

**Francisco José Rodrigues da Silva Junior**

**Avaliação por MicroCT de  
Mudanças Microestruturais em  
Rochas Submetidas a Esforços  
Mecânicos**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Materiais e Processos Químicos e Metalúrgicos da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sidnei Paciornik  
Co orientadora: Profa. Raquel Quadros Velloso

Rio de Janeiro  
Agosto de 2018

**Francisco José Rodrigues da Silva Junior**

**Avaliação por MicroCT de  
Mudanças Microestruturais em  
Rochas Submetidas a Esforços  
Mecânicos**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Materiais e de Processos Químicos e Metalúrgicos do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Sidnei Paciornik**

Orientador

Departamento de Engenharia Química e de Materiais - PUC-Rio

**Profa. Raquel Quadros Velloso**

Co orientadora

Departamento de Engenharia Civil - PUC-Rio

**Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Jr.**

Departamento de Engenharia Civil - PUC-Rio

**Dr. Antônio Cláudio Soares**

Escritório de Desenvolvimento CTC - PUC-Rio

**Prof. Marcio da Silveira Carvalho**

Coordenador Setorial de Pós-Graduação do Centro Técnico Científico -  
PUC-Rio

Rio de Janeiro, 23 de agosto de 2018.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Francisco José Rodrigues da Silva Junior**

Francisco José Rodrigues da Silva Junior graduou-se em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Piauí [2014]. As áreas de atual interesse são Ciência dos Materiais, Microscopia Digital e Processamento e Análise de Imagens.

#### Ficha Catalográfica

Silva Junior, Francisco José Rodrigues da

Avaliação por microCT de mudanças microestruturais em rochas submetidas a esforços mecânicos / Francisco José Rodrigues da Silva Junior ; orientador: Sidnei Paciornik ; co-orientadora: Raquel Quadros Velloso. – 2018.

74 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Química e de Materiais, 2018.

Inclui bibliografia

1. Engenharia de Materiais – Teses. 2. Engenharia Química – Teses. 3. Porosidade. 4. Dano mecânico. 5. Arenito. 6. Microtomografia de raios-x. 7. Análise de imagens 3D. I. Paciornik, Sidnei. II. Velloso, Raquel Quadros. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Química e de Materiais. IV. Título.

CDD: 620.11

## Agradecimentos

À Deus, ou seja lá qual for seu verdadeiro nome, tu és a força que me move e que fez eu chegar tão longe.

À minha família por todo apoio, incentivo, amor e ensinamentos valiosos que sempre me deram, e por sempre acreditar em mim quando eu mesmo não acreditei.

Ao meu orientador Sidnei Paciornik por ter me acolhido no seu grupo de pesquisa, por todos os ensinamentos valiosos, pela paciência, dedicação e atenção absurda que teve comigo para que esse trabalho fosse realizado, não existem palavras que vão conseguir expressar minha gratidão por tudo que o senhor me fez, obrigado por ser o pai que eu nunca tive. O senhor certamente é uma grande inspiração como professor e ser humano a ser seguido.

À minha co orientadora Raquel Quadros Velloso primeiramente por ter me aceito no seu projeto e ter acreditado na minha capacidade, por ter me mostrado um novo mundo e ensinamentos valiosos que tenho hoje sobre Mecânica das Rochas, agradeço pela paciência, respeito e dedicação que teve comigo, pela evolução que tive como pesquisador, e por fim pela bolsa de pesquisa que a senhora me forneceu, que foi o grande ponto de virada na minha vida. Não há como descrever a gratidão e carinho que sinto pela senhora, obrigado de coração por tudo.

À Petrobrás e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

À Dario Prada pelo desenvolvimento e design da célula hidrostática utilizada nessa pesquisa, por todos ensinamentos e auxílio nesse experimento, você foi certamente um grande professor para mim e um membro primordial para que esse trabalho ocorresse com êxito e com segurança.

À Marcos Henrique pela construção das imagens em MicroCT e valiosos ensinamentos envolvidos na técnica, certamente o senhor foi crucial para o

desenvolvimento desse trabalho. É uma honra está no mesmo grupo de uma pessoa como você.

Ao técnico Bruno do departamento de engenharia civil pelo enorme auxílio nos experimentos e pelas ideias de melhorias, que tornou mais fácil e seguro toda a montagem experimental.

À todos os professores do Departamento de Engenharia Química e de Materiais pelos ensinamentos fornecidos e pela minha evolução nessa trilha para me tornar um grande pesquisador e professor.

Aos colegas do LPDI que sempre me ajudaram e me auxiliaram sempre que precisei, agradeço a todos os momentos e aprendizados que tive ao lado de vocês. Não poderia pedir melhor equipe para fazer parte. Tenho enorme carinho e admiração por todos.

Aos meus primorosos e valiosos amigos: Ana Paula, Fabiana Santos, Felipe Roballo, Maria Clara, Mariana Silva, Thiago Mesquita, Thiago Peixoto e Tiago Castro. Cada um de vocês me ajudou de alguma forma durante o mestrado, não tenho como expressar minha gratidão e admiração que tenho por cada um de vocês. Vocês foram exemplos de perseverança e modelos para mim em suas diferentes formas e peculiaridades. No meu amado estado do Piauí tenho amigos maravilhosos e sempre achei que nunca encontraria aqui no Rio de Janeiro amigos a altura. Vocês apareceram na minha vida para provar que eu estava completamente errado.

Por último, mas não menos importante, jamais poderia esquecer de agradecer a minha namorada Jaciara Santos, que é meu pilar de sustentação, sempre me dando força para fazer o meu melhor nesse trabalho, me encorajando e sempre que necessário me consolando nos inevitáveis obstáculos da vida. Demorou para ser, mas agora é, e é parte da minha vida e história.

*Finja que tudo na vida é fácil quantas vezes for  
necessário e um dia o fácil será realidade.*

## Resumo

Silva Junior, Francisco José Rodrigues da; Paciornik, Sidnei; Velloso, Raquel Quadros. **Avaliação por MicroCT de Mudanças Microestruturais em Rochas Submetidas a Esforços Mecânicos**. Rio de Janeiro, 2018. 74p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Química e de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Na indústria do petróleo, problemas como dano mecânico causam redução da porosidade e permeabilidade de uma formação rochosa, reduzindo a produtividade e injetividade de poços de sistemas de produção de óleo e gás. Na perfuração do poço há alteração do estado de tensões no seu entorno, causando uma deformação na rocha que pode induzir a uma perda significativa da permeabilidade. Nesta dissertação foi realizado um estudo da influência do dano mecânico na porosidade de rochas do tipo arenito. Para isso, utilizou-se a técnica não-destrutiva de microtomografia de raios-x, que permite a visualização da estrutura interna de materiais, acoplada a uma célula desenvolvida para aplicação, *in situ*, de tensão hidrostática. Uma amostra de arenito como 8 mm de diâmetro foi tomografada em 3 condições: sem carregamento, após a aplicação de tensão hidrostática de 3300 psi e após o descarregamento. A célula permitiu que as variações de carga fossem realizadas sem retirar a amostra do tomógrafo, permitindo uma comparação quantitativa entre as imagens 3D. Nas 3 condições foram obtidos dados como porosidade total, variação da área porosa em cada camada, volume e forma dos poros.

## Palavras-chave

Porosidade; Dano mecânico; Arenito; Microtomografia de raios-x; Análise de imagens 3D.

## Abstract

Silva Junior, Francisco José Rodrigues da.; Paciornik, Sidnei (Advisor); Velloso, Raquel Quadros (Co-advisor). **Visualization of Fluid Flow in Porous Media by X-Ray Microtomography for Oil Recovery**. Rio de Janeiro, 2018. 74p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Química e de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In the oil industry, problems such as mechanical damage reduce the porosity and permeability of a rock formation, reducing the productivity and injectivity of wells in oil and gas production systems. During the well drilling there is a change in the state of the stress in its surroundings, causing a deformation in the rock that can induce a significant loss of permeability. In this dissertation, it was carried out a study regarding the influence of mechanical damage on the porosity of sandstone rocks. In order to do this, the non-destructive technique of x-ray microtomography was used, which allows the visualization of the materials internal structure, coupled to a cell developed for in situ application of hydrostatic stress. A sandstone sample of 8 mm in diameter was scanned under 3 conditions: without load, after application of 3300 psi hydrostatic stress and after unloading. The cell allowed the load variations to be performed without removing the sample from the tomograph, allowing a quantitative comparison between the 3D images in the 3 conditions. Data such as total porosity, variation of the porous area in each layer, volume and shape of the pores were obtained.

## Keywords

Porosity; Mechanical damage; Sandstone; Microtomography of x-rays; 3D image analysis.



## Sumário

1	Introdução	14
2	Revisão Bibliográfica	17
2.1	Formação do Petróleo	17
2.2	Rocha Reservatório	18
2.3	Porosidade	19
2.3.1	Fatores que Afetam a Porosidade	22
2.5	Microtomografia de Raios-X	27
2.5.1	Geração de Raios-X	27
2.5.2	Interação dos raios-x com a matéria	29
2.5.3	Atenuação da radiação com a matéria	31
2.6	Funcionamento da Microtomografia de Raios-X	32
2.7	Processamento e análise digital de imagem	34
2.8	Pesquisa sobre o tema na literatura	37
3	Materiais e Abordagem Experimental	40
3.1	Amostra	40
3.2	Câmara de pressão	41
3.3	Bancada experimental e equipamentos utilizados	42
3.4	Microtomografia computadorizada de raios-x	43
3.5	Processamento e análise digital de imagens	46
4	Resultados e Discussão	58
4.1	Calculo da porosidade	58
4.2	Calculo da variação relativa de área das camadas do arenito	59
4.3	Cálculo do volume e esfericidade do arenito	61
5	Conclusões e trabalhos futuros	67
6	Referências bibliográficas	69

## Lista de Figuras

Figura 1 - Tipos de rochas em um reservatório. [13]	19
Figura 2 - Representação de uma rocha reservatório de petróleo como exemplo de um meio poroso. [12]	20
Figura 3 - Seção transversal de uma amostra de rocha. [1]	21
Figura 4 - Arredondamento e esfericidade de grãos. [19]	22
Figura 5 - Porosidades do empacotamento cúbico e romboédrico. [21]	23
Figura 6 - Efeito do grau de seleção na porosidade. [19]	23
Figura 7 - Variação da porosidade com a profundidade para arenitos. [19]	24
Figura 8 - Processo de diagênese. [23]	24
Figura 9 - Desenho esquemático de uma amostra de arenito. [25]	25
Figura 10 - Porosidade intergranular. [26]	26
Figura 11 - Fraturas ou Fissuras. [26]	26
Figura 12 - Desenho esquemático de um tubo de raios-x. [32]	28
Figura 13 - Produção de raios-x (espectro contínuo). [34]	29
Figura 14 - Efeito fotoelétrico. [36]	29
Figura 15 - Espalhamento Compton. [36]	30
Figura 16 - Produção de pares. [36]	30
Figura 17 - Atenuação da radiação na matéria. [35]	31
Figura 18 - Processo de microtomografia de raios-x. Adaptado de [37]	32
Figura 19 - Representação do pixel. [41]	33
Figura 20 - Representação do voxel. [42]	34
Figura 21 - Sequência de processamento e análise digital de imagem. [43]	35
Figura 22 - Exemplos de etapas pré-processamento. [45]	36
Figura 23 - Segmentação dos poros de uma rocha reservatório. [37]	36
Figura 24 - Arenito Sergi.	40
Figura 25 - Câmara de pressão para realização do teste hidrostático.	41
Figura 26 – Desenho esquemático da câmara de pressão.	42
Figura 27 - Bancada experimental.	43
Figura 28 - Visão externa do microtomógrafo Zeiss XRadia Versa 510. [35]	44

Figura 29 - Visão interna do microtomógrafo Zeiss XRadia Versa 510.	44
Figura 30 - software de aquisição <i>Scout-and-Scan™ Control</i> .	45
Figura 31 - (a) <i>Dataset</i> arenito sem pressão; (b) <i>Dataset</i> arenito com pressão de 3300 PSI; (c) <i>Dataset</i> arenito com descompressão.	47
Figura 32 – Visualização 2D/3D (a) arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	48
Figura 33 - Parâmetros de corte nos eixos x, y, z.	49
Figura 34 – Cortes para selecionar volumes de interesse (a) arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	49
Figura 35 - Plug-in Non-Local Means Denoise.	50
Figura 36 – Redução de ruído com o filtro <i>Non-Local Means Denoise</i> (a) arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	51
Figura 37 – Segmentação da fase sólida pelo método <i>mean</i> (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	52
Figura 38 – Visualização das imagens segmentadas no Dragonfly (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	53
Figura 39 – Definição das ROI's no Dragonfly (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	54
Figura 40 – Preenchimento de poros (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	55
Figura 41 – Identificação dos poros por subtração (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	56
Figura 42 – Camadas preenchidas exportadas para o Fiji (a) Arenito sem pressão (b) arenito com pressão de 3300 PSI (c) arenito com descompressão.	57
Figura 43 – Cálculo de porosidade no Dragonfly (a) Arenito sem pressão; (b) Arenito com pressão de 3300 PSI; (c) Arenito com descompressão.	58
Figura 44 - Ferramenta <i>Analyze Particles</i> .	59

Figura 45 - Tabela de resultados do comando <i>Analyze Particles</i> .	60
Figura 46 – Variação relativa de área entre as amostras com pressão e descompressão em relação à amostra original.	61
Figura 47 – Distribuição de volumes dos poros (a) Arenito sem pressão; (b) Arenito com pressão de 3300 PSI; (c) Arenito com descompressão.	62
Figura 48 - Distribuição de esfericidade dos poros (a) Arenito sem pressão; (b) Arenito com pressão de 3300 PSI; (c) Arenito com descompressão.	64
Figura 49 - Visualização da distribuição espacial da porosidade relacionadas às medidas de volume para (a) arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.	66

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Valores de porosidade padrões. [12, 16, 17]	21
Tabela 2 - Condições de aquisição no MicroCT.	45

# 1 Introdução

As últimas décadas, no que se refere ao cenário de exploração de petróleo no Brasil, foram caracterizadas por uma busca vertiginosa pela autossuficiência na produtividade de óleo e gás. Tal busca tem sido bem-sucedida, principalmente, na extração de produtos brutos em águas cada vez mais profundas, que impõem problemas de perfuração de rochas e transporte do fluido do poço até a unidade de processamento na superfície do mar.

Nessa nova conjuntura da busca pelo petróleo, a tendência nos países envolvidos na área de exploração é de uma maior preocupação, não só no que diz respeito à qualidade dos equipamentos e técnicas de extração, mas também no que se refere à eficiência e segurança dos mesmos, visto que as atividades produtivas relativas à exploração de petróleo tanto em áreas de plataformas marítimas como em áreas continentais requerem segurança e minimização de riscos.

O petróleo é uma das fontes de energia mais utilizadas no Brasil e no mundo devido à sua versatilidade de aplicações, que tem sido um fator relevante na extensão de sua utilização e expansão em todos os países. Com a exploração de novos campos e de novas reservas petrolíferas, houve uma crescente aplicação de capital com o intuito de melhorar e descobrir novas técnicas de exploração e recuperação de poços para melhor usufruir dessas reservas.

A palavra petróleo veio do latim (*petra* = rocha e *oleum* = óleo) e é o nome dado as misturas de hidrocarbonetos que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, dependendo das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas. O petróleo pode mostrar-se tanto em uma única fase como pode se apresentar em mais de uma fase de equilíbrio. [1, 2]

No Brasil, a exploração de petróleo teve início em 1858, quando o imperador Dom Pedro II concedeu licenças exploratórias na Bahia [3]. Mas, de forma prática, as atividades de exploração somente passaram a ser realizadas de maneira consistente com a criação da Petrobras e da instituição do monopólio, na década de 1950 [4]. Desde sua criação, a Petrobras descobriu petróleo em diversos estados, entre eles, Amazonas, Pará, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte,

Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Paraná, São Paulo e Santa Catarina. Cada década na empresa foi marcada por fatos de grande relevância na exploração de petróleo do país [2]. Porém, com a criação da “Lei do Petróleo” em 1997, tornou-se flexível o monopólio, abrindo o mercado de exploração para qualquer empresa e instituiu-se o regime fiscal de concessão, que está em vigor até os dias atuais. [5].

Para uma exploração adequada de petróleo, é importante entender como a sensibilidade à tensão causa mudanças na estrutura dos poros de uma rocha, já que durante os processos de perfuração de poços e de produção do reservatório existe uma mudança da tensão efetiva na rocha, que causa deformações que podem ter uma grande influência sobre o fluxo de fluido em seus poros. Sendo assim, o problema de estudo desse projeto situa-se na análise da influência do dano mecânico na porosidade de rochas, de modo a observar como estas se comportam com a aplicação de diferentes tensões em seu entorno. A capacidade de armazenamento e de escoamento do reservatório são determinadas pela estrutura do meio poroso. Assim, é necessário analisar o efeito da sensibilidade às tensões na estrutura dos poros e do fluxo de fluido em meios porosos.

O objetivo deste estudo é compreender a influência de variação de tensões na porosidade de rochas do tipo arenito com a intenção de contribuir para melhorar a capacidade de previsão do comportamento de produção de reservatórios de hidrocarboneto.

Justifica-se a realização da pesquisa pela motivação em entender os problemas de dano mecânico da formação rochosa. Dano de formação é o termo usado para identificar a redução da permeabilidade por diversos processos que ocorrem nas formações rochosas e que reduzem a produtividade e injetividade de poços de sistemas de produção de óleo e gás. Estes processos estão relacionados à incompatibilidade fluido-fluido e rocha-fluido e invasão de finos, entre outros [6].

O dano mecânico, em particular, pode ocorrer em duas condições. A primeira ocorre na perfuração do poço que altera o estado de tensões no seu entorno. Essa mudança do estado de tensão causa uma deformação na rocha que pode induzir a uma perda significativa da permeabilidade. Outra condição ocorre durante a produção, que provoca uma queda da pressão dos poros, aumentando a tensão efetiva o que, conseqüentemente, produz deformações na rocha reduzindo a sua porosidade. O conhecimento destas relações tensão-deformação-porosidade de uma

rocha reservatório de petróleo pode ser uma informação importante para a adoção de uma política de exploração adequada, a fim de se obter um maior fator de recuperação final de hidrocarbonetos de um campo [7].

Este estudo utilizou uma célula hidrostática que comporta um corpo de prova sujeito a carregamentos de tensões para utilizar em conjunto com técnicas de microtomografia computadorizada (MicroCT), afim de estudar os efeitos da variação das tensões impostas à rocha na sua estrutura porosa.

A metodologia da pesquisa se baseia na aplicação de técnicas de microtomografia computadorizada e análise e processamento de imagens. Para observar as mudanças na estrutura porosa da rocha devido a diversos estados de tensão impostos, foi utilizada uma célula de alta resistência mecânica que foi utilizada no microtomógrafo. Essa célula, que comporta um corpo de prova cilíndrico de rocha, permite a aplicação de tensões hidrostáticas na amostra.

Assim, esta dissertação está organizada em cinco capítulos. O capítulo 1 faz referência a esta introdução. No capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica de conceitos estudados e utilizados durante o processo. Também é apresentado brevemente o conteúdo técnico do funcionamento da geração de imagens por MicroCT. No capítulo 3, são apresentados os materiais e métodos utilizados, assim como a abordagem experimental e os equipamentos e técnicas utilizados na análise. No capítulo 4 são apresentados e discutidos os resultados do projeto, demonstrando os gráficos e imagens geradas necessários para o entendimento final desse estudo. E, por último, o capítulo 5 apresenta as conclusões e propostas para trabalhos futuros.



## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1 Formação do Petróleo

O petróleo é formado a partir da matéria orgânica depositada em conjunto com sedimentos, onde essa matéria orgânica é originada de micro-organismos e algas que formam o filoplâncton (conjunto de microrganismos vegetais), em condições de ausência de oxigênio, que, caso ali existisse, poderia destruí-los por oxidação. A necessidade de condições não-oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa porosidade, inibidor de ação da água circulante em seu interior. A interação de fatores matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas é fundamental para o início da cadeia de processos que leva a formação do petróleo. A matéria orgânica proveniente de vegetais superiores também pode dar origem ao petróleo, porém sua preservação torna-se mais difícil em função do meio oxidante onde vivem. Assim, o processo de geração de petróleo como um todo é resultado da captação da energia solar, através de fotossíntese, e transformação da matéria orgânica com contribuição do fluxo de calor oriundo do interior da Terra [2]. Outro elemento importante e fundamental para a ocorrência de petróleo em quantidades significativas em uma bacia sedimentar, é a existência de grandes volumes de matéria orgânica de qualidade adequada acumulada quando da deposição de certas rochas sedimentares que são denominadas de rochas geradoras. São estas rochas que, submetidas a adequadas temperaturas e pressões, geram o petróleo em sub-superfície [8]. O petróleo depois de formado quase sempre não se acumula na rocha na qual foi gerado (rocha geradora ou rocha matriz), pois ele migra sob ação de pressões do subsolo até encontrar uma rocha porosa denominada de rocha impermeável (rocha selante ou rocha capeadora). A mesma aprisiona o petróleo em seu interior e é a partir deste reservatório que o petróleo é extraído [9].

### 2.1.1 Migração do Petróleo

Uma vez gerado o petróleo, para que se tenha uma acumulação do mesmo é necessário que, após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica. O petróleo formado passa a ocupar um espaço/volume maior do que o querogênio (parte insolúvel (em solventes orgânicos) da matéria orgânica retida nas rochas sedimentares) original na rocha geradora. Esta se torna supersaturada em hidrocarbonetos e a pressão excessiva dos mesmos faz com que a rocha-fonte se fracture intensamente, permitindo a expulsão dos fluidos para zonas de pressão mais baixa. A viagem dos fluidos petrolíferos, através de rotas diversas pela sub-superfície, até à chegada em um local portador de espaço poroso, selado e aprisionado, apto para armazená-los, constitui o fenômeno da migração [8].

