

АННОТАЦИЯ

В работе рассматривается возможность создания цифровой модели керна на основании образцов доломитов и песчаника Байкитской антеклизы. Подробно разобрано понятие цифрового керна и его применение для современных геологоразведочных работ на нефть и газ, о методиках определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на основе микрофотографии. По результатам обработки и интерпретации данных микрофотографических исследований показаны возможности анализа как отдельных микрофотографических срезов, так и 3D анализа пустотного пространства.

Объем работы составляет 58 страниц, включая 2 главы, 39 рисунков, 2 таблицы.

Ключевые слова: пористость, Байкитская антекиза, Куюмбинское, микрофотография

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	5
1.1 География	5
1.2 Общее геологическое положение	7
1.3 Стратиграфия	10
1.4 История геологического развития.....	15
1.5 Нефтегазоносность	18
1.6 Понятие цифрового керна и его применение для современных геологоразведочных работ на нефть и газ	21
1.7 Электронная микроскопия и рентгеноспектральный микроанализ.....	24
2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	27
2.1 Материалы и методы исследования	27
2.2 Применяемые классификации пор	29
2.3 Результаты исследований.....	32
2.4 Обсуждение результатов	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	57
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	58

ВВЕДЕНИЕ

Технология «цифровой керн» - это цифровое представление данных о горной породе (текстурно-структурных особенностях, минеральном и химическом составе, а также характеристиках флюидов), и в настоящее время модели цифрового керна активно используются в нефтегазовом деле для решения целого спектра прикладных задач от геологического моделирования до разработки месторождений углеводородов. Начальным этапом для создания геологической модели является компьютерная томография.

Объектом исследования в данной работе явились породы рифея Байкитской антеклизы, которые представляют интерес по двум причинам. Во-первых, материал позволяет на практике посмотреть геологические и литологические особенности пород месторождения, которое находится в разработке. Во-вторых, различный минералогический состав и текстурно-структурные особенности позволяют оценить в полном объеме возможности микротомографических исследований. **Целью** настоящего исследования было создание цифровых моделей керна образцов карбонатных и терригенных рифейских отложений Байкитской антеклизы и характеристика порового пространства данных пород. Решались следующие **задачи**:

- ознакомление с геологическим строением Куюмбинского нефтегазового месторождения
- ознакомление с методикой микротомографических исследований, пробоподготовки, специализированным программным обеспечением, возможностями интерпретации данных;
- составление петрографических описаний пород;
- проведение и интерпретация микротомографических исследований;
- построение 3D моделей порового пространства горных пород;
- интерпретация данных микротомографических исследований с учетом данных по петрографии пород.

Работа подготовлена при поддержке Ресурсных центров «Рентгенодифракционных методов исследования» и «Микроскопии и микроанализа» Научного парка СПбГУ.

1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 География

Куюмбинское нефтегазовое месторождение (НГМ) относится к Сибирской платформе. Географически он расположен в Эвенкийском муниципальном районе Красноярского края Российской Федерации, восточнее Енисея и севернее Ангары, преимущественно по левому берегу реки Подкаменная Тунгуска (Рис. 1). Ближайший населенный пункт, село Байкит, находится в 80 км к северу от Куюмбы. Входит в состав Байкитского нефтегазоносного района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Гайдукова, 2006) (Рис. 2). Климат резко континентальный, среднегодовая температура воздуха минус 6,3 °С, относительная влажность воздуха составляет 73,2%.

Разработка месторождения долгое время осложнялась неразвитостью инфраструктуры. Из-за отсутствия железных и автомобильных дорог транспортировка добываемой нефти и газа может осуществляться только по трубопроводу. С 2010 года на Куюмбинском месторождении активно ведутся работы по развитию производственной инфраструктуры и подготовке запасов углеводородов к промышленной разработке. На данный момент чуть более трети всех запасов месторождения относятся к категории промышленных. В апреле 2012 года Правительство Российской Федерации одобрило проект строительства нефтепровода Куюмба-Тайшет, соединившего месторождения Юрубчено-Тохомской зоны с нефтепроводом Восточная Сибирь-Тихий океан. Его протяженность 719 км, 535 из которых проходят по территории Красноярского края. Строительство трубопровода на территории области началось в конце 2013 года. В настоящий момент нефтепровод находится в эксплуатации, его мощность достигает 15 млн тонн нефти в год.

На месторождении также построен резервуарный парк вместимостью 30 000 тонн, успешно реализуется пилотная программа (URL: <https://dvp.gazprom-neft.ru>).

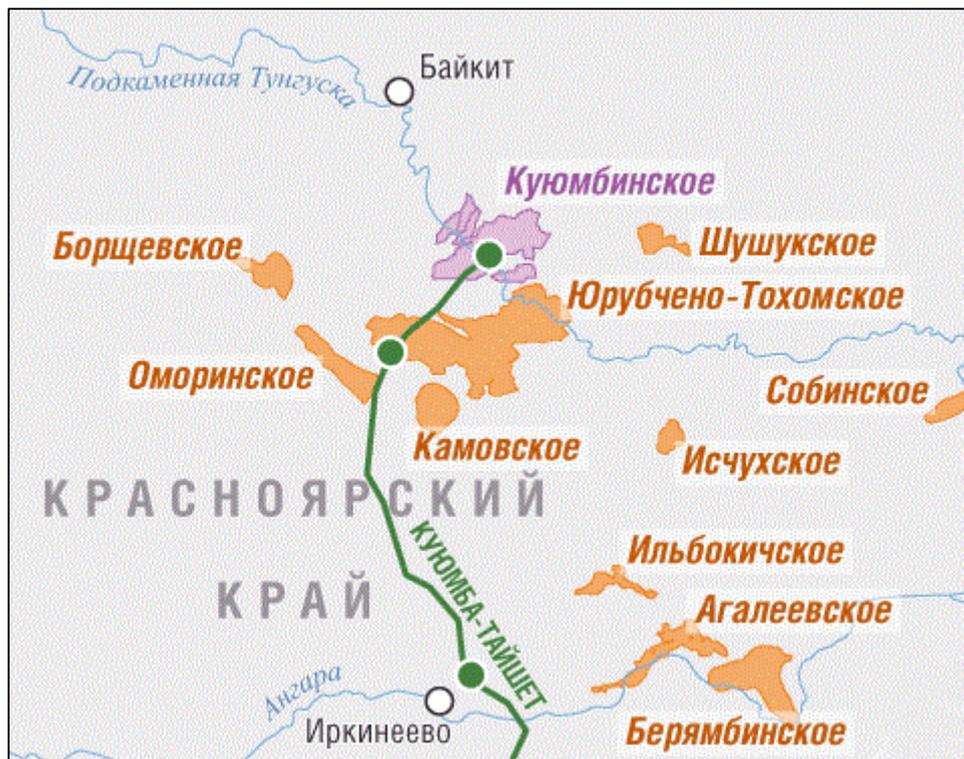


Рисунок 1. Схема расположения Куюмбинского НГМ (URL: <https://www.cdu.ru/>)

 - Нефтепровод «Куюмба-Тайшет»

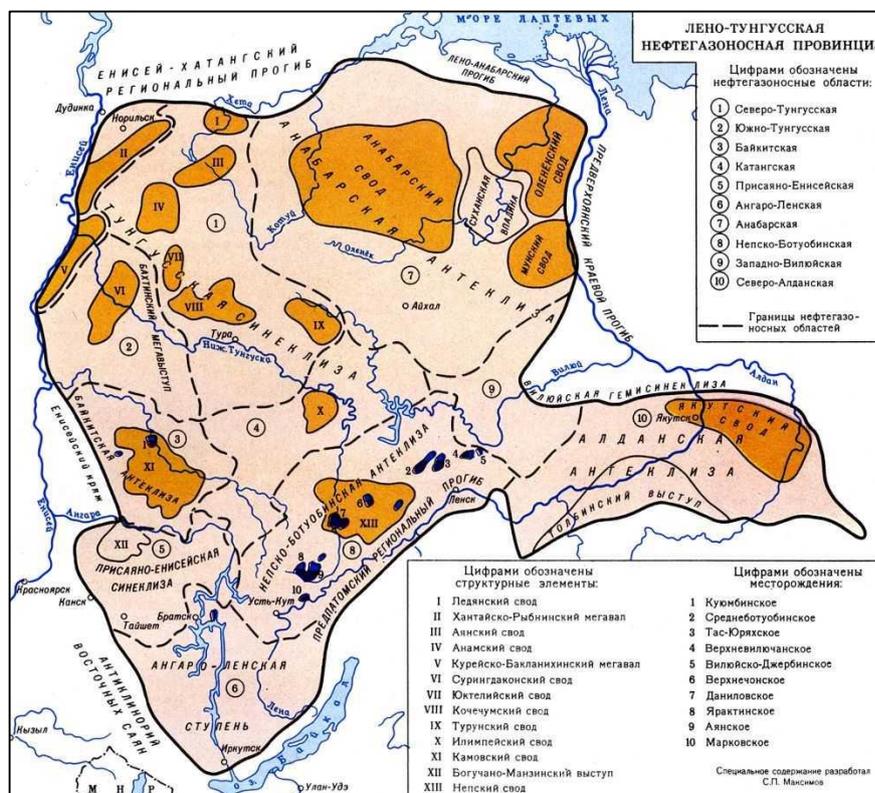


Рисунок 2. Схема Лено-Тунгусской НПП (URL: <http://www.mining-enc.ru/>)

1.2 Общее геологическое положение

Поиски залежей нефти и газа в протерозойских отложениях Сибирской платформы ведутся с начала 60-х годов. Долгое время они были стратиграфически ограничены вендскими терригенными и карбонатными коллекторами. В середине 70-х годов при количественной оценке перспектив нефтегазоносности этого региона специалистами СНИИГГиМСа и ОИГГМ СО РАН (С. А. Кащенко, А. Э. Канторович, И. Г. Левченко, Н. В. Мельников, Г. Д. Назимков, А. А. Трофимук и др.) в качестве самостоятельного объекта оценки впервые были выделены отложения рифея. Причиной этого стали промышленные притоки нефти на Куюмбинском месторождении, открытом в 1973 году бурением скважины Куюмбинская-1, которая открыла газовую залежь в верхней части рифея, перекрытую субгоризонтальными вендскими терригенно-сульфатно-карбонатными отложениями. Последующие работы показали приуроченность отложений к трещинно-кавернозным резервуарам рифейских пород, расположенных непосредственно под довендской эрозионной поверхностью. (Канторович и др., 1996).

В последнее десятилетие протерозойские нефтегазовые системы вызывают растущий интерес, поскольку они являются потенциально крупными и неиспользованными запасами нефти и газа во всем мире.

Аналогичные залежи нефти в кавернозно-трещиноватых коллекторах с возрастом пород около 1 млрд 700 млн лет известны в бассейне Бохайского залива в Китае. Однако, как убедительно показали китайские ученые, в рассматриваемом случае нефть мигрировала в протерозойский резервуар из кайнозойских нефтеносных пород озерного происхождения, т.е. является молодой и аллохтонной по отношению к вмещающим нефтегазоносным толщам. Геологические условия Юрубчено-Тохомской нефтегазоносной зоны исключают подобный механизм ее формирования. (Канторович и др., 1996).

Кроме того, в настоящее время протерозойские месторождения нефти и газа описаны в Китае (Wang et al., 2017; Feng et al., 2017), Омана (Grantham, 1986), западной Африки, Северной Америки и Австралии (Craig et al., 2013). Информация и ссылки взяты из статьи (Vasilieva et al, 2020).

Геоструктурно Куюмбинское месторождение находится в пределах Байкитской антеклизы, расположенной в западной части Сибирской платформы. Геологическая среда образована архейско-протерозойским кристаллическим фундаментом и перекрывающим его рифейско-фанерозойским осадочным чехлом, в свою очередь осадочная толща разделяется на два резко неоднородных по своей деформации структурных яруса: рифейский и венд-фанерозойский.

Нижний (рифейский) ярус осадочного чехла характеризуется широким развитием, а в ряде случаев и значительной амплитудой разломов. Рассматриваемая территория расположена в южной части Южно-Тунгусской антеклизы рифейского структурного яруса. В пределах исследуемой части антеклизы выделяются четыре элемента первого порядка - Юрубчено-Вельминский и Деланинский своды, Мадринско-Тычанский прогиб (грабен) и Кумондинский склон (Вараксина, 2007, Харахинов, 2011).

Венд-фанерозойский ярус плащеобразно перекрывает складчато-глыбовые рифейские комплексы и образует более простые по строению (по сравнению с рифейскими) структуры. Наиболее крупной из них является Камосвкий свод, занимающий верхнюю часть Байкитской антеклизы (Вараксина, 2007, Харахинов, 2011).

Рифейский резервуар в этой части Сибирской платформы имеет сложное блоковое строение и интенсивную дизъюнктивную нарушенность, что существенно влияет на сейсмическую информацию, интерпретируемую неоднозначно. Использование новейших технологий позволило недропользователям (ОАО «НГК «Славнефть») выявить приуроченность ловушек к зонам разрушения пород, связанным с разрывами.

В соответствии со схемой распространения сдвигов на Сибирской платформе, Куюмбинское газонефтяное месторождение расположено в зоне пересечения правостороннего Ангаро-Катангского сдвига северо-западного простирания и левостороннего Большепитско-Кислоканского – северо-восточного простирания (Баранова, 2011).

1.3 Стратиграфия

Возраст и отношения между стратиграфическими подразделениями определить трудно из-за структурных сложностей и отсутствия полного стратиграфического разреза хотя бы для одной скважины. В этой работе осуществляется ориентация на стартиграфические схемы, предложенные в статьях (Конторович, 1996, Вараксина, Хабаров, 2007).

Изученные глубоким бурением рифейские отложения Юрубчено-Тохомской зоны расчленяются на 12 толщ (снизу-вверх) - зелендуконскую, вздрэшевскую, мадринскую, юрубченскую, долгоктинскую, куюмбинскую, копчерскую, юктенскую, рассолкинскую, вингольдинскую, токурскую, ирэмэкэнскую (Рис. 4). Все они, за исключением зелендуконской, объединены в камовскую серию.



Рисунок 4. Сводный разрез рифейских отложений Байкитской антеклизы (Вараксина, Хабаров, 2007).

Зелендуконская толща сложена песчаниками калиево-полевошпатово-кварцевого состава. Цвет пород розовато-красный, розовый, желтовато-серый, серый и светло-серый. Они имеют мелкозернистую структуру. Породы очень прочные, сливные, подвержены значительному региональному метаморфизму.

Ведрешевская толща сложена переслаиванием аргиллитов и алевролитов со значительным преобладанием первых. Пласты песчаников, мергелей и глинистых доломитов имеют резко подчиненное распространение, мощность их не превышает 1,5 м.

Мадринская толща представлена неравномерно переслаивающимися доломитами, глинистыми доломитами, доломитовыми мергелями, алевролитами и аргиллитами. Преобладают темно-серые глинистые доломиты и аргиллиты. В пределах Куюмбинской площади выявлены участки замещения доломитов известняками. Как и для ведрешевской толщи, для нее характерно увеличение мощности в северо-восточном и восточном направлениях. В разрезе скважины Ом-3 мадринская толща полностью отсутствует. Для толщи в целом характерна темноцветная окраска.

Юрубченская толща сложена в основном доломитами, в разной степени окремненными. В пределах Юрубченской площади (юго-западная часть Юрубчено-Тохомской зоны) толща состоит из двух подтолщ. Нижняя характеризуется темным цветом и пластом песчаников в основании. Верхняя подтолща сложена светло-серыми доломитами, различающимися соотношением оолито-пизолитово-интракластических и строматолитовых пород, а также степенью окремнения. В пределах Мадринской и Куюмбинской площадей нижний подтолща значительно более терригенная и входит в состав мадринской толщи. Мощность юрубченской толщи колеблется от 204 м до 515 м.

Долгоктинская толща представлена чередованием слоев доломитов, глинистых доломитов, доломитовых мергелей и аргиллитов с прослоями алевропесчаников. Мощность аргиллитовых слоев чаще всего находится в диапазоне 0,5-1,5 м и редко превышает 1,5 м. Мощность слоев относительно чистых доломитов колеблется от 1 до 5 м, глинистых доломитов доломитовых мергелей от 1-2 до 5 м. Соотношение карбонатной и глинистой составляющих толщи не постоянно по площади. В западной части Юрубченской площади, где мощность толщи минимальна, она имеет почти карбонатный состав, образуя единый массив с юрубченской и куюмбинской толщами. В восточном и северо-восточном направлениях по мере увеличения мощности толщи увеличивается ее глинистость. В пределах Куюмбинской площади доломитовые толщи местами песчаные. Мощность толщи изменяется от 53 м до 244 м.

Куюмбинская толща полностью вскрыта скважиной № Мдр-156, большая группа скважин вскрывает ее фрагменты. Толща сложена преимущественно оолито-пизолитоинтракластическими, в том числе фитокластическими и пластовостроматолитовыми доломитами, и представляет собой чередование светло-серых, серых и темно-серых толщ разной мощности. В средней части разреза выделяются глинистые пласты, которые хорошо прослеживаются на большой площади и являются удобными реперами для корреляции.

Копчерская толща вскрыта одиночной скважиной Мдр-156 в интервале 2600-2728 м. Изученная ее часть сложена неравномерно переслаивающимися глинистыми доломитами, доломитами и аргиллитами, часто алевритистыми. Мощность копчерской толщи 128 м.

Юктенская толща полностью не вскрыта ни одной скважиной в полном объеме. Она сложена в основном строматолитовыми и оолито-пизолитово-интракластическими доломитами с подчиненными прослоями долмикритовых разностей. Максимальная вскрытая мощность составляет 402 м.

Рассолкинская толща вскрывается на всю мощность. В целом она сложена неравномерно переслаивающимися глинистыми доломитами, доломитами и аргиллитами. Мощность рассолкинской толщи 186-228 м.

Вингольдинская толща подразделяется на две подтолщи, которые сложены преимущественно доломитами. От доломитов нижней подтолщи породы верхней отличаются более темным цветом. Общая мощность вингольдинской толщи составляет 603 м.

Токурская толща сложена аргиллитами с подчиненными прослоями комковато-интракластических доломитов.

Ирэмкэнская толща — самый молодой стратиграфический уровень рифея, вскрытый скважинами в пределах Юрубчено-Тохомской зоны. Толща делится на две подтолщи. Нижняя толща характеризуется переслаиванием строматолитовых доломитов и аргиллитов. Верхняя подтолща сложена преимущественно строматолитовыми доломитами с прослоями алевритовых песчаников. В целом все доломиты камовской серии массивны и плотны. Они содержат растительные и долмикритовые разновидности. Характерны окварцевание, опесчанивание, широко развиты стилолитовые и сутуровые швы. (Конторович, 1996).

Вендские отложения с угловым несогласием перекрывают рифейские отложения, а иногда и фундамент Сибирской платформы. В целом стратиграфия вендских отложений разработана гораздо более подробно, чем рифейских. (Васильева, 2017).

