

DÊNES COSTA DOS SANTOS

**ANÁLISE COMPARATIVA DA MICROTOMOGRAFIA PARA
CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS E FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS
DE PETRÓLEO**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

SANTOS

2021

DÊNES COSTA DOS SANTOS

**ANÁLISE COMPARATIVA DA MICROTOMOGRAFIA PARA
CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS E FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS
DE PETRÓLEO**

**Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do diploma de Engenharia de Petróleo.**

**Área de concentração: Caracterização de
fluidos e reservatórios para exploração
de petróleo**

**Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de
Azevedo**

Trabalho de Conclusão de Curso

SANTOS

2021

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

FICHA CATALOGRÁFICA

--

RESUMO

Uma rocha reservatório de petróleo tem porosidade e permeabilidade alta, portanto o estudo dessas propriedades com um nível de detalhamento maior foi o que fomentou a busca por melhores resoluções na área da tomografia. A microtomografia computadorizada (micro-CT) é uma técnica de análise de amostras que permite a criação da imagem digital de uma rocha. A grande vantagem do micro-CT é que informações quantitativas como volume, tamanho, forma, distribuição e conectividade da rocha podem ser obtidas através de todo o volume tridimensional das amostras, desde a escala micro até a escala nanométrica. O princípio físico do micro-CT é baseado na atenuação de raios X quando eles interagem com o objeto. No trabalho foi realizada uma revisão bibliográfica com aplicações e resultados com o uso de micro-CT de formas distintas. É possível observar o avanço da técnica tanto na caracterização de rochas com a melhora das resoluções alcançadas, quanto na caracterização de fluxos de fluidos com a melhora no tempo de aquisição da imagem.

Palavras-chave: Microtomografia Computadoriza, Micro-CT e Reservatórios, Micro-CT e Porosidade.

ABSTRACT

An oil reservoir rock has high porosity and permeability, so the study of these properties with a higher level of detail was what encouraged the search for better resolutions around tomography. Computerized microtomography (micro-CT) is an analysis technique that allows the creation of a digital image of a rock. The great advantage of micro-CT is that quantitative information such as volume, size, shape, distribution, and connectivity of the rock can be transported from the entire three-dimensional volume of the beads, from a micro scale to a nanometric scale. The physical principle of micro-CT is based on the attenuation of X-rays when they interact with the object. In the work, a bibliographical review was carried out with applications and results with the use of micro-CT in different ways. It is possible to observe the advance of the technique both in the characterization of rocks with the improvement of the achieved improvements, and in the characterization of fluid flows with the improvement in the image acquisition time.

Keywords: Computed Microtomography, Micro-CT and Reservoirs, Micro-CT and Porosity.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	Objetivo.....	9
1.2	Justificativa	10
2	METODOLOGIA.....	11
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	12
3.1	Desenvolvimento da técnica de tomografia	12
3.1.1	Radiação X	12
3.1.2	Radiação Síncrotron	14
3.2	Microtomografia para caracterização de poros.....	15
3.2.1	Início da microtomografia em meios porosos	15
3.3	Microtomografia para caracterização de fluidos	18
3.4	Evolução da microtomografia para caracterização de rochas reservatório.....	24
4	ANÁLISE COMPARATIVA	38
4.1	Resolução	38
4.2	Tempo de aquisição.....	38
4.3	Porosidade.....	39
5	CONCLUSÃO.....	40
	REFERÊNCIAS.....	41

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Disposição dos elementos do tomógrafo usado no experimento (modificado de Dunsmuir et al. 1991).....	16
Figura 2 – Vista em cubo de um volume reconstruído de uma espécie de arenito Berea. A escala é de 6 micrometros por pixel e a resolução é 12 micrometros (DUNSMUIR et al., 1991).....	17
Figura 3 – Vista em cubo de um volume reconstruído de uma amostra com poros não sinterizados. A escala é de 3 micrometros por pixel e a resolução é de 6 micrometros (DUNSMUIR et al., 1991).....	17
Figura 4 - Modelo gerado da interface poro-grão estabelecendo um limiar entre ambos (DUNSMUIR et al., 1991).....	18
Figura 5 – Sequência de varreduras durante a drenagem com intervalos de tempo de 16,8 s e tamanho de voxel de 3 micrometros (modificado de Berg et al. 2013).	21
Figura 6 – Evento de enchimento de óleo em um único poro durante a drenagem (modificado de Berg et al. 2013)	22
Figura 7 - Imagem reconstruída a partir da micro-CT. À esquerda é a aquisição de 8 horas e à direita é a partir de 14 horas (modificada de Zou et al. 2018).....	23
Figura 8 – Dados da microtomografia: Visão transversal 2D dos três calcários estudados (I), (II) e (III) (modificado de OLIVEIRA et al., 2012).....	25
Figura 9 - Dados da microtomografia: perfil correspondente dos três calcários estudados (I), (II) e (III) (modificado de OLIVEIRA et al., 2012).....	26
Figura 10 – Modelo 3D dos três calcários estudados (I), (II) e (III) (modificado de OLIVEIRA et al., 2012).....	27

Figura 11 - (a) Seção transversal da distribuição da porosidade antes (esquerda) e depois (direita) da acidificação e (b) a mesma distribuição ao longo da amostra (modificado de TELES et al., 2016)	29
Figura 12 - Resultado comparativo da porosidade das doze amostras para as três técnicas utilizadas (modificado de SCHMITT RAHNER et al., 2018).....	31
Figura 13 - Cortes bidimensionais de amostras de folhelho adquiridos usando nano e micro-TC de raios-X 3-D (SCHMITT RAHNER et al., 2018).	33
Figura 14 - Cortes bidimensionais de amostras de TGS adquiridos usando nano e micro-TC de raios-X 3-D (SCHMITT RAHNER et al., 2018).	34
Figura 15 - Renderizações de volume da amostra de laboratório. Em (a) o volume total da amostra é mostrado. Foi dividido todo o volume em 3 porções: Pedra Hospedeira, Porção intermediária e a Faixa de Compactação produzida em laboratório (modificado de ARZILLI et al., 2016).....	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultados do estudo para as amostras 882 e 135. Símbolos: t – tortuosidade, Eu – número de Euler, Φ – porosidade total do picnômetro, $\Phi_{\mu\text{-CT}}$ porosidade total da micro-CT (modificado de Krakowska et al. 2016)	28
Tabela 2 – Resultados radiais de porosidade (modificado de Teles et al. 2016).	30

1 INTRODUÇÃO



No processo de formação do petróleo, a matéria orgânica depositada em fragmentos de rochas passa por processos físico-químicos durante milhões de anos se tornando misturas de hidrocarbonetos. Após sua formação o petróleo migra, por efeitos mecânicos, para rochas porosas e permeáveis chamadas de rochas reservatório. Que por vez ficam envolvidas nas rochas selantes, que possuem baixa permeabilidade.



Para a identificação das potenciais zonas de hidrocarboneto uma característica física importante a ser levada em conta é a porosidade da rocha reservatório. A microtomografia computadorizada (micro-CT) é uma das técnicas que permite a reconstrução virtual do volume, permitindo a visualização da estrutura interna da rocha.

A grande vantagem do microtomografia computadorizada é que informações quantitativas como volume, tamanho, forma, distribuição e conectividade da rocha podem ser obtidas através de todo o volume tridimensional das amostras, desde a escala micro até a escala nanométrica (MACHADO; LIMA; LOPES, 2014). O princípio físico do microtomografia computadorizada é baseado na atenuação de raios X quando eles interagem com o objeto. A intensidade dos fótons cruzando o objeto depende do número de átomos por unidade de volume (densidade) e do tipo de átomos ao longo do feixe (MACHADO; LIMA; LOPES, 2014).

Outros fatores que levam a micro-CT a ser uma técnica que tem se destacado é devido ao fato de não precisar seccionar os materiais para fazer a investigação (CRESTANA; NIELSEN, 1990). Ou seja, o objeto inspecionado não precisa ser submetido a um método de preparação como impregnação, desbaste ou polimento (REMEYSEN; SWENNEN, 2008).

Para formar a imagem 3D de uma amostra a micro-CT obtém várias imagens de transmissão de sombra de raios X do objeto a partir de diferentes vistas angulares,

que a partir dele imagens de seção transversal do objeto são reconstruídas (OLIVEIRA et al., 2012).

Os componentes básicos de um tomógrafo de raios-X são uma fonte de raios-X, um detector e um sistema de rotação. Esses componentes podem ser colocados em distintas configurações, dependendo de fatores como a resolução desejada e o tamanho da amostra (MEES et al., 2003).

Até aqui foi mostrado dois passos do processo, a aquisição das imagens e a reconstrução do volume a partir delas. Para finalizar a técnica essas imagens passam por um processamento digital para obter parâmetros quantitativos geométricos e morfológicos relevantes, dependendo do foco da investigação (MACHADO; LIMA; LOPES, 2014).

A limitação na análise da porosidade por micro-CT é a resolução atingida na amostra, que pode não atingir o menor tamanho de poro. Se a resolução não for suficiente, isso pode dificultar a parte de individualização dos poros na imagem (REIS NETO et al., 2011).

Com a técnica citada é possível definir a geometria dos grãos, o espaço poroso e a mineralogia da rocha estudada se associada a outras técnicas. Esse modelo gerado pode ser associado às propriedades físicas da rocha formando um modelo petrofísico integrado. O modelo gerado permite interpretar os dados sísmicos coletados em campo (PORTO, 2015). Portanto a tomografia está ligada à engenharia de reservatórios visto que ela contribui significativamente para a avaliação do potencial de um reservatório.

1.1 Objetivo

Apresentar a diversidade do uso da técnica de microtomografia computadorizada para caracterização de rochas e fluidos de reservatório e realizar uma análise comparativa dos diferentes usos da técnica e suas limitações.



Portanto, este trabalho visa uma análise dessas tendências e como elas podem contribuir na indústria do petróleo. Essa pesquisa partirá de uma revisão bibliográfica para evidenciar as limitações e as possibilidades da técnica. Além de facilitar o acesso a informação juntando estudos feitos com micro-CT para fomentar e disseminar a aplicação da técnica.

1.2 Justificativa

O uso da tomografia na caracterização de um reservatório está em constante evolução e tem despertado bastante interesse por parte da indústria do petróleo.

Há muitos trabalhos da literatura a respeito de diferentes técnicas de tomografia para diferentes tipos de rochas reservatório, porém em grande parte são experimentos específicos que não passam um panorama geral sobre a técnica de microtomografia computadorizada.

2 METODOLOGIA

As bases de dados usadas no trabalho foram o *OnePetro*, o *ScienceDirect* e o *Google Scholar*. Durante a pesquisa foi levado em conta a classificação dos periódicos segundo a plataforma Sucupira, buscando informações de periódicos com classificação B1 ou acima. Foram pesquisadas as palavras chaves que pudessem contribuir ao tema do trabalho: *Microtomography and reservoirs*; *Microtomography and pore*; *Syncrhotron*; *Microtomography and fluid*.

Inicialmente foram escolhidos trabalhos pioneiros, especialmente artigos científicos, para melhor introduzir o tema e posteriormente ir avançando para chegar a tecnologias mais atuais que vêm sendo empregadas na indústria.

Na revisão bibliográfica foram apresentados trabalhos com o uso da técnica de microtomografia aplicada a reservatórios de petróleo e os tipos de radiações usadas atualmente.

Após a revisão bibliográfica dos trabalhos escolhidos há uma conclusão sobre as melhores tecnologias para cada aplicação e suas aplicações com uma análise comparativa delas. Essa análise foi baseada nos estudos apresentados durante o trabalho, levando em conta suas limitações e seus resultados.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Desenvolvimento da técnica de tomografia

O interesse na aquisição da descrição tridimensional de alta resolução da caracterização estrutural da rocha, particularmente de seus poros, para modelar os processos multifásicos, foi o que motivou o desenvolvimento da técnica, já que a tomografia computadorizada médica era limitada a resoluções volumétricas de $0,25 \times 0,25 \times 1,5 \text{ mm}^3$, que não são capazes de definir a estrutura tridimensional dos poros da rocha reservatório (COLES et al., 1998).

Diferenças na transmissão de raios-X de materiais formam a base para experimentos de radiografia. Por exemplo, a diferença entre a transmissão do osso e do tecido mole gera o contraste das intensidades de luz visto em imagens de radiografias médicas. A Microradiografia é a extensão desta técnica a pequenos objetos (DUNSMUIR et al., 1991).

Segundo Dunsmuir et al. (1991) em 1984 ocorria um contínuo desenvolvimento em laboratório das técnicas de microradiografia digital e microtomografia, onde o objetivo principal era a exploração da radiação sincrotron de raios-x para obter em objetos com volumes milimétricos uma resolução tomográfica a nível de um micrômetro (μm).

A tomografia pode ser vista como uma sucessão de radiografias para gerar uma imagem 3D.

A sequência de itens a seguir buscará introduzir os principais tipos de radiação usados na tomografia.

3.1.1 Radiação X

Os raios-x são importantes ferramentas para a caracterização da rocha reservatório e dos fluidos que se encontram nela.

A radiação X é produzida artificialmente por meio da aceleração de elétrons contra um material metálico de alto número atômico. O resultado é uma radiação eletromagnética caracterizada por alta frequência, pequeno comprimento de onda e alto poder de penetração. A menor quantidade de qualquer tipo de radiação eletromagnética é designada fóton. O feixe de raios X corresponde ao conjunto de fótons que foram gerados com o bombardeamento de elétrons de alta energia cinética. A atenuação está vinculada à redução de intensidade de um feixe, conforme ele atravessa a matéria. Neste caso, pode ocorrer absorção da radiação pelo meio, ou dispersão do feixe. Para melhor compreensão das investigações que envolvem os raios X é importante compreender o conceito de atenuação. Tanto a radiografia convencional, como a tomografia computadorizada, baseiam-se na equação de atenuação dos raios X, que estabelece que a intensidade da radiação medida por um detector é proporcional ao número de fótons presentes no feixe de radiação (REIS NETO et al., 2011).

Os melhores resultados são obtidos quando a amostra absorve cerca de 90% dos raios X incidentes. Para uma pequena amostra fazer isso, a atenuação por unidade de comprimento deve ser alta. Esta condição é satisfeita em raios-x de baixa energia entre 5 keV e 30 keV (DUNSMUIR et al., 1991). A condição de Dunsmuir et al. (1991) é ideal, porém sabe-se que a energia usada em uma investigação dependerá do foco e das circunstâncias do estudo, podendo ser maior do que o sugerido por eles.

A análise petrofísica usando microtomografia de raios-X fornece informações importantes sobre a textura e composição, útil para investigar as características de meios porosos de hidrocarbonetos e reservatórios geotérmicos. Diversas abordagens usadas para estimativa de porosidade de rocha a partir de dados de tomografia baseiam-se principalmente em visuais ou algoritmos matemáticos de segmentação que tentam obter valores de limiar para segmentar uma fase resolvida por resolução de análise de voxel (CID; CARRASCO-NÚÑEZ; MANEA, 2017).

3.1.2 Radiação Síncrotron

A radiação sincrotron é feita a partir da emissão de elétrons a grandes acelerações que, dependendo da energia deles, podem chegar à região de raios-X rígidos, ou seja, com alta energia de fótons.

