UFF-UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

JULIANA DA MOTA COELHO

ROCHAS DIGITAIS COMO FERRAMENTA PARA A CARACTERIZAÇÃO DE POROSIDADES EM CARBONÁTOS

Rio de Janeiro-RJ

JULIANA DA MOTA COELHO

ROCHAS DIGITAIS COMO FERRAMENTA PARA A CARACTERIZAÇÃO DE POROSIDADES EM CARBONÁTOS

Monografia apresentada ao curso de graduação em Geofísica, da Universidade Federal Fluminense/LAGEMAR, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Leandro Di Bartolo

Co-orientadores: Leonardo Verbicaro Perdomo

Rio de Janeiro-RJ

Dezembro de 2016

ROCHAS DIGITAIS COMO FERRAMENTA PARA A CARACTERIZAÇÃO DE POROSIDADES EM CARBONÁTOS

JULIANA DA MOTA COELHO

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE/LAGEMAR COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL EM GEOFÍSICA.

Examinada por:	
	Prof. Leandro Di Bartolo, D.Sc.
	Prof. Rogério, de Araújo Santos, D.Sc.
	Leonardo Verbicaro Perdomo, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ BRASIL

DEZEMBRO DE 2016

COELHO, JULIANA DA MOTA

Rochas digitais como ferramenta para a caracterização de porosidades em carbonátos /Juliana da Mota Coelho. – Rio de Janeiro: UFF/LAGEMAR, 2016.

Orientador: Leandro Di Bartolo

Co-orientador: Leonardo Verbicaro Perdomo

Monografia— UFF/LAGEMAR/Programa de graduação em Geofísica, 2016.

Referências Bibliográficas: p.Erro! Indicador não definido.

1. Microtomografia de Raio X 2. Porosidade 3.Rochas carbonáticas. I. Di Bartolo, Leandro *et al.* II. Universidade Federal Fluminense/UFF, Programa de graduação em Geofísica. III. Rochas digitais como ferramenta para a caracterização de porosidades em carbonatos.

"Alla sapienza non si può nuocere; il tempo non la cancella; nessuna cosa la può sminuire."

Lucio Anneo Seneca

Agradecimentos

Meu agradecimento principal a minha mãe que durante toda aminha vida não mediu esforço a fim de proporcionar uma educação de qualidade, que mesmo em momentos de rebeldia manteve a serenidade para me conduzir no melhor caminho, me mostrando que a família é a base de tudo. Aos meus familiares pela torcida e apoio, em especial a minha irmã e irmão.

Agradeço ao meu orientador Leandro Di Bartolo pelos anos de apoio em diversos projetos e por ter aceitado me orientar. Você fez parte da minha formação acadêmica de forma imprescindível, que mesmo com a troca de instituição, troca de tema e meu período de intercâmbio sempre esteve presente na minha formação.

À empresa Concremat pelos meses de aprendizagem e de convivência. Graças à mesma pude ter conhecimento da técnica apresentada nesse trabalho. Agradeço à minha eterna equipe da gerencia de inovação e novos negócios, Jaqueline Saad e Leonardo Verbicaro pela oportunidade de estágio e confiança. Ao Leonardo agradeço pelo tempo desprendido nos treinamentos mesmo em meio a rotina atribulada de trabalho, pela paciência aos meus repetidos erros, você foi um professor fora da universidade. À Jaque pelas conversas, dicas de filmes e por um exemplo de profissional e mulher.

Ao professor Rogério a ter me encorajado a trocar o meu tema de trabalho em um momento que parecia loucura. O seu olhar sobre o mercado me ajudou nos próximos passos da minha vida profissional.

Aos meus amigos pela atenção e compreensão nos anos de universidade, que foram muitos. Ao governo brasileiro por ter me proporcionado estudar em uma universidade pública de qualidade, a ajuda financeira através de bolsas de pesquisa e a possibilidade de ter feito um intercâmbio acadêmico em uma das melhores universidades da Itália.

vi

Resumo da Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Geofísica da

Universidade Federal Fluminense/UFF como parte dos requisitos necessários para a

obtenção do grau de Bacharel em Geofísica

ROCHAS DIGITAIS COMO FERRAMENTA PARA A CARACTERIZAÇÃO DE

POROSIDADES EM CARBONATOS

JULIANA DA MOTA COELHO

Dezembro/2016

Orientador: Leandro Di Bartolo

Coorientador: Leonardo Verbicaro Perdomo

A descoberta da camada pré-sal no Brasil gerou diversas pesquisas a fim de

caracterização das rochas reservatórios carbonáticas, as quais equivalem a mais de 60

% das reservas de óleo e gás conhecidas no mundo. Atualmente diversas técnicas

laboratoriais são utilizadas a fim de caracterizar e quantificar os sistemas porosos destes

reservatórios, no entanto, tais experimentos na sua grande maioria demandam de um

elevado tempo para aquisição dos resultados e tais técnicas costumam ser destrutivas.

Visando sanar tais problemas do estado da técnica, o trabalho se baseia na utilização da

técnica de microtomografia para criar modelos digitais de rochas e através do

processamento de imagem se possa caracterizar o sistema poroso das rochas

carbonáticas análogas ao pré sal.O trabalho analisou a porosidade, o tamanho, forma,

conectividade dos poros, e a estrutura da amostra. Dessa forma, os resultados expuseram a técnica de microCT como uma ferramenta adequada para complementar técnicas

petrofísica clássicas e agregar informações na caracterização de rochas carbonáticas,

com a vantagem da abordagem não destrutiva e natureza tridimensional.

Abstract of Dissertation presented to Universidade Federal Fluminense as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Bachelor of Geophysics.

ROCKS DIGITAL AS A TOOL FOR POROSITY CHARACTERIZATION IN CARBONATES

JULIANA DA MOTA COELHO

December/2016

Advisor: Leandro Di Bartolo

Co-advisors:Leonardo Verbicaro Perdomo

The discovery of the pre-salt interval in Brazil has started several researches, in order to characterize the carbonate reservoir rocks, which correspond for over 60% of the oil and gas reserves known in the world. Nowadays, there are several laboratory techniques used to characterize and quantify the porous systems of those reservoirs, however most of these experiments demand a lot of time toobtain results and are usually destructive. Aiming to remedy such methodology problems, the current paper uses the microtomography technique to create digital models of rocks and through image processing can characterize the porous system of the rocks similar to the pre salt. This work analyzed the porosity, Size, shape, pore connectivity, and sample structure. Thus, the results revel that the microCT technique as an appropriate tool to complement conventional petrophysics techniques and provide additional information on the characterization of carbonate rocks, with the advantages of a non-destructive and three-dimensional approach.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Micro-CT – Microtomografia Digital Computadorizada de Raio-X

μ-CT – Microtomografo Digital de Computadorizado de Raio -X

CT- Computorized Tomography- Tomografia Computadorizada

2D- Duas Dimensões

3D - Três Dimensões

Ø-Porosidade

CAT- Computer Axial Tomography

Threshold – limite de seleção

ROI- Region of Interest (Área de interesse)

VOI- Region of Interest (Volume de interesse)

LMPT-Laboratório de meios porosos e propriedades termofísicas

UFSC-Universidade Federal de Santa Catarina

I- Intensidade transmitida

lo-Intensidade do feixe de elétron

E- Energia do fóton

μ(E)-coeficiente de absorção

ρ-Densidade

Z-Número atômico

A-Massa

R- Resolução

x-Tamanho do pixel

M-Fator de magnificação

a-Distância fonte-amostra

b-Distância amostra câmera

MEV- Microscópio eletrônico de varredura

N- Número de pixels

FIB-SEM-Microscópio eletrônico de digitalização com eixo de íon focado

P&D-Pesquisa e Desenvolvimento

CENPES- Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello

N_{branco}-Número de pixel branco

N_{preto}-Número de pixel preto

N_{total}-Número de pixel total

x-espessura da amostra

m-Número de equações

n- Número de incógnitas

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Exemplo de uma curva de permeabilidade relativa para um meio poroso saturado com água e óleo (3)
Figura 1.2.Visão geral do processo para aquisição de resultados através de testes laboratoriais e por meio do processamento de imagem3
Figura 2.1. Radiografia da mão da esposa do professor de física Doutor Wilhelm Conrod Röentgen (esquerda), foto do professor (a direita) (18)7
Figura 2.2. Síncrotron em funcionamento do Brasil (24)10
Figura 2.3. Tomografia computadorizada de um testemunho no Hospital Universitário de Ghent (26)
Figura 2.4.Comparação entre a microtomografia e outras técnicas de tomografia 3D (27)
Figura 2.5.Representação de transformação de pixel em voxel13
Figura 2.6.Esquema simplificado das etapas de geração das rochas digitais.14
Figura 3.1 Mapa de localização da lagoa Salgada (30)16
Figura 3.2.Plug de estromatólito utilizado no trabalho
Figura 3.3.Atributos necessários para o crescimento de estromatólitos (31)18
Figura 3.4. Mapa geológico de Roma, Itália central, mostrando a localização da cidade de Tivoli, e a bacia do Acque Albule, com o planalto do travertino de Tivoli. (32)
Figura 3.5.Esquema da formação do travertino de Tivoli na bacia do Acque Albule (32)20
Figura 3.6.Plug de travertino utilizado no trabalho20
Figura 4.1.Atenuação de um feixe de fótons por uma amostra21
Figura 4.2.Esquema de funcionamento do microtomógrafo de Raio-X (28)22
Figura 4.3.Projeções adquiridas pela microtomógrafo Skyscan 117322
Figura 4.4.Esquema de imagem reconstruída (64)24

Figura 4.5.Processo de convolução para retirar o efeito de absorção fora do ponto (37)
Figura 4.6.Efeito do beam hardening em uma amostra cilíndrica homogênea (10)26
Figura 4.7.Espectro de energia do Raio-X com e sem aplicação de filtros (39)27
Figura 4.8.Geração dos anéis (ring arfifacts) em amostra com alta densidade (superior)
Figura 4.9.Histograma de intensidade da imagem29
Figura 4.10.Partícula para cálculo de parâmetros de forma (80)33
Figura 5.1.SKYSCAN 1173 da empresa Concremat engenharia35
Figura 6.1. Visualização de cortes em três direções na amostra de estromatólito (Vermelho-Plano Z, Verde-Plano X, Azul-Plano Y)
Figura 6.2.(a) Corte no plano em Z (esquerda), (b) com marcação de algumas microfáceis na estrutura do plug de estromatolito
Figura 6.3.Corte no plano Z da imagem renderizada39
Figura 6.4.Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano Z39
Figura 6.5. Corte no plano X da imagem renderizada40
Figura 6.6. Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano X40
Figura 6.7. Corte no plano Y da imagem renderizada41
Figura 6.8. Perfil de intensidade de cinza no pixel no Y41
Figura 6.9.Identificação do fator de circularidade em estromatólitos43
Figura 6.10.Identificação de forma do poro pelo DataView44
Figura 6.11.Rocha digital de estromatólito em tons de cinza (1), com tabela de con
construída (2), e realce nas estruturas de fósseis, realce de poro criando por mesoesqueleto de bioclasto de gastrópode (3)
Figura 6.12. (A) Banco de conchas do microgastrópodo Heleobia Australis formado na porção marginal da lagoa Salgada (B) Fotografia em microscópio

estereoscópico dos traços de bioerosão (manchas de cor clara) em Heleobia australis (30)
Figura 6.13. Analise do tamanho do poro em corte do estromatolito47
Figura 6.14 Visualização de cortes em três direções na amostra de travertino (Vermelho-Plano Z, Verde-Plano X, Azul-Plano Y)
Figura 6.15. Visualização de cortes em três direções na amostra de travertino
Figura 6.16. Corte no plano Z da imagem renderizada50
Figura 6.17. Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano Z50
Figura 6.18. Corte no plano X da imagem renderizada51
Figura 6.19. Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano X51
Figura 6.20. Corte no plano Y da imagem renderizada52
Figura 6.21. Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano Y52
Figura 6.22. Análise da forma do poro em corte do travertino54
Figura 6.23. Analise do tamanho do poro em corte do travertino55
Figura 0.1.Sequência de eventos geológicos em uma bacia66
Figura 0.2.Representação de um modelo clássico de reservatório de hidrocarboneto (12).
Figura 0.3.Disposição do reservatório pré-sal na costa brasileira (47)69
Figura 0.4.Imagem representativa da exploração e produção de óleo e gás na camada pré sal (48)
Figura 0.1.Definição de porosidade (49)72
Figura 0.2.Classificação de porosidade em rochas carbornáticas (53)75
Figura 0.1. Seção original após a reconstrução visualizado no CTAN79
Figura 0.2. Seção da amostra de estromatólito com a demarcação da região de interesse
Figura 0.3. Comparação entre imagem com a demarcação de ROI e binarizada

