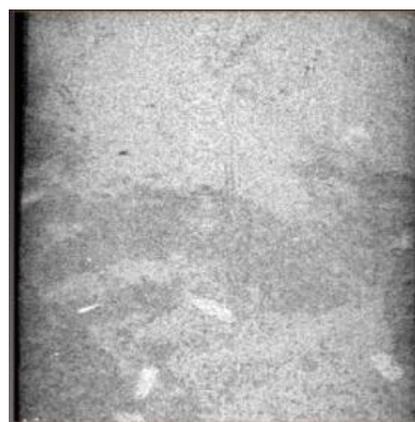
емкостных характеристик методами, предусмотренными государственными отраслевыми стандартами.

Данные результатов рентгеномографических исследований по каждому образцу представлены ниже в виде продольных и поперечных срезов, расчетов осредненных диаметров пор, а также их распределения в образце [9], коэффициентов пористости, кривой изменения значения пористости по оси Z [40]. Нижний предел измерений на образцах диаметром 30 мм составлял 50 мкм.

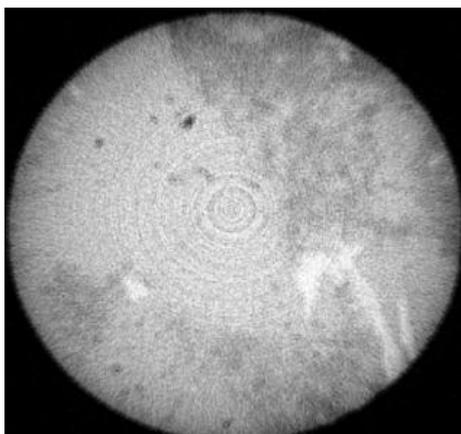
Параллельно для ряда тех же образцов карбонатных пород предусматривалось исследование минеральной составляющей пород-коллекторов (тип зерен, распределение обломков и кристаллов по размерам, форме, окатанности, сферичности), полостного пространства (анализ порового пространства и его распределение по размерам) и анализ условий образования ископаемых осадков. Исходя из технических возможностей методов исследований, изучение минеральной составляющей пород основывалось на микроскопическом описании кернового материала (петрографических шлифов).



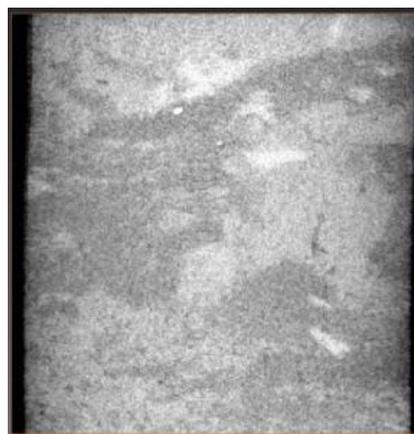
Поперечный срез ХУ 1



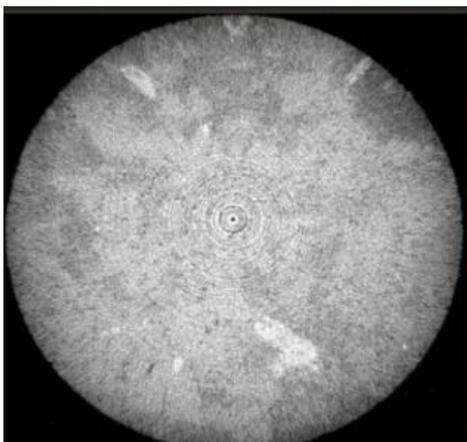
Продольный срез ХZ 1



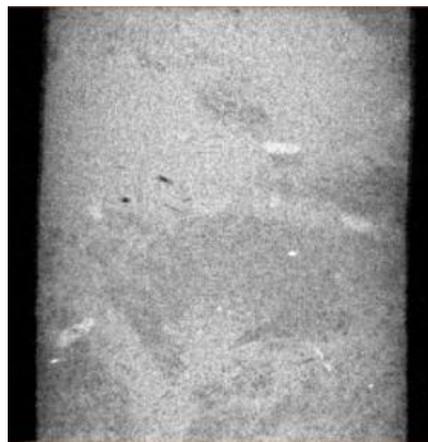
Поперечный срез XY 2



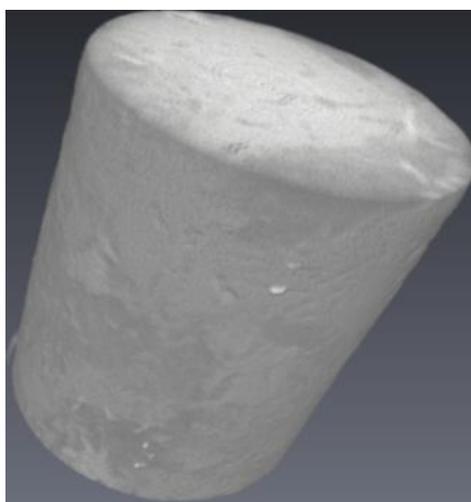
Продольный срез XZ 2



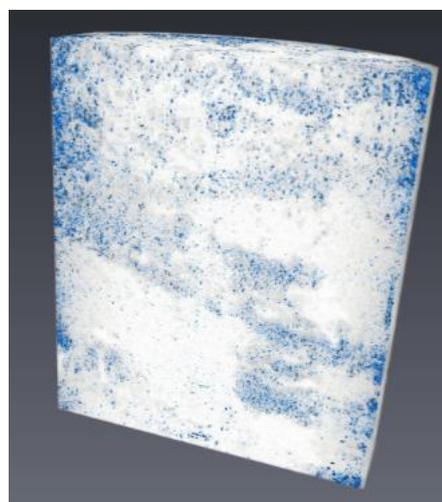
Поперечный срез XY 3



Продольный срез YZ 1



Объемная модель образца



Объемная модель образца с порами

Рис. 2.2.1. Результаты томографии образца №3

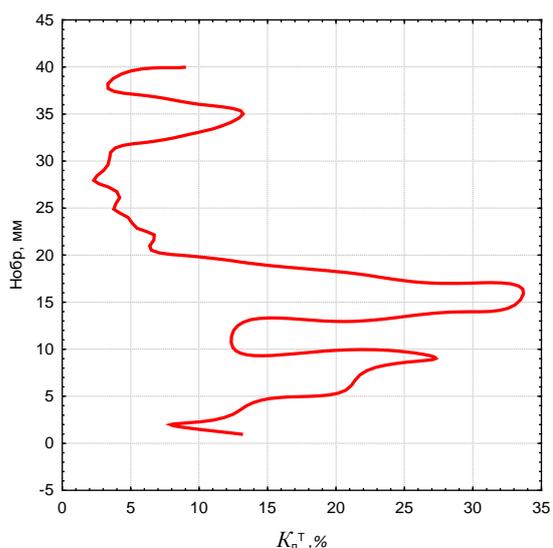
На рисунке 2.2.1 приведены результаты анализа образца №3. Скелет горной породы формируется двумя минералами, обладающими близкой плотностью: в породе присутствуют области серого и светло-серого оттенков, которые распределены в равных пропорциях и формируют

крупные группы. Присутствие рентгеноконтрастных включений незначительно и составляет 0,1% объема. Пористость в породе преимущественно имеет каверновый и трещинный характер. Трещины, как правило, слабо выявляемы, чаще всего они имеют сомкнутую структуру и связаны между собой. Расчетные данные по образцу приведены в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Результаты томографии образца №3

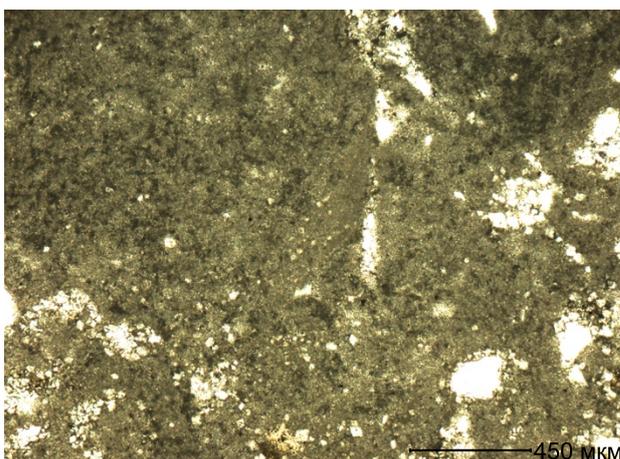
Расчетные данные по образцу



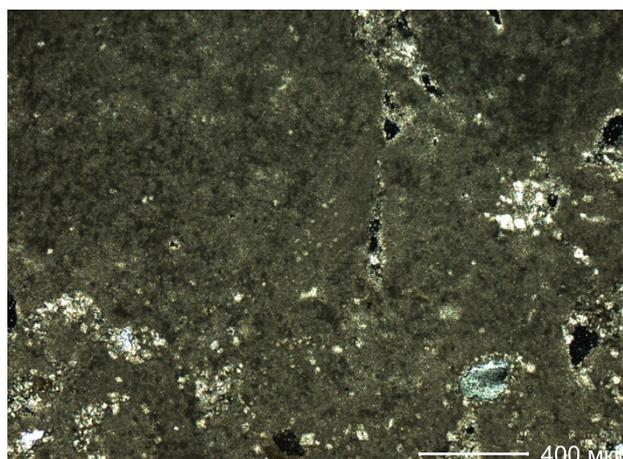
Кривая пористости по оси Z
(продольно)

Объем образца (куб), мм ³	3486, 5
Минимальный диаметр пор, мм	0,05
Максимальный диаметр пор, мм	1,50
Осредненный диаметр пор, мм	0,75
Объем пор, мм ³	507,2
K_n^T при диаметре пор более 0,05 мм, %	14,6
Объем рентгеноконтрастных включений, мм ³	3,9

Пористость K_n^T по срезам образца изменяется в диапазоне 2-34%, что связано с трещинами в средней части образца. Средняя пористость K_n^T составляет 14,6%.



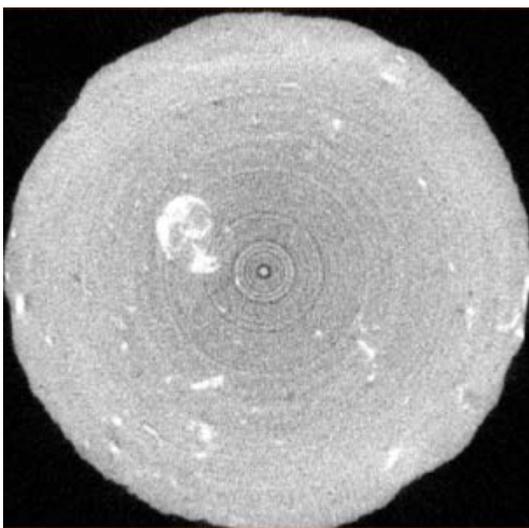
Николи параллельные



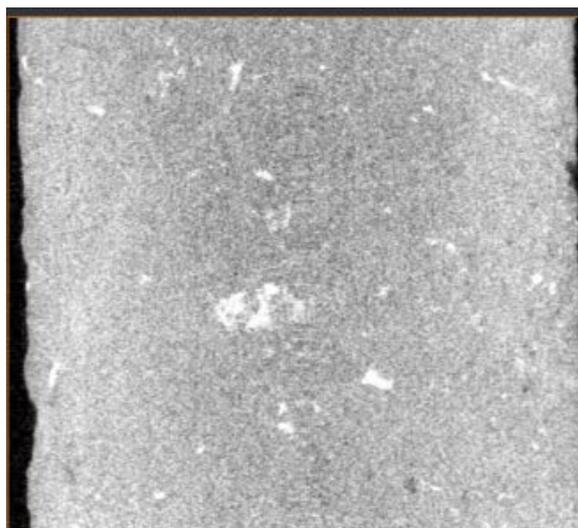
Николи скрещенные

Рис. 2.2.2. Шлифы керна образца №3

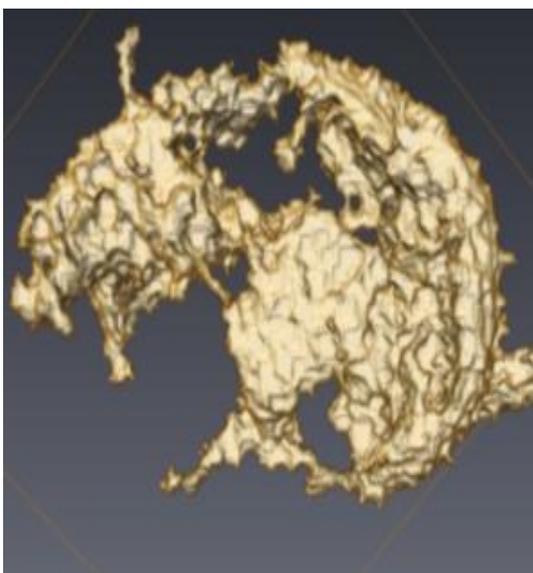
На рисунке 2.2.2 приведены шлифы, представляющие образец №3. Известняк доломитизированный, микрослоистый, сгустковый, слабоалевритистый с единичными зернами средних плагиоклазов, ангидрита (0,1-0,2 мм), доломита (до 0,4 мм). Текстура «облаковидная» за счет веерного распределения гирванелл, ходов червей-илоедов. Доломит часто в прожилках (0,5-0,7) слабоглинистый. В единичной трещине (менее 1 мм) частичное заполнение ангидритом. Поровое пространство представлено (2-3%) по формам растворения органических остатков.



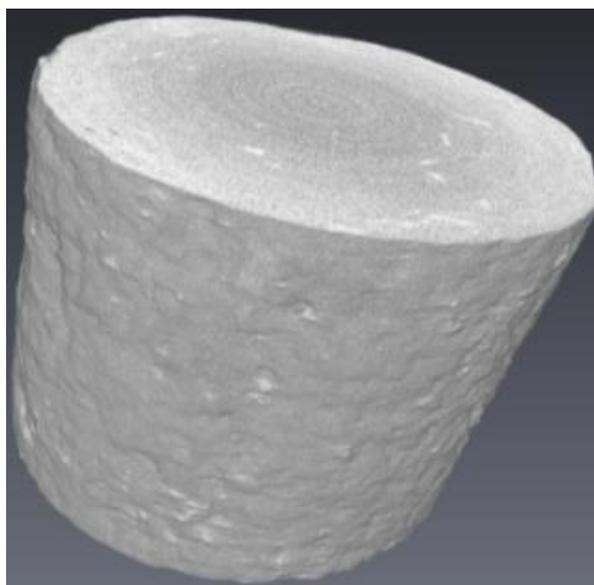
Поперечный срез XY



Продольный срез XZ



3D модель раковины



Объемный вид образца

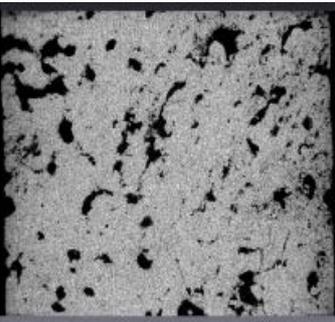
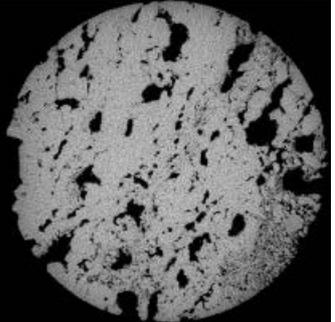
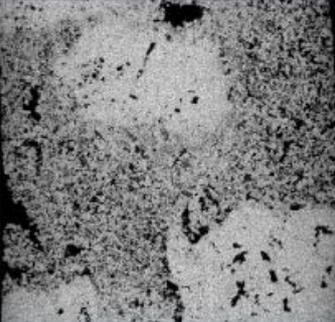
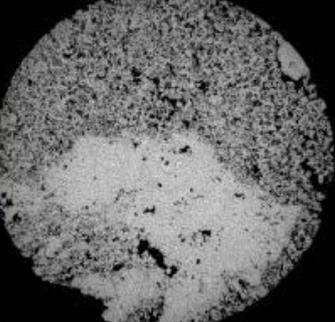
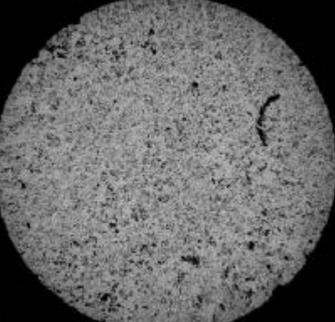
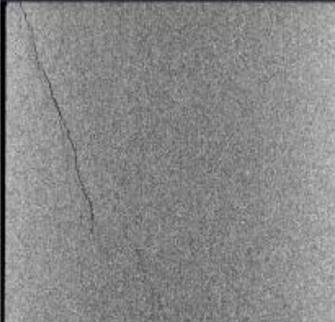
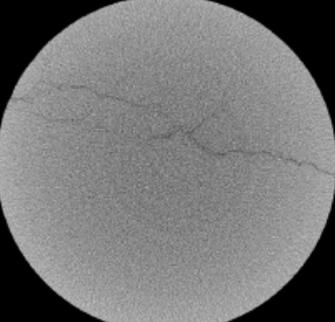
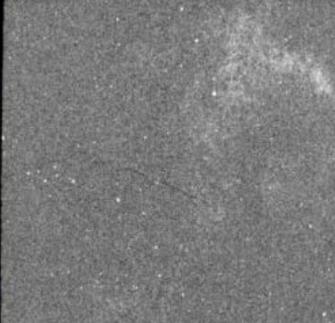
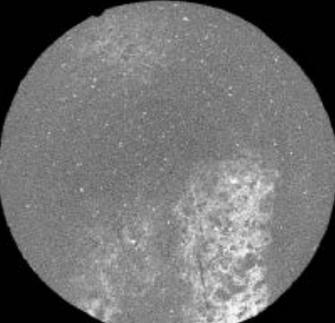
Рис. 2.2.3. Результаты томографии образца №7 (полноразмерный)

На рис. 2.2.3 представлены результаты КТ-исследования полноразмерного образца №7. Скелет горной породы состоит из двух близкой плотности минералов - серого и светло-серого оттенков, которые взаимно переплетаются. Обнаружены рентгеноконтрастные включения, объем которых составляет 1,3%. Их размеры колеблются от средних до крупных, и они распределены по всему образцу. В центральной части образца обнаружены ископаемые остатки, вероятно, головоногого моллюска, представляющие собой раковину из этого же материала.

Пустотное пространство породы включает матричную пористость и каверны. Диаметр пор составляет примерно 0,5-0,8 мм, в то время как размер каверн достигает 3 мм.

Проведенное исследование емкостного пространства и распределения уплотнений в образцах позволило классифицировать керн в зависимости от структуры его емкостного пространства. Полученные результаты представлены в таблице. 2.2.2.

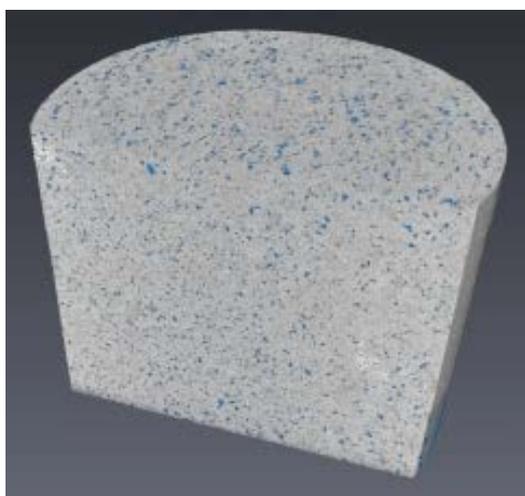
Таблица 2.2.2. Классификация кернов по структуре порового пространства

Фотография образца	2D-срезы		Тип
	Продольный	Поперечный	
			каверновый
			пористо-каверновый
			пористый
			трещинный
			плотный

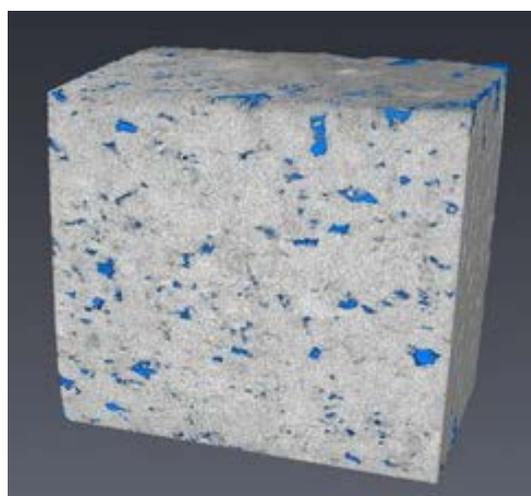
Из Таблицы 2.2.2 видно, что метод КТ позволяет выделять типы емкостного пространства различного генезиса. Пористый тип обусловлен в основном вторичными внутриформенными пустотами.

При этом методом может быть установлена как первичная (межзерновая), так и вторичная (внутриформенная, межформенная) пустотность [22]. К последней относятся трещины и каверны, образовавшиеся в результате выщелачивания ископаемых остатков карбонатного состава.

Использование КТ для исследования образцов стандартных петрофизических коллекторов, представляющих собой карбонатные породы (доломиты, известняки), выявило наличие ранее определенных каверн. Томографический анализ стандартных петрофизических образцов позволил провести детальное исследование структурно-морфологических характеристик и изучить геометрию пустотного пространства, включая поры, каверны и трещины.



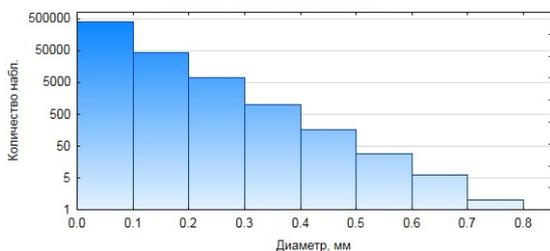
3D-модель распределения
пустот в образце 30 мм



3D-модель распределения
пустот в образце 5 мм

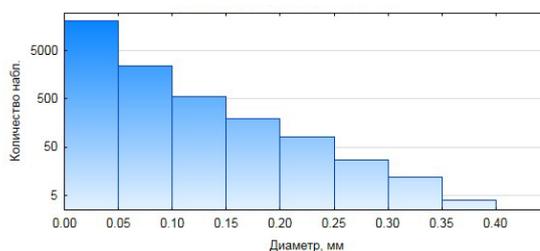
Рис. 2.2.4. Результаты рентгентомографических исследований пары образцов керна

На рисунке 2.2.4 для образцов керн 5 и 30 мм представлен пример интерпретации томографии и распределения пор по размерам выявленных пустот. При этом образец 5 мм изготовлен из нижней части 30 мм образца.



Образец 30 мм

Количество пор = 449787; Среднее = 0,054; Станд. откл. = 0,043; Макс. = 0,73; Мин. = 0,08



Образец 5 мм

Количество пор = 24314; Среднее = 0,035; Станд. откл. = 0,028; Макс. = 0,39; Мин. = 0,02

Рис. 2.2.5. Гистограммы распределения диаметров пор по результатам томографии в образцах керн 30 мм и 5 мм

Сравнение результатов интерпретации показывает высокую сходимость результатов (рис. 2.2.5). Причем распределение пористости по высоте 30 мм образца (рис. 2.2.6) показывает, что именно в его нижней части величина K_{II}^T наиболее приближена к результатам интерпретации образца диаметром 5 мм.

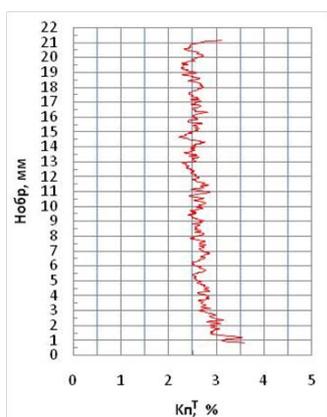


График распределения пористости по высоте образца 30 мм

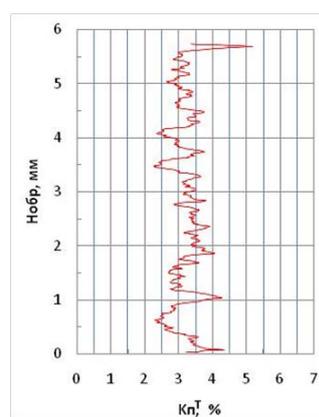


График распределения пористости по высоте образца 5 мм

Рис. 2.2.6. Графики распределения пористости по высоте образцов

По результатам проведенных исследований также проводилось сопоставление пористости, полученной по образцам 5 мм в поперечнике ($K_{\Pi}^T 5$) и участков образцов диаметром 30 мм, из которых эти 5-ти мм образцы были изготовлены ($K_{\Pi}^T 30$). Поле корреляции между коэффициентами пористости представлены на рисунке 2.2.7.

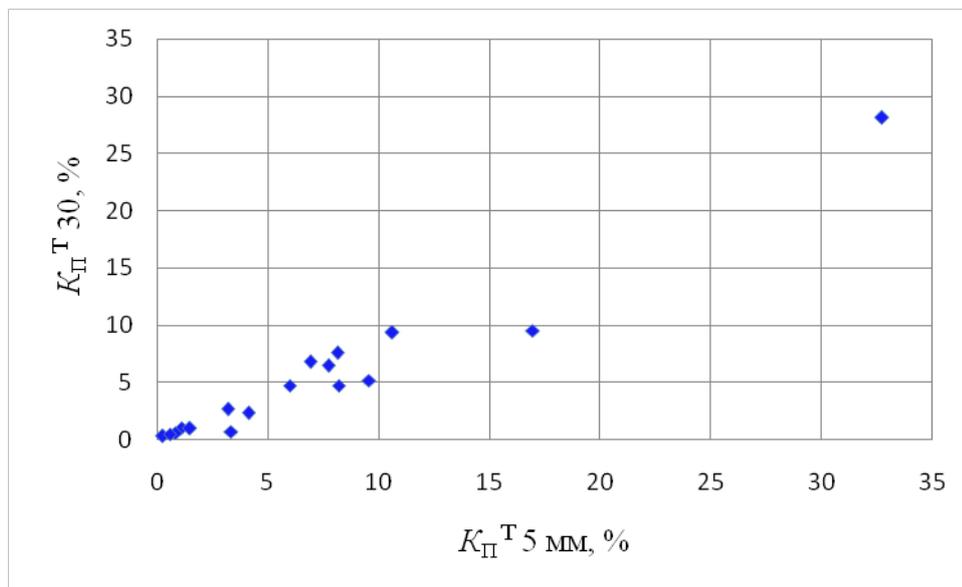


Рис. 2.2.7. Корреляционное поле между K_{Π}^T для образцов диаметром 5 мм в поперечнике и участков в образцах диаметром 30 мм из которых 5-ти мм образцы были изготовлены

Уравнение регрессии для этой зависимости имеет следующий вид:

$$K_{\Pi}^T 30 \text{ мм} = -0,4420 + 0,815 \times K_{\Pi}^T 5 \text{ мм}, (R^2 = 0,97). \quad (2.2.1)$$

Как видно из рисунка 2.2.7 отмечается положительная связь и коэффициент корреляции практически равный единице. Это говорит о сходимости результатов при разном разрешении сканирования. Значения коэффициента пористости (K_{Π}^T) для образцов диаметром 5 мм в поперечнике выше, чем коэффициент пористости участков в образцах диаметром 30 мм, из которых они были выпилены. Это закономерно связано с более высоким разрешением рентгеновских снимков, получаемых при сканировании 5-мм образцов, что позволяет обнаружить более мелкие пустоты, которые не

видны при использовании КТ на образцах диаметром 30 мм. Тем самым при одинаковом объеме образца емкостной объем возрастает.

Несовпадение визуализируемых размеров пор при анализе образцов различных размеров зерна приводит к определенному недооцениванию результатов для более крупных образцов. Например, для материалов с плотными различиями пористости около 5%, оценки $K_{П}^T$ в абсолютных величинах, как правило, занижены на приблизительно 1%, а для более высокопористых материалов с разницей около 10% – на 1,5%. Следовательно, относительная ошибка измерения пористости на более крупных образцах уменьшается, поскольку доля мелкодiameterальных пор уменьшается для них.

2.3. Сопоставление результатов изучения трещиноватости коллекторов по данным гидродинамических и рентгеномографических исследований

Выделение зон развития трещиноватости является одним из важных практических направлений применения томографии зерна. Как уже упоминалось ранее, метод КТ позволяет проводить выделение и анализ трещиноватости в образцах зерна различных масштабов – полноразмерном, стандартном и микрообразцах.

Исследование трещин с помощью метода КТ имеет некоторые ограничения. Одно из них в том, что часть трещин, выделяемых на срезах в объемных моделях, имеют небольшую степень раскрытости. Количественные измерения трещин (раскрытость, плотность и густоту) возможно проводить без операции бинаризации непосредственно на срезе. Очень узкие (0,001–0,01 мм) и узкие (0,01–0,05 мм) трещины (классификация Багринцевой [3]) визуально выделяются по длине, но измерение и выделение их раскрытости методом бинаризации сильно затруднено. Широкие (0,05–0,1 мм), очень широкие (0,1–0,5 мм) и макротрещины (>0,5 мм) выделяются лучше, однако, при их бинаризации для измерения объема необходимо

дополнительно отделять трещины от других пустот, что в некоторых случаях затруднено и требует применения операций редактирования объема.