Fitch (2021, p. 160) evidencia em seu livro os principais atributos da radiação síncrotron, que são:

- Alto brilho, então um feixe intenso e colimado é emitido de uma seção transversal de pequena fonte, entregando um alto fluxo de fótons para a amostra.
- Uma faixa ajustável de comprimentos de onda, permitindo que o mais adequado seja selecionado para a medição, e energia variável para espectroscopia ou para experiências de dispersão anômalas para melhorar o contraste entre elementos vizinhos na tabela periódica, que normalmente têm poder similar de dispersão de raios-X. Altas energias de raios-X (comprimentos de onda curtos) estão disponíveis em algumas instalações.
- Fonte polarizada: A radiação de síncrotron é geralmente linearmente polarizada no plano da órbita síncrotron, mas torna-se progressivamente menos polarizada fora do plano. Técnicas específicas podem ser usadas para gerar diferentes estados de polarização, como polarização circular elíptica, esquerda ou direita, conforme necessário.
- Fonte pulsada: A distribuição de grupos de elétrons circulando no anel de armazenamento permite a entrega de pulsos de raios-X para medições específicas, como experimentos de sonda de bomba ou espalhamento nuclear.

Dunsmuir et al. (1991) mencionam em seu trabalho as vantagens do uso de raios-x sincrotron, sendo elas:

- Tempos de exposição muito mais curtos para experimentos de alta resolução, normalmente menos de dois segundos para cada imagem.

- A alta pureza espectral permite a reconstrução quantitativa livre de artefatos de endurecimento de feixe.
- Energia sintonizável de raios-x permite sinal de ruído ideal para uma ampla gama de tamanho e composição da amostra.

3.2 Microtomografia para caracterização de poros

Definir a porosidade de uma rocha reservatório é essencial para determinar o potencial de produção de hidrocarbonetos dele. A tomografia é uma das principais ferramentas para determinar a geometria e o tamanho dos poros e saber se eles estão conectados, para permitir o fluxo de fluidos na rocha. 

Porosidade é a razão entre o volume de poro e o volume total da formação, expressa em porcentagem, podendo ser absoluta ou efetiva (OLIVEIRA et al., 2012). Sendo a porosidade absoluta a total, sem levar em conta a conectividade dos poros, já a porosidade efetiva considera apenas os poros conectados entre si.

3.2.1 Início da microtomografia em meios porosos

Um exemplo inicial para ilustrar aplicação do método foi o estudo feito por Dunsmuir et al. (1991). Eles aplicaram a microtomografia e a subtração digital da microradiografia para estudar o transporte em ambientes naturais e meios porosos sintetizados. Para essa aplicação foi usado uma fonte de raios-x, uma tela de fósforo, lentes e o dispositivo de carga acoplada sendo o detector. A disposição dos elementos do tomógrafo pode ser vista na Figura 1.

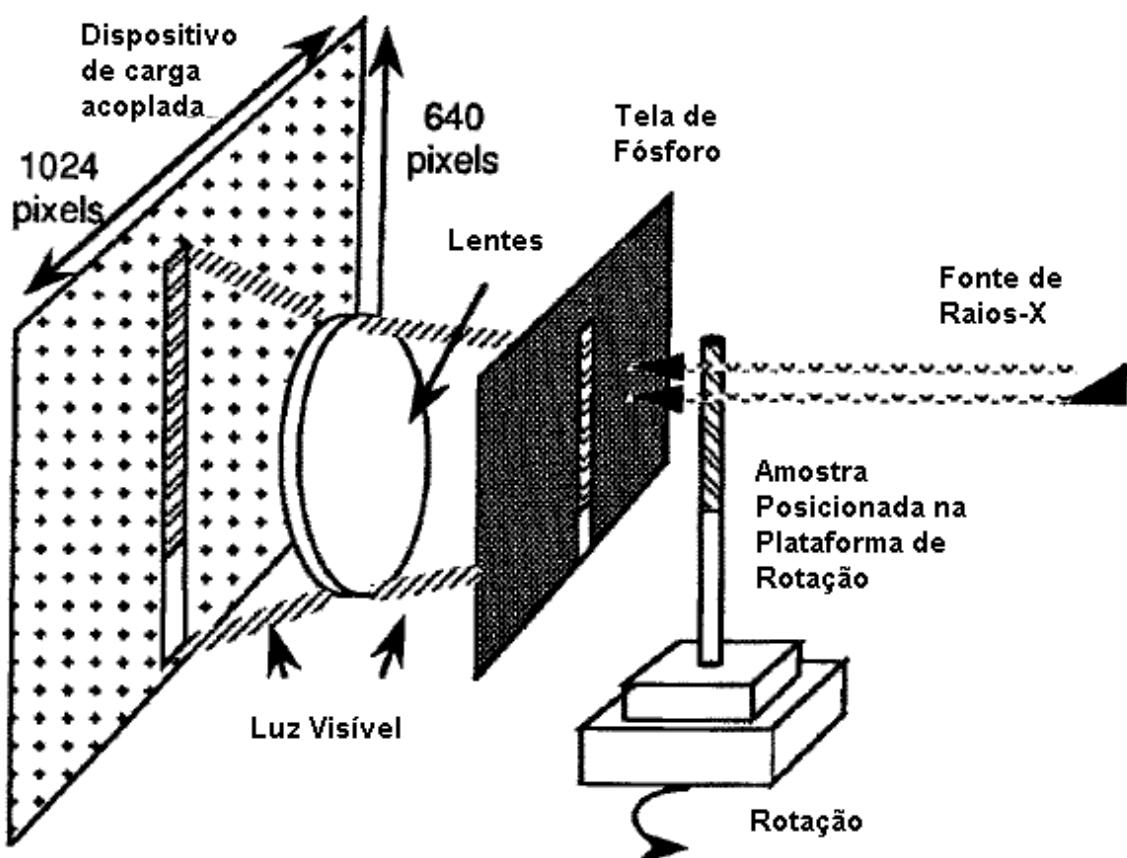


Figura 1 - Disposição dos elementos do tomógrafo usado no experimento (modificado de Dunsmuir et al. 1991).

Foram medidas três fatias de rocha de silicato, com dimensão de dois milímetros de diâmetro, e foi possível ver os dados do arenito Berea e dos grãos de sílica mostrados nas Figuras 2 e 3. Na Figura 2 as áreas mais claras são espaços de poros, as áreas cinzentas são grãos de areia e as áreas escuras são inclusões minerais. Na Figura 3 as áreas claras são poros e as áreas cinzas e escuras representam o material rochoso. Posteriormente, a forma do poro é extraída através da identificação da mudança da intensidade de raios-X na interface poro-grão, formando o modelo apresentado na Figura 4.

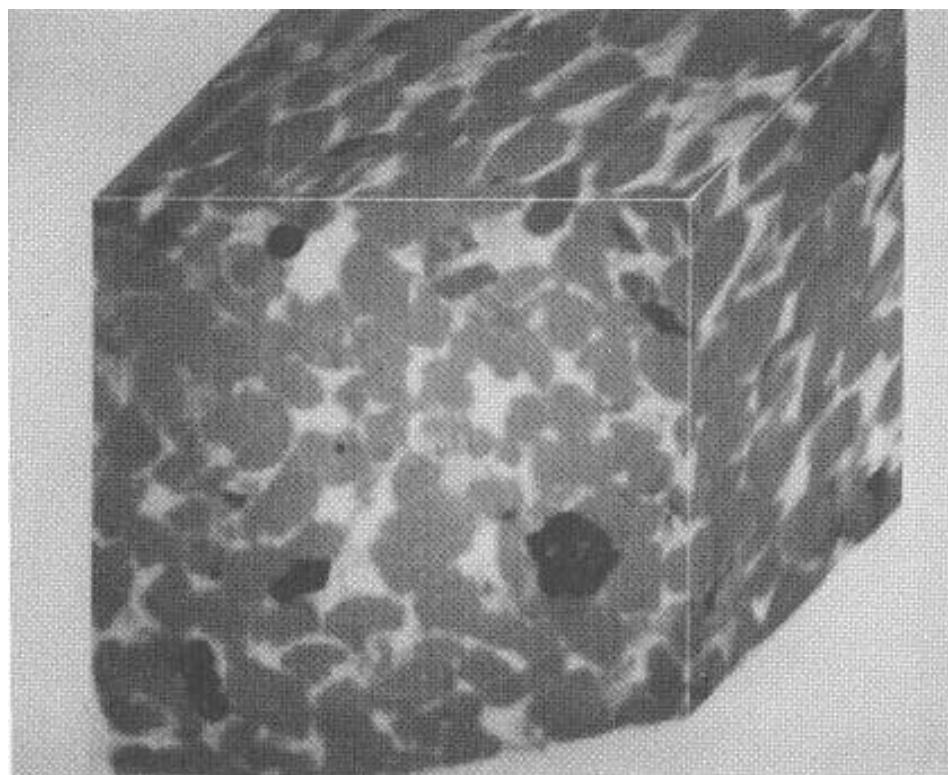


Figura 2 – Vista em cubo de um volume reconstruído de uma espécie de arenito Berea. A escala é de 6 micrometros por pixel e a resolução é 12 micrometros (DUNSMUIR et al., 1991).

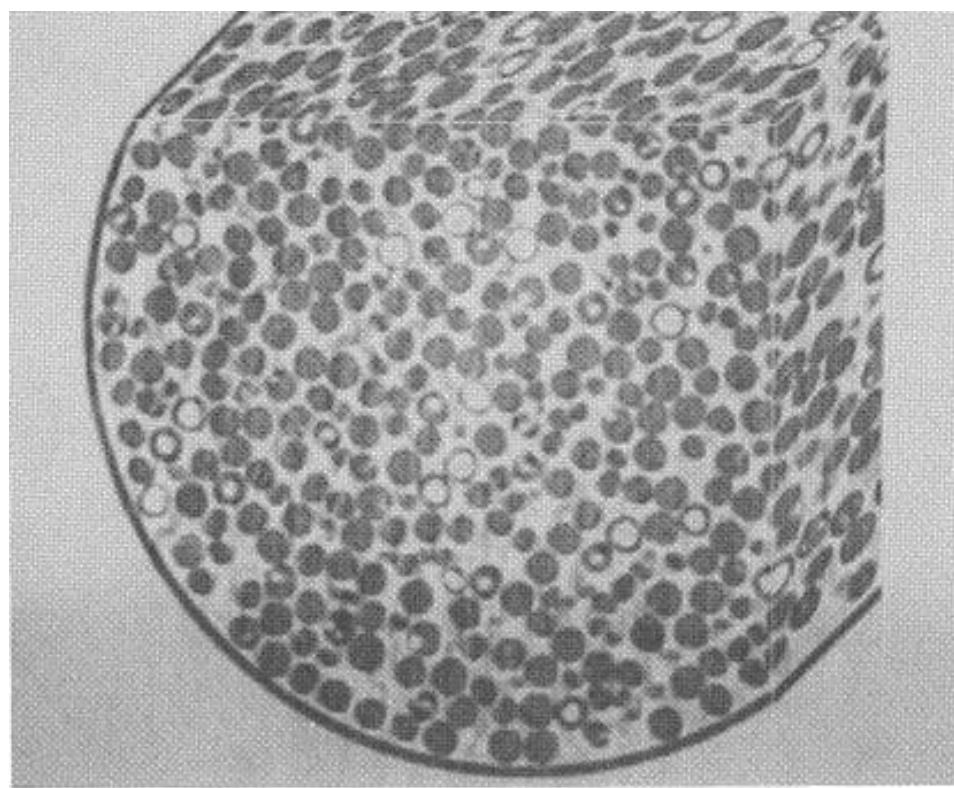


Figura 3 – Vista em cubo de um volume reconstruído de uma amostra com poros não sinterizados. A escala é de 3 micrometros por pixel e a resolução é de 6 micrometros (DUNSMUIR et al., 1991).

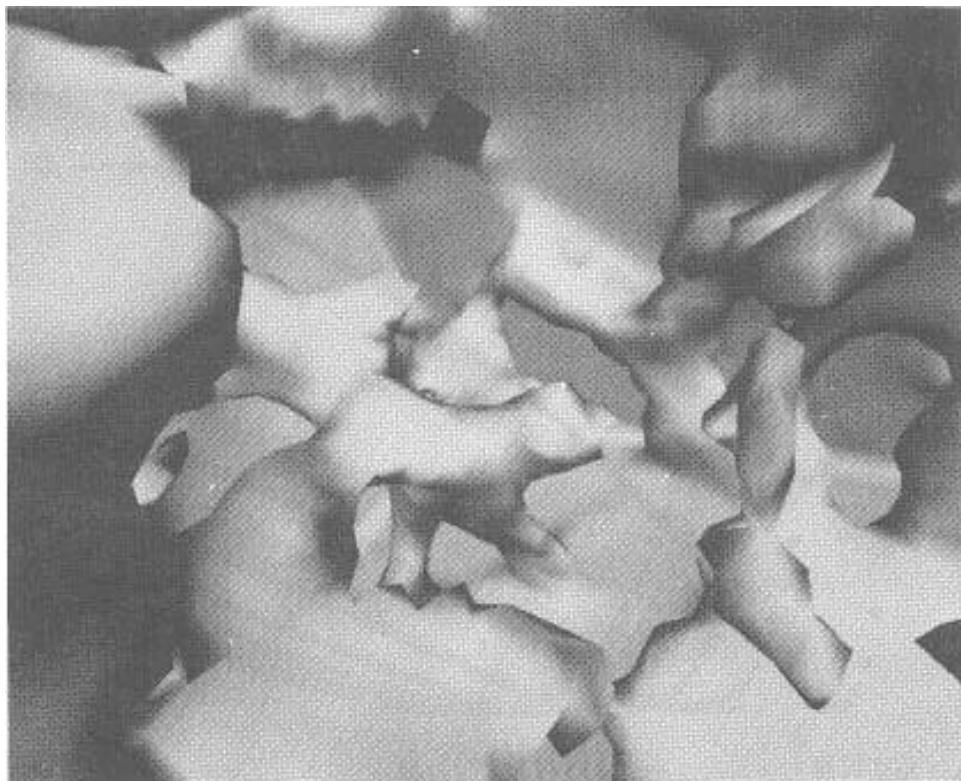


Figura 4 - Modelo gerado da interface poro-grão estabelecendo um limiar entre ambos (DUNSMUIR et al., 1991).

3.3 Microtomografia para caracterização de fluidos



Incertezas na quantificação das propriedades de transporte associadas ao fluxo multifásico em sistemas porosos muitas vezes tornam a previsão da residência e migração do fluido uma tarefa difícil. O movimento e a retenção de fluidos imiscíveis em formações permeáveis dependem de uma combinação complexa de propriedades do fluido, propriedades da rocha, interações fluido-sólido e condições de força (KARPYN; PIRI; SINGH, 2010).

Com a técnica de microtomografia de raios-X é possível adquirir mapas tridimensionais precisos do espaço dos poros em sistemas porosos, revelando características que são importantes para criação de modelos a nível de poro. Com esse avanço da microtomografia foi possível investigar detalhes da física de deslocamento em meios porosos. Permitindo a extração de mapas precisos de fluidos residentes para a investigação de diferentes cenários de deslocamento, mecanismos de aprisionamento de fluidos e impacto da gravidade e forças viscosas na ocupação do fluido (KARPYN; PIRI; SINGH, 2010).