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO	4
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2 FUNDAMENTOS TEÓRICO	7
2.1 HISTÓRICO	7
2.2 TIPOS DE TECNICAS	9
2.3 ESCALAS E RESOLUÇÃO	12
2.4 ETAPAS DE GERAÇÃO DAS ROCHAS DIGITAIS	14
3 AMOSTRAS	16
3.1 ESTROMATOLITO	16
3.2 TRAVERTINO	18
4 PROCESSAMENTO DA IMAGEM	21
4.1 AQUISIÇÃO DA IMAGEM	21
4.1.1 TEORIA DE AQUISIÇÃO	23
4.2 RECONSTRUÇÃO	24
4.3 PRÉ-PROCESSAMENTO	25
4.3.1 BEAM HARDENIG	25
4.3.2 RING ARTIFACT	27
4.3.3 EFEITO DO VOLUME PARCIAL	28
4.4 SEGMENTAÇÃO	29
4.5 RECONHECIMENTO DE PADRÃO E QUANTIFICAÇÃO	30
4.5.1 POROSIDADE	31
4.5.2 TAMANHO DO PORO	31
4.5.3 FORMA DO PORO	32
4 5 4 ESTRUTURA	33

	XV
4.5.5 CONECTIVIDADE DOS PORO	34
5 MATERIAIS E METODOS	35
5.1 EQUIPAMENTO UTILIZADO	35
5.2 SOFTWARE UTILIZADOS	35
5.2.1 N-RECON	36
5.2.2 CTAN	36
5.2.3 CT-VOX	36
5.2.4 DATA VIEWER	36
5.2.5 CT-VOL	36
6 RESULTADOS	37
6.1 ESTROMATOLITO	37
6.1.1 ESTRUTURA	37
6.1.2 POROSIDADE	42
6.1.3 FORMA DO PORO	42
6.1.4 TAMANHO DO PORO.	46
6.1.5 CONECTIVIDADE DOS POROS	47
6.2 TRAVERTINO	48
6.2.1 ESTRUTURA	48
6.2.2 POROSIDADE	53
6.2.3 FORMA DO PORO	53
6.2.4 TAMANHO DO PORO	54
7 CONCLUSÃO	56
7.1 TRABALHOS FUTUROS	57
8 REFERÊNCIAS	59
APÊNDICE A- RESERVATORIO DE HIDROCARBONETO	66
GERAÇÃO	66

1 INTRODUÇÃO

As análises de amostras de rochas em laboratório fornecem uma riqueza de informações sobre litologia, porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos e fluxo multifásico, permitindo desse modo que as empresas de exploração de óleo e gás caracterizem melhor os sistemas de poros em reservatórios de hidrocarbonetos. As medidas físicas de uma amostra de rocha permitem aos geocientistas e engenheiros de reservatórios uma melhor compreensão dos ambientes deposicionais, avaliar poços exploratórios, avaliar o potencial de exploração e investigar precocemente estratégias de produção.

Atualmente no meio científico e na indústria do petróleo, há uma grande discursão acerca da caracterização e do entendimento das propriedades dos meios porosos, uma vez que esta constitui-se em atividade imprescindível para a compreensão do comportamento dos reservatórios de hidrocarbonetos (1).

Por isso, são realizados ensaios laboratoriais em rochas reservatórios, a partir de testemunhos coletados em poço. Tais testemunhos são utilizados para a caracterização e obtenção dos seguintes dados petrofísicos: porosidade, permeabilidade, saturação do fluido, entre outros. Os ensaios laboratoriais fazem medições por meio de técnicas experimentais como: porosimetria de mercúrio, intrusão de gás, entre outras técnicas.

Cabe ressaltar, que as análises laboratoriais tradicionais são demoradas. A metodologia de teste de permeabilidade relativa, descrito por Mark Andersenen, ilustra esse quadro. Os procedimentos e os tempos de cada etapa do método de Andresenen estão descritos a seguir:

1. Corte e limpeza da amostra.

As amostras de rochas são cortadas e limpas. A amostra pode chegar ao laboratório com tamanho inadequado, para realizar os ensaios as amostras devem ser transformadas em plugues com as seguintes características: forma cilíndrica, com diâmetro e comprimento pré-definidos.

2. Limpeza da amostra.

Após o corte os plugues são levados para a etapa de limpeza os plugues. O processo de limpeza geralmente emprega a extração contínua por solventes através de extrator que faz a remoção de óleo e água. A etapa de limpeza pode durar até 6 meses.

3. Saturação da amostra por fluido.

A amostra de rocha é saturada com fluidos, o tempo para equilíbrio entre a matriz e os fluidos requer aproximadamente 40 dias (2).

4. Teste de permeabilidade.

A maioria dos ensaios de permeabilidade analisa cerca de seis pontos de equilíbrio, cada um dos quais leva de três a cinco dias (2).

5. Obtenção das curvas de permeabilidade.

A obtenção do conjunto de curvas de permeabilidade demanda de 18 a 30 dias para obter o conjunto todas as curvas (2). A curva de permeabilidade relativa é uma forma usual de mostrar a variação das permeabilidades relativas das fases com a saturação. Estas curvas são extremamente importantes no gerenciamento do reservatório, já que descrevem como as fases escoam no reservatório e são dados de entrada essenciais aos simuladores de reservatórios usados pela indústria (3).

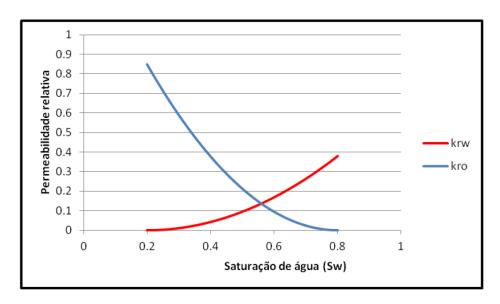


Figura 1.1. Exemplo de uma curva de permeabilidade relativa para um meio poroso saturado com água e óleo (3).

6. Repetir o teste para outra amostra.

Para executar um segundo teste no mesmo testemunho, a amostra deve ser feita novamente, o que pode exigir menos tempo, mas ainda assim, mais ou menos uma semana.

7. Obtenção dos resultados.

Finalmente o resultado é obtido.

As análises convencionais como verificado demandam um tempo elevado na etapa de preparação das amostras, além de algumas destas serem técnicas destrutivas de análise, ou seja, após a análise desejada, a amostra fica impossibilitada para futuras análises. Diante deste quadro, novas técnica têm sido aplicadas.

A fim de solucionar esse problema do estado da técnica, a petrofísica digital vem sendo estudada pelo potencial de reduzir o tempo de resultado, segundo Carlos Santos, pesquisador do Centro de Tecnologia Repsol, a petrofísica digital permite realizar em três semanas experimentos que antes implicavam três meses (4). A Figura 1.2 demonstra como a petrofísica digital elimina a etapa de remoção de fluído fazendo com que os resultados desejados possam ser alcançados mais rapidamente.

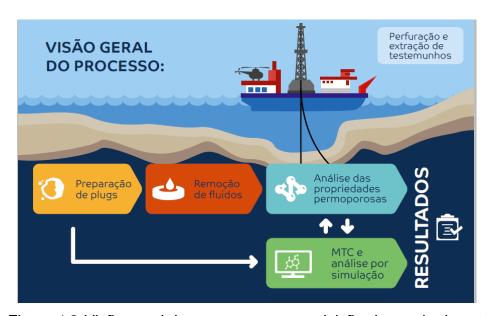


Figura 1.2. Visão geral do processo para aquisição de resultados através de testes laboratoriais e por meio do processamento de imagem.

"A petrofísica digital ou física de rochas digital envolve a obtenção de dados de imagem de alta resolução de amostras de rochas, fornecendo uma base alternativa para explorar

propriedades da rocha em comparação com testes de laboratório ou modelos teóricos que se aproximam de uma geometria real (5)".

Estes métodos são valiosos, pois são capazes de digitalizar e obter modelos 3D. Permitindo dessa maneira o conhecimento da microestrutura de uma amostra de rocha, proporcionando um entendimento mais profundo de geometrias de poro e outras características, tais como propriedades elásticas e elétricas (5).

Diversos são os equipamentos capazes de digitalizar a amostra de rochas, os equipamentos de maior destaque para aquisição dos dados de imagem são microscópio eletrônico de varredura (MEV) e microtomografia computadorizada de Raio-X (μ-CT). No entanto, o MEV só realiza a aquisição de imagens em 2 dimensões (2D), o μ-CT faz a aquisição da imagem em 2D gerando modelos tridimensional (3D).

A microtomografia de Raios-X se trata de uma técnica não destrutiva de análise, sendo encarada como uma ferramenta complementar à petrofísica convencional.

1.1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO

A petrofísica digital vem se destacando na indústria de hidrocarboneto pela capacidade de superar as limitações da petrofísica convencional e complementar as análises por ela realizada. Diversas empresas de exploração de óleo e gás vêm investindo seu capital de pesquisa e desenvolvimento (P&D) no tema, com o objetivo de promover a evolução da técnica de processamento de imagens aplicadas à propriedades físicas das rochas em modelos microestruturais.

Nesse cenário de crescente interesse por parte da indústria e de ativo desenvolvimento da pesquisa no tema se estabelece a motivação deste trabalho. De forma geral, ele tem por objetivo um aprendizado abrangente da petrofísica digital por meio da microtomografia computadorizada de Raio-X em rochas carbonáticas.

Especificamente, o trabalho em questão investigará pelo método da microtomografia computadorizada, a porosidade, tamanho de poros, forma de poros e conectividade de poro e estrutura da amostra, visto que a definição das estruturas porosas de um reservatório de hidrocarboneto é um fator primordial na escolha da estratégia de perfuração e entendimento dos processos que ocorrem na bacia para a formação do óleo.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A tomografia computadorizada de Raio-X tem a medicina como utilização principal da técnica e com isso a quantidade maior de estudos sobre a técnica está relacionado com a área médica. O mesmo ocorre com a microtomografia computadorizada de Raio-X. Partes das referências do trabalho apresentam estas origens. O trabalho de maior importância na área médica que foi utilizado para elaboração da monografia em questão foi o Estudo da qualidade óssea, através das técnicas e microtomografia e microfluorecência de raio X (6).

No estudo de Sales foi feita a quantificação da densidade mineral, da morfologia e do conteúdo mineral de amostras ósseas provenientes de hipertireoidismo e envelhecimento. Outras pesquisas da área médica que também utilizaram a microtomografia serviram como base para a conclusão deste trabalho (7), (8), (9) e (10).

No Brasil, a descoberta dos reservatórios carbonáticos do pré-sal impulsionou a pesquisa destas rochas. Estes reservatórios apresentam um sistema poroso constituído de múltiplas porosidades, por isso a investigação tridimensional da amostra se fez relevante.

No Brasil, a técnica de microtomografia para caracterizações petrofísicas vem sendo utilizada a pouco mais de 10 anos. Arns e colaboradores, em 2005, realizou um dos primeiros trabalhos voltados para a caracterização das rochas carbonáticas, onde foram analisadas propriedades petrofísicas como: permeabilidade, pressão capilar e o fator de formação. Appolini e colaboradores, em 2007, determinaram as propriedades geométricas dos sistemas porosos em rochas carbonáticas. No mesmo ano Jiang e colaboradores compararam valores de simulação de fluxo em rochas digitais com valores de fluxo laboratoriais.

O Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas (LMPT) da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) é a grande referência no pais acerca da técnica, tendo esta universidade publicações sobre caracterização de sistemas porosos (5), (16) e (17). Pode-se destacar o trabalho do professor Celso Fernandes na caracterização do sistema poroso de rochas-reservatório com microtomografia computadorizada de raios X, publicado no Boletim de geociências da Petrobrás (18).

Fernandes, em 2002, realizou o primeiro trabalho que descreve de maneira ampla no Brasil o processamento, e a análise, de imagens digitais bidimensionais visando a quantificação de parâmetros geométricos, por meio da modelagem matemática de microestruturas 3D seguindo parâmetros quantificados nas imagens 2D, e com isso simular os modelos 3D de processos físicos, para a determinação de propriedades físicas macroscópicas (11). Este trabalho trouxe a discussão em rochas e outros materiais.

Mantovani, em 2013, já impulsionada pela descoberta da camada pré-sal, utilizou equipamentos de micro e nanoescala, um microtomógrafo e um nanotomógrafo a fim caracterizar os sistemas porosos em carbonatos. Este trabalho determinou a distribuição de poros em oito amostra de carbonatos, fazendo uma análise multiescalar para obtenção de parâmetros de sistemas porosos e também se obteve uma rede de poros e gargantas para a medição da permeabilidade (12).

Outras universidades e centros de pesquisas enxergaram o potencial da petrofísica digital, podendo ressaltar a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), com alguns trabalhos relevantes nos congressos da Sociedade Brasileira de Geofísica (SBGF) (13), (14), (15) e (16).

Dos trabalhos realizados por esse grupo de pesquisa, além dos apresentados na SBGF, vale ressaltar a tese de Machado sobre a caracterização geológica de rochas carbonáticas através da técnica de microtomografia computadorizada de raios x. As amostras do trabalho em questão foram de bacias sedimentares brasileiras e lagoas hipersalinas do Brasil e sua caracterização se deu a partir da avaliação da porosidade total das amostras.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICO

2.1 HISTÓRICO

Para a compreensão do surgimento da microtomografia de Raio-X é instrutivo entender a descoberta do Raio-X. Esta ocorreu na Alemanha e foi realizada pelo professor de física Wilhelm Conrod Roentgen, por meio de uma experiência para determinação do alcance dos raios catódicos emitidos pelo tudo de Crookes. Roentgen observou que uma folha de papel tratada com platinocianeto de bário emitia luz nos dois lados, apesar de um dos lados não ter sido revestido com platinocianeto (17).