В структурно-фациальном плане отложения венда Байкитской антеклизы располагаются в двух районах: большая часть изучаемой территории находится в Бахтинском районе Турухано-Сюгджерского региона, а небольшая южная часть относится к Катангскому району Катангско-Ботубинского региона. Отложения венда Байкитской антеклизы подразделяются на 5 свит, ванаварская и оскобинская свиты развиты только в южных районах Байкитской антеклизы в депрессионных формах предвендского рельефа, а катангская, собинская и тэтэрская появляются повсеместно (Васильева, 2017).

Ванаварская свита сложена в основном пестрыми терригенными породами: в основании – конгломерато-брекчиями брекчиями (в обломках - доломитовыми, кремнистыми, метаморфическими породами) с песчано-глинистым матриксом, алевролитами, песчаниками, гравелитами, реже - аргиллитами. Верхняя часть ванаварской свиты сложена кварцевыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами, цементом битуминозно-глинистого, доломитового, сульфатного или кремнистого состава. Максимальная мощность ванаварской свиты составляет 40 м.

Оскобинская свита резко отличается от нижележащей ванаварской свиты и имеет терригенный и сульфатно-карбонатный состав. Нижняя часть оскобинской свиты сложена преимущественно ангидритами, доломитами и аргиллитами с включениями белого ангидрита, породы имеют характерную пятнистую текстуру. Средняя часть свиты представлена переслаиванием серых аргиллитов, алевролитов и полевошпатово-кварцевых песчаников с битуминозными глинами и карбонатным цементом. Верхняя часть оскобинской свиты сложена доломитами и доломитовыми мергелями с прослоями ангидритов. Максимальная мощность оскобинской свиты составляет 80 м.

Катангская свита перекрывает отложения оскобинской свиты, с пологим угловым несогласием. Катангская свита сложена доломитами, неравномерно глинистыми, ангидритовыми (ангидрит проявляется в виде линз и пятен), аргиллитами, мергелями; южнее разрез становится более глинистым. Мощность свиты составляет 65–70 м (на юге Байкитской антеклизы) и 90–95 м (на севере).

огласно перекрывает катангский и сложен ангидритами, местами алевролитистыми доломитами; ангидрит образует конкреции в виде пятен и линз; наблюдаются скопления пирита, вторичного доломита и конкреций кремня; на юге отмечаются пласты глинистых доломитов. Мощность свиты достигает 60 м.

Собинская свита согласно перекрывает катангскую и сложена доломитами ангидритистыми, местами – алевритистыми. Ангидрит образует стяжения в виде пятен и линз. Наблюдаются скопления пирита, вторичного доломита и конкреции кремния. На юге отмечаются пласты глинистых доломитов. Мощность свиты достигает 60 м.

Тетерская свита завершает вендский разрез Байкитской антеклизы. Свита сложена доломитами, часто ангидритовыми, в нижней части - мелкогустковыми, микрофитолитовыми. Верхняя часть свиты сложена сульфатсодержащими доломитами с небольшими линзами ангидритов. Мощность свиты в большинстве случаев составляет около 30 м, лишь в отдельных скважинах доходит до 50 м. (Васильева, 2017).

1.4 История геологического развития

В ходе рифтогенного мегаэтапа развития юго-западная часть кратона претерпела ряд крупных структурных перестроек, определивших сложное строение позднепалеопротерозойских и рифейских структурных элементов региона. Его геодинамическая эволюция в этот период, выявленная в основном в результате изотопно-геохимических исследований и комплексной интерпретации имеющейся геолого-геофизической информации о глубинном строении, может быть разделена на несколько этапов.

Нефтегазовая геодинамика Байкитско-Катангского региона определяется его принадлежностью Сибирскому кратону. После завершения кратонизации в раннем протерозое (1,8 - 1,9 млрд. лет назад) Сибирская платформа испытала два крупнейших геодинамических мегацикла: рифтогенный позднепалеопротерозойско-рифейский и плитный вендфанерозойский, сопровождаемых тремя крупнейшими этапами тектоно-магматической активизации в конце рифея, в триасе и в неогенчетвертичное время, в основном, приведших к образованию сводово-глыбовых структур, а в триасе - к формированию трапповых формаций в результате воздействия гигантского мантийного плюма и массового выноса расплавленного материала в верхнюю часть коры и на поверхность. В ходе рифтогенного мегаэтапа развития юго-западная часть кратона претерпела ряд крупных структурных перестроек, определивших сложное строение позднепалеопротерозойских и рифейских структурных элементов региона. Его геодинамическая эволюция в этот период, выявленная в основном в результате изотопно-геохимических исследований и комплексной интерпретации имеющейся геолого-геофизической информации о глубинном строении, может быть разделена на несколько этапов (Харахинов, 2011).

В позднем палеопротерозое (1,8-1,6 млрд. лет) регион перешел к режиму платформенного развития, на фоне которого в дорифейское время проявляются отдельные события растяжения, приведшие к заложению позднепалеопротерозойских рифтогенных структур, явившихся в дальнейшем развитии основой рифейских рифтов. К завершению событий наступает период денепленизации территории региона.

В раннем мезопротерозое (1,6-1,5 млрд. лет), в раннерифейское время, в его начале, на денепленизированной территории происходит заложение слабо выраженных рифтовых депрессий с накоплением преимущественно терригенных, реже карбонатных отложений тейской серии Енисейского кряжа и зеленодудуконской толщи Байкитской антеклизы. В конце раннего мезопротерозоя (1,5-1,3 млрд. лет), в конечные этапы раннерифейского времени, наступает стадия активизации рифтинга. Осадконакопление происходило в условиях интенсивного растяжения и проседания «фундамента». На территории Байкитской антеклизы в рифтовых

депрессиях накапливались глинистые и карбонатные часто углеродсодержащие отложения вздрэшевской и мадринской толщ. Зоны интенсивного растяжения в пределах Енисейского кряжа маркируются основными вулканитами и интрузиями основного состава. Одновременно на территории Байкитской антеклизы формировались синседиментационных долериты возрастом около 1500 млн лет. В конце периода в результате структурной перестройки формируются палеоподнятия и палеовпадины, контролирующие распределение объемов последующих толщ среднего рифея. К этому времени относятся значительные эпигенетические преобразования пород раннего рифея.

В позднем мезопротерозое (1,3-1,0 млрд лет), в среднерифейское время продолжающийся процесс растяжения привел к разрыву континентальной коры и образованию океанического бассейна в западной части Енисейского кряжа. В пределах Байкитского района формируется пассивная окраина с развитием рифтогенных процессов, охватывающая значительную часть восточных районов области. В восточных блоках Байкитского района в рифтовых прогибах на шельфе пассивной окраины накапливаются преимущественно карбонатные отложения юрубченской, долгоктинской, куюмбинской, копчерской, юктенской, рассолкинской, вингольдинской, токурской и ирэмэкэнской толщ. В этот период интенсивное прогибание прерывалось кратковременными структурными перестройками в предкопчерское и предтокурское время, приведшими к небольшим структурным несогласиям и структуризации трех среднерифейских комплексов, объединяющих в первом случае юрубченскую, долгоктинскую и куюмбинскую, во втором случае - копчерскую, юктенскую, рассолкинскую, вингольдинскую, в третьем случае - токурскую и ирэмэкэнскую толщи.

В раннем неопротерозое (1,0-0,85 млрд лет), в позднерифейское время, в пределах Байкитского района накапливались отложения, синхронные образованиям тунгусикской и ослянской серий Енисейского кряжа. В ходе добайкальских и довендских эрозий верхнерифейские комплексы региона были размывы. О геодинамическом развитии региона в рассматриваемый период можно судить по основным этапам развития позднерифейского бассейна в пределах Енисейского кряжа. Бассейн характеризуется двумя основными ярусами: Тун-Гусикским и Ослянским. В конце периода в связи с активизацией тектонических процессов и структурной перестройкой возрастает роль основных вулканических пород, в том числе подушечных лав.

В среднем неопротерозое (0,85-0,65 млрд лет), в позднерифейское (байкальское) время сформировался коллизионный ороген Енисейского кряжа с развитием, возможно, сдвиговых грабенов в западной части Байкитского района. Возможно также существование подоб-

ных небольших бассейнов в восточной части области, отложения которых были размыты до-вендской эрозией. Конец периода ознаменовался крупной структурной перестройкой, завершившей рифтовый мегацикл и положившей начало вендско-фанерозойскому плитному мегациклу развития региона.

В позднем неопротерозе (0,65-0,55 млрд лет), в вендское время, после образования орогена Енисейского кряжа в пределах Байкитского района сформировались форландские бассейны с накоплением континентальных и морских отложений тасеевской серии венда. В результате геодинамических процессов в течение всего длительного (около 2 млрд лет) развития сформировались основные черты современных глубинной и приповерхностной структур Байкитского региона, особенностей нефтидогенеза и нефтегазонакопления в рифейских и вендских природных резервуарах нефти и газа (Харахинов, 2011).

1.5 Нефтегазоносность

Месторождение, как было сказано выше, открыто в 1974 году в результате бурения параметрической скважины К-1, открывшей в карбонатных отложениях рифея газовую залежь с начальным суточным дебитом газа около 200 тыс. м³. Первый промышленный приток нефти получен в 1977 году в поисковой скважине К-9, дебит его составил 43,8 м³/сут. В том же году получен приток нефти из поисковой скважины К-2, с максимальным дебитом 135 м³/сут (Харахинов, 2011).

По величине начальных извлекаемых запасов углеводородов по промышленным категориям С₁+С₂ месторождение на данной стадии изученности относится к категории крупных. С учетом прогнозируемого извлекаемого ресурсного (категорий С₃ и Д) потенциала, равного более 250 млн т, можно отнести его к уникальным. По сложности геологического строения Куюмбинское нефтегазовое месторождение относится к месторождениям очень сложного строения и характеризуется высокой степенью литолого-фациальной неоднородности, значительной дезинтегрированностью, резкой изменчивостью емкостно-фильтрационных свойств как по разрезу, так и по латерали.

Резервуар представлен проницаемыми терригенно-карбонатными толщами рифейского возраста. Все выявленные залежи Куюмбинского месторождения относятся к тектонически экранированному типу, по типу коллектора - массивному, по типу флюида - газонефтяным, нефтегазоконденсатным залежам. В основном все залежи водоплавающие. Месторождения расположены на глубинах 1940-2270 м. Региональной покрывкой для отложений служат вендские сульфатно-глинисто-карбонатные породы и нижнекембрийские галогенкарбонатные породы усольской свиты нижнего кембрия.

Коллекторы по типу являются трещинными и трещинно-кавернозными и резко меняют свои свойства по площади и разрезу. По керну емкость (пустотность, связанная с кавернами и локальными расширениями стенок трещин) колеблется от 0,14 до 13,2% (в среднем 1,56%). Максимальная емкость отмечается в доломитах с рассеянной примесью кремнезема. Трещинная емкость составляет до 2,3-2,7% (в строматолитовых доломитах). Максимальные дебиты нефти достигают 340 м³/сут. Породы-коллекторы представлены разнообразным набором литогенетических типов.

На качественном уровне комплексы горных пород делятся на две группы. К первой группе относятся комплексы с потенциально хорошими первичными коллекторскими свойствами. Они представлены комковато-оолитоинтракластическими, хорошо отсортированными доломитами, окремненными и строматолитовыми. Во вторую группу входят комплексы

с потенциально средними первичными коллекторскими свойствами. К ним относятся строма-толитовые и комковато-интракластические, часто песчанистые доломиты с прослоями аргиллитов и комковато-интракластические алевропесчанистые доломиты с прослоями алевритовых песчаников и аргиллитов. Куюмбинское месторождение включает Северо-Куюмбинскую, Куюмбинскую, Южно-Куюмбинскую и Камовскую залежи, контролируемые крупными глыбовыми системами. (Рис. 5) (Харахинов, 2011).

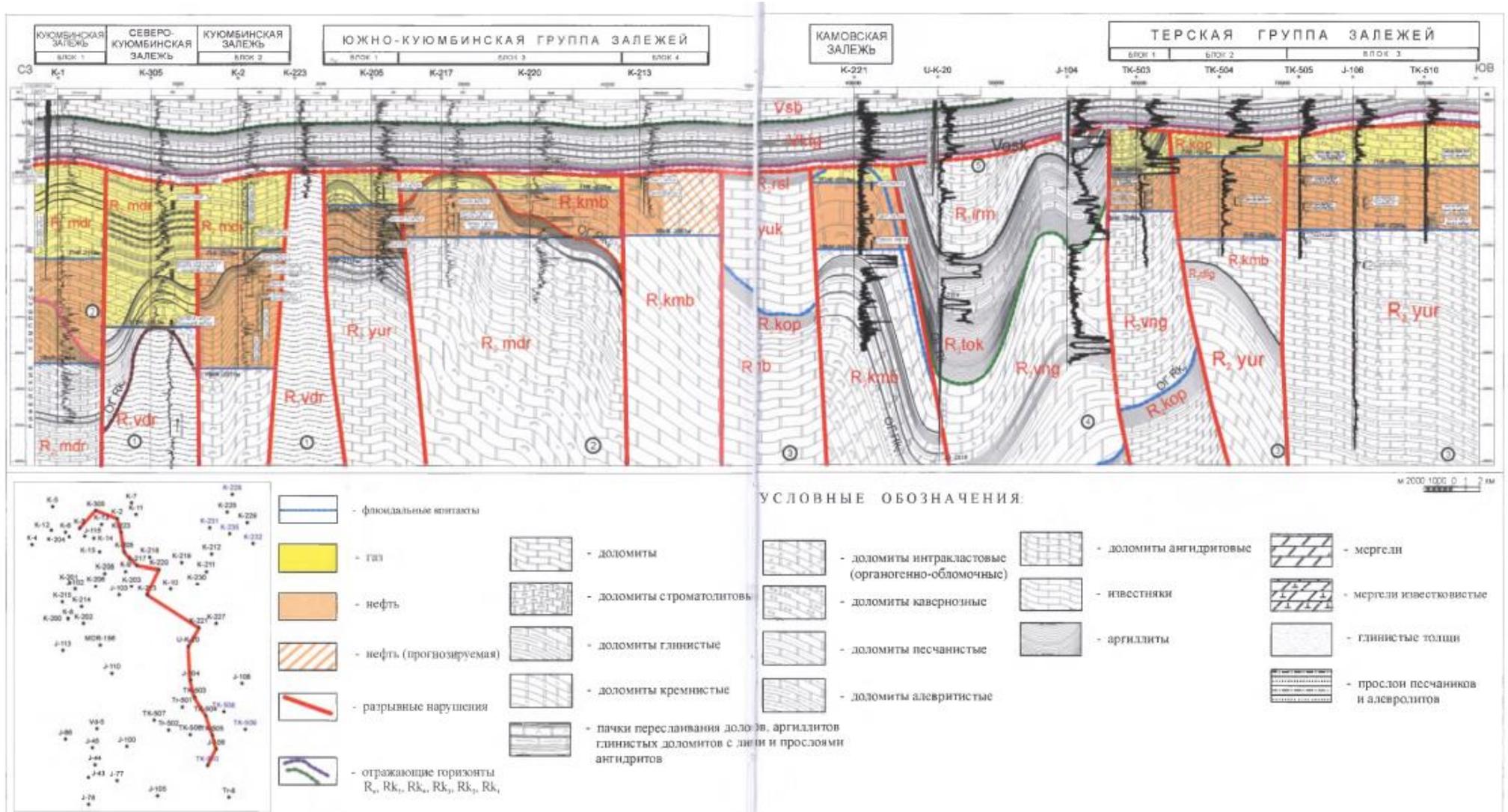


Рисунок 5. Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское (Терский сектор) месторождения. Нефтегазогеологический профиль по линии скважин К-1-К-305-К-2-К-223-К-206-К-217-К-220-К-218-К-221-Ю-К-20-Юр-104-ТК-503-ТК-504-ТК-505 Юр-108 ТК-510 (Харахинов, 2011).

1.6 Понятие цифрового керна и его применение для современных геологоразведочных работ на нефть и газ

Цифровой керн представляет собой комплексную технологию изучения горных пород с помощью математического моделирования физических свойств объекта и процессов, происходящих в нем на уровне пустотного пространства. Основной целью технологии является получение комплекса петрофизических свойств образца породы и расчет фильтрационных характеристик. Такие данные могут быть получены методами математического моделирования на основе 3D изображений по результатам микротомографии.

В частности, аналитическое оборудование позволяет получать следующие основные показатели и необходимую информацию о: первичной и вторичной пористости, кавернозности, внутренней морфологии порового пространства, характеристике плотностных неоднородностей, флюидонасыщенности, проницаемости, динамике распределения флюидов, корреляции геофизических данных (Воробьев, 2018).

После извлечения керна из скважины и проведения предварительной пробоподготовки (изготовления цилиндров) ее помещают в томограф высокого разрешения и получают цифровую копию фрагмента пласта. При этом структурно-текстурные особенности породы воспроизведены с высокой степенью детализации. С помощью такой цифровой копии можно проводить дальнейшее моделирование, например, процесса фильтрации флюида через образец керна или воздействия на породу различных реагентов. (Балашов, Савенков, 2019; Yakimchuk et al, 2020).

Данная методика позволяет, во-первых, получить достаточно быстрое численное решение, поскольку мы имеем дело с экспериментальной моделью, а во-вторых, нет необходимости проводить реальные испытания: достаточно изучить свойства и поведение цифрового двойника модели резервуара, а затем отправить в лабораторию образцы керна, на которых можно провести валидацию – исследовать точечные процессы для подтверждения и доработки модели. И если физический эксперимент выявил какие-то отклонения, определенные параметры модели адаптируются на цифровых двойниках активной зоны и проводятся дальнейшие исследования.

В технологии Цифрового керна (ТЦК) можно выделить три блока: реконструкция горной породы («Реконструкция»), расчет физических процессов («Процессы»), ремасштабирование результатов на следующий уровень («Ремасштабирование»).

В России наиболее развита ТЦК в блоке «Реконструкция горной породы». Она занимает до 95% от общего объема работ. До сих пор используется только пористость и связность. Затруднения вызывает отсутствие понимания учета влияния анизотропии, смачиваемости на изучаемые цифровые процессы фильтрации. Детальное моделирование минералогического состава выполняется в ограниченных объемах. Существенным ограничением технологии для РФ является отсутствие «Базы аналогов», а также отсутствие законченных и реализованных проектов по ТЦК в целом (Белозеров, 2020).

В дальнейшем для повышения степени сходства создаваемой модели с физическими образцами изучаемых коллекторов, латентно-семантический анализ литологических и петрографических шлифов и другие методы уточнения геометрического строения моделируемых зерен породы, а также их соответствия к созданной модели. Моделирование порового пространства следует проводить в несколько этапов. На первоначальном этапе создания структуры порового пространства проводится моделирование примитивов форм зерен (частиц). С учетом распределения частиц по размерам, полученного по результатам определения гранулометрического состава породы методом лазерной дифракции, литолого-петрографического изучения шлифов или другими методами, задается изображение каждому слою создаваемой модели (Белозеров, 2020).