Uma das maneiras mais rigorosas de validar um modelo de nível de poro é descobrir se as ocupações de fluido previstas são consistentes com suas contrapartes experimentais. A ocupação de fluidos é uma manifestação da interação entre várias forças em um sistema poroso e suas interações com a superfície sólida e a geometria do espaço poroso. Portanto, medições de laboratório especialmente projetadas usando sistemas representativos de rocha/fluido que podem gerar mapas tridimensionais precisos da distribuição de fluidos em diferentes condições de fluxo são muito valiosas. Eles podem ser usados para validar e melhorar modelos de nível de poro baseados fisicamente. Modelos validados podem então ser utilizados para prever propriedades de fluxo para sistemas semelhantes (KARPYN; PIRI; SINGH, 2010).

As técnicas de micro-CT amadureceram gradualmente e agora são capazes de uma resolução espacial na faixa do micrômetro adequada para dinâmica de fluidos computacional de malha, com o agora visível espaço de poro complexo. No entanto, a resolução temporal de micro-CT precisava ser melhorada para visualizar os processos de escala de poro relevantes. Este método anteriormente poderia ser usado apenas em resoluções de tempo que eram algumas ordens de magnitude muito baixas em comparação com os intervalos entre deslocamentos de escala de poros individuais, que são da ordem de segundos, e as escalas de tempo intrínsecas para relaxamento e rearranjo de fluidos. Portanto, o método pode ser usado apenas para investigar situações quase estáticas em que o fluxo foi interrompido antes de fazer uma varredura para evitar o movimento do fluido e efeitos de borrão durante a varredura. No entanto, depois que o fluxo parou, ou seja, os gradientes de pressão cessaram, os fluidos foram reorganizados em um equilíbrio capilar estático. Portanto, quando o fluxo é retomado, as distribuições de fluido em escala de poro são normalmente diferentes de quando o fluxo foi interrompido. Para tirar esse fator limitante da resolução temporal, é usado micro-CT baseado em sincrotron rápido, com resolução temporal em torno de 10 segundos sendo suficiente para capturar distribuições de fluidos em escala de poro (BERG et al., 2013).

O estudo feito por Berg et al. (2013) analisou uma amostra cilíndrica de arenito Berea de 4 mm de diâmetro e 10 mm de comprimento que foi encaixado firmemente dentro de um cilindro de policarbonato e inicialmente saturado com água. Uma

bomba de micro-pistão integrada ao suporte de amostra foi a chave para conduzir experimentos sem artefatos de deslocamento causados pela curvatura das linhas de fluxo externas durante a rotação feita na tomografia de raios-X ou ao abrir e fechar as válvulas. Para experimentos de drenagem, n-decano foi injetado de baixo para cima a uma taxa de fluxo constante de $0,35 \mu\text{L}/\text{min}$, correspondendo a uma velocidade de fluxo linear de $1,54 \mu\text{m}/\text{s}$ e um número capilar (microscópico) de 4×10^{-8} (a uma tensão interfacial de $35 \text{ mN} / \text{m}$ determinada pelo método da gota pendente), que é representativo de regimes de fluxo visco capilar típicos. Um sensor de pressão miniatura piezo resistivo (Keller 2 Mi) registrou a pressão de injeção (a uma taxa de 3 Hz), que para a configuração de saída aberta, correspondeu aproximadamente à queda de pressão sobre a amostra mais a pressão ambiente. Os experimentos de micro-CT de raios-X foram realizados na linha de luz TOMCAT na Swiss Light Source, Paul Scherrer Institut, Villigen, Suíça. A amostra foi exposta a um feixe paralelo de radiação síncrotron monocromática de raios X a $21,25 \text{ keV}$. Os raios X transmitidos foram convertidos em luz visível por um cintilador de granada lutécio-alumínio dopado com cério de $100 \mu\text{m}$ de espessura (LAG) e projetados com ampliação de $3,7x$ em uma câmera CMOS de alta velocidade com 1.440×896 pixels, levando a uma largura efetiva de voxel de $3 \mu\text{m}$ e um campo de visão cobrindo aproximadamente um quarto da amostra, começando a 2 mm do fundo da amostra. Uma distância amostra-detector de 80 mm deu uma pequena quantidade de realce de borda nas imagens. Cada tomograma foi calculado a partir de 1.401 projeções (tempo de exposição de 12 ms) em uma rotação de 180° (levando a um tempo total de aquisição de $16,8 \text{ s}$) por um algoritmo de reconstrução baseado em transformada de Fourier em grade com um filtro Parzen. As projeções para sete tomogramas foram registradas em série, limitadas apenas pela memória da câmera (36 GB). Os volumes reconstruídos foram filtrados com um filtro mediano $3 \times 3 \times 3$, segmentados com limiares baseados em conectividade local, e processados posteriormente e visualizados usando Avizo (Grupo de Ciências de Visualização). A distribuição do tamanho dos poros foi determinada com GeoDict (Fraunhofer ITWM) usando um algoritmo de esfera máxima. Os dados de pressão foram analisados usando Matlab (MathWorks Inc).

A Figura 5 mostra a sequência de varreduras durante a drenagem, em intervalos de tempo de $16,8$ segundos com tamanho de voxel de 3 micrometros. A mudança de

volume da etapa 3 para a etapa 4 foi de 14 nL. A Figura 6 mostra o enchimento de um único poro durante a drenagem, onde o volume preenchido foi de 5,9 nL.

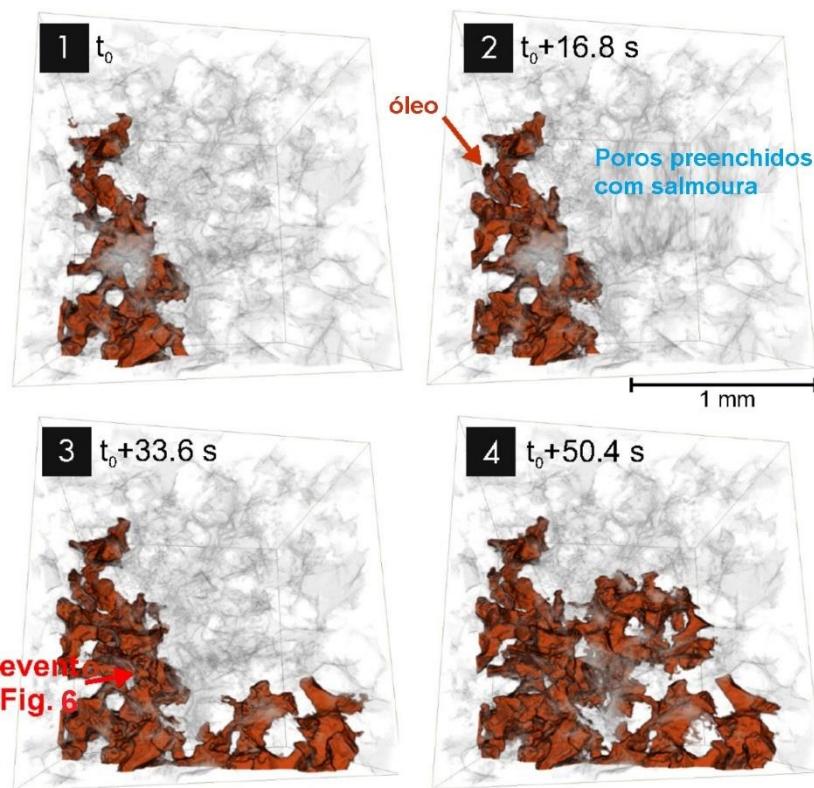


Figura 5 – Sequência de varreduras durante a drenagem com intervalos de tempo de 16,8 s e tamanho de voxel de 3 micrometros (modificado de Berg et al. 2013).

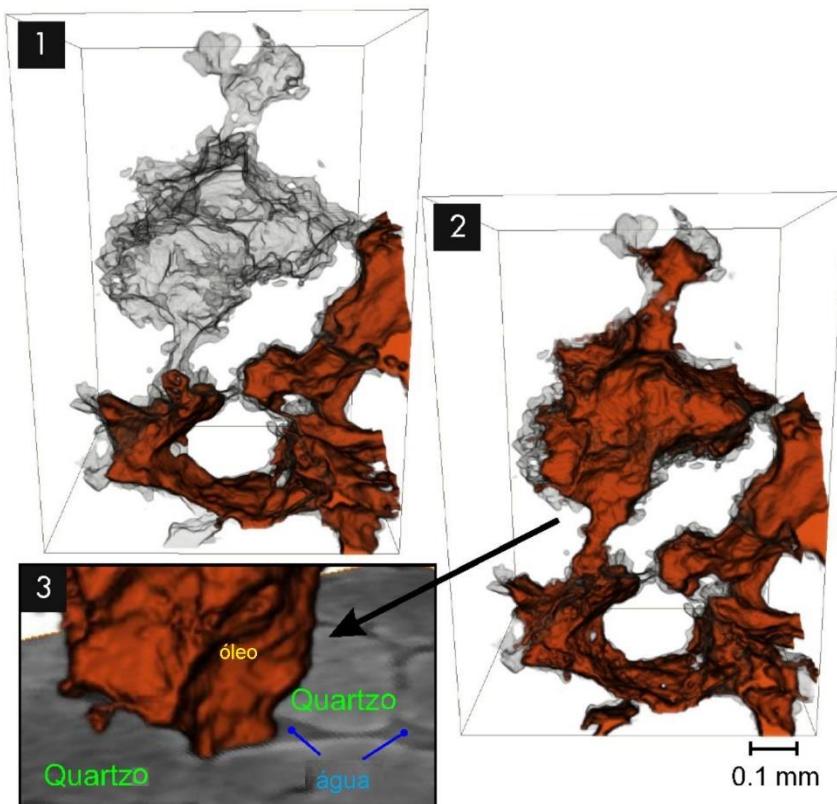


Figura 6 – Evento de enchimento de óleo em um único poro durante a drenagem (modificado de Berg et al. 2013)

Um estudo feito para obter distribuições de fluido e permeabilidade relativa da drenagem foi realizado por Zou et al. (2018). Foi realizado testes de estado estacionário onde a amostra de arenito Bentheimer com diâmetro de 10,2 mm e comprimento de 22 mm foi colocado em uma célula de fluxo com o núcleo 100% saturado com salmoura e em seguida era feita a injeção de óleo e água até que a queda de pressão se estabilizasse. Quando a queda de pressão se estabilizava era realizado a aquisição da imagem usando tomografia computadorizada de raios-X enquanto os fluidos ainda estão sendo injetados. Uma varredura helicoidal de todo o comprimento do núcleo leva 14 horas. Após a obtenção da imagem 3D de TC, a proporção de injeção de óleo / água é alterada e o procedimento é repetido.

As imagens do estudo de Zou et al. (2018) foram adquiridas nas instalações de micro-CT de raios-X Tyree na UNSW, um dispositivo de micro-CT submim de 180 kV de alta resolução com detector de tela plana digital (3.072×3.072 pixels, taxa de leitura de 3,75 fps). A instalação foi construída especificamente para acesso aberto e instalada em uma sala revestida de chumbo com controle de temperatura e umidade. Foi usado uma energia de raios-X de 80 kV com corrente de 230

microampères para aquisições de tomogramas de amostras secas e parcialmente saturadas com filtro de alumínio de 3,5 mm. Com os parâmetros selecionados, uma resolução espacial de 5,385 μm é alcançada para a amostra de 10,2 mm de diâmetro. Além disso, uma alta relação sinal / ruído (SNR) é uma necessidade para imagens de boa qualidade para que óleo e água possam ser distinguidos mais claramente. Para aumentar o SNR, mantendo a aquisição de alta resolução espacial, o tempo deve ser aumentado. Para determinar o tempo de aquisição ideal, mediram experimentalmente o SNR por 8 e 14 horas de tempo de aquisição. A relação SNR é 110 por 8 horas e 195 por 14 horas. Portanto, decidiram manter um tempo de aquisição de 14 horas por imagem. A Figura 7 mostra a diferença entre um tempo de aquisição de 14 horas e um tempo de aquisição de 8 horas. Os dados de projeção brutos resultantes para cada imagem são de aproximadamente 315 GB para a amostra atual de 10,2 mm de diâmetro e 22 mm de comprimento. A reconstrução tomográfica 3D nesses conjuntos de dados massivos é realizada na instalação de supercomputação National NCI com memória de 1 TB em processamento paralelo (aproximadamente 12 horas por amostra). Cada tomograma finalmente ocupa aproximadamente 53 GB de armazenamento.

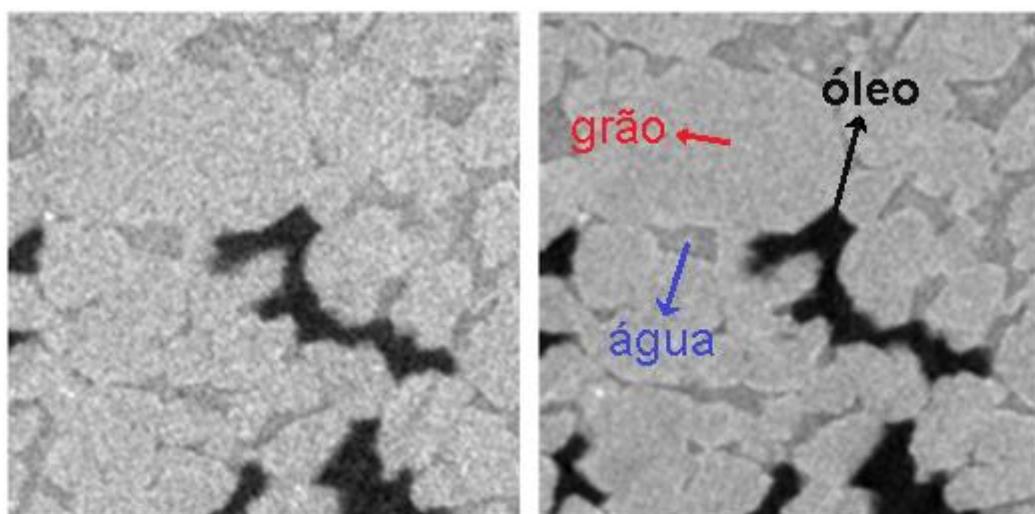


Figura 7 - Imagem reconstruída a partir da micro-CT. À esquerda é a aquisição de 8 horas e à direita é a partir de 14 horas (modificada de Zou et al. 2018).

3.4 Evolução da microtomografia para caracterização de rochas reservatório

Estudos mais recentes da aplicação de microtomografia vem mostrando a evolução da técnica para caracterização de meios porosos. Nesse item alguns estudos, de diferentes tipos de reservatórios, serão apresentados.

Oliveira et al. (2012) analisaram três amostras de calcário, retiradas das rochas carbonáticas da Bacia do Itaboraí no Rio de Janeiro. Os testemunhos estudados foram recuperados de profundidades entre 26 metros e 29 metros, e podem ser usados como um modelo análogo a rochas reservatório pois suas estruturas e textura são semelhantes.

Eles usaram um equipamento de micro-CT que tinha como fonte de raios-X um tubo microfocalizado de raios-X (tamanho do ponto menor que 5 micrometros) com ânodo de tungstênio e o detector foi um sensor de tela plana (2240x2240 pixels). O sistema foi calibrado para operar a 130 kV de tensão e corrente de 61 μ A. Obteve-se várias imagens da absorção de raios-X do objeto a partir de diferentes angulações, com passo de rotação fixa de 0,5°, e 26 micrometros de resolução vertical permitindo a criação de uma representação 3D completa da microestrutura interna.