Percebendo esse resultado, Roentgen colou diversos objetos entre o tubo e a tela, observando que os objetos pareciam ficar transparentes. Semanas depois imobilizou a mão de sua esposa e posicionou-a entre o tubo e a tela. Após o processamento fotográfico da placa, foi revelado a sombra dos ossos e do anel que ela utilizava (17), como mostrado na Figura 2.1. Esse feito fez com que em 1901 fosse condecorado com o Prêmio Nobel de Física.

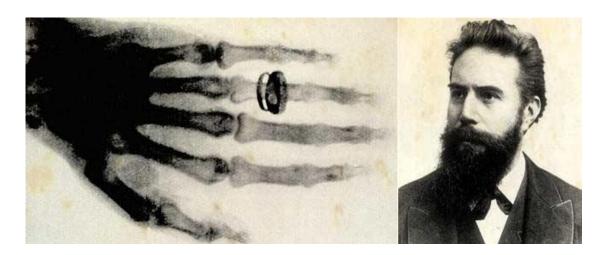


Figura 2.1. Radiografia da mão da esposa do professor de física Doutor Wilhelm Conrod Röentgen (esquerda), foto do professor (a direita) (18).

Após a descoberta do Raio-X, a tecnologia de tomografia de Raio-X evoluiu lentamente, devido à falta de fundamentação matemática capaz de realizar o processamento das imagens adquiridas. Até que em 1964, o físico e matemático Allan

Cormack, gerou a contribuição matemática fundamental capaz de solucionar os problemas do estado da técnica.

Conmack respondeu a seguinte pergunta:

"Supondo que se conheçam todas as linhas integrais que atravessam um corpo de densidade variada, podemos reconstruir esse mesmo corpo?" (19)

A resposta foi positiva. No entanto, uma radiografia mostra informações limitadas, alguns dados são perdidos, para solucionar tal problema sem todas as informações foi necessário a utilização da transformada inversa de Radon.

Nos anos de 1970, por meio dos avanços dos sistemas computacionais associados às técnicas computadorizadas, já desenvolvidas, foi introduzido no mercado o primeiro aparelho de tomografia computadorizada denominado *Computer Axial Tomography - CAT* (20), desenvolvido por Godfrey Newbold Hounsfield. A incorporação da tomografia computadorizada na área médica, rendeu ao engenheiro o prémio Nobel de Medicina em 1979.

O CAT forneceu pela primeira vez informações quantitativas sobre as diferentes densidades dos tecidos ao empregar feixes de Raio-X que miram para uma determinada fatia do objeto examinado. Com a evolução do equipamento de Hounsfield foi possível analisar amostras menores e com isso aumentar a resolução da tomografia computadorizada, por meio da evolução dos detectores e da resolução espacial das imagens (21). Esse avanço pode ser compreendido por meio de sucessivas gerações de equipamentos descritas a seguir:

Tomógrafo de 1º geração. A primeira geração apresentava uma configuração que utilizava apenas um detector transladado em conjunto com a fonte de Raio-X de forma a adquirir uma projeção. Em seguida, o sistema era girado de um pequeno incremento angular. O processo de translação era então repetido para obter a projeção seguinte. (22)

Tomógrafo de 2º geração. A segunda geração apresentava de vários detectores dispostos de forma linear. O feixe de Raio-X em leque possuía abertura de 3º a 10º. Nesta configuração, o conjunto de detectores realiza várias medidas simultaneamente. Mas ainda era necessários movimentos de translação e rotação para varrer toda a extensão do objeto (22).

Tomógrafo de 3º geração. Esta configuração utiliza um número maior de detectores, de maneira a cobrir toda a seção transversal do objeto em análise. A terceira geração requer apenas o movimento de rotação para a coleta dos dados (22).

Tomógrafo de 4º geração. Esta é composta por uma circunferência de detectores, com a fonte de Raio-X colocada no seu interior. Assim, basta rotacionar a fonte ao redor do objeto (ou, quando é possível, deixar a fonte fixa e rotacionar apenas o objeto) para coletar os dados (22).

2.2 TIPOS DE TECNICAS

Além da microtomógrafo computadorizada (μ -CT) diversas são técnicas capazes de adquirir as imagens necessárias para a petrofísica digital, alguns são: tomógrafo computadorizado (CAT) também conhecido como tomógrafo médico (TC), FIB-SEM e Síncrotron CT.

FIB-SEM. Se trata de um feixe de íons focalizados acoplados a um MEV, ou seja, se trata de um microscópio eletrônicos de varredura combinado com a tecnologia de imageamento 3D.

O FIB-SEM é um sistema de microscopia de alta resolução que é composto por dois diferentes dispositivos de análise, o FIB que gera um feixe de íons, e o SEM que gera um feixe de elétrons. Este microscópio tem a capacidade de micro-usinar amostras com alta precisão e gerar imagens fornecidas pelo feixe de íons ou pelo feixe de elétrons em conjunto, preservando a possibilidade de ambos os feixes operarem independente ou simultaneamente em uma mesma área da amostra (23).

Síncrotron CT. Também baseado TC, é um acelerador de partículas cíclico, no qual um campo elétrico é responsável pela aceleração das partículas.

O síncrotron, utiliza o mecanismo de *bremsstrahlung* para produzir radiação com diversos comprimentos de onda. O feixe de elétrons produzido pelo acelerador linear é injetado em um anel de armazenamento (em ultra alto vácuo), que contém em seu interior imãs que geram um campo magnético homogêneo no sentido vertical que é responsável pela deflexão do feixe e, consequentemente, pela geração da radiação (luz síncrotron). Assim, quando um feixe de partículas carregadas com velocidades próximas à da luz é defletido por um campo magnético, estas partículas carregadas emitem fótons (23).

É um equipamento muito complexo e o Brasil é o único do país e da América Latina que apresenta esse equipamento. O síncrotron em funcionamento no Brasil é um aparelho de segunda geração na sua categoria e atualmente está construção um equipamento de quarta geração, denominado de Sirius. Ambos estão localizados na cidade de Campinas.



Figura 2.2. Síncrotron em funcionamento do Brasil (24)

Tomógrafo computadorizado (*TC*). Tomografia Computadorizada de Raios-X, bem como outros sistemas de geração de imagens, tem sido amplamente utilizada em pesquisas na área de engenharia de petróleo para visualizar de forma não destrutiva as estruturas internas de rochas (25). As imagens geradas têm sido rotineiramente empregadas na avaliação de testemunhos representativos de campos petrolíferos, na seleção de amostras para análises especiais. Heterogeneidades e fraturas em amostras são facilmente identificadas, o que minimiza erros em experimentos que levarão à previsão da performance dos reservatórios.



Figura 2.3. Tomografia computadorizada de um testemunho no Hospital Universitário de Ghent (26).

O tomógrafo comum por ser um equipamento classicamente médico apresenta uma resolução baixa, por isso não poder ser utilizado para a caracterização da porosidade em escala micrométrica.

Várias são as técnicas para aquisição da rocha digital, para uma escolha correta de qual utilizar deve ser levado em consideração o objetivo desta aquisição de imagem e qual a escala e a resolução a ser explorada pela análise que será realizada sobre a amostra.

Na Figura 2.4 demostra a diferença nas imagens de rochas digitais dos equipamentos mencionados de acordo com a resolução dos equipamentos. A partir desse momento no trabalho a microtomografia de computadorizada de Raio-X será tratada como µ-CT, a tomografia computadorizada como TC.

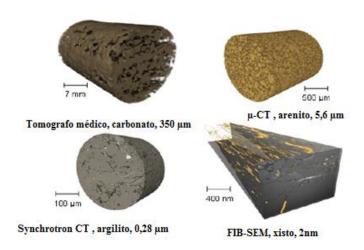


Figura 2.4.Comparação entre a microtomografia e outras técnicas de tomografia 3D (27)

2.3 ESCALAS E RESOLUÇÃO

A resolução espacial da amostra pode ser definida como o tamanho físico representado por cada pixel da rocha digital é diretamente proporcional a sensibilidade utilizada para aquisição, podendo variar de 1 *bits/pixel* a 24 *bits/pixels*. Imagens com 1 *bit/pixel* comportam 2¹ níveis de intensidade de coloração, as de 8 *pixels* relacionam a 2⁸ níveis ou 256 diferentes intensidades (11).

As imagens reconstruídas têm formato BMP, este com 8 *bits* associado a 256 tons de cinzas, esses tons são divididos no intervalo de 0 e 1, onde 0 corresponde ao preto e o 1 ao branco.

A imagem reconstruída é apresentada em forma de uma matriz digital L x C, onde L representa o número de *pixel* na vertical e C os *pixels* na horizontal. O *pixel* é a representação básica de um elemento 2D da imagem digital, o *voxel* é a representação tridimensional (21),como mostrado na Figura 2.5.

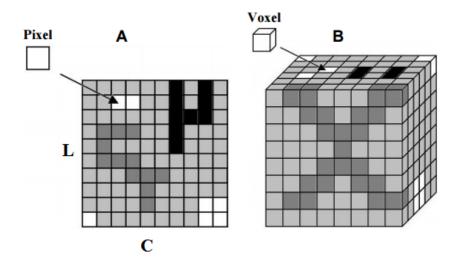


Figura 2.5.Representação de transformação de pixel em voxel.

A resolução (R) da imagem tomográfica depende do tamanho do pixel no detector e do fator de magnificação geométrica (M). Este fator de magnificação é o método mais utilizado para obter a resolução espacial desejada em equipamento tomográfico (12) sendo descrito como:

$$R = \frac{x}{M}$$

, onde x é o tamanho do pixel em milímetros e

$$M = \frac{a+b}{a}$$

, sendo a é distância da fonte-amostra e b é a distância amostra-câmera em mm.

Para adquirir as imagens tomografadas com a melhor resolução possível, é necessário aproximar ao máximo o objeto da fonte. Como o microtomógrafo tem a geometria do feixe cônica se o objeto estiver próximo demais da fonte, a imagem pode não ser adquirida por inteiro. Por isso nem sempre é possível uma máxima aproximação.

2.4 ETAPAS DE GERAÇÃO DAS ROCHAS DIGITAIS

Como mencionado anteriormente, o presente trabalho tem como objetivo analisar criticamente o processo de geração da rocha digital. Um esquema simplificado foi elaboração a fim de ilustrar as etapas de geração das rochas digitais e pode ser visualizado na Figura 2.6.

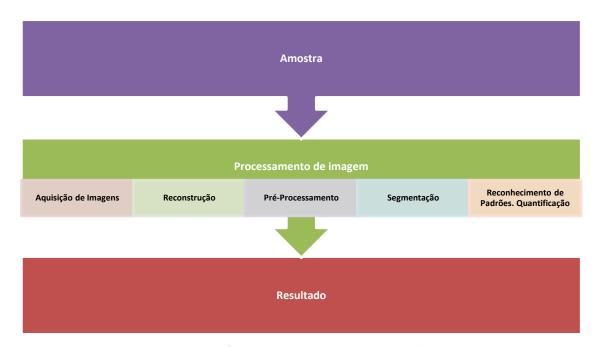


Figura 2.6. Esquema simplificado das etapas de geração das rochas digitais.

O trabalho se inicia com a seleção da amostra de rocha a ser analisada. Para esse estudo foram utilizadas dois plugs de rochas carbonáticas análogas as rochas do pré-sal. Essa etapa será abordada com maiores detalhes na Capítulo 3 e informações adicionais das rochas carbonáticas e o processo de formação dos hidrocarbonetos podem ser vistas no apêndice A.

Em seguida segue-se para o processamento de imagem da rocha digital que divide-se em cinco etapas básicas: aquisição das imagens, reconstrução, préprocessamento, segmentação e reconhecimento de padrões\quantificação (Figura 2.6). Na aquisição de imagens o equipamento de microtomografia adquire as projeções de atenuação da intensidade dos feixes raio x. Na reconstrução, o conjunto de projeções é processado por um algoritmo matemático de reconstrução, gerando as seções bidimensionais (12). A imagem 3D é estabelecida através de um processo de

renderização, convertendo as informações das seções 2D reconstruídas em uma espécie de empilhamento ordenado. O pré-processamento consiste na aplicação de filtros que suavizam imperfeições nas imagens e podem ser aplicados antes ou após a segmentação (12). A filtragem deve tornar a imagem mais adequada para a etapa seguinte, como por exemplo, a eliminação de ruídos que facilitará na escolha do limite de seleção da imagem para a binarização. Na segmentação são definidas a região de interesse para caracterizar a estrutura de interesse nas amostras. A quantificação das características é a etapa que calcula os valores dos parâmetros investigados, definidos pela fase de segmentação, esta etapa calcula na imagem binarizada a quantidade de pixels brancos e pretos. O processamento de imagem e suas etapas serão detalhadas no Capítulo 4.

Cabe ressaltar que as etapas do processamento de imagens são conduzidas pelo usuário do software. O usuário deve interferir em todas as etapas, como utilizar ou não filtros, decidir o limite se seleção da imagem e definir a métrica a ser usada nos processamentos. A adequação da imagem também dependerá da interpretação do usuário e a finalidade para a qual ele pretende utilizá-la (28). Dessa maneira, o usuário deve ter um bom conhecimento do software e dos métodos de análise, de modo a realizar os processamentos adequadamente. Porém, a análise de imagens possui um limitante, a resolução espacial e a quantificação dos parâmetros dependerá da resolução da imagem, sendo esse parâmetro que definirá o menor tamanho do objeto a ser observado.