Что касается преимуществ данной технологии, то помимо экономии времени и средств «Цифровое керн» дает основное преимущество – доступ к свойствам пласта на микроуровне. Потому что во многих случаях из-за слишком малого размера поровых каналов провести реальные испытания невозможно. В частности, невозможно в лабораторных условиях быстро и надежно обеспечить необходимое давление внутри пор для получения объективных данных о скорости фильтрации флюидов или воды. Такие испытания в реальном режиме могут занять около 9-12 месяцев. Цифровые методы все это компенсируют и позволяют получать более точные и качественные данные о свойствах коллектора при любых характеристиках проницаемости. (Белозеров, 2020).

Второй существенный плюс заключается в том, что мы можем неограниченно «проводить» (моделировать) цифровые эксперименты, чтобы получать максимум данных о характеристиках пласта и подбирать для него оптимальные решения. Кроме того, создается модель цифрового двойника керна, которая может храниться на сервере неограниченное время и быть доступным по запросу. (Белозеров, 2020).

Технология «Цифровой керн» во многом оказывается гораздо точнее (в изучении шлифов и получении физических свойств породы в лабораторных условиях) по сравнению с

традиционными методами исследования, а в ряде случаев ее даже применяют в качестве единственного способа объективной оценки свойств породы и внутреннего их строения. Например, применение данного метода при исследовании образцов баженовской нефтеносной свиты является единственно возможным методом оценки ее нанопористости, что позволяет более точно определить количество присутствующей в данном типе пород нефти (Воробьев, 2018).

Существуют и другие «проблемные» типы нефтяных коллекторов, наиболее оптимальное изучение которых обеспечивает только цифровое моделирование керна. К этому типу горных пород относятся породы, имеющие хрупкую структуру, в случае с которыми лабораторные исследования и длительное хранение образцов невозможны (Воробьев, 2018).

Кроме этого, технология «цифровой керн» открывает также возможность проведения исследований на обломках образцов, шламах и прочих нестандартных образцах, что позволяет существенно облегчить задачу при оценке свойств пород-коллекторов в местах с ограниченным количеством и качеством образцов (Воробьев, 2018)

1.7 Электронная микроскопия и рентгеноспектральный микроанализ

Растровый электронный микроскоп (РЭМ) довольно широко используется в научно-исследовательских лабораториях. По техническим возможностям он сочетает в себе качества и светового (СМ), и просвечивающего электронного (ПЭМ) микроскопов, при этом является более multifunctional. В основе РЭМ лежит сканирование поверхности образца электронным зондом и детектирование (распознавание) возникающего при этом широкого спектра излучений. Сигналами для получения изображения в РЭМ служат вторичные, отраженные и поглощённые электроны. Другие эффекты, в частности рентгеновское излучение, может быть использовано для получения информации о химическом составе материала исследуемого образца с помощью рентгеноспектрального микроанализатора (РСМА).

Это определяет методические особенности использования РЭМ и создает целый ряд новых дополнительных аналитических возможностей в области электронной микроскопии. Высокая информативность, простота изготовления объектов для исследования, высокая степень автоматизации количественного анализа изображения и обработки результатов измерений и др. делают РЭМ универсальным прибором для исследования структуры материалов и топографии поверхности.

Принцип действия основан на использовании некоторых эффектов, возникающих при облучении поверхности объектов тонко сфокусированным пучком электронов – зондом (Быков, Карпухин 2003).

На РЭМ могут исследоваться: шлифы, поверхности объектов без предварительной подготовки. Изготовление шлифов к исследованию в РЭМ в целом осуществляется так же, как и для светомикроскопического исследования. Однако, есть и особенности. В РЭМ большая глубина резкости изображения позволяет получать дополнительную информацию, проводя глубокое травление шлифов. В то же время при получении изображений в отраженных электронах шлифы травлению не подвергаются. Размеры образцов для РЭМ определяются габаритами камеры микроскопа (Быков, Карпухин 2003).

Перед исследованием образцы должны быть очищены. Отчистку образцов рекомендуется проводить в различных растворителях с использованием ультразвука (Быков, Карпухин 2003).

Возможности растрового электронного микроскопа (Быков, Карпухин 2003):

1. Исследуются большие площади поверхности массивных образцов и даже деталей в широком диапазоне увеличений от 10 до 50 000 и выше с высоким разрешением. В то же

время, как и для ТЭМ, не требуется выполнения сложных операций по изготовлению специальных объектов - реплик, прозрачных для электронного луча. Исключена возможность ошибок из-за деформации реплик при их снятии с объекта и под действием электронного луча.

2. На РЭМ можно исследовать общий характер структуры всей поверхности объекта при малых увеличениях и детально изучить любой интересующий участок при больших увеличениях. На РЭМ переход от малых увеличений к большим осуществляется быстро и просто. Возможность быстрого изменения увеличения в процессе работы микроскопа от 10 до 50000 позволяет легко устанавливать полезное увеличение.

3. РЭМ позволяет наблюдать трехмерное изображение структуры с возможностью ее количественной оценки. Создаются условия для непосредственного изучения строения поверхностей с сильно развитым рельефом.

4. РЭМ часто оснащен микроанализаторами химического состава, что позволяет получать более полную информацию.

Под рентгеноспектральным микроанализом понимают определение элементного состава микрообъемов по возбуждаемому в них характеристическому рентгеновскому излучению. Рентгеноспектральный микроанализ основан на тех же принципах, что и «обычный» эмиссионный рентгеноспектральный анализ (Быков, Карпухин 2003).

При взаимодействии электронного зонда с образцом одним из возможных возбуждаемых сигналов выступает рентгеновское излучение, которое можно поделить на тормозное и характеристическое. При рентгеноспектральном микроанализе тормозное излучение нежелательно, потому что вносит главный вклад в увеличение уровня фона и не может быть исключено (Быков, Карпухин 2003).

После проникновения первичных электронов в образец они тормозятся кроме электрическим полем атомов, еще и непосредственным столкновением с электронами атомов материала. В итоге первичные электроны могут выбивать электроны с внутренних К-, L- или M-оболочек, оставляя атом образца в энергетически возбужденном состоянии. Образующиеся вакансии заполняются переходами электронов с более высоких энергетических уровней. Когда атом переходит в основное состояние, избыточная энергия выделяется в виде кванта рентгеновского излучения. Так как энергия возникающего кванта зависит исключительно от энергии участвующих в процессе электронных уровней, а они являются характерными для каждого элемента, возникает характеристическое рентгеновское излучение. Потому как каждый атом имеет определенное конечное число уровней, между которыми возможны переходы только

определенного типа, характеристическое рентгеновское излучение дает дискретный линейчатый спектр (Быков, Карпухин 2003) (Рис. 6).

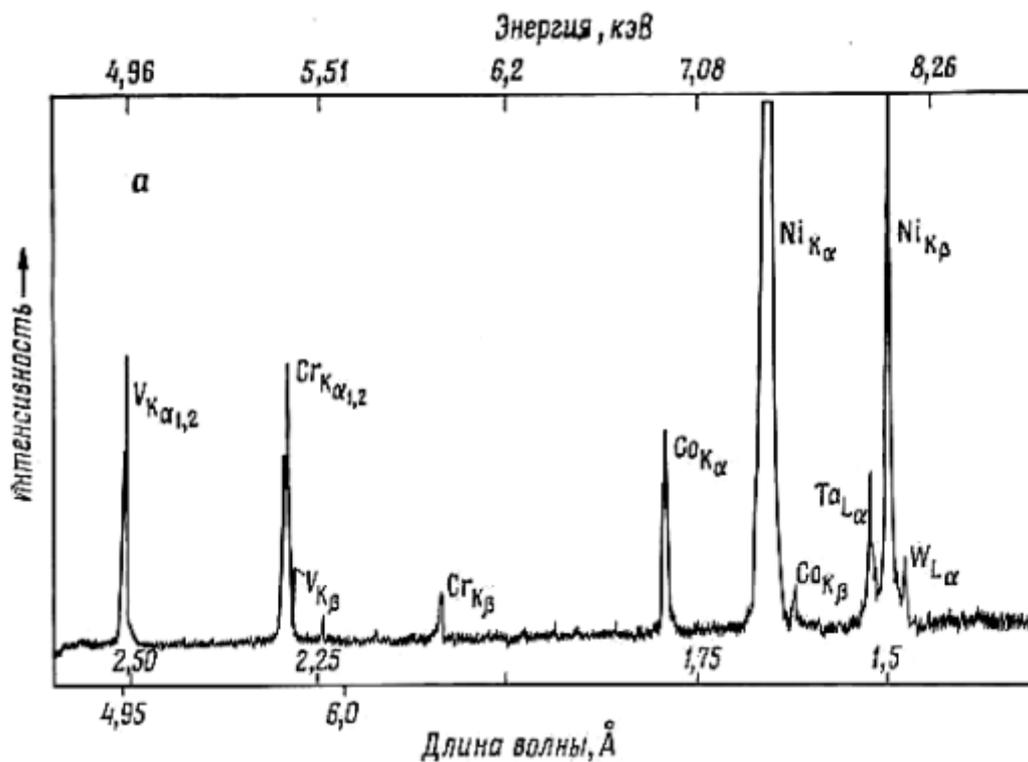


Рисунок 6. Фрагмент спектра при рентгеноспектральном микроанализе, картинка взята из учебного пособия (Быков, Карпухин 2003)

2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Материалы и методы исследования

Материалом для исследования послужили образцы N2-8 копчерской толщи, N2-14 куюмбинской толщи, N1-7, N1-11 долготинской толщи и N1-32 из зелендуконской толщи. Из образцов были сделаны цилиндры диаметром 10 мм и высотой 10 мм. Исследования проводились на рентгеновском нанотомографе Skyscan 2011 в ресурсном центре «Рентгенофазовые методы исследования» Санкт-Петербургского государственного университета (Рис. 7). Обработка данных с томографа проводилась в ПО «SkyScan CT-Analyser v. 1.18.4.0 +». Обработка и интерпретация данных выполнялась с использованием программ компании «Bruker» таких как: CT Analyser (для обработки данных и их последующей визуализации) и CT vox (для визуализации результатов данных).



Рисунок 7. Фотография нанотомографа Skyscan2011 ресурсного центра "Рентгенофазовые методы исследования" Санкт-Петербургского государственного университета.

Для характеристик литологического состава образцов были описаны петрографические прозрачно-полированные шлифы, фотографирование было сделано на микроскопе Olympus VH-53 (кафедра Региональной геологии СПбГУ, фотографии предоставлены научным руководителем). А также некоторые образцы были исследованы на настольном сканирующем электронном микроскопе Hitachi TM3000 ресурсного центра «Микроскопии и микроанализа» Научного парка СПбГУ.

TM3000 прост в управлении и имеет компактные размеры. Режим низкого вакуума позволяет исследовать непроводящие образцы без предварительного напыления. (Рис 8.).



Рисунок 8. Фотография настольном сканирующего электронного микроскопа Hitachi TM3000 ресурсного центра «Микроскопии и микроанализа» Научного парка СПбГУ

[\(https://researchpark.spbu.ru/\)](https://researchpark.spbu.ru/)

2.2 Применяемые классификации пор

При описании типов пор в шлифах и на микротомографических срезах была использована классификация Чокетта и Прея (Choquette, Pray, 1970, перевод был взят в работе Жемчуговой, 2002). Согласно этой классификации, выделяются 16 типов пор (Рис. 9, табл. 1):

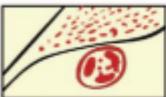
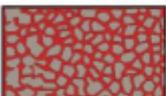
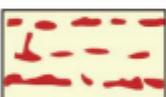
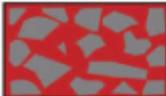
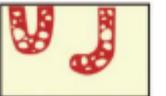
ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ПОРИСТОСТИ			
Связанные со структурой		Не связанные со структурой	
	межзерновой		трещинный
	внутризерновой		каналовый
	межкристаллический		пустотный
	слепковый		каверновый
	фенестровый		стилолитовый
	подкрышечный		
	органически - каркасный		
Не связанные и связанные со структурой			
	брекчиевый		сверления
			норок роющих организмов
			трещин усыхания

Рисунок 9. Классификация пор и поровых систем в карбонатных породах (по П. Чокетту, Л. Прею, 1970, схема и перевод был взят в работе Жемчуговой, 2014)

Межзерновой - поровое пространство между зёрнами, независимое от генезиса, размера и морфологии. Он наиболее характерен для обломочных разновидностей осадочных пород, в том числе карбонатных. Межзерновая пористость может быть первичной, сохранившейся в породе со стадии седиментогенеза, а также вторичной, образовавшейся в процессе селективного выщелачивания цемента. В зависимости от типа пор в известняках выделяются

поры межбиокластовые (межраковинные), межагрегатные (межоолитовые), межпеллоидные и т.д. (Жемчугова, 2014).

Внутризерновой – пористость внутри любых зерен. Чаще всего встречается в биокластовом материале, где имеет, обычно, доседиментационное происхождение. В известняках межзерновая пористость биокластов преобладает над внутризерновой пористостью (Жемчугова, 2014).

Межкристаллический - пористость образуется кристаллами доломита или кальцита. Она может быть первичной, как в микритовых разностях, или вторичной, возникшей в процессах перекристаллизации, доломитизации, кальцитизации и пр. (Жемчугова, 2014).

Слепковый - пористость избирательного выщелачивания отдельных структурных элементов породы, когда на месте прежнего зерна образуется «негатив». Он может быть, как в некарбонатных, так и в карбонатных породах. Избирательному растворению чаще всего подвергаются карбонатные зерна с первичным арагонитовым составом (раковины моллюсков, оолиты и др.). Часто слепковая пористость встречается в доломитах, где она затрагивает преимущественно кальцитовую (арагонитовую) или гипсово-ангидритовую составляющие породы. Доля пор образуется в результате разложения органического материала, погребенного с осадком. Импрессионную пористость можно дифференцировать по типу выщелоченного зернистого компонента (Жемчугова, 2014).

Фенестревый - пористость встречается во всем диапазоне литотипов карбонатных пород: от зернистых и каркасных до микритовых. Он состоит из системы округлых пустот шаровидной, линзовидной или более неправильной формы, размеры которых превышают размеры нормальных межзерновых пор. Как правило, фенестральная пористость носит полигенный характер и обязана своим происхождением разложению покрытых осадком слоев водорослей или усадке карбонатного ила при высыхании (Жемчугова, 2014).

Пустотный - пористость объединяет поры и поровые системы, характеризующиеся округлой и изометричной формой, довольно большими размерами и неопределенностью по отношению к структурным элементам. Растворение является доминирующим процессом в его образовании. Чаще всего встречается в карбонатных породах (Жемчугова, 2014).

Органогенно-каркасный - пористость характерна для известняков, каркас которых вырос на месте в виде жесткой структуры. Он первичен, его форма и распространение определяются скелетом колониальных каркасообразующих организмов или специфическим ростом са-

мой колонии. Как правило, органогенно-каркасная пористость образует ассоциации с внутризерновой пористостью (поры внутри отдельных организмов или частиц, составляющих каркас) (Жемчугова, 2014).

Трещинный - образуется в горных породах на стадии диагенеза, катагенеза и на любой стадии литогенеза при тектонической деятельности. Диагенетические и катагенетические трещины, как правило, залечены кальцитом и другими минералами.

Каверновый - образуется в результате химического растворения кальцита в известняках, а также за счет процессов доломитизации, сопровождающихся выносом растворенных компонентов. Каверны могут располагаться в породе хаотично или послойно (Недоливко, Ежова, 2012).

Стилолитовый - образуются в результате уплотнения, сопровождающегося частичным растворением. В результате этого взаимодействия стилолитовые швы имеют зубчатый и извилистый характер, развиваются на границе слоев и внутри них, ориентируются по наслоениям, разветвляются, пересекаются (Недоливко, Ежова, 2012).

Таблица 1. Классификация пор по размеру (по П. Чокетту, Л. Прею, 1970).

Классы		мм
Мегапоры	Большие	32-256
	Маленькие	4-32
Мезопоры	Большие	0,5-4
	Маленькие	0,625-0,5
Микропоры		Менее 0,625

2.3 Результаты исследований

Образец N2-8

Петрографическое описание. Порода сложена кристаллическим доломитом (Рис. 10), размер кристаллов матрикса в среднем составляет 100 мкм, иногда прозрачные кристаллы доломита встречаются вдоль трещин вместе с примазками гематита неправильной формы. Примазки гематита определяют красный цвет породы.

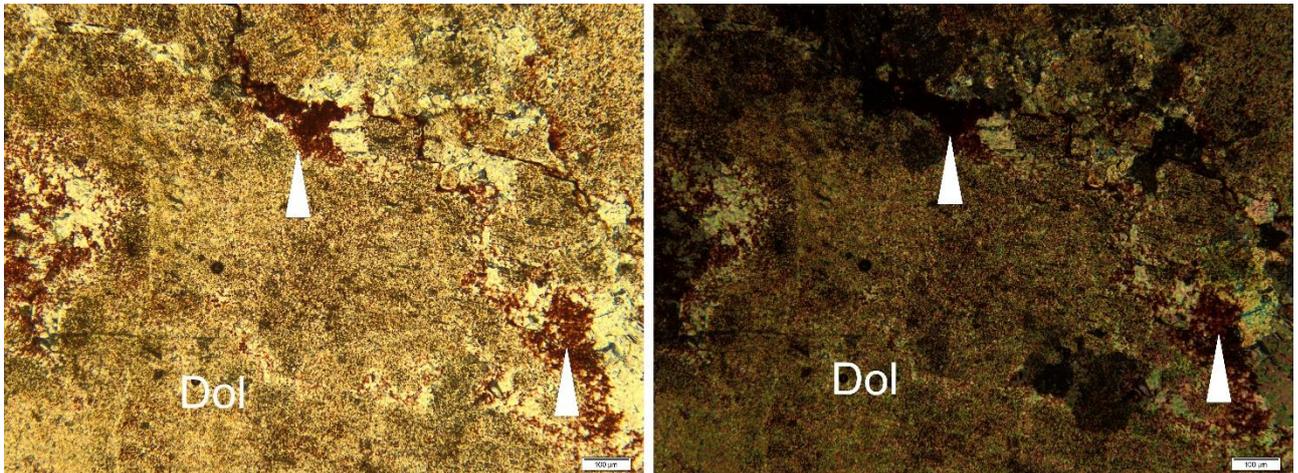


Рисунок 10. Фотографии шлифа N2-8 без анализатора (слева) и с анализатором (справа). Матрикс породы сложен доломитом (Dol), белыми стрелками показаны примазки гематита.

По результатам исследований образца N2-8 копчерской толщи были получены данные об открытой, закрытой и общей пористости, которые составили 14,06 %, 0,43 %, и 14,49 % соответственно.

В следствии микротомографических исследований была получена информация о по-
слойном распределении и размерах пор. Общая пористость изменяется в небольших пределах – от 9,21 % до 14,01,8%, что хорошо соотносится с вышеприведенными данными для всего образца (Рис. 11).