Para finalizar o processo foi utilizado o software Nrecon® para realizar a rota de reconstrução e o software CT-Analyzer® para calcular a porosidade.

Na Figura 8 estão as fatias 2D da amostra, onde foi realizada uma seleção da região de interesse (ROI). A soma coletiva de todas as ROIs gerou um volume de interesse (VOI) e desta forma foi feita a segmentação dos poros, que pode ser visto na Figura 9. A partir das diferenças no coeficiente de atenuação foi possível identificar os minerais presentes na amostra, mostrado na Figura 10.

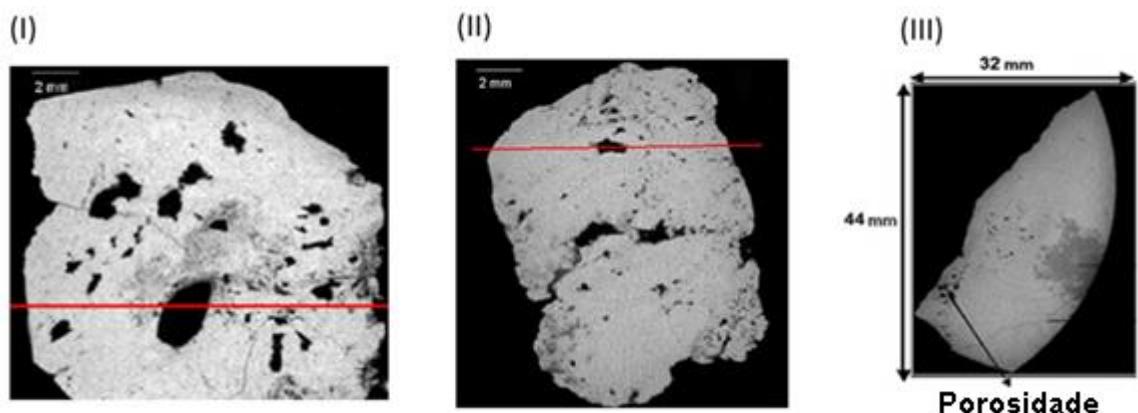


Figura 8 – Dados da microtomografia: Visão transversal 2D dos três calcários estudados (I), (II) e (III) (modificado de OLIVEIRA et al., 2012).

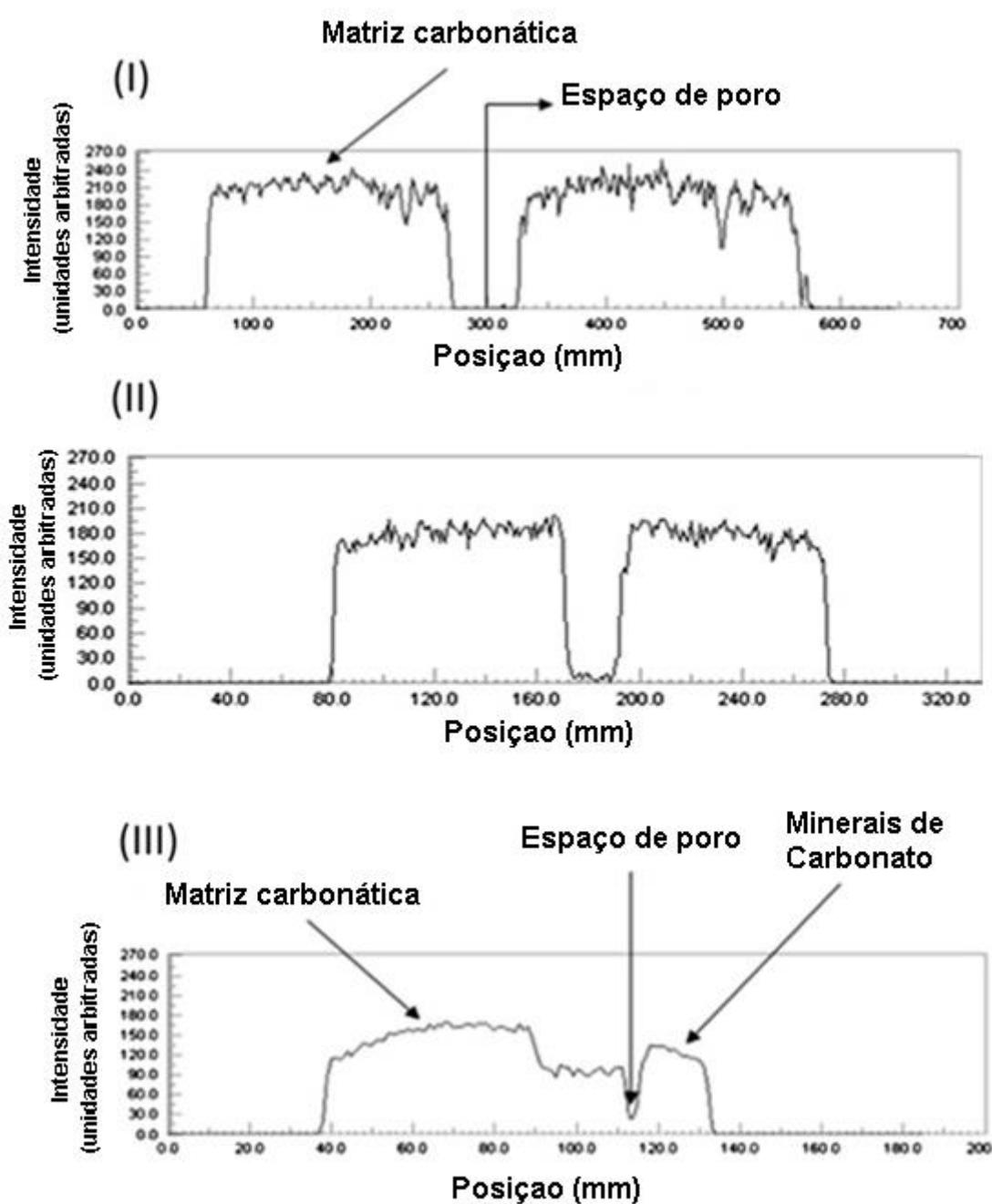


Figura 9 - Dados da microtomografia: perfil correspondente dos três calcários estudados (I), (II) e (III) (modificado de OLIVEIRA et al., 2012).

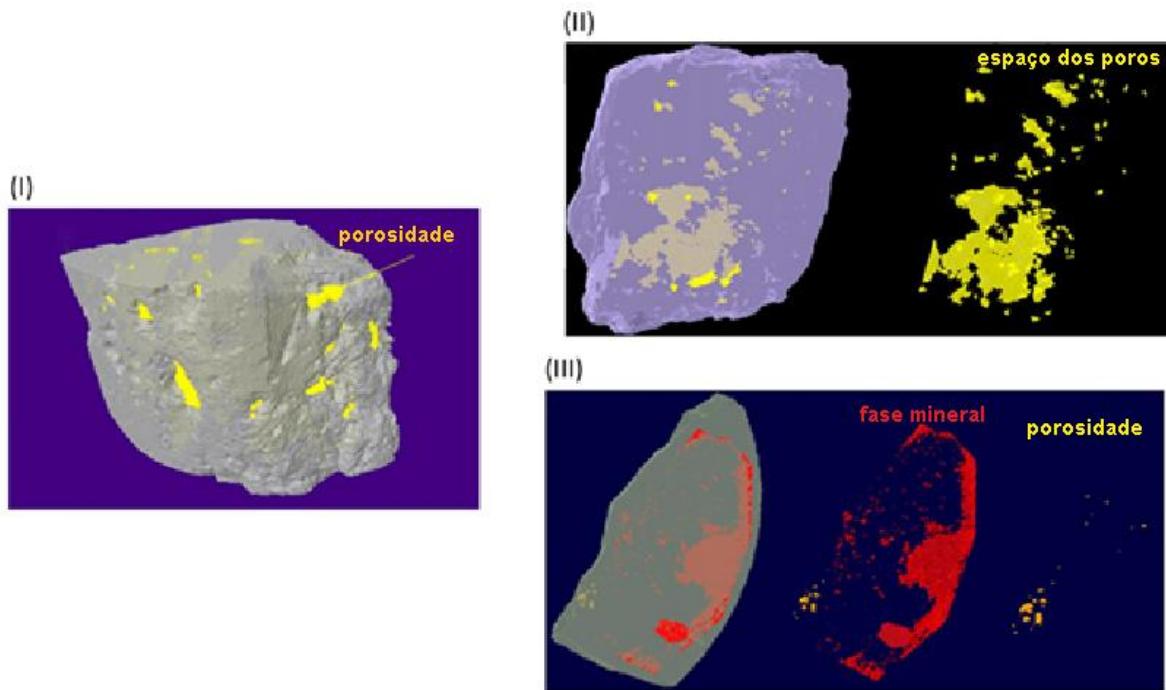


Figura 10 – Modelo 3D dos três calcários estudados (I), (II) e (III) (modificado de OLIVEIRA et al., 2012).

Outro estudo semelhante, mais recente, foi o feito por Krakowska et al. (2016) analisando 10 amostras de carbonatos paleozoicos de baixas porosidade e permeabilidade, retirados de poços localizados na Bacia de Lublin, no sudeste da Polônia. As amostras de 3 mm de diâmetro foram analisadas com um microtomógrafo de raios-X Benchtop CT16 emitindo um feixe cônico de fôtons de raios-X com energia na faixa de 40-160 kV e resolução de até 3 microns. O processamento das imagens foi realizado nos softwares ImageJ e Avizo e as análises quantitativas no software MAVI. A resolução obtida atingiu $5,8 \times 5,8 \times 0,58$ micrometros e o volume total escaneado foi $1550 \times 1550 \times 400$ voxels.

Esse estudo permitiu que Krakowska et al. (2016) encontrassem a porosidade total e o número de Euler de todas as amostras e a tortuosidade dos canais dos poros, estimada com base na continuidade das conexões de poros e microfraturas, de uma delas. O fato de ter encontrado apenas uma tortuosidade ocorreu porque as amostras apresentavam baixa porosidade e baixa permeabilidade, além de terem uma estrutura heterogênea e quanto mais distante a tortuosidade for de 1 mais complicado é o espaço de poro geometricamente. O número de Euler como

parâmetro que reflete a qualidade da conectividade de espaço de poro é importante para determinar as propriedades de filtração.

Para efeitos comparativos da qualidade da micro-CT eles também realizaram a medição da porosidade total das amostras com um picnômetro de Hélio, observando diferenças nos valores entre a micro-CT e o picnômetro. Essa diferença ocorre, pois, o picnômetro tem o resultado limitado pelo diâmetro da partícula de hélio que é cerca de 0,186 nanômetros e a micro-CT não identifica poros menores que 5,8 micrometros. Na Tabela 1 a seguir pode ser visto os resultados obtidos da amostra que apresentou uma tortuosidade e da amostra que apresentou o menor número de Euler, sendo considerada a com melhor qualidade da estrutura do espaço de poro, ou seja, com saídas de poros largos, gargantas e um extenso sistema de poros interconectados.

Tabela 1 – Resultados do estudo para as amostras 882 e 135. Símbolos: t – tortuosidade, Eu – número de Euler, Φ – porosidade total do picnômetro, $\Phi_{\mu\text{-CT}}$ porosidade total da micro-CT (modificado de Krakowska et al. 2016).

Amostra	Litologia	t	Eu	Φ (%)	$\Phi_{\mu\text{-CT}}$ (%)
882	Calcário	-	82 785	1,5	0,21
135	Dolomita	1,68	359 302	0,39	1,97

A microtomografia computadorizada também foi aplicada em amostras de rochas do pré-sal. O estudo realizado por Teles et al. (2016) analisou amostras de coquina, retiradas do pré-sal Albiano e que passaram por um tratamento com ácido para aumentar sua porosidade. Por meio da microtomografia computadorizada, avaliou-se a eficácia da acidificação, como pode ser visto na Figura 11. Na figura foi observado essa eficácia tanto na seção transversal quanto ao longo da amostra, pode-se chegar à porosidade final em milímetros cúbicos pelo produto delas. A amostra usada tinha por volta de 88 mm de altura e 25,4 mm e foi analisada por micro-CT em dois momentos, antes e depois da injeção de ácido clorídrico (HCl).

Para a aquisição das imagens de micro-CT foi usado a fonte de raios-X Skyscan/Bruker, modelo1173, a 130 kV girado em etapas de 0,5° para coletar 720



projeções com um tamanho de pixel efetivo de 20,2 micrometros. O endurecimento do feixe foi feito por um filtro metálico de alumínio de 1 mm na saída do tubo de raios-X, aumentando a qualidade da imagem. O tempo total de aquisição da imagem foi cerca de 3 horas. Após esse processo, as imagens foram reconstruídas e os ajustes do algoritmo foram realizados para obter uma imagem final de alta qualidade. Para o processamento foi usado o software SkyscanCTAn e para a análise o software Avizo Fire. Foi selecionado uma ROI igual a 485 mm², correspondente a uma VOI de 41331 mm³.

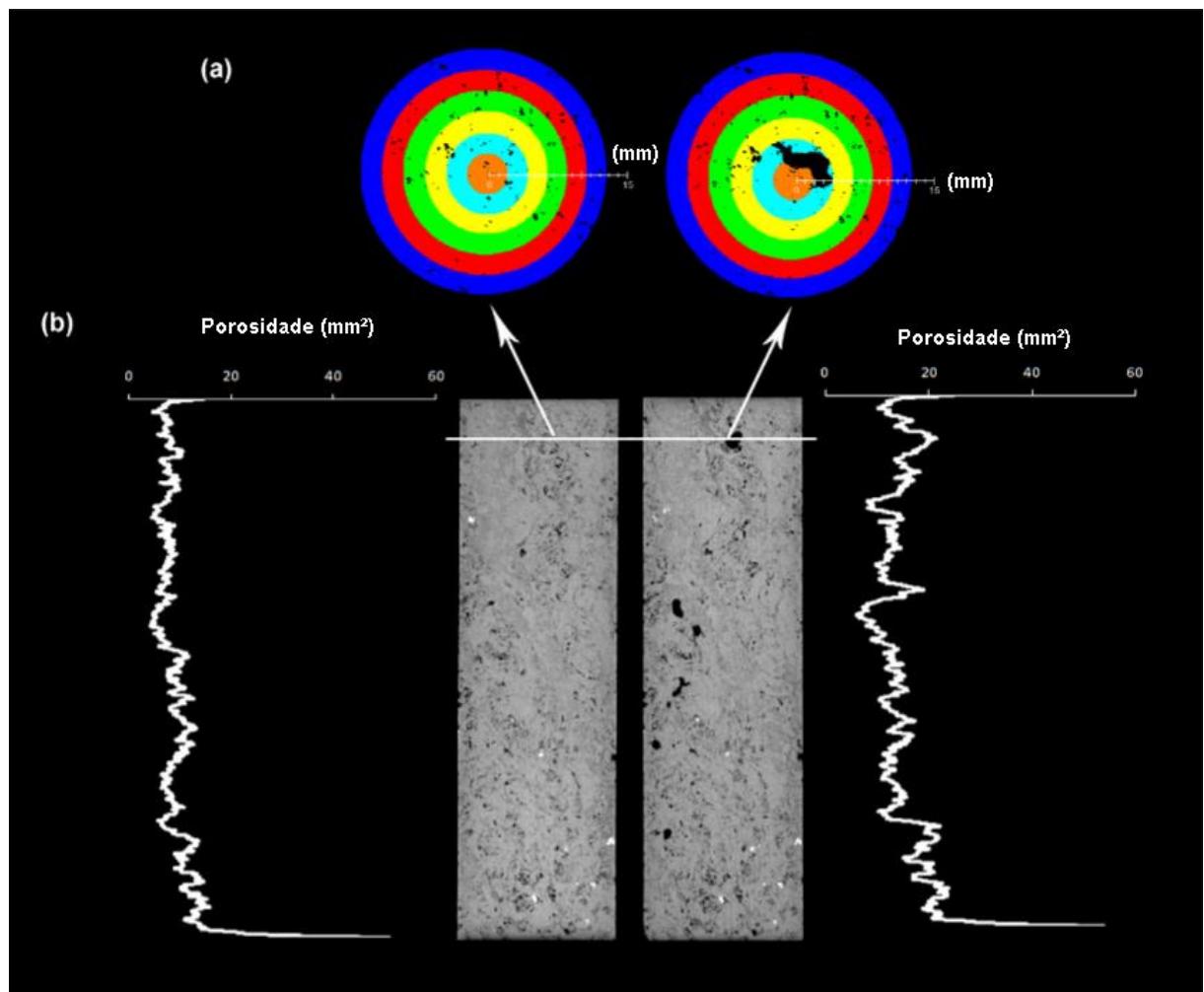


Figura 11 - (a) Seção transversal da distribuição da porosidade antes (esquerda) e depois (direita) da acidificação e (b) a mesma distribuição ao longo da amostra (modificado de TELES et al., 2016)

Os resultados da diferença de porosidade em cada camada antes e depois da dissolução do ácido podem ser observados na Tabela 2. Assim foi possível quantificar o aumento da porosidade na amostra.