Do estudo dos fatores controladores da ocorrência do petróleo, a migração é o mais questionado, o menos conclusivo, e o que mais suscita polemica entre os estudiosos de petróleo dita geradora, e se desloca para outra, onde se acumula, denominada reservatório. As formas de migração têm tido várias explicações, e na Petrobras modelos bem fundamentados têm sido propostos para explicar as acumulações existentes no país [2].

O processo de expulsão do petróleo das rochas geradoras, fator essencial para a formação das acumulações comerciais, é denominado de migração primária [10]. O deslocamento dos hidrocarbonetos de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado e contido por uma armadilha geológica, denominada trapa dá-se o nome de migração secundária. Esse deslocamento pode ocorrer a distâncias de poucos metros a várias centenas de quilômetros, até os fluidos serem aprisionados [11]. A não-contenção do petróleo em sua migração permitiria seu percurso continuado em busca de zonas de menor pressão até se perder através de exsudações, oxidação e degradação bacteriana na superfície [2].

### 2.2 Rocha Reservatório

Denomina-se de reservatório a rocha com porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. A maior parte das reservas conhecidas encontra-se em arenitos e rochas carbonáticas, porém pode-se constituir rochas

reservatório todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis. [2]

Uma rocha-reservatório, de modo geral, é composta por grãos ligados uns aos outros por um material que recebe o nome de cimento. Também existe entre os grãos outro material muito fino chamado matriz. O volume total ocupado por uma rocha-reservatório é a soma do volume dos materiais sólidos (grãos, matriz e cimento) e do volume dos espaços vazios existente entre eles. O volume de espaços vazios é também chamado de volume poroso [12].

A figura 1 mostra uma ilustração esquemática dos tipos de rochas observados até aqui.

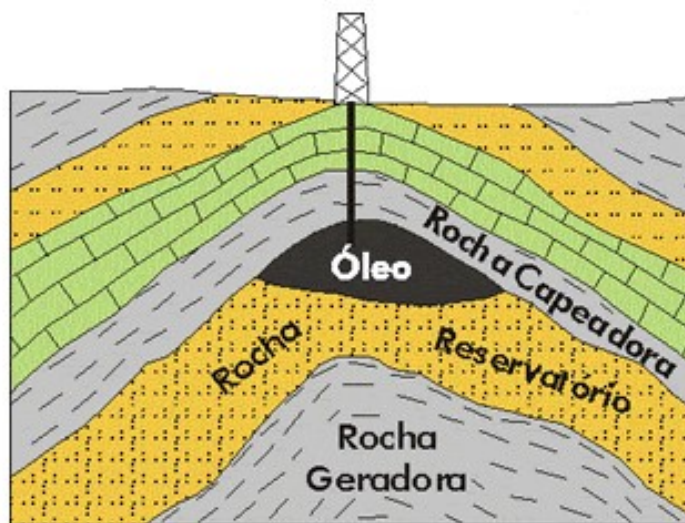


Figura 1 - Tipos de rochas em um reservatório. [13]

### 2.3 Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, já que ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade é definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, ou seja: [14]

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \times 100 \quad (2.1)$$

Onde  $\phi$  é a porosidade,  $V_v$  o volume de vazios e  $V_t$  o volume total.

O volume total da rocha  $V_t$  é dado por:

$$V_t = V_v + V_s \quad (2.2)$$

Onde o volume de vazios é normalmente denominado volume poroso da rocha e representado pelo símbolo  $V_v$  e  $V_s$  é o volume de materiais sólidos (grãos, matriz, cimento).

A figura 2 mostra uma ilustração onde identifica-se as duas principais fases de um material: a matriz sólida, composta pelos grãos, e o espaço poroso que, neste caso, tem a presença de diferentes fluidos como a água e o óleo. Além disso, são identificados poros e gargantas, representando respectivamente, espaços vazios maiores e estreitamentos do meio poroso [12].

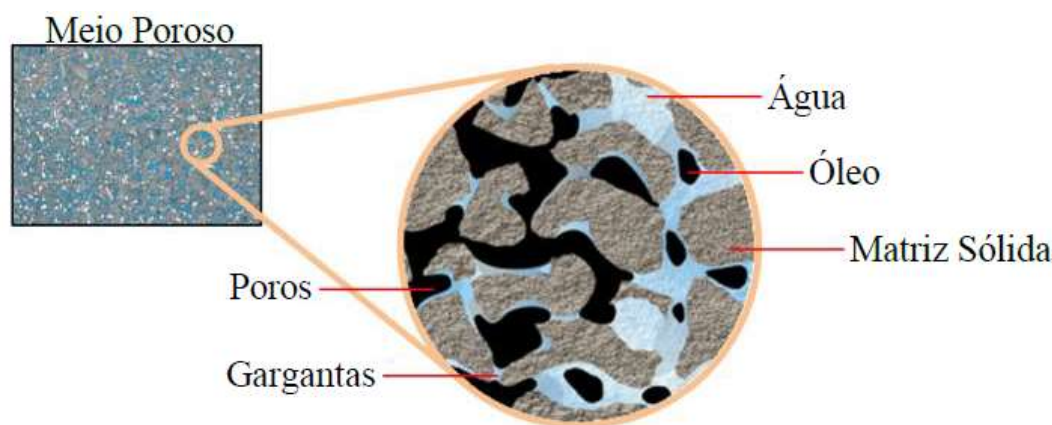


Figura 2 - Representação de uma rocha reservatório de petróleo como exemplo de um meio poroso. [12]

Quanto mais porosa, mais fluido irá conter em seu interior. A porosidade depende da forma, arranjo, variação de tamanho dos grãos, e ainda do grau de cimentação.

Devido à cimentação, alguns poros podem ficar totalmente isolados. A partir daí a porosidade classifica-se como:

Porosidade Absoluta: É a razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha; [2]

Porosidade efetiva: É a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma. Do ponto de vista da engenharia de reservatórios, a porosidade efetiva é o valor que se deseja quantificar, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso. [1, 15]

Rochas com materiais intergranulares, pobre a moderadamente cimentados, apresentam valores aproximadamente iguais de porosidades absoluta e efetiva. Já

rochas altamente cimentadas, bem como calcários, podem apresentar valores bem diferentes para essas duas porosidades.

A Figura 3 apresenta uma seção transversal esquemática de uma amostra de rocha, demonstrando dois tipos de poros: interconectados e isolados. A soma dos volumes porosos interconectados com os volumes porosos isolados caracteriza o volume total de poros, utilizado na definição da porosidade absoluta da rocha. O volume dos poros interconectados exprime a porosidade efetiva.

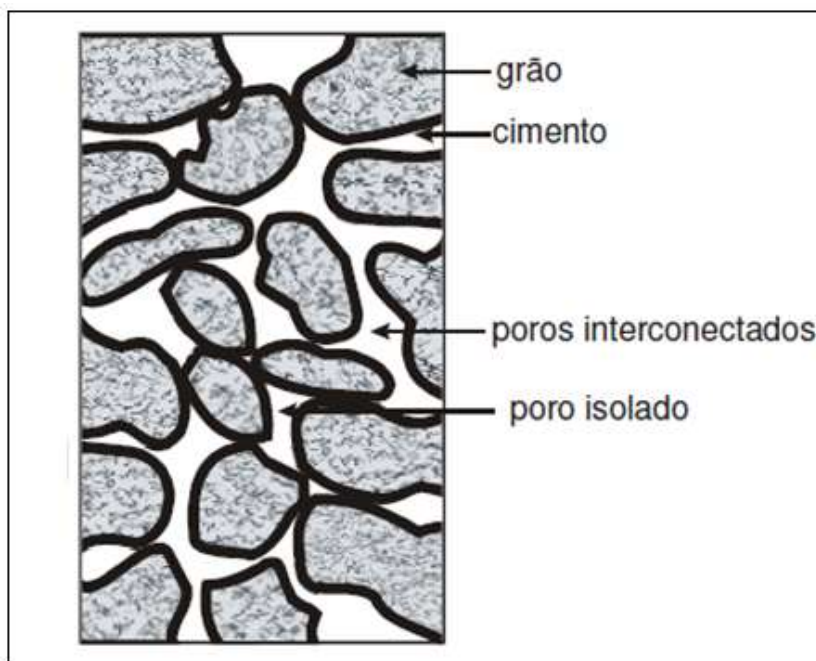


Figura 3 - Seção transversal de uma amostra de rocha. [1]

Os valores de porosidade mais comuns das rochas reservatório variam de 5% a 35%, concentrando-se na faixa de 15% a 30%. Por exemplo, uma rocha com porosidade de 20%, significa que cada 100 m<sup>3</sup> de rocha contem 20 m<sup>3</sup> de espaço vazio, que pode servir para acumular petróleo [13].

A tabela 1 mostra valores padrões de medição de porosidade:

Tabela 1 - Valores de porosidade padrões. [12, 16, 17]

Porosidade	Classificação
< 5%	Insignificante
5 - 10%	Baixo
10 - 15%	Regular
15 - 20%	Boa
20 - 25%	Muita boa
> 25%	Excelente

### 2.3.1 Fatores que Afetam a Porosidade

Alguns fatores dentre muitos podem influenciar no valor da porosidade em uma rocha, entre esses fatores os principais são:

Esfericidade e arredondamento das partículas: A porosidade é influenciada pela forma dos grãos, quanto mais arredondados e esféricos os grãos, menor será a porosidade da formação rochosa e quanto maior for a irregularidade na forma dos grãos, maior será o valor da porosidade da rocha. A figura 4 mostra essas relações.



Figura 4 - Arredondamento e esfericidade de grãos. [19]

Empacotamento: O empacotamento (arranjo) ou disposição (*packing*) das partículas (figura 5) é outro fator que influi na porosidade, visto que partículas achatadas, dispostas caoticamente, são as que apresentam maiores porosidades. Sendo assim, uma argila recente pode ter porosidade de até 85%, porém uma vez compactada, a porosidade se reduz consideravelmente [19]. Os autores Graton & Fraser [20] publicaram em seu artigo os efeitos do arranjo das partículas sobre a porosidade e ainda estudaram diferentes porosidades teóricas em função dos diferentes arranjos que podem ocupar as esferas. Assim, o valor obtido para o empacotamento cúbico ideal propicia uma porosidade matemática de cerca de 47,6% e o empacotamento romboédrico ideal, uma porosidade da ordem de 26,0% com média de 36,7%.

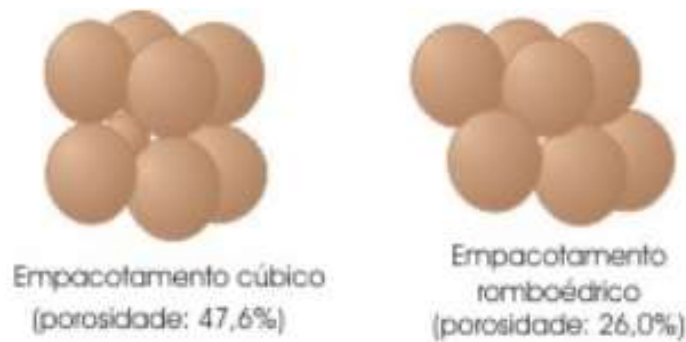


Figura 5 - Porosidades do empacotamento cúbico e romboédrico. [21]

Seleção de partículas: Muitos estudos demonstram que a porosidade aumenta com o incremento do grau de seleção. Quanto melhor for a seleção das partículas de um sedimento, menor será a quantidade de detritos finos para preencher os espaços vazios deixados pelos mais grosseiros, logo maior será a porosidade. Os grãos mais finos bloqueiam as passagens dos poros inibindo a porosidade [22]. A figura 6 mostra que quanto mais homogêneo forem os grãos selecionados melhor será a porosidade.

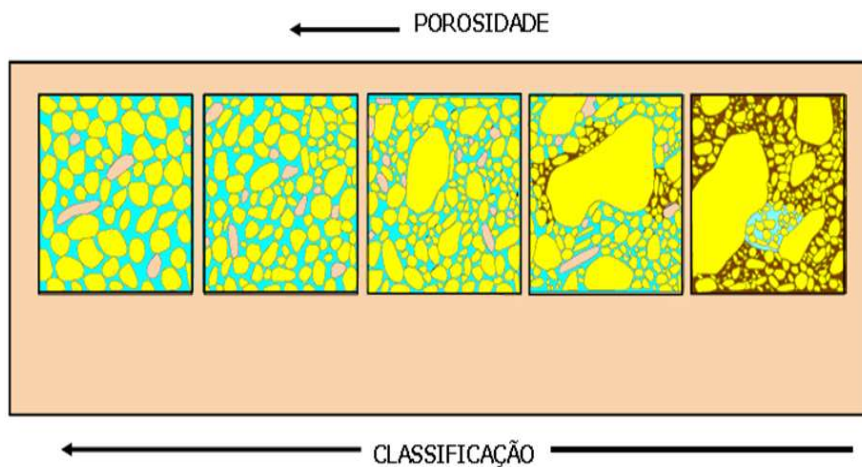


Figura 6 - Efeito do grau de seleção na porosidade. [19]

Compactação e cimentação: O peso dos sedimentos superpostos torna os subjacentes mais compactados, aproximando, em consequência, os grãos e diminuindo a porosidade [22]. Grãos arenosos esféricos em arranjo aberto podem gerar porosidade de quase 48%. Porém, os mesmos grãos em arranjo compacto mostram porosidade de quase 26%, que não é alterada mesmo com mudança de carga das camadas superiores. Grãos esféricos bem selecionados e bem compactados produzem uma porosidade maior do que grãos angulosos e mal selecionados [15]. A porosidade também pode diminuir com a profundidade, pois

o peso dos sedimentos superpostos vai compactando-os. A figura 7 demonstra essa relação.

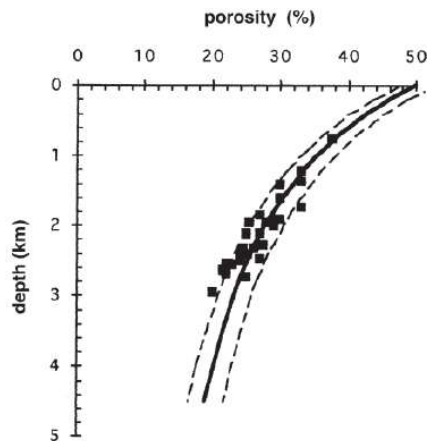


Figura 7 - Variação da porosidade com a profundidade para arenitos. [19]

A cimentação também acarreta na redução da porosidade, a ocorrência de cristalização de materiais carregados pela água que se move pelos vazios dos sedimentos da rocha (espaço de vazios deixados pelas partículas sólidas), faz com que os mesmos sejam preenchidos e dando coesão ao material constituindo o cimento da rocha (figura 8). O processo de diagênese é um conjunto de transformações que o depósito sedimentar sofre. O processo é concluído quando um depósito sedimentar inconsolidado transforma-se em rocha, ou litificação.

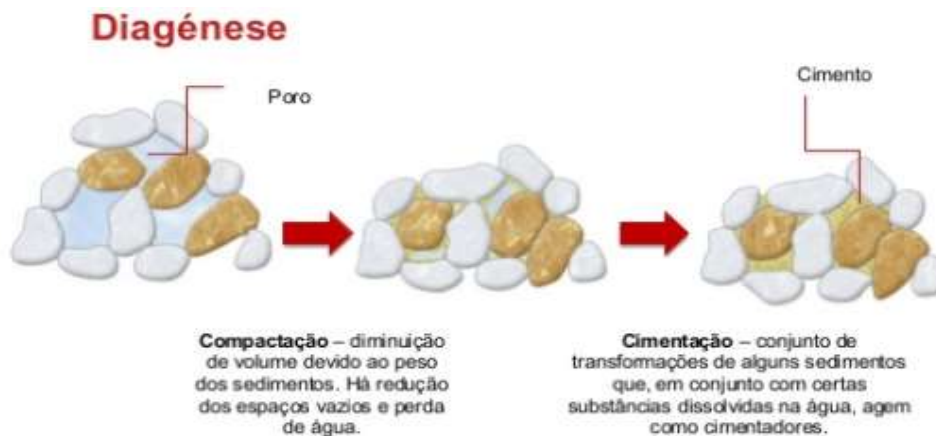


Figura 8 - Processo de diagênese. [23]

A porosidade inicial, por exemplo, de uma rocha arenito na faixa de 35 a 40% pode ser drasticamente diminuída por preenchimento com cimento introduzido nos poros, passando a obter um valor de porosidade inferior com cerca de 15 a 20% [16].



**Fratura:** Rochas, tanto cristalinas quanto sedimentares, podem ter seu potencial de reservatório aumentado devido a presença de fraturas. As fraturas estão relacionadas as tensões tectônicas regionais e ocorre em padrões específicos, que podem ser explorados nos programas de recuperação. Entretanto, as fraturas devem ser consideravelmente desenvolvidas para conceder a transmissão de fluidos através da rocha. A pressão de soterramento usualmente causa fraturas que se fecham em profundidade. Uma maneira de solucionar esse problema é utilizar um fraturamento hidráulico para reabrir e manter as passagens de fluido em comunicação com as fraturas naturais presentes no meio. Estas aberturas permitem a passagem de fluidos, entretanto podem impedi-los também. Logo, o conhecimento de fraturas é essencial às atividades de produção petrolífera. [15]

## 2.4 Arenito

O arenito é uma das mais frequentes rochas-reservatório encontradas em todo o mundo e foi utilizado como objeto de estudo nesse projeto. Eles podem ser espessos, atingindo várias centenas de metros de espessura, e podem apresentar grande continuidade lateral [24]. A Figura 9 apresenta um desenho esquemático de uma amostra de arenito.

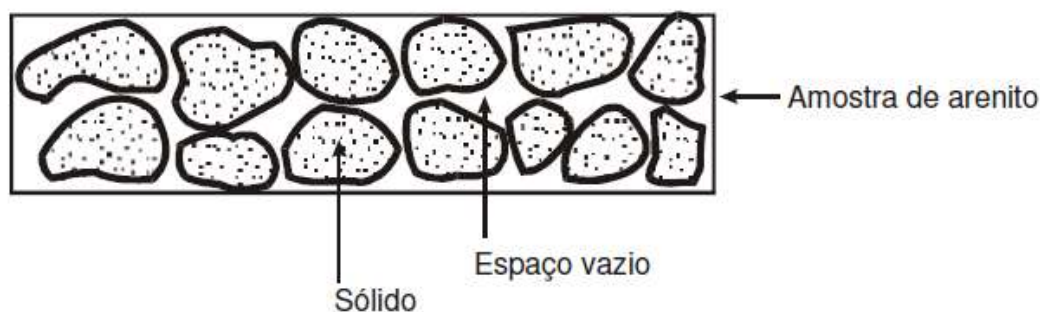


Figura 9 - Desenho esquemático de uma amostra de arenito. [25]

A porosidade dos arenitos é classificada em dois tipos: intergranular e por fraturas. A porosidade intergranular (figura 10) é um tipo de porosidade primária decorrente do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial foi reduzida por cimentação. A porosidade inicial depende do grau de seleção dos grãos [25].

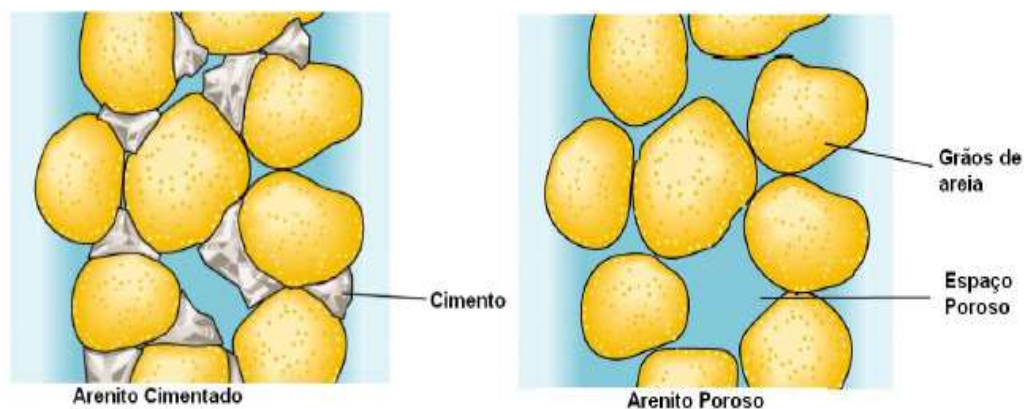


Figura 10 - Porosidade intergranular. [26]

A porosidade por fraturas (figura 11) é causada sobretudo por ações mecânicas e químicas ocorrentes na rocha como processos de solução, dolomitização e fraturamento por choques. Estas são porosidades secundárias. [25]

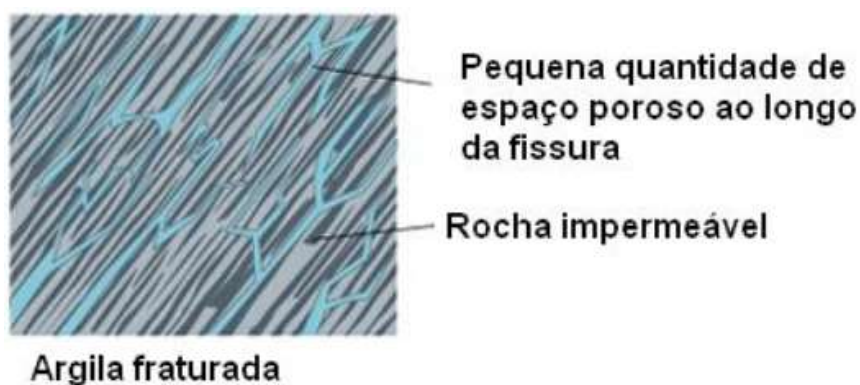


Figura 11 - Fraturas ou Fissuras. [26]

Se estes grãos forem moderadamente arredondados e aproximadamente de mesmo tamanho, formarão agregados com porosidade variando de 35% a 40%. Se as dimensões das partículas forem muito variadas, a porosidade será pequena, pois os grãos menores preencherão parcialmente os interstícios existentes entre os grãos maiores. Neste caso as porosidades serão de 30% ou menores. Como regra geral, a cimentação e as irregularidades de grãos diminuem o valor da porosidade inicial de valores entre 30 e 40% para valores entre 10 e 20%. [1]

Um arenito é uma rocha competente e quebradiça, e está sujeito a fissuramentos como qualquer outra rocha de competência comparável. Quando ele não é fechado e tem uma porosidade normal de 10 a 20%, sua porosidade real pode ser muito maior devido a fraturas. [1]

## 2.5 Microtomografia de Raios-X

Nos últimos dez anos, a técnica de microtomografia computadorizada tem sido amplamente utilizada para estudar a estrutura dos poros e a distribuição de fluidos [27]. A microtomografia de raios-x de alta resolução é uma técnica não invasiva utilizada em uma ampla gama de aplicações em ciência e engenharia de materiais, incluindo estudos relacionados à geologia. Por exemplo, a indústria de petróleo e gás tem visto uma transformação da aplicação de imagens e modelagem de escala de poros em pesquisas primariamente focadas para a investigação de propriedades fundamentais de fluxo e transporte em meios porosos para uma ferramenta industrial cada vez mais crucial para a caracterização de uma gama de propriedades geológicas e petrofísicas, incluindo porosidade, conectividade de poros, permeabilidade, mineralogia, resposta geomecânica entre outras [28, 29].