Чаще всего характеристика трещиноватости проводится на полноразмерных образцах керна, но также представляет интерес и анализ трещиноватости на стандартных образцах керна. Например, это актуально для исследований гидродинамических свойств скважин.

В работе [13] приведены примеры расхождения между динамикой добычи и геологическими запасами нефти, рассчитанными стандартными методами, для некоторых карбонатных залежей. В [53] показано, что объединение КТ с анализом гидродинамических характеристик скважин для карбонатных коллекторов позволяет выявить области развития трещинно-порового типа в интервалах, где отсутствует гранулярный коллектор.

Проведен анализ сопоставления результатов изучения трещиноватости коллекторов методом КТ керна с результатами гидродинамических исследований скважин (ГДИ). Сложности такого сопоставления заключаются в том, что в первом случае исследуются участки пласта размером до 30 мм (микроуровень), во втором - сотни метров (макроуровень). Вместе с тем, информация о трещиноватости керна по данным томографии является результатом прямого метода исследований, что предопределяет необходимость его учета.

Оценка трещиноватости коллектора – одна из задач, решаемых при обработке данных ГДИ скважин. При этом ГДИ как метод оценки трещиноватости имеет ряд неоспоримых преимуществ перед другими методами. Например, гидродинамические исследования не зависят от отбора керна и могут быть проведены в любой период эксплуатации скважины.

Для иллюстрации особенностей применения методики с целью оценки параметров трещиноватости использованы данные исследования скв. 379

Уньвинского месторождения (пласт Т-Фм); при этом трещиноватость коллектора подтверждена специальными геофизическими исследованиями.

Дальнейшее проведение расчетов по данной методике позволило установить следующие параметры (табл. 2.3.1):

Таблица 2.3.1

Параметры трещиноватости

№ пп	Параметр	Величина	Ед. изм.
1	Средняя проницаемость пласта	0,172	мкм ²
2	Относительная емкость трещин	0,199	%
3	Трещинная проницаемость	0,296	мкм ²
4	Раскрытость трещин	22,49	мкм

Выполненные томографические исследования полноразмерного керна выявили наличие трещины в образце горной породы, отобранного из нефтенасыщенной части разреза. Модель обнаруженной в ходе КТ трещины и диаграмма, иллюстрирующая изменение коэффициента пористости (пустотности) по высоте полноразмерного образца представлены на рисунке 2.3.1.

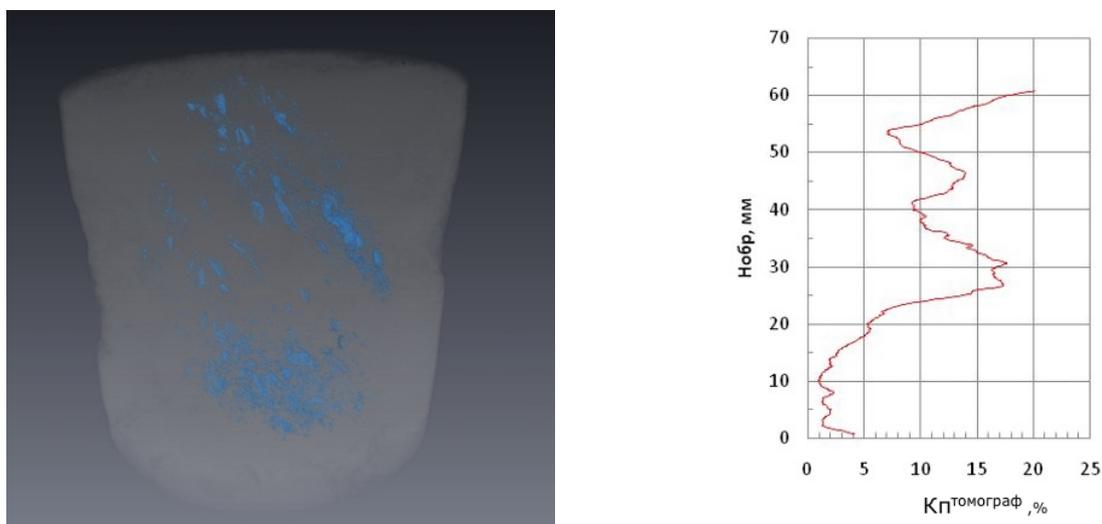


Рис. 2.3.1. Результаты рентгеновской томографии образца керна

Из графика видно, что пористость матрицы образца не превышает 2-5%, что находится ниже нижних пороговых значений для порового коллектора. На графиках стандартных комплексов ГИС такие интервалы оцениваются как плотные, где не учитываются запасы флюидов. Вместе с тем, характерные «скачки» в коэффициенте пористости до 16% свидетельствуют о наличии трещин в верхней части образца. Таким образом, результаты компьютерной рентгеновской томографии керн подтверждают наличие трещиноватости в коллекторе в области дренирования скважины №379.

Ниже представлены краткие сведения об оценке параметров трещиноватости в соответствии с методикой Уоррена – Рута [16] по скважинам различных месторождений Пермского края (Озерного, Дозорцевского, Гагаринского, Язьвинского), керн которых задействован в томографических исследованиях.

Скважина 1. По данным стандартной методики обработки определены:

- средняя проницаемость коллектора: 0,053 мкм²;
- раскрытость трещины: 47 мкм;
- проницаемость трещин: 3,47 мкм².

Из керн данной скважины при КТ исследованиях установлена трещиноватость как в образцах диаметром 30 мм, так и в образцах 5 мм в поперечнике. Результаты определения раскрытости трещин методом КТ по 3D-моделям образцов имеют вид (среднее/диапазон, мм) в таблице 2.3.2

Таблица 2.3.2

Результаты измерения раскрытости трещин

Образец № 1(30мм)	$\frac{0,04}{0,03-0,10}$, мм
Образец № 2(30мм)	$\frac{0,02}{0,01-0,05}$, мм
Образец № 1(5мм)	$\frac{0,04}{0,04}$, мм

	0,02-0,05	
	—————	
	0,07	
Образец № 3(30мм)	—————	, мм
	0,04-0,11	
	—————	
	0,02	
Образец № 3(5мм)	—————	, мм
	0,01-0,04	

Скважина 2. В работающих интервалах данного продуктивного пласта трещиноватость не обнаружена. Проведенный анализ результатов компьютерной рентгеновской томографии керн также не показал наличие трещин, образцы плотные и не имеют визуально заметных на томограммах трещин.

Скважина 3. Присутствие трещин в коллекторе однозначно не выявлено. Также КТ керн не выявила наличие трещин.

Скважина 4. По стандартному методу получены следующие параметры трещиноватости:

- средняя проницаемость коллектора: 0,014 мкм²;
- раскрытость трещины: 15 мкм;
- проницаемость трещин: 0,029 мкм².

Из керн данной скважины по результатам КТ установлена трещиноватость и определена раскрытость трещин в следующих образцах (среднее/диапазон, мм) в таблице 2.3.3:

Таблица 2.3.3

Результаты измерения раскрытости трещин

	0,05	
	—————	
Образец № 1(30мм)	0,03-0,14	, мм
	—————	
	0,04	
Образец № 2(30мм)	—————	, мм
	0,03-0,06	

Образец № 3(30мм)	$\frac{0,04}{0,02-0,22}$, мм
Образец № 3(5мм)	$\frac{0,03}{0,01-0,04}$, мм

Скважина 5. По стандартному методу получены следующие параметры трещиноватости:

- средняя проницаемость коллектора: 0,012 мкм²;
- раскрытость трещины: 16 мкм;
- проницаемость трещин: 0,07 мкм².

Методом КТ керна трещиноватость в исследуемом интервале также установлена в таблице 2.3.4:

Таблица 2.3.4

Результаты измерения раскрытости трещин

Образец № 1(30мм)	$\frac{0,06}{0,04-0,09}$, мм
-------------------	--------------------------	------

Таким образом, анализ сопоставления результатов гидродинамических и рентгеномографических исследований показал, что такой параметр как трещиноватость коллекторов фиксируется и количественно определяется как на макро, так и на микроуровне. В тоже время, отсутствие трещиноватости установленное по данным ГДИ также подтверждается и при исследовании керна методом КТ.

Наиболее часто описание трещиноватости проводится на полноразмерном керне, однако такие исследования представляют интерес и на образцах стандартного керна, что, например, находит применение в качестве дополнения при интерпретации результатов гидродинамических

исследованиях скважин (ГДИ). Сложности такого сопоставления заключаются в том, что при КТ керна исследуются участки пласта размером до 30 мм (микроуровень), при ГДИ - сотни метров (макроуровень) [12]. Выполненный анализ сопоставления результатов гидродинамических и рентгентомографических исследований показал, что трещиноватость коллекторов фиксируется и количественно определяется как на макро, так и на микроуровне. В тоже время, отсутствие трещиноватости установленное по данным ГДИ также подтверждается и при исследовании керна компьютерной рентгеновской томографией.

2.4. Применение разномасштабного подхода при изучении керна карбонатных пород

Применение разномасштабного подхода в изучении карбонатного керна позволило использовать его при изучении колонок керна различных литологических типов и построить соответствующую модель, применяющуюся при моделировании условий разработки.

Изучение керна проводилось на образцах верейского известняка пласта ВЗВ4 Москудынского месторождения [86]. Отложения верей отличаются высокой степенью разнообразия, и нефтеносные породы представлены разнообразными известняками с различными характеристиками фильтрационной способности и емкости.

Сначала проводились КТ-исследования на образцах полноразмерного керна (диаметром 100 мм), которые позволяют обнаруживать различия в литологии, области с трещинами и участки, где локализуются каверны. После получения томограммы в некоторых участках проводилась процедура бинаризации порового пространства, используя ячейки размером 1x1x1 см. Таким образом, рентгентомографические исследования помогли выявить значительные различия в литологической структуре, которые имеют размеры 0,2 мм и более.

В результате проведенных исследований было выявлено несколько различных литотипов, представленных разными структурами известняка: плотным, пористым и кавернозным. Особый интерес вызвали два из них. В случае литотипа 1 было обнаружено, что граница между различными участками образца имеет резкий и однородный характер, что может указывать на границу между пластами проницаемого пористо-кавернозного органогенно-детритового известняка и плотного глинистого известняка. В случае литотипа 2 граница между участками оказалась более округлой и нечеткой, что, возможно, свидетельствует о том, что более пористый участок является включением внутри слоя плотного известняка. Структура известняка может быть охарактеризована как неравномернослоистая и пятнистая. Пористая часть содержит округлые включения органогенного известняка с удлинёнными прямыми иглообразными и веретеновидными порами, распределёнными в породе в разных направлениях и, вероятно, органогенными.

Для улучшения разрешения было решено изготовить кубические образцы керна размером 40 мм из интервалов всех литотипов. В результате были получены образцы керна, однородные по литологическому составу, из самых проницаемых и плотных частей геологического разреза. Что касается неоднородных литотипов 1 и 2, то для них были созданы такие кубические образцы, при изготовлении которых уделялось особое внимание тому, чтобы границы между проницаемой и плотной частью сохранялись на всем объеме образца. Все образцы были подвергнуты процедуре экстракции, а затем была выполнена оценка открытой пористости с использованием жидкостного метода ($K_{п-жид}$).

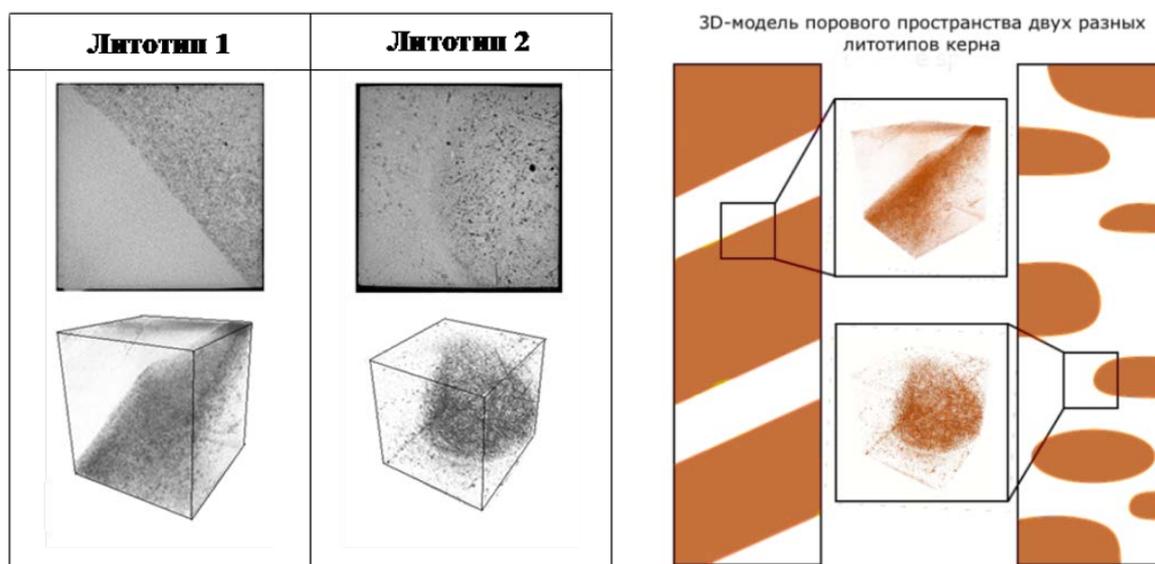


Рис. 2.4.1 Построенная с учетом данных КТ керна литологическая модель распределения емкостного пространства в пласте. Цветом показаны участки с высокой пористостью. [86]

Для литотипа 1 характерно, что объем проницаемой части образца ($D_{\text{прон}}$) составил 14%, в то время как оценка коэффициента пористости по КТ показала значение $K_{\text{п}}^T = 2,7\%$ (см. рис. 2.4.1). Граница между двумя участками образца обладает резкостью и гладкостью, что возможно указывает на границу поверхности напластования между проницаемым пористым известняком и плотным глинистым известняком. Объем проницаемой части ($D_{\text{прон}}$) оценивается как 13,8% и представлен составом пористо-кавернозного органогенно-детритового известняка. Согласно КТ, видимый коэффициент пористости ($K_{\text{п}}^T$) для этой части составляет 2,7%. Что касается плотной части ($1 - D_{\text{прон}} = 86,2\%$), представленной тонкозернистым глинистым известняком, то видимый коэффициент пористости $K_{\text{п}}^T < 0,2\%$, что оказывается ниже разрешающей способности этого метода.

Для образца литотипа 2 наблюдается округлая и малорезкая граница между участками, что вероятно указывает на то, что более пористый сегмент ($D_{\text{прон}} = 67,3\%$) представляет собой включение внутри слоя плотного известняка ($1 - D_{\text{прон}} = 32,7\%$). Структура известняка в этом случае характеризуется неравномерным слоистым и пятнистым образом. В пористой

части присутствуют округлые включения органогенного известняка с удлиненными прямыми игло- и веретеновидными порами, которые размещены в породе в разных направлениях и, возможно, обладают органогенным происхождением. Визуальная оценка коэффициента пористости по томограмме ($K_{п}^T$) для проницаемой части составляет 3,6%, тогда как в плотной части размеры пор находятся ниже разрешающей способности метода.

Как показано на томограммах на рисунке 2.4.1, отсутствует поровое пространство с размерами более 0,065 мм в плотной части образцов.

Тогда для литотипа 1 при осредненной по кубическому образцу керна $K_{п-жид}=7,2\%$ при доле непроницаемой части 86,2% с $K_{ппл}=6,0\%$, для 13,8% проницаемой породой расчетным путем $K_{пПРОН2}$ составляет 14,7%. Для литотипа 2 при $K_{п-жид}=14,3\%$ и доле непроницаемой части 32,7% с $K_{ппл}=6,0\%$, для 67,3% проницаемой породой расчетным путем $K_{пПРОН3}$ составляет 18,3%.

Таблица 2.4.1 предоставляет суммарные выводы для всех литотипов, объединяя результаты исследований полноразмерных образцов керна и изготовленных кубов.

Таблица 2.4.1

Сводные результаты исследований полноразмерного керна и кубов образцов
Москудынского месторождения

	тип	$D_{тип}, \%$	$K_{п-жидк}, \%$	$K_{п}^T, \%$
Литотип 1	Пористый участок	76	14,7	2,7
	Плотный участок	24	6,0	<0,2
Литотип 2	Пористый участок	14	18,3	3,6
	Плотный участок	86	6,0	<0,2

По таблице можно выделить различия в структуре емкостного пространства неоднородных литотипов 1 и 2. В обоих случаях оценка коэффициента пористости (K_p) в объеме проницаемой части горных пород значительно превышает 7%, что подразумевает потенциал для нефтяных притоков из интервалов данных литотипов. Для литотипа 1, характеризующегося проницаемым известняком с K_p равным 14,7%, пористая часть составляет 76% общего объема пород, в то время как на плотный известняк приходится 24% объема.

Для литотипа 2 характерны более выдающиеся коллекторские характеристики в проницаемой части, где поры имеют более значительные размеры ($K_p^T = 3,6\%$). Тем не менее, объем породы, обладающей этими свойствами, ограничен и составляет всего 14%. Удлиненные поры, характерные для литотипа 2, могут быть ассоциированы с естественной трещиноватостью пород, наличие которой подтверждается результатами гидродинамических исследований скважин (ГДИ). В тех скважинах, что эксплуатируют верейские отложения, наблюдается излом кривой восстановления давления, что, согласно модели Уоррена-Рута, свидетельствует о влиянии трещиноватости пород на фильтрацию флюидов. При анализе данных ГДИ для объекта ВЗВ4 Москудьинского месторождения становится понятным, что раскрытость естественных трещин не превышает 10 мкм, указывая на невысокую степень естественной трещиноватости. Отмечается, что в районе скважины, по которой проводился анализ керна, коллектор функционирует как поровый, без признаков влияния трещин. Тем не менее, интервалы, соответствующие литотипу 2, можно отнести к потенциально трещиноватым, и при проведении гидроразрыва пласта естественная трещиноватость может стать более выраженной.

Основные выводы по главе 2

1. Разные масштабы пустот в керне пород различных литологических типов требуют различных подходов к исследованию их с помощью метода КТ.

2. Исследование керна методом КТ позволяет проводить качественную характеристику пустотного пространства керна, выделяя в нем пустоты различной формы и генезиса, такие как поры, каверны и трещины.

3. Исследование трещиноватости керна с помощью метода КТ позволяет оценить как форму, так и количественные характеристики трещин, например, раскрытость. Объединение КТ с анализом гидродинамических характеристик скважин для карбонатных коллекторов позволяет выявить области развития трещинно-порового типа в интервалах, где отсутствует гранулярный коллектор.

4. Метод позволяет проводить отдельное выделение и анализ трещиноватости и кавернозности в образцах керна различных масштабов – полноразмерном, стандартном и микрообразцах. Это особенно важно для карбонатных пород, поскольку коллектора данного типа зачастую не обладают межзерновым пространством, достаточным для формирования коллекторских свойств.

5. Предлагаемый алгоритм действий при таком подходе может сводиться к последовательному проведению КТ керна на всех стадиях подготовки – от предварительного описания полноразмерного керна, с томографированием участков, выбранных для выпиливания образцов стандартного размера, через дальнейшее томографирование стандартных образцов, и заканчиваться выборочным микротомографированием спилов и обрезков стандартного керна размерами 5-10 мм.

ГЛАВА 3. ХАРАКТЕРИСТИКА ЕМКОСТНОГО ПРОСТРАНСТВА КЕРНА ТЕРРИГЕННОГО СОСТАВА С ПОМОЩЬЮ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ

3.1. Проблемы при изучении емкостного пространства пород методом компьютерной рентгеновской томографии

Использование метода КТ для изучения емкостного пространства эффективно, так как комбинирует визуализацию с количественными характеристиками. Этот подход позволяет не только определить коэффициент пористости, но и анализировать размеры, площади, объемы и расположение пор внутри образца.

При этом, хотя программные продукты для обработки данных КТ, включая Avizo, позволяют изучать характеристики пор, применение их для терригенного керна осложнено. Это связано с несоответствием размеров вокселей в объемных изображениях керна и физических размеров пор при съемке 30-миллиметрового образца. Для количественного анализа пористости и проницаемости рекомендуется использовать КТ с меньшими образцами керна [32, 54] но это может исказить данные из-за масштабного эффекта и затруднить сопоставление с другими исследованиями [39].

Разрешение в методе КТ зависит от размера фокусного пятна (0,003 мм) и размера пикселя на детекторе (0,01 мм). Для образцов размером 30 мм основным ограничивающим фактором является размер пикселя на детекторе. Вычислительные возможности также влияют на разрешение, так как высокое разрешение требует больших вычислительных ресурсов.

Форма образцов также влияет на разрешение реконструкций в методе КТ. Детекторы чаще имеют большую горизонтальную сторону, поэтому образец ориентируется по длине вертикальной стороны детектора. Цилиндрическая форма образцов упрощает съемку и реконструкцию,

позволяя создавать объемные изображения из двухмерных проекций, получаемых при вращении образца вокруг вертикальной оси.

При визуализации трещин и крупных пор в томограммах горных пород возникают специфические проблемы. Однако, при попытке количественного анализа емкостного пространства пород, возникает сложность в интерпретации цифровой модели. Это связано с искажениями и потерями информации на этапах томографирования, реконструкции и обработки изображений [79]. Основным источником искажений являются шумовые артефакты, возникающие на различных этапах, включая этап съемки, где шум проявляется из-за неравномерного поглощения рентгеновского излучения детектором.

Главным способом устранения шума на первоначальном этапе является увеличение времени съемки, при котором, за счет существенного увеличения экспонирования каждого снимка, количество шума существенно уменьшается. Однако данный способ является достаточно редко применяемым на практике, поскольку увеличение времени съемки при данном способе происходит кратно.

В дальнейшем процессе реконструкции томограммы также возникают шумы, обусловленные математическими процедурами и выбранным алгоритмом [55, 131]. Алгоритм FDK является наиболее удобным и часто используемым при проведении данной процедуры [110], однако он достаточно слабо справляется с задачей подавления шумов. В нашей лаборатории применяются проприетарные алгоритмы, встроенные в программное обеспечение нашей установки рентгеновской томографии.

Проблема подавления шума при съемке терригенных коллекторов усугубляется из-за его схожести с структурой порового пространства на изображениях. Как уже ранее было сказано, для уменьшения шума можно использовать процедуры фильтрации, например, анизотропную. Однако это

может снизить качество выделения и количество деталей в пределах разрешающей способности метода. Фильтрация в виде усреднения вокселей, применяемая для уменьшения размера реконструкций, может привести к большим потерям информации. Второй подход - провести бинаризацию реконструкций без дополнительной фильтрации для более детального выделения пор больших диаметров.

Задача выполнения операции трешхолдинга обычно показывает, что, когда граница приближается к моде породы, определенные воксели, характеризующие минеральный скелет, попадают в категорию «воздух». Эти воксели разбросаны по объему модели, их размеры варьируются от одного до нескольких вокселей. Обычно это цифровые артефакты шума, возникающие из-за наличия неоднородностей, имеющих размер менее вокселя, а также из-за шума, вызванного съемкой и процедурой построения объемного изображения на стадии реконструкции.

Если же происходит перенос границы ближе к моде воздуха, то объем и количество пор существенно снижается, при этом происходит снижение связности пор, что говорит о том, что поры размеров, находящихся в пределах минимального разрешения объемного изображения, не могут быть достоверно выделены. Отсюда следует вывод, что в большинстве случаев границу отсечки лучше располагать примерно посередине промежутка между двух мод, свойственных гистограммам распределения оттенков серого в объемных моделях керна

Анализ гистограмм показывает (рис.3.1.1), что граница отсечки должна находиться между двумя модами.

При обработке модели куба, состоявшего из образца с окружающим его воздухом, была получена гистограмма условной плотности рентгеновского излучения, имеющая две четко выделяемые моды. Левая, которая в основном представляет воздух в порах образца, близка к 0.

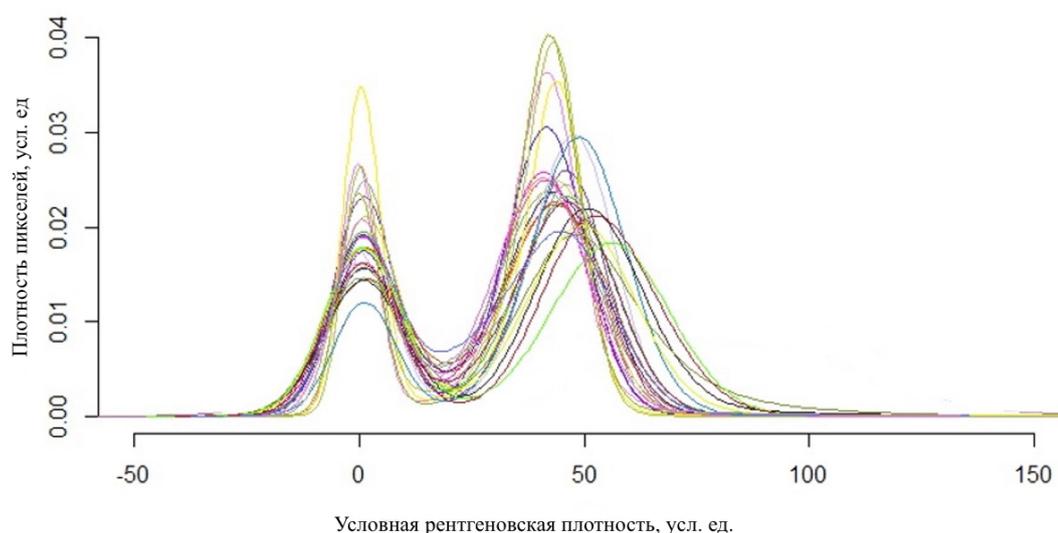


Рис. 3.1.1 Гистограммы распределения условной рентгеновской плотности (по данным 26 стандартных образцов)

Правая, соответствующая структуре плотной части породы, попадает в диапазон 30-40 единиц условной рентгеновской плотности. Правая сторона гистограммы не является симметричной, что, вероятно, связано с физическими размерами зерен образца, размером вокселя, используемым в процессе визуализации, коэффициентами поглощения рентгеновских лучей минералами, составляющими твердый каркас образца и его литологической неоднородностью [121].

Наиболее оптимальный способ проведения отсечки - найти на гистограмме плотности рентгеновского излучения границу, расположенную вблизи самой низкой точки между модами двух компонентов, воздуха и породы. Данный способ выделения порового пространства лежит в основе полученного в соавторстве патента [36]. Такой эмпирический подход при определении границ отсечки позволяет вполне надежно определять крупные поры в образцах различных размеров (рис 3.1.2) [14].

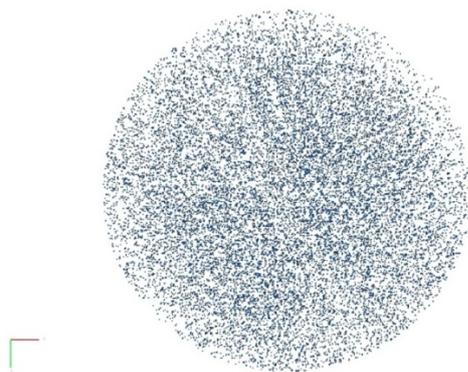


Рис. 3.1.2. Результат бинаризации порового пространства.

3.1. Изучение структуры порового пространства терригенных пород

Форма, диаметр и распределение пор в образцах сильно меняются в зависимости от типов породы. Это разнообразие имеет важное значение для бинаризации - процесса выделения пустых и плотных областей на рентгеновских изображениях. В данной главе исследование сфокусировано на кернах терригенных пород с первичной межгранулярной пористостью, для которой характерно существенное преобладание открытых пор, хорошо выделяемых и другими методами. Форма пор меняется в зависимости от структуры породы: ромбоэдрическая в хорошо отсортированных, тетраэдрическая в уплотненных и утонченные каналы в плохо отсортированных образцах. Эти выводы важны для более точной интерпретации результатов КТ терригенных пород.

Согласно [27], в фильтрации принимают участие лишь сверхкапиллярные и капиллярные поры, в порах меньших диаметров расположена связанная вода, затрудняющая фильтрацию.

Поэтому, минимальный размер видимых пор при использовании КТ находится в пределах диапазона капиллярных пор, важных для фильтрации.. Таким образом, наиболее подходящими для анализа с использованием КТ являются терригенные породы с крупными порами. Эти породы представляют гранулярные коллекторы, где проницаемость связана с пористостью и диаметром частиц, в соответствии с моделью Сликтера.