Tabela 2 – Resultados radiais de porosidade (modificado de Teles et al. 2016).

Porosidade (%)			
Raio (mm)	Pré-dissolução	Pós-dissolução	Aumento da porosidade (%)
0,2-2,1	1,93	3,22	67
2,12-4,2	2,37	5,54	134
4,2-6,3	2,18	4,15	90
6,32-8,4	1,87	2,97	59
8,42-10,5	1,97	2,9	47
10,52-12,6	2,38	3,02	27

Avanços tecnológicos podem alcançar resoluções nanométricas, que são ainda melhores do que as apresentadas nos estudos acima (MADONNA et al., 2013). A busca por resoluções menores é impulsionada pela disponibilidade de óleo não recuperada em reservatórios do mundo todo.

Um estudo feito por Schmitt Rahner et al. (2018) investigou amostras da área da Bacia do Recôncavo no Brasil, que é uma bacia de rifte em estágio maduro de exploração, usando raios-X nano-CT e micro-CT em escalas distintas. As imagens 3D adquiridas foram processadas usando segmentação de redes espaciais e análise de dimensão fractal (FD) posterior. Devido a ampla distribuição de tamanhos de poros em rochas de reservatórios não convencionais, as imagens 3-D foram adquiridas com dois tamanhos de voxel diferentes (resoluções): nano-CT a 0,064 µm e micro-CT de 0,46 a 1,20 µm.

Foi comparado os resultados obtidos pelas doze amostras compostas por seis folhelhos e seis arenitos de gás compacto (TGS) submetidos a resoluções nanométricas e micrométricas na tomografia computacional, além dos resultados da adsorção de gás nitrogênio (N_2GA) associado a intrusão de mercúrio nos capilares (MICP). A micro-CT levou a resultados mais adequados de porosidades nas

amostras quando comparados a nano-CT como pode ser visto na Figura 12, onde os valores da Micro-CT se aproximam mais dos valores da técnica N₂GA+MICP. Outro fato relevante é que a técnica de nano-CT mostrou resultados mais razoáveis de porosidade para os folhelhos (exceto na amostra 18) do que para as amostras de TGS, que revelaram valos muito mais baixos em média.

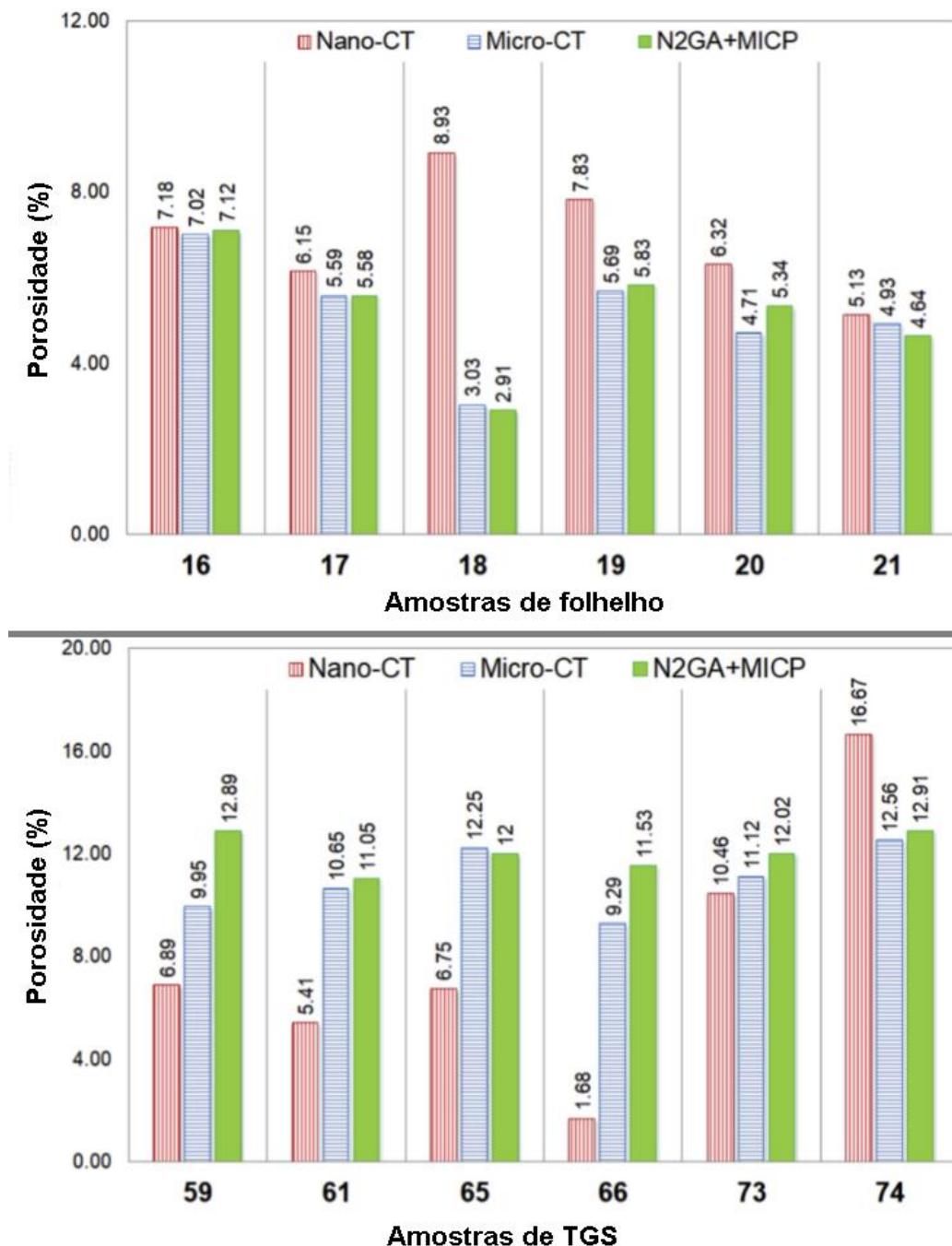


Figura 12 - Resultado comparativo da porosidade das doze amostras para as três técnicas utilizadas (modificado de SCHMITT RAHNER et al., 2018).

A porosidade pode ser influenciada por uma variedade de processos durante os experimentos ou preparo da amostra, como deformações e fraturas causadas por altas pressões ou alteração hidrotermal. Além disso, a forma do poro e a estrutura de conexão têm um efeito significativo, por exemplo a tomografia computadorizada de raios-X acessará a porosidade aberta e fechada; as técnicas de fluxo de fluido não úmido superestimarão a porosidade nos intervalos de poros menores devido às formas dos poros cilíndricas e aos efeitos de bloqueio como a obstrução de uma garganta de poro ou constrição (SCHMITT RAHNER et al., 2018).

As discrepâncias nos valores de porosidade em amostras de TGS submetidas a tomografia computadorizada nanométrica são devidas a tamanhos de amostras potencialmente não representativas na alta resolução, por possuírem menor grau de fragmentação devido à forte contribuição de poros muito pequenos (SCHMITT RAHNER et al., 2018).

As amostras foram digitalizadas em tamanho de nano e micro-voxel (resoluções) usando um XRadia UltraXRM-200 e um XRadia Versa XRM-500 CT de raios-X, respectivamente. Para atingir as altas resoluções exigidas, as amostras foram preparadas na forma de cilindros com diâmetros de 0,1 mm (nano-CT) e 2 mm (micro-CT). Projeções radiográficas bidimensionais foram coletadas em diferentes ângulos para as amostras de rocha cilíndrica e, em seguida, combinadas para reconstruir os volumes 3D. As reconstruções foram realizadas usando um algoritmo de TC de raios-X de feixe cônico baseado no trabalho de Feldkamp. A Figura 13 e 14 mostram os cortes 2-D após a reconstrução das amostras analisadas, onde os poros são as regiões pretas.

Após a segmentação dos poros, as amostras apresentaram uma rede de poros principais (MP) e poros residuais muito pequenos. Além disso, uma fase clara de matéria orgânica (OM) no folhelho analisado, visualizada como regiões cinza escuro na Figura 13 foi claramente identificada.

Em nenhum dos casos, as aquisições de nano-TC parecem representar de maneira justa a característica de poro das amostras TGS. As matrizes de poros TGS são simplesmente grandes demais para caber nos volumes de nano-TC analisados. As amostras de xisto, por outro lado, mostraram tamanhos de poros muito menores em

comparação, de modo que as imagens de nano e micro-CT recuperaram valores próximos de FD .

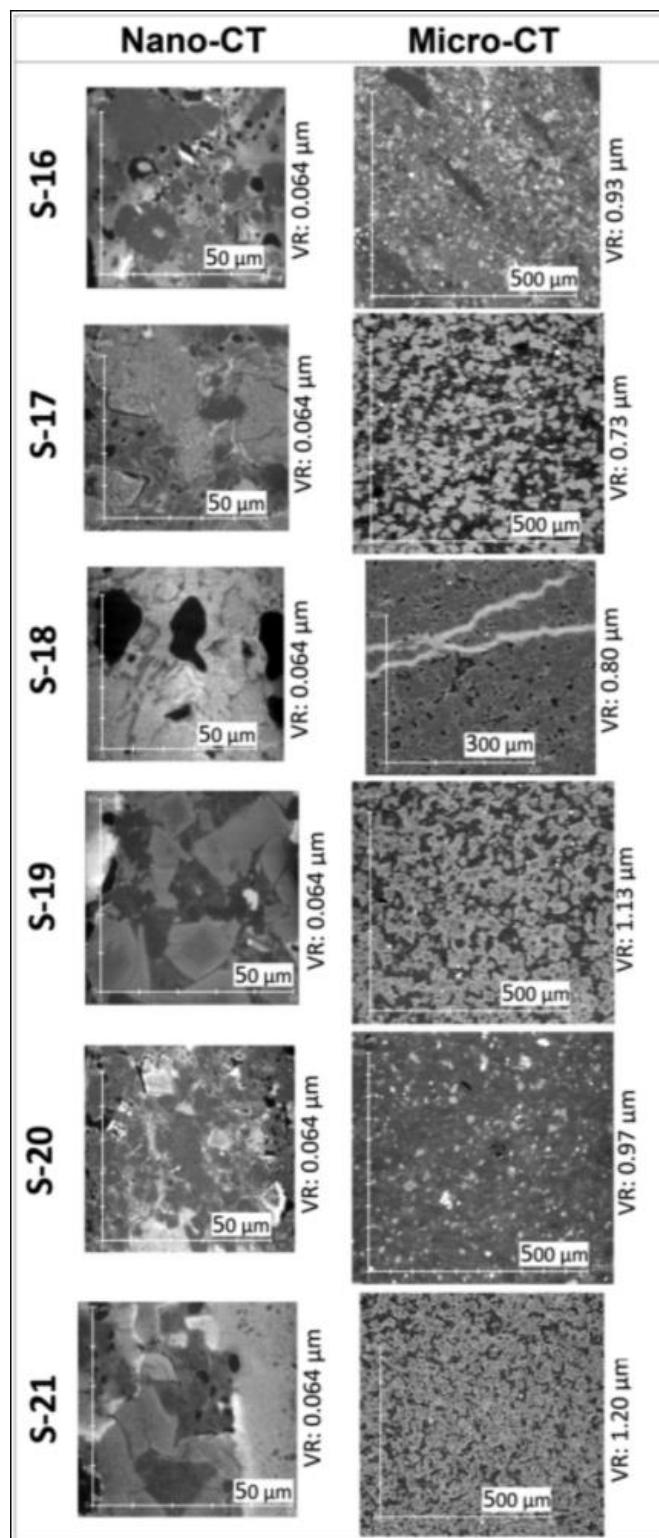


Figura 13 - Cortes bidimensionais de amostras de folhelho adquiridos usando nano e micro-TC de raios-X 3-D (SCHMITT RAHNER et al., 2018).

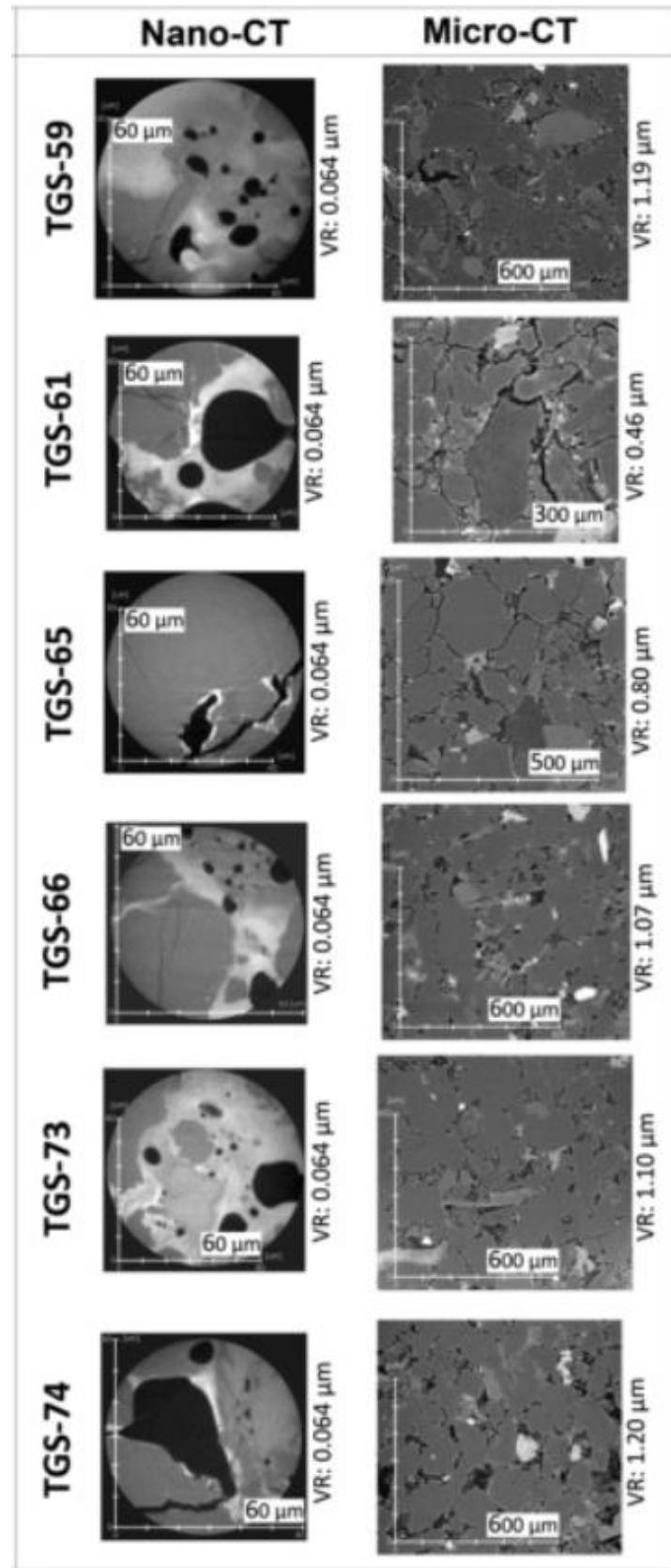


Figura 14 - Cortes bidimensionais de amostras de TGS adquiridos usando nano e micro-TC de raios-X 3-D (SCHMITT RAHNER et al., 2018).