Com essa tecnologia é possível realizar a caracterização tridimensional de amostras de diferentes tamanhos, obtendo informações da estrutura interna desses objetos. A MicroCT, em geral, requer pouca ou nenhuma preparação de amostras, e fundamenta-se na aquisição de imagens em 2D, a partir da projeção de raios-x em diferentes ângulos ao redor do corpo analisado. Essas imagens em 2D proporcionam a visualização e a realização de medidas 3D das amostras.

### 2.5.1 Geração de Raios-X

Para explicar sobre a técnica de MicroCT primeiramente é necessário entender sobre o processo de geração de raios-x, que é fundamental para que a medição ocorra. Assim, os raios-x podem ser definidos como radiação eletromagnética de alta energia, com comprimento de onda ( $\lambda$ ) da ordem de 0,001 a 1 nm, que tem origem na eletrosfera ou no freamento de partículas carregada no campo eletromagnético do núcleo atômico ou dos elétrons [30]. Os raios-x são produzidos quando elétrons são acelerados por uma alta tensão e posteriormente desacelerados bruscamente ao se depararem com um alvo sólido e de elevado número atômico. Nesta desaceleração, parte da energia que o elétron adquiriu é

transformada em radiação eletromagnética, mais conhecida como radiação de *Bremsstrahlung* ou radiação de freamento [31].

Os raios-x podem ser produzidos artificialmente em um tubo de raios-x (figura 12). O princípio dessa produção baseia-se em aplicar uma diferença de potencial elevada entre os terminais do tubo de raios-x, onde uma placa metálica chamada de anodo ou alvo é polarizada positivamente e o filamento, catodo, negativamente. [25, 32] A partir do aquecimento o filamento emite elétrons que são acelerados, na direção do alvo. Os átomos do alvo metálico absorvem a energia dos elétrons e reemitem essa energia como raios-x. Os raios-x que são produzidos no alvo e escapam do tubo através de uma janela, que pode ser construída de vidro ou berílio metálico.

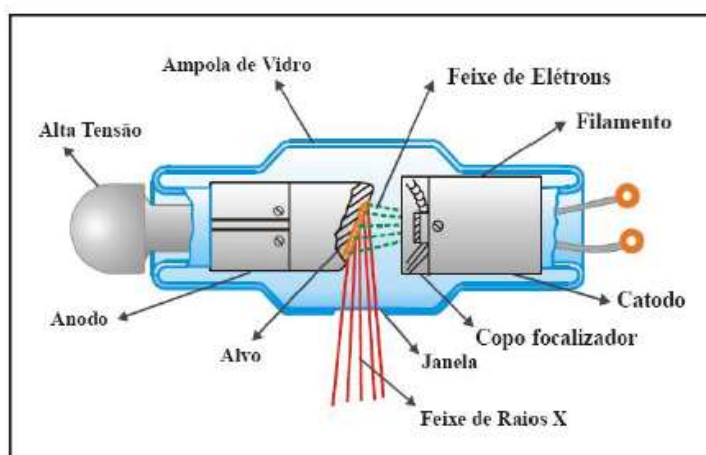


Figura 12 - Desenho esquemático de um tubo de raios-x. [32]

Quanto maior a voltagem aplicada no tubo de raios-x, maior a velocidade desses elétrons, menor comprimento de onda, maior poder de penetração, maior intensidade e maior o número de fótons de raios-x mais energéticos.

Os feixes de luz possibilitam gerar raios-x a partir de dois mecanismos, o chamado espectro contínuo (figura 13), produzido pela desaceleração dos elétrons do feixe que incidem no anodo gerando uma perda toda a sua energia cinética, assim os elétrons do feixe são desviados de sua trajetória perdendo parte ou até toda sua energia. Para diminuir a perda de energia cinética durante o percurso dos elétrons, o tubo é mantido em vácuo. Mesmo assim, elétrons podem se chocar com algumas partículas de ar remanescentes, ou mesmo uns com outros, perdendo e recuperando energia durante o caminho. Deste modo, nem todos os elétrons chegam ao alvo com a mesma energia, de modo há uma distribuição contínua de energia liberada. Há,

portanto, uma variação de intensidade de raios-x produzidos em função da energia e, naturalmente, do comprimento de onda, como mostra a Figura 13. Por ter uma variação contínua, são chamados de radiação contínua, ou de radiação branca, já que, assim como a luz branca, é constituído por diversos comprimentos de onda. Outro nome dado a esse tipo de radiação é *Bremsstrahlung*, que em alemão significa desaceleração da radiação [33].

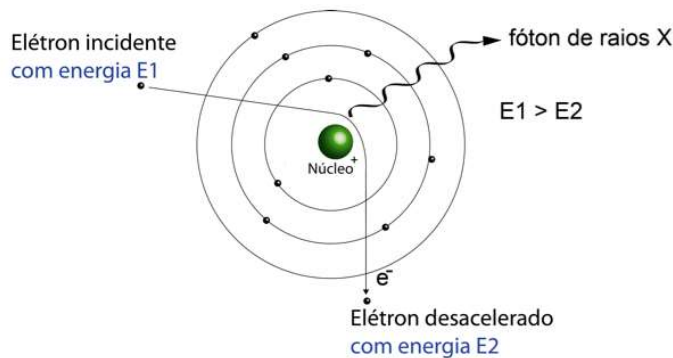


Figura 13 - Produção de raios-x (espectro contínuo). [34]

### 2.5.2 Interação dos raios-x com a matéria

Após os raios-x serem gerados eles podem interagir de diferentes maneiras no momento de contato com o objeto a ser medido. Os três comportamentos principais dessa interação são:

Absorção Fotoelétrica: Essa interação acontece através do efeito fotoelétrico, que envolve a absorção de toda a energia de um fóton que interage com um elétron atômico, ocasionando a ejeção subsequente do elétron do átomo devido ao excesso de energia do mesmo ao absorver a energia do fóton (figura 14).

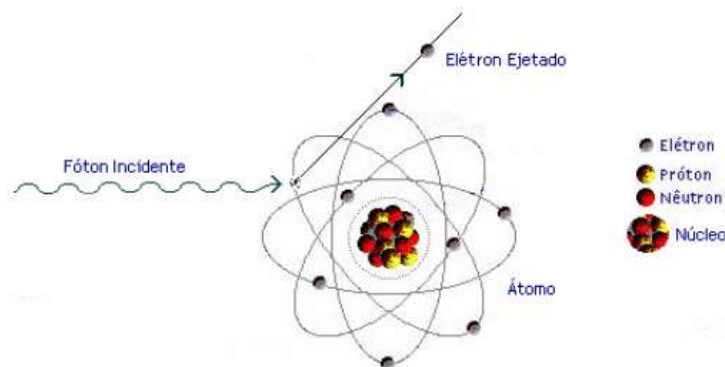


Figura 14 - Efeito fotoelétrico. [36]

**Espalhamento Compton:** Ocorre quando há interação entre o fóton e um elétron pouco ligado ou livre (camadas mais externas) (Figura 15). O fóton incidente cede ao elétron uma parte de sua energia, arrancando-o e sofrendo um desvio na sua trajetória inicial [35].

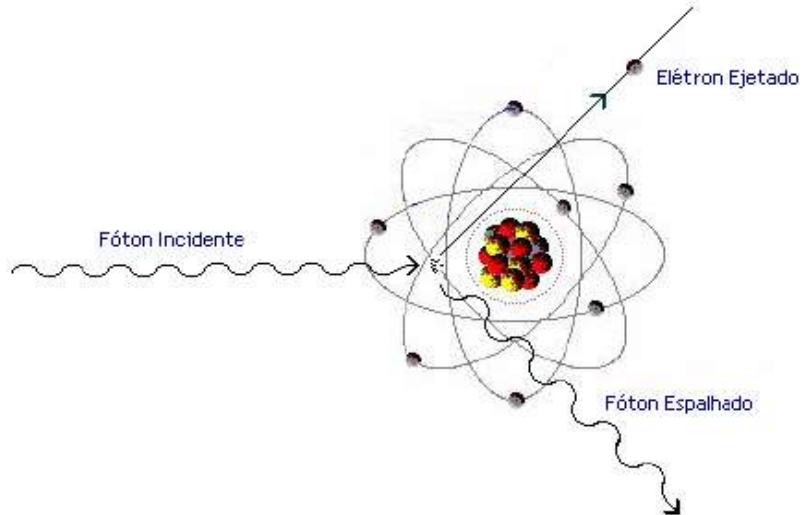


Figura 15 - Espalhamento Compton. [36]

**Produção de Pares:** A formação ou produção de pares (figura 16) acontece quando há interação do fóton com o campo Coulombiano do núcleo do átomo, após a interação do fóton incidente de alta energia com o núcleo, ele desaparece ocasionando a criação de um par elétron-pósitron.

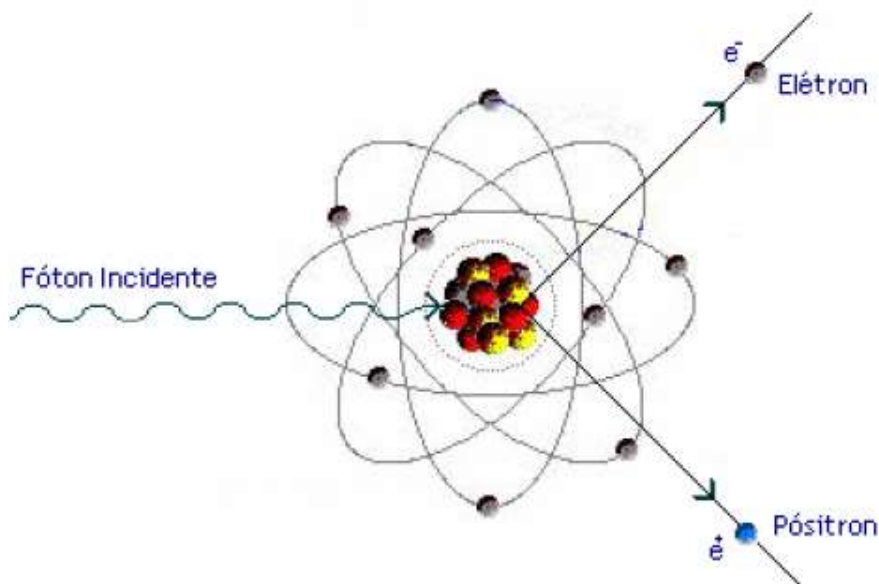


Figura 16 - Produção de pares. [36]

### 2.5.3 Atenuação da radiação com a matéria

Durante a interação dos feixes de raio x com a matéria, os fenômenos mencionados anteriormente podem ocorrer simultaneamente e resultar no que chamamos de atenuação da radiação na matéria, fazendo com que o feixe incidente seja atenuado, conforme a representado na figura 17.

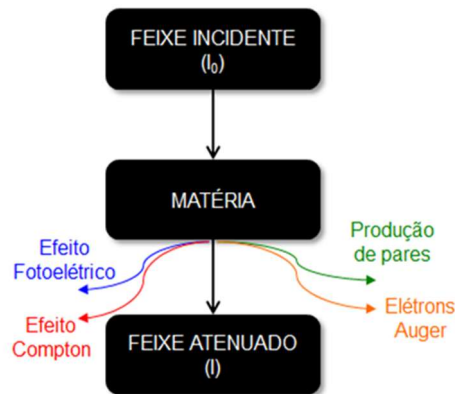


Figura 17 - Atenuação da radiação na matéria. [35]

Cada fenômeno pode ser caracterizado por um coeficiente de atenuação, que é em função da energia do feixe de raios-x e do número atômico do material. Este coeficiente é caracterizado pela soma dos coeficientes de atenuação por absorção fotoelétrica, espalhamento e produção de pares [35].

$$\mu = \sigma + \kappa + \tau \quad (2.3)$$

Onde:

$\sigma$  é o coeficiente de atenuação linear Compton;

$\kappa$  é o coeficiente de atenuação linear devido à formação de par;

$\tau$  é o coeficiente de atenuação devido ao efeito fotoelétrico.

A passagem da radiação eletromagnética através da matéria se caracteriza por uma absorção exponencial e é descrita pela Lei de Lambert-Beer [37]:

$$I = I_0 e^{-\mu x} \quad (2.4)$$

Onde:

$I_0$ : Intensidade do feixe incidente;

$I$ : Intensidade do feixe emergente;

$\mu$ : Coeficiente de atenuação linear total;

$x$ : Espessura do material.

## 2.6 Funcionamento da Microtomografia de Raios-X

A microtomografia computadorizada de raios-x ( $\mu$ -CT) é um método de inspeção que fornece imagens detalhadas da estrutura interna de materiais por meio do mapeamento do coeficiente de atenuação linear do objeto em análise. Este objeto é colocado em uma base giratória que fica posicionada entre a fonte e o detector (figura 18) e em seguida é exposto aos raios-x que são emitidos pela fonte emissora. Após a exposição à radiação penetra o objeto e a intensidade da radiação é medida pelo detector e é guardada digitalmente como uma projeção 2D. Assim, um volume representativo de diversas camadas da amostra é construído, com isso tem-se um conjunto de projeções. Os feixes emergentes de raios-x são captados por um cintilador, que tem a função de converter esses feixes em luz visível, sendo essa luz captada pelo fotodetector, que por sua vez registra os dados em forma de projeções. Finalmente o microtomógrafo faz a reconstrução completa da amostra na forma de uma imagem 3D a partir do empilhamento de seções de um volume em um plano bidimensional.

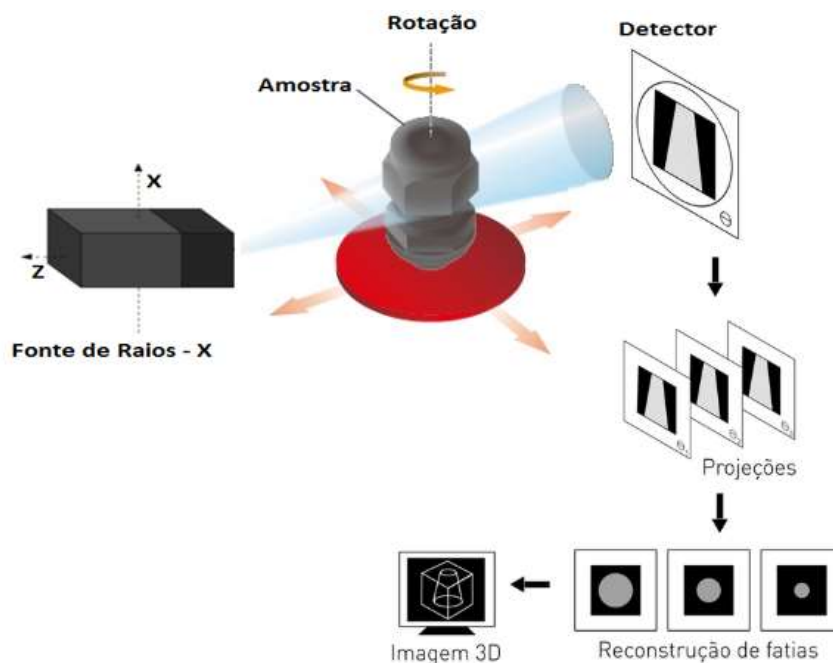


Figura 18 - Processo de microtomografia de raios-x. Adaptado de [37]

Em medições por MicroCT existem possibilidades de obter diferentes resoluções para as imagens geradas. A resolução caracteriza-se como a distância



mínima entre duas estruturas que o sistema é capaz de distinguir. Quanto menor a distância entre as estruturas, melhor a resolução [38]. A influência está na distância entre a amostra e a fonte de raios-x e entre a amostra e o detector, ou seja, alterando essas distâncias, variando a posição da amostra, consegue-se diferentes ampliações, riqueza de detalhes e resoluções desejadas.

A magnificação ótica é outra maneira de melhorar a resolução das imagens que são geradas na medição. A combinação da projeção cônica com a magnificação ótica (emprego de lentes, condensadores, etc.), permite que a resolução das imagens geradas seja independente do diâmetro do feixe de raios-x, do tamanho da amostra e da distância entre a fonte e a amostra com melhoria do contraste da imagem [41, 42].

Outro parâmetro que também influencia na resolução das imagens e no tempo de análise são o agrupamento de pixels (*Binning*), onde pixel é o elemento de imagem formado pela interseção das linhas e colunas (figura 19), e é uma forma abreviada da expressão “*picture element*”, quanto maior o número de linhas e colunas melhor será a resolução da imagem [41].

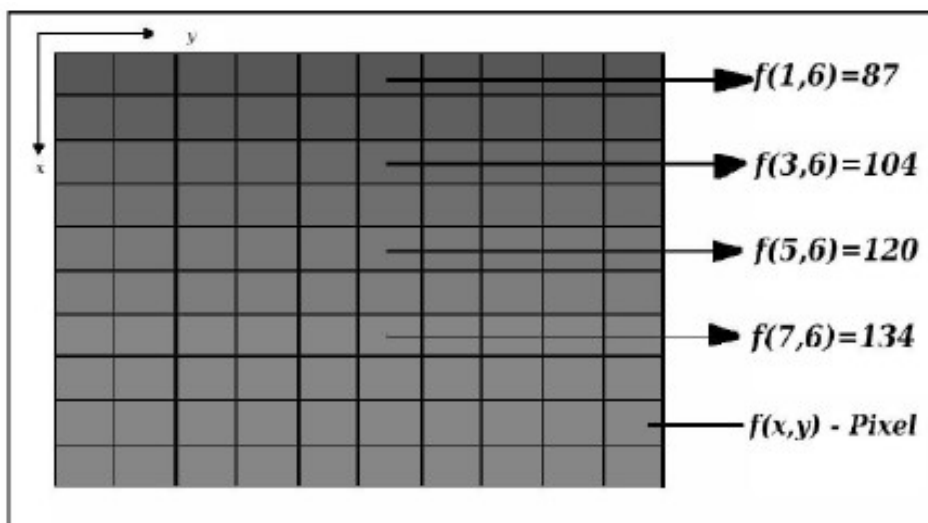


Figura 19 - Representação do pixel. [41]

A figura 19, demonstra que as quatro primeiras funções ou elementos estão na coluna 6, porém quanto tem-se um aumento no número de linhas melhor é o valor da resolução, no último caso temos uma função  $f(x, y)$  na última coluna e na penúltima linha, demonstrando que um maior número de linhas e colunas é o ideal para uma melhor resolução.

Esse agrupamento de pixels também influencia na quantidade de sinal, no número de projeções e na rotação da amostra. Logo, usando o valor de *Binning* de 1, que significa obter um agrupamento individual de pixels, consegue-se uma melhor resolução, porém o tempo de análise é afetado, pois há uma melhora da relação sinal-ruído.

Em uma representação tridimensional da imagem o modelo da matriz bidimensional é substituído pela matriz volumétrica. A espessura do corte de uma imagem formada pela tomografia computadorizada está relacionada à profundidade do corte. O volume formado pelas dimensões do pixel e profundidade do corte é chamado de voxel que está representado na figura 20 [42].

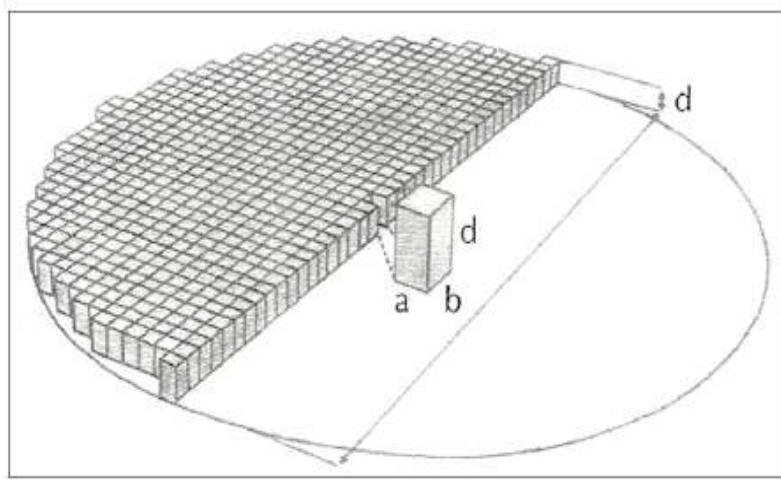


Figura 20 - Representação do voxel. [42]

## 2.7 Processamento e análise digital de imagem

As imagens 2D e modelos 3D gerados são posteriormente analisados qualitativamente e quantitativamente através de operações matemáticas que possam corrigir defeitos ou realçar regiões de interesse, além de extrair e tratar dados quantitativos, de acordo com a sequência padrão de PADI (processamento e análise digital de imagens) mostrada na Figura 21 [35].