В рамках исследований терригенных коллекторов месторождений Пермского края [47] были проведены рентгеномографические исследования образцов керна. В качестве объектов исследования использовались стандартные цилиндрические образцы диаметром 30 мм и кубические – 5 мм в поперечнике, изготовленные из одного и того же керна. При литолого-генетической типизации ископаемых осадков использовались методические приемы Швецова М.С. [56] и Хворовой И.В. [50], что необходимо для более информативной интерпретации данных получаемых методом КТ.

Ниже приводятся результаты исследований двух образцов керна. Приводится литологическое макроописание керна, фотографии боковой поверхности, результаты КТ-исследований на сухом образце по следующему плану

- a. вид емкостного пространства,
- b. рентгеноплотностные неоднородности,
- c. продольные и поперечные 2D-срезы,
- d. 3D-модели распределения пустот и уплотнений в образце,
- e. график распределения пористости по высоте образца,
- f. гистограмма диаметров пор в образце.

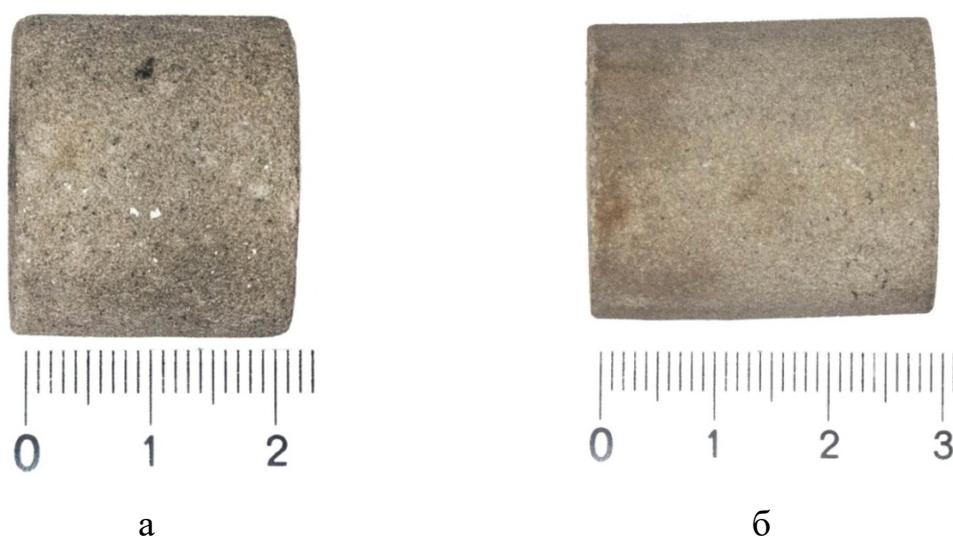


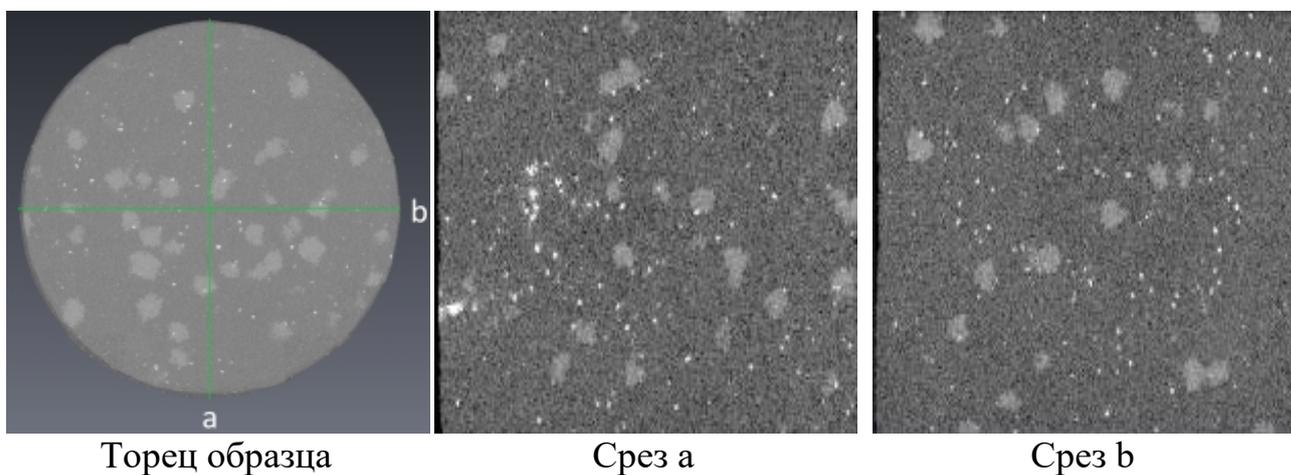
Рис. 3.2.1. Фотографии исследуемых образцов керна

Образец №08 (рис. 3.2.1а) представлен алевропесчаником кварцевым, коричневатато-серым, слабоглинистым, слабо известковистым, фукоидным. Текстура беспорядочная.

Образец №19 (рис. 3.1.1б) представлен алевропесчаником кварцевым, нормально-микрослоистым с редкими ходами червей-иллоедов и единичными стилолитовыми швами в плоскости напластования.

По результатам КТ емкостное пространство полноразмерного образца №08 выполнено первичными межзерновыми порами.

На 2D-срезах (рис. 3.2.2) хорошо визуализируются рентгеноконтрастные включения в виде светло-серых пятен диаметром 1-2 мм. Светло-серые пятна – участки повышенной плотности, образовавшиеся по фукоидам, уплотнениям за счет удаления из осадка органического вещества. Кроме того, в образце отмечается предположительно пиритизация по ходам иллоедов, представляющая собой белые пятна меньшего диаметра, чем уплотнения обломочного материала по фукоидам.



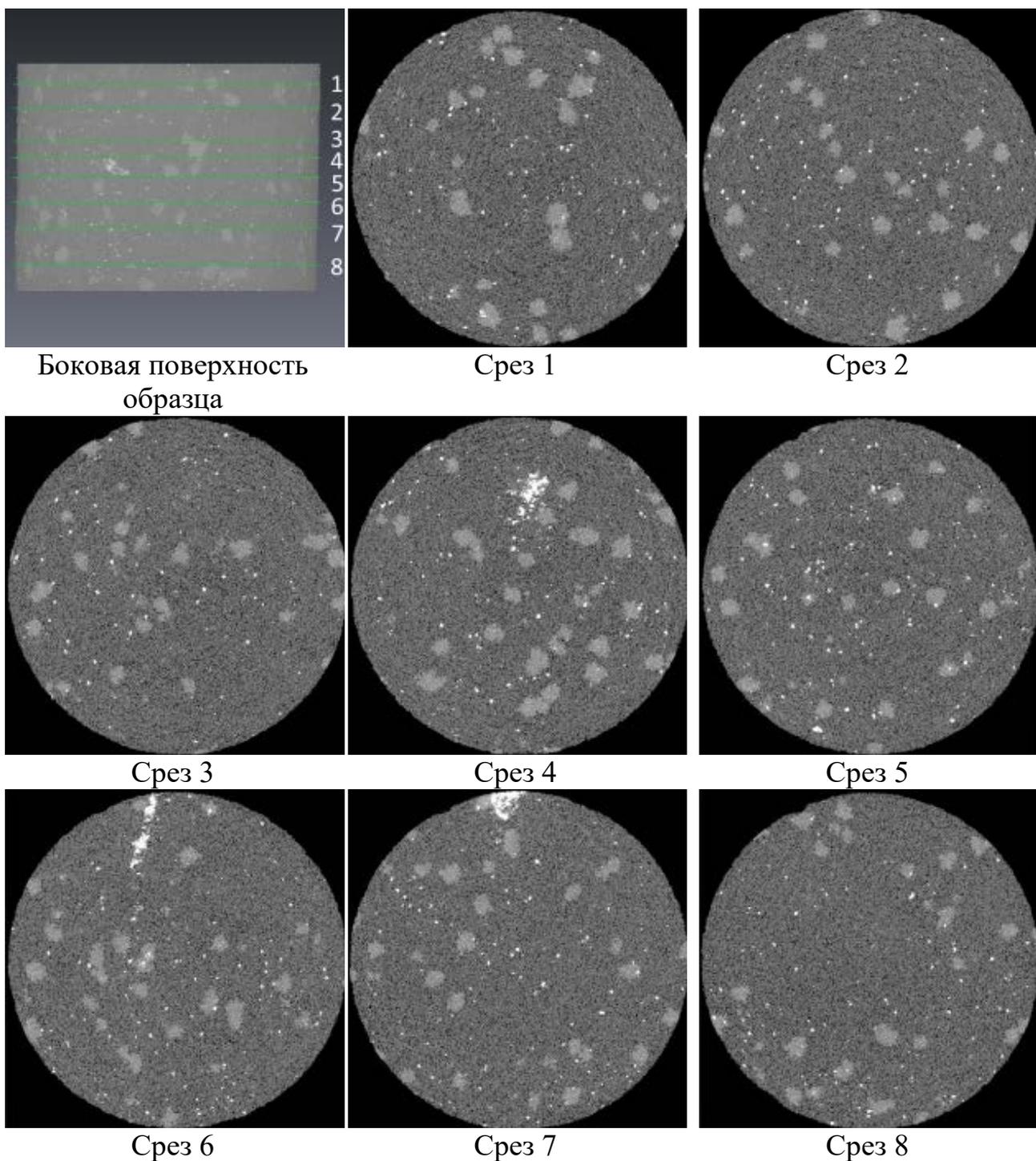
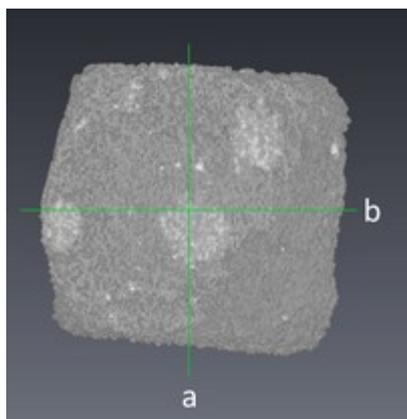
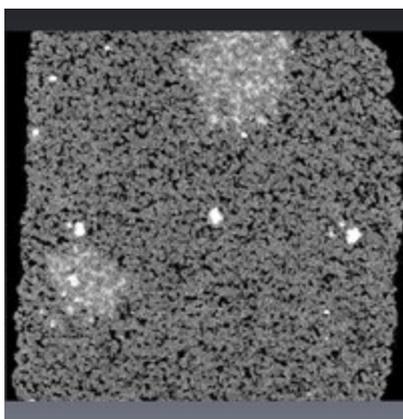


Рис. 3.2.2. 2-D срезы образца №08 (размер 30 мм)

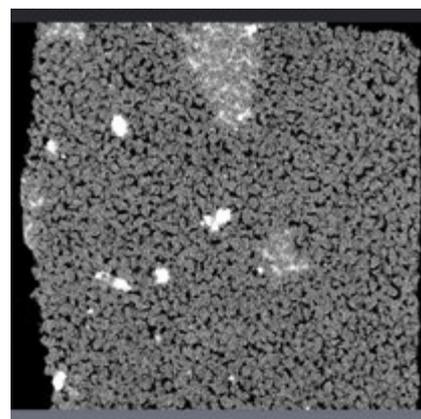
В образце № 08 (5 мм в поперечнике, рис 3.2.3-3.2.5), вышеописанные объекты (межгранулярная пористость, фукоиды, пиритизация по ходам илоедов) визуализируются лучше в силу более высокого разрешения изображений. По этой же причине значение коэффициента пористости увеличивается в 2 раза.



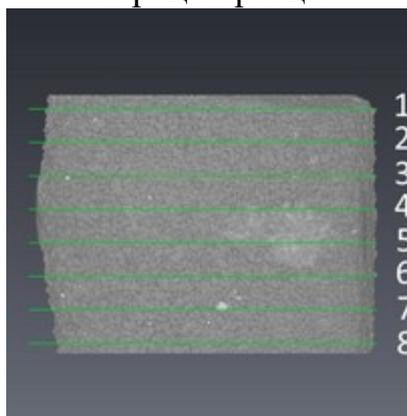
Торец образца



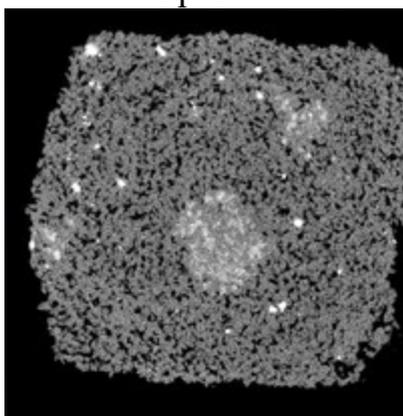
Срез a



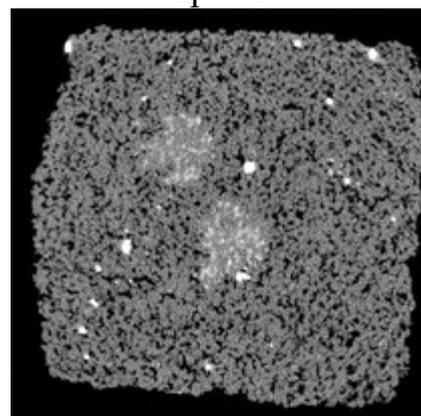
Срез b



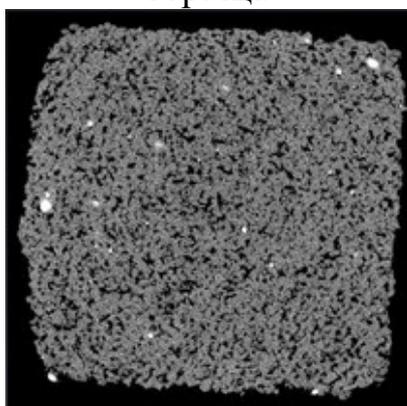
Боковая поверхность
образца



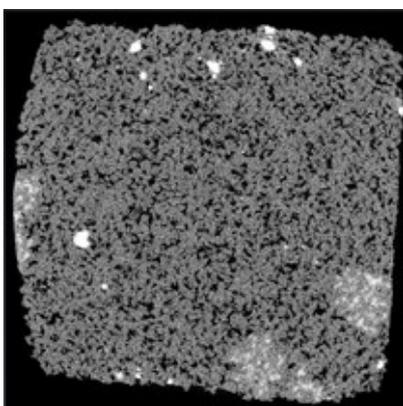
Срез 1



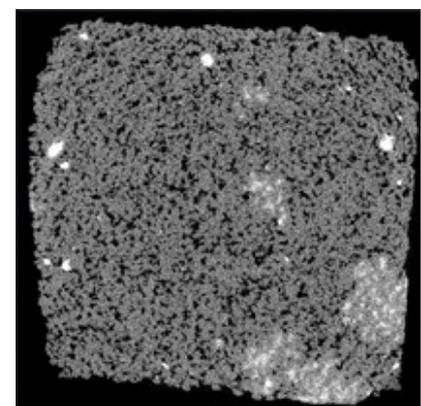
Срез 2



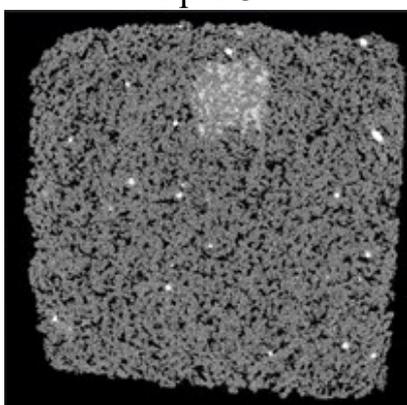
Срез 3



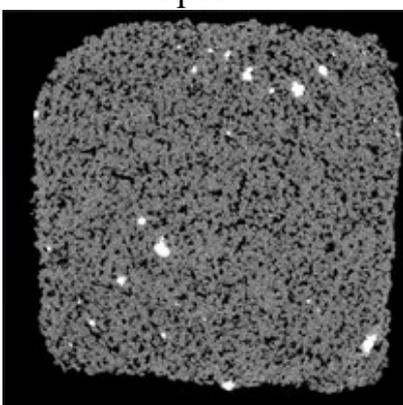
Срез 4



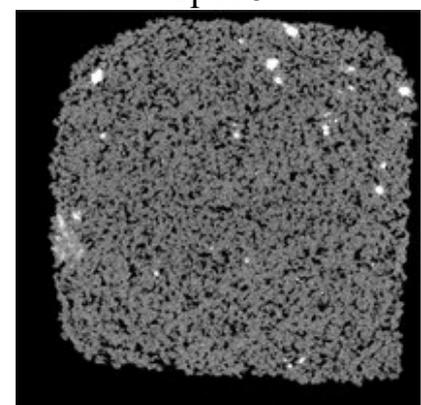
Срез 5



Срез 6

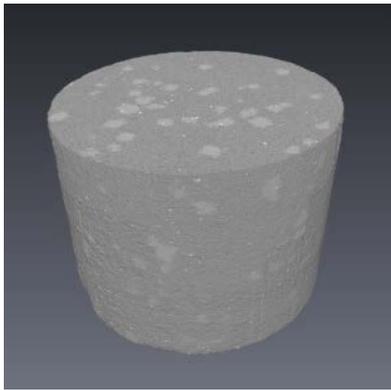


Срез 7



Срез 8

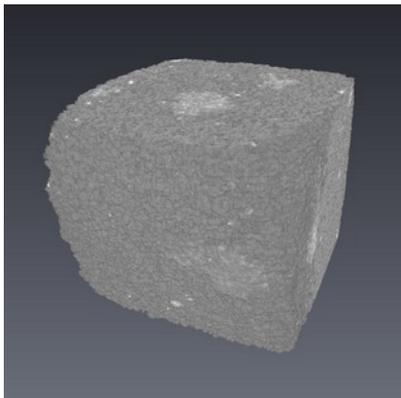
Рис. 3.2.3. 2-D срезы образца №08 (размер 5 мм)



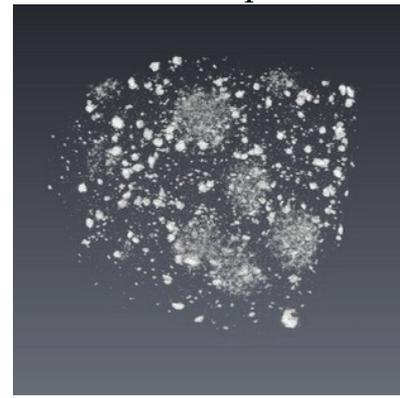
3D-модель образца 30 мм



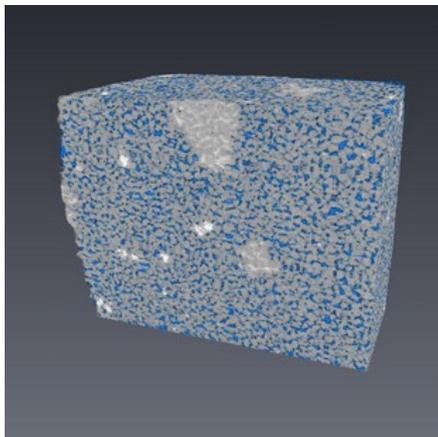
3D-модель распределения уплотнений в образце 30 мм



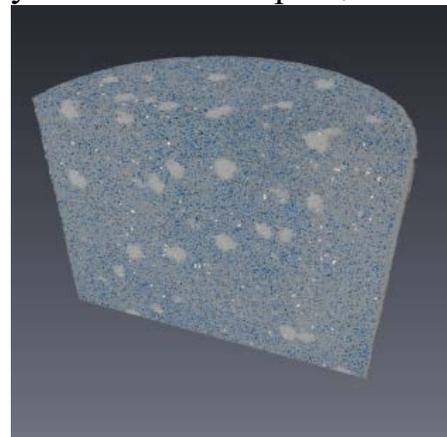
3D-модель образца 5 мм



3D-модель распределения уплотнений в образце 5 мм



3D-модель распределения пустот в образце 5 мм



3D-модель распределения пустот в образце 30 мм

Рис. 3.2.4. Объемные модели каркаса, распределения пор и уплотнений образца №08

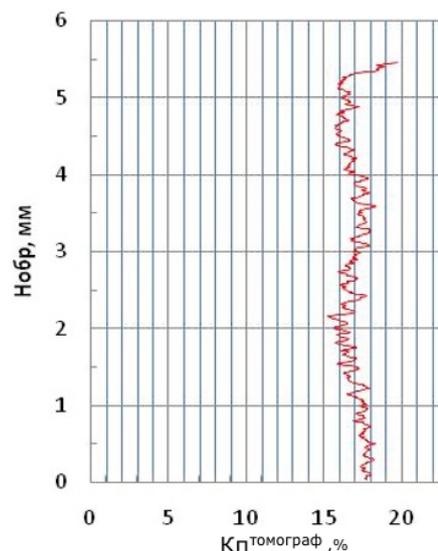
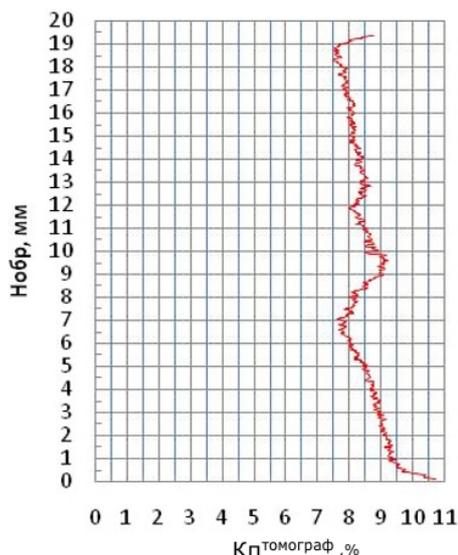
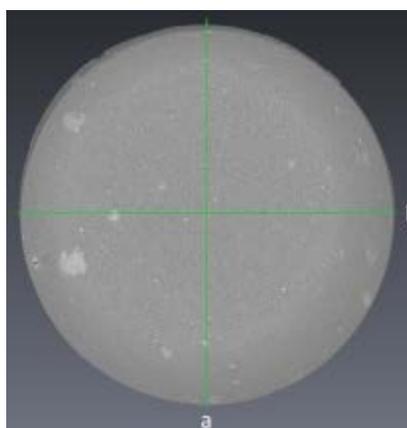


График распределения пористости
по высоте образца 30 мм

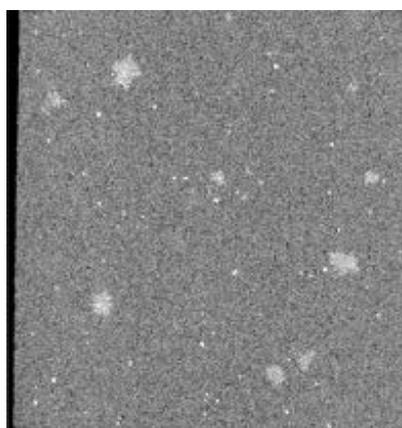
График распределения пористости
по высоте образца 5 мм

Рис. 3.2.5. Графики распределения пор по высоте в образце №08

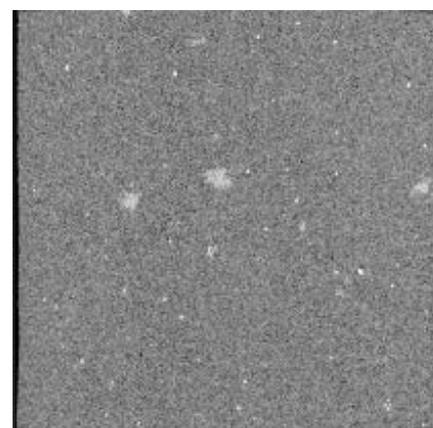
Полости в образце №19 (рис. 3.2.6) – поры первичные, межзерновые. На 2D-срезах хорошо визуализируются рентгеноконтрастные включения в виде светло-серых пятен диаметром 1-2 мм. Светло-серые пятна – участки повышенной плотности, образовавшиеся по фукоидам. Также в образце отмечается пиритизация по ходам илоедов, представляющая собой белые пятна меньшего диаметра.



Торец образца



Срез а



Срез б

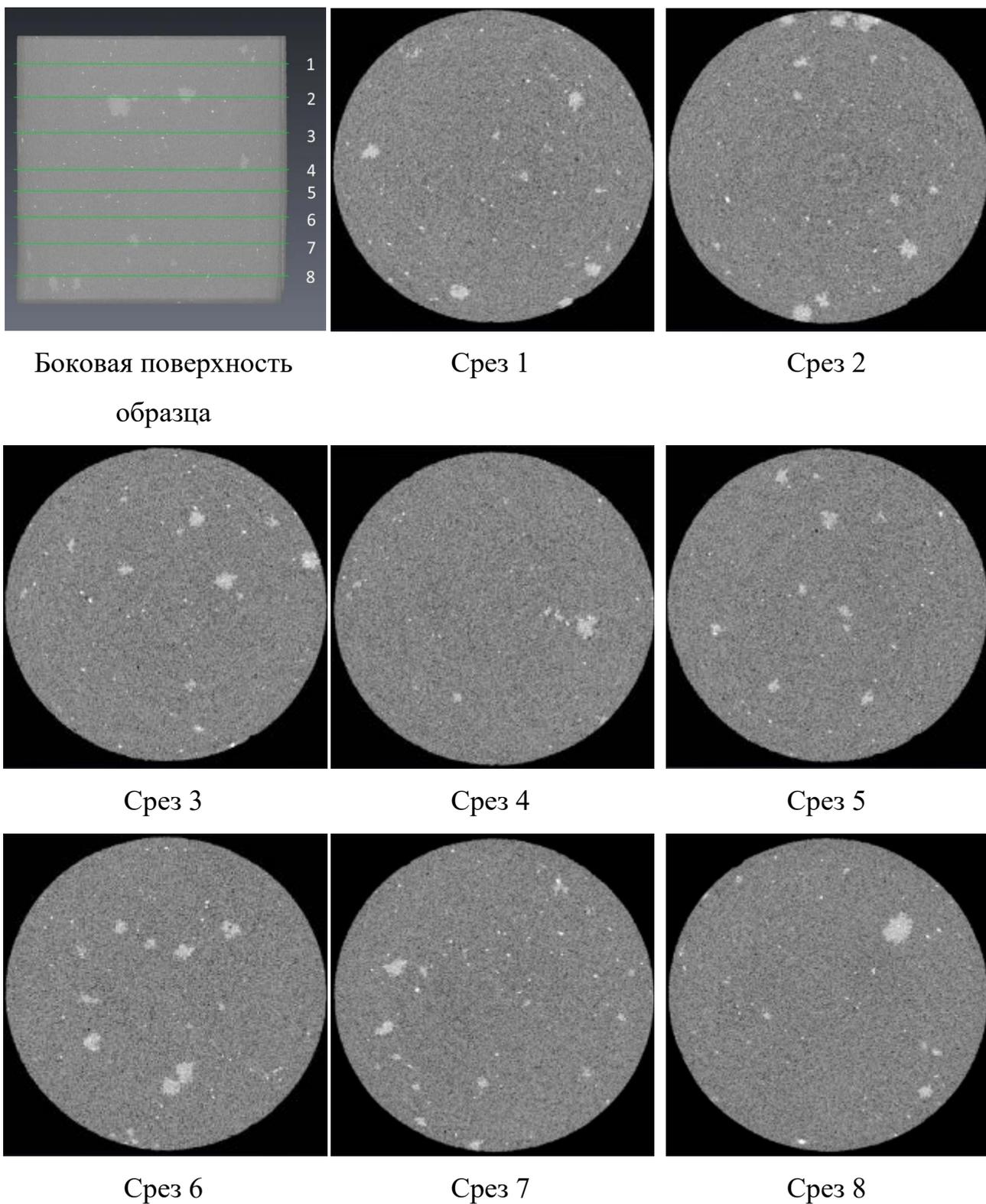


Рис. 3.2.6. 2-D срезы образца №19 (размер 30 мм)

В образце № 19# (5 мм в поперечнике, рис. 3.2.7-3.2.9) межгранулярная пористость, фукоиды и пиритизация по ходам илоедов визуализируются лучше по причине более высокого разрешения изображений.