Outro estudo que empregou a técnica foi o realizado por Arzilli et al. (2016) que por micro-CT de raios-X síncrotron calcularam a porosidade e conectividade dos poros de *grainstones* carbonático cristalinos e deformados. A análise foi feita em cima de três amostras, sendo uma da rocha hospedeira natural, uma da banda de compactação e outra deformada em laboratório.

Foi usado um feixe de raios-X quase paralelo e monocromático, um conjunto de dados 3D de 1440 projeções foi capturado em 180º de rotação com um tamanho de pixel isotrópico de 9 µm. O tempo de exposição para a aquisição de cada projeção foi de 4,8 segundos.

Quanto ao processamento de imagens, a primeira etapa do processo de análise de imagens consiste na extração de um VOI. O VOI foi selecionado para visualizar e quantificar a porosidade e conectividade dos poros dos carbonatos, a fim de caracterizar as características texturais da deformação localizada. Nesse caso, o VOI é um volume elementar representativo (REV) porque contém estruturas representativas tanto da rocha hospedeira quanto das bandas de compactação. Para análise de imagem, volumes semelhantes foram selecionados para cada amostra, a fim de comparar as medições de porosidade e conectividade dos poros.

A conectividade dos poros foi obtida medindo a interconexão (ou desconexão) dos poros dentro da amostra. Os *backbones* representam porções da rocha onde os poros estão interconectados, mas cada *backbone* não está conectado ao outro. Ao considerar o mesmo volume para cada amostra, o número e o tamanho dos *backbones* fornece uma estimativa da interconectividade do meio poroso. Isso significa que se o número de *backbones* for 1 no volume de referência, todos os poros estão completamente interconectados. Portanto, a fim de quantificar a conectividade dos poros, análises de esqueleto foram realizadas para medir o número e o tamanho dos *backbones*. O algoritmo de esqueletização desenvolvido por Brun e Dreossi foi adotado neste estudo. O esqueleto de qualquer objeto 3D é intuitivamente a “espinha” do objeto que corre ao longo de seu meio geométrico, que consiste em um gráfico de nós e ramos. Os nós do esqueleto correspondem aos poros, enquanto os ramos do esqueleto correspondem às gargantas que conectam os poros. A análise do esqueleto permitiu medir as características texturais do maior

backbone para cada amostra. Número de poros e ramos foram medidos para o maior *backbone* em cada amostra. A partir de uma comparação quantitativa entre os maiores *backbones*, foi possível destacar a variação na conectividade dos poros entre as bandas de compactação natural e experimental.

O volume foi dividido em três partes para investigar como o volume dos poros e a conectividade variam entre a rocha hospedeira, a parte intermediária e a banda de compactação. A porosidade da rocha hospedeira foi calculada em 24% (Figura 15 b), o que é 1–2% menor do que o que medimos para a amostra de rocha hospedeira natural (indeformada). Dentro da porção intermediária, foi medida uma porosidade de cerca de 21% (Figura 15 d), este valor diminui ainda mais dentro da banda de compactação do laboratório ($\phi = 20\%$, Figura 15 f). Também para a amostra da rocha hospedeira foi usado linhas vermelhas para mostrar os resultados da esqueletização (ver Figura 15 c, e e g). Simplesmente comparando o maior *backbone* (esferas amarelas) medido dentro de cada uma das três porções da amostra, é possível notar uma diminuição progressiva no tamanho (ver Figura 15 c, e e g) (ARZILLI et al., 2016).

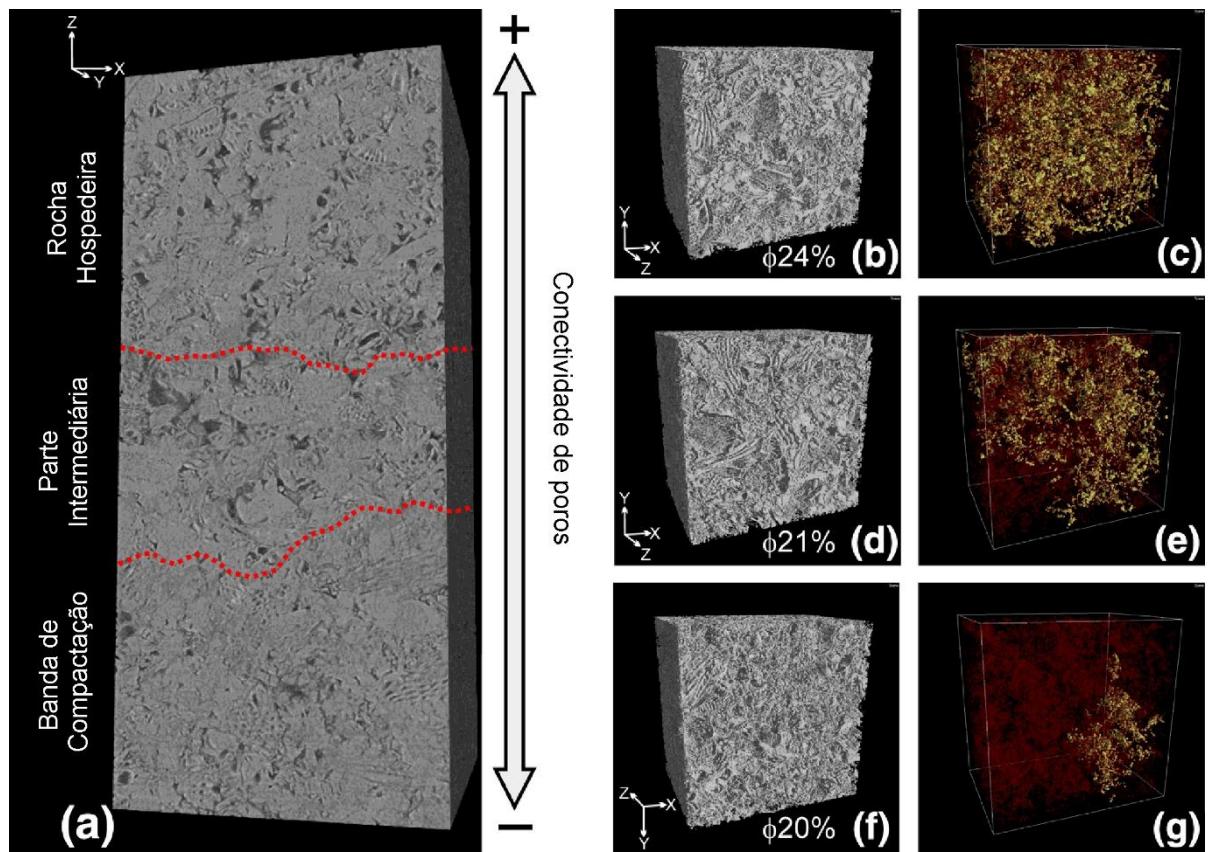


Figura 15 - Renderizações de volume da amostra de laboratório. Em (a) o volume total da amostra é mostrado. Foi dividido todo o volume em 3 porções: Pedra Hospedeira, Porção intermediária e a Faixa de Compactação produzida em laboratório (modificado de ARZILLI et al., 2016).

4 ANÁLISE COMPARATIVA

Através dos estudos apresentados durante a revisão bibliográfica foi visto diversas formas e aplicações da técnica de micro-CT com variações nas resoluções, nos equipamentos, nas amostras, nas abordagens e nos resultados alcançados. Com os resultados foi possível realizar inferências sobre a micro-CT que serão apresentadas nos itens a seguir.

4.1 Resolução

Uma das características que incentivou o desenvolvimento da técnica foi alcançar melhores resoluções, já que os tomógrafos médicos tradicionais eram limitados. Com isso a técnica evoluiu para resoluções micrométricas e posteriormente para resoluções nanométricas. Esse avanço permitiu identificar a estrutura de rochas a nível de poro.

O estudo de Schmitt Rahner et al. (2018) apresentado na bibliografia mostrou que a melhor resolução depende da amostra analisada e do foco do estudo. Um exemplo dessa dependência foi o uso da micro-CT com voxel entre 0,46 e 1,20 μm e da nano-CT com voxel de 0,064 μm em amostras de folhelho, onde a micro-CT, que possui menos detalhes quando comparado a nano-CT, mostrou resultados de porosidade mais próximos aos resultados da adsorção de gás nitrogênio associado a intrusão de mercúrio nos capilares. Ou seja, para uma análise da conectividade dos poros a técnica de micro-CT foi suficiente.

4.2 Tempo de aquisição

Para gerar uma imagem digital da rocha por micro-CT a amostra precisa absorver os raios-X emitidos nela para que os fôtons gerados sejam captados pelo receptor. Esse processo é repetido rotacionando a amostra até obter imagens 2D suficientes para realizar a reconstrução 3D completa do volume de interesse estabelecido.

Nos estudos mencionados no trabalho foram apresentados diferentes tempos de aquisição e a diferença mais significativa entre eles foi quando era usado micro-CT baseado em sincrotron, que tem tempos mais rápidos de aquisição.

A revisão bibliográfica contém alguns exemplos da diferença no tempo de aquisição das imagens. No estudo de Zou et al. (2018) a varredura helicoidal, feita com micro-CT de raios-X, de todo o comprimento do núcleo levou 14 horas para que chegasse a uma proporção de sinal/ruido aceitável. Já no estudo de Berg et al. (2013) foi usado radiação sincrotron monocromática de raios X na técnica de micro-CT e isso possibilitou que a aquisição da imagem fosse realizada em 16,8 segundos.

Essa aquisição rápida da imagem que a micro-CT com radiação sincrotron proporcionou, permite analisar o fluxo de um fluido nos poros em tempo real. O que antes era uma limitação devido ao tempo de aquisição.

4.3 Porosidade

A técnica de micro-CT é uma das ferramentas que permitem o cálculo da porosidade total e da porosidade efetiva, mas como se sabe, ela não é a única técnica que tem esse poder.

No estudo de Krakowska et al. 2016 foram comparadas medições de porosidade de um picnômetro de Hélio e de micro-CT de raios-X. O picnômetro de Hélio consegue acessar poros que a micro-CT utilizada não acessava devido a sua resolução. A Micro-CT não viu poros  menores que 5,8 μm de diâmetro ao contrário do picnômetro de hélio, cujo resultado é limitado pelo diâmetro da partícula de hélio igual a cerca de 0,186 nm. Isso mostra que para o cálculo da porosidade existem outras ferramentas mais práticas e precisas, porém a micro-CT pode fornecer a estrutura dos grãos e dos poros da amostra, tornando-a essencial para a criação de um modelo petrofísico.

5 CONCLUSÃO

Através do conteúdo apresentado nesse trabalho, pode ser concluído que a micro-CT, além de não ser destrutiva, é uma ferramenta que pode analisar microestruturas de rochas porosas com precisão. O fato dela não ser destrutiva, ou seja, não requer que a amostra passe por um tratamento que descaracterize suas propriedades físicas para fazer a análise, é muito valioso para o desenvolvimento de outras pesquisas com a mesma amostra. Assim, após a micro-CT, outros estudos podem serem feitos em cima dela, como o apresentado por Teles et al. (2016) que avaliou a eficácia da acidificação por meio de micro-CT. 

Os resultados dos estudos apresentados mostram a acurácia do método para a distribuição dos poros e dos grãos. Além de fornecer a conectividade entre esses poros, podendo facilmente diferenciar a porosidade total e a efetiva. Essas vantagens são possibilitadas pela criação da rocha 3D digitalmente. Onde as limitações apresentadas na introdução estão sendo superadas. Como exemplo a resolução que com nano-CT chegam a nível nanométrico e o tempo de aquisição da imagem que a luz síncrotron possibilitou melhorias importantes.

Outro fator importante da técnica de micro-CT observado foi sua aplicação geral para fluidos. Nos primeiros experimentos de micro-CT com fluxo de fluidos na amostra, o fluxo precisava ser estabilizado, pois o tempo de aquisição da imagem era alto, o que impossibilitava a análise dinâmica. Com a evolução da técnica, usando micro-CT com síncrotron rápida, foi possível realizar a análise do fluxo em tempo real.

Para trabalhos futuros o desenvolvimento de pesquisas que pudessem melhorar os tempos de aquisição e processamento da imagem. A pesquisa por novas técnicas incluindo outros tipos de radiação também seria interessante.

REFERÊNCIAS

- ARZILLI, F.; CILONA, A.; MANCINI, L.; TONDI, E. Using synchrotron X-ray microtomography to characterize the pore network of reservoir rocks: A case study on carbonates. **Advances in Water Resources**, [S. l.], v. 95, p. 254–263, 2016. DOI: 10.1016/j.advwatres.2015.07.016.
- BERG, S. et al. Real-time 3D imaging of Haines jumps in porous media flow. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, [S. l.], v. 110, n. 10, p. 3755–3759, 2013. DOI: 10.1073/pnas.1221373110.
- CID, H. E.; CARRASCO-NÚÑEZ, G.; MANEA, V. C. Improved method for effective rock microporosity estimation using X-ray microtomography. **Micron**, [S. l.], v. 97, p. 11–21, 2017. DOI: 10.1016/j.micron.2017.01.003.
- COLES, M. E.; HAZLETT, R. D.; SPANNE, P.; SOLL, W. E.; MUEGGE, E. L.; JONES, K. W. Pore level imaging of fluid transport using synchrotron X-ray microtomography. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S. l.], v. 19, n. 1–2, p. 55–63, 1998. DOI: 10.1016/S0920-4105(97)00035-1.
- CRESTANA, S.; NIELSEN, D. R. Investigações não-destrutivas de sistemas porosos multifásicos através de micro-tomografia de raios-X, gama e ressonância magnética nuclear (RMN). **ENCONTRO NACIONAL SOBRE ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS-ENEMP**, [S. l.], p. 699–710, 1990.
- DUNSMUIR, J. H.; FERGUSON, S. R.; D&APOS;AMICO, K. L.; STOKES, J. P. X-Ray Microtomography: A New Tool for the Characterization of Porous Media. In: ALL DAYS 1991, Dallas, Texas. **Anais** [...]. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Dallas, Texas: SPE, 1991. p. SPE-22860-MS. DOI: 10.2118/22860-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings/91SPE/All-91SPE/Dallas,%20Texas/53053>. Acesso em: 23 jul. 2021.
- FITCH, A. N. Synchrotron Methods. In: **Comprehensive Coordination Chemistry III**. [s.l.] : Elsevier, 2021. p. 160–182. DOI: 10.1016/B978-0-12-409547-2.14660-8. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780124095472146608>. Acesso em: 23 jul. 2021.
- KARPYN, Zuleima T.; PIRI, Mohammad; SINGH, Gurpreet. Experimental investigation of trapped oil clusters in a water-wet bead pack using X-ray microtomography: EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF TRAPPED OIL CLUSTERS. **Water Resources Research**, [S. l.], v. 46, n. 4, 2010. DOI: 10.1029/2008WR007539. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1029/2008WR007539>. Acesso em: 22 nov. 2021.
- KRAKOWSKA, Paulina; DOHNALIK, Marek; JARZYNA, Jadwiga; WAWRZYNIAK-GUZ, Kamila. Computed X-ray microtomography as the useful tool in petrophysics: A case study of tight carbonates Modryń formation from Poland. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S. l.], v. 31, p. 67–75, 2016. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.011.