As etapas de processamento das imagens foram realizadas no equipamento SKYSCAN 1173 ou no pacote de programas da empresa Bruken e a descrição destes serão apresentadas no Capítulo 5.

Por fim, a etapa de resultado apresenta a discussão acerca do produto adquirido após a fase de processamento, agregado ao conhecimento do interprete sobre as amostras.

3 AMOSTRAS

As amostras escolhidas para ser discutidas na monografia são rochas análogas das rochas pré-sal. A primeira é estromatólito da Lagoa Salgada do Estado do Rio de Janeiro, a última se trata de uma amostra de travertino da região de Tivoli, província de Lazio-Itália.

3.1 ESTROMATOLITO

A amostra de estromatólito utilizado no trabalho é originaria da lagoa Salgada, localizada no nordeste do estado do Rio de Janeiro. Se trata de um pequeno lago salgado no delta do Paraíba do Sul, com aproximada 8,5 km de comprimento por 2 km de largura (29). A Figura 3.1 revela a localização que foi retirada da amostra do estudo.

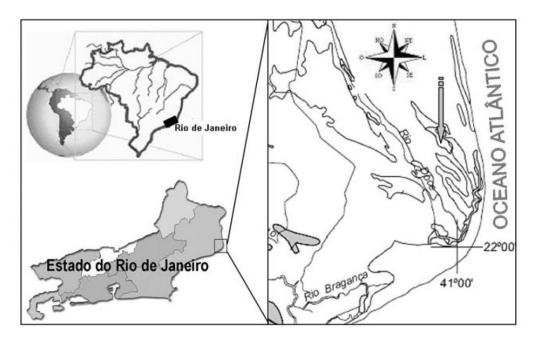


Figura 3.1 Mapa de localização da lagoa Salgada (30).

É possivelmente o único lugar na América do Sul, onde estromatólitos carbonáticos quaternário, trombólitos, oncoides e oóides ocorre, proporcionando um análogo interessante para os microbiolitos pré-sal do Atlântico Sul. A amostra de estromatólito com a devida escala é mostrada na Figura 3.2.



Figura 3.2. Plug de estromatólito utilizado no trabalho.

Os estromatólitos são classificados como microbialitos. As esteiras microbianas que o originam os estromatólitos marinhos, representam um ecossistema com 3 bilhões de anos tendo persistido e se adaptado às mudanças ambientais ao longo tempo geológico. Assim, os estromatólitos ocorrem através do registro geológicos, mas são particularmente importantes durante o transcurso do Pré-Cambriano onde têm sido utilizados para correlação estratigráfica.

Hoffman, 1973 listou os seguintes atributos para o desenvolvimento dos estromatólitos:

- Presença de substrato no qual os estromatólitos possam desenvolver-se.
- Sistema aberto contendo água, servindo como um meio de crescimento.
- Presença de componentes químicos que satisfaçam requisitos metabólicos da microbiota.
- Fonte de energia para o desenvolvimento e manutenção da atividade metabólica.
- População de algas ou outros microrganismos bentônicos que colonizem o substrato e permitam que os minerais se acumulem seletivamente.
- Minerais de determinado tamanho que possam ser trapeados e/ou ligados ou precipitados, os quais permitam que as estruturas sejam preservadas.

- Episódios rítmicos, que possibilitem o desenvolvimento de estruturas laminadas, ou seja, descontinuidade nos processos de acreção de materiais; esta ritmicidade pode ser astronômica, climática, geológica ou biológica;
- Litificação e soterramento, que permitam a preservação das estruturas.
 O mecanismo de crescimento do estromatólito é descrito na Figura 3.3.

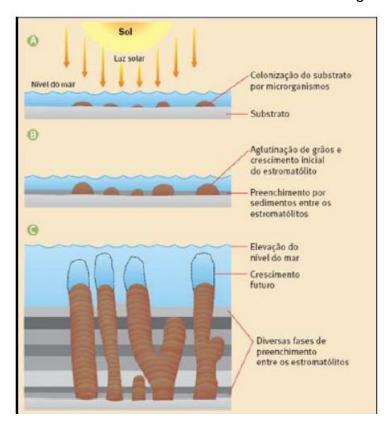


Figura 3.3. Atributos necessários para o crescimento de estromatólitos (31).

3.2 TRAVERTINO

A amostra de travertino utilizada no trabalho é originária de Tivoli, Itália. Tivoli é uma pequena cidade italiana da região do Lazio, que fica a 37 km ao leste de Roma. O nome da cidade se deve à existência de grande variedade de carbonatos denominados "pietra di Tibur". Essas rochas são responsáveis por boa parte das construções de monumentos italianos dentre eles o Coliseu. A localização da região de Tivoli é mostrada na Figura 3.4.

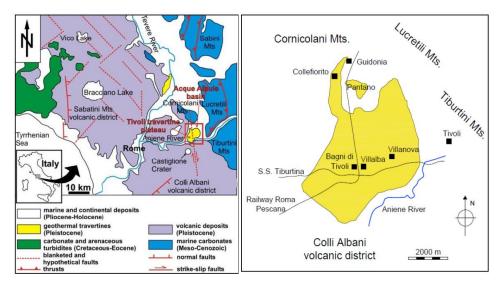


Figura 3.4. Mapa geológico de Roma, Itália central, mostrando a localização da cidade de Tivoli, e a bacia do Acque Albule, com o planalto do travertino de Tivoli. (32).

O travertino é uma rocha sedimentar não clástica formada através dos sedimentos perto de águas termais, lagoas e cachoeira, e sua origem é vinculada com o afloramento de águas hidrotermais enriquecidas em carbonatos de cálcio.

O travertino Romano é um travertino termal (33). A sua formação se deve às águas aquecidas durante o transporte em uma área de elevado fluxo de calor e enriquecidas com grande quantidade de CO². Depois de interagir com rochas carbonáticas no substrato, sobem para a superfície sendo esfriadas ao interceptar os aquíferos rasos e mais frios. Este processo é ilustrado na Figura 3.5.

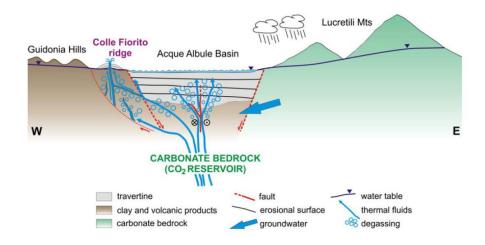


Figura 3.5.Esquema da formação do travertino de Tivoli na bacia do Acque Albule (32)

Eventualmente, quando o fluido atinge a superfície, a diminuição da pressão conduz à desgaseificação de CO2 e, por conseguinte, a precipitação do carbonato de cálcio (32), a partir de processos orgânicos e inorgânicos em ambiente de fontes hidrotermais e perto de áreas continentais.

O travertino romano é uma rocha muito compactadas, com diversos tipos de poros e entre eles o poro do tipo vulgular, não apresenta vestígio de plantas ou animais, na sua formação e não sofreu apenas influência de atividades microbianas (34). A amostra utilizada no trabalho com a escala é ilustrada na Figura 3.6.

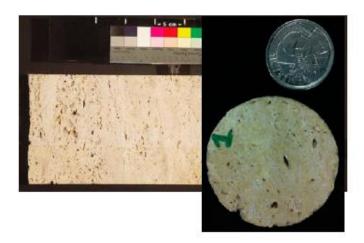


Figura 3.6. Plug de travertino utilizado no trabalho.

4 PROCESSAMENTO DA IMAGEM

Este capítulo discutiras a técnica e processos realizados pelo microtomógrafo e pelo pacote de programas da empresa Bruken, com a finalidade de gerar as rochas digitais.

4.1 AQUISIÇÃO DA IMAGEM

A μ-CT é uma técnica não destrutiva que reconstrói o interior de uma amostra em escala micrométrica, gerando informações sobre a sua geometria tridimensional e propriedade do material.

Como a radiografia convencional, a µ-CT, baseia-se na equação de atenuação de Raio-X. Ela estabelece que a intensidade da radiação medida por um detector é proporcional ao número de fótons presentes no feixe de radiação (35), como ilustra a Figura 4.1. A radiação X é produzida artificialmente por meio da aceleração de elétrons contra um material metálico de alto número atômico (35). A radiação produzida por ter um comprimento de onda curto tem um alto poder de penetração sendo capaz de atravessar o material qual deseja ser estudado.

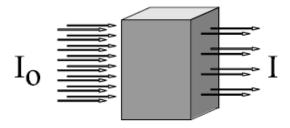


Figura 4.1. Atenuação de um feixe de fótons por uma amostra.

No μ-CT o Raio-X é capturada pelo detector para compor a projeção da imagem (36). As projeções são coletadas em diferentes ângulos que podem estar no intervalo de 0° a 180° ou de 0° a 360° com o objeto rodando ao redor do eixo z, como podemos analisar na Figura 4.2.

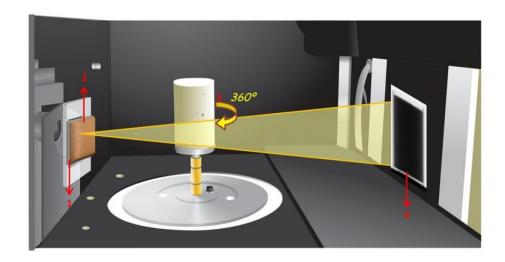


Figura 4.2. Esquema de funcionamento do microtomógrafo de Raio-X (28).

As imagens são projeções em duas dimensões, essas imagens equivale a absorção do feixe em uma determinada posição da amostra as imagens e são semelhantes a sombras geradas pelo feixe contra o material escaneado. A Figura 4.3 mostra as projeções adquiridas em um escaneamento.

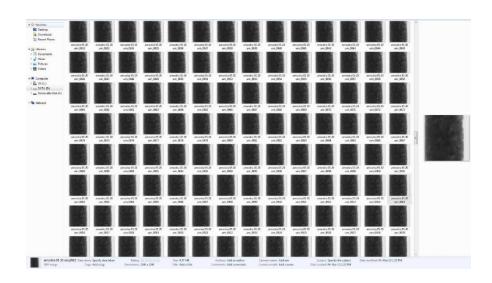


Figura 4.3. Projeções adquiridas pela microtomógrafo Skyscan 1173.

4.1.1 TEORIA DE AQUISIÇÃO

Durante a passagem do Raio-X por um objeto, o sinal é atenuado por processos: absorção, espalhamento e transmissão do Raio-X, estes processos ocorrem devido a interação da radiação com a matéria. O processo de interação é baseado na lei de Beer's. O enunciado desta lei descreve como um feixe de Raio-X de intensidade I_O, ao atravessa uma amostra de espessura x é atenuado, de modo que a intensidade transmitida seja I.

$$I(E,x) = I_0 e^{-\mu(E)x}$$

E é a energia do fóton incidente e μ (E) o coeficiente de absorção, x é a espessura em cm da amostra, o coeficiente de absorção é uma função suave da energia, com um valor dependente densidade da amostra - ρ , número atômico - Z e o número de massa - A.O coeficiente de atenuação é calculado por:

$$\mu \approx \frac{\rho Z^4}{AE^3}$$

Se o objeto for composto por diversos materiais, com densidades diferentes, cada densidade terá um coeficiente de absorção diferente. A equação 3, pode ser escrita na equação 5.

$$I = I_0 exp \left[\sum_{i} (-\mu_i x_i) \right]$$

Como a fonte de Raio-X do equipamento de aquisição de imagens do trabalho é polienergética, o coeficiente de atenuação é fortemente correlacionado com a energia de Raio-X (12). Para uma amostra heterogênea, a intensidade do feixe polienergético de Raio-X, pode ser descrita por:

$$I = I_o(E)exp\left[\int_i \left(\mu_i(E)x_i\right)\right]dE$$

4.2 RECONSTRUÇÃO

A projeções adquiridas descrevem um conjunto de m equações de feixe de um escaneamento completo, gerando um sistema linear de m equações de feixe em n incógnitas que relaciona com a quantidade de pixel, classificado como um sistema sobredeterminado, em que m > n. Um sistema sobredeterminado frequentemente não tem solução, porém é possível ter uma única solução ou infinitas soluções, por isso não encontramos uma solução matemática exata e sim uma solução "aproximada" para o sistema de reconstrução.

Após a resolução desse sistema linear de um elevado número de projeções obtém-se uma imagem com uma boa definição da posição da zona de absorção dentro do objeto inicial. Essa imagem é acompanhada de uma área de borrão, devido ao fato desta imagem ser produzida por uma sobreposição de linhas em diversas inclinações, como mostra a Figura 4.4.

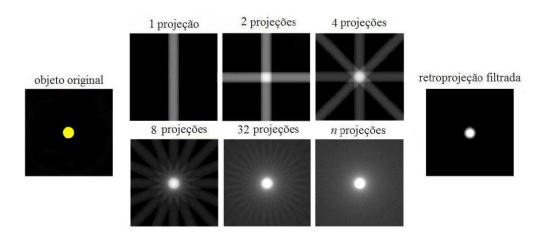


Figura 4.4.Esquema de imagem reconstruída (64).