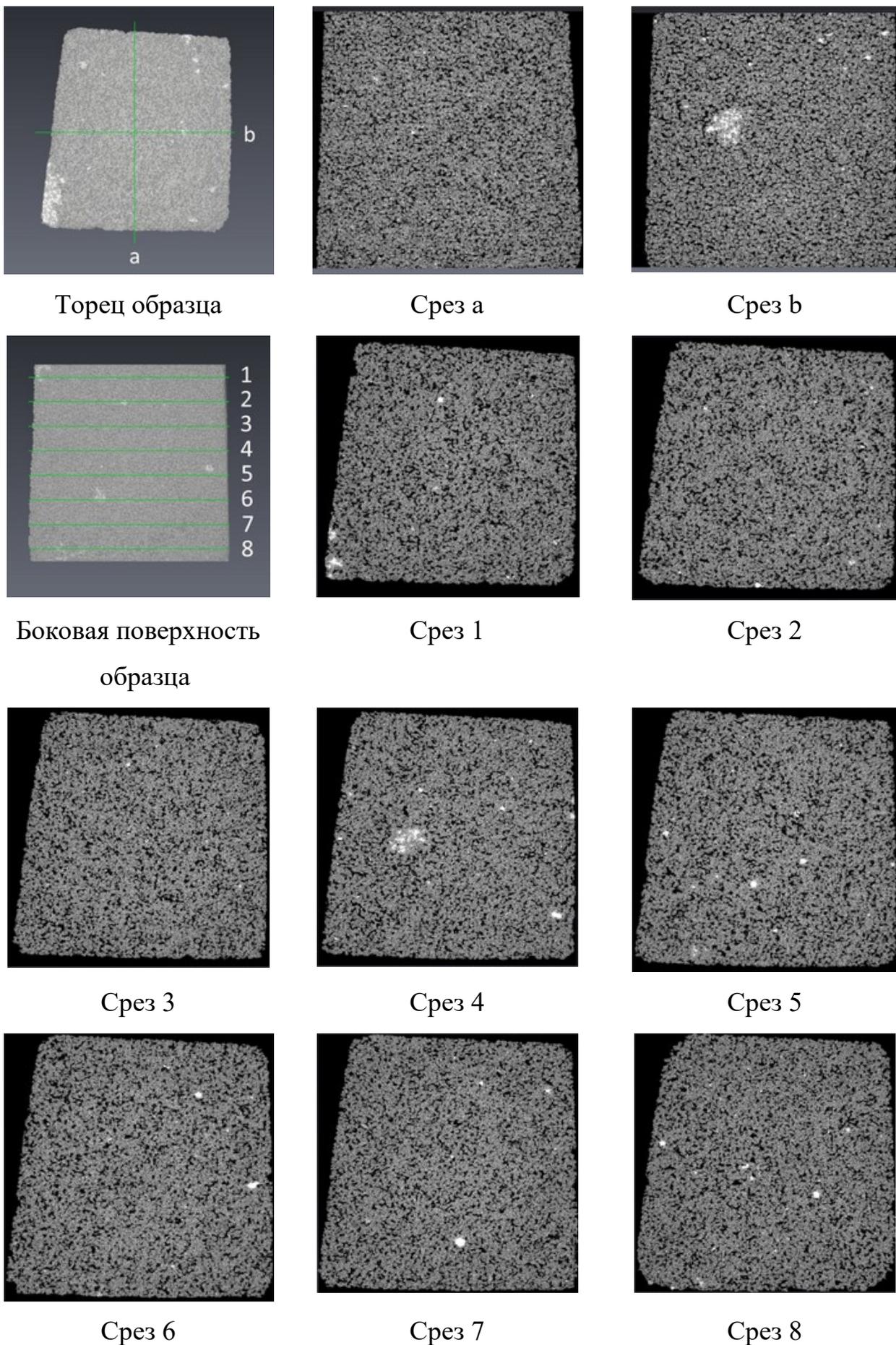


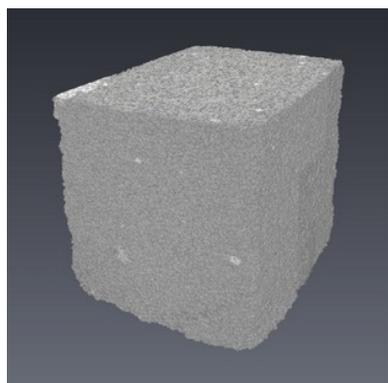
Рис. 3.2.7. 2-D срезы образца №19 (размер 5 мм)



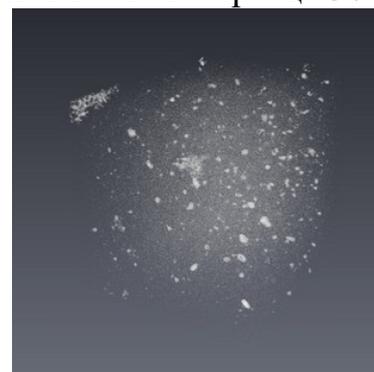
3D-модель образца 30 мм



3D-модель распределения уплотнений в образце 30 мм



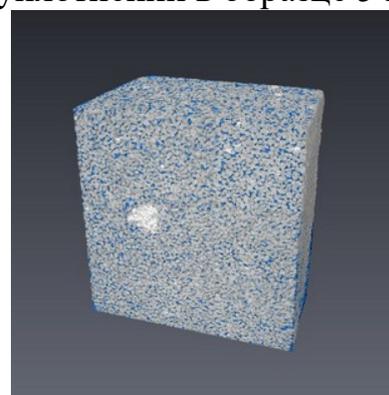
3D-модель образца 5 мм



3D-модель распределения уплотнений в образце 5 мм



3D-модель распределения пустот в образце 5 мм



3D-модель распределения пустот в образце 30 мм

Рис. 3.2.8. Объемные модели каркаса, распределения пор и уплотнений образца №19

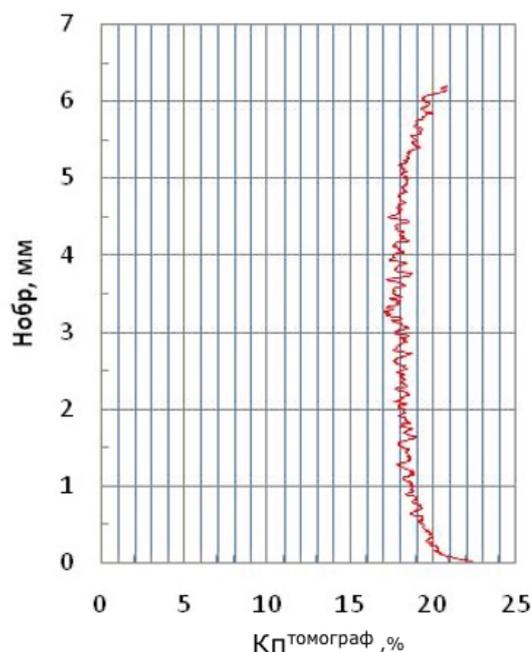
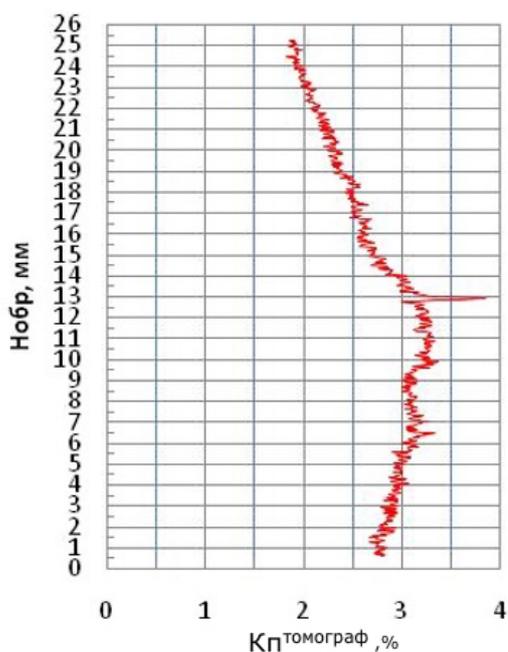
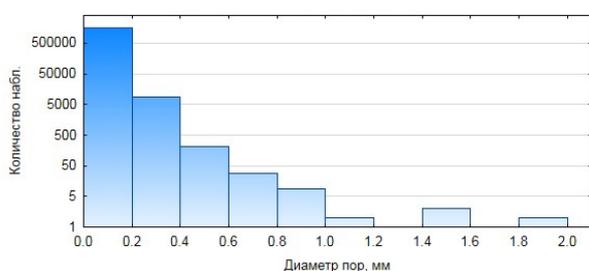


График распределения пористости по высоте образца 30 мм График распределения пористости по высоте образца 5 мм

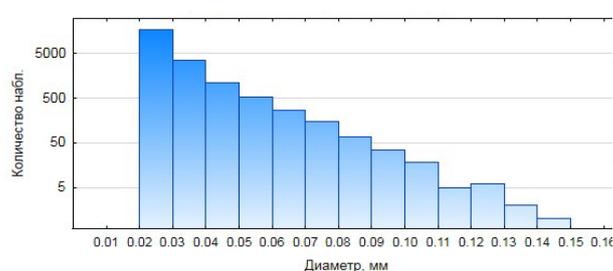
Рис. 3.2.9. Графики распределения пор по высоте в образце №19

Как видно из представленных на рис 3.2.10 результатов исследований керна методом КТ, в образцах диаметром 5 и 10 мм элементы емкостного пространства и рентгеноплотностные неоднородности визуализируются лучше, чем в образцах диаметром 30 мм. Это объясняется более высоким разрешением изображений при КТ образцов меньшего размера. Минимальные размеры объекта, которые удастся выделить при сканировании образцов керна, зависят от габаритов конкретного образца.



Образец №08, 30 мм

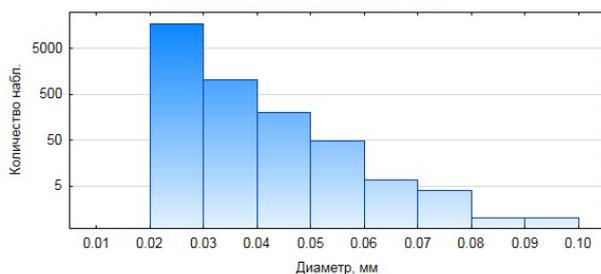
Количество пор = 1654455; Среднее = 0,0584; Ст. откл. = 0,0346; Макс. =



Образец №08, 5 мм

Количество пор = 22402; Среднее = 0,0276; Ст. откл. = 0,0109; Макс. =

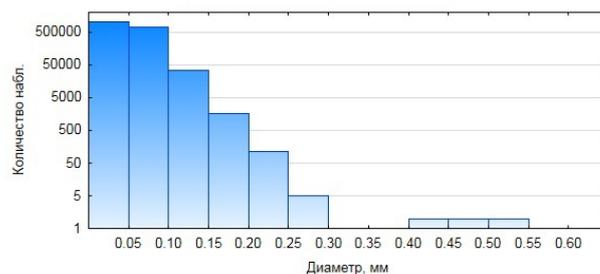
1,8117; Мин. = 0,0311



Образец №19, 30 мм

Количество пор = 18108; Среднее = 0,0231; Ст. откл. = 0,0044; Макс. = 0,0921; Мин. = 0,0215

0,1418; Мин. = 0,0215



Образец №19, 5 мм

Количество пор = 1791420; Среднее = 0,0517; Ст. откл. = 0,018; Макс. = 0,5019; Мин. = 0,0368

Рис. 3.2.10. Графики распределения пор по диаметрам

Из полученных данных следует отметить, что для образцов с диаметром 30 мм, наименьший размер объекта составляет 0,078 мм, для образцов с диаметром 10 мм – 0,037 мм, а для образцов с диаметром 5 мм в поперечнике – 0,022 мм (см. рис. 3.2.10).

3.3. Анализ диаметров пор образцов различных размеров

В целях более детального сравнения структуры порового пространства образцов диаметром 30мм и 5 мм были отдельно исследованы 8 образцов. Исследуемый материал представлен керном терригенного состава. Образцы №1, №2, №3, №4 представлены песчаником алевритистым, средне-мелкозернистым, серым, плотным, равномернозернистым, битуминизированным, с прослоями углистого вещества и пиритизацией. Образцы №5, №6, №7, №8 представлены песчаником алевритистым, средне-мелкозернистым, серым, с темными пятнами пиритизации, плотным, равномернозернистым, битуминизированным.

Были проведены анализы пористости и проницаемости на образцах с использованием газоволюметрического метода с применением порозиметра-пермеметра AP-608. Определение пористости проводилось в соответствии с методикой, описанной в [1].

Исследование керна проводилось в два этапа. На первом этапе проводилось КТ образцов стандартного размера при максимальных значениях разрешения 0,04 мм, с медным фильтром толщиной 0,5 мм. На втором этапе из стандартных образцов были изготовлены образцы в форме параллелепипедов со сторонами 5 мм и проведена съемка с разрешением 0,02 мм, без фильтров. Параметры съемки и результаты исследования пористости и газопроницаемости образцов приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Пористость, проницаемость и параметры КТ исследуемых образцов

Номер образца	K _п по газу, %	K _{пр} , мД	Параметры томографии на образцах 30 мм		Параметры томографии на образцах 5 мм	
			Напряжение, кВ	Сила тока, мА	Напряжение, кВ	Сила тока, мА
№1	20,0	431,9	180	130	100	73
№2	20,3	462,7	180	130	155	103
№3	19,8	438,9	180	130	155	105
№4	19,6	446,4	180	130	145	100
№5	17,6	774,0	180	130	155	108
№6	17,6	718,1	180	130	155	100
№7	17,8	645,1	180	130	155	105
№8	17,2	663,8	180	130	155	103

Результаты, полученные в ходе применения процедуры отсечки в объемной модели пор, демонстрируют неравномерное распределение пор по их усредненным диаметрам. Для большинства стандартных образцов диаметром 30 миллиметров характер распределения пор будет следующим: наибольшее количество пор будет сосредоточено в области наименьших диаметров (рисунок 3.3.1). Эти маленькие диаметры соответствуют размеру одного-двух пикселей, которые, как ранее было показано, часто представляют собой цифровой шум, возникающий в процессе проведения КТ и последующей реконструкции.

После процедуры бинаризации выделенные поры, распределенные в образце, программным способом измеряются и распределяются по объемам. Объем пор (V) рассчитывается по количеству вокселей, составляющих порам и исходя из физического размера вокселя. Тогда с учетом того, что большая часть пор имеют небольшой объем и геометрически близки к кубической форме вокселя, усредненный диаметр (d) может быть рассчитан по формуле:

$$d = \sqrt[3]{V} \quad (3.3.1)$$

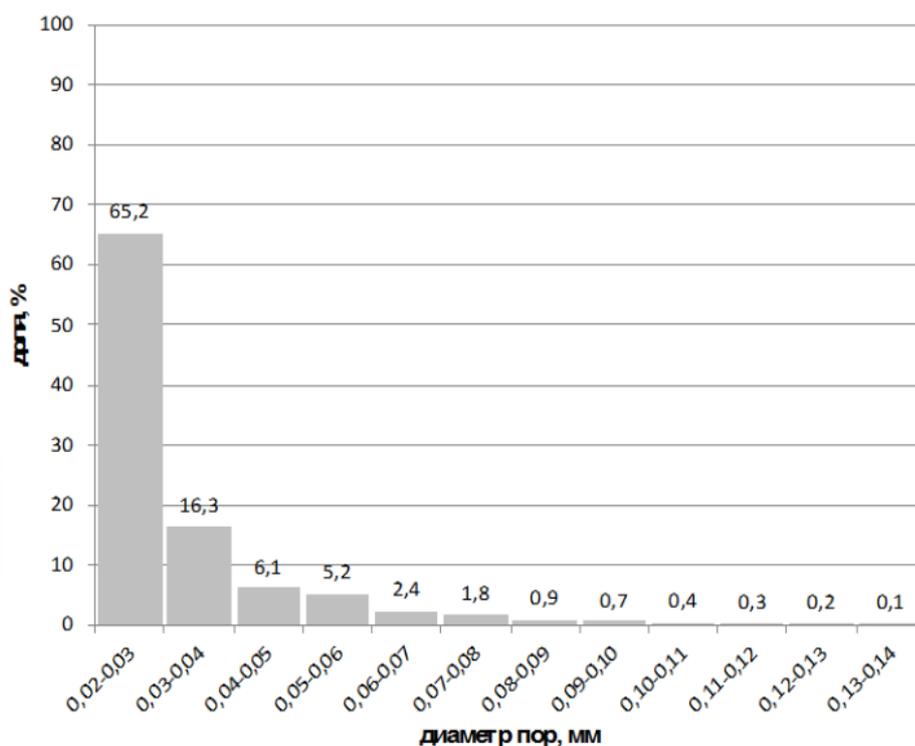


Рис. 3.3.1. Гистограмма средних диаметров пор в образце №4 (диаметром 30 мм) с учетом всех выделенных бинаризацией пор

Для того, чтобы более достоверно установить число мелких пор проведено КТ кубических образцов диаметром 5 мм. Разрешающая способность КТ для таких образцов существенно выше и составляет 0,01 мм. Соответственно относительно рис.6 распределение средних диаметров пор меняется и их модальное значение на гистограмме смещается в стороны более низких значений (рис. 3.3.2).

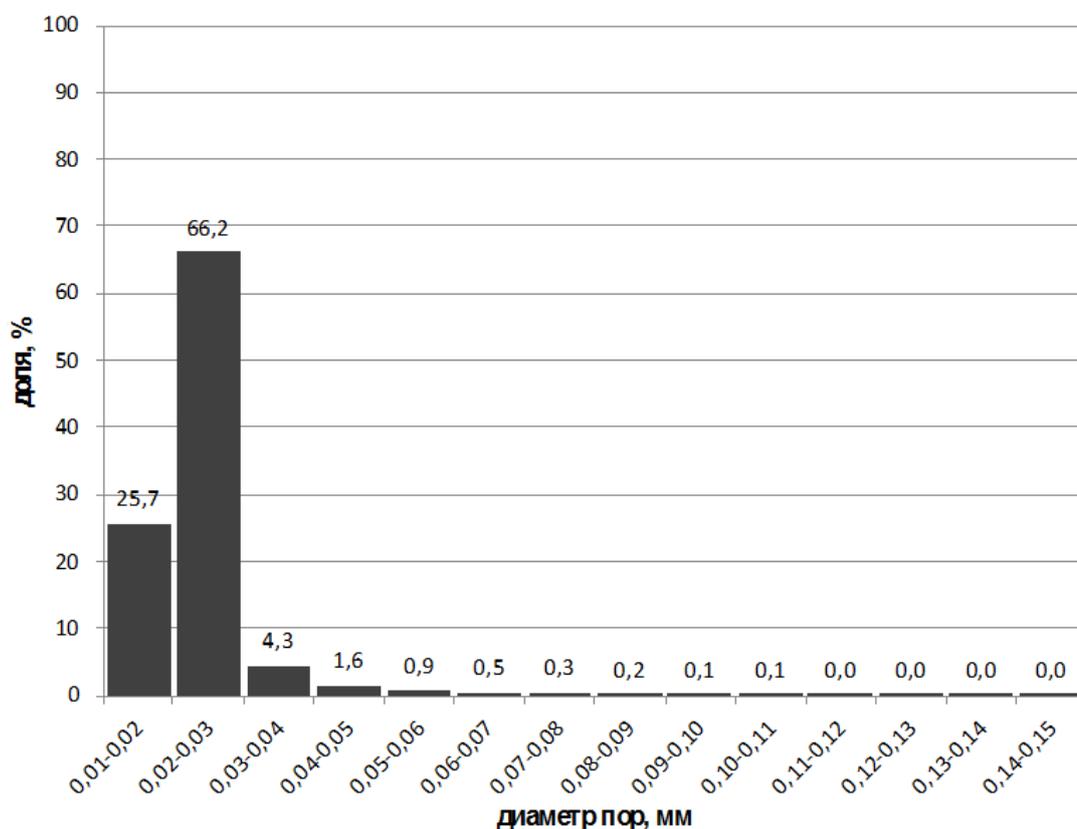


Рис.3.3.2. Гистограмма средних диаметров пор в образце №4 (диаметром 5 мм) с учетом всех выделенных бинаризацией пор

Для более точной оценки распределения средних диаметров пор в образцах, гистограммы были пересчитаны, исключив минимальные значения диаметров, в которых, как уже было отмечено ранее, наблюдается неопределенное количество шума. Минимальные значения были 0,02-0,03 для образцов диаметром 30 мм и 0,01-0,02 для образцов диаметром 5 мм. На каждой из гистограмм представлены распределения для объемных моделей образцов с диаметрами 30 мм и 5 мм (табл. 3.3.2). Важным фактором, позволившим сопоставлять результаты КТ образцов диаметром 30 мм и диаметром 5 мм является проведение процедуры отсечки по методу, описанному ранее (при этом расчет отсечки в гистограммах распределения условной рентгеновской плотности проводился с учетом всех снятых образцов).

Таблица 3.3.2.

Распределение доли усредненных диаметров пор в образцах.

номер образца	диаметр образца, мм	Усредненные диаметры пор, мм											
		0,03-0,04	0,04-0,05	0,05-0,06	0,06-0,07	0,07-0,08	0,08-0,09	0,09-0,10	0,10-0,11	0,11-0,12	0,12-0,13	0,13-0,14	0,14-0,15
1	5	72,6	8,9	5,7	3,3	2,4	1,5	1,5	1,1	0,7	0,5	0,3	0,4
	30	55,9	19,8	8,7	7,9	3,3	2	1,1	0,6	0,3	0,2	0,1	0,1
2	5	54,9	10,4	7,5	5,9	4,3	3,5	3	2	1,8	1,4	1,1	0,9
	30	52,1	18,3	9,2	8,3	3,7	2,8	1,7	1,2	0,8	0,5	0,4	0,3
3	5	71,1	8,5	5,5	3,8	2,8	2,1	1,5	1,1	0,8	0,6	0,5	0,4
	30	48,5	17,8	11,6	7,4	4,4	2,9	2	1,4	1	0,7	0,5	0,4
4	5	77,6	7,4	4,4	3	1,9	1,4	1	0,8	0,6	0,5	0,3	0,3
	30	47	17,7	10,8	8,4	4,4	3,2	2,3	1,6	1,2	0,8	0,6	0,5
5	5	83,3	5,7	3	2,1	1,5	1,2	0,9	0,5	0,6	0,2	0,2	0,3
	30	43,6	16,5	12,5	7,6	5,7	3,9	2,8	2,1	1,5	1	0,8	0,6
6	5	80,8	5,7	3,9	2,5	1,8	1,2	1	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3
	30	36,5	15,8	13,6	7,1	6,4	5	3,8	2,9	2,2	1,6	1,2	0,9
7	5	72,2	7	4,4	3,7	2,6	1,8	1,7	1,2	1,1	0,9	0,6	0,6
	30	45,3	22,6	6,8	6,6	4,4	3,4	2,6	1,9	1,5	1,1	0,9	0,7
8	5	90,3	3,4	1,9	1,2	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
	30	49,4	15,8	12	4,9	4,4	3,1	2,3	1,8	1,3	1	0,8	0,6

По таблице 3.3.2 видно, что доля пор, находящихся в принятом за минимально достоверный диапазоне усредненных диаметров 0,03-0,04 мм больше во всех образцах диаметром 5 мм. Данная разница объясняется более высоким физическим разрешением объемных изображений, при котором количество наименьших различимых пор становится больше. В следующем диапазоне 0,04-0,05 мм, наблюдается обратная картина распределения. Эта особенность может быть объяснена тем, что количество пор этого диаметра уже уверенно определяется при бинаризации как в больших, так и в малых образцах, и, следовательно, количество пор данного диапазона в образцах

стандартного диаметра должно быть больше. Похожее распределение наблюдается и в диапазонах усредненных диаметров от 0,05 до 0,07 мм. Поры наибольших диаметров (0,07-0,08 и больше) занимают наименьшую долю от всех и их распределение в образцах большого и малого диаметра становится более случайным, что объясняется небольшим количеством подобных пор, редко встречающихся в терригенных коллекторах, с их достаточно однородной структурой пористости и сравнительно плотной упаковкой.

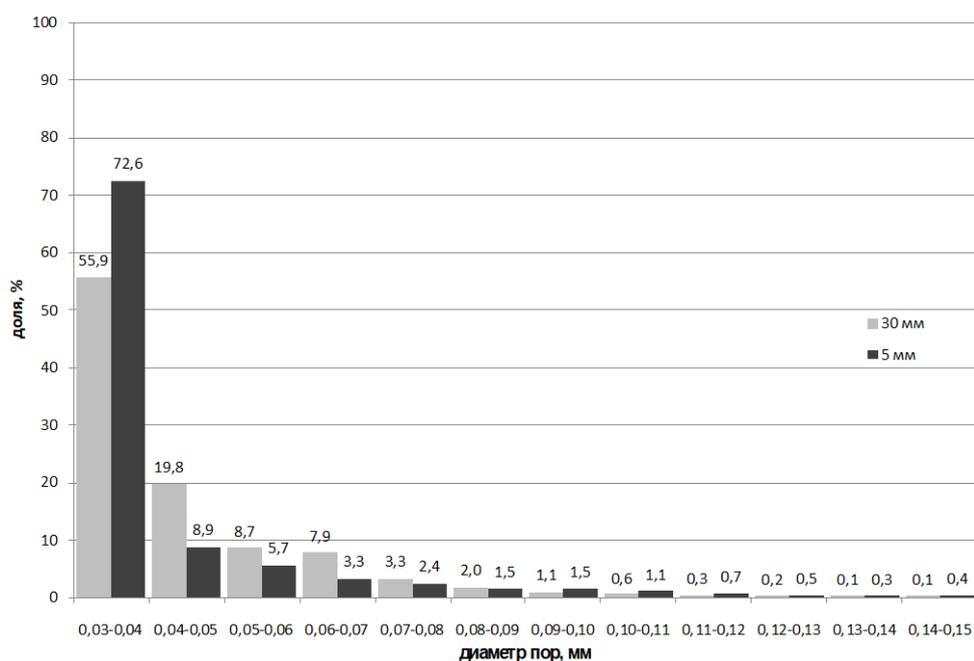


Рис. 3.3.3. Сравнение гистограмм распределения средних диаметров пор в образце №1 (диаметром 5 мм и 30 мм) с учетом коррекции по размеру реально выделяемых диаметров пор

На приведенной на рис. 3.3.3 гистограмме, построенной по данным табл. 3.3.2 для образца №1, визуализировано распределение диаметров. По гистограмме видно, что распределение соответствует теоретическому представлению о возможностях метода при различном физическом разрешении: в образцах небольшого диаметра количество выделяемых пор минимального диаметра больше, чем в образцах стандартного диаметра, в то

же время наиболее крупные поры остаются хорошо видны и в стандартных, и в небольших образцах.

Из проведенных исследований можно сделать вывод, что в образцах диаметром 30 мм не все поры диаметром от 0,03 до 0,04 мм могут быть выделены, причем доля видимых пор несоразмерно ниже, чем на образцах диаметром 5 мм. Однако поры диаметром от 0,04 до 0,09 мм уже можно уверенно идентифицировать на керне диаметром 30 мм, а объемы пористости, оцененные по данным КТ на образцах разных размеров, во многом схожи. Разрешающая способность метода для стандартного керна – 40 мкм (0,04 мм).

3.4. Разработка методики проведения границы отсечки

Описываемый ранее подход, хоть и позволяет выделять поровое пространство керна с достаточной степенью точности, все же не обеспечивается точно обоснованной процедурой, опираясь на визуальный подход в выделении порового пространства по томограммам и форме гистограммы условной рентгеновской плотности. С целью формализации критерия проведения отсечки был проведен вычислительный эксперимент.

За годы практики проведения томографических съемок реальных образцов керна сформировался стандартный алгоритм проведения обработки, включающий: съемку образцов с созданием до 3000 проекций, реконструкцию проекций в 3D-изображение с сохранением исходного разрешения, и дальнейшую обработку, включающую в себя ремасштабирование полученного 3D-изображения. Подробнее процедура была описана ранее.

Вычислительный эксперимент включал в себя следующие стадии:

1. Моделирование фантома (цифровой модели) образца с заранее заданными характеристиками плотности и пористости.

2. Прямая проекция фантома, с соблюдением критериев геометрического подобия (расстояния источник - центр образца, центр образца - детектор) и добавлением Пуассоновского шума к проекционным данным.

3. Реконструкция по проекционным данным с соблюдением критериев геометрического подобия (расстояния источник-центр образца, центр образца - детектор).

4. Ремасштабирование полученных моделей фантомов.

5. Статистический анализ для обоснования методики оценки граничного значения отсечки.

Как ранее упоминалось, гистограммы рентгеновской плотности куба после реконструкции показывают две моды, связанные с воздухом и материалом породы. Левая мода, связанная с воздухом, имеет значение близкое к 0, а правая мода, представляющая скелет породы, находится в диапазоне 30-60. Правая часть гистограммы зависит от таких факторов как размеры зерен, коэффициенты поглощения рентгеновского излучения минералами и структурная однородность образца.