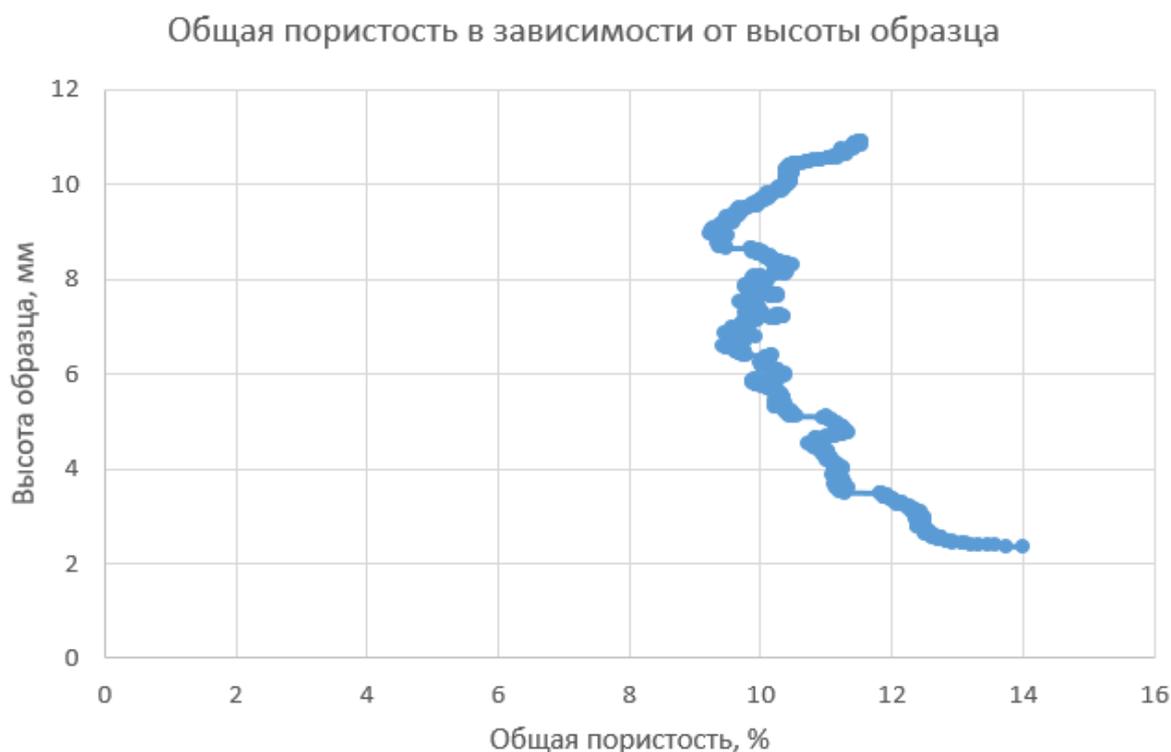


Рисунок 11. Общая пористость в зависимости от высоты образца N2-8

Анализ отдельных полученных срезов показывает, что поры имеют разную форму и размер. Наиболее мелкие поры имеют размер около 7 микрон (микропоры), в то время как наиболее крупные достигают до 1 мм. Форма наиболее крупных пор неправильная, часто с зазубренными краями, это каверновый тип пор. Также на отдельных срезах хорошо видно, что есть более темные области (вмещающий доломит), а есть более светлые области, которые имеют большую плотность, и, по всей видимости, содержат примазки гематита, который был описан в шлифах (Рис. 10, 12).

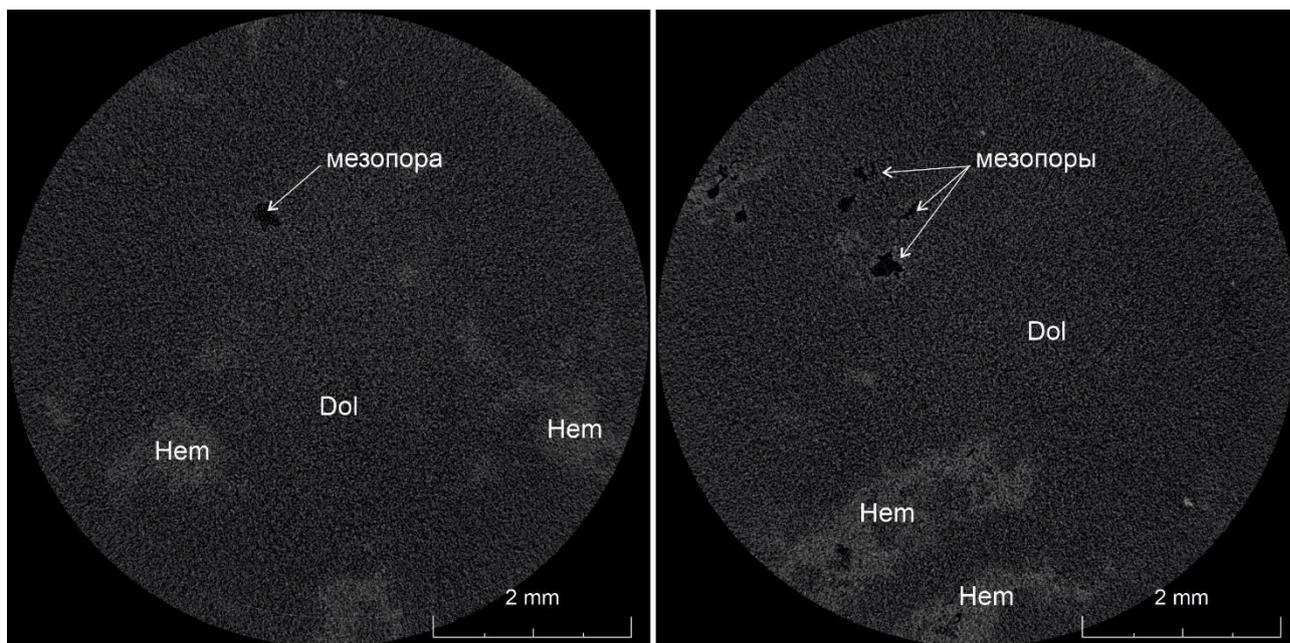


Рисунок 12. Изображения слоев образца N2-8.

3D анализ отдельных пор показывает, что форма пор в пространстве неправильная, поры не приурочены к определенным направлениям. Более крупные поры сообщаются через более мелкие (Рис. 13).

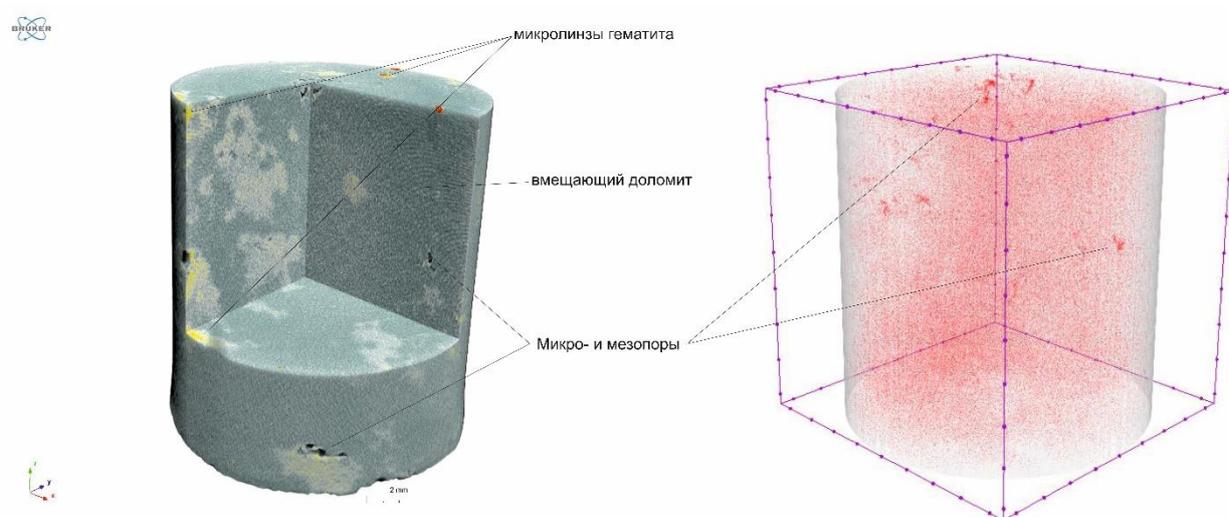


Рисунок 13. 3D модель микрокерна образца N2-8 (слева) и моделирование порового пространства в объеме микрокерна образца N2-8 (справа)

На основе 3D анализа, также была получена информация о количестве пор различных размеров. Проанализировав эти данные, была построена гистограмма зависимости доли в общем объеме пор образца от пор различных размеров (Рис. 14).

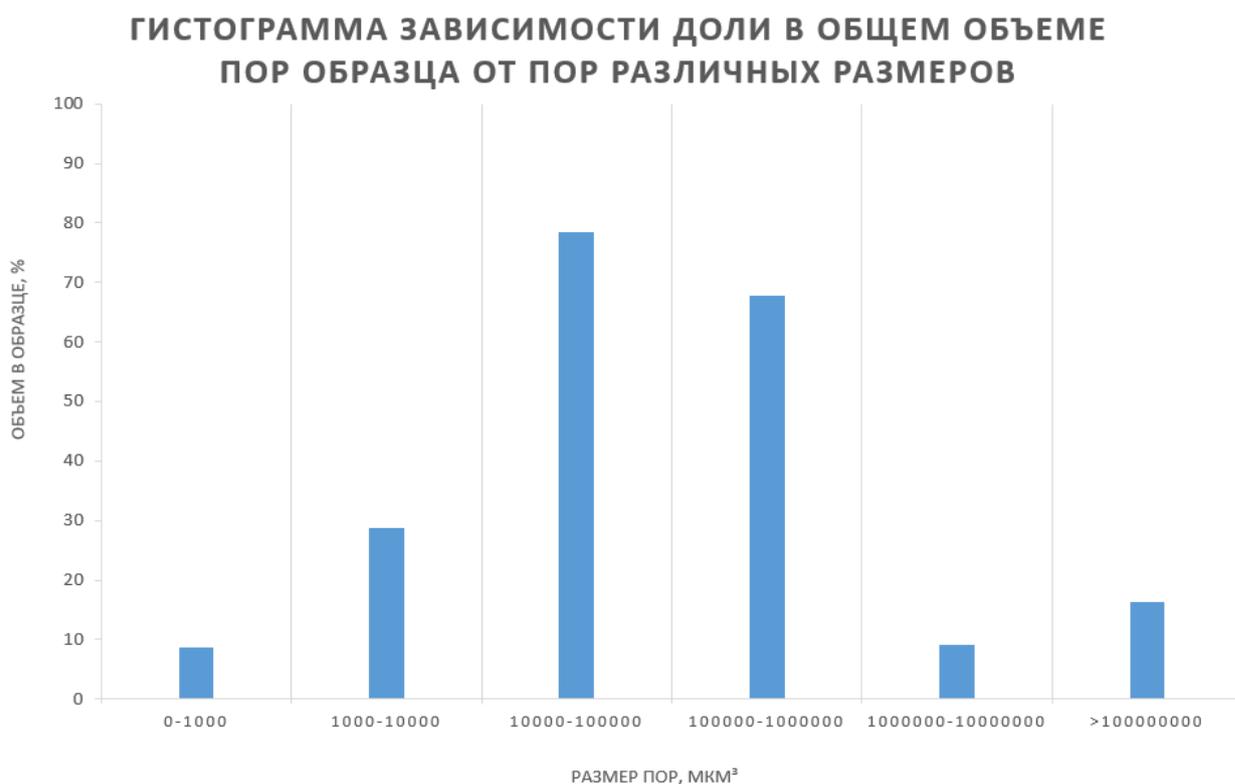


Рисунок 14. Гистограмма зависимости доли в общем объеме пор от пор различных размеров образца N2-8

На основе гистограммы можно сделать вывод о том, что основную долю в общей пористости занимают микропоры поры, и стоит отметить, что при незначительном количестве мезопор их доля в общей пористости довольно значительна, и составляет порядка 17 %.

Образец N2-9

Петрографическое описание. Порода сложена кристаллическим доломитом (Рис. 15), размер кристаллов матрикса в среднем составляет 100 мкм, прозрачные кристаллы доломита иногда встречаются вдоль трещин вместе с примазками гематита неправильной формы.

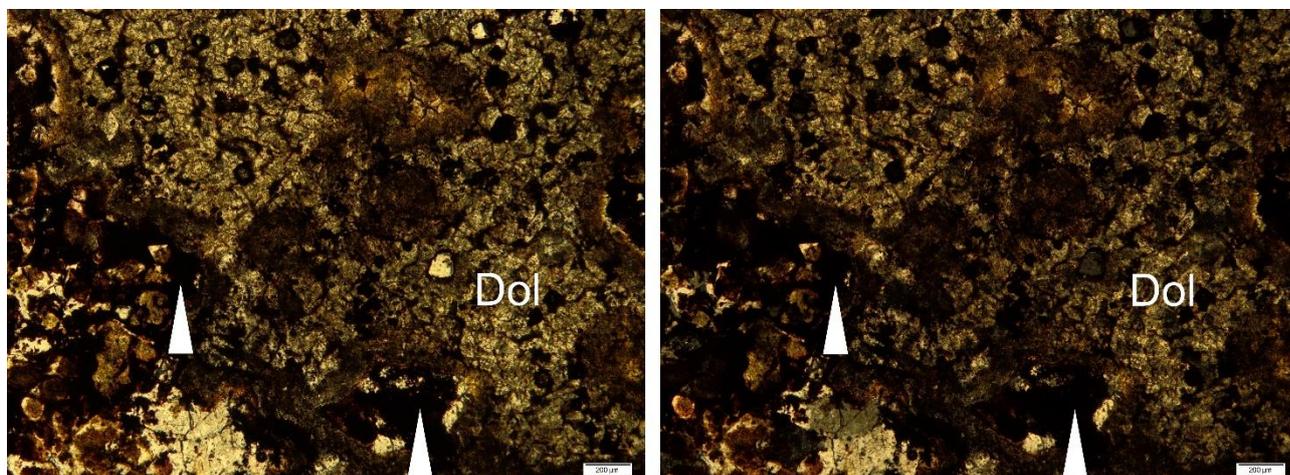


Рисунок 15. Фотографии шлифа N2-9 без анализатора (слева) и с анализатором (справа). Матрикс породы сложен доломитом (Dol), белыми стрелками показаны примазки гематита.

Исследования образца N2-9 копчерской толщи показали схожие результаты измерений открытой, закрытой и абсолютной пористости с предыдущим образцом, которые составили 16,14 %, 0,31 %, и 16,45 % соответственно.

По результатам томографии была получена информация о послойном распределении и размерах пор. Общая пористость изменяется в пределах от 7,40 % до 16,79 %, что хорошо соотносится с вышеприведенными данными для всего образца. Уровень резкого уменьшения пористости (на 5-6%), возможно, связано с кавернами, количество которых значительно снижается на высоте образца порядка 12,3 мм, что резко уменьшает общую пористость на графике (Рис. 16).

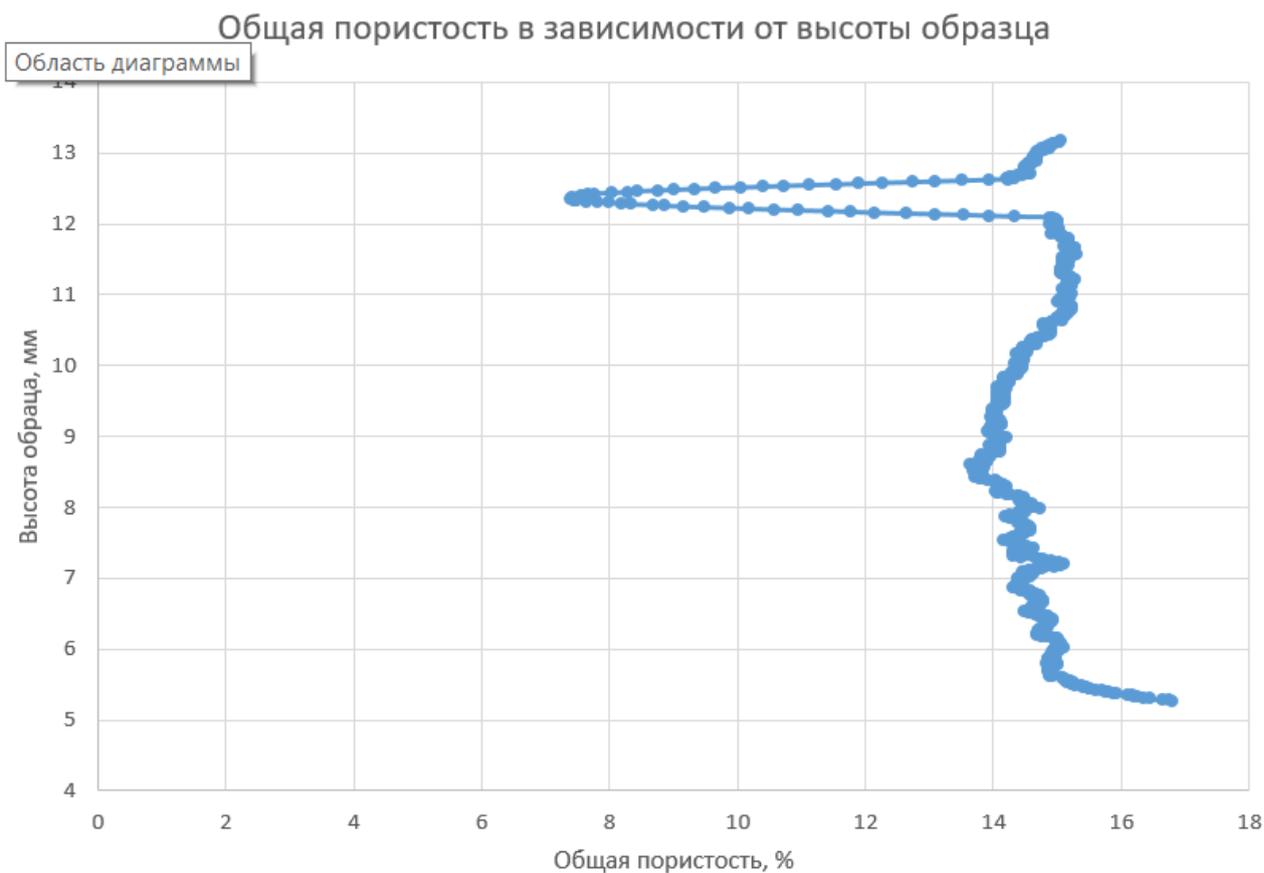


Рисунок 16. Общая пористость в зависимости от высоты образца N2-9

Анализ отдельных полученных срезов показывает, что поры имеют разную форму и размер. Наиболее мелкие поры имеют размер около 7 микрон (микропоры), в то время как наиболее крупные достигают до 1 мм и более. Форма наиболее крупных пор неправильная, часто с зазубренными краями, это каверновый тип пор. Также на отдельных срезах хорошо видно, что есть более темные области (вмещающий доломит), а есть более светлые области, которые имеют большую плотность, и, по всей видимости, содержат примазки гематита, который был описан в шлифах (Рис. 15, 17).