Após a produção da imagem a partir do objeto utilizando a sobreposição de pontos, corrige-se as informações iniciais tornando a imagem resultante mais correspondente ao objeto real. Esta correção ou filtragem corrige o efeito de absorção fora do ponto de sombras. A eliminação ocorre por intermédio do processo matemático de convolução, mostrado na Figura 4.5. (37)

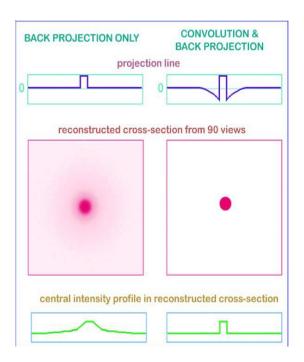


Figura 4.5.Processo de convolução para retirar o efeito de absorção fora do ponto (37).

Como já mencionado, a reconstrução das imagens tomográficas se baseia no trabalho desenvolvido por Radon que descreve a reprodução bidimensional ou tridimensional de um objeto a partir de diversas projeções, para informação acerca da reconstrução por meio da transformada de Radon siga ao Apêndice C.

4.3 PRÉ-PROCESSAMENTO

4.3.1 BEAM HARDENIG

Os fótons que compõe um feixe de raios X são de natureza polienergéticas, ou seja, contém valores de energia mínima até energia máxima formando desse modo um espectro de energia, que dependerá da tensão aplicada ao sistema (28).

Como já discutido anteriormente, para um feixe polienergético a equação de intensidade é representada por:

$$I = I_o(E) exp[\sum_i (-\mu_i(E)x_i] dE,$$

O efeito beam hardening ou efeito de endurecimento do feixe, ocorre a medida que ao atingir uma amostra os fótons de baixa energia do feixe policromático, são absorvidos nas bordas da amostra, que atua como barreira para estes feixes. Resultando no fato que o somatório do coeficiente de absorção (μ_i) na borda gera ilusão de ser maior do que seu valor real. Assim, tem-se uma imagem com extremidade clara e um centro escuro. Sabendo que a intensidade de cinza dentro da amostra reconstruída indica a razão da densidade de cada pixel comparativamente com os outros pixels do material estudado, a borda aparenta ser mais densa do que o centro do material (como pode ser visto na Figura 4.6).

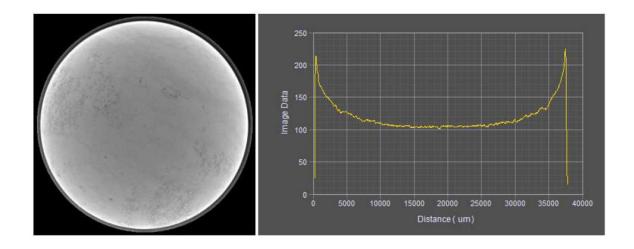


Figura 4.6. Efeito do beam hardening em uma amostra cilíndrica homogênea (10).

O método mais popular para reduzir o efeito *beam hardening* ou efeito de endurecimento do feixe. Se trata basicamente de colocar um filtro entre a fonte e o objeto (38).Os filtros são chapas ou placas de metal, colocadas comumente antes do feixe passar pelo objeto. Esse dispositivo faz com os fótons de menor intensidade sejam absorvidos pelo material. Por exemplo, no trabalho de Kruth foi comparada a energia do fóton com diferente tipos e espessuras de filtros. Nesse estudo observouse que as menores energias são reduzidas com os filtros de Al de espessura 0,5 mm e 1 mm e com o filtro de alumínio de cobre, mostrados na Figura 4.7.

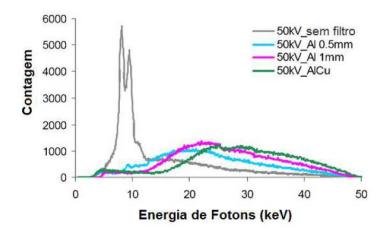


Figura 4.7. Espectro de energia do Raio-X com e sem aplicação de filtros (39).

4.3.2 RING ARTIFACT

O ring artifact ou artefato de anel é um dos ruídos comuns no processamento de imagens (40). Esses ruídos são gerados devido a pequenas variações de sensibilidade entre os pixels do detector, pelo fato de alguns pixels terem sensibilidade significativamente diferente de seus pixels vizinhos. Assim, é formado em cada posição angular medida um erro em formato circular, sendo denominado de ring artifact ou artefato de anel. A Figura 4.8 mostra a representação de um artefato de anel em uma amostra analisada pela empresa Concremat.

Na etapa de reconstrução, o usuário deve tentar compensar esse ruído por meio de um parâmetro de correção de *ring antifact*, que substitui os pixels defeituosos pela média ponderada dos seus vizinhos que não apresentaram o erro. Na prática, esse fator de correção é bastante eficaz em reduzir substancialmente os artefatos de anéis causados por pixels ruins, mas, infelizmente, não irá garantir uma remoção de 100% deles (28). O equipamento de SKYSCAN 1173, utilizado no presente trabalho, apresenta a opção de escaneamento em forma espiral que teoricamente eliminaria os artefatos de anel, porém, o processo de aquisição de imagem e de reconstrução são mais demorados.

Cabe ressaltar que o artefato de anel também pode ocorrer devido a um detector mal calibrado. Nesse caso, para corrigir os efeitos de calibração pode-se utilizar na fase de reconstrução o filtro para compensação de desalinhamento (Misalignment compensation).

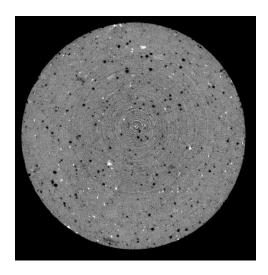


Figura 4.8.Geração dos anéis (ring arfifacts) em amostra com alta densidade (superior).

4.3.3 EFEITO DO VOLUME PARCIAL

O efeito do volume parcial ocorre à medida que a fonte se afasta da amostra que está sendo estudada. Na microtomografia, a imagem final representa a densidade correspondente de cada material contido na amostra através de uma escala de cinzas. Particularmente nas imagens com pouca resolução, onde há um afastamento elevado entre a amostra e a fonte, um *pixel* pode não representar a tonalidade de cinza correspondente ao material.

Por exemplo, quando a resolução é baixa o mesmo *pixel* pode representar a imagem de um material de baixa densidade (poro) e parcialmente um material de alta densidade (algum mineral metálico) e com isso os cálculos efetuados pelo computador podem atribuir uma tonalidade de cinza correspondente a um material de média densidade, que não correspondente a nenhum dos materiais presentes na amostra. Este efeito é conhecido por Efeito de Volume Parcial e tende a ser reduzido nas matrizes de alta resolução.

4.4 SEGMENTAÇÃO

A segmentação de imagens ou binarização da imagem consiste em particionar uma imagem, de acordo com algum critério de uniformidade, em regiões ou partes homogêneas que podem representar um ou mais objetos de interesse (28).

Para o presente estudo a segmentação será executada por meio do método thresholding ou limite de seleção. Esta técnica é a mais simples para segmentação (41) (8) (9) (11), e utiliza um ponto de corte, conhecido como threshold. No trabalho, como estamos interessados em identificar e quantificar duas regiões de interesse (poros e matriz da rocha), é suficiente utilizar apenas um threshold. Desse modo teremos à direita do limite de seleção (Figura 4.10) a representação da matriz rochosa e à esquerda o poro.

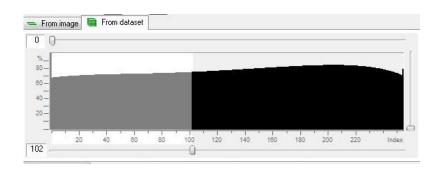


Figura 4.9. Histograma de intensidade da imagem.

Como mencionado no item 2.3, a imagem reconstruída apresentar 256 tonalidades de cinzas e desse modo o histograma tem a escala de 0 a 255. Para a escolha do limite de seleção da imagem (T) é realizado um estudo comparativo entre as imagens originais (em tons de cinza) e as novas imagens (binarizadas, em preto e branco), adquiridas após a segmentação. As imagens são comparadas para diferentes valores de T, a fim de selecionar o T que melhor respeite a morfologia, ou seja, que a imagem adquirida após a segmentação mantenhas as mesmas estruturas morfológicas visíveis na imagem original, o detalhamento pode ser visto no Apêndice D.

4.5 RECONHECIMENTO DE PADRÃO E QUANTIFICAÇÃO

As rochas, em geral, são materiais heterogêneos e suas heterogeneidades torna-se mais contrastada se os poros e as fraturas, cheios de fluidos, estiverem presentes. Adicionalmente, a composição mineral, a porosidade/fraturamento e a estrutura de rocha interna também podem influenciar nas propriedades físicas da rocha. Algumas das propriedades da rocha e seus principais parâmetros que influenciam as propriedades da rocha podem ser vistos no Quadro 1:

<u>Componentes das</u> <u>propriedades da fração de</u> volume

Propriedades minerais

Propriedades do fluido

Conteúdo mineral

Porosidade

Saturação

Geometria interna da rocha

Tamanho do grão

Tamanho dos poros

Forma do grão

Forma do poro

Conectividade do poro

Geometria da fratura

Orientação

Estrutura

Textura

Propriedade da interface e da conexão

Contato grão e grão

Cimentação

Efeito de interface

Molhabilidade

Troca de cátion

Condição termodinâmica

Pressão

Campos de tensão

Temperatura

Profundidade

Quadro 1 - Principais parâmetros de influência das propriedades da rocha

Dentre os parâmetros destacados no Quadro 1, o presente trabalho irá abordar a componente de propriedades de fração e volume, Porosidade, e a geometria interna da rocha, o tamanho, forma, conectividade dos poros, e a estrutura da amostra.

Cada tópico a ser quantificado e o reconhecimento de padrão serão discutidos nos tópicos que seguem e essa análise será realizada para cada plug em seu respectivo capítulo. Cabe destacar que a análise da porosidade e da estrutura será feita em 3D e o tamanho e forma do poro, devido a limitações do programa CTAN, serão realizadas apenas em 2D. Adicionalmente, a porosidade com sua definição, tipologia e classificação pode ser visualizada no apêndice B.

4.5.1 POROSIDADE

Após a etapa de segmentação no CTAN ocorre a quantificação dos pixels referente a cada região de interesse. Os poros são representados pelos pixels brancos e o percentual de pixels brancos na amostra que resultará no valor da porosidade. A porosidade em uma imagem segmentada pode ser descrita como:

8

$$\emptyset = \frac{N_{brancos}}{N_{total}},$$

onde N_{total} é o número total de pixel, sendo $N_{total} = N_{branco} + N_{preto}$, em uma imagem segmentada.

4.5.2 TAMANHO DO PORO

A distribuição de tamanhos do poro indica como é sua organização geométrica na amostra. A quantificação desse parâmetro é possível através de operações de morfológia matemática¹, mais especificamente da abertura. Com o intuito de descrever quão variável são os grupos de tamanho de poros, e qual sua proporção.

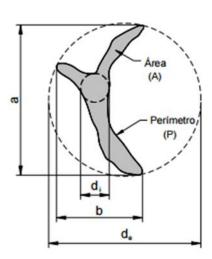
4.5.3 FORMA DO PORO

A forma do poro é medida de acordo com o fator de circularidade, um dos parâmetros numéricos mais utilizados para caracterizar a forma de partículas. O fator de circularidade é baseado na relação entre a área da projeção bidimensional da partícula A e a área correspondente do círculo que possui o mesmo perímetro P da partícula (Figura 4.10). Como o objeto de investigação é o poro utilizaremos o mesmo fator de partícula para definir a forma do poro.

O fator de circularidade pode ser escrito como:

$$f_1 = \frac{A}{P^2},$$

sendo A a área correspondente do círculo que possui o mesmo perímetro P do poro.



_

¹ Morfologia matemática é o nome dado em processamento de imagens ao conjunto de métodos desenvolvidos por Georges Matheron e Jean Serra para descrever os tipos de fases de uma amostra (22) (39).

Figura 4.10. Partícula para cálculo de parâmetros de forma (80).

Um círculo perfeito apresenta $f_1=1$, à medida que a partícula se torna irregular o fator diminui chegando a 0 em casos extremos. Para se ter uma medida da dimensão do fator, um poro quadrado tem $f_q=0,78$, um poro retangular de base duas vezes maior que a altura tem $f_2=0,70$ e um retângulo de base três vezes maior que a altura tem $f_3=0,60$.

4.5.4 ESTRUTURA

Há diversas estruturas encontradas em carbonatos e dentre elas a de maior importância, e que será discutida no trabalho, é a estrutura laminar. A estrutura laminar é o tipo mais comum de laminação em rochas carbonáticas, produzido geralmente por algas verdes que crescem no ambiente de maré. Estes organismos crescem como filamentos e produzem esteiras ao se ligar a carbonatos microcristalinos, à medida que as marés chegam varrendo a areia. Isto leva à formação de camadas laminadas que consistem em camadas de tecido orgânico interposto com lama. Em calcários antigos, a matéria orgânica geralmente foi removida, deixando cavidades na rocha separada por camadas de material que já era lama. Os poros encontrados nestas estruturas são do tipo fenestral.

Nos estromatólitos ocorrem outro tipo de laminação muito semelhante à descrita acima, porém suas laminas são produzidas por algas azuis. Lembrando que a outra amostra de carbonato discutida no trabalho, travertino, não apresenta estrutura.