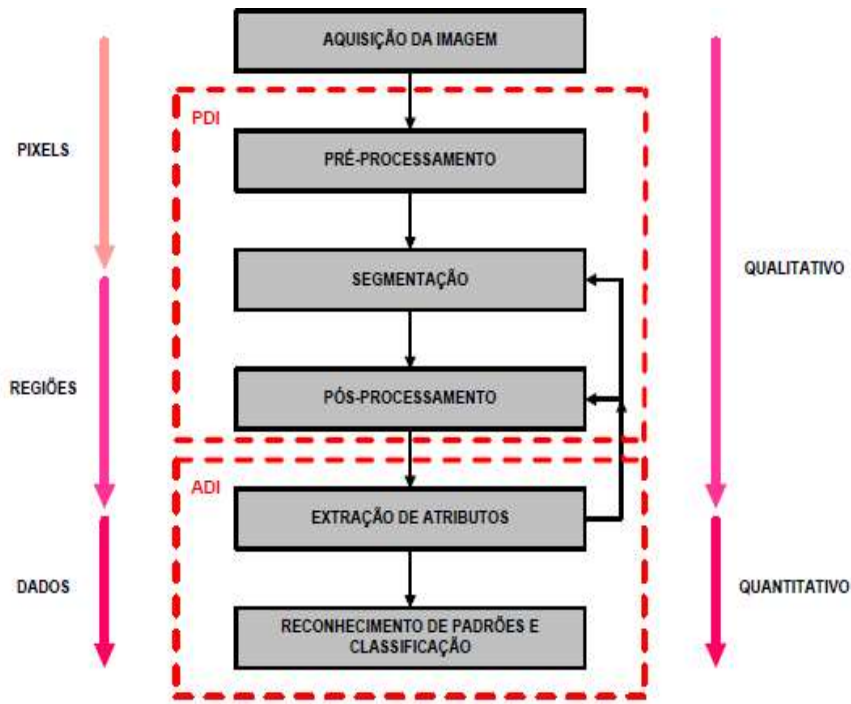


Figura 21 - Sequência de processamento e análise digital de imagem. [43]

A primeira etapa da sequência é a aquisição da imagem, que é obtida através da medição por MicroCT explicada anteriormente.

A segunda etapa é a de pré-processamento, onde é feito um tratamento da imagem, de modo a corrigir algum defeito gerado na aquisição da imagem e/ou ainda para realçar detalhes importantes de interesse específico. Como exemplo do que pode ser feito nessa etapa, cita-se: tratamento de ruído, melhoria de contraste, regulagem de iluminação, entre outros (figura 22).

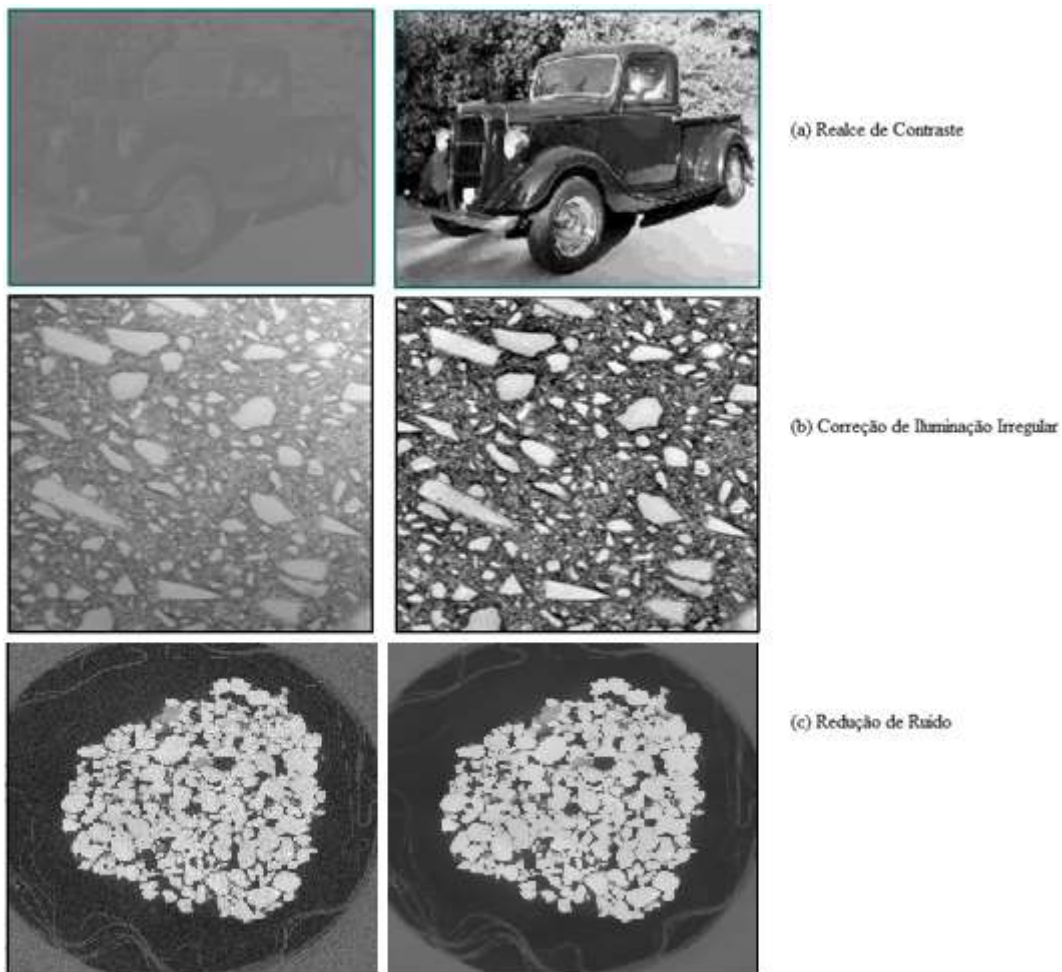


Figura 22 - Exemplos de etapas pré-processamento. [45]

Em seguida, a terceira etapa chamada de segmentação (figura 23), tem como objetivo separar uma região de interesse na imagem em análise. Essa imagem resultante após a segmentação será uma imagem binária, contendo apenas pixels brancos (objetos de interesse) e pixels pretos (região de não interesse).

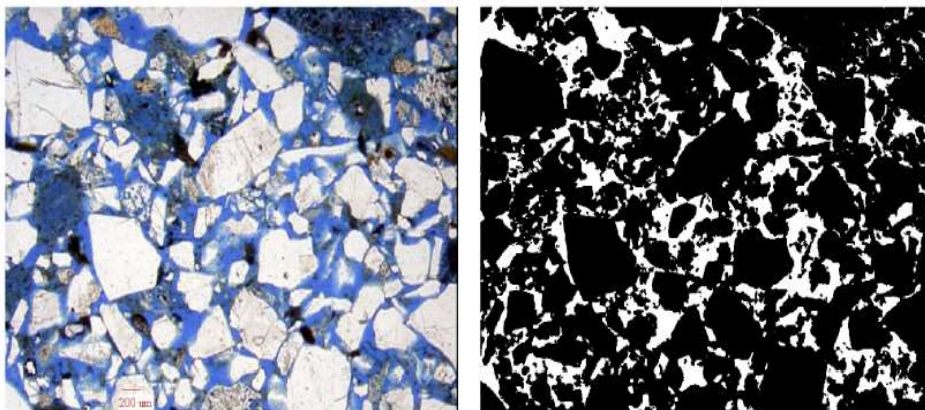


Figura 23 - Segmentação dos poros de uma rocha reservatório. [37]

Embora exista vários métodos para segmentar uma imagem, não há um método ideal e genérico que vá ser sempre o melhor, visto que a segmentação costuma ser uma etapa delicada da sequência padrão de PADI e que requer bastante atenção. Uma segmentação adequada praticamente garante o sucesso no reconhecimento e na identificação dos objetos de interesse sobre os quais será feita a análise [44].

Em geral, o método de limiarização é muito utilizado para a seleção da região de interesse, no qual escolhe-se um ou mais limiares (tons de cinza). Entretanto, a imagem resultante da segmentação pode conter defeitos, tais como, objetos espúrios que possuem tonalidade parecida com a fase requerida que também foram segmentados, sendo necessária a etapa de pós-processamento [35].

O pós-processamento corrige defeitos residuais nas imagens provenientes da segmentação a partir de operações lógicas e morfológicas entre as imagens [43]. A imagem resultante do pós-processamento é a imagem final do processo de PDI (processamento digital de imagem), em seguida começa a etapa de ADI (análise digital de imagem).

Na etapa de extração de atributos, é feita todas as medições e análises quantitativas do processo, fornecendo dados numéricos para a descrição de atributos característicos, além de medições de características dos objetos e da imagem, como por exemplo, contagem de objetos; área e volume total de objetos; fração de área; entre outras.

A última etapa da sequência – reconhecimento de padrões e classificação – tem como objetivo atribuir uma descrição a um objeto, baseado na informação fornecida pelo seu descritor, para que o sistema seja capaz de conferir um significado para um conjunto de objetos desconhecidos [35].

Nos próximos capítulos denominados “Materiais e Abordagem Experimental” e “Resultados e Discussão” será dado uma maior ênfase a respeito de processamento e análise de imagens.

## **2.8 Pesquisa sobre o tema na literatura**

Uma pesquisa bibliográfica foi realizada, a qual deu um suporte muito importante a este trabalho, demonstrando, a seguir, a relevância do uso de células tomográficas para realização de ensaios.

Saenger, Lebedev, Uribe, *et al* [46] fizeram um trabalho experimental utilizando uma célula transparente modular transparente de raios-x de alta pressão e alta temperatura (HPHT) foi projetada e fabricada de modo a permitir a imagem de rochas sob um estado de tensão confinante de até 35 MPa. O corpo principal da célula de pressão foi feito de uma haste de polietereceterona (PEEK) de 21 mm de diâmetro e 300 mm de comprimento. Para acomodar a amostra dentro da célula, um orifício de 8 mm de diâmetro foi perfurado através da haste PEEK. Foi descrito a análise numérica das propriedades hidráulicas e elásticas do arenito de Bentheim usando dois conjuntos de dados  $\mu$ -CT obtidos em diferentes pressões confinantes. O estudo descreveu e comparou quantitativamente as duas imagens digitais obtidas a 1 MPa e 20 MPa, simulando propriedades de volume e transporte com base nessas imagens, de modo a comparar esses resultados com dados laboratoriais.

O trabalho de Yang, Zhang, Gao, Ying, *et al* [47] mostrou a utilização de uma célula tomográfica feita de fibra de carbono que comportou amostras rochosas de arenitos de um campo petrolífero de diâmetro de 10 mm e comprimento de aproximadamente 15 mm a 30 mm para estudar o efeito de aplicação de pressão de confinamento que foi avaliada na seguinte ordem: 2,0 MPa, 4,0 MPa, 6,0 MPa, 8,0 MPa, 10,0 MPa e 12,0 MPa. Os autores concluíram que tanto a porosidade quanto a permeabilidade possuem relações exponenciais com a tensão. O arenito de permeabilidade média-alta tem um raio maior e gargantas mais longas do que o arenito impermeável. Os valores numéricos de raio e garganta do arenito de permeabilidade média-alta tem um maior alcance, mas sua porcentagem de variação é menor sob a mesma diferença de pressão.

Schindler e Prasad [48] desenvolveram um sistema de controle de pressão e temperatura para uso dentro de um microtomógrafo de raios-x modelo Xradia 400. Os autores construíram duas células de pressão que consistem em tubos Torlon com conexões em aço inoxidável nas extremidades. A célula menor tem um diâmetro externo de 12,7 mm (0,5 polegadas) e um diâmetro interno de 8 mm; a célula maior tem um diâmetro externo de 25,4 mm (1 polegada) e um diâmetro interno de 14 mm. As células foram testadas para pressões de até 34,5 MPa (5000 psi). A configuração pode atualmente ser resfriada a  $-5^{\circ}\text{C}$  e aquecida a  $40^{\circ}\text{C}$ . Foi observado danos nos grãos e redução da porosidade devido à pressão confinante aplicada em amostras limpas de areia de quartzo, amostras de areia e bentonita de quartzo. O sistema de controle de pressão em combinação com transdutores

ultrassônicos permitiu observar visualmente as mudanças de escala de poros em amostras de rochas (como o fechamento de fissuras, danos a grãos, redução de porosidade, mudanças na saturação) e simultaneamente identificar sua influência nas propriedades elásticas. Foi observado a compactação da amostra ao limitar o aumento de pressão, resultando em danos aos grãos e fraturamento dos grãos de sedimentos. Quando a pressão confinante foi diminuída, algumas trincas sofreram mais fraturas. O dano dos grãos foi irreversível. Fratura adicional de grãos em sedimentos pré-compactados foi observada após repetidos ciclos de pressão de confinamento.

Os trabalhos apresentados pela literatura mostram que os usos de células tomográficas sob diferentes tensões podem ser utilizados em experimentos baseados na tecnologia de MicroCT. Os modelos de rede de poros são extraídos e, em seguida, as estruturas geométricas e topológicas da amostra são analisadas para determinar a alteração das leis da estrutura do núcleo sob diferentes tensões de confinamento.

### 3 Materiais e Abordagem Experimental

Neste capítulo é apresentado e descrito as atividades desenvolvidas para implementação e desenvolvimento da metodologia proposta para a avaliação por MicroCT das mudanças microestruturais no qual a rocha em análise foi submetida. Primeiramente é apresentado a amostra utilizada, em seguida a bancada experimental, onde consiste de uma câmara tomográfica criada para não apenas comportar a amostra, mas também para aplicar tensões hidrostáticas no corpo de prova. Em seguida é apresentada em detalhes a técnica de MicroCT para a reconstrução do modelo tridimensional da amostra. Por fim, é apresentado as técnicas de processamento de imagens para a quantificação da porosidade total, do volume de sólidos, volume de poros, área de cada camada da amostra, medições de alongamento e esfericidade da amostra em seu estado original, com a aplicação da pressão e por último com a realização de uma descompressão da amostra.

#### 3.1 Amostra

Para a execução desse trabalho foi utilizado uma amostra do tipo arenito Sergi (figura 24), que foi coletada de afloramentos da rodovia BR-101 no estado da Bahia e advém de afloramentos da Formação Sergi localizada na Bacia do Recôncavo, cujo comporta rochas com características de reservatório. A amostra possui dimensões de 8 mm de diâmetro e 12 mm de altura.



Figura 24 - Arenito Sergi.



A Formação Sergi constitui a rocha reservatório de um importante sistema petrolífero da Bacia do Recôncavo, o sistema petrolífero Candeias-Sergi, contendo cerca de 301,3 milhões de metros cúbicos de óleo provado [49].

A Formação Sergi é constituída principalmente por arenitos finos a conglomeráticos depositados em paleoambientes (ambientes antigos em que ocorreu a formação das rochas) fluviais e por arenitos muito finos a médios resultantes de processos eólicos, ambos sob condições áridas/semiáridas [50].

### 3.2 Câmara de pressão

Para a realização desse projeto foi construída uma câmara de pressão que suporta tensões da ordem de 4000 PSI, além de comportar a amostra de modo a permitir uma resolução satisfatória. A figura 25 mostra a câmara em detalhes.

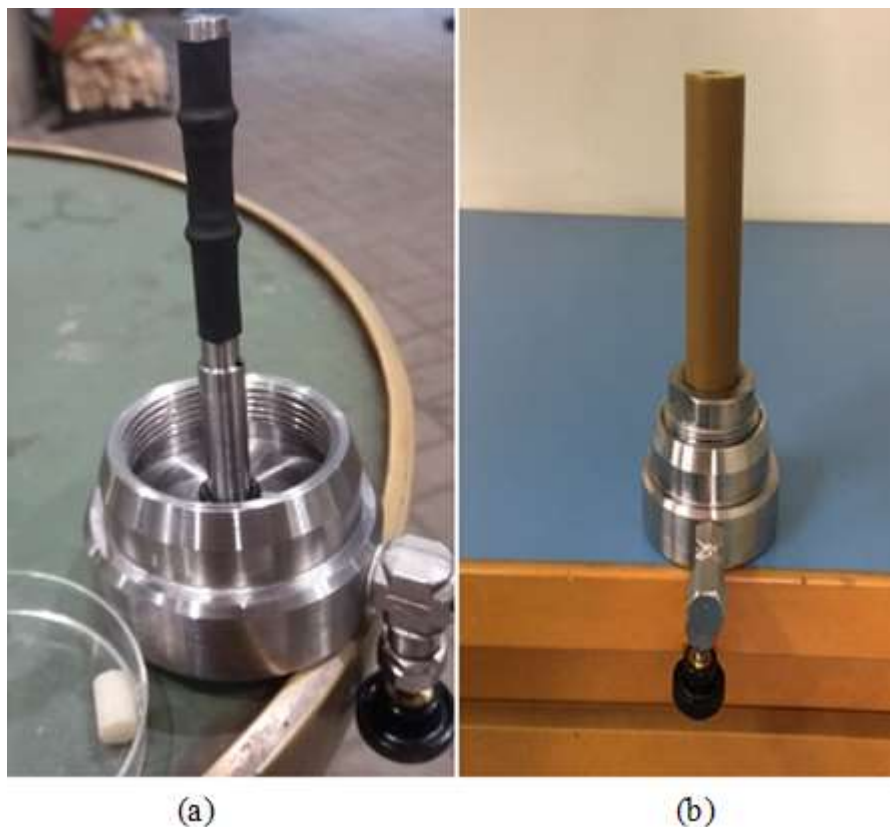


Figura 25 - Câmara de pressão para realização do teste hidrostático.

A figura (a) mostra o corpo da câmara, que contém uma membrana termorretrátil preta de borracha que comporta amostras de até 10 mm de diâmetro e 25,4 mm de altura. A membrana foi moldada ao corpo de prova e à haste de suporte por aquecimento para isolar o fluido da rocha e também para melhorar a

estabilidade do corpo de prova de rocha no interior da câmara. Observa-se também na imagem uma válvula do tipo agulha que serve para fazer o controle de vazão do ar, que passa por dentro do sistema com alta pressão, sendo o fluido utilizado um óleo hidráulico. A figura (b) apresenta o corpo da câmara fabricado com um polímero denominado Torlon, que possui excelente resistência mecânica e dureza. O Torlon foi o material escolhido, uma vez que ele provou suportar altas pressões enquanto tinha baixa densidade e, portanto, era transparente aos raios x.

Após isso, é aplicado pelo orifício superior da figura 26, lado esquerdo, o óleo hidráulico com o objetivo de pressurizar a câmara de pressão para simular a pressão hidrostática, que é uma tensão isotrópica, que atua igualmente em todas as direções do corpo de prova.

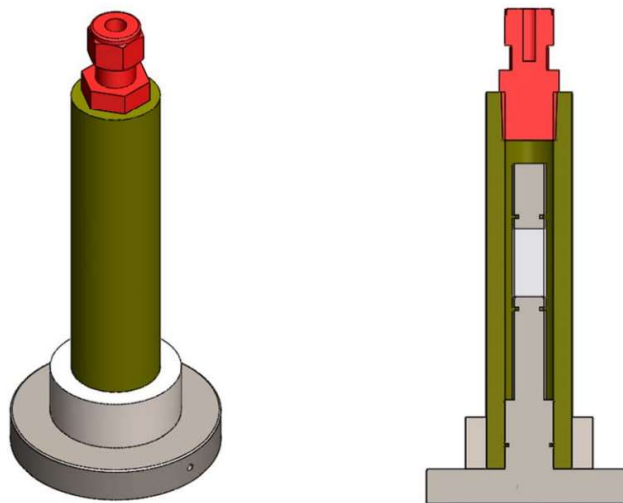


Figura 26 – Desenho esquemático da câmara de pressão.

### 3.3 Bancada experimental e equipamentos utilizados

A bancada experimental utilizada no projeto (figura 27), consiste em uma célula tomográfica que comporta a amostra em estudo, uma bomba hidráulica manual da empresa ENERPAC que foi utilizada para aplicar pressão no sistema, um manômetro para medir a pressão do sistema, válvula de engate rápido que serve para ser usada em conexões hidráulicas e mangueiras, em circuitos hidráulicos de alta pressão para bloquear e controlar o fluxo do fluido. Nesta etapa a câmara já está com o óleo hidráulico que serviu para simular as condições de tensões hidrostáticas no arenito.

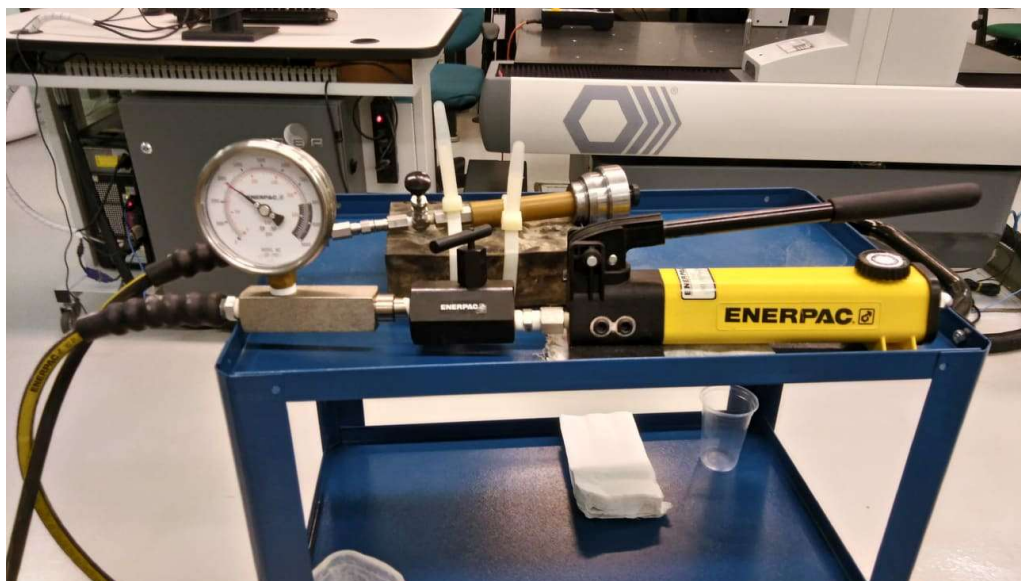


Figura 27 - Bancada experimental.