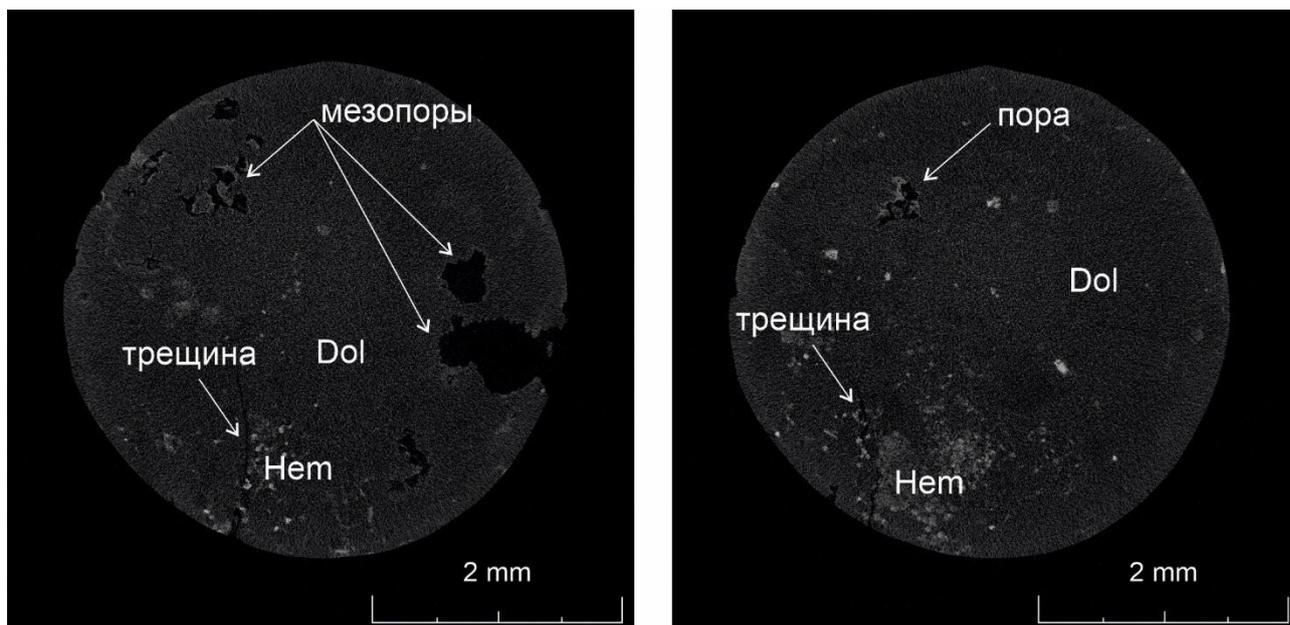


Рисунок 17. Изображения слоев образца N2-9. Слева показательный слой характерный для образца, справа слой на высоте 12,3 мм характеризующийся на графике резким снижением общей пористости

В целом образцы N2-8, N2-9 довольно близки по свойствам и характеристикам, за исключением того, что на изображения образца N2-9 присутствуют небольшие трещины, положительно влияющие на объем открытой пористости.

3D анализ отдельных пор показывает, что форма пор в пространстве неправильная, они не приурочены к определенным направлениям. Более крупные поры сообщаются через более мелкие. Присутствуют единичные микротрещины. (Рис. 18).

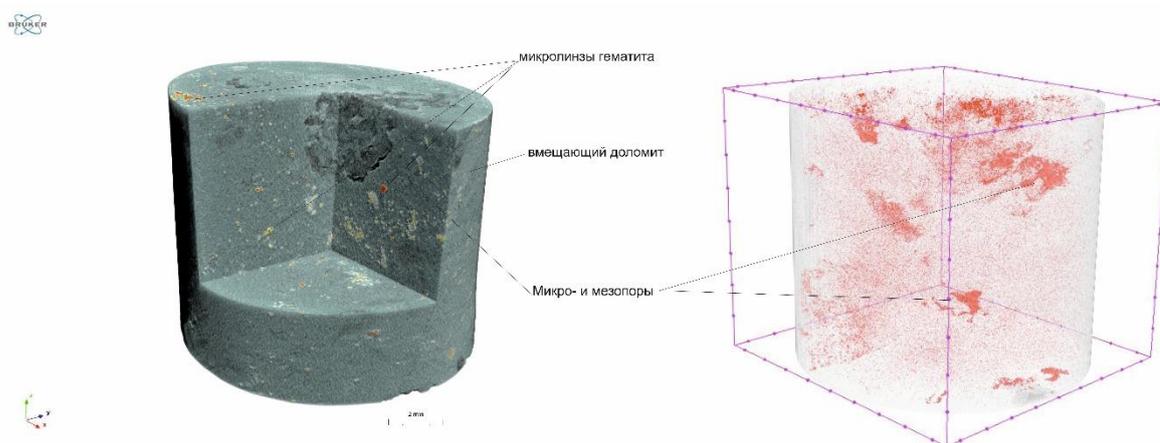


Рисунок 18. 3D модель микрокерна образца N2-9 (слева) и моделирование порового пространства в объеме микрокерна образца N2-9 (справа)

На основе 3D анализа, также была получена информация о количестве пор различных размеров. Проанализировав эти данные, была построена гистограмма зависимости доли в общем объеме пор образца от пор различных размеров (Рис. 19).

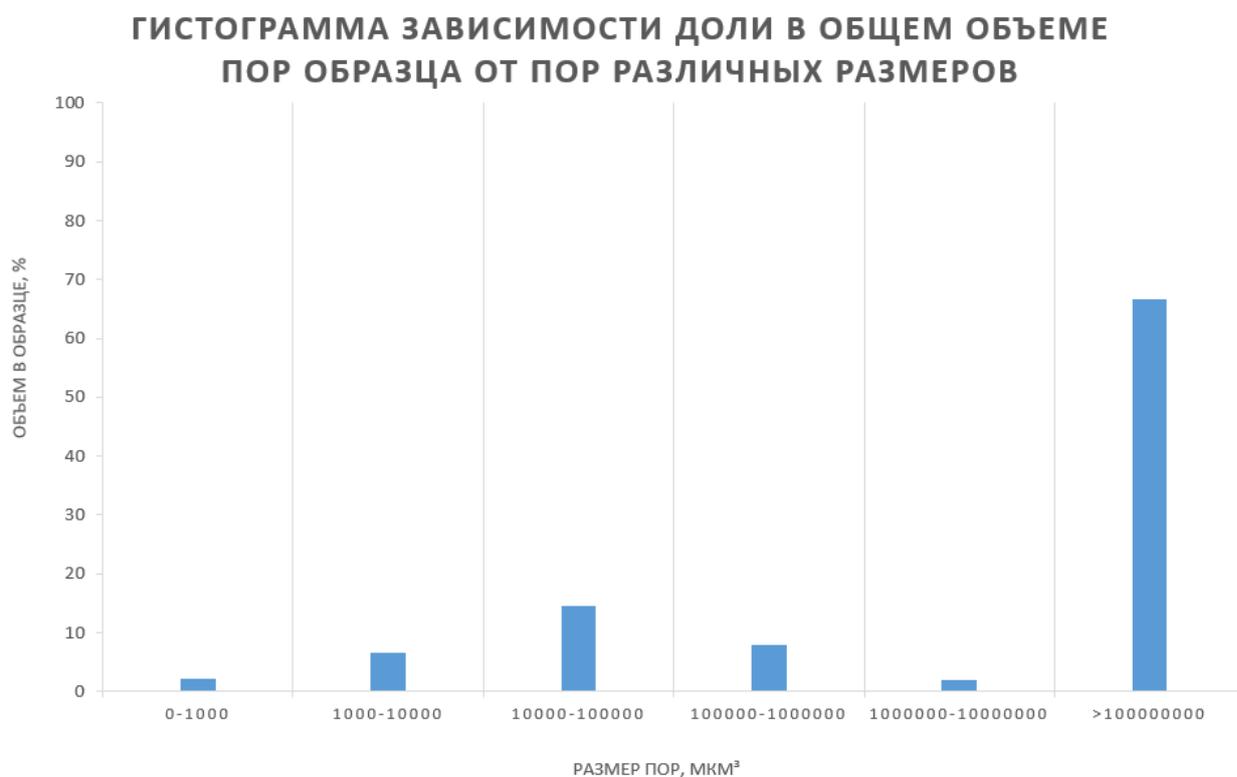


Рисунок 19. Гистограмма зависимости доли в общем объеме пор от пор различных размеров образца N2-9

На основе гистограммы можно сделать вывод о том, что основную долю в общей пористости занимают мелкие и крупные мезопоры их доля в общей пористости довольно значительна, и составляет порядка 67 %, причем роль крупных мезопор значительно выше.

Образец N2-14

Порода представлена доломитом, частично ангидритизированным. В результате исследования образца N2-14 копчерской толщи были получены данные об открытой, закрытой и общей пористости, которые составили 0,34 %, 4,31 %, и 4,65 % соответственно.

По результатам томографии была получена информация о послойном распределении и размерах пор. Общая пористость изменяется в пределах – от 4,13 % до 5,79 %, что хорошо соотносится с вышеприведенными данными для всего образца (Рис. 21).

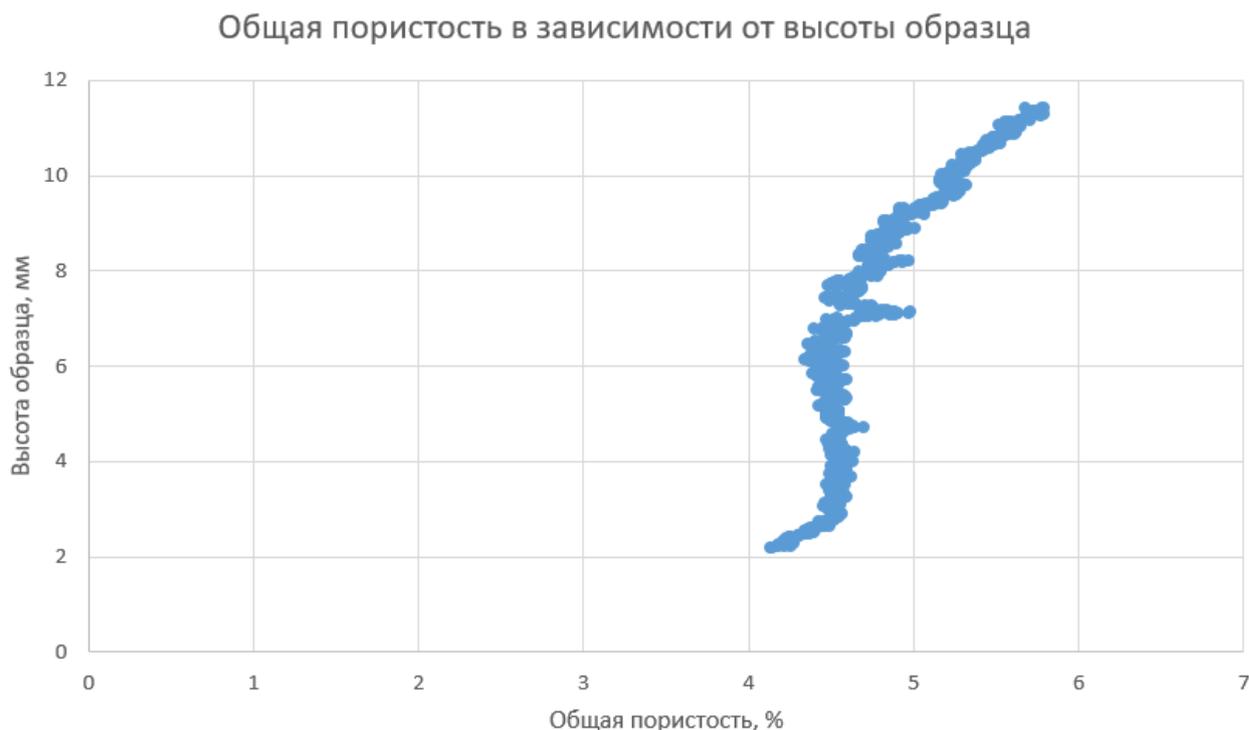


Рисунок 20. Общая пористость в зависимости от высоты образца N2-14

Анализ отдельных полученных срезов показывает, что поры слишком малы, что имеет возможность различить разные формы и размеры. В породе не видно крупных каверн, а средний размер пор составляет около 7 микрон (микропоры). На отдельных срезах хорошо видно, что есть более темные области (вмещающий доломит), а есть более светлые области, которые имеют большую плотность, и, по всей видимости, содержат сульфидную минерализацию. Это предположение основано на результате исследований образца в настольном растровом электронном микроскоп-микроанализаторе НІТАСНІ (ТМ 3000) ресурсного центра «Микроскопии и микроанализа» Научного парка СПбГУ (Рис. 22, 23).

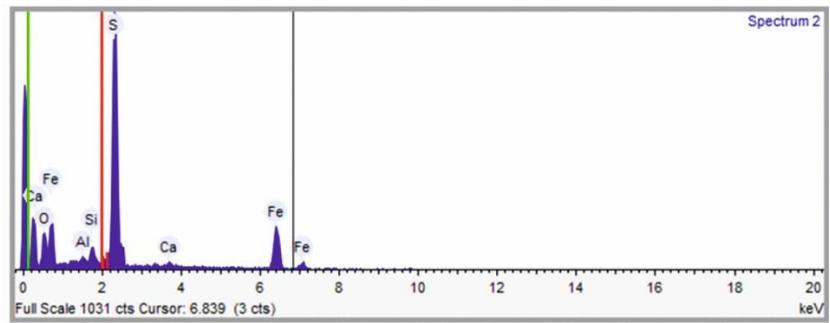
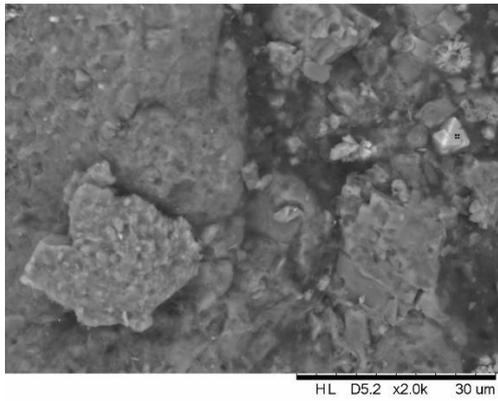


Рисунок 21. Изображение исследуемого минерала, отмечен черной точкой (справа), результат спектрального анализа (слева)

На изображении слева отчетлива видна октаэдрическая форма выделения минерала, а на изображении слева, на спектральном анализе, видны пики на таких химических элементах как сера (S) и железо (Fe), из чего можно с уверенностью сделать вывод о том, что этот минерал – пирит. А также это обосновывает предположении о наличии сульфидной минерализации в образце.

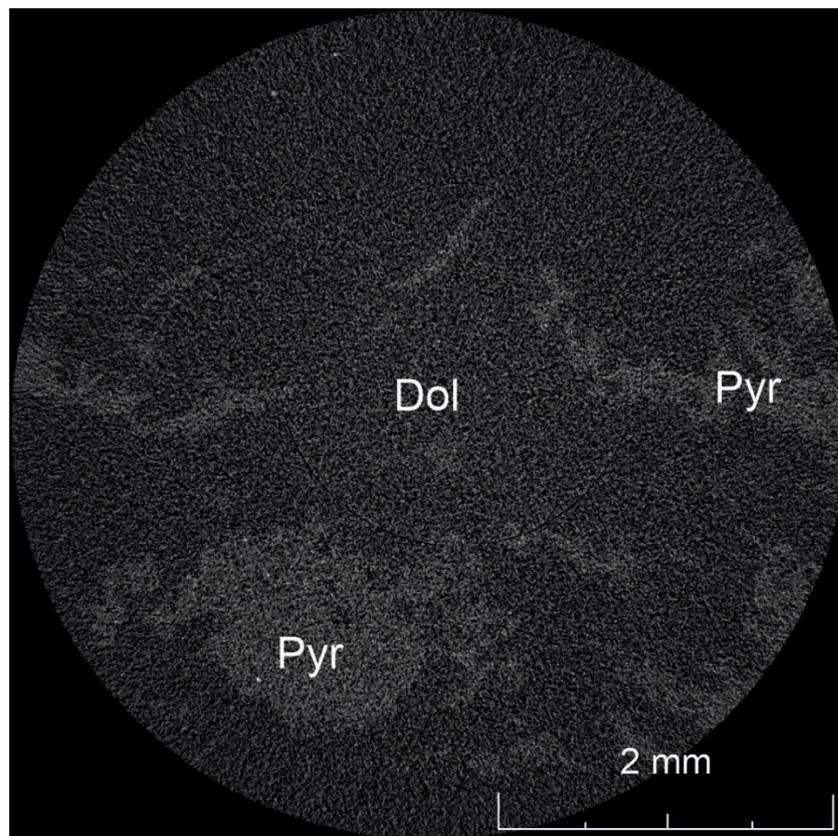


Рисунок 22. Изображение характерного слоя образца N2-14

3D анализ отдельных пор показывает, что поры не приурочены к определенным направлениям. Крупные поры отсутствуют. Поровое пространство главным образом состоит из микропор. (Рис. 24).

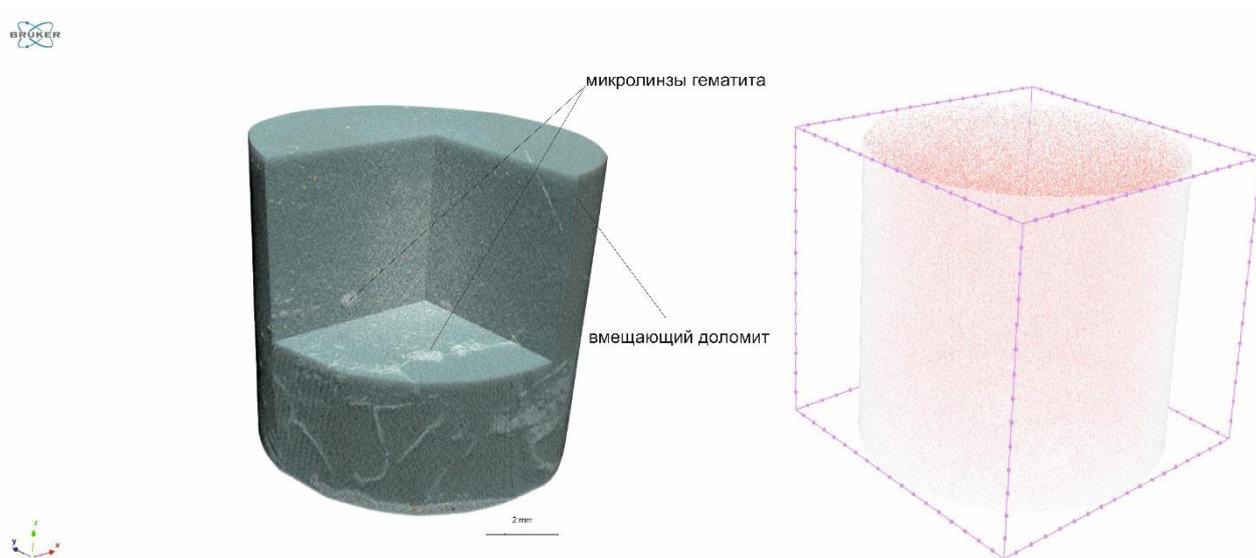


Рисунок 23. 3D модель микрокерна образца N2-14 (слева) и моделирование порового пространства в объеме микрокерна образца N2-14 (справа)

На основе 3D анализа, также была получена информация о количестве пор различных размеров. Проанализировав эти данные, была построена гистограмма зависимости доли в общем объеме пор образца от пор различных размеров (Рис. 24).