As laminações também podem ser denominadas como microfáceis nas amostras. O termo microfácies foi sugerido por Brown em 1943 para o estudo de fácies sedimentares em escala microscópica. Em 1984 Mendes considerou as microfácies como:

"Variações horizontais e/ou verticais nas características litológicas e/ou paleontológicas de um pacote de sedimentos perceptíveis, unicamente, com o

uso de microscópio [...] e feito por meio de lâminas delgadas" (42).

Com o avanço tecnológico e a tecnologia de petrofísicas digital as microfácies hoje também podem ser identificadas pela microtomografia de Raio-X.

4.5.5 CONECTIVIDADE DOS PORO

A conectividade dos poros ou permeabilidade é essencial para a produtividade de reservatório de hidrocarboneto. Este trabalho não tem como objetivo a análise profunda deste parâmetro, sendo apenas discutido por extrapolação de outros parâmetros da rocha.

5 MATERIAIS E METODOS

5.1 EQUIPAMENTO UTILIZADO

A Concremat Engenharia e Tecnologia disponibilizou a utilização do equipamento de microtomografia (Skyscan 1173) para aquisição, processamento e análise de imagens microfotografadas utilizando raio X. O equipamento Skyscan 1173 (Figura 5.1) é um microtomógrafo de alta energia (até 130kV): a fonte de raios-x tem microfoco, o que confere maior estabilidade à posição do ponto focal, gerando imagens de alta qualidade, com resolução espacial 3D superior a 5µm e possui ferramentas de análise de imagens em 2D e 3D, resultando na visualização realística.

Os componentes de um microtomógrafo Skyscan 1173 são: fonte de raio-X com um foco de dimensão micrométrica em um feixe cônico, manipulador do objeto para que seja possível a rotação e não ocorra a translação do mesmo e detector de radiação. Geralmente são utilizados também filtros de materiais diversos.



Figura 5.1.SKYSCAN 1173 da empresa Concremat engenharia.

5.2 SOFTWARE UTILIZADOS

Todos os programas (softwares) utilizados são da empresa Bruker e fazem parte do pacote comercial do microtomógrafo de Skyscan 1173.

5.2.1 N-RECON

N-Recon é um software de reconstrução utilizando as projeções, as imagens adquiridas pelo Skyscan, num procedimento descrito anteriormente. Este programa ferramenta usa o algoritmo de reconstrução já discutido no tópico 4.2.

5.2.2 CTAN

CTAN permite a visualização 2D das seções tomografadas, afim de processar e segmentar as imagens com a quantificação dos parâmetros microestruturais e renderização de volumes.

5.2.3 CT-VOX

O programa CTvox de renderização² de volume exibe um conjunto de fatias reconstruídas como um objeto 3D realista com navegação intuitiva e manipulação de objetos.É uma ferramenta de corte flexível para produzir diversas visões da amostra. Este software foi utilizado para a visualização dos resultados no capitulo 7.

5.2.4 DATA VIEWER

DataViewer fornece ferramentas para o registro de imagens com base em intensidade para 2D e 3D. São necessários dois conjuntos de imagens como entrada: uma imagem de referência que permanece estacionária e uma imagem de destino que precisa ser transformada para corresponder à imagem de referência.

5.2.5 CT-VOL

CT-volume ou CT-VOL é um aplicativo para visualização e manipulação de superfície binárias 3D das imagens adquiridas pela microtomografia computadorizada de Raio-X. Os modelos 3D são criados no programa CTAN.

² Renderização: é o processo pelo qual se obtém o produto final de um processamento digital qualquer. Este processo aplica-se essencialmente em programas de modelagem 2D e 3D.

6 RESULTADOS

6.1 ESTROMATOLITO

6.1.1 ESTRUTURA

Para realizar a análise da estrutura da amostra foi utilizado o software Dataviewer. Este programa realiza cortes em três direções no eixo X, Y e Z, como pode ser visualizado na Figura 6.1, representados respectivamente pelas cores verde, azul e vermelho.

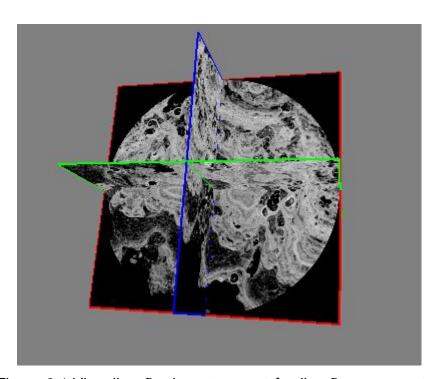
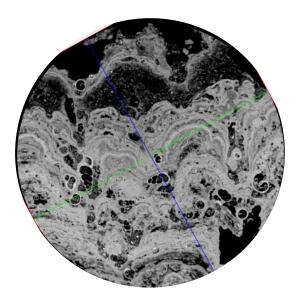


Figura 6.1. Visualização de cortes em três direções na amostra de estromatólito (Vermelho-Plano Z, Verde-Plano X, Azul-Plano Y).

Ao interpretar o corte do plano Z em destaque na Figura 6.1,os cortes realizados na rocha digital de estromatólito revelaram a existência de estruturas de microfáceis dentro do plug. Essas microfáceis são evidentes observando na Figura 6.5a, onde são amostrados laminas de diferentes tonalidades de cinza. Já na Figura 6.5b essas laminas/microfáceis foram marcadas na ilustração interpretadas à direita.



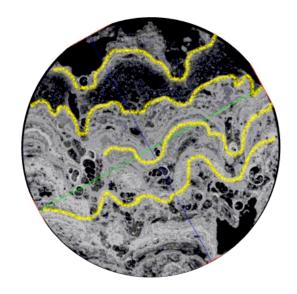


Figura 6.2.(a) Corte no plano em Z (esquerda), (b) com marcação de algumas microfáceis na estrutura do plug de estromatolito.

Como discutido anteriormente, a diferença de tonalidade de cinza ou intensidade dos seus níveis de cinza em cada pixel da imagem reconstruída ou voxel da renderizada não tem relação direta com a medida de densidade. A intensidade apenas indica a razão da densidade de cada pixel comparativamente com os outros pixels do material estudado.

Usando esta comparação de valores de densidades iremos analisar as diferenças de densidades em um perfil de intensidade do pixel nos três planos de corte realizado pelo *Dataviewer*, essa diferença dos tons de cinza nos permite identificar as microfáceis.

Plano Z, direção A para B.

A primeira comparação dos valores de densidades foi feita no plano Z do ponto A para o B da Figura 6.3, sendo o A o ponto inicial da projeção do perfil. Através da análise do perfil de intensidade (Figura 6.4) em relação à imagem observou-se que o perfil nessa direção cruza diversas microfáceis da amostra fazendo com que existam diversos picos de intensidade.

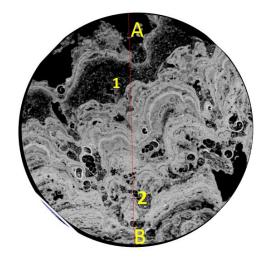


Figura 6.3. Corte no plano Z da imagem renderizada.

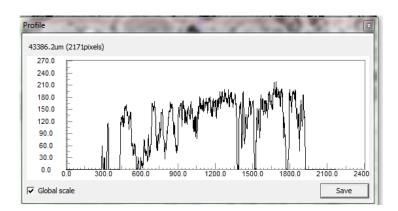


Figura 6.4.Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano Z.

Nos poros onde não existe densidade assim como o ponto 1 e 2 na Figura 6.3 o valor de intensidade cinza chega a zero.

Plano X, direção C para D. Interpretando o perfil de intensidade (Figura 6.6) da Figura 6.5 do plano X na direção C para D, observa-se que o perfil C-D cortou um número menor de microfáceis. Como resultado o perfil de intensidade apresentou maior homogeneidade, com pontos com intensidade próxima a zero como o 3 e 4 relacionado aos poros.

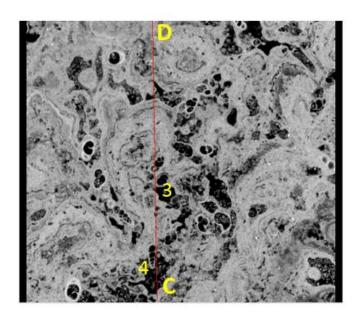


Figura 6.5. Corte no plano X da imagem renderizada.

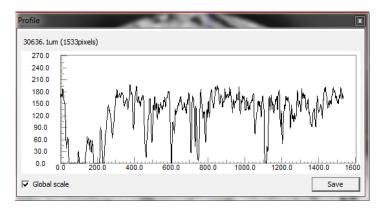


Figura 6.6. Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano X.

Plano Y, direção E para F. No plano Y da Figura 6.7 foi realizado o perfil de intensidade (Figura 6.8) na direção de E para F. O perfil do plano em Y apesar de cortar diversas microfáceis como a perfil do plano Z é mais homogêneo do que o perfil Z em relação à intensidade de coloração

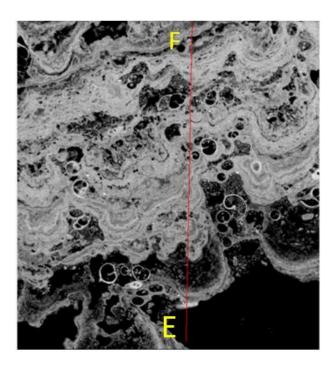


Figura 6.7. Corte no plano Y da imagem renderizada.

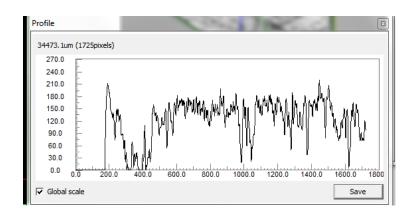


Figura 6.8. Perfil de intensidade de cinza no pixel no Y.

6.1.2 POROSIDADE

A medição da porosidade foi realizada através de um algoritmo escrito no programa CTAN. As etapas desenvolvidas neste software estão listadas abaixo e estão discutidas no Apêndice D.

Abrir a imagem,

Demarcar a região de interesse (ROI),

Realização do pré-processamento,

Segmentação da imagem: Thesholding,

Análise quantitativa.

O CTAN gerou o valor estimado de porosidade mostrados na Tabela 1.

Dados	Valores
Tamanho do pixel	19,98441 um
Percentual de objeto	78,2%
Percentual de poros	21,8%
Volume total do objeto	19217.5 mm³
Thesholding	79
Volume total de poros	4188.0 mm³

Tabela 1. Dados do cálculo de porosidade para Estromatólito através da binarização.

6.1.3 FORMA DO PORO

Os estromatólitos da Lagoa Salgada possuem uma estrutura complexa assim como os demais microbiais, apresentam grandes cavidades, poros de formato distintos e irregulares. O fator de circularidade foi utilizado para análise da forma do poro, como discutido no capítulo 4.

Na escala de cor da Figura 6.9 os tons à direita branco e azul indicam poros com fator de circularidade próximos de 1 e os tons da esquerda são poros com fator de circularidade próximo de 0.

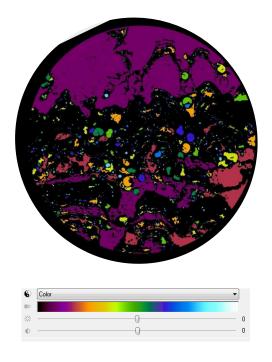


Figura 6.9.Identificação do fator de circularidade em estromatólitos.

Outra interpretação da forma pode ser feita por meio do *DataView*, como podemos visualizar na Figura 6.10, as marcações A, B, C e D indicam algumas formas de poros. A é um poro do tipo fenestral e B indica um poro do tipo móldica. Como já foi descrito no item que discute no Apêndice B, esse tipo de poro é causado pela dissolução de material sedimentar neste caso concha de *Heleobia australis*. C é formado no espaço entre duas microfáceis demostra que essa estrutura está diretamente ligada com a forma do poro encontrada na imagem e o ponto D indica um microporo.

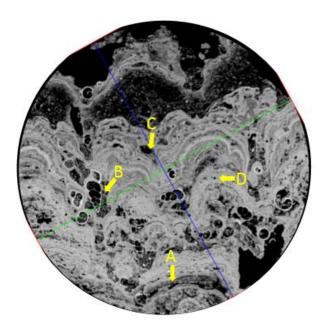


Figura 6.10. Identificação de forma do poro pelo DataView.

A formação do poro do tipo móldico deve-se ao ambiente de geração do estromatólito da Lagoa Salgada, o processo de dissolução físico-química e de abrasão mecânica em material esqueletal carbonático e em rochas calcáreas do ambiente costeiro conhecido com bioerosão (30).

A bioerosão por microendolíticos³ autotróficos é parte do conjunto de processos das construções em lagoas hipersalinas costeiras do Estado do Rio de Janeiro como a Lagoa Salgada. Esta Lagoa apresenta um ambiente carbonáticos com regime climático de sazonalidade e condições físico-químicas da água que influenciam o microambiente (30).

A bioerosão é visualizada nas imagens renderizadas no CT-VOX quando se utiliza o filtro adequado, como mostrado na Figura 6.11, com destaque nos filtros das Figura 6.11-a e Figura 6.11-b.