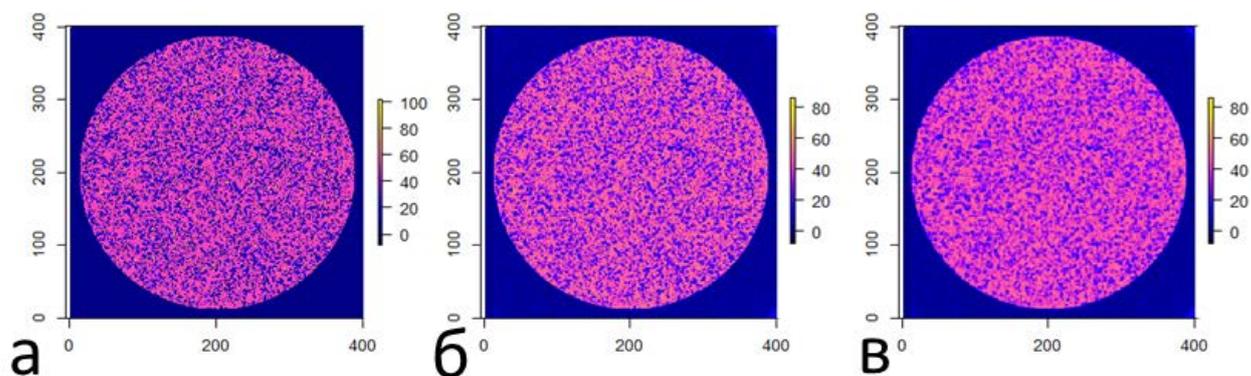
Для моделирования образцов, обладающих подобным типом распределения после процедуры реконструкции были созданы цифровые фантомы образцов с известными характеристиками пористости [113]. Наиболее часто при реконструкциях рентгеновских томографических изображений, для конусного луча (cone beam), применяют метод FDK (Feldkamp, Davis, Kress) [84]. Однако, на практике конкретная реализация данного метода, в различном программном обеспечении может отличаться друг от друга, из-за встроенных в расчетные библиотеки алгоритмов улучшения качества изображений и оптимизации расчетов [105, 62, 128].

Для вычислительного эксперимента была использована библиотека ASTRA v1.9.0.dev11 [61, 60]. Код программы, обеспечивающий выполнение всех этапов вычислит эксперимента, был написан на языке

программирования Python. Параллельно производился расчет основных статистических характеристик в кубах.

Фантом задается кубом размерами $400 \times 400 \times 400$ вокселей, где находится цилиндрический образец с плотностью материала скелета, с распределением рентгеновской плотности, имитирующей реальные образцы. Пористость и распределение пор (пустот) в пространстве фантома моделировалась в виде случайно расположенных пор, состоящих из крупных пор размерами $2 \times 2 \times 2$, $3 \times 3 \times 3$ и $4 \times 4 \times 4$ вокселей и мелких пор размерами $1 \times 1 \times 1$ воксель, при этом соблюдалось процентное преобладание в породе мелких пор от 75-95 %, а соотношение крупных пор задавалось различным процентным соотношением. Диапазон моделируемой пористости находился в диапазоне от 3,5 до 35 %. Такое моделирование приводит к появлению пор различных размеров и конфигураций.

На рисунке 3.4.1 приведены срезы исходной модели фантома, его реконструкции и ремасштабированной реконструкции

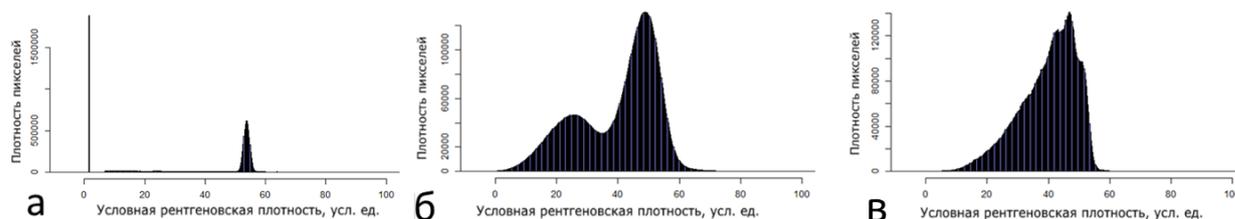


а) исходный фантом; б) реконструированный фантом; в) ремасштабированный фантом

Рис. 3.4.1. Модель и реконструкции фантома с $K_p=0,125$ д.ед. (шкалы условной рентгеновской плотности одинаковы).

После реконструкции соотношение сигнал-шум, для образца становится меньше.

На рис. 3.4.2 приведена гистограмма распределения условной рентгеновской плотности фантома. Первая гистограмма показывает исходное распределение плотности в фантоме, на ней хорошо видны левый пик, соответствующий воздуху, правый пик - основной части скелета и небольшое количество вокселей с другими значениями плотности (рис. 3.4.2а).



а) исходный фантом; б) реконструированный фантом; в) ремасштабированный фантом

Рис. 3.4.2. Гистограммы распределения условной рентгеновской плотности фантома с пористостью 0,125 д.ед.

Для этапа реконструкции имеются две моды в распределении, эти моды дают разделение порового пространства (рис. 3.4.2б). Фактически же распределения после ремасштабирования, не имеют четко выраженной моды порового пространства (рис. 3.4.2в).

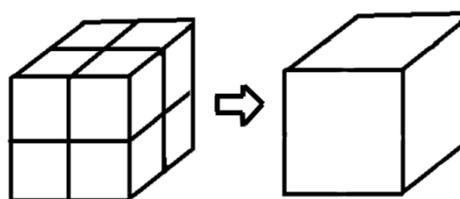


Рис. 3.4.3. Схема усреднения вокселей объемного изображения

Далее полученные фантомы далее подвергались процедуре усреднения, аналогичной той, что проходят образцы при процедуре обработки реальных томограмм. Исходное разрешение реконструированного куба $400 \times 400 \times 400$ вокселей, которое затем уменьшается в 2 раза, до значения $200 \times 200 \times 200$

вокселей, путем усреднения значений рентгеновской плотности по группам из 8 вокселей (рис 3.4.3).

Такая последовательность действий приближает вычислит эксперимент к реальным алгоритмам работы со съемками керн горных пород..

Пустотное пространство ремасштабированного куба реконструкции можно расклассифицировать на группы, используя значения пористости укрупненного вокселя как отношение пустот (количество пустых вокселей) к объему укрупненного вокселя (равное 8 исходных вокселей).

Оценка пористости укрупненного вокселя проводилась согласно классификации укрупненных вокселей по трем классам: класс «пустота», где объем пустот в укрупненном вокселе > 0.5 д.ед; класс «неопределенность», где объем пустот в укрупненном вокселе $= 0.5$ д.ед. и класс «скелет», где объем пустот в укрупненном вокселе < 0.5 д.ед.

После выполнения всех расчетов, по полученным кубам строились гистограммы значений рентгеновской плотности в пределах самого образца и рассчитывались основные статистические характеристики.

Для реконструкции рассчитывалось: D_{gr_fact} - значение рентгеновской плотности, приходящееся на пересечение гистограмм распределений пор и скелета по реконструированному образцу.

Для ремасштабированной модели цилиндрического образца рассчитывались:

D_{super} - медианное значение рентгеновской плотности класса «неопределенность»;

D_{gr_res} - значение рентгеновской плотности, приходящееся на пересечение гистограмм распределений классов «пустота» и «скелет»;

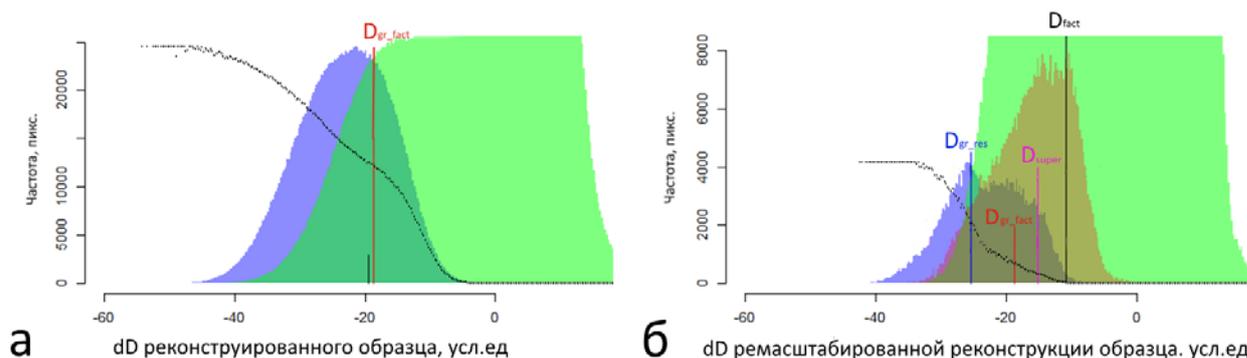
D_q - квантили 75, 80, 95, 99 % в распределении класса «пустота» ремасштабированного куба;

D_{fact} - граничное значение условной рентгеновской плотности, обеспечивающее фактическое значение $K_{\text{П-факт}}$ фантома.

Для устранения влияния общей плотности моделей, в дальнейших расчетах используется разность (dD) между исходным значением плотности в каждом вокселе (D_i) и медианой рентгеновской плотности образца (D_n) ремасштабированного куба.

$$dD = D_i - D_n. \quad (3.4.1)$$

На рис.3.4.4. приведены гистограммы dD .



а) зеленое - плотность, соответствующая скелету «скелет», синее - плотность класса фантома, синее - плотность, «пустота», красное - плотность соответствующая пустотному классу «неопределенность» пространству фантома

Рис. 3.4.4. Гистограммы dD ($K_{\text{П-факт}} = 0,125$ д.ед.)

В результате статистического анализа и сопоставления значений пористости фантома, получаемого при разных «отсечках», установлено, что

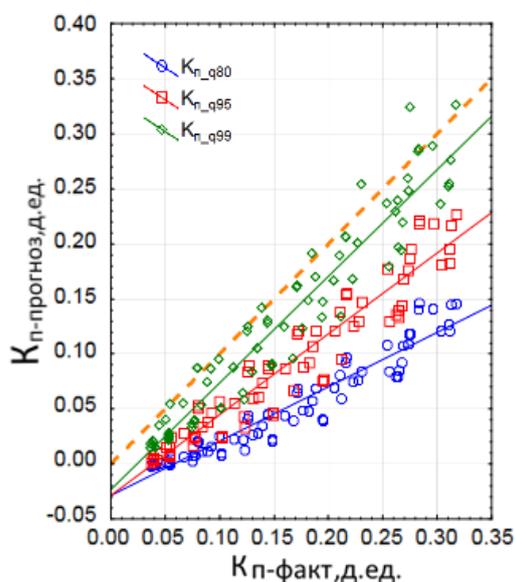
характеристикой, являющейся наилучшей прогнозной характеристикой D_{gr} является 99 % квантиль в распределении «пустота» (D_{q99}) (рис. 3.4.5). что

подтверждается наиболее приближенным к 1,0 угловым коэффициентом в регрессионной зависимости и высоким значением парного коэффициента корреляции $r > 0.95$ ($p < 0.05$).

С помощью регрессионного анализа на данных 124 фантомов, имитирующих структуру порового пространства, была установлена следующая модель прогноза граничного значения («отсечки»):

$$D_{q99} = -34.99 + 50.96 \times (K_{II}^{\Gamma A3})^2 + 2.34 \times (q50 / (q50 - q25)) - 1.29 \times Ek - 2.79 \times (Mean / SD) - 7.21 \times \lg(K_{II}^{\Gamma A3}), (R^2 = 0.974, \text{ скоррект. } R^2 = 0.972) \quad (3.4.2)$$

где E_k – эксцесс образца ; $Mean$ - среднеарифметическое значение условной рентгеновской плотности ремасштабированного куба в пределах цилиндрического образца; SD - среднеквадратическое отклонение условной рентгеновской плотности ремасштабированного куба в пределах цилиндрического образца



$$K_{п_q80} = -0.028 + 0.495 * x, r = 0.964, p < 10^{-5}$$

$$K_{п_q95} = -0.028 + 0.733 * x, r = 0.964, p < 10^{-5}$$

$$K_{п_q99} = -0.023 + 0.969 * x, r = 0.963, p < 10^{-5}$$

Рис. 3.4.5. Корреляционное поле между $K_{п-факт}$ и значениями $K_{п}$ квантилей в распределении пустота

Модель прогноза, специально создавалась на характеристиках не привязанных к абсолютным значениям рентгеновской плотности, т.к. измеряемые значения поглощения рентгеновского излучения могут меняться со временем (из за изменения параметров источника,

смены нитей накала, деградации детектора, и т. д.). При этом процедура калибровки томографа может вносить существенную систематическую погрешность.

При помощи данной зависимости можно оценить значение отсечки D_{gr} , обеспечивающей выделение и визуализацию наиболее достоверно существующего пустотного пространства в ремасштабированном кубе.

Данная формула была проверена на 46 моделях реальных образцов керна. Были использованы образцы керна, представленного терригенными породами месторождений Пермского края. Для всех образцов была определена пористость по методу газовой люметрии, для определения пористости использовался порозиметр-пермеометр AP-608, методика определения пористости соответствовала необходимым отраслевым стандартам [1, 31]

Рентгеновская съемка образцов проводилась при параметрах напряжения 120-180 кВ, силе тока 60-130 мА. Переменные параметры напряжения и тока объясняются техническими особенностями рентгеновской съемки, зависящими от множества факторов, таких как геометрические параметры образца, его плотность и конфигурация положения внутри томографа [41]. Экспозиция кадра во всех случаях составляла 1000 миллисекунд, параметр гейна равен 1, для фильтрации низкоэнергетического излучения использовался медный фильтр толщиной 0,5 мм, количество снимков - 2000.

Реконструкция образцов осуществлялась с помощью проприетарной программы Nikon Metrology CT Pro 3D, подготовка реконструкций в программе Avizo Fire.

Применение на полученных томограммах предложенной модели прогноза значения «отсечки», показало высокую степень соответствия фактическим данным (рис. 3.4.6)

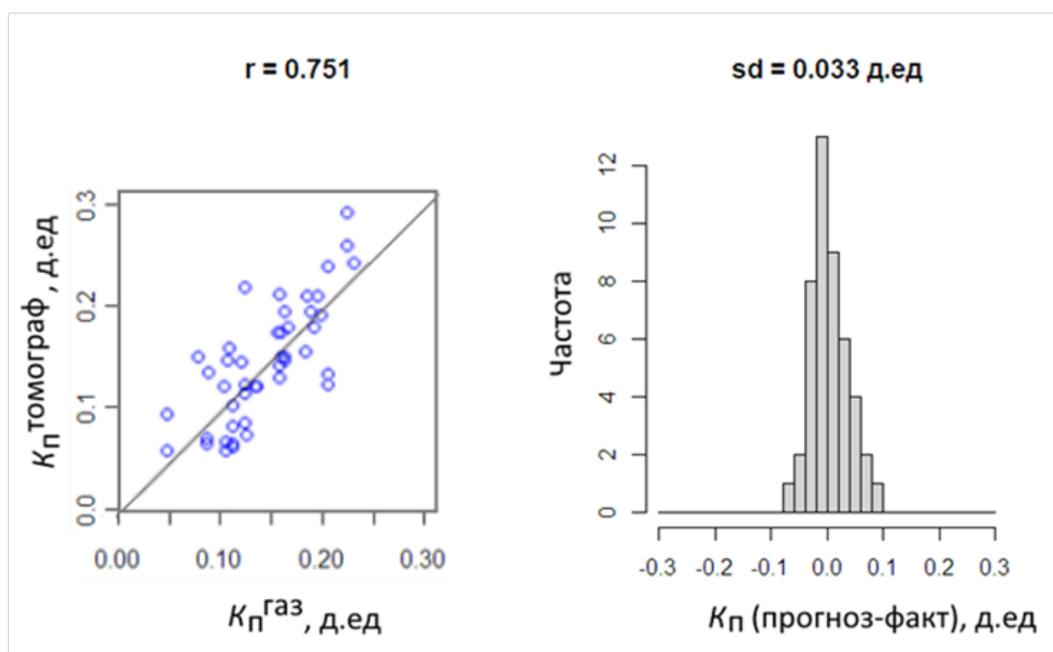


Рис. 3.4.6. Проверка зависимости на 46 моделях реальных образцов (r - коэффициент корреляции, sd - среднеквадратическое отклонение)

Таким образом, для выделения обоснованной границы отсечки (трешхолдинга) может быть рекомендован следующий алгоритм получения граничного значения:

- 1) Исследование пористости образца газоволюметрическим методом и определение значения $K_{П}$ по газу ($K_{П}^{ГАЗ}$).
- 2) Проведение компьютерной рентгеновской томография образца и его реконструкция.
- 3) Получение граничного значения D_{gr} по зависимости.

После этого возможна визуализация и расчеты морфологических характеристик пустотного пространства в объеме образца

Основные выводы по главе 3.

1. Главной проблемой при изучении межзернового типа пористости, характерного для терригенных коллекторов, является небольшой размер пор, частично находящийся вне разрешающей способности метода КТ при съемке керн стандартного размера.

2. Данная проблема может быть решена при использовании расчетного значения отсечки при бинаризации порового пространства, когда части объема образца, расположенной в промежуточном диапазоне распределения яркости присваивается значение поры.

3. Расчетное значение отсечки может быть получено на основании имеющегося замера пористости по данным газоволюметрического метода, при котором учитываются все связанные поры, участвующие в фильтрации. Этот метод был подтвержден путем вычислительного эксперимента с помощью фантомов - предварительно искусственно созданной цифровой модели керн, обладающей известными характеристиками пористости.

4. При помощи полученной зависимости можно оценить значение отсечки, обеспечивающей выделение наиболее достоверно существующего пустотного пространства в ремасштабированном кубе. Установлено, что для проведения отсечки и корректного выделения порового пространства в моделях КТ образцов керн необходимо комплексировать значение пористости в образцах с помощью других методов измерения пористости, наиболее универсальным из которых может быть метод газоволюметрии.

5. Таким образом, можно сделать вывод об эффективности использования разработанной в диссертации процедуры выбора отсечки при КТ стандартных образцов терригенных коллекторов. Предложенный подход позволяет исследовать структуру капиллярных и сверхкапиллярных пор диаметром более 10^{-7} мкм, имеющих определяющее значение при фильтрации флюидов в пласте.

ГЛАВА 4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА КОМПЬЮТЕРНОЙ РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ ПРИ ИЗУЧЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЛИЯНИЯ НА КЕРН РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ

4.1. Обзор применения метода компьютерной рентгеновской томографии при исследовании методов воздействия на горные породы

Технологии воздействия на керн применяются в последние годы достаточно широко. Спектр исследований и целей достаточно разнообразен. Одним из наиболее важных направлений являются технологии по повышению нефтеотдачи пласта. Существует два основных подхода к воздействию на образцы керна с использованием метода КТ.

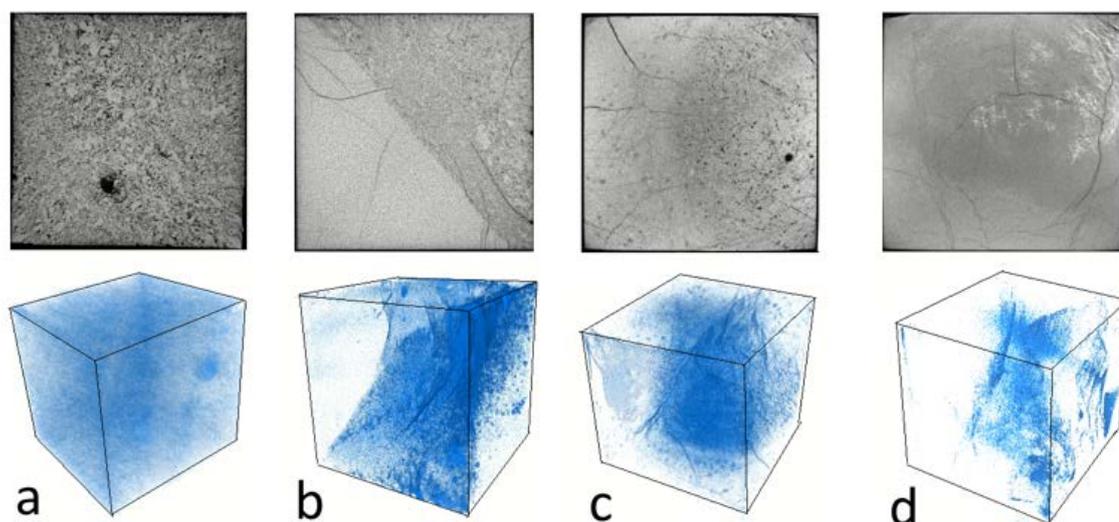


Рис. 4.1.1. Объемные модели инициированных трещин в кубических образцах 4 различных литотипов (a – пористый; b – смешанный; c – кавернозный; d – плотный)

Первая группа методов связана с исследованиями сухого керна без наличия жидких флюидов. Данный метод технически является наиболее простым для проведения исследований, поскольку контраст рентгеновского излучения между пустотным пространством и твердой фазой скелета породы позволяет проводить расчеты объема пористости и трещиноватости. В

рамках изучения воздействия технологии гидроразрыва пласта [11, 86, 34] метод КТ использован при лабораторном моделировании механических воздействий на образцы керна, что позволило получить объемные 3D-модели развития трещин гидроразрыва (рис. 4.1.1).

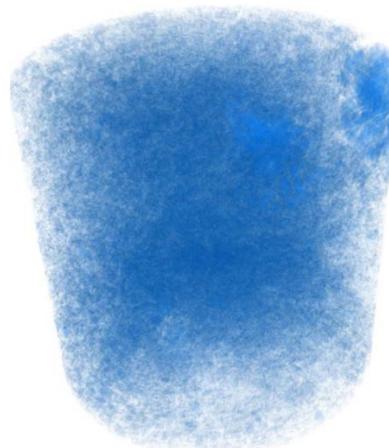
Следующий проект был посвящен предварительной оценке эффективности закачки газа КЦА для повышения нефтеотдачи Кокуйского месторождения и сбора исходной информации для геолого-гидродинамического моделирования. Объектом изучения были образцы карбонатных пород пласта C_{2vr} (ВЗВ4) Мазунинского поднятия Кокуйского месторождения после фильтрации газа КЦА. В процессе работы выполнялась качественная оценка изменения структуры пустотного пространства карбонатных образцов керна методом компьютерной томографии до и после закачки газового агента с высоким содержанием CO_2 .

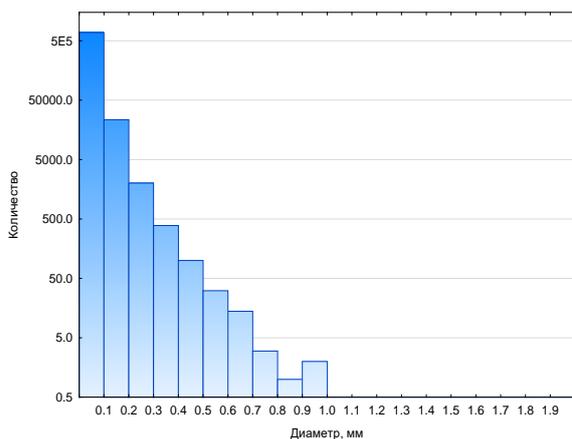
В результате анализа цифровых моделей получены изображения срезов образцов в продольном и поперечном сечениях. Получена визуализация видимого для метода порового пространства образцов керна, измерена пористость, составившая от 4,8 до 15,7% что может отнести образцы к коллекторам средней пористости. Для созданной модели порового пространства построены графики распределения пористости по высоте и гистограммы распределения пор по диаметрам (рис 4.1.2).

До обработки

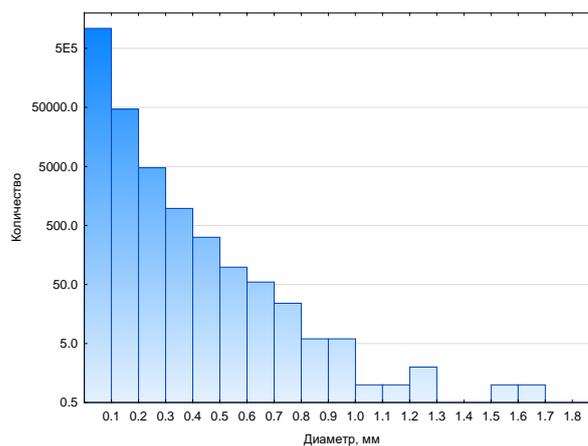


После обработки

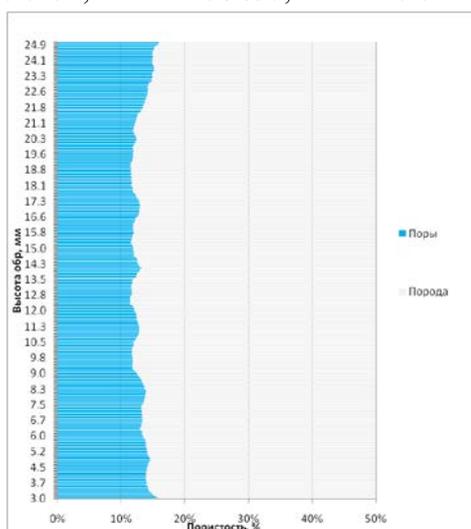




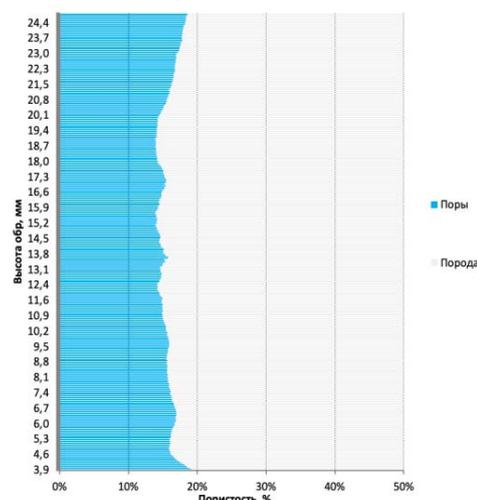
N = 714117; Среднее = 0.0519; Ст. откл. = 0.0234; Макс. = 0.9637; Мин. = 0.0412



N = 1137821; Среднее = 0.0522; Ст. откл. = 0.0279; Макс. = 1.6447; Мин. = 0.0391



$K_{ПТОМГРАФ}=13,36\%$



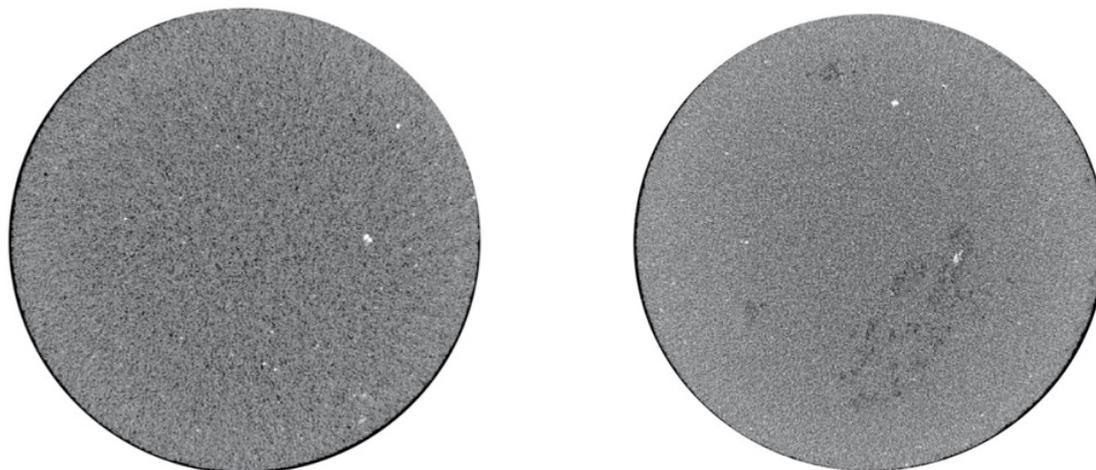
$K_{ПТОМГРАФ}=17,20\%$

Рис. 4.1.2. Результаты анализа рентгентомографических исследований образца керна до и после фильтрации газа КЦА

Выполненные работы показали, что при повторном КТ наблюдалось увеличение коэффициента пористости по КТ в среднем на 1,39%. Вместе с тем, визуально существенного изменения пористости на образцах не отмечено, исключением могут быть те поры, которые находятся на краевых участках образцов, что отражено на вертикальных диаграммах.

Следующим перспективным направлением применения КТ является исследование эффективности создаваемых полимеров, применяемых при контроле эффективности технологий снижения обводненности нефтяных пластов. В рамках исследования эффективности рецептуры предварительно

сшитых гелей (preformed particle gel – PPG) применен метод компьютерной рентгеновской томографии (рис. 4.1.3). При этом на стадии синтеза геля в него вводилось рентгеноконтрастное вещество (иодид натрия), что позволило визуализировать степень колюматации пустотного пространства при фильтрационных испытаниях гелей разных рецептур [10].