ГИСТОГРАММА ЗАВИСИМОСТИ ДОЛИ В ОБЩЕМ ОБЪЕМЕ ПОР ОБРАЗЦА ОТ ПОР РАЗЛИЧНЫХ РАЗМЕРОВ

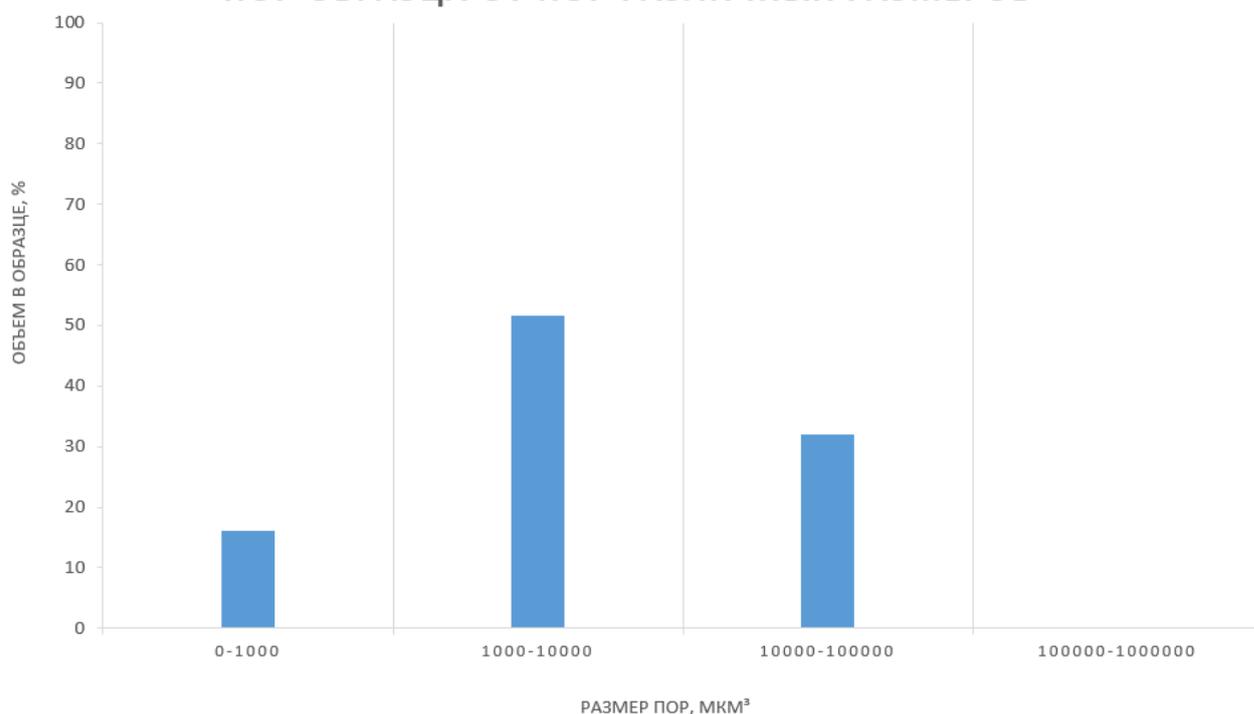


Рисунок 24. Гистограмма зависимости доли в общем объеме пор от пор различных размеров образца N2-14

На основе гистограммы можно сделать вывод о том, что общая пористость сформирована микропорами, что коррелирует с низкими значениями пористости 2D и 3D анализов.

Образец N1-7

Петрографическое описание. Порода сложена песчаным кристаллическим доломитом, в образце около 10-15% обломочных зерен кварца, остальное пространство заполнено доломитом. Песчаные зерна кварцевого состава, частично корродированные (Рис. 25), пространство между ними занято доломитовым цементом, кристаллы доломита размером до 100 мкм.

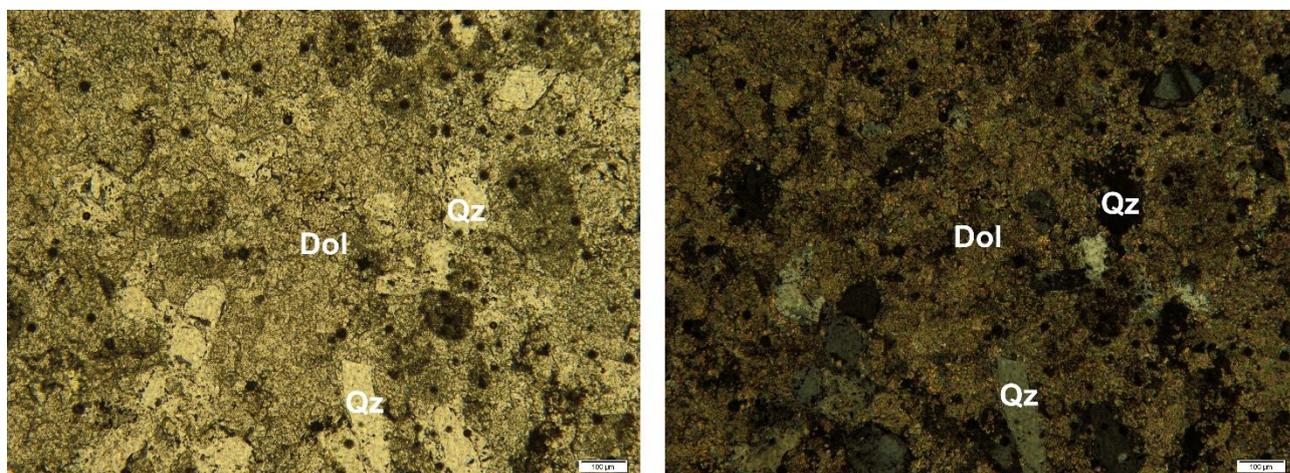


Рисунок 25. Фотографии шлифа N1-7 без анализатора (слева) и с анализатором (справа).

Матрикс породы сложен доломитом (Dol) с обломками зерен кварца (Qz)

В результате исследования образца N1-7 долготинской толщи были получены результаты измерений открытой, закрытой и абсолютной пористости, которые составили 6,42 %, 1,01%, и 7,43 % соответственно.

По результатам томографии была получена информация о послойном распределении и размерах пор. Общая пористость изменяется в небольших пределах – от 6,47 % до 8,20 %, что хорошо соотносится с вышеприведенными данными для всего образца (Рис. 26).

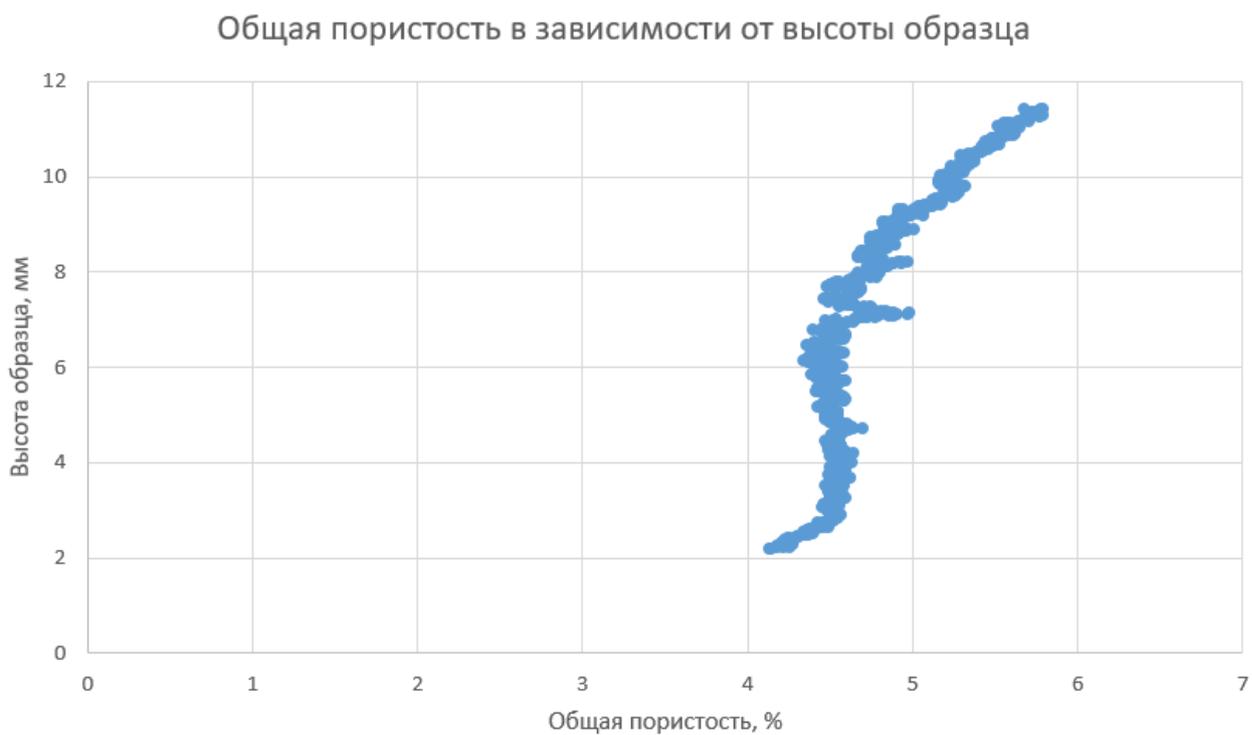


Рисунок 26. Общая пористость в зависимости от высоты образца N1-7

Анализ отдельных полученных срезов показывает, что поры слишком малы, чтобы иметь возможность различить разные формы и размеры. Средний размер пор составляет около 7 микрон (микропоры) (Рис. 27).

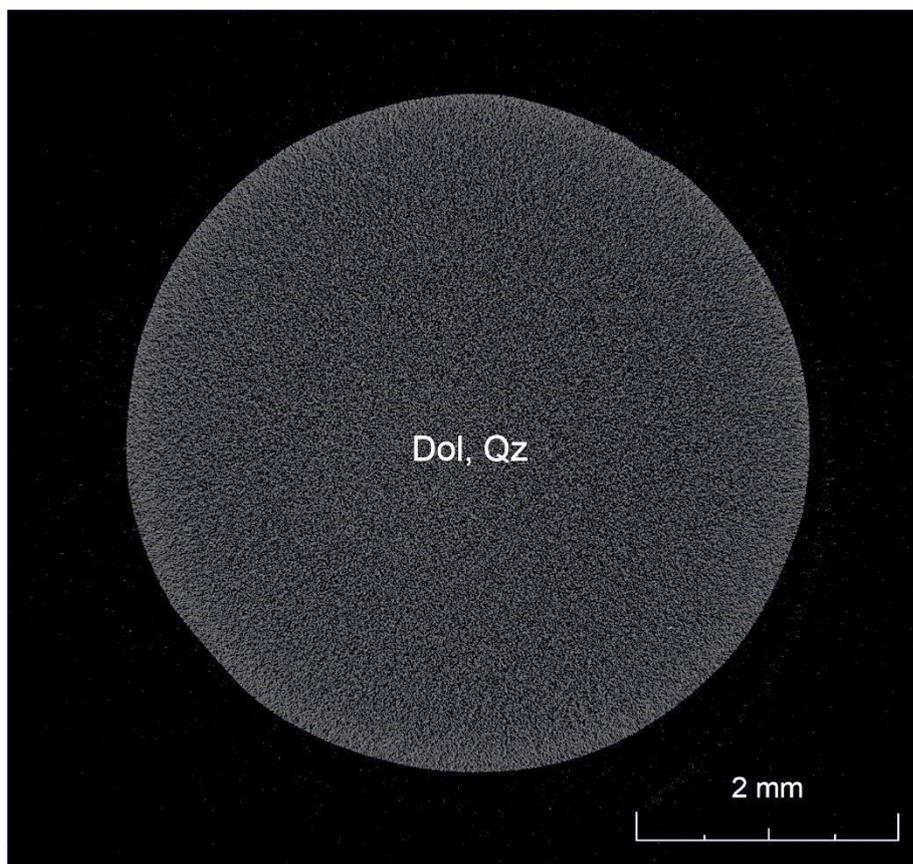


Рисунок 27. Изображение характерного слоя образца N1-7

3D анализ отдельных пор показывает, что поры не приурочены к определенным направлениям. Крупные поры отсутствуют. Поровое пространство главным образом состоит из микропор. (Рис. 28).

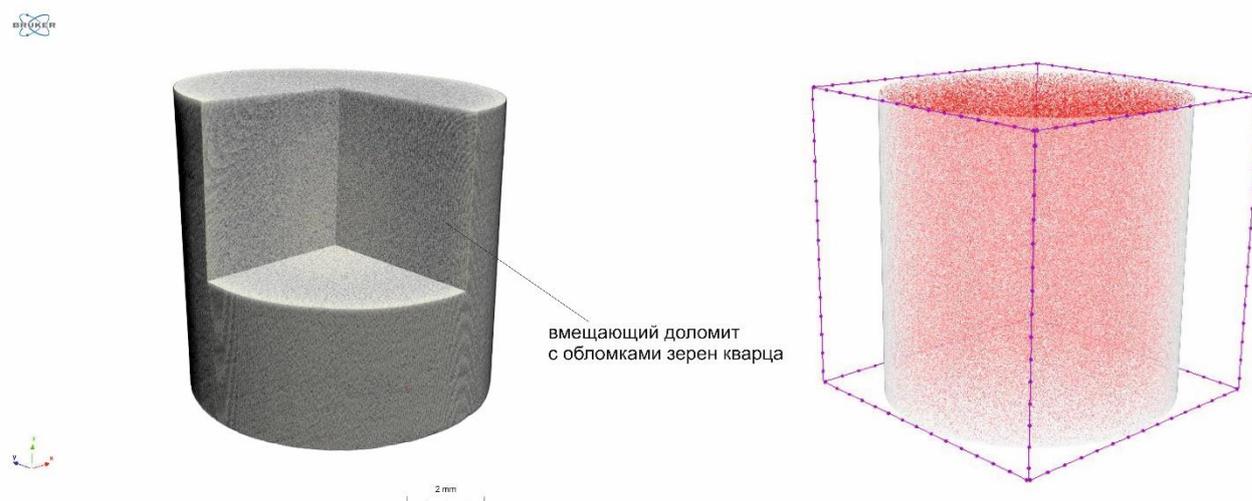


Рисунок 28. 3D модель микрокерна образца N1-7 (слева) и моделирование порового пространства в объеме микрокерна образца N1-7 (справа)

На основе 3D анализа, также была получена информация о количестве пор различных размеров. Проанализировав эти данные, была построена гистограмма зависимости доли в общем объеме пор образца от пор различных размеров (Рис. 29).

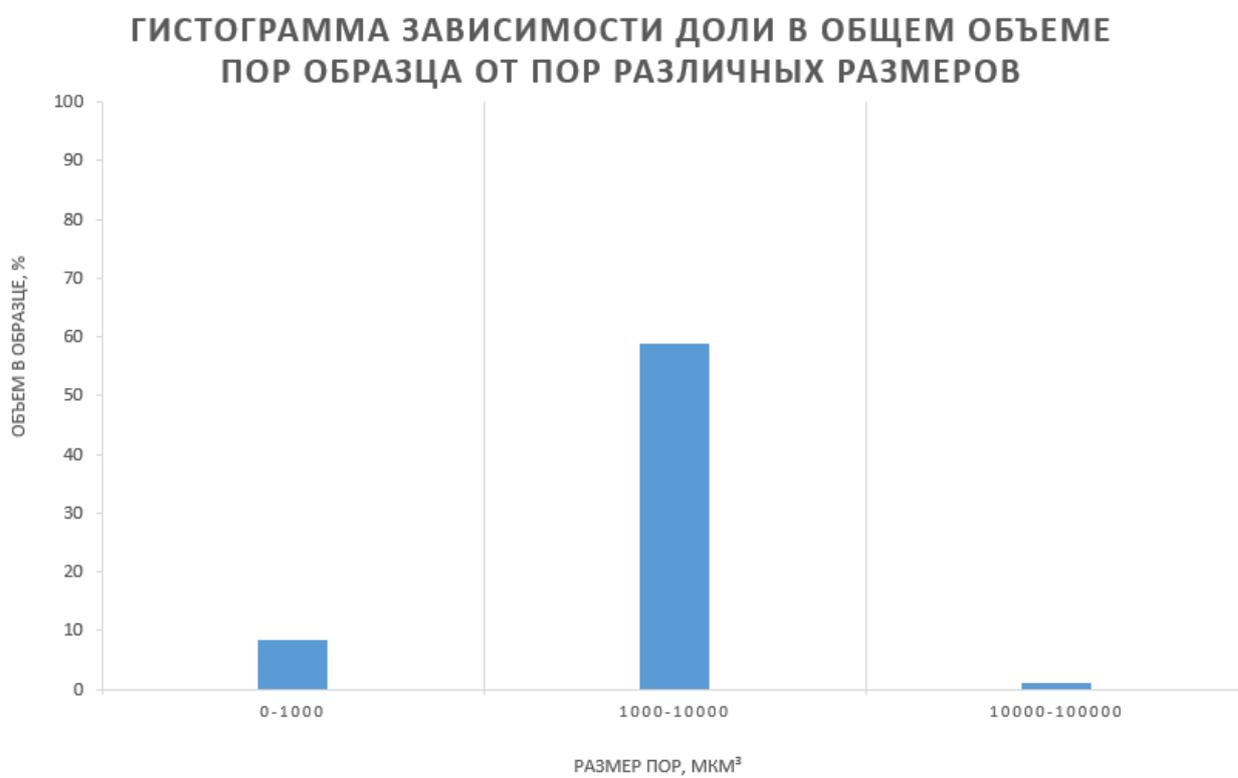


Рисунок 29. Гистограмма зависимости доли в общем объеме пор от пор различных размеров образца N1-7

На основе гистограммы можно сделать вывод о том, что общая пористость сформирована микропорами, что коррелирует с низкими значениями пористости 2D и 3D анализов.