Após a montagem do sistema é aplicada uma pressão de 3300 PSI. A pressão foi aplicada de maneira gradativa até atingir o valor de 3300 PSI, de modo que não causasse um impacto brusco na estrutura da amostra. É importante ressaltar que foi feita uma purga no sistema hidráulico para retirar o ar do mesmo e garantir uma pressão uniforme.

### 3.4 Microtomografia computadorizada de raios-x

No presente trabalho a amostra de arenito foi submetida a uma caracterização detalhada via tomografia computadorizada por raios-x com reconstrução 3D de seções tomográficas, com o objetivo de observar as mudanças estruturais causadas pelas tensões hidrostáticas aplicadas.

Para a aquisição das imagens foi utilizado o microtomógrafo de raios-x modelo ZEISS Xradia 510 Versa (Figura 28 e Figura 29).

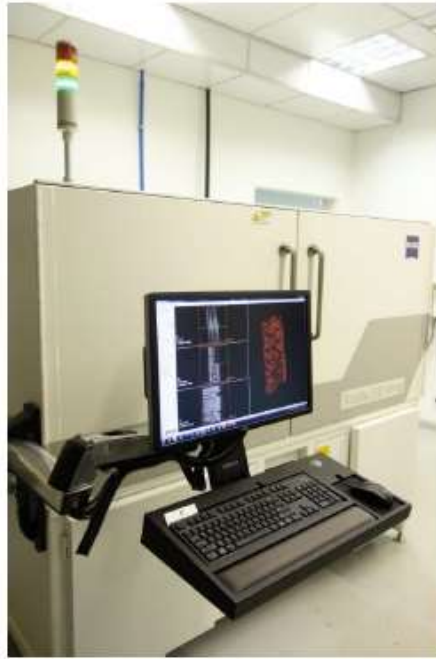


Figura 28 - Visão externa do microtomógrafo Zeiss XRadia Versa 510. [35]

Este microtomógrafo consegue alcançar resolução espacial da ordem de 0,7  $\mu\text{m}$ , possui lentes objetivas de aumento de 0,4X, 4X, 20X e 40X. Mede amostras de tamanho de até 300mm de diâmetro e suporta peso de amostras de até 15 kg.

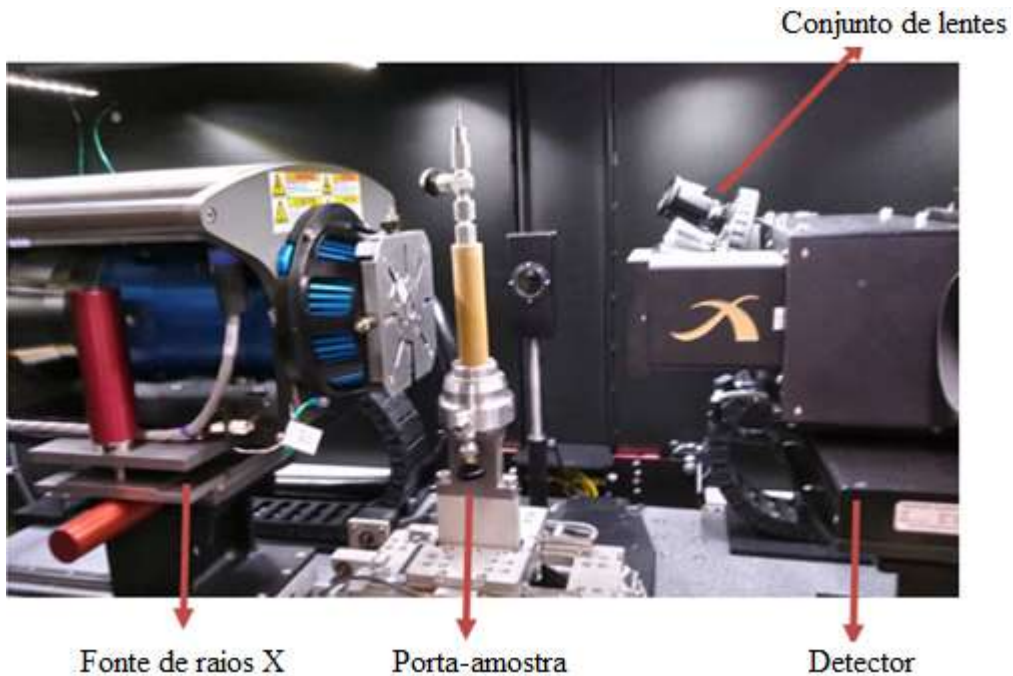


Figura 29 - Visão interna do microtomógrafo Zeiss XRadia Versa 510.

A esquerda da figura 28 é mostrada a fonte de raios-x, na parte central está disposta a câmara de pressão que comporta o arenito em estudo e à direita apresenta-se o detector e conjunto de lentes.

O software de aquisição é específico do sistema Zeiss e é denominado *Scout-and-Scan™ Control System*. Um exemplo da área de trabalho do software está representado na figura 29.

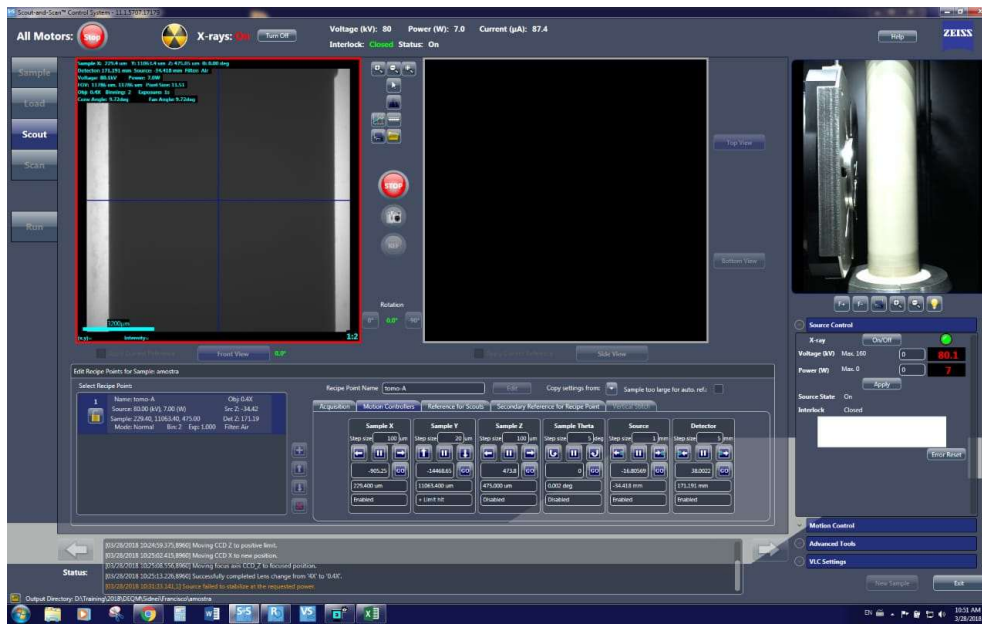


Figura 30 - software de aquisição *Scout-and-Scan™ Control*.

Foram obtidas três microtomografias, nas condições sem pressão (pressão atmosférica), com pressão (3300 PSI) e por último após a decompressão (pressão atmosférica). Em todas as três condições foram utilizados os seguintes *setups* de aquisição como mostra a tabela 2.

Tabela 2 - Condições de aquisição no MicroCT.

Condições	Tempo de exposição (s)	Lente objetiva	Binning	Resolução (µm)	Número de projeções	Tempo de varredura (h)
Sem pressão	3.4	0.4X	1	7	1601	3.00
Pressão de 3300 PSI	3.2	0.4X	1	7	1601	2.97
Descompressão	3.2	0.4X	1	7	1601	2.57

O tempo de exposição é o tempo necessário para formar cada uma das imagens de projeção. Todas as tomografias foram realizadas a uma tensão de 110 kV, potência de 10 W e com a rotação da amostra em 360°, com um total de 1601 projeções. Escolheu-se lente objetiva de 0.4X porque permitiu captar o corpo de prova do arenito em sua totalidade. Já com outras lentes com maior aumento, apenas uma pequena parte do corpo de prova seria visualizada.

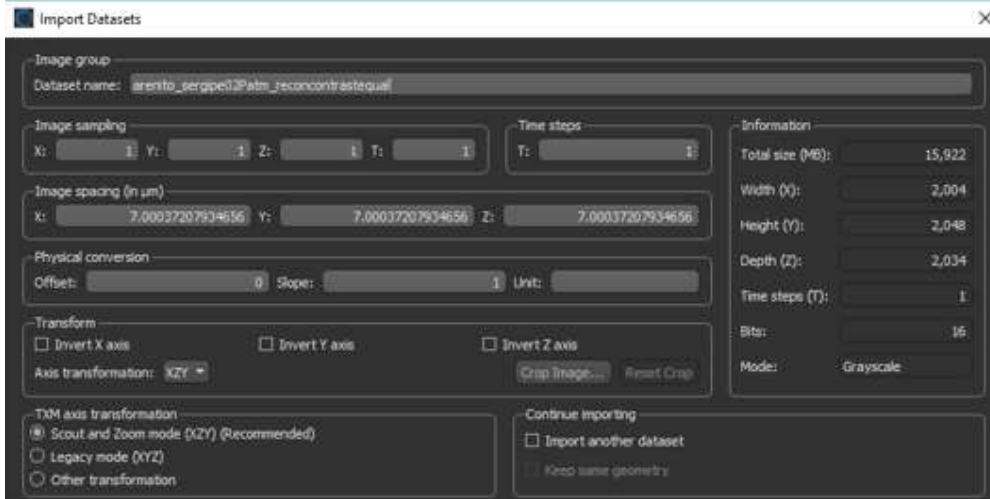
O *Binning* é o processo de agrupamento de pixels do detector, piorando a resolução, reduzindo o tempo de exposição e melhorando a relação sinal-ruído. Neste trabalho utilizou-se *Binning* 1 ou seja, cada pixel do sensor, de forma a otimizar a resolução, já que o tempo total de aquisição (cerca de 3 horas) era aceitável e a presença de ruído poderia ser tratada por processamento de imagens, posteriormente. Todas as aquisições tiveram uma resolução de 7  $\mu\text{m}$ , considerado satisfatório para o experimento.

### 3.5 Processamento e análise digital de imagens

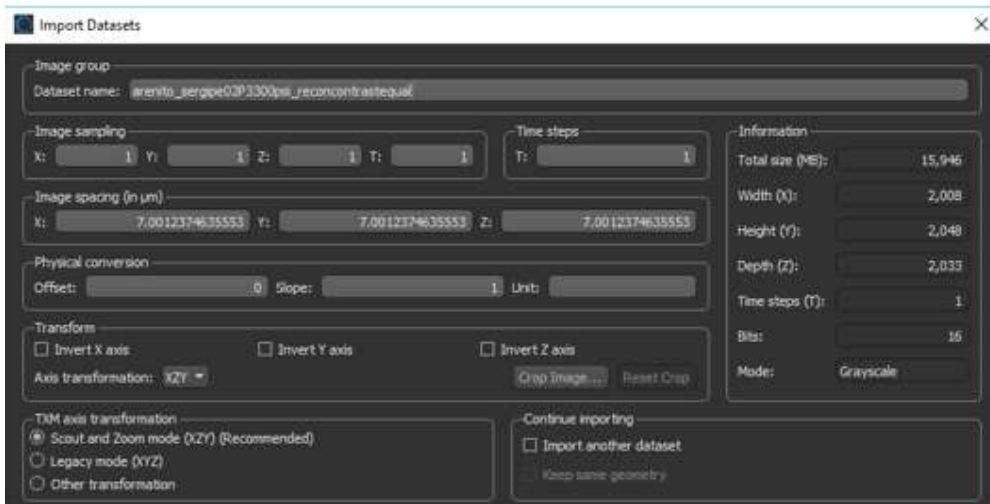
Após a reconstrução da imagem, segue-se a etapa de processamento e análise digital de imagens de acordo com a sequência mostrada anteriormente na figura 21. Nesse estudo foram utilizados dois *softwares*: o *software* livre FIJI/*ImageJ* e o *software Dragonfly* da empresa ORS (*Object Research Systems*). Para melhor entendimento do leitor, todos os passos serão apresentados detalhadamente nas três condições estudadas.

#### 3.5.1 Passos Iniciais e Etapa de pré-processamento

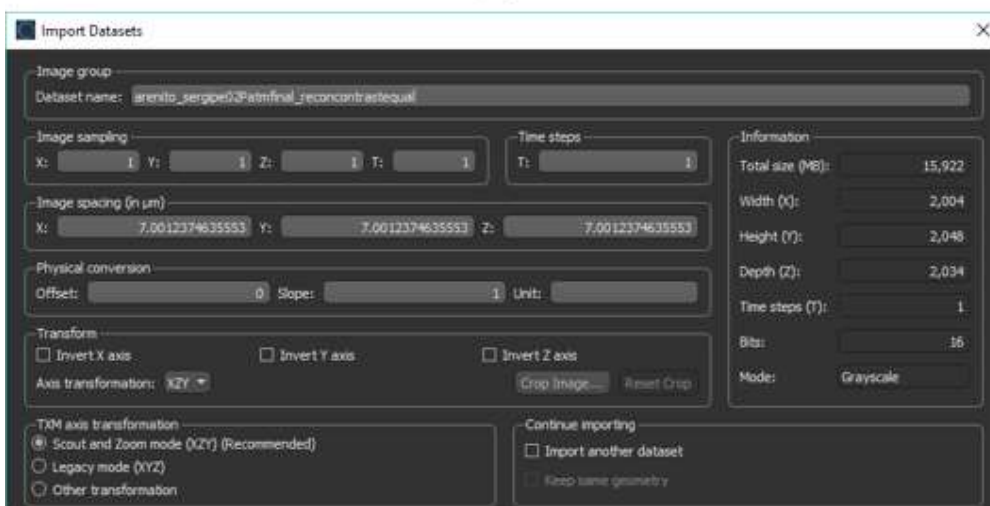
Com a imagem reconstruída é necessário realizar alguns passos iniciais como delimitação da área de interesse e em seguida a etapa de pré-processamento, fazendo a correção de ruído das imagens. Sendo assim, inicialmente as imagens foram abertas no *software Dragonfly*, que permite uma melhor visualização 3D das imagens. O *software* mostra um *dataset* (figura 30) com largura, altura, profundidade e resolução de cada imagem, além da unidade de medição em que se encontra as imagens.



(a)



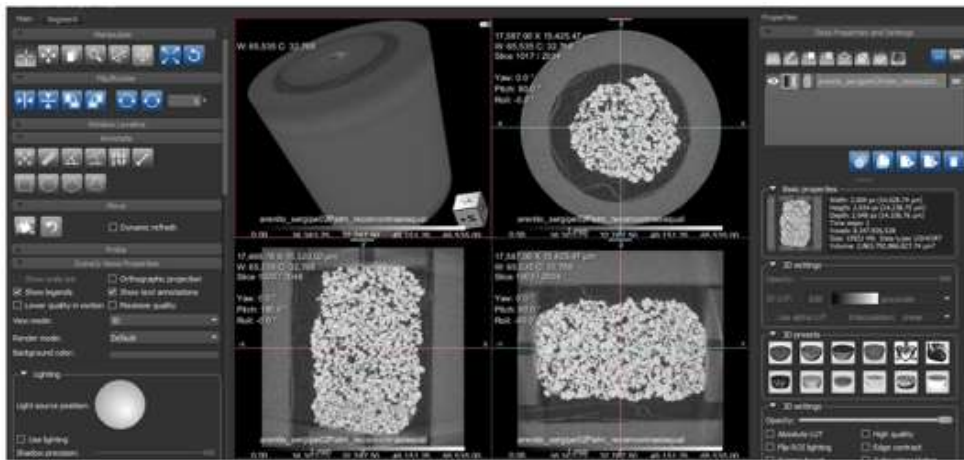
(b)



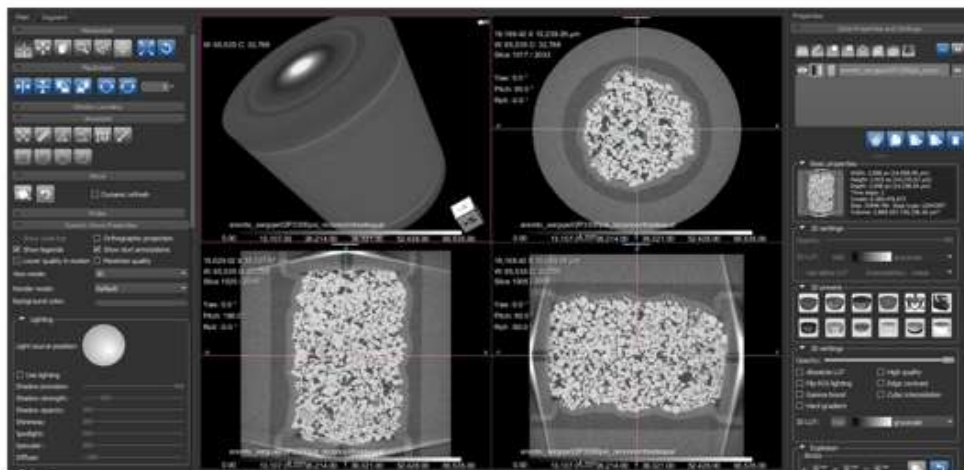
(c)

Figura 31 - (a) *Dataset* arenito sem pressão; (b) *Dataset* arenito com pressão de 3300 PSI; (c) *Dataset* arenito com descompressão.

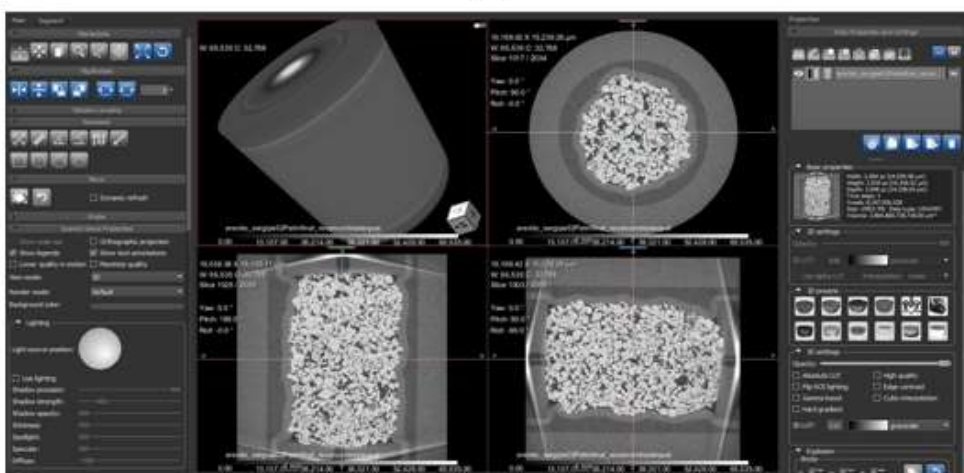
Em seguida o software apresenta uma área de trabalho (figura 31) com uma visualização das imagens nos eixos x, y, z e uma visualização 3D da amostra.



(a)



(b)



(c)

Figura 32 – Visualização 2D/3D (a) arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com decompressão.



Em seguida um corte é feito nas três imagens com o intuito de delimitar o objeto de estudo e reduzir regiões que não são de interesse na análise. A figura 32 mostra os parâmetros de corte que foram utilizados nas três imagens.

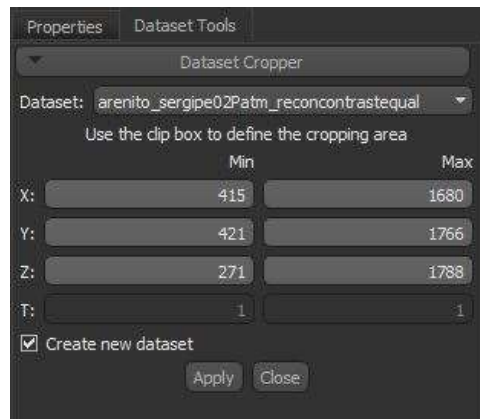
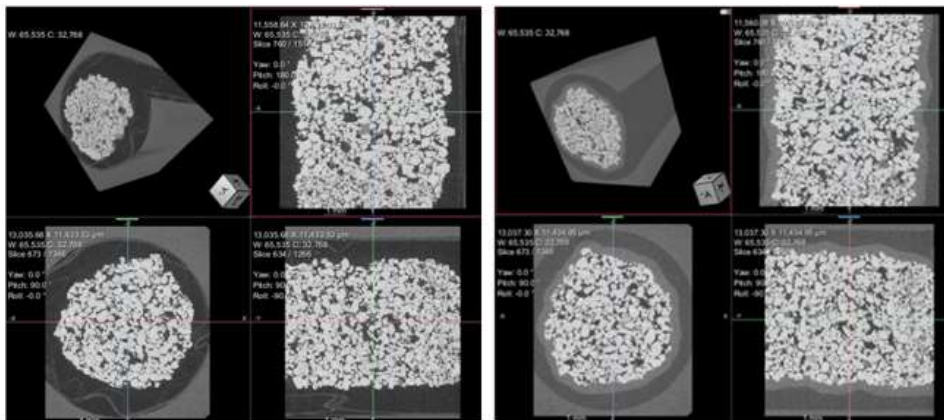


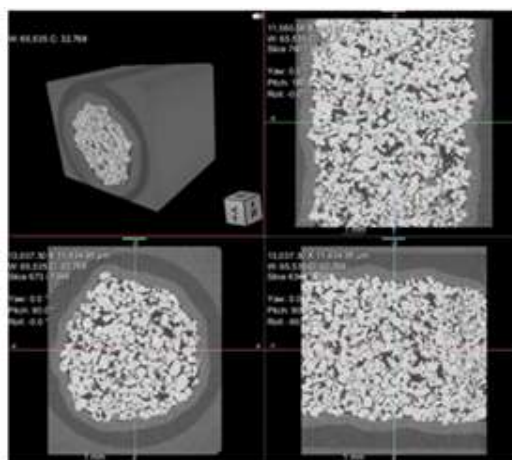
Figura 33 - Parâmetros de corte nos eixos x, y, z.