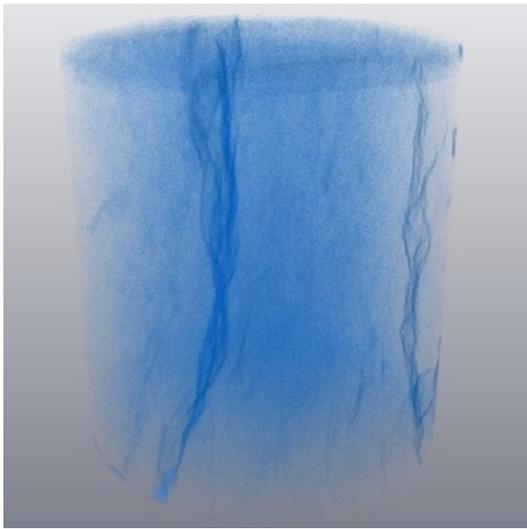


а) Срез образца до заполнения гелем б) Срез образца после заполнения гелем

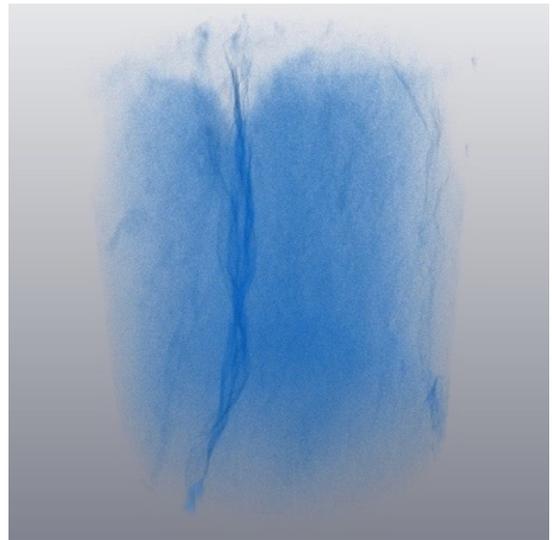
Рис. 4.1.3. Томограммы образца керна при тестировании технологии PPG в сухом состоянии (а) и после закачки реагента (б)

Еще одной работой было исследование образцов керна, выполнявшееся в рамках исследований по разработке и лабораторному тестированию технологических жидкостей для глушения и интенсификации скважин. Керна был представлен образцами порового терригенного литологического состава, принадлежащий к туронской и сенманской газовым залежам Южно-Русского месторождения (ЯНАО).

Проведенные работы показали эффективность метода в оценке результатов использования различных типов составов жидкостей глушения, поскольку позволял визуализировать степень заполнения порового пространства и оценить глубину проникновения составов (рис. 4.1.4).



а) Образец до заполнения составом



б) Образец после заполнения
составом

Рис. 4.1.4. Объемные модели образца до закачки жидкости глушения (а) и после закачки жидкости (б)

4.2. Изучение результатов кислотных обработок керна

Исследования, выполняемые в ПНИПУ, заключались в разработке формул и методов проведения химической обработки с использованием соляной кислоты (СКО). В рамках этих работ проводились рентгентомографические анализы образцов керна до и после применения СКО.

Выполненный анализ эффективности концентрации и скорости закачки кислотных составов НПС-К, ФЛАКСОКОР-210, КСПЭО-2, ДН-9010 был призван визуализировать процесс образования червоточин и оценить эффективность ГТМ. Керновый материал был представлен образцами проницаемого каверново-пористого и слабопроницаемого плотного пористого известняка и доломита башкирских пластов Уньвинского, Сибирского, им. Сухарева, Гагаринского, Маговского, Озерного и Юрчукского месторождений

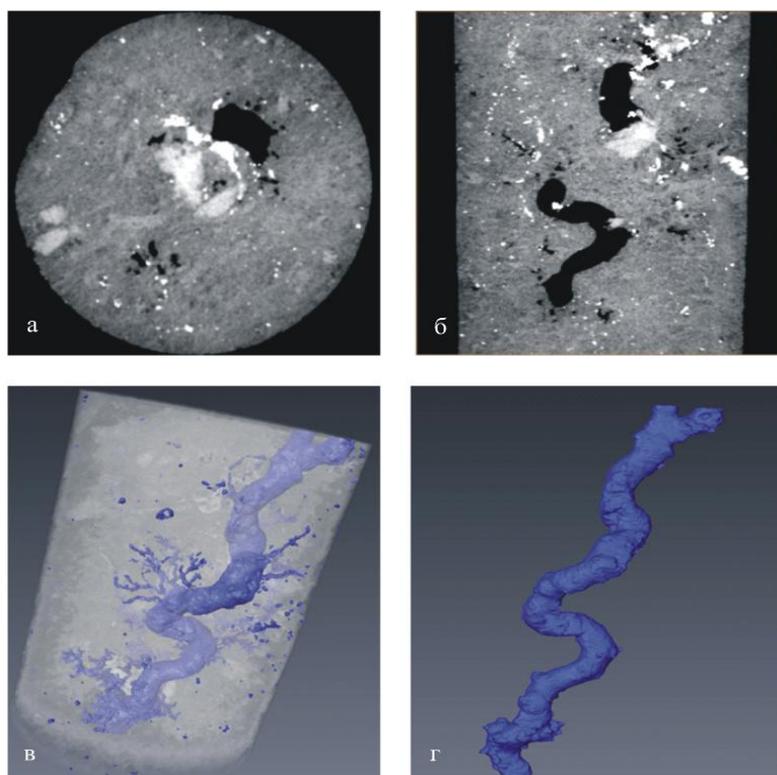
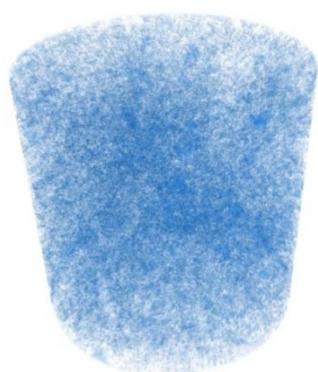


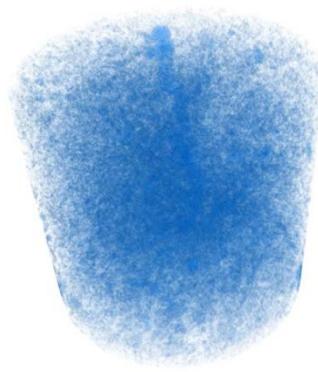
Рис. 4.2.1. Стандартный образец после соляно-кислотной обработки

(а – продольный срез, б – поперечный срез, в – объемный вид образца с «червоточиной», г – объемный вид канала)

Визуализация полученных каналов (рис. 4.2.1) позволила наглядно оценить эффективность разработанных кислот и провести дополнительный лабораторный контроль испытаний.



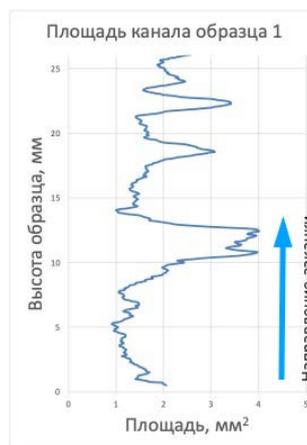
Модель порового пространства до воздействия



Модель порового пространства после воздействия



Модель канала



Гистограмма изменения площади канала по высоте

Рис. 4.2.2. Результаты анализа рентгеномографических исследований образца №1 (Rex2, нефтенасыщенный образец)

Другой проект по исследованию результатов кислотных обработок представлял собой изучение 4 образцов керна продуктивной части Приразломного месторождения, до и после воздействия кислотных составов Rex и Rex2, при проведении фильтрационных лабораторных испытаний.

Кислотный состав Rex – является адаптированной кислотной системой к пластовому флюиду с контролем Fe+3 2000ppm.

Кислотный состав Rex2 – самоотклоняющийся кислотный состав на основе бесполимерного загеливателя с контролем Fe+3 2000ppm.

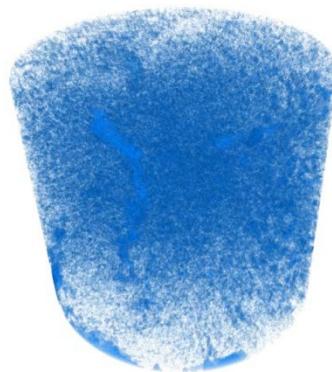
Образец №1 – нефтенасыщенный образец (добывающая скважина), проходил испытания по закачке самоотклоняющегося кислотного состава Rex2, при температуре пласта 58°C с поддержанием порового давления 13,7 Мпа (рис. 4.2.2).

Образец №4 – нефтенасыщенный образец (добывающая скважина), проходил испытания по закачке адаптированного кислотного состава Rex,

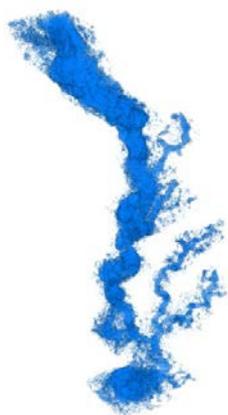
при температуре пласта 58°C с поддержанием порового давления 13,7 Мпа (рис.4.2.3).



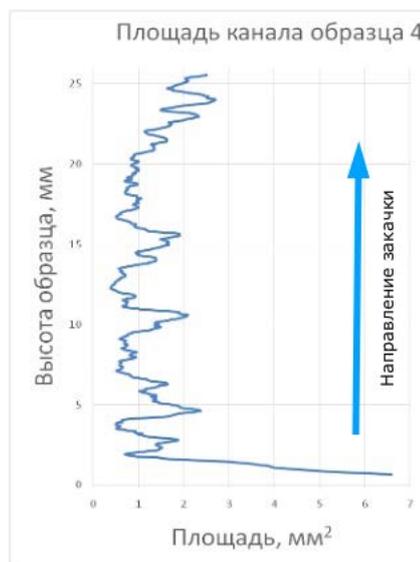
Модель порового пространства до воздействия



Модель порового пространства после воздействия



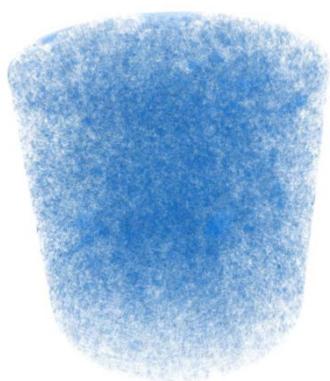
Модель канала



Гистограмма изменения площади канала по высоте

Рис. 4.2.3. Результаты анализа рентгеномографических исследований образца №4 (Rex, нефтенасыщенный образец)

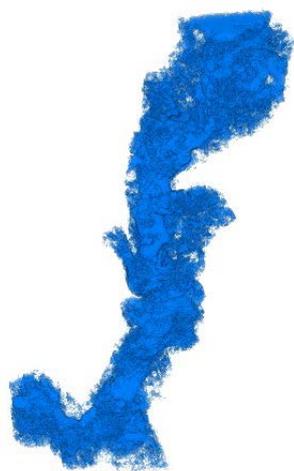
Образец №5 – водонасыщенный образец (нагнетательная скважина), проходил испытания по закачке самоотклоняющегося кислотного состава Rex2, при температуре пласта 35°C с поддержанием порового давления 24,7 Мпа (рис.4.2.4).



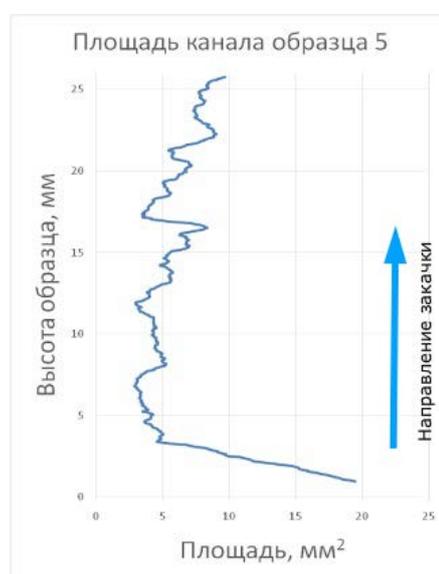
Модель порового пространства
до воздействия



Модель порового пространства
после воздействия



Модель канала



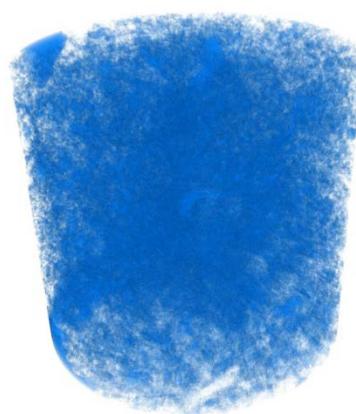
Гистограмма изменения
площади канала по высоте

Рис. 4.2.4. Результаты анализа рентгеномографических исследований образца №5 (Rex2, водонасыщенный образец)

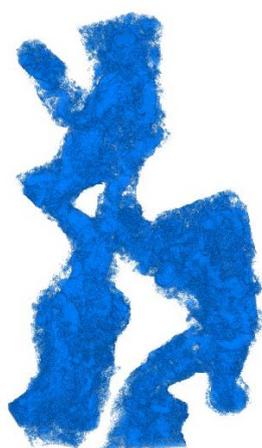
Образец №6 – водонасыщенный образец (нагнетательная скважина), проходил испытания по закачке адаптированного кислотного состава Rex, при температуре пласта 35°C с поддержанием порового давления 24,7 Мпа (рис.4.2.5).



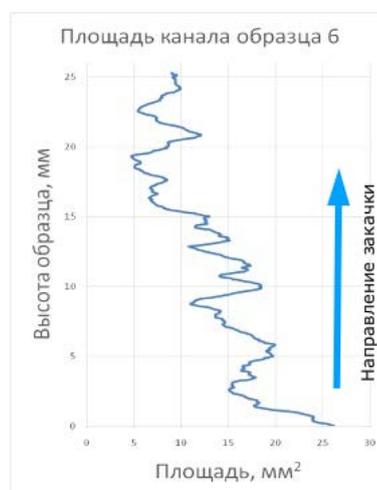
Модель порового пространства до воздействия



Модель порового пространства после воздействия



Модель канала



Гистограмма изменения площади канала по высоте

Рис. 4.2.5. Результаты анализа рентгеномографических исследований образца №6 (Рex, водонасыщенный образец)

Количественные измерения коэффициента пористости по КТ ($K_{п}^T$), приведены в таблице 4.2.1. К измеренным количественным характеристикам относятся такие показатели, как $K_{п}^T$ до испытаний, $K_{п}^T$ после испытаний, объем (V) канала, максимальный диаметр канала (D канала max) и минимальный диаметр канала (D канала min). Измерение объемов и диаметров проводились по результатам ручной обработки бинаризованных моделей с помощью встроенных инструментов программы Avizo.

Табл. 4.2.1. Результаты измерения порового пространства

Образец №	$K_{п}^T$, % (до)	$K_{п}^T$, % (после)	Рост пористости после воздействия, п.п.	V канала, мм ³	D канал a max, мм	D канал a min, мм
№1 Rex2 нефтенас	10.36	12.46	2.1	48.49	2.4	1.39
№4 Rex нефтенас	9.47	11.14	1.67	33.05	2.08	0.66
№5 Rex2 водонас	11.84	18.70	6.86	151.90	3.06	1.59
№6 Rex водонас	13.69	18.84	5.15	325.15	3.49	0.84

В результате воздействия кислотных составов Rex и Rex2 во всех образцах сформировались сквозные каналы различной формы. Каналы обладают различной формой от относительно прямой и слаборазветвленной (образец 1) до сильно извилистой и состоящей из нескольких стволов (образец 6). Объем каналов, образованных в образцах, существенно различается. В образцах №1 и №4 объем каналов сопоставим, в образцах №5 и №6 объем существенно больше. Вместе с тем заметно, что коэффициент пористости во всех случаях до и после воздействия вырос достаточно заметно, от 1.67 до 6.86 п.п., что можно объяснить увеличением объема и связности порового пространства не только в самих каналах, но и вне пространства каналов. Таки образом можно сделать вывод об эффективности примененных составов в рамках проведенных экспериментов.

4.3. Изучение флюидонасыщенности керн

Следующая группа исследований включает в себя исследования керн, насыщенного одной или несколькими жидкими фазами. Данная группа методов позволяет визуализировать, например, распределение флюидов при определении фазовых проницаемостей и характера распределения остаточной водонасыщенности.

В рамках исследований смачиваемости флюидонасыщенных образцов визейских песчаников Сибирского, Шершневого и Уньвинского

месторождений [20], разработан метод определения гидрофобности керна, на который в соавторстве получен патент [35]. Суть метода заключается в том, что некоторые коллектора, обладающие существенной гидрофобностью, не пропускают часть флюида, оставляя визуально видимые на томограммах незаполненные флюидом участки (рис. 4.3.1). Степень заполненности участков флюидом может быть основой для классификации образцов по степени смачиваемости [11].

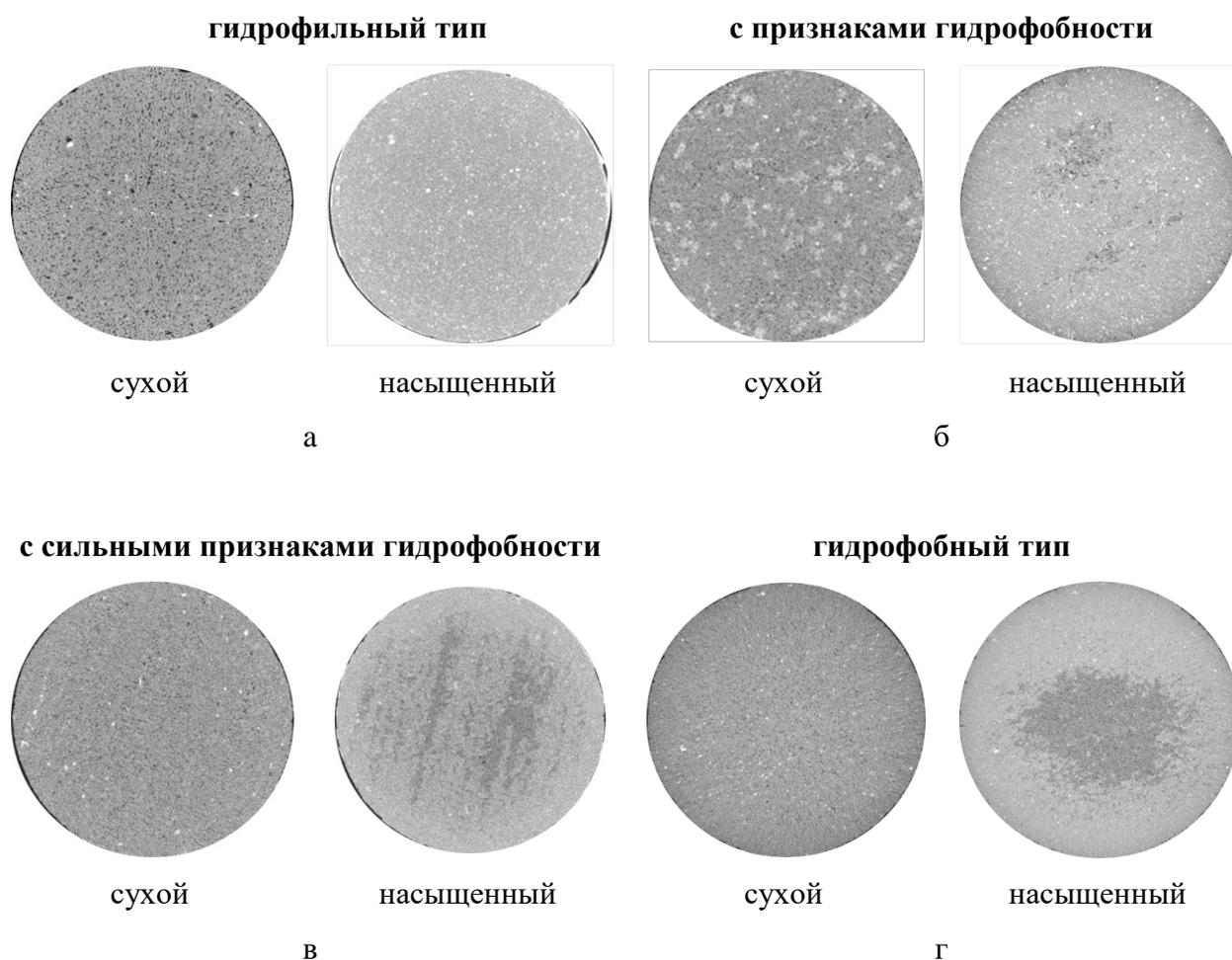


Рис. 4.3.1. Классификация образцов по степени смачиваемости.

Определяется показатель пропитки по следующей формуле:

$$K_{\text{проп}} = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \times 100\% \quad (4.3.1).$$

По полученному значению показателя пропитки судят о смачиваемости зерна, посредством установления категории его гидрофильности или гидрофобности, исходя из следующих условий:

- $K_{\text{проп}}$ более 90% - образец относится к гидрофильным;
- $K_{\text{проп}}$ в диапазоне от 90 до 50% - образец с признаками гидрофобности;
- $K_{\text{проп}}$ в диапазоне от 50 до 10% – образец преимущественно гидрофобный;
- $K_{\text{проп}}$ менее 10% - образец гидрофобный.

Основными характеристиками флюидонасыщения зерна являются остаточная водонасыщенность ($K_{\text{ОВ}}$) и начальная нефтенасыщенность ($K_{\text{Н}}$).

Изучение насыщенности пород-коллекторов флюидами с применением метода КТ ограничено высокой проникающей способностью рентгеновских лучей для большинства флюидов, включая четырехнормальный раствор NaCl, который часто используется для насыщения зерна в лабораторных исследованиях. Для улучшения эффективности КТ были проведены экспериментальные работы по использованию растворов, способных придать модели пластовой воды в зерне рентгеноконтрастные свойства. [65, 69].

Для изучения характера распределения объемов остаточной воды и нефти и определения их соотношений был использован метод КТ. Эксперименты были проведены последовательно на трех типах образцов: сухом образце, образце с полной насыщенностью водой и образце с остаточной водонасыщенностью. Моделирование остаточной водонасыщенности осуществлялось с использованием метода полупроницаемой мембраны при избыточном давлении 1,2 МПа согласно методике [2]. Для имитации пластовой воды были применены следующие рентгеноконтрастные растворы: NaI (200 г/л), CsNO₃ (200 г/л), LiBr (1500 г/л), LaCl₃×3H₂O (100 г/л). В качестве контрольного варианта использовался

четырёхнормальный раствор NaCl, не обладающий рентгеноконтрастностью, но используемый в качестве модели пластовой воды при петрофизических исследованиях.

Методика исследований сводилась к следующему:

- сканирование высушенного образца,
- насыщение образца рентгеноконтрастным раствором под вакуумом,
- сканирование насыщенного раствором рентгеноконтрастным раствором,
- моделирование остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны,
- сканирование образцов с остаточной водонасыщенностью.

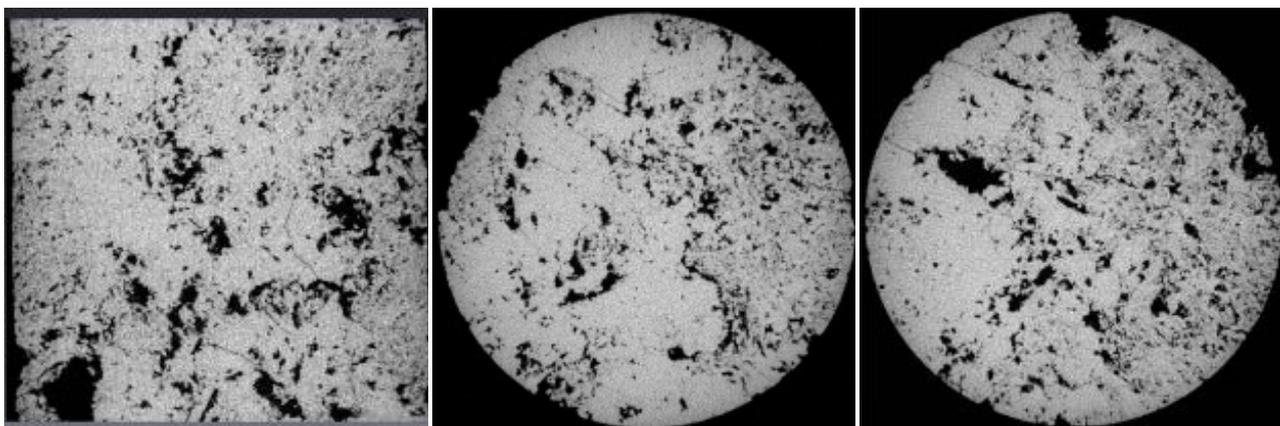
Результаты сканирования образцов, насыщенных опытными растворами представлены в таблице 4.3.1. Из таблицы видно, что по изменению коэффициента пористости можно косвенно оценить флюидонасыщенность образцов.

Для оценки объемов остаточной воды и нефти, а также распределения флюида в образце, использовался метод бинаризации 3D-модели с пороговой обработкой в программе Avizo Fire 7.0. Разница между объемами пустот в сухом и водонасыщенном образцах позволяла определить коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{ОВ}$) в случаях с неоднородной рентгеноконтрастностью остаточной воды. Результаты показали, что водные растворы иодида натрия NaI и хлорида лантана $LaCl_3 \times 3H_2O$ обладают высокой контрастностью при рентгеновском излучении.

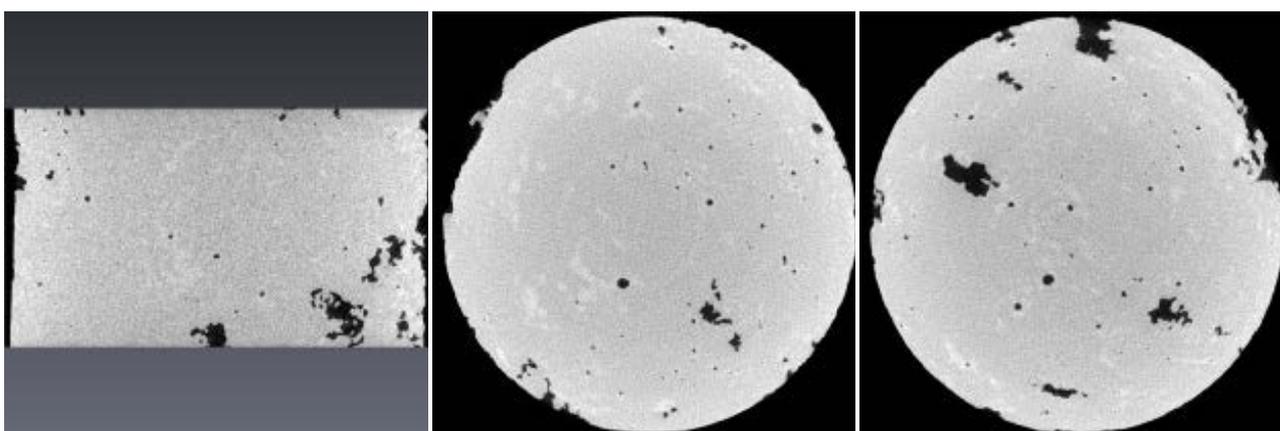
На изображениях 2D-срезов и объемных моделях образцов кернa, насыщенных растворами иодида натрия в концентрации 200 г/л и хлорида лантана в концентрации 100 г/л, представленных на рисунках 4.3.2 и 4.3.3 соответственно, наблюдается, что насыщающие растворы выделяются как области повышенной рентгеновской плотности (показаны белым цветом),

которая равна или даже превышает плотность минерального скелета. Это позволило сформировать 3D-модели распределения начальной нефтенасыщенности (области оранжевого цвета) и провести расчет изменений коэффициента остаточной водонасыщенности по данным компьютерной рентгеновской томографии $K_{OV}^{ТОМОГРАФ}$ в разных участках образца. В результате было выявлено, что крупные поры, трещины и каверны практически не содержат остаточной воды, в то время как она всегда присутствует в мельчайших порах.