Образец N1-11

Порода сложена песчаным кристаллическим доломитом, соотношение песчаных зерен и доломита примерно 60 к 40%. Песчаные зерна кварцевого состава, частично корродированные (Рис. 30), пространство между ними занято доломитовым цементом, кристаллы доломита размером до 100 мкм.

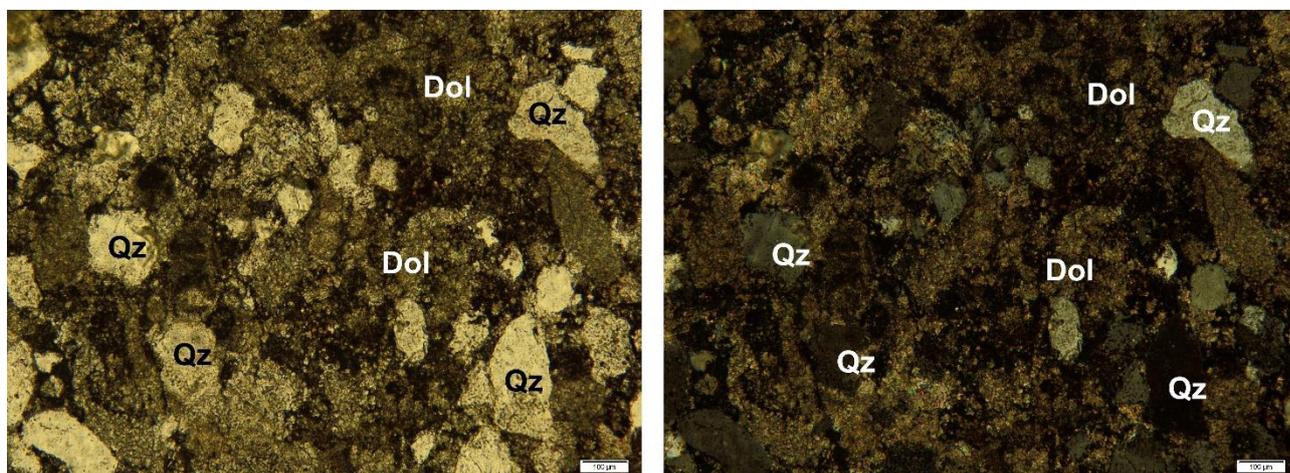


Рисунок 30. Фотографии шлифа N1-11 без анализатора (слева) и с анализатором (справа). Матрикс породы сложен доломитом (Dol) с большим количеством обломков зерен кварца (Qz)

В результате исследования образца N1-11 долготинской толщи были получены результаты измерений открытой, закрытой и абсолютной пористости, которые составили 1,15 %, 3,12%, и 4,27 % соответственно.

По результатам томографии была получена информация о послойном распределении и размерах пор. Общая пористость изменяется в небольших пределах – от 1,52 % до 4,78 %, что хорошо соотносится с вышеприведенными данными для всего образца. Уровень резкого уменьшения пористости (на 2-3%), возможно, связаны с особенностями метода микротомографии (появлением теней) (Рис. 31).

Общая пористость в зависимости от высоты образца

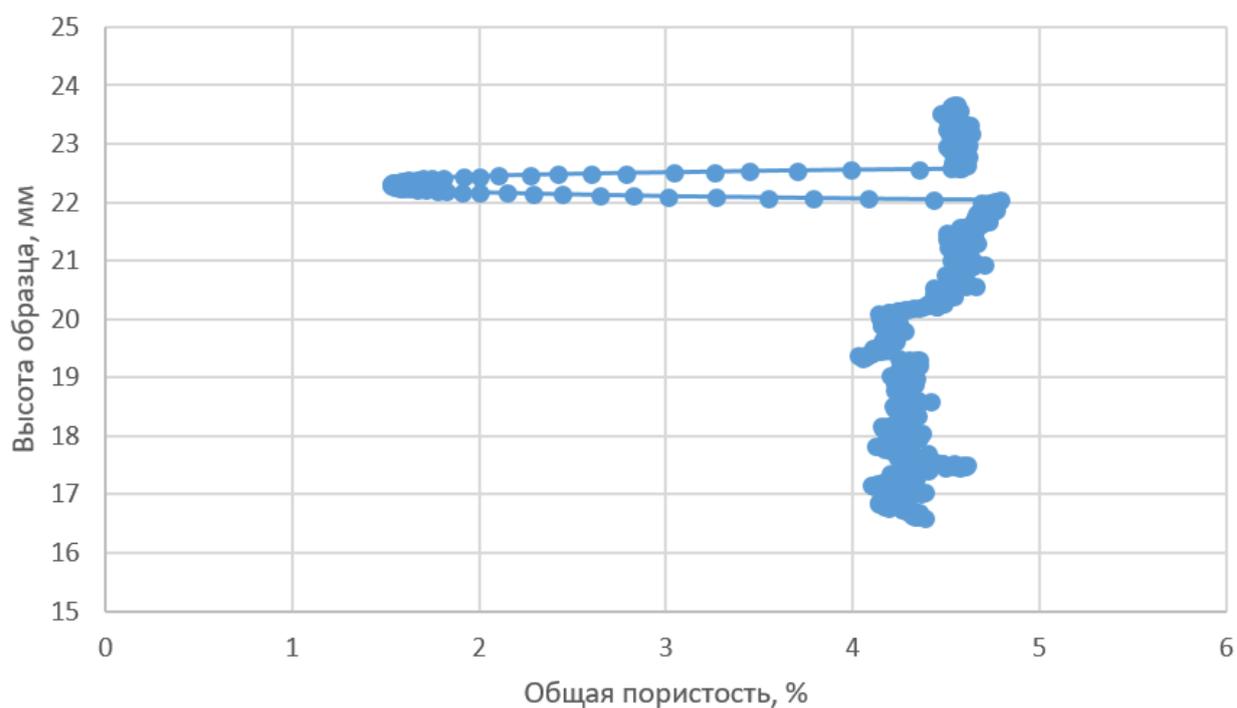


Рисунок 31. Общая пористость в зависимости от высоты образца N1-11

Анализ отдельных полученных срезов показывает, что поры слишком малы, что имеет возможность различить разные формы и размеры. Средний размер пор составляет около 7 микрон (микропоры) (Рис. 32).

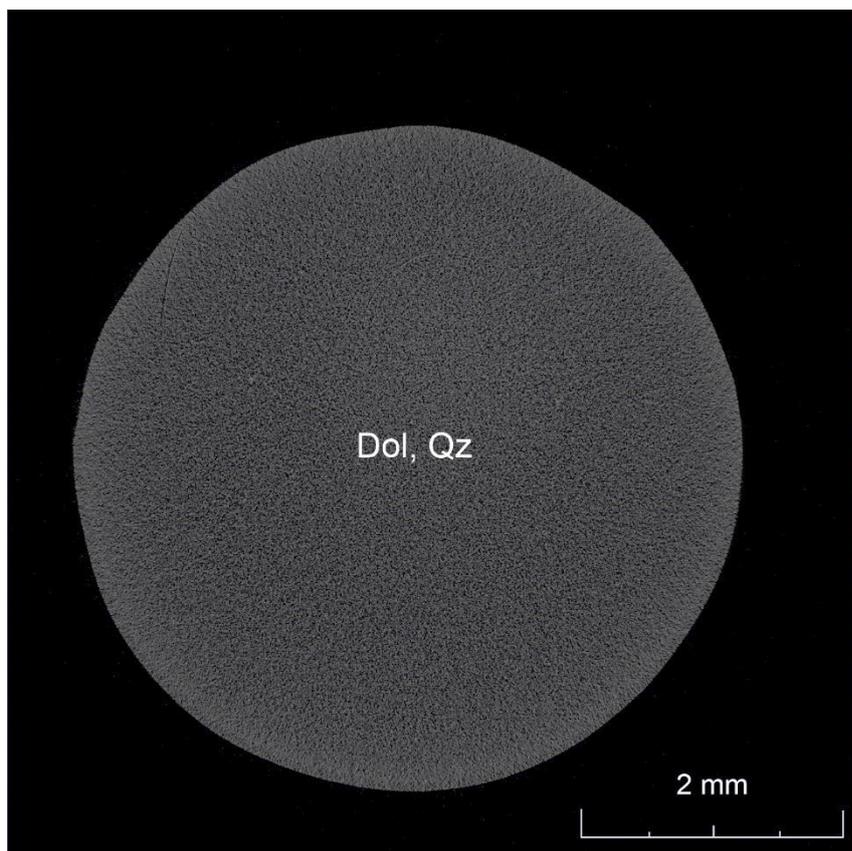


Рисунок 32. Изображение характерного слоя образца N1-11

3D анализ отдельных пор показывает, что поры не приурочены к определенным направлениям. Крупные поры отсутствуют. Поровое пространство главным образом состоит из микропор. (Рис. 33).

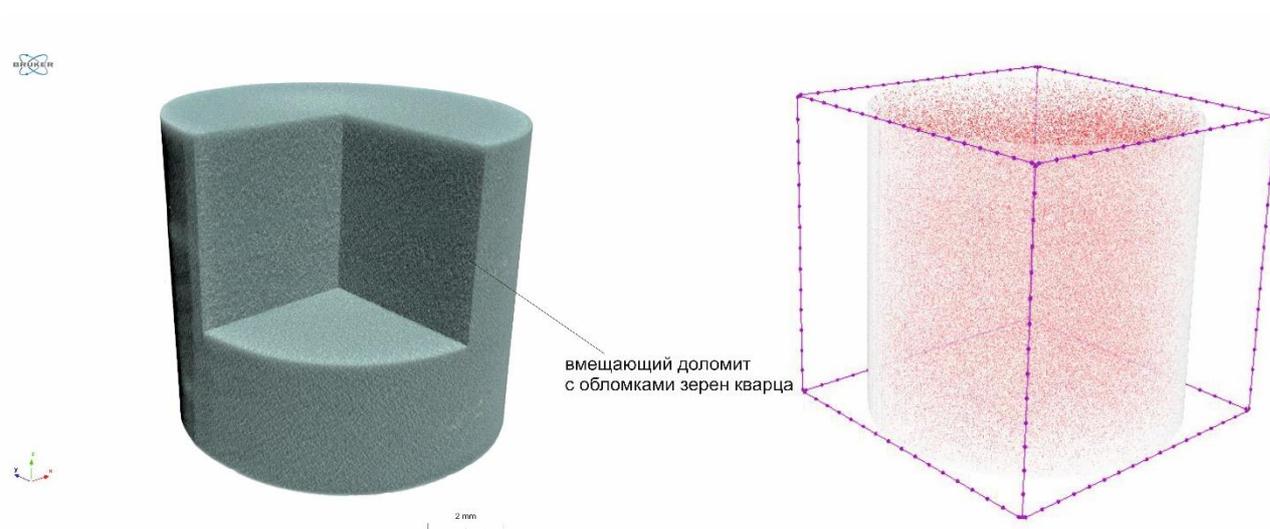


Рисунок 33. 3D модель микрокерна образца N1-11 (слева) и моделирование порового пространства в объеме микрокерна образца N1-11 (справа)

На основе 3D анализа, также была получена информация о количестве пор различных размеров. Проанализировав эти данные, была построена гистограмма зависимости доли в общем объеме пор образца от пор различных размеров (Рис. 34).

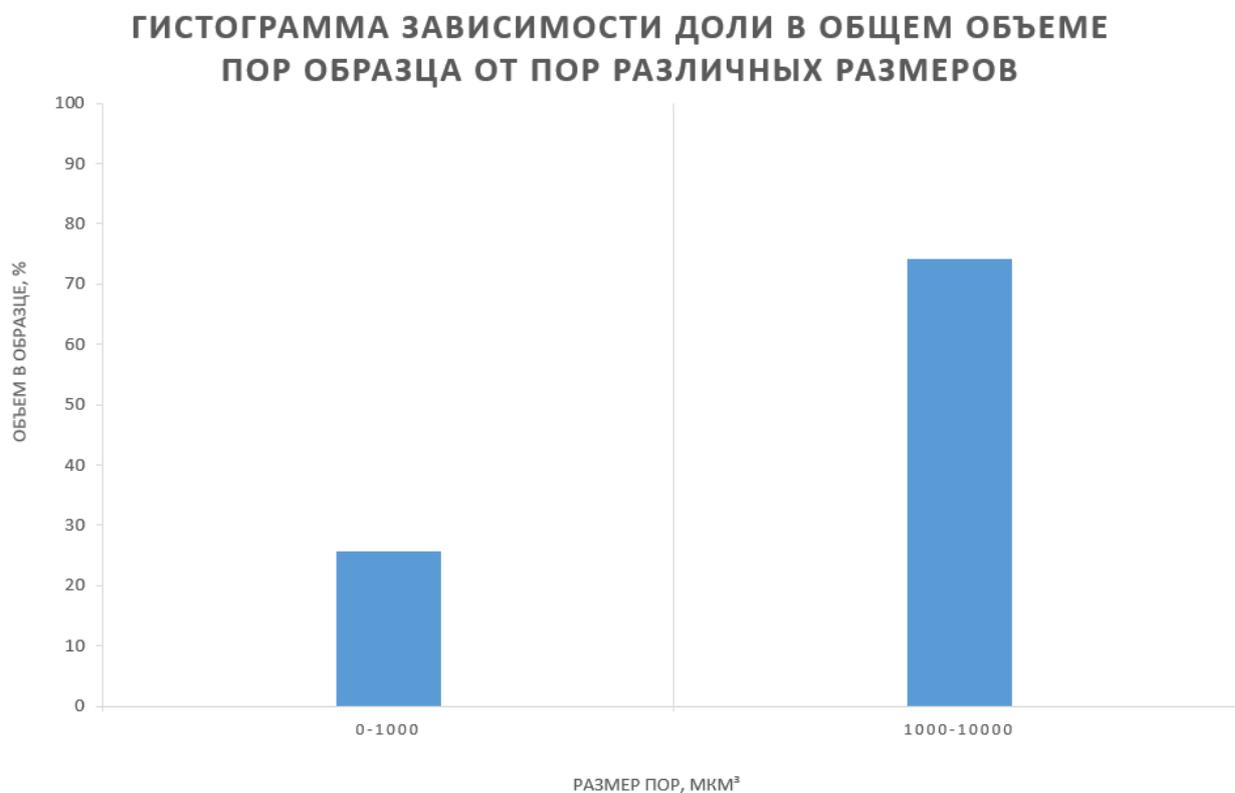


Рисунок 34. Гистограмма зависимости доли в общем объеме пор от пор различных размеров образца N1-11

На основе гистограммы можно сделать вывод о том, что общая пористость сформирована микропорами, что коррелирует с низкими значениями пористости 2D и 3D анализов.

Образец N1-32

Петрографическое описание. Порода представлена мелко-среднезернистым кварцевым песчаником с глинистым цементом (Рис. 35). Зерна кварца образуют каркас породы, цемент открыто и закрытопорный, независимой цементации. Некоторые поры заполнены цементом не полностью.

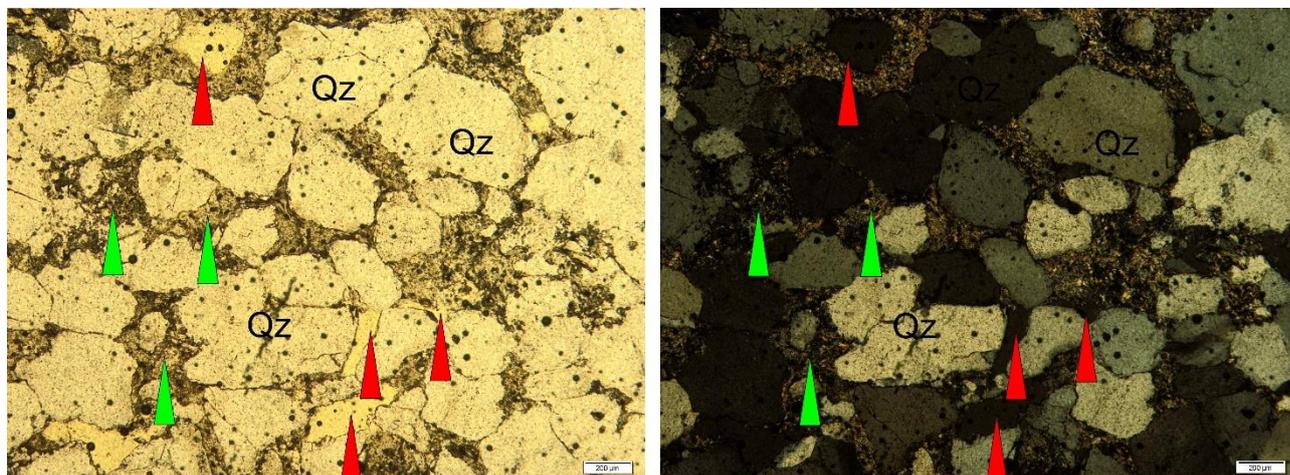


Рисунок 35. Фотографии шлифа N1-32 без анализатора (слева) и с анализатором (справа). Матрикс породы сложен кварцем (Qz). Зелеными стрелками показан глинистый цемент, красными стрелками показаны незаполненные участки пор

В результате исследования образца N1-32 зелендуконской толщи были получены результаты измерений открытой, закрытой и абсолютной пористости, которые составили 3,91%, 2,83 %, и 6,74 % соответственно.

По результатам томографии была получена информация о послойном распределении и размерах пор. Общая пористость изменяется в небольших пределах – от 2,18 % до 7,38 %, что хорошо соотносится с вышеприведенными данными для всего образца. Уровень резкого уменьшения пористости (на 3-4%), возможно, связаны с особенностями метода микротомографии (появлением теней) (Рис. 36).