Em seguida a figura 33 mostra o resultado do corte feito nas três imagens.



(a)

(b)



(c)

Figura 34 – Cortes para selecionar volumes de interesse (a) arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.

Após o comando de corte, as imagens são exportadas como arquivo tipo tiff para serem abertas pelo software Fiji com o intuito de remover o ruído das imagens com a utilização do plug-in *Non-Local Means Denoise* (figura 34) [51].

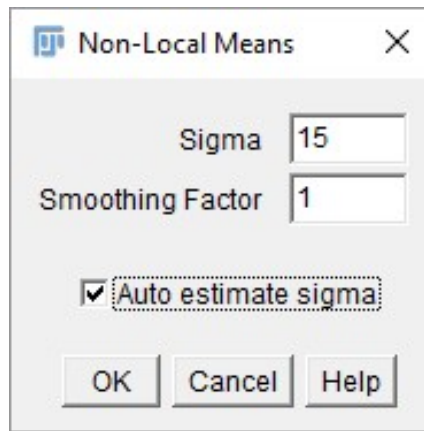
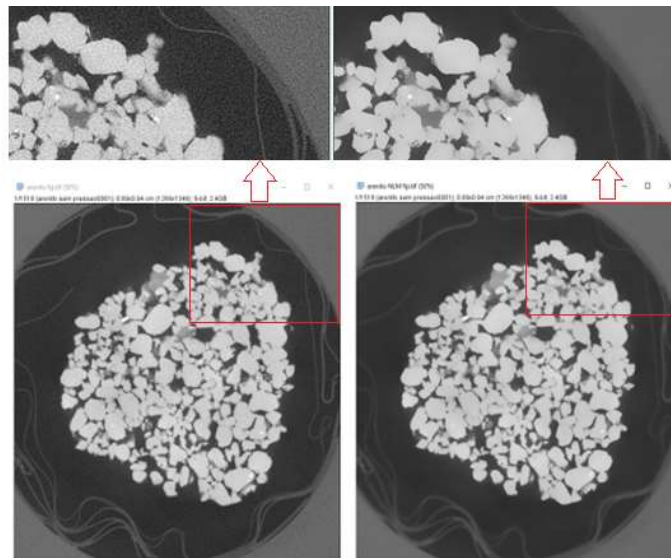
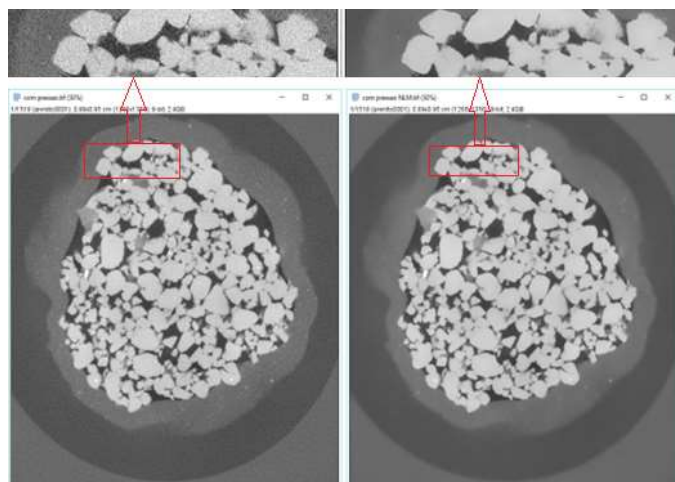


Figura 35 - Plug-in Non-Local Means Denoise.

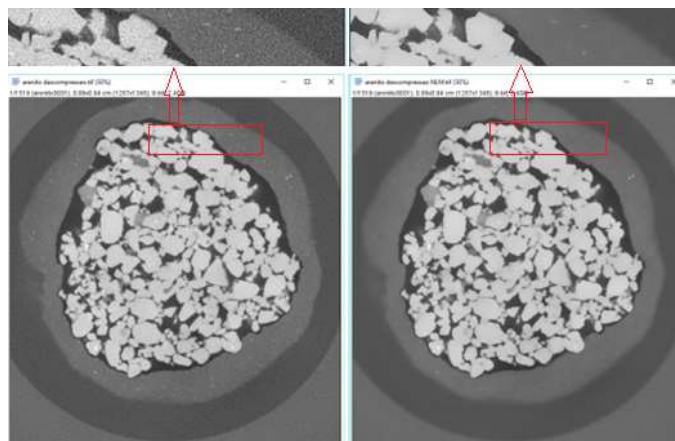
A figura 35 mostra o resultado da aplicação do plug-in nas três condições em estudo.



(a)



(b)



(c)

Figura 36 – Redução de ruído com o filtro *Non-Local Means Denoise* (a) arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.

A figura 36 mostra a próxima etapa realizada no Fiji denominada segmentação. Nessa etapa é utilizado um comando chamado *Threshold*, que segmenta a região de interesse da imagem separando a fase sólida, resultando numa imagem binária, na qual os pixels pretos correspondem aos poros (fundo da imagem) e os pixels brancos à fase sólida. A ferramenta também disponibiliza diversos métodos automáticos para segmentação. O método escolhido para esse estudo de caso foi o método *Mean* por segmentar melhor e com menos perdas de informações as três imagens [52].

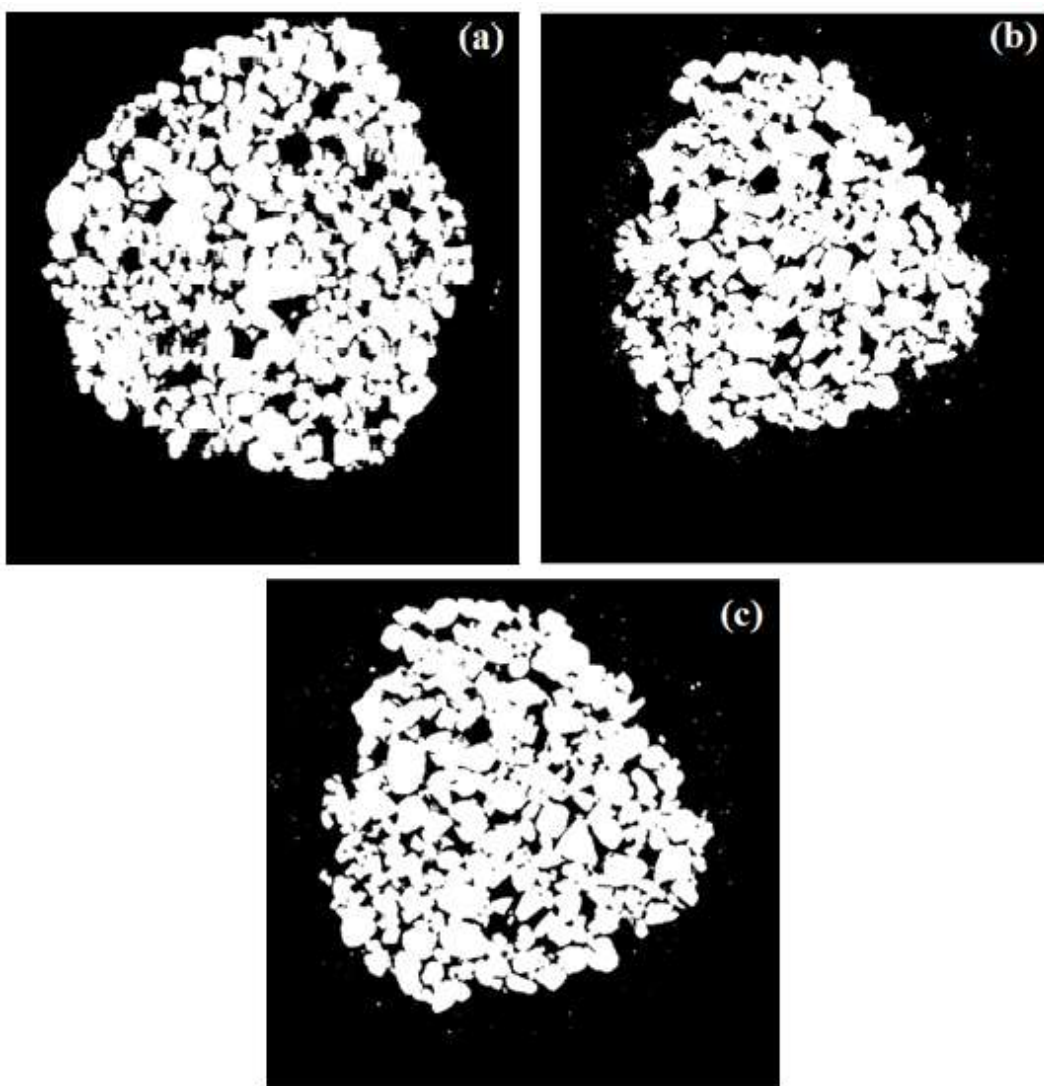


Figura 37 – Segmentação da fase sólida pelo método *mean* (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.

Em seguida as imagens segmentadas no Fiji foram abertas no Dragonfly (figura 37) para a continuação da etapa de processamento das imagens.

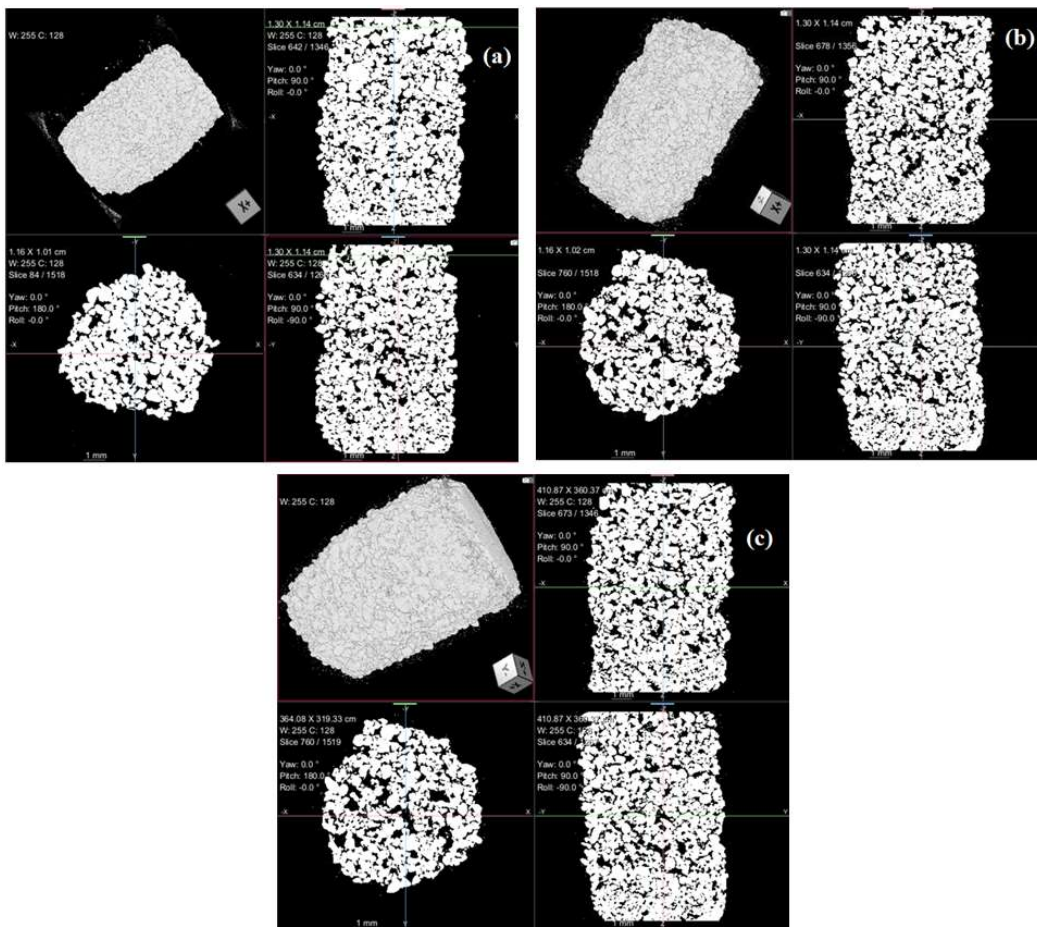


Figura 38 – Visualização das imagens segmentadas no Dragonfly (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.

Para quantificar o valor da porosidade é necessário segmentar apenas os poros do arenito para comparar com volume total da rocha. Para isso é necessário gerar uma ROI – *Region of Interest* no Dragonfly, que não reconhece automaticamente as imagens segmentadas pelo FIJI. Neste caso, basta selecionar todos os pixels com tonalidade diferente de zero (figura 38).

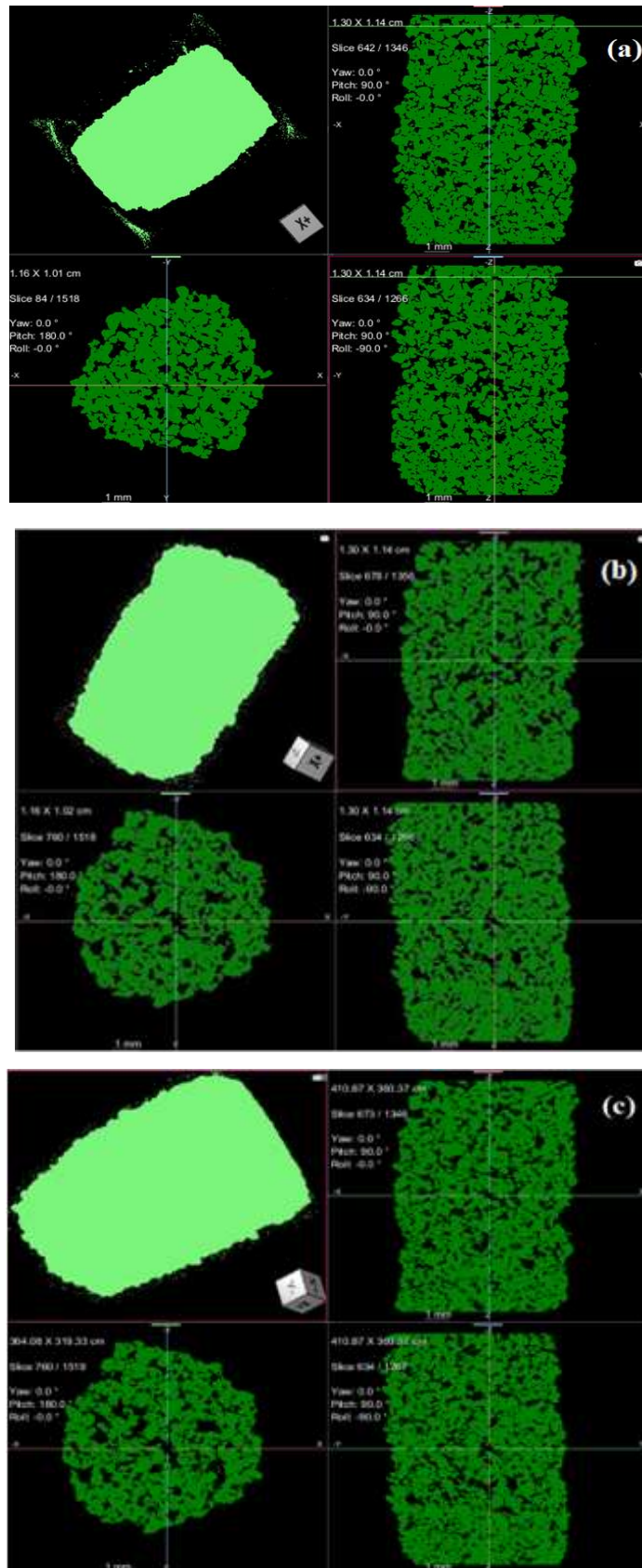


Figura 39 – Definição das ROI's no Dragonfly (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.

O segundo passo é preencher a região preta que equivale aos poros do arenito, para que se tenha em cor verde o volume de todo o sólido (figura 39).

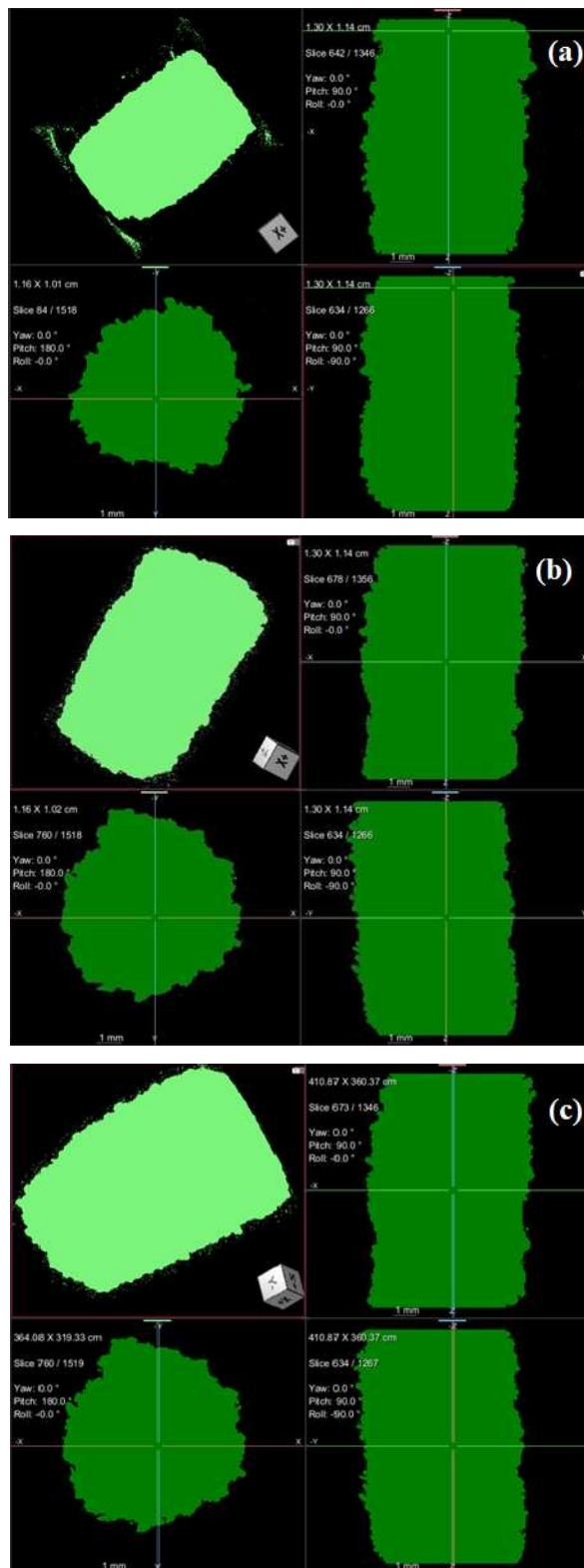


Figura 40 – Preenchimento de poros (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.

De posse do volume dos sólidos preenchidos do arenito e da segmentação dos sólidos é feita uma operação de subtração entre as condições mostradas na figura 39 pela figura 38. O resultado dessa subtração mostra apenas os poros do arenito (figura 40), que é a região de interesse necessária para o cálculo da porosidade.

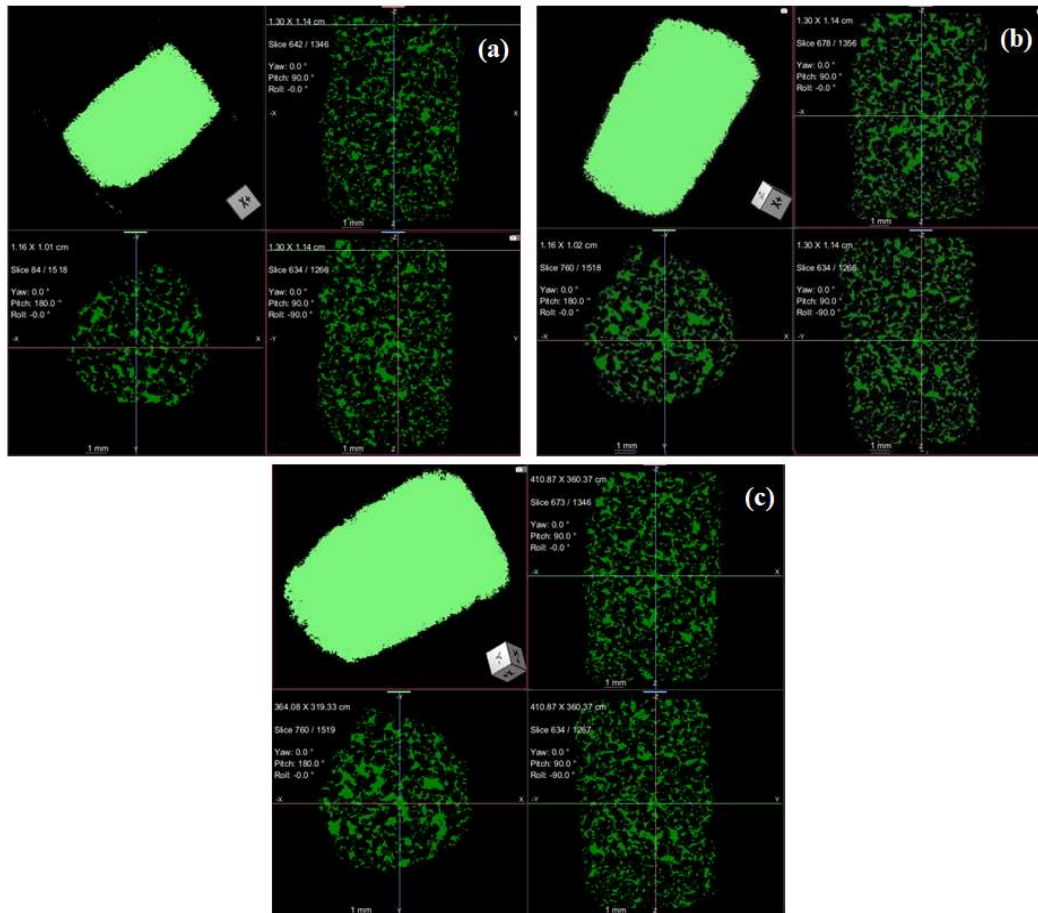


Figura 41 – Identificação dos poros por subtração (a) Arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com decompressão.