До насыщения



Насыщенный 100%



С остаточной водой

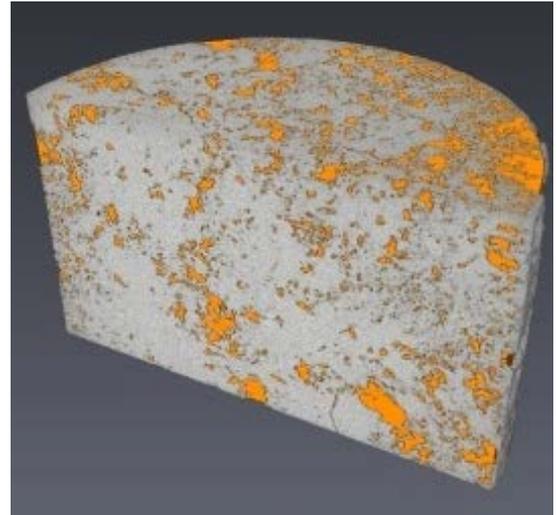
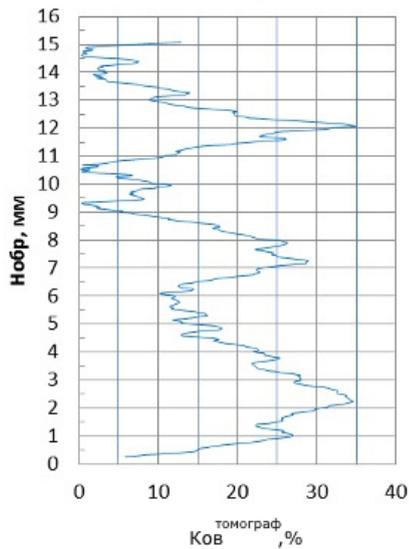
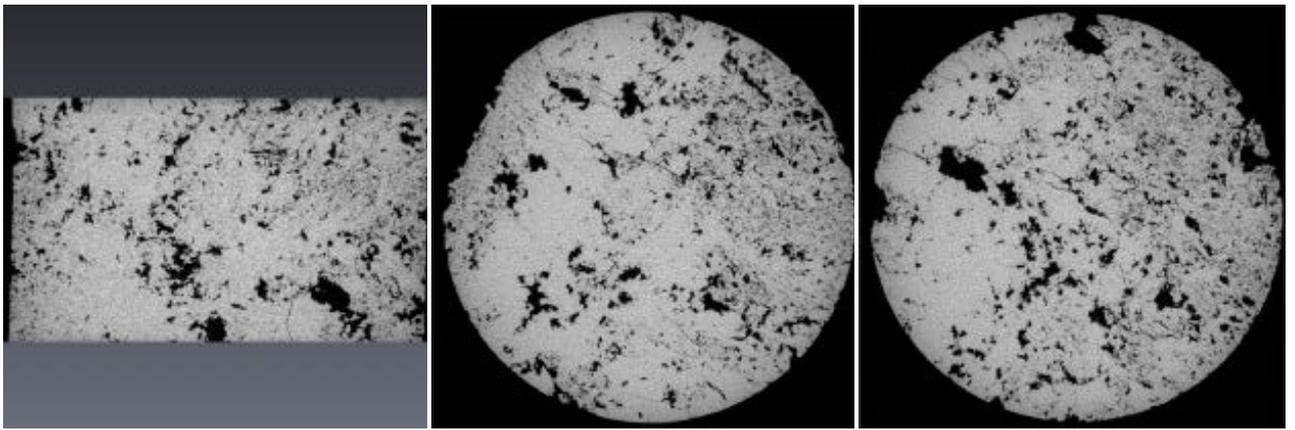


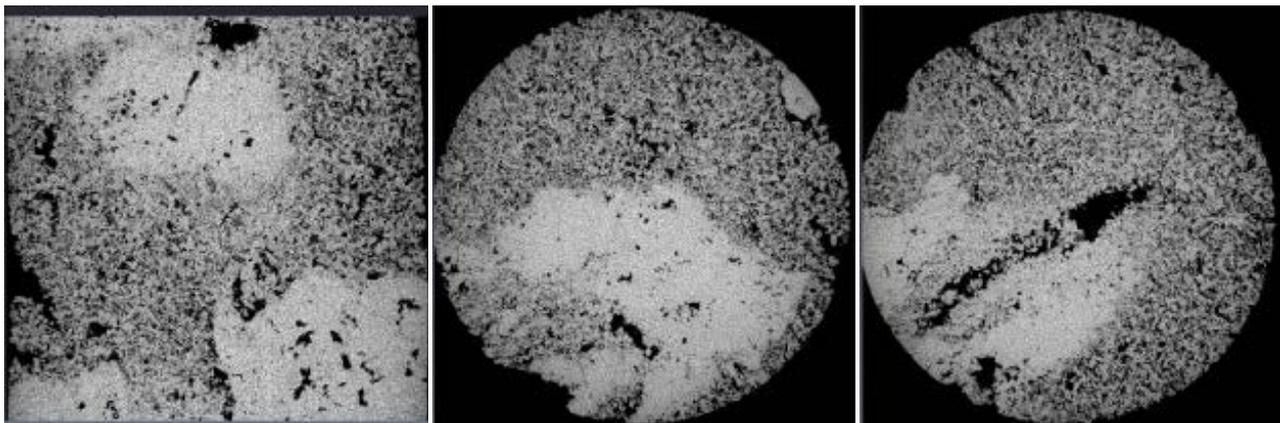
График распределения остаточной
водонасыщенности по высоте
образца

3D-модель распределения начальной
нефтенасыщенности

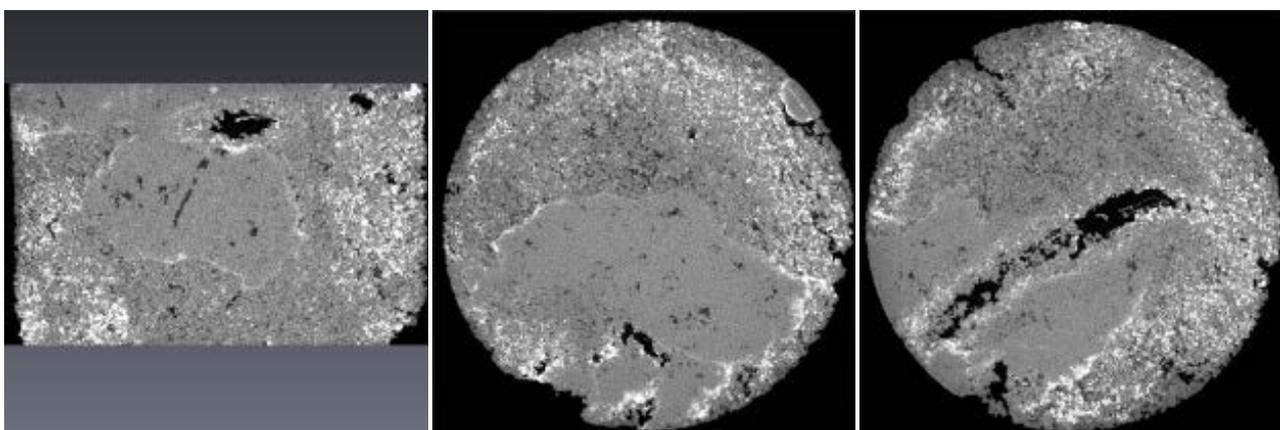
Рис. 4.3.2 Результаты рентгентомографии образцов керна диаметром 30 мм насыщенных рентгеноконтрастным раствором NaI

Раствор NaI, в связи с тем, что его рентгеновская плотность почти равна плотности минерального скелета породы, позволяет оценить объем, занимаемый нефтью (см. рис. 4.2.1). Таким образом, при использовании NaI для оценки $K_{ОВ}$ необходимо использовать совместно результаты сканирования сухого образца и с остаточной водой.

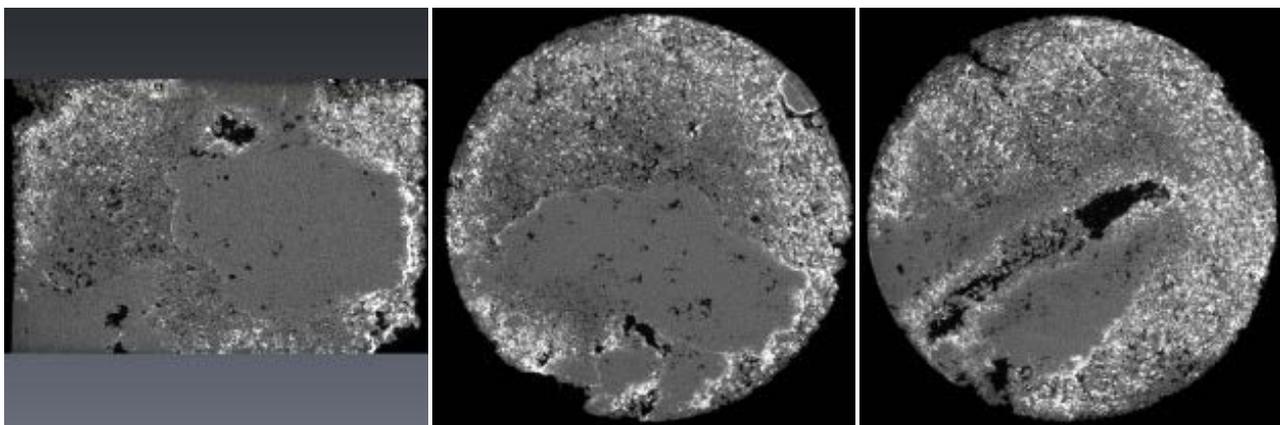
До насыщения



Насыщенный 100%



С остаточной водой



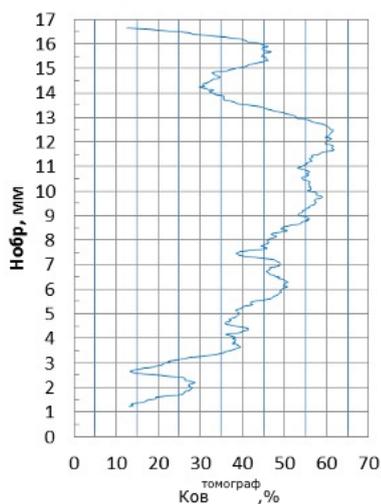


График распределения остаточной водонасыщенности по высоте образца

3D-модель распределения начальной нефтенасыщенности

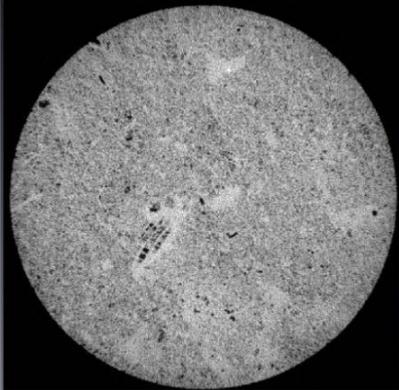
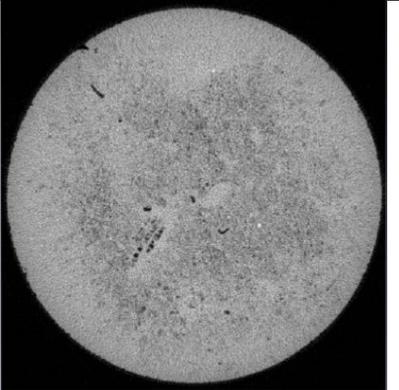
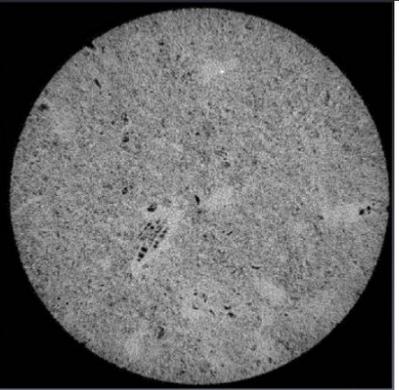
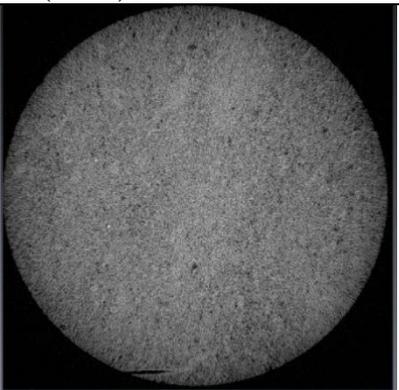
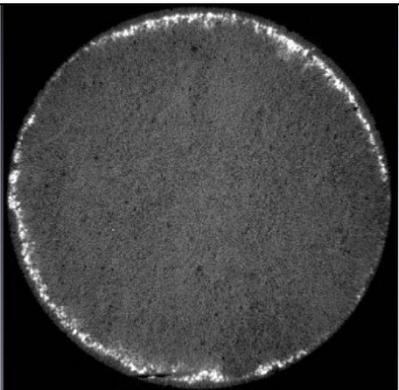
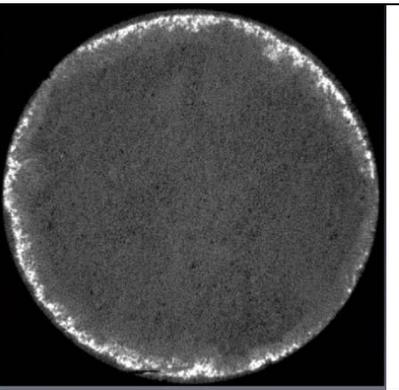
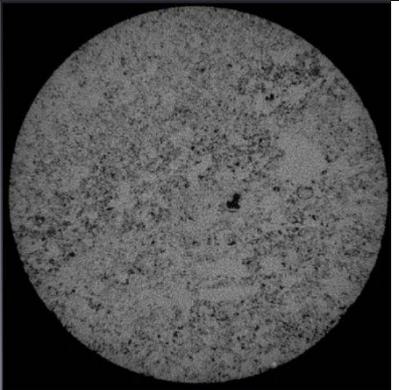
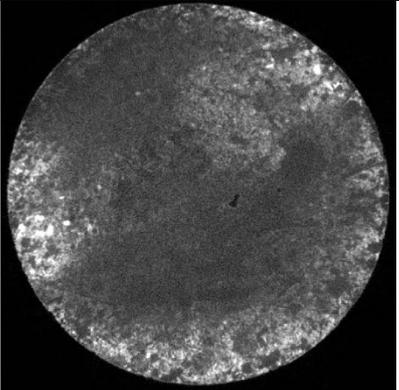
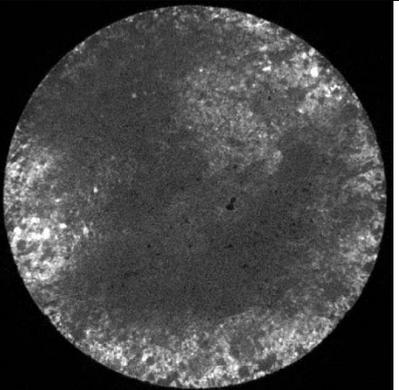
Рис. 4.3.3. Результаты рентгентомографии образцов керна диаметром 30 мм насыщенных рентгеноконтрастным раствором $\text{LaCl}_3 \times 3\text{H}_2\text{O}$

Раствор $\text{LaCl}_3 \times 3\text{H}_2\text{O}$, имея рентгеновскую плотность выше, чем у минерального скелета (см. рис. 4.3.3), позволяет выделять в керне участки, занятые остаточной водой без сканирования сухого образца.

Занижение значений $K_{\text{ОВ}}$ полученных по КТ относительно $K_{\text{ОВ}}$ установленных методом полупроницаемой мембраны связано с тем, что при КТ керна, ввиду ограничений метода как такового, визуализируются полости более 0,021 мм для образцов 5 мм в поперечнике, и более 0,075 мм для образцов диаметром 30 мм. Крупные поры, трещины и каверны, как видно по результатам компьютерной рентгеновской томографии керна, остаточной воды практически не содержат. Остаточная вода содержится в мелких порах, диаметр которых меньше разрешения получаемых при КТ изображений. Диаметры пор, по которым в основном происходит движение жидкостей (как показывают стандартные петрофизические исследования) находятся в пределах 0,01–0,06 мм.

В таблице 4.3.1 приведены сравнительные результаты исследований всех опытных рентгеноконтрастных растворов.

Таблица 4.3.1. Результаты исследований рентгеноконтрастных растворов

NaI			
Сухой образец		Насыщенный образец	С остаточной водой
			
$V_{II}, \text{мм}^3$	1598,298	848,689	1518,001
$K_{II}, \%$	7,16	3,89	7,15
$\text{Ce}(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$			
			
$V_{II}, \text{мм}^3$	1907,757	867,0472	1464,449
$K_{II}, \%$	7,88	4,13	6,66
Na_2WO_4			
			
$V_{II}, \text{мм}^3$	1828,653	560,8805	982,037
$K_{II}, \%$	7,60	2,27	4,02

Данные по остаточной воде, полученные методом полупроницаемой мембраны и методом КТ позволили построить корреляционное поле (Рис. 4.3.4).

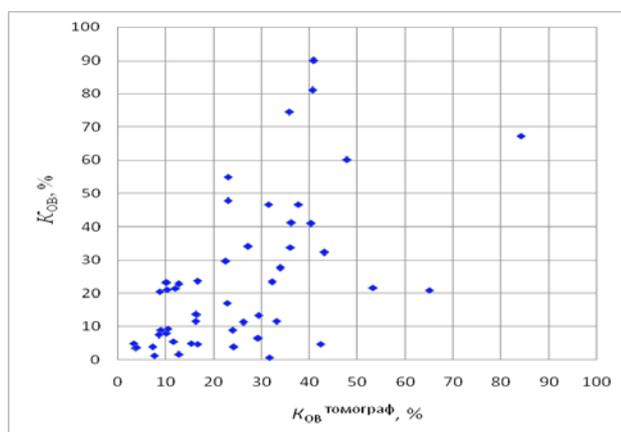


Рис. 4.3.4. Корреляционное поле между $K_{ОВ}$ определенными методом полупроницаемой мембраны и методом компьютерной рентгеновской томографии

Уравнение регрессии для этой зависимости имеет следующий вид:

$$K_{ОВ} = 4,3035 + 0,7759 * K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ}, r = 0,58. \quad (4.3.2)$$

Также построена зависимость $K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ}$ образцов диаметром 30 мм от $K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ}$ образцов 5 мм в поперечнике. Зависимость представлена на рисунке 4.3.5.

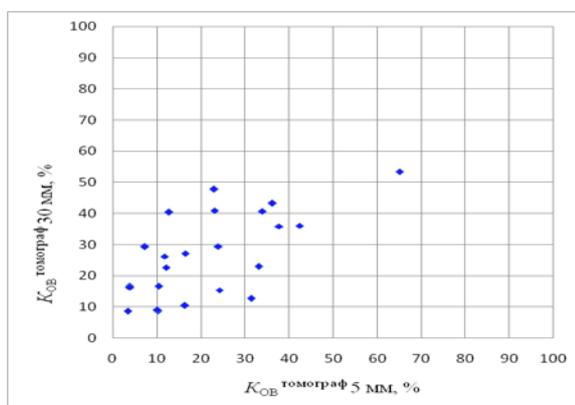


Рис. 4.3.5. Корреляционное поле между $K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ}$ для образцов диаметром 30 мм и 5 мм в поперечнике

Уравнение регрессии для этой зависимости имеет следующий вид:

$$K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ} (30 \text{ мм}) = 14,10 + 0,580 * K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ} (5 \text{ мм}), r = 0,64. \quad (4.3.3)$$

Связь параметров положительная, значимая.

На представленной зависимости отсутствуют 2 точки (84,12; 32,20) образец №13(5мм) и (7,64; 31,60) образец №16(5мм) которые относятся к трещиноватым образцам. Эти точки убраны с поля корреляции, потому что на значение $K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ}$ повлияло отсутствие трещины в образце 5 мм в поперечнике.

Результаты измерений и расчета коэффициента остаточной водонасыщенности для опытных растворов представлены в таблице 4.3.2.

Таблица 4.3.2

Исходные данные и результаты определения $K_{ОВ}$ методами полупроницаемой мембраны и КТ

П/п №	№ образца	Вес образца, г			Раствор, концентрация	$K_{ОВ}$, %	$K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ}$, %
		сухой	насыщенный	с остаточной водой			
1	01	56,8255	57,7970	57,7000	NaCl, 250 г/л	90,02	40,92
2	01(10мм)	2,6400	2,6600	2,6510	NaCl, 250 г/л	55,00	23,06
3	02	49,4525	52,0340	49,9790	NaCl, 250 г/л	20,40	8,76
4	02(10мм)	1,8920	1,9695	1,9100	NaCl, 250 г/л	23,23	10,18
5	03	47,4380	50,4790	47,7810	NaCl, 250 г/л	11,28	26,19
6	03(10мм)	1,7232	1,8638	1,7310	NaCl, 250 г/л	5,55	11,70
7	04	50,1009	52,5740	50,6670	NaCl, 250 г/л	22,89	12,67
8	04(10мм)	1,8314	1,8734	1,8510	NaCl, 250 г/л	46,67	31,44
9	05	56,1132	56,7200	56,3200	NaCl, 250 г/л	34,08	27,22
10	05(10мм)	1,8541	1,9270	1,8640	NaCl, 250 г/л	13,58	16,52
11	06	47,6471	50,7540	47,9240	NaCl, 250 г/л	8,91	9,07
12	06(10мм)	1,7794	1,8757	1,7870	NaCl, 250 г/л	7,89	10,16
13	07	10,3298	10,5878	10,5221	NaI, 200 г/л	74,53	35,89
14	07(5мм)	0,4783	0,4967	0,4869	NaI, 200 г/л	46,74	37,76
15	08	13,1640	14,6660	13,2760	NaI, 200 г/л	7,46	8,61
16	08(5мм)	0,4919	0,5449	0,4945	NaI, 200 г/л	4,91	3,37
17	09	19,6262	20,4945	19,7069	NaI, 200 г/л	9,29	10,42

18	09(5мм)	0,5915	0,6097	0,5940	NaI, 200 г/л	13,74	16,40
19	10	19,8079	21,0150	19,8654	NaI, 200 г/л	4,76	16,68
20	10(5мм)	0,4240	0,4440	0,4247	NaI, 200 г/л	3,50	3,82
21	11	36,6270	36,6975	36,6842	NaI, 200 г/л	81,13	40,68
22	11(5мм)	0,4187	0,4216	0,4195	NaI, 200 г/л	27,59	33,93
23	12	45,5860	49,7700	46,4940	NaI, 200 г/л	21,70	53,31
24	12(10мм)	1,4520	1,6010	1,4830	NaI, 200 г/л	20,81	65,03
25	13	19,0120	19,2241	19,1548	CsNO ₃ , 200 г/л	67,33	84,12
26	13(5мм)	0,3991	0,4055	0,4006	CsNO ₃ , 200 г/л	23,44	32,20
27	14	17,8123	18,6343	18,0074	CsNO ₃ , 200 г/л	23,73	16,69
28	14(5мм)	0,5254	0,5529	0,5312	CsNO ₃ , 200 г/л	21,09	10,41
29	15	19,7455	20,7065	19,8561	CsNO ₃ , 200 г/л	11,51	16,25
30	15(5мм)	0,4299	0,4627	0,4311	CsNO ₃ , 200 г/л	3,66	3,89
31	16	19,1330	21,1600	19,1600	CsNO ₃ , 200 г/л	1,33	7,64
32	16(5мм)	0,3971	0,4594	0,3975	CsNO ₃ , 200 г/л	0,64	31,60
33	17	37,3343	37,4990	37,3900	CsNO ₃ , 200 г/л	33,82	36,09
34	17(5мм)	0,5545	0,5608	0,5548	CsNO ₃ , 200 г/л	4,76	42,35
35	18	14,0451	14,2708	14,1810	LiBr, 1500 г/л	60,21	47,83
36	18(5мм)	0,4912	0,5008	0,4958	LiBr, 1500 г/л	47,92	23,01
37	19	20,8878	23,0182	20,9930	LiBr, 1500 г/л	4,94	15,30
38	19(5мм)	0,5073	0,5632	0,5094	LiBr, 1500 г/л	3,76	24,23
39	20	23,0200	23,9810	23,3049	LiBr, 1500 г/л	29,65	22,54
40	20(5мм)	0,3656	0,3810	0,3689	LiBr, 1500 г/л	21,43	12,10
41	21	20,1010	21,6112	20,1987	LiBr, 1500 г/л	6,47	29,29
42	21(5мм)	0,5103	0,5494	0,5118	LiBr, 1500 г/л	3,84	7,28
43	22	22,2582	23,2610	22,3910	LaCl ₃ ×3H ₂ O, 100 г/л	13,24	29,44
44	22(5мм)	0,3255	0,3447	0,3272	LaCl ₃ ×3H ₂ O,1 00 г/л	8,85	23,97
45	23	23,9650	24,8710	24,1190	LaCl ₃ ×3H ₂ O, 100 г/л	17,00	22,87
46	23(5мм)	0,3604	0,3829	0,3630	LaCl ₃ ×3H ₂ O, 100 г/л	11,56	33,15
47	24	19,7800	21,8930	20,4610	LaCl ₃ ×3H ₂ O, 100 г/л	32,23	43,19
48	24(5мм)	0,3503	0,3644	0,3561	LaCl ₃ ×3H ₂ O, 100 г/л	41,13	36,22
49	25	32,8287	32,9980	32,8980	LaCl ₃ ×3H ₂ O, 100 г/л	40,93	40,38
50	25(5мм)	0,8485	0,8606	0,8487	LaCl ₃ ×3H ₂ O, 100 г/л	1,65	12,78

Из таблицы 4.3.2 видно, что значения $K_{\text{ОВ}}$, полученные методом полупроницаемой мембраны, для образцов 5 мм в поперечнике, как правило, меньше, чем для образцов диаметром 30 мм. Причем, в некоторых случаях

эта разница более чем в 2 раза. Занижение значений $K_{ОВ}$ для образцов 5 мм в поперечнике может быть связано с двумя причинами, во-первых, не соблюдение технологии взвешивания насыщенных образцов, и, во-вторых, в использовании при взвешивании прецизионных весов, а не аналитических. Первая причина объясняется отсутствием опыта проведения исследований в ПНИПУ на образцах такого маленького размера. Вторая причина — отсутствие в лаборатории аналитических весов, — для взвешивания стандартных петрофизических образцов достаточно и прецизионных. Кроме того, нельзя исключать из внимания и тот факт, что образцы 5 мм в поперечнике, изготовленные из образцов 30 мм в диаметре, изготавливались, как правило, из более плотной части, так как в противном случае они могли разрушиться ещё на стадии изготовления.

Занижение значений $K_{ОВ}^{ТОМОГРАФ}$ относительно $K_{ОВ}$ связано с тем, что при КТ керна, ввиду ограничений метода как такового, визуализируются полости более 0,022 мм для образцов 5 мм в поперечнике, и более 0,078 мм для образцов диаметром 30 мм. Крупные поры, трещины и каверны, как видно по результатам компьютерной рентгеновской томографии керна, остаточной воды практически не содержат. Остаточная вода содержится в мелких порах, диаметр которых меньше разрешения получаемых при томографии изображений. Диаметры пор, по которым в основном происходит движение жидкостей (как показывают стандартные петрофизические исследования [15]) находятся в пределах 0,01–0,06 мм.

Основные выводы по главе 4.

1. КТ может применяться в широком спектре исследований, направленных на повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа.

2. Основное применение метод показал при изучении воздействия различных типов кислотных составов на образцы керна. Применение КТ позволяет не только измерять изменение пустотного пространства количественно, но и визуализировать образующиеся в результате экспериментов пустоты с измерением их геометрических характеристик.

3. Метод компьютерной рентгеновской томографии хорошо показал себя в изучении флюидонасыщенных образцов, поскольку позволил качественно проконтролировать степень насыщения образцов и проследить за характером распределения флюидов, чего не может дать ни один традиционный количественный метод, основанный исключительно на весовом контроле.

4. Метод позволяет проводить определение степени гидрофобности с помощью расчетного показателя коэффициента пропитки для некоторых типов терригенных коллекторов.

5. Проведено исследование возможностей применения нескольких вариантов рентгеноконтрастных составов для определения коэффициента остаточной водонасыщенности. Установлено, что наиболее подходящим для подобного типа исследований составом является раствор NaI в концентрации 200 г/л.

6. В целом, по итогам проведенных исследований, можно сделать вывод, что использование метода компьютерной рентгеновской томографии при изучении результатов механического либо химического воздействия на образцы существенно повышает информативность исследований и может стать стандартом в исследованиях керна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения диссертационной работы получены следующие выводы и результаты:

1. Установлено, что изучение керна методом компьютерной рентгеновской томографии требует разномасштабного подхода для коллекторов различных литологических типов вследствие особенностей структуры их емкостного пространства. Для карбонатных пород метод показал большую эффективность в выделении пор, каверн и трещин среднего и крупного размера, а также в качественном установлении типа коллектора на основании структуры пустотного пространства, что связано с подходящим параметром разрешающей способности метода.

2. Исследование количественных характеристик емкостного пространства в терригенных породах определяется проведением процедуры отсечки, отделяющей моду скелета горной породы и пустот. Предлагается проводить границу, по виду распределения рентгеновской плотности, а для наибольшей точности возможно привлекать данные газоволюметрической съемки, при использовании которой возможно установление параметров отсечки расчетным способом.