- MACHADO, A. C.; LIMA, I.; LOPES, R. T. Effect of 3d computed microtomography resolution on reservoir rocks. **Radiation Physics and Chemistry**, [S. I.], v. 95, p. 405–407, 2014. DOI: 10.1016/j.radphyschem.2012.12.029.
- MADONNA, Claudio; QUINTAL, Beatriz; FREHNER, Marcel; ALMQVIST, Bjarne S. G.; TISATO, Nicola; PISTONE, Mattia; MARONE, Federica; SAENGER, Erik H. Synchrotron-based X-ray tomographic microscopy for rock physics investigations. **GEOPHYSICS**, [S. I.], v. 78, n. 1, p. D53–D64, 2013. DOI: 10.1190/geo2012-0113.1.
- MEES, F.; SWENNEN, R.; GEET, M. Van; JACOBS, P. Applications of X-ray computed tomography in the geosciences. **Geological Society, London, Special Publications**, [S. I.], v. 215, n. 1, p. 1–6, 2003. DOI: 10.1144/GSL.SP.2003.215.01.01.
- OLIVEIRA, M. F. S.; LIMA, I.; BORGHI, L.; LOPES, R. T. X-ray microtomography application in pore space reservoir rock. **Applied Radiation and Isotopes**, [S. I.], v. 70, n. 7, p. 1376–1378, 2012. DOI: 10.1016/j.apradiso.2011.11.047.
- PORTO, Adriana Lemos. **Estimação de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de raios-x**. 2015. Tese - Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, Brasil, 2015.
- REIS NETO, José Manoel Dos; FIORI, Alberto Pio; LOPES, Angela Pacheco; MARCHESE, Clarice; PINTO-COELHO, Cristina Valle; VASCONCELLOS, Eleonora Maria Gouvea; SILVA, Gabriel Fischer Da; SECCHI, Rodrigo. A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. **Revista Brasileira de Geociências**, [S. I.], v. 41, n. 3, p. 498–508, 2011. DOI: 10.25249/0375-7536.2011413498508.
- REMEYSEN, K.; SWENNEN, R. Application of microfocus computed tomography in carbonate reservoir characterization: Possibilities and limitations. **Marine and Petroleum Geology**, [S. I.], v. 25, n. 6, p. 486–499, 2008. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2007.07.008.
- SCHMITT RAHNER, Mayka; HALISCH, Matthias; PERES FERNANDES, Celso; WELLER, Andreas; SAMPAIO SANTIAGO DOS SANTOS, Viviane. Fractal dimensions of pore spaces in unconventional reservoir rocks using X-ray nano- and micro-computed tomography. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S. I.], v. 55, p. 298–311, 2018. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.05.011.
- TELES, A. P.; MACHADO, A. C.; PEPIN, A.; BIZE-FOREST, N.; LOPES, R. T.; LIMA, I. Analysis of subterranean Pre-salt carbonate reservoir by X-ray computed microtomography. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S. I.], v. 144, p. 113–120, 2016. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.03.008.
- ZOU, S. ..; HUSSAIN, F. ..; ARNS, J. ..; GUO, Z. ..; ARNS, C. H. Computation of Relative Permeability From In-Situ Imaged Fluid Distributions at the Pore Scale. **SPE Journal**, [S. I.], v. 23, n. 03, p. 737–749, 2018. DOI: 10.2118/189453-PA.



REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE A MICROTOMOGRAFIA PARA CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS E FLUIDOS DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Dênes Costa dos Santos

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Conclusão de Curso II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2021v01.

Resumo

Uma rocha reservatório de petróleo tem porosidade e permeabilidade alta, portanto o estudo dessas propriedades com um nível de detalhamento maior foi o que fomentou a busca por melhores resoluções na área da tomografia. A microtomografia computadorizada (micro-CT) é uma técnica de análise de amostras que permite a criação da imagem digital de uma rocha. A grande vantagem do micro-CT é que informações quantitativas como volume, tamanho, forma, distribuição e conectividade da rocha podem ser obtidas através de todo o volume tridimensional das amostras, desde a escala micro até a escala nanométrica. O princípio físico do micro-CT é baseado na atenuação de raios X quando eles interagem com o objeto. No trabalho foi realizada uma revisão bibliográfica com aplicações e resultados com o uso de micro-CT de formas distintas. É possível observar o avanço da técnica tanto na caracterização de rochas com a melhora das resoluções alcançadas, quanto na caracterização de fluxos de fluidos com a melhora no tempo de aquisição da imagem.

Palavras-chave: Microtomografia Computadorizada, Porosidade, Síncrotron, Raio-X.

Abstract

An oil reservoir rock has high porosity and permeability, so the study of these properties with a higher level of detail was what encouraged the search for better resolutions in the area of tomography. Computerized microtomography (micro-CT) is an analysis technique that allows the creation of a digital image of a rock. The great advantage of micro-CT is that quantitative information such as volume, size, shape, distribution and connectivity of the rock can be transported from the entire three-dimensional volume of the beads, from a micro scale to a nanometric scale. The physical principle of micro-CT is based on the attenuation of X-rays when they interact with the object. In the work, a bibliographical review was carried out with applications and results with the use of micro-CT in different ways. It is possible to observe the advance of the technique both in the characterization of rocks with the improvement of the achieved improvements, and in the characterization of fluid flows with the improvement in the image acquisition time.

Keywords: Computerized Microtomography, Porosity, Synchrotron, X-ray.

1. Introdução

No processo de formação do petróleo, a matéria orgânica depositada em fragmentos de rochas passa por processos físico-químicos durante milhões de anos se tornando misturas de hidrocarbonetos. Após sua formação o petróleo migra, por efeitos mecânicos, para rochas porosas e permeáveis chamadas de rochas reservatório.

Para a identificação das potenciais zonas de hidrocarboneto uma característica física importante a ser levada em conta é a porosidade da rocha reservatório. A microtomografia computadorizada (micro-CT) é uma das técnicas que permite a reconstrução virtual do volume, permitindo a visualização da estrutura interna da rocha.

A grande vantagem do microtomografia computadorizada é que informações quantitativas como volume, tamanho, forma, distribuição e conectividade da rocha podem ser obtidas através de todo o volume tridimensional das amostras, desde a escala micro até a escala nanométrica (MACHADO; LIMA; LOPES, 2014). O princípio físico do microtomografia computadorizada é baseado na atenuação de raios X quando eles interagem com o objeto. A intensidade dos fótons cruzando o objeto depende do número de átomos por unidade de volume (densidade) e do tipo de átomos ao longo do feixe (MACHADO; LIMA; LOPES, 2014).

Outros fatores que levam a micro-CT a ser uma técnica que tem se destacado é devido ao fato de não precisar seccionar os materiais para fazer a investigação (CRESTANA; NIELSEN, 1990). Ou seja, o objeto inspecionado não precisa ser submetido a um método de preparação como impregnação, desbaste ou polimento (REMEYSEN; SWENNEN, 2008).

Para formar a imagem 3D de uma amostra a micro-CT obtém várias imagens de transmissão de sombra de raios X do objeto a partir de diferentes vistas angulares, que a partir dele imagens de seção transversal do objeto são reconstruídas (OLIVEIRA et al., 2012).

Os componentes básicos de um tomógrafo de raios-X são uma fonte de raios-X, um detector e um sistema de rotação. Esses componentes podem ser colocados em distintas configurações, dependendo de fatores como a resolução desejada e o tamanho da amostra (MEES et al., 2003).

Até aqui foi mostrado dois passos do processo, a aquisição das imagens e a reconstrução do volume a partir delas. Para finalizar a técnica essas imagens passam por um processamento digital para obter parâmetros quantitativos geométricos e morfológicos relevantes, dependendo do foco da investigação (MACHADO; LIMA; LOPES, 2014).

A limitação na análise da porosidade por micro-CT é a resolução atingida na amostra, que pode não atingir o menor tamanho de poro. Se a resolução não for suficiente, isso pode dificultar a parte de individualização dos poros na imagem (REIS NETO et al., 2011).

Com a técnica citada é possível definir a geometria dos grãos, o espaço poroso e a mineralogia da rocha estudada se associada a outras técnicas. Esse modelo gerado pode ser associado às propriedades físicas da rocha formando um modelo petrofísico integrado. O modelo gerado permite interpretar os dados sísmicos coletados em campo (PORTO, 2015). Portanto a tomografia está ligada à engenharia de reservatórios visto que ela contribui significativamente para a avaliação do potencial de um reservatório.

2. Objetivo

Apresentar a diversidade do uso da técnica de microtomografia computadorizada para caracterização de rochas e fluidos de reservatório e realizar uma análise comparativa dos diferentes usos da técnica e suas limitações.

Portanto, este trabalho visa uma análise dessas tendências e como elas podem contribuir na indústria do petróleo. Essa pesquisa partirá de uma revisão bibliográfica para evidenciar as limitações e as possibilidades da técnica. Além de facilitar o acesso a informação juntando estudos feitos com micro-CT para fomentar e disseminar a aplicação da técnica.

3. Metodologia

As bases de dados usadas no trabalho foram o *OnePetro*, o *ScienceDirect* e o *Google Scholar*. Durante a pesquisa foi levado em conta a classificação dos periódicos segundo a plataforma Sucupira, buscando informações de periódicos com classificação B1 ou acima. Foram pesquisadas as palavras chaves que pudessem contribuir ao tema do trabalho: *Microtomography and reservoirs*; *Microtomography and pore*; *Synchrotron*; *Microtomography and fluid*.

Inicialmente foram escolhidos trabalhos antigos, especialmente artigos científicos, para melhor introduzir o tema e posteriormente ir avançando para chegar a tecnologias mais atuais que vêm sendo empregadas na indústria.

Na revisão bibliográfica foram apresentados trabalhos com o uso da técnica de microtomografia aplicada a reservatórios de petróleo e os tipos de radiações usadas atualmente.

Após a revisão bibliográfica dos trabalhos escolhidos há uma conclusão sobre as melhores tecnologias para cada aplicação e suas aplicações com uma análise comparativa delas. Essa análise foi baseada nos estudos apresentados durante o trabalho, levando em conta suas limitações e seus resultados.

4. Revisão Bibliográfica

4.1. Desenvolvimento da técnica de tomografia

O interesse na aquisição da descrição tridimensional de alta resolução da caracterização estrutural da rocha, particularmente de seus poros, para modelar os processos multifásicos, foi o que motivou o desenvolvimento da técnica, já que a tomografia computadorizada médica era limitada a resoluções volumétricas de $0,25 \times 0,25 \times 1,5 \text{ mm}^3$, que não são capazes de definir a estrutura tridimensional dos poros da rocha reservatório (COLES et al., 1998).

Diferenças na transmissão de raios-X de materiais formam a base para experimentos de radiografia. Por exemplo, a diferença entre a transmissão do osso e do tecido mole gera o contraste das intensidades de luz visto em imagens de radiografias médicas. A Microradiografia é a extensão desta técnica a pequenos objetos (DUNSMUIR et al., 1991).

Segundo Dunsmuir et al. (1991) em 1984 ocorria um contínuo desenvolvimento em laboratório das técnicas de microrradiografia digital e microtomografia, onde o objetivo principal era a exploração da radiação sincrotron de raios-x para obter em objetos com volumes milimétricos uma resolução tomográfica a nível de um micrômetro (μm).

A tomografia pode ser vista como uma sucessão de radiografias para gerar uma imagem 3D.

A sequência de itens a seguir buscará introduzir os principais tipos de radiação usados na tomografia.

4.1.1. Radiação X

A radiação X é produzida artificialmente por meio da aceleração de elétrons contra um material metálico de alto número atômico. O resultado é uma radiação eletromagnética caracterizada por alta frequência, pequeno comprimento de onda e alto poder de penetração. A menor quantidade de qualquer tipo de radiação eletromagnética é designada fóton. O feixe de raios X corresponde ao conjunto de fótons que foram gerados com o bombardeamento de elétrons de alta energia cinética. A atenuação está vinculada à redução de intensidade de um feixe, conforme ele atravessa a matéria. Neste caso, pode ocorrer absorção da radiação pelo meio, ou dispersão do feixe. Para melhor compreensão das investigações que envolvem os raios X é importante compreender o conceito de atenuação. Tanto a radiografia convencional, como a tomografia computadorizada, baseiam-se na equação de atenuação dos raios X, que estabelece que a intensidade da radiação medida por um detector é proporcional ao número de fótons presentes no feixe de radiação (REIS NETO et al., 2011).

4.1.2. Radiação Síncrotron

A radiação sincrotron é feita a partir da emissão de elétrons a grandes acelerações que, dependendo da energia deles, podem chegar à região de raios-X rígidos, ou seja, com alta energia de fótons.

4.2. Microtomografia para caracterização de poros

Definir a porosidade de uma rocha reservatório é essencial para determinar o potencial de produção de hidrocarbonetos dele. A tomografia é uma das principais ferramentas para determinar a geometria e o tamanho dos poros e saber se eles estão conectados, para permitir o fluxo de fluidos na rocha.

Porosidade é a razão entre o volume de poro e o volume total da formação, expressa em porcentagem, podendo ser absoluta ou efetiva (OLIVEIRA et al., 2012). Sendo a porosidade absoluta a total, sem levar em conta a conectividade dos poros, já a porosidade efetiva considera apenas os poros conectados entre si.

4.3. Microtomografia para caracterização de fluidos

Dois estudos feitos para obter distribuições de fluido e permeabilidade foram os realizados por Zou et al. (2018) e Berg et al. (2013). No primeiro foi usado micro-CT convencional e no segundo foi usado micro-CT baseado em sincrotron rápido.

Zou et al. (2018) realizaram testes de estado estacionário onde a amostra de arenito com diâmetro de 10,2 mm e comprimento de 22 mm foi colocado em uma célula de fluxo com o núcleo 100% saturado com salmoura e em seguida era feita a injeção de óleo e água até que a queda de pressão se estabilizasse. Esse estudo alcançou uma resolução especial de 5,385 µm. Para determinar o tempo de aquisição ideal, mediram experimentalmente o SNR por 8 e 14 horas de tempo de aquisição. A relação SNR é 110 por 8 horas e 195 por 14 horas. Portanto, decidiram manter um tempo de aquisição de 14 horas por imagem. A Figura 1 mostra a diferença entre um tempo de aquisição de 14 horas e um tempo de aquisição de 8 horas.