Os resultados dos valores de porosidade para as condições em estudo estão apresentados no próximo capítulo.

Com os valores de porosidades já calculados, o próximo passo proposto nesse estudo foi o de quantificar o volume de cada poro, bem como sua razão de aspecto. Para tal, foi utilizado um comando denominado *New Connectivity Multi-ROI Analysis* que mede e quantifica usando parâmetros de filtragem - como volume, área de superfície, ângulos Phi e Theta e os valores máximo, mínimo e médio de um objeto em um conjunto de dados que pode ser visualizado como uma tabela ou representado graficamente, como será mostrado no próximo capítulo. As seleções podem ser feitas na visualização Histograma ou Tabela [53].



Foi realizada também uma análise da área de cada camada do arenito nas três condições em estudo. Para isso foi necessário exportar a ROI do sólido preenchido no Dragonfly para o Fiji, visto que o Fiji consegue realizar esse cálculo com maior facilidade e rapidez. Porém antes da exportação ser feita, há uma problemática de o Dragonfly não reconhecer a ROI do sólido preenchido como uma imagem, e com isso a exportação do arquivo para tiff não pode ser realizada. Para resolver esse problema foi utilizado o comando *Overwrite*, que é uma opção para sobrescrever os valores de um conjunto de dados que correspondem aos voxels rotulados em uma região de interesse, em outras palavras, esse comando sobrescreve as imagens da figura 37 com a forma das imagens da figura 39 [54]. Com esse recurso a exportação pode ser realizada para o Fiji. A figura 41 mostra os sólidos preenchidos no Fiji.

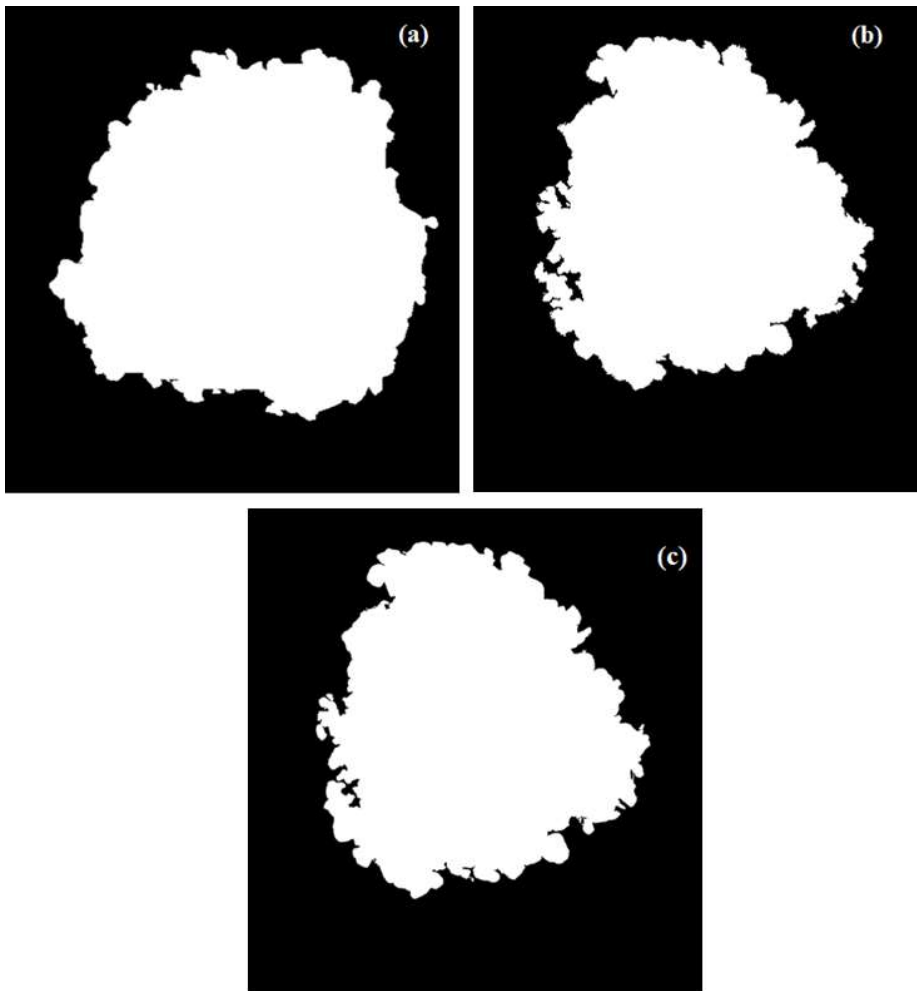


Figura 42 – Camadas preenchidas exportadas para o Fiji (a) Arenito sem pressão (b) arenito com pressão de 3300 PSI (c) arenito com descompressão.

As análises e resultados da etapa de pós processamento e extração de atributos são mostradas no capítulo 4.

## 4 Resultados e Discussão

Este capítulo descreve os resultados obtidos durante o projeto, nas três condições estudadas. Como grande parte dos resultados envolve o desenvolvimento da metodologia, muitos procedimentos experimentais do processamento e análise de imagens encontram-se descritos neste capítulo.

### 4.1 Cálculo da porosidade

O cálculo da porosidade, dado pela equação 2.1, é feito de maneira automática pelo *software* Dragonfly, comparando o volume preenchido do sólido com os poros obtidos como mostra a figura 42.



Figura 43 – Cálculo de porosidade no Dragonfly (a) Arenito sem pressão; (b) Arenito com pressão de 3300 PSI; (c) Arenito com descompressão.

Desse modo foram obtidos valores de porosidades de 23,16% para o arenito sem pressão, 21,48% para o arenito com pressão de 3300 PSI e 21,56% para o arenito descomprimido. Nota-se também pela figura 42 que os volumes dos sólidos

das três condições são praticamente iguais, o que indica que a comparação entre as três condições é coerente.

Apesar dos valores de porosidade do arenito com pressão e do arenito descomprimido não apresentarem praticamente nenhuma variação entre eles, nota-se que o resultado foi condizente com o esperado, já que a rocha sem pressão possui uma maior porosidade dentre as três análises, e após a aplicação de pressão houve uma compressão e conseqüentemente deformação da rocha, ocasionando uma perda de porosidade. Após a descompressão aparentemente não houve recuperação elástica do material.

## 4.2 Cálculo da variação relativa de área das camadas do arenito

Para o cálculo da variação relativa de área, que é a variação relativa entre as áreas de cada camada do arenito, comparando as camadas da amostra comprimida e descomprimida com as camadas da amostra sem pressão, foi utilizado o comando denominado *analyze particles* (figura 43) do Fiji. Este comando conta e mede objetos em imagens binárias ou segmentadas, ou de cada camada de uma imagem 3D, e mostra como resultado a tabela da figura 44 [55].

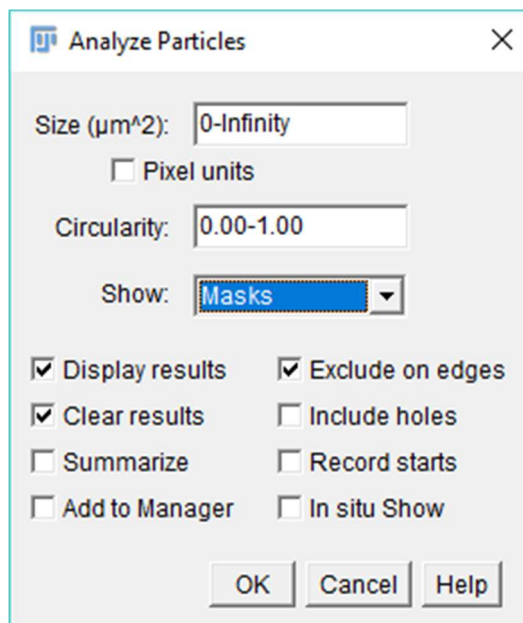


Figura 44 - Ferramenta *Analyze Particles*.

	Area	Circ.	Feret	FeretX	FeretY	FeretAngle	MinFeret	AR	Round	Solidity
1492	28.397	0.285	6.933	0.581	4.564	5.446	5.841	1.137	0.879	0.906
1493	28.299	0.269	6.888	0.588	4.571	5.131	5.844	1.136	0.881	0.905
1494	28.212	0.260	6.871	0.588	4.543	4.909	5.840	1.134	0.882	0.904
1495	28.090	0.238	6.865	0.588	4.543	4.972	5.843	1.131	0.884	0.902
1496	27.968	0.255	6.853	0.595	4.571	5.216	5.836	1.133	0.883	0.900
1497	27.857	0.259	6.831	0.595	4.564	5.115	5.815	1.133	0.883	0.900
1498	27.759	0.243	6.816	0.602	4.557	5.008	5.796	1.133	0.883	0.899
1499	27.592	0.217	6.754	0.616	4.522	172.676	5.774	1.137	0.880	0.900
1500	27.437	0.216	6.752	0.616	4.536	172.794	5.747	1.133	0.882	0.901
1501	27.333	0.222	6.753	0.616	4.543	174.945	5.741	1.134	0.882	0.900
1502	27.274	0.215	6.742	0.623	4.515	172.543	5.784	1.133	0.882	0.899
1503	27.053	0.222	6.723	0.623	4.522	169.380	5.774	1.135	0.881	0.896
1504	26.926	0.215	6.697	0.644	4.515	168.972	5.770	1.137	0.879	0.894
1505	26.805	0.215	6.672	0.658	4.508	168.501	5.763	1.139	0.878	0.894
1506	26.587	0.199	6.661	0.672	4.487	168.359	5.715	1.139	0.878	0.890
1507	26.445	0.202	6.644	0.679	4.508	168.453	5.710	1.140	0.877	0.888
1508	26.300	0.223	6.630	0.693	4.494	168.180	5.701	1.146	0.872	0.886
1509	26.106	0.203	6.617	0.700	4.508	168.096	5.683	1.143	0.875	0.883
1510	25.983	0.185	6.602	0.714	4.508	167.570	5.662	1.146	0.873	0.882
1511	25.886	0.181	6.584	0.728	4.529	167.722	5.648	1.147	0.872	0.882
1512	25.634	0.178	6.569	0.742	4.536	168.008	5.624	1.144	0.874	0.880
1513	25.439	0.166	6.557	0.756	4.536	167.922	5.606	1.145	0.873	0.876
1514	25.247	0.164	6.542	0.770	4.557	167.957	5.604	1.146	0.872	0.872
1515	25.112	0.168	6.518	0.791	4.550	167.785	5.601	1.148	0.871	0.870
1516	24.930	0.157	6.487	0.798	4.571	167.853	5.594	1.148	0.871	0.867
1517	24.759	0.153	6.466	0.910	5.453	12.441	5.589	1.147	0.872	0.865
1518	24.598	0.156	6.459	0.917	5.460	12.455	5.446	1.149	0.870	0.882

Figura 45 - Tabela de resultados do comando *Analyze Particles*.

A figura 44 mostra que diversas propriedades podem ser medidas, porém nesse estudo foi avaliada apenas a variação relativa de área entre as camadas da amostra comprimida e descomprimida versus as camadas da amostra original. Os resultados para as três condições foram exportados para o programa Excel, onde foi calculada a variação relativa por meio das equações 4.1 e 4.2.

$$\Delta_{\text{Compr}}(\%) = \frac{\text{Área}_{\text{arenito com pressão}} - \text{Área}_{\text{arenito sem pressão}}}{\text{Área}_{\text{arenito sem pressão}}} \times 100 \quad (4.1)$$

$$\Delta_{\text{Decompr}}(\%) = \frac{\text{Área}_{\text{arenito descompressão}} - \text{Área}_{\text{arenito sem pressão}}}{\text{Área}_{\text{arenito sem pressão}}} \times 100 \quad (4.2)$$

A figura 45 mostra as variações, camada a camada, de forma gráfica.

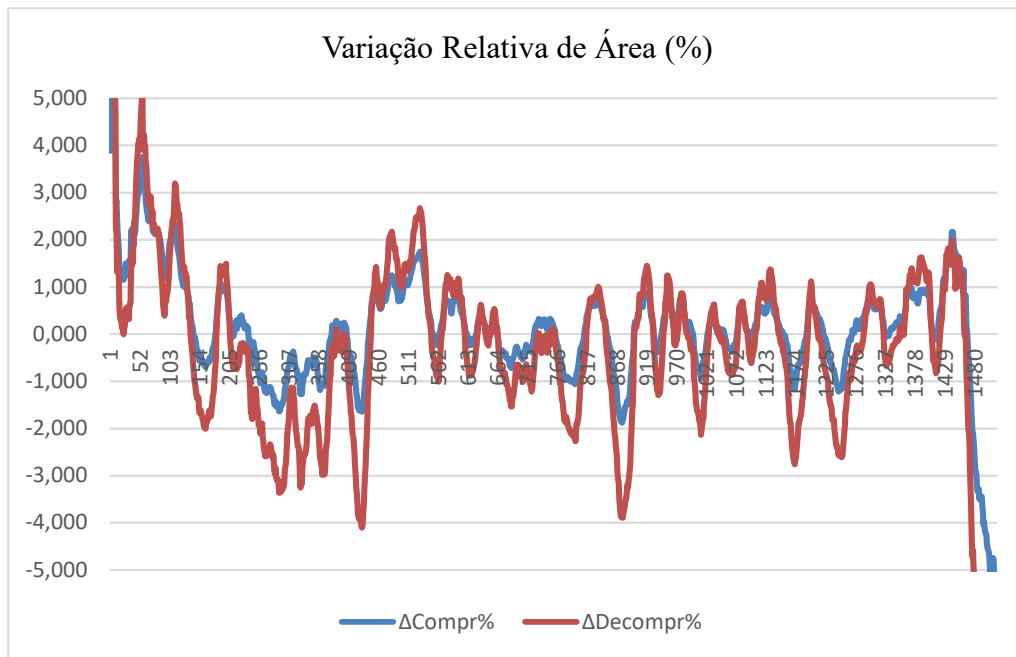


Figura 46 – Variação relativa de área entre as amostras com pressão e descompressão em relação à amostra original.

Analisando a figura 45, a curva em azul mostra a variação percentual de área das camadas do arenito com pressão de 3300 PSI em relação ao arenito sem pressão, enquanto que a curva vermelha mostra a variação entre o arenito descomprimido e o arenito sem pressão. Pode-se notar que a realização da análise de variação relativa de área por camada é inconclusiva e não revela o comportamento global da amostra, já que o gráfico não assume o comportamento coerente da curva esperado e não demonstra o efeito de maneira correta da aplicação da pressão e da condição de descompressão do arenito pelo fato de a amostra ser muito heterogênea.

### 4.3 Cálculo do volume e esfericidade do arenito

Voltando ao Dragonfly e utilizando o comando *New Connectivity Multi-ROI*, foram gerados gráficos (figuras 46 e 47) contendo o volume e esfericidade de cada poro do arenito nas três condições.

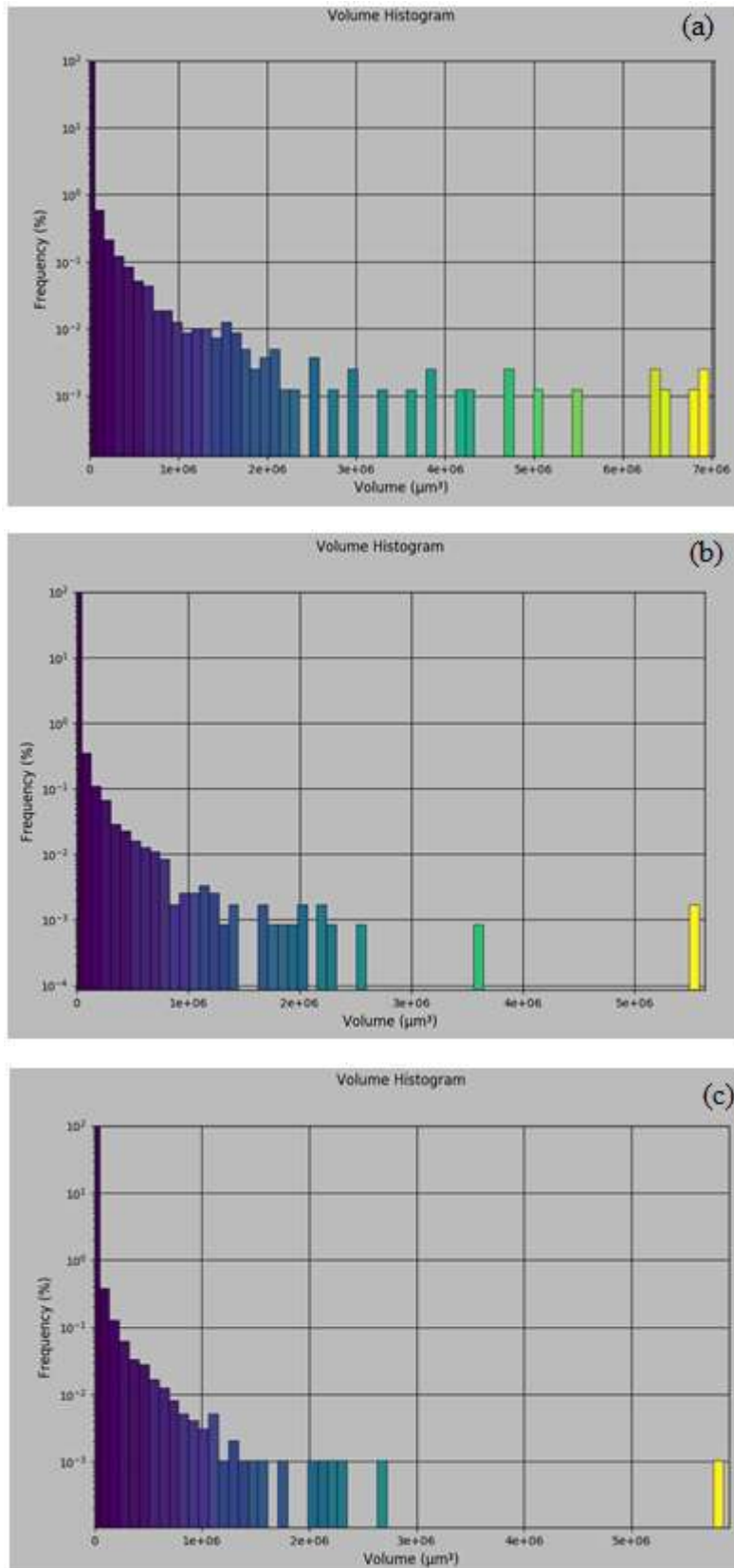


Figura 47 – Distribuição de volumes dos poros (a) Arenito sem pressão; (b) Arenito com pressão de 3300 PSI; (c) Arenito com decompressão.

Para a geração dos gráficos da figura 46, foi necessário desconsiderar o maior valor de poro para os três casos, visto que existe no arenito um poro muito interconectado com volume tão grande que esconde os poros menores, comprometendo assim a análise dos gráficos. Nota-se que, após a compressão, a distribuição de volumes dos poros ficou mais estreita, caindo de um valor máximo de  $\approx 7 \times 10^6 \mu\text{m}^3$ , para  $\approx 5,5 \times 10^6 \mu\text{m}^3$ . Além disso, houve uma redução na quantidade de poros maiores, levando a uma maior concentração de poros de menor volume. Após a descompressão não se nota muita diferença com relação à amostra comprimida, ainda que os maiores poros tenham volume um pouco maior. Em todos os casos, a enorme maioria dos poros (quase 100%) tem volume muito pequeno (pico nos gráficos para volume mínimo). Estes objetos muito pequenos podem ser poros reais, com volume próximo ao limite de resolução do tomógrafo, ou efeito de ruído residual.

A Figura 47 mostra a distribuição de esfericidade dos poros para as 3 condições estudadas. A esfericidade é definida a partir do volume (V) e da área da superfície (A) de um objeto como mostra a equação 4.3 [56].

$$\psi = \frac{\pi^{1/3}(6V)^{2/3}}{A} \quad (4.3)$$

Esta expressão assume valor igual a 1 para esferas perfeitas cujo volume é  $\frac{4}{3}\pi R^3$  e cuja área de superfície é  $4\pi R^2$ .