3. Данный метод можно использовать при оценке эффективности мероприятий по воздействию на керн различных технологий, применяемых при разработке нефтегазовых месторождений, в том числе при применении рентгеноконтрастных веществ в исследовании воздействий жидких агентов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 26450.0-85 – ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М.: Изд-во стандартов, 1985–16 с.
2. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насы-

- ценности от капиллярного давления. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 23 с.
3. Багринцева К. И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа и методы их изучения / К. И. Багринцева. – Москва : Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 2021. – 330 с.
 4. Брандон Д. Микроструктура материалов. Методы исследования и контроля : учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки "Прикладные математика и физика" / Д. Брандон ; Д. Брандон, У. Каплан ; пер. с англ. под ред. С. Л. Баженова с доп. О. В. Егоровой. – Москва : Техносфера, 2006. – 377 с.
 5. Вайнберг Э. И. Казак И. А., Файнгойз М. Л. Рентгеновская вычислительная томография по методу обратного проецирования с фильтрацией двойным дифференцированием // Дефектоскопия. – 1985. – № 2. – С. 31-39.
 6. Воробьев К.А., Воробьев А.Е., Тчаро Х. Цифровизация нефтяной промышленности: технология «цифровой» керн // Вестник Евразийской науки. – 2018 . – №3. – <https://esj.today/PDF/78NZVN318.pdf>
 7. Галкин В.И., Хижняк Г.П. О влиянии литологии на коэффициент вытеснения нефти водой // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С.70-72.
 8. Галкин С.В., Ефимов А.А. Зональность распределения вязкостей нефти, проницаемости и коэффициента подвижности для башкирских залежей территории Пермского края // ВЕСТНИК ПНИПУ Геология. Нефтегазовое и горное дело. ПНИПУ. – 2013. – №6. – С.43-53.
 9. Галкин С.В., Ефимов А.А., Кривощёков С.Н. Савицкий Я.В., Черепанов С.С. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях кернового материала нефтяных и газовых месторождений // Геология и геофизика = Russian Geology and Geophysics. - 2015. - Т. 56, № 5. - С. 995-1007.
 10. Галкин С.В., Кетова Ю.А., Савицкий Я.В., Ванли К., Сарсенбекулы Б. Изучение механизма перераспределения фильтрационных потоков при

закачке синтезированных сшитых гелей методом рентгеновской томографии кернa. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 11. – С.127–136

11. Галкин С.В., Колычев И.Ю., Савицкий Я.В. Возможности исследования гидрофобизации коллекторов комплексированием методами рентгеновской томографии кернa и электрического каротажа // Геология и геофизика. – 2019. – Т. 60, № 10. – С. 1496-1507
12. Галкин С.В., Колычев И.Ю., Савицкий Я.В., Вотинов А.С. Перспективы применения пропантного гидроразрыва пласта на каширо-верейских эксплуатационных объектах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // SOCAR Proceedings Special Issue. – 2021. – № 2. – С. 257–265.
13. Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Распопов А.В., Хижняк Г.П. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №4. – С.38-39.
14. Галкин С.В., Савицкий Я.В. Применение процедуры треш-холдинга при изучении емкостного пространства горных пород методом рентгеновской томографии // Горный журнал. – 2021. – № 7 (2288) . – С. 34-39
15. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта : учебник для вузов / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – 4-е издание , стереотипное. – Москва : ООО ТИД Альянс, 2005. – 311 с.
16. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов: Пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского/Под ред. А. Г. Ковалева.— М.: Недра, 1986.—608 с.
17. Гостев А.В. и др. Метод и аппаратура электронной микротомографии в сканирующей электронной микроскопии // Приборы и техника эксперимента. – 2010. – № 4. – С. 124-134.

18. Еременко Н. М. Применение методов рентгеновской микротомографии для определения пористости в керне скважин / Н. М. Еременко, Ю. А. Муравьева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 3. – С. 5.
19. Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В. Опыт использования рентгеновской томографии при исследованиях коллекторских и механических свойств горных пород // Практическая микротомография : материалы Всерос. конф., Москва, 2-4 окт. 2013 г. / Почв. ин-т В. В. Докучаева Россельхозакадемии. - Москва : [б. и.], 2013. - С. 124-128.
20. Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В., Соболева Е.В., Гурбанов В.Ш., Исследование смачиваемости коллекторов нефтяных месторождений методом рентгеновской томографии керна // SOCAR Proceedings [Электронный ресурс]. - 2016. - № 4. - С. 55-63. - Режим доступа: <http://proceedings.socar.az/uploads/pdf/47/8.Yef-55-63.pdf>. – Загл. с экрана. - DOI 10.5510/OGP20160400298.
21. Ефимов А.А., Савицкий Я.В., Галкин С.В., Шапиро С.А. Опыт исследования керна карбонатных отложений // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – С. 23–32.
22. Жуковская Е. А., Лопушняк Ю. М. Применение результатов рентгеновской томографии при типизации негранулярных коллекторов на примере Урманского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2006. – №8. - С. 24-27
23. Жуковская Е.А., Лопушняк Ю.М. Использование рентгеновской томографии при исследовании терригенных и карбонатных коллекторов // Геология и геофизика. – 2008. – № 1. – С. 24–31.
24. Журавлев А.В., Вевель Я.А. Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т.7. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/2/21_2012.pdf

25. Калинкина Д., Ватолин Д. Проблема подавления шума на изображениях и видео и различные подходы к ее решению. // Компьютерная графика и мультимедиа. – 2005. – Т. 9. – №. 2.
26. Калоян А.А., Коваленко Е.С., Пахневич А.В., Подурец К.М., Рожнов С.В., Соменков В.А. Синхротронная и нейтронная томография для исследования палеонтологических объектов // Поверхность. Рентгеновские, синхротронные и нейтронные исследования.– 2014.– № 11.– С. 5-11
27. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. Изд. 2-е // М.: Недра. – 1972. – Т. 280.
28. Костин Д.К., Кузнецов Е.Г., Вилесов А.П. Опыт ООО" ТННЦ" по изучению керн с помощью рентгеновского компьютерного томографа //Научно-технический вестник ОАО" НК" Роснефть". – 2014. – №. 3. – С. 18-21.
29. Кочнева О.Е., Моисеева Т.В. Влияние геологической неоднородности коллекторов башкирского пласта на процесс извлечений нефти Сивинского месторождения // ВЕСТНИК ПНИПУ Геология. Нефтегазовое и горное дело. ПНИПУ. – 2013. – №8. – С.28-34.
30. Кривощёков С.Н., Кочнев А.А. Опыт применения рентгеновской компьютерной томографии для изучения свойств горных пород //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №. 6. – С. 32-42.
31. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом //Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 г. 259 с. – 2003.
32. Надеев А.Н. и др. Изучение изменений в структуре слабосцементированных горных пород методом рентгеновской микротомографии // Нефть. Газ. Новации. - 2013. - № 4. – С.23-26.

33. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / В. В. Клюев, Ф. Р. Соснин, В. Н. Филинов [и др.] ; Под ред. В.В.Клюева. – Москва : Научно-техническое издательство "Машиностроение", 1995. – 488 с.
34. Осовецкий Б.М., Казымов К.П., Колычев И.Ю., Савицкий Я.В., Галкин С.В. Изучение изменений структуры пустотности горных пород при создании напряженного состояния методами электронной микроскопии // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 228-235. – DOI 10.18599/grs.2023.2.16.
35. Патент №2682098 С1 Российская Федерация, МПК G01N 13/02. Способ определения смачиваемости горных пород методом рентгеновской томографии керна : № 2018112528 : заявл. 06.04.2018 : опубл. 14.03.2019 / С. В. Галкин, А. А. Ефимов, И. Ю. Колычев [и др.] ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Пермский национальный исследовательский политехнический университет".
36. Патент №2777714 С1 Российская Федерация, МПК G01N 23/046, G01N 15/08. Способ получения трехмерной модели керна горных пород по данным компьютерной томографии для определения межзерновой эффективной пористости : № 2021135882 : заявл. 07.12.2021 : опубл. 08.08.2022 / Я. В. Савицкий, С. В. Галкин ; заявитель федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Пермский национальный исследовательский политехнический университет".
37. Пахневич А. В. Шкала контрастности минералов и горных пород для рентгеновской микротомографии //Материалы Международного минералогического семинара «Минералогические перспективы – 2011. – 2011. – С. 124-125.
38. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фацальной зональности турне-фаменского

- карбонатного комплекса Сибирского месторождения // Нефтяное хозяйство.–2007. – №9. – С.112-114
39. Путилов И.С., Гурбатова И.П., Попов Н.А., Чижов Д.Б., Юрьев А.В. Повышение достоверности результатов физико-гидродинамических исследований // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №3. – С.216–227
40. Рыжиков Н.И. Метод расчёта профилей распределения пористости и объёмных долей материалов в пористой среде с помощью анализа данных рентгеновской микротомографии / Н.И. Рыжиков, Д.Н. Михайлов, В.В. Шако // Труды МФТИ. – 2013. – Т. 5. – №4(20). – С. 161-169.
41. Савицкий Я.В. Определение оптимальных параметров рентгеновской томографии образца полноразмерного керна // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых : тез. докл. VI Всерос. конф. [в рамках Всерос. мол. форума "Нефтегазовое и горное дело"], г. Пермь, 26-28 нояб. 2013 г. / М-во образования и науки Рос. Федерации, Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. - Пермь : Изд-во ПНИПУ, 2013. - С. 17.
42. Савицкий Я.В. Метод рентгеновской томографии в исследовании пород-коллекторов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых : материалы VII Всерос. конф., [посвящ. 85-летию Перм. нефти и в рамках III Всерос. мол. форума Нефтегазовое и горное дело], г. Пермь, 28-31 окт. 2014 г. / М-во образования и науки Рос. Федерации, Перм. нац. исслед. политехн. ун-т. - Пермь : Изд-во ПНИПУ, 2014. - С. 67-70.
43. Савицкий Я.В. Современные возможности метода рентгеновской томографии при исследовании керна нефтяных и газовых месторождений //Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14. – № 15. – С.28–37.

44. Савицкий Я.В., Галкин С.В. Виды и причины появления основных типов артефактов, проявляющихся при проведении рентгеновской томографии керн горных пород // Материалы XXII Всероссийской научно-технической конференции "Аэрокосмическая техника, высокие технологии и инновации – 2021" (г. Пермь, 18–20 ноября 2021 г). - 2021. - Т.1. - С.130-133
45. Симонов Е.Н. Физика визуализации изображений в рентгеновской компьютерной томографии / Е. Н. Симонов ; Южно-Уральский государственный университет; Филиал в г. Кыштыме. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 479 с.
46. Смехов Е. М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа // Недра. – 1974. – 200 с.
47. Соболева Е.В., Галкин С.В., Ефимов А.А. Анализ геолого-геофизических характеристик терригенных коллекторов при прогнозе приемистости скважин месторождений Соликамской депрессии // Нефтяное хозяйство. –2014. – № 6. – С.20-22.
48. Соколов В. Н. и др. Применение электронной микроскопии и компьютерной томографии при деформационных испытаниях глинистых грунтов / Материалы XXVII Российской конференции «Современные методы электронной и зондовой микроскопии в исследованиях органических, неорганических наноструктур и нано- биоматериалов». (Черноголовка, 28-30 августа 2018г). – 2018. – Т. 2. –С.242–243.
49. Сырямкин В.И., Бородин В.А., Осипов А.В., Васильев А.В., Глушков Г.С. Анализ изображений, формируемых рентгеновскими микротомографами / Известия высших учебных заведений. Приборостроение. – 2012. – Т. 55. . – № 2. – С. 7-9
50. Хворова И. В. Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона Русской платформы. // М.: АН СССР. – 1958. – 170 с.

51. Хозяинов М. С, Зинченко С. В., Козорезов Е. В., Якушина О. А. Метод рентгеновской вычислительной томографии в исследовании геологических объектов // Геоинформатика. – 2004 – №1 – С. 3-14.
52. Хозяинов М.С., Вайнберг Э.И. Вычислительная микротомография – новая информационная технология неразрушающего исследования внутренней микроструктуры образцов геологических пород // Геоинформатика. – 1992 – №1 – С. 42-50.
53. Черепанов С.С., Пономарева И.Н., Ерофеев А.А., Галкин С.В. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №2. – С.94-96.
54. Чугунов С.С. Комплексование методов рентгеновской микротомографии и трёхмерной электронной микроскопии при исследовании пород баженской свиты Западной Сибири / С.С. Чугунов, А.В. Казак, А.Н. Черемисин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №10. – С. 44-49.
55. Чукалина М. В., Бузмаков А. В., Николаев Д. П., Чуличков А. И., Каримов М. Г., Расулов Г. А., Сенин Р. А., Асадчиков В. Е. Рентгеновская микротомография с использованием лабораторного источника: техника измерений и сравнение алгоритмов реконструкции // Измерительная техника. – 2008. – №2. – С.19-24
56. Швецов М.С. Петрография осадочных пород: Учеб. пособие. // М.: ГНТИ. – 1958. – 416 с.
57. Шлыков В. Г. Рентгеновские исследования грунтов. // М., Издательство МГУ. – 1991 . – 184с.
58. Якушина О.А., Ожогова Е.Г., Хозяинов М.С. Рентгеновская вычислительная микротомография - неразрушающий метод структурного и фазового анализа // Мир измерений. – 2003. – № 10. – С. 12-17

59. Якушина О. А., Хозяинов М. С. Анализ возможностей рентгеновской томографии для петрофизических исследований керна нефтегазовых скважин //Каротажник. – 2014. – №. 2. – С. 107-121.
60. Aarle W. van, Palenstijn W. J. et al. Fast and Flexible X-ray Tomography Using the ASTRA Toolbox //Optics express. – 2016. – Т. 24. – №. 22. – С. 25129-25147.
61. Aarle W. van, Palenstijn W. J. et al. The ASTRA Toolbox: A platform for advanced algorithm development in electron tomography //Ultramicroscopy. – 2015. – Т. 157. – С. 35-47.
62. Abella M., Vaquero J. J., Sisniega A. et al. Software architecture for multi-bed FDK-based reconstruction in X-ray CT scanners. // Computer Methods and Programs in Biomedicine. — 2012. — Т. 7, (2) — С. 218-232.
63. Akin S., Kavscek A. R. Computed tomography in petroleum engineering research //Geological Society, London, Special Publications. – 2003. – Т. 215. – №. 1. – С. 23-38.
64. Al-Raoush R. Willson C. S. A pore-scale investigation of a multiphase porous media system //Journal of Contaminant Hydrology. – 2005. – Т. 77. – №. 1-2. – С. 67-89.
65. Alemu B.L., Aker E., Soldal M., Johnsen O, Aagard P. Effect of sub-core scale heterogeneities on acoustic and electrical properties of a reservoir rock: a CO2 flooding experiment of brine saturated sandstone in a computed tomography scanner // European Association of Geoscientists & Engineers. Geophysical Prospecting. – 2012. . – №.61 – С. 235-250.
66. Ali M.A. et al. Application of X-ray computed tomography for the virtual permeability prediction of fiber reinforcements for liquid composite molding processes: A review // Composites Science and Technology. – 2019. – Т. 184. – С. 107828.
67. Andrew M., Bijeljic B., Blunt M. J. Pore-scale contact angle measurements at reservoir conditions using X-ray microtomography // Advances in Water resources. – 2014. – Т. 68. – С. 24-31.

68. Arns C.H., et al. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2005. – T. 10. – №. 04. – C. 475-484.
69. Berg S., et al. Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast X-ray computed microtomography // Petrophysics. – 2014. – T. 55. – №. 04. – C. 304-312.
70. Brabant L., et al. Three-dimensional analysis of high-resolution X-ray computed tomography data with Morpho+ // Microscopy and Microanalysis. – 2011. – T. 17. – №. 2. – C. 252-263.
71. Brun F., et al. Pore3D: A software library for quantitative analysis of porous media // Nuclear Instruments and Methods in Physics Research Section A: Accelerators, Spectrometers, Detectors and Associated Equipment. – 2010. – T. 615. – №. 3. – C. 326-332.
72. Calvert S. E., Veevers, J. J. Minor structures of unconsolidated marine sediments revealed by X-ray radiography // Sedimentology. – 1962. – T. 1. – №. 4. – C. 287-295.
73. Carlson W.D. 3D Imaging of Earth and Planetary Materials // Earth and Planetary Science Letters. – 2006. – T. 249. – №. 3-4. – C. 133-147.
74. Cnudde V., Boone M. N. High-resolution X-ray computed tomography in geosciences: A review of the current technology and applications // Earth-Science Reviews. – 2013. – T. 123. – C. 1-17.
75. Cnudde V., Silversmit G. et al. Multi-disciplinary characterisation of a sandstone surface crust // Science of the Total Environment. – 2009. – T. 407. – №. 20. – C. 5417-5427.
76. Coles M. E. et al. Pore level imaging of fluid transport using synchrotron X-ray microtomography // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1998. – T. 19. – №. 1-2. – C. 55-63.
77. Coles M. E., Spanne P. et al. Computed microtomography of reservoir core samples. // International Symposium of the Society of Core Analysts,

- Proceedings – Brookhaven National Lab.(BNL), Upton, NY (United States), 1995. – №. BNL-60656; CONF-9409305-1. . – C. 9–21.
78. Demiral B. M. R., Gumrah F., Okandan E. Tracking of Three-Phase Fluid Saturation by Computerized Tomography During Steam-CO Injection // PETSOC Canadian International Petroleum Conference. – PETSOC, 2003. – C. PETSOC-2003-216.
79. Denney D. Digital core laboratory: reservoir-core properties derived from 3D images // Journal of Petroleum Technology. – 2004. – T. 56. – №. 05. – C. 66-68.
80. Djimasbe R., Varfolomeev M.A. et al. Intensification of hydrothermal treatment process of oil shale in the supercritical water using hydrogen donor solvents // The Journal of Supercritical Fluids. – 2022. – T. 191. – C. 105764.
81. Efimov A. A., Galkin S. V., Savitsky Y.V, Galkin V. I. Estimation of heterogeneity of Oil & Gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of Core X-Ray Tomography data // Ecology, Environment and Conservation. – 2015. – T. 21. – №. November. – C. 79-85.
82. Espinoza D. N. , Shovkun I. et al. Natural and induced fractures in coal cores imaged through X-ray computed microtomography—Impact on desorption time // International Journal of Coal Geology. – 2016. – T. 154. – C. 165-175.
83. Farokhpour R. et al. Gas-water steady-state relative permeability determination with two approaches; experimental and digital rock analysis, strengths and weaknesses // International Symposium of the Society of Core Analysts held in Snowmass, Colorado, USA, 21-26 August 2016. – 2016 . – SCA2016-12. – C.1-12.
84. Feldkamp L. A., Davis L. C., Kress J. W. Practical cone-beam algorithm, // J. Opt. Soc. Am. A. – 1984. – T. 1. – №. 6. – C. 612-619.
85. Fernandes J.S., Appoloni C. R., Fernandes C. P. Determination of the representative elementary volume for the study of sandstones and siltstones by X-ray microtomography // Materials Research. – 2012. – T. 15(4). – C. 662-670.

86. Galkin S., Savitsky Y., Shustov D. et al. Modeling of Crack Development Associated with Proppant Hydraulic Fracturing in a Clay-Carbonate Oil Deposit. // Fluid Dynamics & Materials Processing. – 2023. – T. 19. – №. 2. – C. 273–284.
87. Hainsworth J., Aylmore L. A. G. The use of computer assisted tomography to determine spatial distribution of soil water content // Soil Research. – 1983. – T. 21. – №. 4. – C. 435-443.
88. Haubitz B. et al. Computed tomography of Archaeopteryx //Paleobiology. – 1988. – T. 14. – №. 2. – C. 206-213.
89. Hoffman J. W., De Beer F. C. Characteristics of the micro-focus X-ray tomography facility (MIXRAD) at Necsa in South Africa //18th world conference on nondestructive testing. – 2012. – C. 16-20.
90. Hounsfield G.N. A method of and apparatus for examination of a body by radiation such as X- or gamma-radiation. British Patent № 1.283.915, London - 1972.
91. Hounsfield G.N. Computerized transverse axial scanning (tomography): Part 1. Description of system // The British journal of radiology. – 1973. – T. 46. – №. 552. – C. 1016-1022.
92. Howard J. D. X-ray radiography for examination of burrowing in sediments by marine invertebrate organisms //Sedimentology. – 1968. – T. 11. – №. 3-4. – C. 249-258.
93. Hsieh J: Computed tomography: Principles, design, artifacts, and recent advances. // Bellingham, Washington USA - Published by SPIE and John Wiley & Sons, Inc.: SPIE. – 2009.
94. Iassonov P., Gebrenegus T., Tuller M. Segmentation of X-ray computed tomography images of porous materials: A crucial step for characterization and quantitative analysis of pore structures // Water resources research. – 2009. – T. 45. – №. 9.

95. Jora M. Z. et al. Static acid dissolution of carbonate outcrops investigated by ¹H NMR and X-ray tomography //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – T. 207. – C. 109124.
96. Kadyrov M. A. et al. SkyScan 1172 X-ray micro-CT scanner of well-core digital modeling for geophysical analysis of landscape polystructures // Geology, Ecology, and Landscapes. – 2022. – C. 1-7.
97. Karacan C. O., Grader A. S., Halleck P. M. Evaluation of local porosity changes in limestone samples under triaxial stress field by using X-ray computed tomography // Geological Society, London, Special Publications. – 2003. – T. 215. – №. 1. – C. 177-189.
98. Ketcham R. A., Carlson W.D., Acquisition, optimization and interpretation of X-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences //Computers & Geosciences. – 2001. – T. 27. – №. 4. – C. 381-400.
99. Ketcham R. A., Iturrino G. J. Nondestructive high-resolution visualization and measurement of anisotropic effective porosity in complex lithologies using high-resolution X-ray computed tomography //Journal of Hydrology. – 2005. – T. 302. – №. 1-4. – C. 92-106.
100. Khalili A.D et al. Permeability upscaling for carbonates from the pore scale by use of multiscale X-ray-CT images // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2013. – T. 16. – №. 04. – C. 353-368.
101. Khalili A.D., et al. Formation factor for heterogeneous carbonate rocks using multi-scale X-ray-CT images // Society of Petroleum Engineers: Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition 2012, KIPCE 2012: People and Innovative Technologies to Unleash Challenging Hydrocarbon Resources. – 2012. – № 2. – C. 1054–1066.
102. Kyrieleis A., et al. Region-of-interest tomography using filtered backprojection: assessing the practical limits //Journal of microscopy. – 2011. – T. 241. – №. 1. – C. 69-82.

103. Lindquist W. B. Quantitative analysis of three-dimensional X-ray tomographic images //Developments in X-ray tomography III. – SPIE, 2002. – T. 4503. – C. 103-115.
104. Landry C.J. Karpyn Z.T., Piri M. Pore-scale analysis of trapped immiscible fluid structures and fluid interfacial areas in oil-wet and water-wet bead packs / C.J. Landry, // Geofluids. –2011. - № 11(2). - C. 209–227.
105. Liang W., Zhang H., Hu G., Optimized implementation of the FDK algorithm on one digital signal processor //Tsinghua Science and Technology. – 2010. – T. 15. – №. 1. – C. 108-113.
106. Navas V.M.T., Buljac A., Hild F., et al., A comparative study of image segmentation methods for micromechanical simulations of ductile damage // Computational Materials Science. – 2019. – T. 159. – C. 43-65.
107. Okabe H., Blunt M.J. Pore space reconstruction of vuggy carbonates using microtomography and multiple - point statistics //Water Resources Research. - 2007. –№ 43. –C. W12S02.
108. Okui T., Uchida T., Masuda Y. Observation of natural gas hydrate dissociation with X-ray CT. // In: Otani, J., Obara, Y. (Eds.), Workshop on X-Ray CT for Geomaterials (GeoX 2003), Kumamoto, JAPAN. – 2003. – C. 347–351.
109. Orsi T. H., Edwards C. M., Anderson A. L. X-ray computed tomography: a nondestructive method for quantitative analysis of sediment cores //Journal of Sedimentary Research Section A. – 1994. – T. 64. – №. 3. – C. 690–693.
110. Pakzad A et al. Improved X-ray computed tomography reconstruction of the largest fragment of the Antikythera Mechanism, an ancient Greek astronomical calculator // PLoS One. – 2018. – T. 13. – №. 11. – C. e0207430.
111. Perret J., et al. Three-dimensional quantification of macropore networks in undisturbed soil cores //Soil Science Society of America Journal. – 1999. – T. 63. – №. 6. – C. 1530-1543.

112. Peters E.J., Afzal N. Characterization of heterogeneities in permeable media with computed tomography imaging // J.Pet. Sci. Eng. – 1992. – №7. – C. 283-296
113. Pointon J. L. et al. Simulation of X-ray projections on GPU: Benchmarking gVirtualXray with clinically realistic phantoms // Computer Methods and Programs in Biomedicine. – 2023. – T. 234. – C. 107500.
114. Prasad S. K., Sangwai J. S., Byun H. S. A review of the supercritical CO₂ fluid applications for improved oil and gas production and associated carbon storage // Journal of CO₂ Utilization. – 2023. – T. 72. – C. 102479.
115. Purcell C. et al. Velocity measurements in reservoir rock samples from the SACROC unit using various pore fluids, and integration into a seismic survey taken before and after a CO₂ sequestration flood // Energy Procedia. – 2009. – T. 1. – №. 1. – C. 2323-2331.
116. Pyrak-Nolte L. J., Montemagno C. D., Nolte D. D. Volumetric imaging of aperture distributions in connected fracture networks // Geophysical Research Letters. – 1997. – T. 24. – №. 18. – C. 2343-2346.
117. Radon J. Über die Bestimmung von Funktionen durch ihre Integralwerte längs gewisser Mannigfaltigkeiten / J. Radon // Berichte Sachsische Akademie der Wissenschaften, Leipzig, Math.-Phys. - 1917. - № 69. - C.262-267.
118. Renter J.A.M. Applications of computerized tomography in sedimentology // Marine Georesources & Geotechnology. – 1989. – T. 8. – №. 3. – C. 201-211.
119. Remeysen K., Swennen R. Application of microfocus computed tomography in carbonate reservoir characterization: Possibilities and limitations // Marine and Petroleum Geology. – 2008. – T. 25. – №. 6. – C. 486-499.
120. Romano C. et al. Automated high accuracy, rapid beam hardening correction in X-Ray Computed Tomography of multi-mineral, heterogeneous core samples // Computers & Geosciences. – 2019. – T. 131. – C. 144-157.
121. Saadat K., Rahimpour-Bonab H., Esfahani M.R., Vali J. Empirical correlation for porosity deduction from X-ray computed tomography (CT). // JGeope. –2011. – № 1(2) . – C. 47-54.

122. Sasov A., Van Dyck D. Desktop X-ray microscopy and microtomography //Journal of Microscopy. – 1998. – T. 191. – №. 2. – C. 151-158.
123. Savitsky Ya.V., Kolychev I.Yu. Features the petrophysical characteristics of terrigenous and carbonate reservoirs using x-ray tomography core. // Book of abstracts: VII International Conference of Young Scientist and Students "Information technologies in solving modern problems of geology and geophysics", Baku, 15-18 Oktober 2018. – C. 48-49.
124. Schlindelin J. et al. Fiji: an open-source platform for biological-image analysis //Nature methods. – 2012. – T. 9. – №. 7. – C. 676-682.
125. Siddiqui S., Nasr-El-Din H. A., Khamees A. A. Wormhole initiation and propagation of emulsified acid in carbonate cores using computerized tomography //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2006. – T. 54. – №. 3-4. – C. 93-111.
126. Strumas N., Antonyshyn O. et. al. Computered tomography artefacts: an experimental investigation of causative factors. // Can J Plast. Surg. – 1998. – № 6(1). – C. 23-29.
127. Sturmer W. X-ray photography in paleontology-some new results // Naturwissenschaften. – 1973. – T. 60. – №. 9. – C. 407-411.
128. Sun W. et al. The realisation of fast X-ray computed tomography using a limited number of projection images for dimensional metrology //NDT & E International. – 2023. – T. 137. – C. 102852.
129. Tippkotter R. Eickhorst T. et al. Rademaker Detection of soil water in macropores of undisturbed soil using microfocus X-ray tube computerized tomography (μ ct) // Soil and Tillage Research. – 2009. – № 105 (1). – C. 12–20.
130. Tiwari P. et al. Characterization of oil shale pore structure before and after pyrolysis by using X-ray micro CT //Fuel. – 2013. – T. 107. – C. 547-554.
131. Turbell H. Cone-beam reconstruction using filtered backprojection : дис. – Linköping University Electronic Press, 2001

132. Van Geet M., Swennen R., David P. Quantitative coal characterisation by means of microfocus X-ray computer tomography, colour image analysis and back scatter scanning electron microscopy. // International Journal of Coal Geology. – 2001. – №46. – C. 11-25.
133. Van Geet M., Swennen R., Wevers M. Quantitative analysis of reservoir rocks by microfocus X-ray computerised tomography. // Sedimentary Geology. – 2000. – №132. – C. 25-36.
134. Van Geet M., Lagrou D., Swennen R. Porosity measurements of sedimentary rocks by means of microfocus X-ray computed tomography (μ CT) // Geological Society, London, Special Publications. – 2003. – T. 215. – №. 1. – C. 51-60.
135. Vinegar H. J, Wellington S. L. Tomographic imaging of three-phase flow experiments. // Review of Scientific Instruments – 1986. – №.58 – C. 96-107
136. Vinegar H. J. X-ray CT and NMR imaging of rocks. // Journal of Petroleum Technology. –1986. – №.38 – C. 257-259
137. Voltolini M., Rutqvist J., Kneafsey T., Coupling dynamic in situ X-ray micro-imaging and indentation: A novel approach to evaluate micromechanics applied to oil shale // Fuel. – 2021. – T. 300. – C. 120987.
138. Wellington S. L., Vinegar H. J. X-ray computerized tomography// Journal of Petroleum Technology. – 1987. – №.39. – C. 885-898.
139. Xia H. U. et al. Soil macropore structure characterized by X-ray computed tomography under different land uses in the Qinghai Lake watershed, Qinghai-Tibet Plateau //Pedosphere. – 2018. – T. 28. – №. 3. – C. 478-487