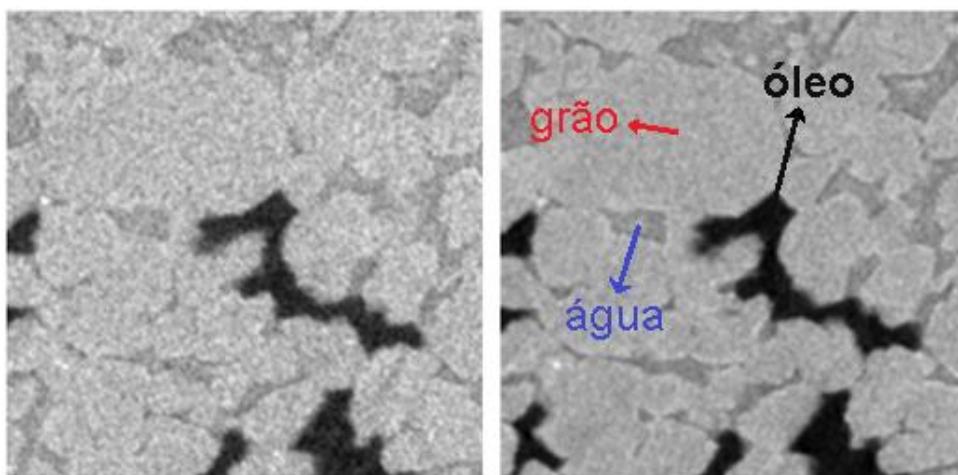


Figura 1- Imagem reconstruída a partir da micro-CT. À esquerda é a aquisição de 8 horas e à direita é a partir de 14 horas (modificada de Zou et al. 2018).

O estudo de Berg et al. (2013) teve tempos de aquisição muito menores, levando apenas 16,8 segundos, o que permitiu visualizar o fluxo visco capilar de uma injeção de n-decano com uma resolução de 3 µm. As imagens obtidas podem ser vistas na Figura 2.

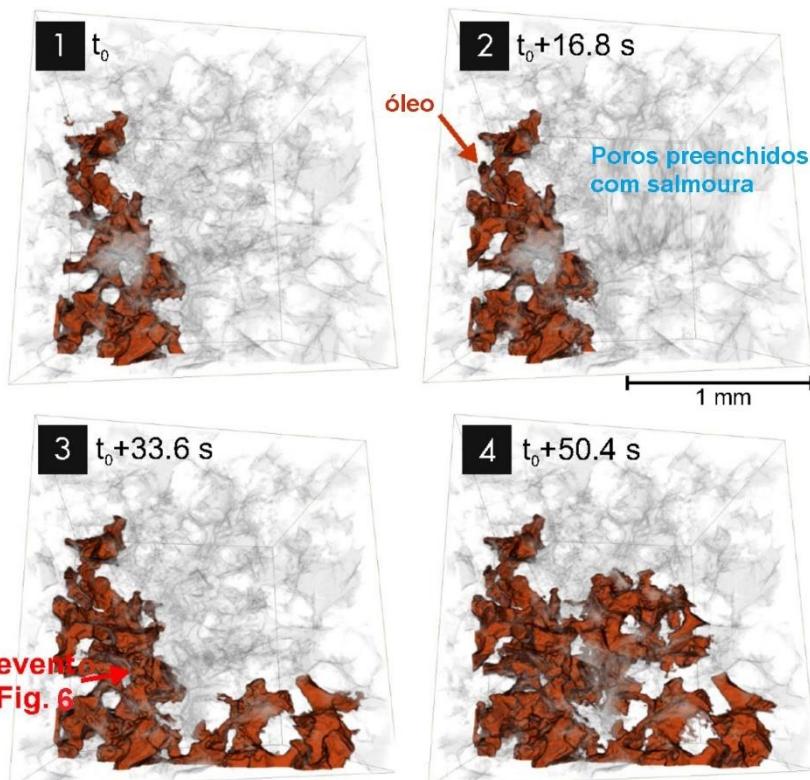


Figura 2 - Sequência de varreduras durante a drenagem com intervalos de tempo de 16,8 s e tamanho de voxel de 3 micrometros (modificado de Berg et al. 2013).

4.4. Microtomografia para caracterização de rochas reservatório

A evolução da tomografia permitiu que as resoluções passassem a escala micrométrica e chegaram a nanometraca, como pode ser visto no estudo de Schmitt Rahner et al. (2018) que investigou amostras da área da Bacia do Recôncavo no Brasil, que é uma bacia de rifte em estágio maduro de exploração, usando raios-X nano-CT e micro-CT em escalas distintas. As imagens 3D adquiridas foram processadas usando segmentação de redes espaciais e análise de dimensão fractal (FD) posterior. Devido a ampla distribuição de tamanhos de poros em rochas de reservatórios não convencionais, as imagens 3-D foram adquiridas com dois tamanhos de voxel diferentes (resoluções): nano-CT a 0,064 μm e micro-CT de 0,46 a 1,20 μm .

Outro estudo realizado foi o de Krakowska et al. (2016) que através da micro-CT encontrou a porosidade total e o número de Euler de todas as amostras de carbonatos e a tortuosidade dos canais dos poros, estimada com base na continuidade das conexões de poros e microfraturas, de uma delas. Esse estudo chegou a resolução de até 3 microns.

5. Análise comparativa

Através dos estudos apresentados durante a revisão bibliográfica foi visto diversas formas e aplicações da técnica de micro-CT com variações nas resoluções, nos equipamentos, nas amostras, nas abordagens e nos resultados alcançados. Com os resultados foi possível realizar inferências sobre a micro-CT que serão apresentadas nos itens a seguir.

5.1. Resolução

Uma das características que incentivou o desenvolvimento da técnica foi alcançar melhores resoluções, já que os tomógrafos médicos tradicionais eram limitados. Com isso a técnica evoluiu para resoluções micrométricas e posteriormente para resoluções nanométricas. Esse avanço permitiu

identificar a estrutura de rochas a nível de poro.

O estudo de Schmitt Rahner et al. (2018) apresentado na bibliografia mostrou que a melhor resolução depende da amostra analisada e do foco do estudo. Um exemplo dessa dependência foi o uso da micro-CT com voxel entre 0,46 e 1,20 μm e da nano-CT com voxel de 0,064 μm em amostras de folhelho, onde a micro-CT, que possui menos detalhes quando comparado a nano-CT, mostrou resultados de porosidade mais próximos aos resultados da adsorção de gás nitrogênio associado a intrusão de mercúrio nos capilares. Ou seja, para uma análise da conectividade dos poros a técnica de micro-CT foi suficiente.

5.2. Tempo de aquisição

Para gerar uma imagem digital da rocha por micro-CT a amostra precisa absorver os raios-X emitidos nela para que os fótons gerados sejam captados pelo receptor. Esse processo é repetido rotacionando a amostra até obter imagens 2D suficientes para realizar a reconstrução 3D completa do volume de interesse estabelecido.

Nos estudos mencionados no trabalho foram apresentados diferentes tempos de aquisição e a diferença mais significativa entre eles foi quando era usado micro-CT baseado em sincrotron, que tem tempos mais rápidos de aquisição.

A revisão bibliográfica contém alguns exemplos da diferença no tempo de aquisição das imagens. No estudo de Zou et al. (2018) a varredura helicoidal, feita com micro-CT de raios-X, de todo o comprimento do núcleo levou 14 horas para que chegassem a uma proporção de sinal/ruido aceitável. Já no estudo de Berg et al. (2013) foi usado radiação sincrotron monocromática de raios X na técnica de micro-CT e isso possibilitou que a aquisição da imagem fosse realizada em 16,8 segundos.

Essa aquisição rápida da imagem que a micro-CT com radiação sincrotron proporcionou, permite analisar o fluxo de um fluido nos poros em tempo real. O que antes era uma limitação devido ao tempo de aquisição.

5.3. Porosidade

A técnica de micro-CT é uma das ferramentas que permitem o cálculo da porosidade total e da porosidade efetiva, mas como se sabe, ela não é a única técnica que tem esse poder.

No estudo de Krakowska et al. 2016 foram comparadas medições de porosidade com o auxílio de um picnômetro de Hélio e de micro-CT de raios-X. O picnômetro de Hélio consegue acessar poros que a micro-CT utilizada não acessava devido a sua resolução. A Micro-CT não identificou poros menores que 5,8 μm de diâmetro ao contrário do picnômetro de hélio, cujo resultado é limitado pelo diâmetro da partícula de hélio igual a cerca de 0,186 nm. Isso mostra que para o cálculo da porosidade existem outras ferramentas mais práticas e precisas, porém a micro-CT pode fornecer a estrutura dos grãos e dos poros da amostra, tornando-a essencial para a criação de um modelo petrofísico.

6. Conclusão

Através do conteúdo apresentado nesse trabalho, pode ser concluído que a micro-CT, além de não ser destrutiva, é uma ferramenta que pode analisar microestruturas de rochas porosas com precisão. O fato dela não ser destrutiva, ou seja, não requer que a amostra passe por um tratamento que descaracterize suas propriedades físicas para fazer a análise, é muito valioso para o desenvolvimento de outras pesquisas com a mesma amostra. Assim, após a micro-CT, outros estudos podem serem feitos em cima dela, como o apresentado por Teles et al. (2016) que avaliou a eficácia da acidificação por meio de micro-CT.

Os resultados dos estudos apresentados mostram a acurácia do método para a distribuição dos poros e dos grãos. Além de fornecer a conectividade entre esses poros, podendo facilmente diferenciar a

porosidade total e a efetiva. Essas vantagens são possibilitadas pela criação da rocha 3D digitalmente. Onde as limitações apresentadas na introdução estão sendo superadas. Como exemplo a resolução que com nano-CT chegam a nível nanométrico e o tempo de aquisição da imagem que a luz síncrotron possibilitou melhorias importantes.

Outro fator importante da técnica de micro-CT observado foi sua aplicação geral para fluidos. Nos primeiros experimentos de micro-CT com fluxo de fluidos na amostra, o fluxo precisava ser estabilizado, pois o tempo de aquisição da imagem era alto, o que impossibilitava a análise dinâmica. Com a evolução da técnica, usando micro-CT com síncrotron rápida, foi possível realizar a análise do fluxo em tempo real.

Para trabalhos futuros o desenvolvimento de pesquisas que pudessem melhorar os tempos de aquisição e processamento da imagem. A pesquisa por novas técnicas incluindo outros tipos de radiação também seria interessante.

7. Referências

BERG, S. et al. Real-time 3D imaging of Haines jumps in porous media flow. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, [S. l.], v. 110, n. 10, p. 3755–3759, 2013. DOI: 10.1073/pnas.1221373110.

COLES, M. E.; HAZLETT, R. D.; SPANNE, P.; SOLL, W. E.; MUEGGE, E. L.; JONES, K. W. Pore level imaging of fluid transport using synchrotron X-ray microtomography. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S. l.], v. 19, n. 1–2, p. 55–63, 1998. DOI: 10.1016/S0920-4105(97)00035-1.

CRESTANA, S.; NIELSEN, D. R. Investigações não-destrutivas de sistemas porosos multifásicos através de micro-tomografia de raios-X, gama e ressonância magnética nuclear (RMN). **ENCONTRO NACIONAL SOBRE ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS-ENEMP**, [S. l.], p. 699–710, 1990.

DUNSMUIR, J. H.; FERGUSON, S. R.; D&APOS;AMICO, K. L.; STOKES, J. P. X-Ray Microtomography: A New Tool for the Characterization of Porous Media. In: ALL DAYS 1991, Dallas, Texas. **Anais** [...]. . In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION. Dallas, Texas: SPE, 1991. p. SPE-22860-MS. DOI: 10.2118/22860-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings/91SPE/All-91SPE/Dallas,%20Texas/53053>. Acesso em: 23 jul. 2021.

KRAKOWSKA, Paulina; DOHNALIK, Marek; JARZYNA, Jadwiga; WAWRZYNIAK-GUZ, Kamila. Computed X-ray microtomography as the useful tool in petrophysics: A case study of tight carbonates Modryń formation from Poland. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S. l.], v. 31, p. 67–75, 2016. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.011.

MACHADO, A. C.; LIMA, I.; LOPES, R. T. Effect of 3d computed microtomography resolution on reservoir rocks. **Radiation Physics and Chemistry**, [S. l.], v. 95, p. 405–407, 2014. DOI: 10.1016/j.radphyschem.2012.12.029.

MEES, F.; SWENNEN, R.; GEET, M. Van; JACOBS, P. Applications of X-ray computed tomography in the geosciences. **Geological Society, London, Special Publications**, [S. l.], v. 215, n. 1, p. 1–6, 2003. DOI: 10.1144/GSL.SP.2003.215.01.01.

OLIVEIRA, M. F. S.; LIMA, I.; BORGHI, L.; LOPES, R. T. X-ray microtomography application in pore space reservoir rock. **Applied Radiation and Isotopes**, [S. l.], v. 70, n. 7, p. 1376–1378, 2012. DOI: 10.1016/j.apradiso.2011.11.047.

PORTO, Adriana Lemos. **Estimação de propriedades petrofísicas de rochas sedimentares a partir de imagens microtomográficas de raios-x**. 2015. Tese - Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, Brasil, 2015.

REIS NETO, José Manoel Dos; FIORI, Alberto Pio; LOPES, Angela Pacheco; MARCHESE, Clarice; PINTO-COELHO, Cristina Valle; VASCONCELLOS, Eleonora Maria Gouveia; SILVA, Gabriel Fischer Da; SECCHI, Rodrigo. A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. **Revista Brasileira de Geociências**, [S. l.], v. 41, n. 3, p. 498–508, 2011. DOI: 10.25249/0375-7536.2011413498508.

REMEYSEN, K.; SWENNEN, R. Application of microfocus computed tomography in carbonate reservoir characterization: Possibilities and limitations. **Marine and Petroleum Geology**, [S. l.], v. 25, n. 6, p. 486–499, 2008. DOI:

10.1016/j.marpetgeo.2007.07.008.

SCHMITT RAHNER, Mayka; HALISCH, Matthias; PERES FERNANDES, Celso; WELLER, Andreas; SAMPAIO SANTIAGO DOS SANTOS, Viviane. Fractal dimensions of pore spaces in unconventional reservoir rocks using X-ray nano- and micro-computed tomography. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S. l.], v. 55, p. 298–311, 2018. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.05.011.

TELES, A. P.; MACHADO, A. C.; PEPIN, A.; BIZE-FOREST, N.; LOPES, R. T.; LIMA, I. Analysis of subterranean Pre-salt carbonate reservoir by X-ray computed microtomography. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S. l.], v. 144, p. 113–120, 2016. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.03.008.

ZOU, S. ...; HUSSAIN, F. ...; ARNS, J. ...; GUO, Z. ...; ARNS, C. H. Computation of Relative Permeability From In-Situ Imaged Fluid Distributions at the Pore Scale. **SPE Journal**, [S. l.], v. 23, n. 03, p. 737–749, 2018. DOI: 10.2118/189453-PA.