³Microendolíticos: Cianobactérias

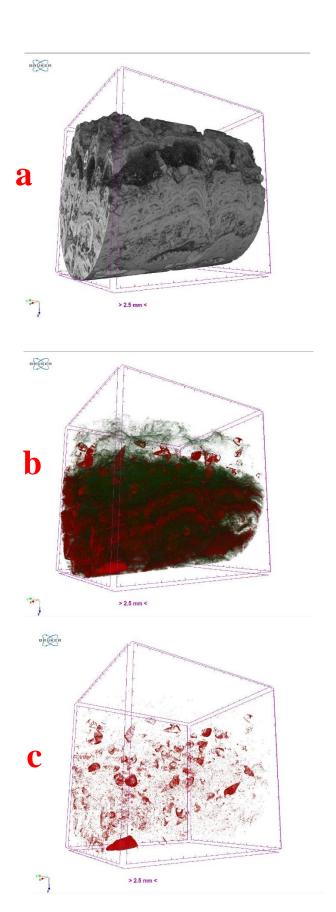


Figura 6.11.Rocha digital de estromatólito em tons de cinza (1), com tabela de cor construída (2), e realce nas estruturas de fósseis, realce de poro criando por mesoesqueleto de bioclasto de gastrópode (3).

Os microgastrópodo *Heleobia Australis* encontrado na imagem renderizada e filtrada pelo CT-vox são apontados como fontes de carbonato na área da Lagoa Salgada, contribuindo ainda para a disponibilidade de outros elementos essenciais ao desenvolvimento e manutenção das associações microbianas da área (30),como podemos visualizar na Figura 6.12.

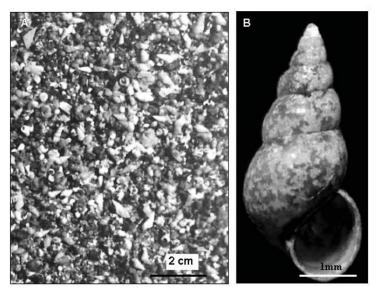


Figura 6.12. (A) Banco de conchas do microgastrópodo Heleobia Australis formado na porção marginal da lagoa Salgada. (B) Fotografia em microscópio estereoscópico dos traços de bioerosão (manchas de cor clara) em Heleobia australis (30).

6.1.4 TAMANHO DO PORO.

A última analise a ser discutida para o plug de estromatólito é o tamanho do poro da amostra. A escala de cor da figura 40 é utilizada para marcar os maiores poros com tonalidades branca e azul e as menores com vinho e vermelho. Na Figura 6.13 é comparada à disposição dos tamanhos dos poros na imagem com e sem matriz,

sendo possível ver que o tamanho do poro também respeita a laminação das amostras.

Os poros com coloração verde escuro estão em sequência na parte inferior da imagem à esquerda, deixando clara a relação das microestututras nos tamanhos de poros e as suas ligações, podendo trazer uma informação importante em relação da permeabilidade da rocha.

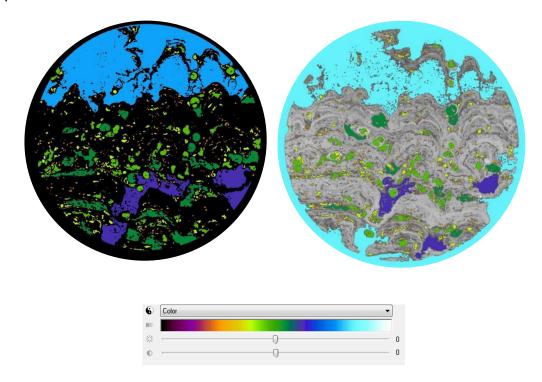


Figura 6.13. Analise do tamanho do poro em corte do estromatolito

6.1.5 CONECTIVIDADE DOS POROS

O fato da geometria interna da rocha respeitarem as laminas demostra que a permeabilidade do estromatólito estudado respeita a direção dessas microfáceis.

6.2 TRAVERTINO

6.2.1 ESTRUTURA

Para realizar a análise da estrutura da amostra, foi utilizado o mesmo procedimento utilizado na amostra anterior. Foram realizados cortes em três direções no eixo X, Y e Z, como pode ser visualizado na Figura 6.14.

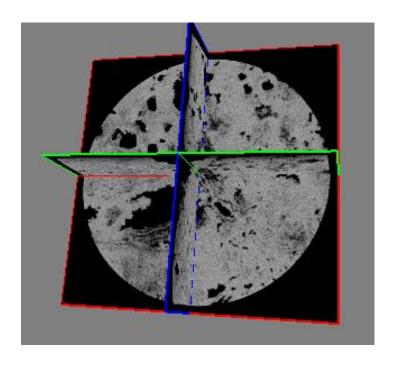


Figura 6.14 Visualização de cortes em três direções na amostra de travertino (Vermelho-Plano Z, Verde-Plano X, Azul-Plano Y).

A Figura 6.15 revela os três planos de corte *DataViewer*, observa-se nesta imagem que a amostra é pequena e não íntegra. Os cortes realizados na rocha digital de travertino não revelaram estrutura laminar.

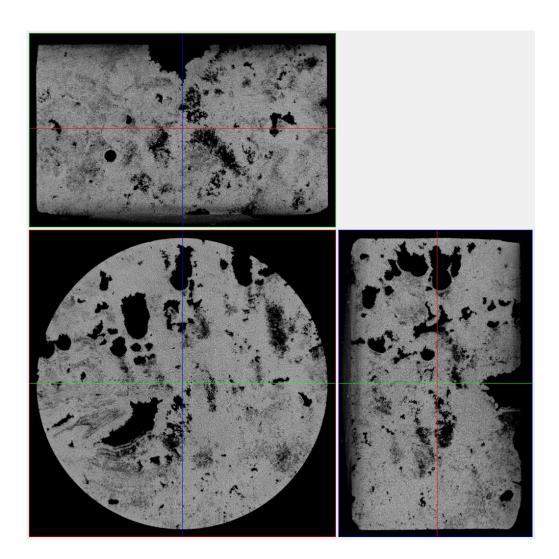


Figura 6.15. Visualização de cortes em três direções na amostra de travertino.

Plano Z, direção A para B.

Ao interpretar o corte do plano Z (Figura 6.16) e analisar o perfil de intensidade (Figura 6.17) revelou que na amostra não existe grande diferença de intensidades nos cinzas. O perfil do corte do ponto A para o B é um platô de, com quedas apenas nas regiões de poros/vazios de densidade.

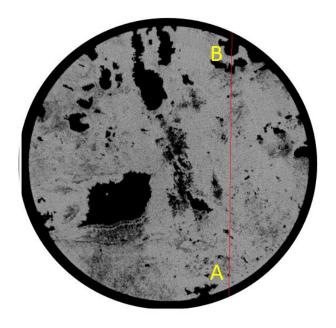


Figura 6.16. Corte no plano Z da imagem renderizada

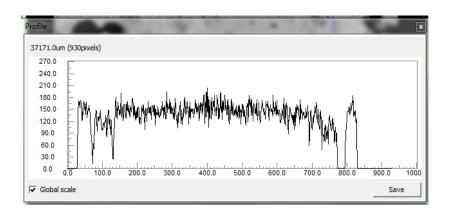


Figura 6.17. Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano Z.

Plano X, direção C para D.

Interpretando o perfil de intensidade (Figura 6.19) da Figura 6.18 do plano em X na direção C para D, concluiu-se que assim como perfil do plano em Z não existe microfáceis na amostra, o material é homogêneo em relação à intensidade do pixel. O ponto 1 é claro no perfil como um grande espaço onde a intensidade decai a zero

devido a existência de um poro vulgular, a região em destaque que circula o ponto apresenta diversos vulgos, sendo este tipo de poro é característico dos travertino.

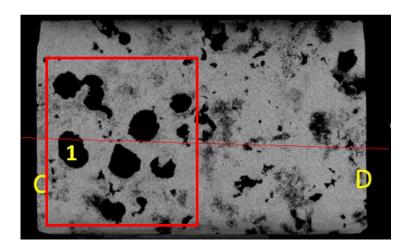


Figura 6.18. Corte no plano X da imagem renderizada

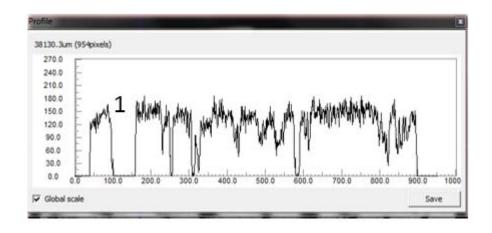


Figura 6.19. Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano X.

Plano Y, direção E para F.

Interpretando o perfil de intensidade (Figura 6.21) da Figura 6.20 do plano em X na direção C para D, vê que, assim como os demais cortes a intensidade dos tons de cinza é relativamente homogênea com exceção da região porosa onde não há densidade e o perfil de intensidade de iguala a zero.

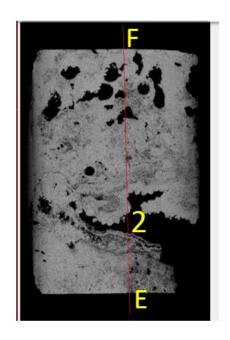


Figura 6.20. Corte no plano Y da imagem renderizada

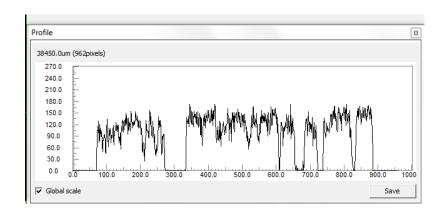


Figura 6.21. Perfil de intensidade de cinza no pixel no plano Y.

Mesmo com a existência do ponto 2 que se trata de uma caverna no plug , a técnica de microtomografia de Raio-X permite um cálculo de porosidade, como mostrado a seguir.

6.2.2 POROSIDADE

A medição da porosidade foi realizada através do mesmo algoritmo descrito anteriormente, utilizando o programa CTAN. Os resultados estão listados na tabela 2.

Dados	Valores
Tamanho do pixel	19,98 um
Percentual de objeto	78,5%
Percentual de poros	21,5%
Volume total do objeto	22396,5mm³
Thesholding	67
Volume total de poros	4808,0mm³

Tabela 2. Dados do cálculo de porosidade para travertino através da binarização

6.2.3 FORMA DO PORO

Na escala de cor na Figura 6.22 os tons a direita branco e azul indicam poros com fator de circularidade próximos de 1, os tons da esquerda indicam poros com fator de circularidade próximo de 0.

Observando a imagem, percebe-se que os poros com fator de circularidade cerca de 1 são os poros de menos tamanho, provavelmente identificados na etapa de pré-processamento.

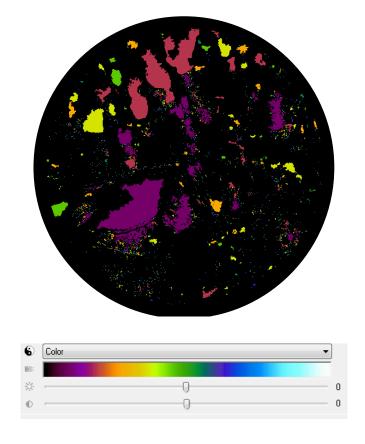


Figura 6.22. Análise da forma do poro em corte do travertino

6.2.4 TAMANHO DO PORO

A última analise a ser discutida para o plugue de travertino é o tamanho do poro da amostra. A escala de cor da Figura 6.23 marca os maiores poros com tonalidades branca e azul e as menores entre vinho e vermelho.

A interpretação dessa imagem ilustra a característica do travertino de apresentar poros grandes, embora visualizamos poros de menor tamanho. Porém os que prevalecem em área são os grandes poros.

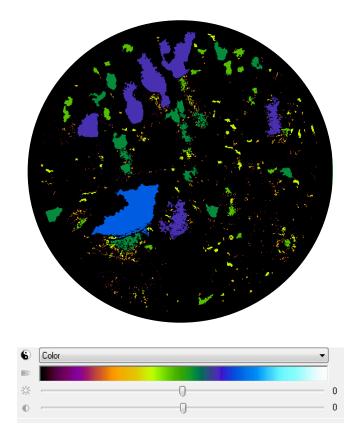


Figura 6.23. Analise do tamanho do poro em corte do travertino.

7 CONCLUSÃO

O trabalho apresentou a petrofísica digital por meio da microtomografia computadorizada de Raio-X como uma ferramenta de caracterização das propriedades físicas das rochas, permitindo a análise acerca do tamanho, forma e conectividade dos poros, bem como a estrutura das amostras de estromatólito e travertino.

A quantificação de propriedades da amostra por meio da técnica de rochas digitais através do processamento de imagem é uma tecnologia relativamente nova. Algumas questões sobre esta tecnologia ainda estão sendo estudadas. A principal pergunta a ser respondida é: como os resultados adquiridos pelo processamento de imagem e simulações computacional em escala micro podem ser extrapolados para macro escala?

Cabe ressaltar que a técnica de rochas digitais possui limitação de resolução e por isso os testes laboratoriais devem ser agregados a tecnologia de processamento de imagens. A petrofísica digital agregada a laboratorial abre um novo caminho para quantificar e compreender a rocha. Utilizando o processamento de imagem e técnicas de computação, pode-se gerar uma grande quantidade de dados em tempo real, inclusive sobre amostras que, devido a sua forma, não podem ser analisadas nos testes tradicionais. Assim, a técnica permite simular mudanças de cenário de exploração aplicando-se dados matemáticos sem destruir a amostra para posterior experimentação. Sua aplicação ainda está em evolução, mas sabe-se que esta tecnologia contribuirá muito para as futuras análises geológicas.