Общая пористость в зависимости от высоты

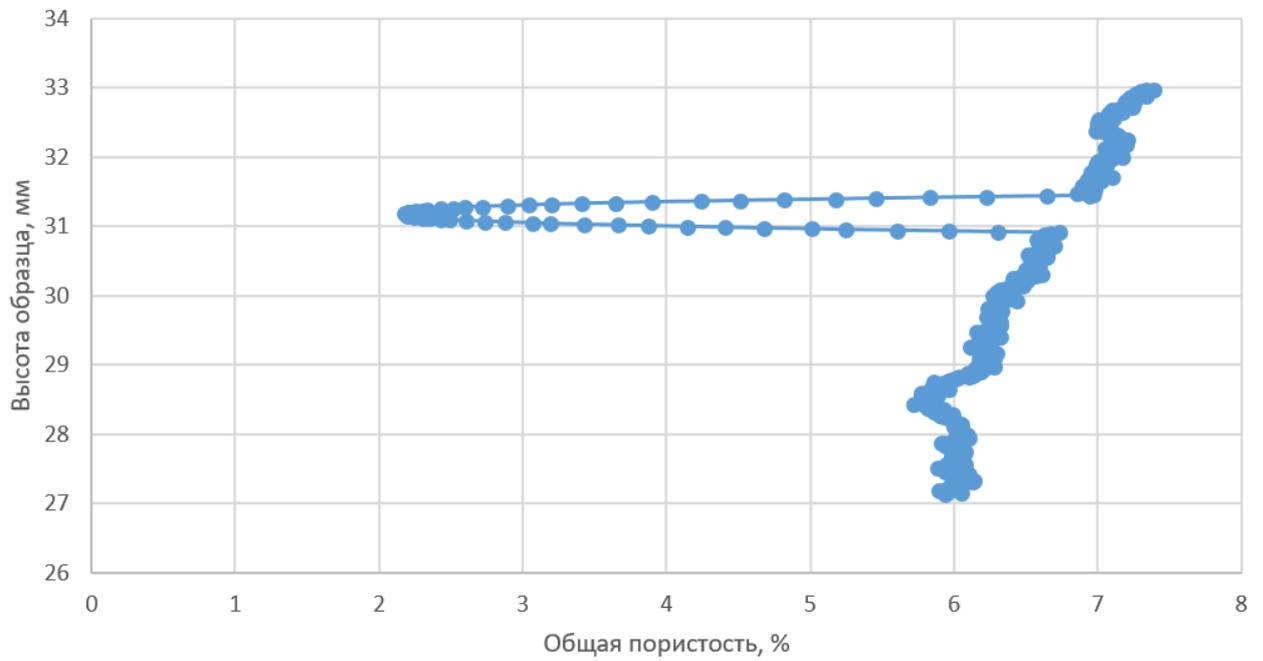


Рисунок 36. Общая пористость в зависимости от высоты образца N1-32

Анализ отдельных полученных срезов показывает, что поры межзерновые и связаны с неполной цементацией (Рис. 37).

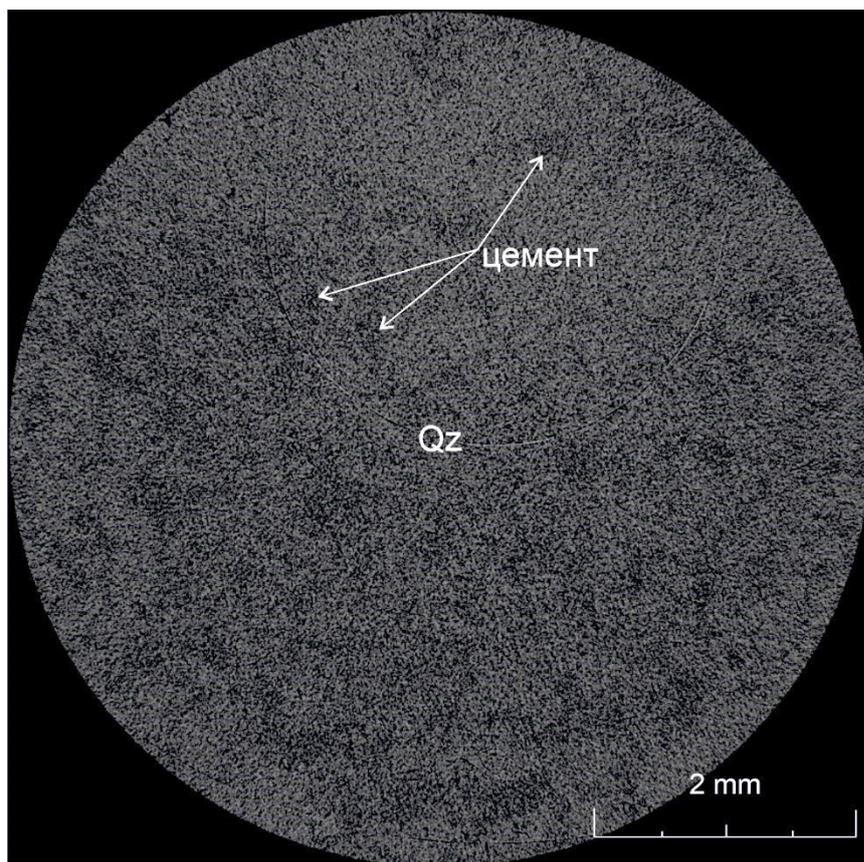


Рисунок 37 Изображение характерного слоя образца N1-32. Более темные участки – глинистый цемент, более светлые участки – обломочные кварцевые зерна.

3D анализ отдельных пор показывает, что поры не приурочены к определенным направлениям. Крупные поры отсутствуют. Поровое пространство главным образом состоит из межзерновых пор (Рис. 38).

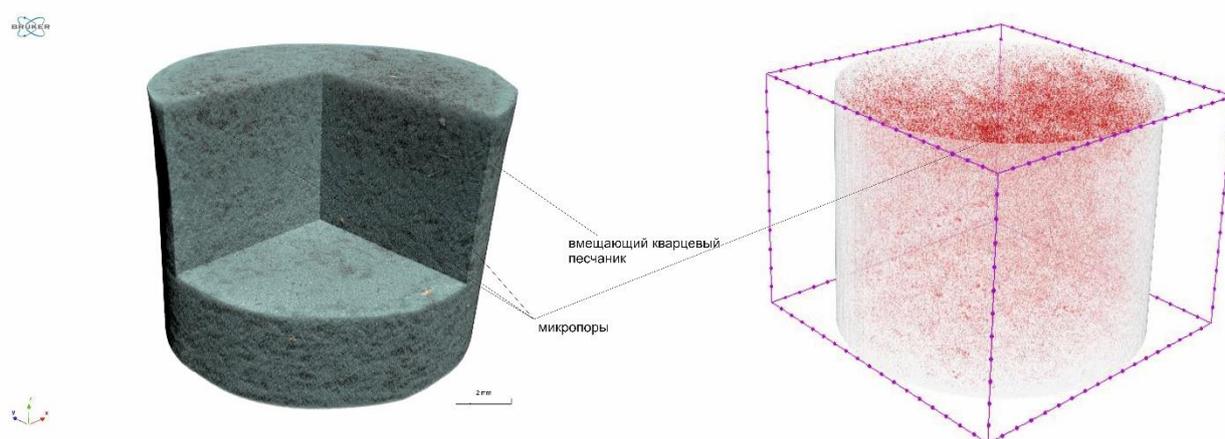


Рисунок 38. 3D модель микрокерна образца N1-32 (слева) и моделирование порового пространства в объеме микрокерна образца N1-32 (справа)

На основе 3D анализа, также была получена информация о количестве пор различных размеров. Проанализировав эти данные, была построена гистограмма зависимости доли в общем объеме пор образца от пор различных размеров (Рис. 39).

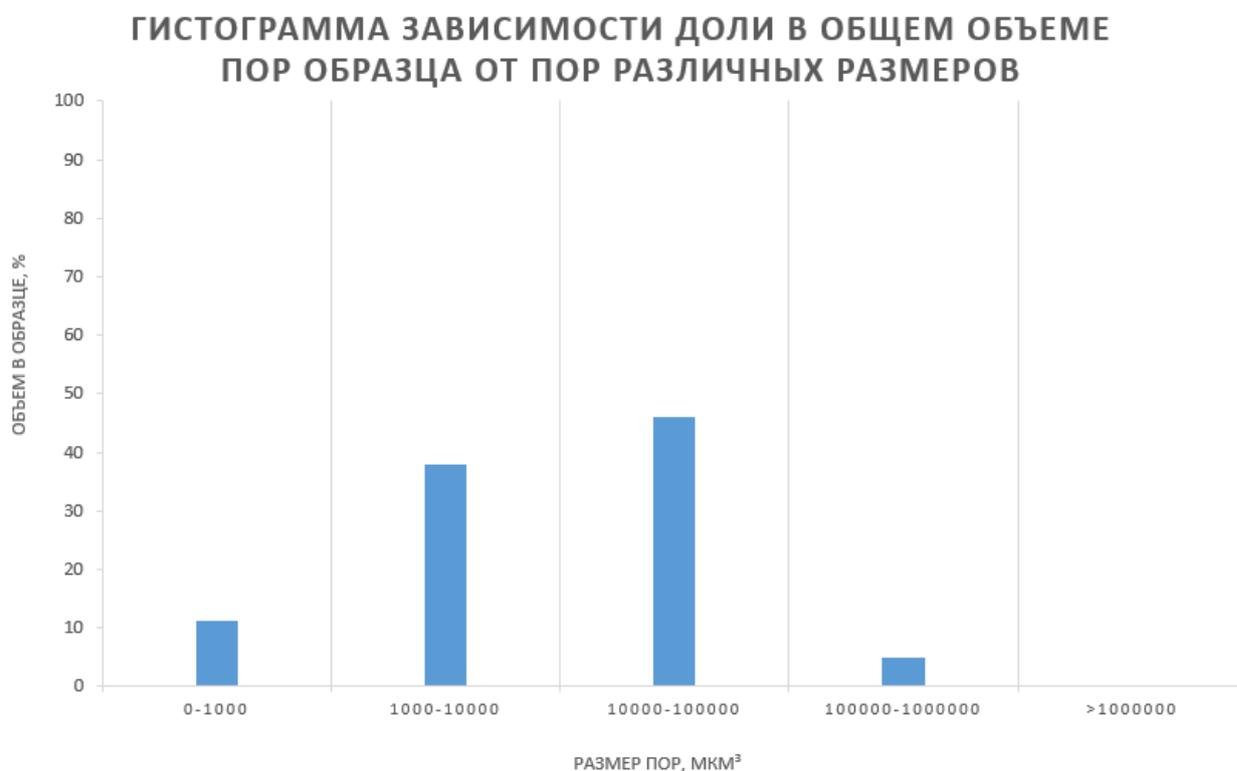


Рисунок 39. Гистограмма зависимости доли в общем объеме пор от пор различных размеров образца N1-32

На основе гистограммы можно сделать вывод о том, что основную долю в общей пористости занимают микропоры, порядка 90 %, при этом присутствуют мезопоры, их доля не велика, всего 10 %, однако, на результатах 2D и 3D анализов видно, что пористость этого песчаника выше чем у плотных доломитов, что, вероятно, связано с наличие более крупных пор (мезопор), в то время как плотные доломит на все 100 % состоят из микропор.

2.4 Обсуждение результатов

В ходе исследования были изучены 6 образцов, относящиеся к 3 литотипам: каверновые доломиты, плотные доломиты, песчаники, общая пористость меняется от 4,27 % у плотных доломитов до 16,45 % у каверновых доломитов, общая пористость песчаников составляет 6,74%, эти значения соотносятся с результатами других исследователей (Абдулин, 2019, ЦДУТЭК, <https://www.cdu.ru/>, Кузнецов, Журавлева, 2019), которые показали, что коэффициент пористости в пределах карбонатных толщ Куюмбинского месторождения находится в пределах от 0,2 до 11 %. Завышенные значения каверновых доломитов, связаны с тем, что для исследований были выбраны наиболее пористые образцы.

Таблица 2. Коэффициенты пористости по литотипам

Литотип	Образцы	Минимальная пористость (по срезам), %	Максимальная пористость (по срезам), %	Пористость для образца в целом, (средние значения) %
Каверновые доломиты	N2-8, N2-9	7,40	16,79	15,47
Плотные доломиты	N2-14, N1-7, N1-11	1,52	8,20	5,45 %
Песчаники	N1-32	2,18	7,38	6,74 %

Данные таблицы и гистограммы показывают, что лучшими коллекторами являются каверновые доломиты, а наименьшая пористость наблюдается в плотных доломитах, это произошло за счет наличия мезопор (каверн) и трещин в каверновых доломитах, фильтрационные свойства которых будут выше, чем у микропор плотных доломитов, а наличие мезопор в песчанике довольно мало и соответственно пористость их ниже каверновых доломитов, однако, выше плотных доломитов.

С точки зрения методологии проведения микротомографических исследований стоит отметить, что наилучшими объектами для исследования микротомографической съемкой являются каверновые доломиты. Исследования этих пород значительно более информативны, за счет наличия крупных пор, каверн, трещин, которые можно классифицировать, и определить размеры и распределение в скелете породы. Микротомография позволяет определять минерализацию более плотными минералами по сравнению с матриксом, что может быть полезно при определении влияния закачки техногенных растворов при бурении (Гаршина, 2020). Отметим, что цифровая модель керна (микротомографическая модель) может являться основой для обработки в ПО (ГеоТензор, Petro-Sim и др.) для симуляции фильтрации флюидов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе на базе литературных источников и фондовых данных проведен анализ геологического строения Куюмбинского нефтегазового месторождения.

Изучены образцы пород копчерской, куюмбинской, долготинской и зелендуконской толщ с помощью петрографических исследований и рентгеновской микротомографии.

В настоящей работе пористость получена по результатам 2D и 3D микротомографических исследований. С помощью визуализации были сделаны выводы о типах пор и их геометрии.

По результатам исследований было выделено 3 литотипа: каверновые доломиты, плотные доломиты, песчаники. Лучшими коллекторами были определены каверновые доломиты, за счет наличия мезопор (каверн), фильтрационные свойства которых будут выше, чем у микропор плотных доломитов или песчаников. Основные выделенные типы пор это: каверновый и канальный типы. Так, наилучшими объектами для исследования микротомографической съемкой также являются каверновые доломиты. Исследования этих пород значительно более информативны, за счет наличия крупных пор, каверн, трещин, которые можно классифицировать, и определить размеры и распределение в скелете породы.

Анализ опыта применения рентгеновской томографии керн показывает широкие возможности использования метода для решения фундаментальных и прикладных задач в нефтегазовой отрасли. Метод является перспективным для оценки структуры минерального скелета и пустотного пространства горных пород, контроля емкостно-фильтрационных характеристик коллекторов. Рентгенотомографические исследования могут использоваться для контроля стандартных петрофизических исследований керн, позволяя, кроме общего объема пустотного пространства породы, детально оценивать неоднородность его структуры.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Абдулин М.И. Геология и нефтегазоносность рифейских отложений зоны сочленения байкитской антеклизы и курейской синеклизы // Материалы 57-й Международной научной студенческой конференции. Новосибирск. Изд-во: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2019. – 84 с.;
- 2) Балашов В.А., Савенков Е.Б. Цифровой керн. Моделирование микротечений в поровом пространстве пород-коллекторов [Электронный ресурс]: Neftegaz.RU. – Электронный журнал – 2019. - № 7. - режим доступа к журналу.: <https://magazine.neftegaz.ru/>
- 3) Баранова М.И. Сдвиговые дислокации в районе Куюмбинского газонефтяного месторождения // Нефтегазовая геология. теория и практика. Новосибирск, 2011, Т.6, №3. – 8 с.;
- 4) Белозеров И.П., Губайдуллин М.Г. О концепции технологии определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов на цифровой модели керна // Записки Горного института. Архангельск, 2020, Т. 244. - с. 402-407.;
- 5) Быков Ю.А., Карпухин С.Д. Растровая электронная микроскопия и рентгеноспектральный микроанализ. Аппаратура, принцип работы, применение [Текст]: учебное пособие по курсу "Современные методы исследования структуры материала" / Под ред. Ю.А. Быкова. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. – 44 с.
- 6) Вараксина И.В., Хабаров Е.М. Микроструктуры, литологические ассоциации и условия образования рифейских строматолитов Байкитской антеклизы (запад Сибирской платформы) // Литосфера. Новосибирск, 2007, №4. - с. 59 – 72.;
- 7) Васильева К.Ю. Стадийность постседиментационных изменений карбонатных пород рифея – венда Куюмбинского месторождения и ее связь с геологической эволюцией Байкитской антеклизы (юго-запад Сибирской платформы): Диссертация. СПб.: Изд-во Санкт-Петербургского университета, 2017. - 137 с.;
- 8) Воробьев К.А., Воробьев А.Е., Тчаро Х. Цифровизация нефтяной промышленности: технология «цифровой» керн // Вестник Евразийской науки. 2018, т.3, №3. – 14 с.
- 9) Гайдукова, Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России. Томск: Изд-во: Томский политехнический университет, 2006. – 113.;
- 10) Гаршина О.В., Казаков Д.А., Некрасова И.Л., Хвошин П.А., Предеин А.А., Казымов К.П., Жданов В.М., Осовецкий Б.М., Конесев Г.В. Применение метода рентгеновской томографии для оценки влияния технологических жидкостей на горные породы в процессе бурения и освоения скважин // Нефтяное хозяйство. Пермь, 2020, № 6. - с. 40-45;

- 11) Жемчугова В.А. Актуальные научно-технические проблемы развития геолого-геофизических, поисково-разведочных и промысловых работ в Республике Коми. М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2002, кн. 2. - 243 с.
- 12) Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: Учебное пособие для вузов. М.: Изд-во: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. - 344 с.;
- 13) Журавлев А.В., Вевель Я.А. Возможности использования вычислительной микротомографии в микропалеонтологических и литологических исследованиях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. СПб.: Изд-во: ФГУП «ВНИГРИ», 2012, т.7, №2. – 13 с.;
- 14) Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской юрубчено-тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое сибирской платформы// Геология и геофизика. Новосибирск, 1996, т. 37, №8. - с. 166-195.;
- 15) Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М. Пустотное пространство карбонатных тайдалитов — палеоклиматический аспект // Литология и полезные ископаемые. М.: Изд-во: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2019, № 4. - с. 351–363;
- 16) Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие. Томск: Изд-во: Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.;
- 17) Сурков, В.С. Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока // Труды института геологии и геофизики. М.: Наука, 1981, №513. – 155 с.;
- 18) Хабаров Е.М., Пономарчук В.А., Вараксина И.В. Седиментационные бассейны, изотопная геохимия и геодинамическая эволюция западной окраины Сибирского кратона в рифее // Эволюция тектонических процессов в истории земли. Материалы XXXVII Тектонического совещания. Новосибирск: СО РАН, Гео, 2004. - с. 244-247.;
- 19) Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А., Рябченко В.Н., Зощенко Н.А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. теория и практика. 2011, т.6, №1. – 8 с.
- 20) Choquette P. W., Pray L. C. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates // AAPG Bull., 54, 1970. P.207-250;
- 21) Ivan Yakimchuk, Nikolay Evseev, Dmitry Korobkov, Oleg Dinariev, Olga Ridzel, Vladimir Khan, Vyacheslav Semkov, Alexander Zhonin, Dmitry Kravets. Digital Core Analysis – Innovative Approach for EOR Agent Screening at Pore-Scale for Achimov Rocks. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020;

- 22) Kseniia Y. Vasileva, Victoria B. Ershova, Andrey K. Khudoley, Rustam R. Khusnitdinov, Anton B. Kuznetsov, Vsevolod Y. Prokofiev, Andrey Bekker. Diagenetic history of the proterozoic carbonates and its role in the oil field development in the Baikit Anteclise, Southwestern Siberia. Precambrian Research, Volume 342, 2020, Article 105690;

Интернет-ресурсы:

- 23) <http://www.mining-enc.ru> – сайт «Горная энциклопедия»
- 24) <https://dvp.gazprom-neft.ru> – сайт ПАО «Газпромнефть», проект «Куюмба»;
- 25) <https://researchpark.spbu.ru/> - сайт ресурсного парка СПбГУ
- 26) <https://www.cdu.ru/> - Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. Большая нефть «Куюмбы»