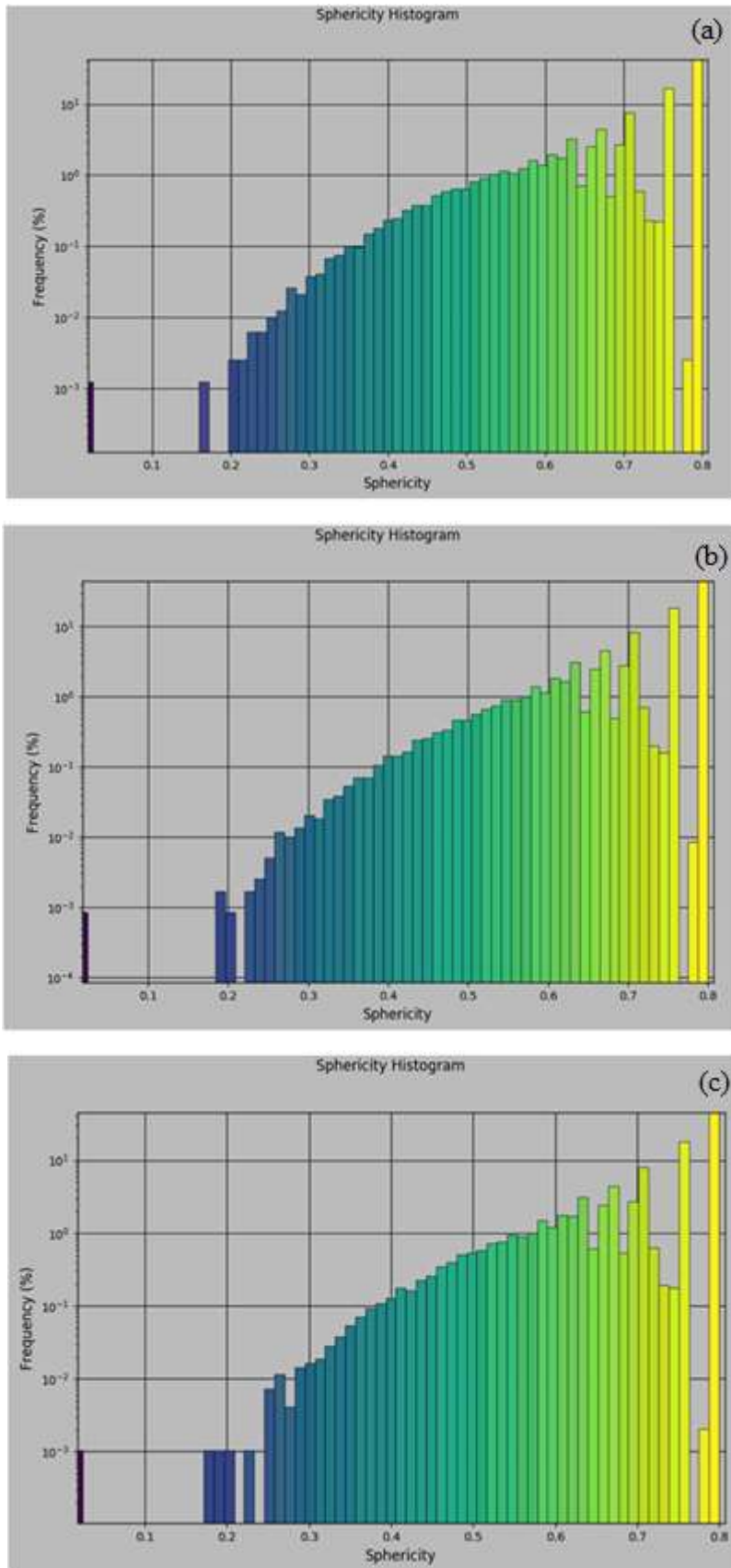


Figura 48 - Distribuição de esfericidade dos poros (a) Arenito sem pressão; (b) Arenito com pressão de 3300 PSI; (c) Arenito com descompressão.



A figura 47 mostra que a esfericidade dos poros do arenito assume uma ampla faixa de valores e distribuições similares nos três casos, demonstrando que não houve uma grande variação na forma dos poros após a aplicação da pressão. O pico para esfericidade 0 provavelmente é resultado de poros de apenas um voxel, para os quais o valor da área de superfície não é bem definido. O pico para esfericidade 0,8 deve ser resultado de poros pequenos, aproximadamente cúbicos (devido aos voxels cúbicos que os compõem) – é possível mostrar que a esfericidade para um cubo vale 0,8 [56].

A figura 48 exemplifica as diversas possibilidades de visualização da distribuição espacial da porosidade com uma escala de cores relacionadas às medidas de volume ou a qualquer outro parâmetro de tamanho ou forma disponível pelo *software* Dragonfly, demonstrando com isso na região de cor amarela um poro extremamente interconectado ao longo de todo arenito, e em roxo, pequenos poros que se distribuem de maneira uniforme pela rocha.

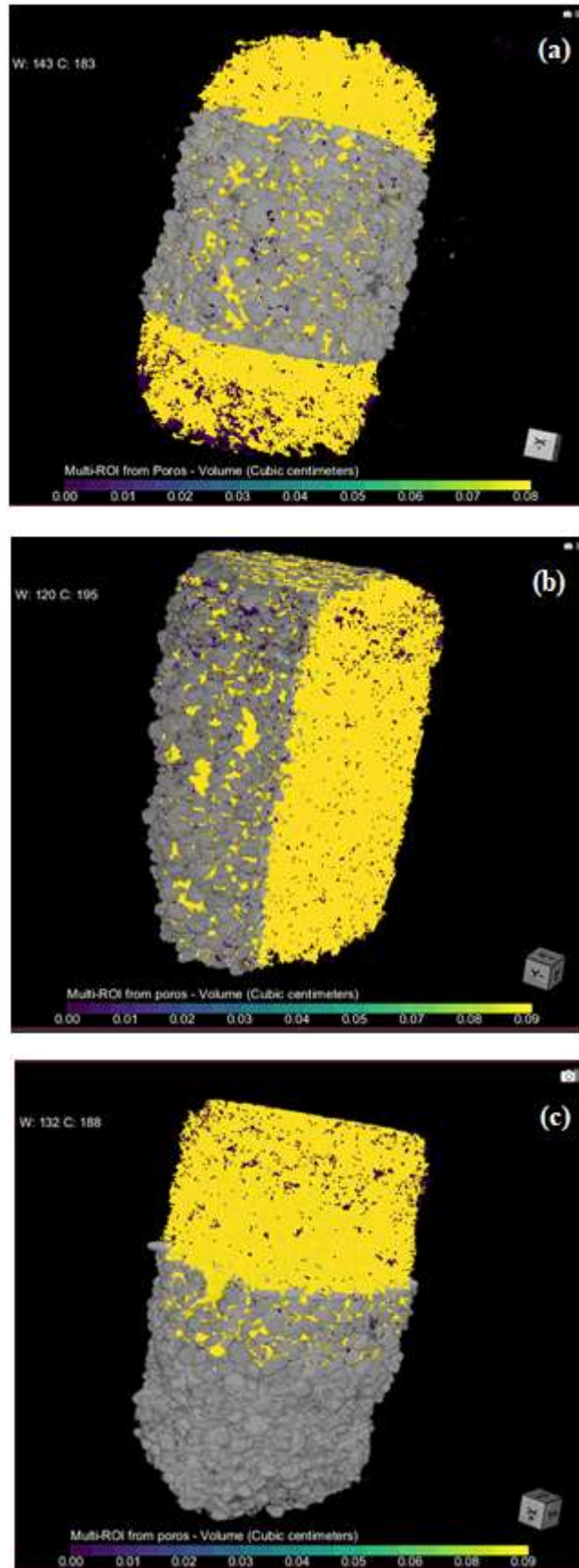


Figura 49 - Visualização da distribuição espacial da porosidade relacionadas às medidas de volume para (a) arenito sem pressão; (b) arenito com pressão de 3300 PSI; (c) arenito com descompressão.

## 5 Conclusões e trabalhos futuros

Diante do exposto, este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de apresentar uma metodologia para o estudo da influência de variação de tensões na porosidade de rochas do tipo arenito com o intuito de prever o comportamento de produção de reservatórios de hidrocarboneto. Para isso, desenvolveu-se um procedimento que utilizou uma célula hidrostática feita com material de Torlon, que suportou altas pressões da ordem de até 4000 PSI, comportando um corpo de prova sujeito a carregamentos de tensões hidrostáticas, de modo a permitir que fossem aplicadas essas tensões distribuídas uniformemente ao longo de todo o corpo de prova. Com o auxílio dessa célula e em conjunto com técnicas de microtomografia computadorizada (MicroCT), foram estudados os efeitos da variação das tensões impostas à rocha na sua estrutura porosa.

A técnica de microCT foi escolhida por ser uma técnica de laboratório rápida e que não exige preparação de amostra. O processo de aquisição, reconstrução e segmentação foram fundamentais para a caracterização da rocha levando em consideração a heterogeneidade da mesma para quantificação dos dados. Os resultados obtidos por MicroCT, para essa amostra, permitiram a análise tridimensional da distribuição e conectividade dos poros sem causar danos na amostra, conservando as características naturais dos poros.

A aplicação de tensões hidrostáticas, possibilitadas pela câmara tomográfica, com as condições de pressão atmosférica, com pressão de 3300 PSI e com descompressão retornando a pressão atmosférica, foram fundamentais para demonstrar que a porosidade do arenito é afetada, fazendo com que o mesmo sofra uma deformação plástica com a aplicação da tensão, causando uma redução da porosidade. Apesar de haver uma tentativa de recuperação elástica do material após a descompressão, a mesma não foi significativa, visto que a plasticidade causada pelas tensões reduziu a quantidade de poros maiores, o que levou a uma maior concentração de poros de menor volume, fazendo que praticamente todos os poros tivessem um volume muito pequeno, ainda que os maiores poros tenham volume um pouco maior. Essa redução de poros e o fenômeno de plasticidade foram

observadas graças ao auxílio dos *softwares* apresentados no estudo e de posse de técnicas de processamento digital de imagens que quantificaram os fenômenos ocorridos no arenito.

Os resultados obtidos neste trabalho podem ser aprimorados com pesquisas de desenvolvimento para determinação por quantificação, não apenas da porosidade, mas também das diferentes fases mineralógicas incorporando modelos que extraiam a conectividade tridimensional e a permeabilidade da rocha, de modo a aplicar simulações de recuperação de óleo de reservatórios.

Com relação às caracterizações de porosidade do arenito Sergi, pode-se incluir como trabalhos futuros uma análise de trincas causadas pelo aumento da pressão, de modo a possibilitar uma separação entre objetos (poros) com diferentes tamanhos e formas.

Outra sugestão é utilizar a função *Active Contour* do *Dragonfly* para analisar porosidade aberta e fechada do arenito, além de utilizar lentes de aumento do microtomógrafo de modo a possibilitar uma melhor resolução das imagens com o intuito de analisar se há uma diferença de valores de porosidade com um aumento da resolução.

## 6 Referências bibliográficas

- [1] ROSA, A. J.; Renato de Souza Carvalho; José Augusto Daniel Xavier. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. v. 1. 808p.
- [2] THOMAS, Jose Eduardo; TRIGGIA, Attilio Alberto; CORREIA, Carlos Alberto; *et al.* **Fundamentos de Engenharia do Petróleo**. [s.l.: s.n.], 2001.
- [3] DUTRA, L.E.D.; **Política Petrolífera Brasileira, apresentação para a Assembléia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, setembro de 2008.
- [4] ARAGÃO, Amanda Pereira; MACHADO, Giovani; SCHAEFFER, Roberto. Estimativa Da Contribuição Do Setor Petróleo Ao Pib Brasileiro: 1955 a 2004. *In: Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás*. [s.l.: s.n.], 2005, p. 2–7.
- [5] LUCCHESI, Rodrigo Dambros. **Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo**. Dissertação (mestrado) – UFRJ / COPPE / Programa de Planejamento Energético, Rio de Janeiro: UFRJ, COPPE, 2011.
- [6] CIVAN, Faruk. Formation Damage Mechanisms and Their Phenomenological Modeling—An Overview. **Proceedings of European Formation Damage Conference, 30 May-1 June 2007, Scheveningen, The Netherlands, 2007**. Disponível em:  
<<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-107857-MS&soc=SPE>>.
- [7] SOARES, A. C.; **Um estudo da Influência do Estado de Tensões na Permeabilidade de Rochas Produtoras de Petróleo**. Tese (Doutorado em Geologia) - UFRJ, Rio de Janeiro, 2007.
- [8] MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A.S.L.; ZALÁN, P. V.; *et al.* Petróleo na margem continental Brasileira: Geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 18, n. 3, p. 351–396, 2000.
- [9] LIMA, Cícero de Souza. **Pirólise da borra oleosa de petróleo utilizando nanomateriais**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio Grande do

Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Natal-RN, 2014.

[10] ZHAO, Jingzhou; CAO, Qing; BAI, Yubin; *et al.* Petroleum Accumulation: from Continuous to Discontinuous. **Acta Geologica Sinica - English Edition**, v. 89, n. s1, p. 303–306, 2015. Disponível em: <[http://doi.wiley.com/10.1111/1755-6724.12305\\_2](http://doi.wiley.com/10.1111/1755-6724.12305_2)>.

[11] Ferreira Filho, Virgílio José Martins. **Gestão de Operações e Logística na Produção de Petróleo: fundamentos, metodologia e modelos quantitativos**. Rio de Janeiro, Elsevier Brasil, 2017, 520p.

[12] KRONBAUER, Denise Prado. **Determinação de propriedades petrofísicas de rochas reservatórios usando modelos de redes de poros**. Tese (doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia dos Materiais, Florianópolis, SC, 2014.

[13] ABREU, Leandro de Oliveira. **Petróleo: caracterização, identificação, situação atual e perspectivas**. Monografia – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Instituto de Agronomia, Departamento de Geociências, Rio de Janeiro, 2007.

[14] QUEIROZ, Gertrudes Oliveira – **Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado**. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Natal-RN, 2006.

[15] ROCHA, Haline. **Estudo geológico do potencial de exploração e produção de gás natural não convencional na bacia do Paraná: avaliação da viabilidade no abastecimento da usina termoeletrica de Uruguaiana (RS)**. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016.

[16] GOMES, L. G. **Estimativa dos perfis de permeabilidade e de porosidade utilizando rede neural artificial**. Dissertação (Mestre em Ciências na área de Geofísica). Universidade Federal do Pará, Pará, 2002.

[17] MONICARD, RP. **Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis**. Edition Technip, Paris, 1980, 168p.

[19] SANSONE, Eduardo César. **POROSIDADE DAS ROCHAS**. PMI 1673 - Mecânica de Fluidos Aplicada a Reservatórios, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo,

Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo, São Paulo-SP, 2014.

[20] GRANTON, L. C. & FRASES, H.J.; Systematic packing of spheres with particular relation to porosity and permeability. *Journal of Geology*, 43: 785-909, 1935.

[21] GIANNINI, Paulo César Fonseca; RICCOMINI, Claudio; TEIXEIRA, Wilson; et al. **Sedimentos e processos sedimentares**. In: Decifrando a terra [S.l: s.n.], 2000.

[22] SUGUIO, K.; **Geologia sedimentar**. Ed. Edgard Blücher Ltda, São Paulo, SP, 2003, 400p.

[23] COSTA, Ilídio André. **Viva a Terra! 7**: caderno de atividades: fichas de apoio: ciências naturais, 7º ano, Porto: Porto Editora, 2016, 48p.

[24] PAULINO, Luísa Cimatti. **Estudo de sistemas microemulsionados utilizando água do mar na recuperação avançada de petróleo**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Rio Grande do Norte, Centro Tecnológico. Departamento de Engenharia Química. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Natal-RN, 2007.

[25] OLIVEIRA, Milena Ferreira de Siqueira. **Avaliação de meios geológicos porosos por técnicas atômicas e nucleares**. Tese (doutorado) – UFRJ/COPPE/ Programa de Engenharia Nuclear, Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

[26] SCHON, J.H.; Physical properties of rocks: Fundamentals and Principles of petrophysics, *Handbook of Geophysical Exploration, Seismic Exploration*, Elsevier, 2004.

[27] LI, Junjian; GAO, Yajun. Pore-Scale Imaging of the Oil Cluster Dynamic during Drainage and Imbibition Using In Situ X-Ray Microtomography. v. 2018, 2018.

[28] ANDRÄ, H. et al. Digital rock physics benchmarks-Part I: Imaging and segmentation. **Computers and Geosciences**, v. 50, p. 25–32, 2013.

[29] LIN, Q. et al. Optimization of image quality and acquisition time for lab-based X-ray microtomography using an iterative reconstruction algorithm. **Advances in Water Resources**, v. 115, p. 112–124, 2018.

[30] BERLAND, L. L. **Practical CT: technology and techniques**. [s.l.] Raven Press, 1987.

[31] EISBERG, R.; RESNICK, R. **Física Quântica**. 3 ed. New York, John Wiley & Sons Inc., 1994.

- [32] TAUAHATA, LUIZ; SALATI, IVAN; PRINZIO, Renato Di; Prin; ZIO, Antonieta R. Di. **Radioproteção E Dosimetria: Fundamentos**. [s.l.: s.n.], 2013.
- [33] TEIXEIRA, Cilãine Verônica; MASSONI, Neusa Teresinha; VARGAS, Ghisiane Spinelli. Raios X: um tema instigante para a introdução da Física Moderna e Contemporânea na sala de aula do Ensino Básico. **Experiências em Ensino de Ciências**, v. 12, n. 2, p. 80–93, 2017.
- [34] **Hipermidia - Efeito Fotoelétrico**. Disponível em: <<http://rle.dainf.ct.utfpr.edu.br/hipermidia/index.php/radiologia-convencional/principios-fisicosrx/interacao-da-radiacao-ionizante-com-a-materia/efeito-fotoeletrico>>. Acesso em: 27 maio 2018.
- [35] AUGUSTO, Karen Soares. **Microtomografia Computadorizada de Raios X Aplicada à Caracterização de Porosidade em Pelotas de Minério de Ferro**. Tese (doutorado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Química e de Materiais, 2016.
- [36] MARQUES, Leonardo Carmezini. **Estudo da porosidade de arenitos sintéticos por técnicas nucleares não destrutivas**. Dissertação (Mestrado em Física) - Universidade Estadual de Londrina, 2008.
- [37] CUNHA, A R; MOREIRA, A C; KRONBAUER, D P; *et al.* Determinação de propriedades petrofísicas de rochas via simulação. Um caminho interdisciplinar. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 34, n. n. 4, p. 4315, 2012.
- [38] CARL Zeiss X-Ray Microscopy. **Resolution of a 3D X-ray Microscope – Defining Meaningful Resolution Parameters**. Disponível em: <[http://info.xradia.com/rs/270-LXH-014/images/TechNote\\_Resolution.pdf](http://info.xradia.com/rs/270-LXH-014/images/TechNote_Resolution.pdf)>. Acesso em: 20 mar. 2016.
- [39] LIN, C. L.; MILLER, J. D.; HSIEH, C. H. Particle damage during HPGR breakage as described by specific surface area distribution of cracks in the crushed products. In: XXVI INTERNATIONAL MINERAL PROCESSING CONGRESS (IMPC), 2012. New Delhi. Proceedings. New Delhi: 2012. p. 3397-3410.
- [40] ULIANA, et al. **Microtomografia de alta resolução no setor mineral**. HOLOS, Ano 30, v. 3, p. 11-19, 2014.
- [41] NÓBREGA, Da Almir Inácio. **Manual de Tomografia Computadorizada**. Série Tecnologia em Radiologia Médica, 1 ed. São Paulo, Edição Revista, 2007.



- [42] PINHEIRO, C.J.G. **Desenvolvimento de um algoritmo para quantificação de microestruturas em tomografias 3D de objetos complexos obtidas com radiação síncrotron**. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.
- [43] GOMES, O. F. M. **Processamento e análise de imagens aplicados à caracterização automática de materiais**. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.
- [44] GONZALEZ, R. C.; WOODS, R. E. **Digital Image Processing**. Prentice-Hall, Upper Saddle River (NJ, USA), 3rd edition, 2008.
- [45] PACIORNIK, S. **Notas de Aula**. Disciplina de Microscopia Quantitativa. Departamento de Engenharia dos Materiais – PUC-Rio. 2010. Disponível em <[www.deqm.puc-rio.br/cursos/micquant](http://www.deqm.puc-rio.br/cursos/micquant)>. Acesso em: 02 jun. 2018.
- [46] SAENGER, Erik H.; LEBEDEV, Maxim; URIBE, David; *et al.* Analysis of high-resolution X-ray computed tomography images of Bentheim sandstone under elevated confining pressures. **Geophysical Prospecting**, v. 64, n. 4, p. 848–859, 2016.
- [47] YANG, Yongfei; ZHANG, Wenjie; GAO, Ying; *et al.* Influence of stress sensitivity on microscopic pore structure and fluid flow in porous media. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 36, p. 20–31, 2016.
- [48] SCHINDLER, Mandy; PRASAD, Manika. Micro X-ray CT imaging of sediments under confining pressure. *In*: **SEG Technical Program Expanded Abstracts 2016**. [s.l.: s.n.], 2016, p. 3216–3220.
- [49] Torres Ribeiro, M., Borghi, L. Estudo da arquitetura deposicional da formação sergi (bacia do recôncavo) como subsídio para a análise de heterogeneidades de reservatório. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS, 2., 2003, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: 6 p.
- [50] Nogueira, Melissa Cristina D. **Estudo das relações entre tensão, deformação e permeabilidade e sua dependência das características geológicas de rochas reservatório**. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Geologia, Rio de Janeiro, 2007.
- [51] DARBON, Jérôme; CUNHA, Alexandre; CHAN, Tony F.; *et al.* Fast nonlocal filtering applied to electron cryomicroscopy. *In*: **2008 5th IEEE International**

**Symposium on Biomedical Imaging: From Nano to Macro, Proceedings, ISBI.** [s.l.: s.n.], 2008, p. 1331–1334.

[52] GLASBEY, C. A. An Analysis of Histogram-Based Thresholding Algorithms. **Graphical Models and Image Processing**, v. 55, n. 6, p. 532–537, 1993.

[53] **Analyzing Multi-ROIs**. Disponível em:  
<[http://theobjects.com/dragonfly/dfhelp/30/Content/11\\_Quantification/AnalyzingMulti-ROIs.htm](http://theobjects.com/dragonfly/dfhelp/30/Content/11_Quantification/AnalyzingMulti-ROIs.htm)>. Acesso em: 11 ago. 2018.

[54] **Analyzing Multi-ROIs**. Disponível em:  
<[https://theobjects.com/dragonfly/dfhelp/30/Content/09\\_Segmentation/Overwriting%20Data.htm](https://theobjects.com/dragonfly/dfhelp/30/Content/09_Segmentation/Overwriting%20Data.htm)>. Acesso em: 11 ago. 2018.

[55] **Analyze Particles**. Disponível em:  
<<https://imagej.nih.gov/ij/docs/guide/146-30.html>>. Acesso em: 12 ago. 2018.

[56] WADELL, Hakon. Volume, Shape, and Roundness of Quartz Particles. **The Journal of Geology**, v. 43, n. 3, p. 250–280, 1935. Disponível em:  
<<https://www.journals.uchicago.edu/doi/10.1086/624298>>. Acesso em: 15 ago. 2018.