Neste contexto, o presente trabalho gerou análises sobre duas amostras de carbonatos análogos ao material do reservatório pré-sal - estromatólito (Lagoa Salgada, Araruama, Rio de Janeiro) e travertino romano (Tivoli, Itália) -, sendo que cada um desses plugues é proveniente de regiões com formações carbonáticas distintas. O estromatólito é uma rocha gerada pela atividade microbial e apresenta uma estrutura laminar de calcita definida, que gera uma direção preferencial dos poros na rocha. O travertino romano é uma rocha de formação termal que tem sua formação devido as fontes de águas termais próximas ao sedimento e, em contrapartida, não apresentam uma laminação nem direção de crescimento, consequentemente seus

poros não apresentam uma direção preferencial. A comparação de dois carbonatos com processo de formação distintos retrata a dificuldade, mencionada anteriormente, da caracterização da estrutura porosa dessas rochas.

A comparação entre forma e tamanho de poro em relação a estrutura da amostra no capítulo de avaliação de resultado, demostrou que a amostra de travertino, por não apresentar atividade microbiana, não apresentou nenhum tipo de estrutura fóssil. Em contraponto da amostra de estromatólito que, por apresentar atividade microbiana, apresenta algumas estruturas porosas do tipo móldica. Os travertinos no entanto têm seus poros classificados, em maior número, como poro vulgular.

Na comparação entre o perfil de intensidade nos planos X, Y e Z das amostras de estromatólito e travertino, verificou-se que a laminação existente no estromatólito gera uma diferença de estrutura nas rochas em análise no trabalho. O travertino, por apresentar uma variação pequena de diferença de densidade, apresenta um perfil de intensidade sem muitas variações. Enquanto a laminação da calcita no estromatólito gera picos de intensidades variáveis.

Outra conclusão a se destacar acerca das amostras é que a quantificação da porosidade gerou um percentual de poros tanto nos estromatólitos quanto nos travertinos de aproximadamente 21%, mas, como foi discutido, os processos de formação da amostra são distintos, assim como a estrutura da amostra, a forma do poro e tamanho poro. Este fato demostra que se basear somente em um parâmetro para classificação das rochas carbonáticas não é uma opção confiável.

Os resultados e análises demonstrados no presente trabalho permitiram confirmar que o processo de formação de rochas carbonáticas gera grande alteração na estrutura destas e, com isto, em suas características porosas. Por fim, cabe ressaltar que a microtomografia mostrou-se uma ferramenta de extrema utilidade para a circunspecta análise e quantificação das propriedades petrofísicas.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Em adição ao estudo desenvolvido no presente trabalho, sugere-se como análises futuras:

- Realizar um estudo semelhante ao apresentado em rochas do reservatório pré-sal, a fim de comparar a estruturas porosas das rochas carbonáticas do pré-sal com os seus análogos.
- O estudo de parâmetro de conectividade do poro, que não foi o parâmetro primordial de análise do trabalho. Esta conectividade se relaciona diretamente com a permeabilidade da rocha, e está sendo fundamental para a gestão da recuperação do hidrocarboneto.
- Com os resultados de conectividade de poros almeja-se estudar futuramente o comportamento dos fluidos no interior poroso das rochasreservatório, através da modelagem computacional do fluido.

8 REFERÊNCIAS

- 1. Estimativa de Propriedades Petrofísicas através da Reconstrução 3-D do Meio Poroso a partir da Análise de Imagens. De Gasperi, P.M.S. Campinas: Dissertação de Mestrado Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Mecânica Depto. de Engenharia de Petróleo, 1999.
- 2. DIGITAL CORE FLOW SIMULATIONS ACCELATE EVOLUTION OF MULTIPLE RECOVERY SCENARIOS. ARDERSEN, MARK.A. 2014, WORD OIL, pp. 50-56.
- 3. DETERMINAÇÃO DAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA NO ESCOAMENTO DE EMULSÕES E ÓLEO. ENGELKE, BERNARDO SOARES. PUC-RIO PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO, Rio de Janeiro : s.n., 2012.
- 4. Repsol. Repsol. [Online] Repsol, 2016. [Citado em: 11 de novembro de 2016.] https://www.repsol.com/creatividad/prensa/news/18/index.html.
- 5. 3D imaging of rock samples combined with software enables the comprehensive analysis of rock properties. Gareth, James A. 2015, GEOEXPRO, pp. Vol.12, No. 4.
- 6. Estudo da qualidade óssea através das técnicas e microtomografia e microfluorecência de raio X. Sales, Erika da Silva. 2010.
- 7. Paolillo, Alessandra Rossi. Avaliação por Microtomografia de Raio- X do reparp ósseo em osteotomia completa de Tíbia de Ratos após tratamento com ultrassom de baixa intensidade e laser de baixa potência. São Carlos, São Paulo : s.n., 2013.
- 8. *Image Segmentation Techniques in Nuclear Medicine Imaging*. Booudraa, A. O. e Zaidi, H. Nova York: Quantitative Analysis in Nuclear Medicine Imaging, 2006.
- 9. Quantificação 3D de Estruturas em imagens médicas Aplicação em Imagem Funcional e Metabólica . Faria, Diego A. B. Porto : FEUO- Faculdade de engenharia da Universidade do PORTO, 2013.
- 10. Análise da influência da morfologia porosa de implantes de titânio no processo de crescimento ósseo. Moreira, A.C. 2013, UFSC.

- 11. Engenharia de Microestruturas: Análise quantitativa de imagens e simulação de processos físicos. Fernandes, C.P. Florianópolis: s.n., 2002, Monografia para o Concurso de Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC.
- 12. Microtomografia e nanotomografia de raio X aplicada à caracterização multiescalar de sistemas porosos carbonáticos. Mantovani, Iara Frangiotti. 2013, UFSC.
- 13. Stromatolite Investigation by 3D X-ray Microtomography. Lima, Inayá, et al. Rio de Janeiro: SBGF, 2011.
- 14. 3D HIGH RESOLUTION X-RAY COMPUTED MICROTOMOGRAPHY IN LIMESTONE ROCKS OF THE ITABORAÍ BASIN STUDIES. Oliveira, Milena F. S., et al. Rio de Janeiro: s.n., 2011.
- 15. *Machado,A.S;Dal Bó,P.F.F.*; *Lima, I.; Lopes,R.*. Brazil, X-ray microtomography characterization of carbonate microbialites from a hypersaline coastal lagoon in the Rio de Janeiro State –. Rio de Janeiro: s.n., 2013.
- 16. *Machado,A.C.*; *Oliveira,T. J. L.*; *Bittencourt, F.*; *Lopes,R. T.*; *Lima,I.*;. EDTA, 3D wormhole visualization after carbonate matrix acidizing with. Rio de Janeiro: s.n., 2013.
- 17. Wilhelm Conrod Roentgen e a desoberta dos Raio-X. Martins, W.M. s.l.: Revista de Clínica e pesquisa odontologica, 2005, Vol. 1.
- 18. www.oncologiacentenario.com.b. [Online] 06 de dezembro de 2016. http://www.oncologiacentenario.com.br/Historia_da_radioterapia-3D-IMRT-IGRT-Convencional-Oncologia-Centerio-Centro-Cancer.php.
- 19. *História da tomografia computadorizada* . Carvalho, Antonio Carlos Pires. 2, s.l. : Revista Imagem, 2007, Vol. 29.
- 20. Aplicação da tomografia computadorizada industriaç na análise de rochas . Tetzner, G.C. São Paulo : INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGÉTICAS E NUCLEARES, 2008.
- 21. Mantovani, Iara Frangiotti. Microtomografia e Nanotomografia de Raio X aplicasa à caracterizaçãp multiescalar de sistemas porosos carbonáticos. *notomografia de Raio X aplicasa à caracterizaçãp multiescalar de sistemas porosos carbonáticos*. Florianópolis, Santa Catarina, RJ: s.n., 2013.
- 22. Oocites. [Online] Geocites. http://www.oocities.org/tomografiademadeira/geracoes.html.

- 23. Aquisição, Processamento e Análise de Imagens 3D:MicroTC e FIB-SEM na Caracterização de Defeitos em Solda Molhada. Silva, Luciana Ferreira. Rio de Janeiro : PUC, 2014.
- 24. http://www.campinas.com.br. *Campinas*. [Online] 03 de dezembro de 2016. http://www.campinas.com.br/eventos/2016/05/laboratorio-nacional-de-luz-sincrotron-emcampinas-abre-as-portas-para-o-publico.
- 25. APLICAÇÕES DA TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS-X NA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO. Campos, E. F. e Lopes, R. T. Rio de Janeiro : s.n.
- 26. quakerecnankai.blogspot.com.br. [Online] 3 de Dezembro de 2016. http://quakerecnankai.blogspot.com.br/2014/12/x-ray-computed-tomography-ct-scans.html.
- 27. Digital rock physics: mumerical prediction pf pressure-dependent ultrasonic velocities using micro-CT imaging. Madonna, Claudio. 2012, Geophysical Jornal International, Vol. 189, pp. 1475-1485.
- 28. CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA DE ROCHAS CARBONÁTICAS ATRAVÉS DA TÉCNICA DE MICROTOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X. Machado, A. S. Rio de Janeiro : COPPE-UFRJ.
- 29. Challenges for petrophysical characterization of presalt carbonate reservoirs. Mohriak, Webster U., et al. 2015, SBGf Sociedade Brasileira de Geofísica.
- 30. Microbioerosão em conchas de Heleobia australis (Gastropoda: Rissooidea) da lagoa Salgada, Rio de Janeiro, Brasil. Senra, M.C.E., et al. Rio de Janeiro: Anuário do Instituto de Geociências UFRJ, 2006, Vols. 29 2.
- 31. Sallun Filho, W., Fairchild, T.R. e França, D.R. de. [Online] 17 de 11 de 2016. http://www.igeologico.sp.gov.br/downloads/palestras/estromatolito_2008.pdf.
- 32. The origin and growth of a recently-active fissure ridge travertine over a seismic fault. FILIPPIS, L. ANZALONE, E., et al. Tivoli, Itália: Geomorphology. v. 195, p. 13–26, , 2013.
- 33. *Uomo*, *georisorse e faglie nel Bacino delle Acque Albule, Italia centrale*. Filippis, Luigi De, et al. Roma : Società Geologica Italiana, 2013.
- 34. Domingues, Débora Lopes Piotto. *Caracterização Geológica e Geomecânica de Travestinos*. Rio de Janeiro: PUC, 2011.

- 35. A microtomografia computadorizada de raio x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. Neto, José Manoel dos Reis. 2011, Revista Brasileira de Geociências, pp. 498-508.
- 36. Digital rock physics for fast and accurate special core analysic in carbonetes. Kalam, Mohammed Zubair. s.l.: InTech, 2012, InTech, pp. 201-226.
 - 37. skyscan 1173, User guide. Version 1.5.
- 38. Estudo da qualidade óssea através das técnicas de microtomografia e microfluência de raio-x. Sales, Erika da Silva. 2010, UFRJ.
- 39. Computer tomography for dimensional metrology. Kruth, J.P., et al. 2011, CIRP Annals- Manufacturing Technology, pp. 821-242.
- 40. Identification of a unique cause of ring artifact seen in computed tomography trans-axial images. Jha, A. K., et al. 4, Mumbai: Indian Journal of Nuclear Medicine, 2013, Vol. 28.
- 41. Current Methods in Medical Image Segmentation. Pharm, D.L, Xu, C e Price, J.L. s.l.: Annu Rev Biomed, 2000.
- 42. O USO DE MICROFÁCIES SEDIMENTARES NA CARACTERIZAÇÃO DE POTENCIAIS ROCHAS SELANTES E GERADORAS DE UM SISTEMA LACUSTRE PALEOGÊNICO NA BACIA DE TAUBATÉ. TORRES-RIBEIRO, Mauro e BORGHI, Leonardo. Campinas, SP: 40 PDPETRO, 2007.
- 43. Gomes, J. S. e Alves, F. B. O Universo da Indústria Petrolífera Da Pesquisa . s.l. : Fundação Calouste Gulbenkian, 2007.
- 44. PETRÓLEO NA MARGEM CONTINENTAL BRASILEIRA: GEOLOGIA, EXPLORAÇÃO, RESULTADOS E PERSPECTIVAS. Milani, J. E., Brandão, A.S.L., Zalán, P.V. and Gamboa, A.P. 2000, Revista Brasileira de Geofísica, pp. 351-395.
 - 45. Annual report. SCHULUMBERGER. s.l.: p.13, 2009.
- 46. Petrobras. *Petrobras*. [Online] 2016. http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/.
- 47. hotsitespetrobras. [Online] http://www.hotsitespetrobras.com.br/petrobrasmagazine/Edicoes/Edicao56/pt/internas/presal/.

- 48. http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/. [Online]
 - 49. Schon, J.H. *Physical properties of rocks- a workbook*. Oxford: Elsevier, 2011.
- 50. Dias, Gilmar Pauli. Determinação do efeito de escala na porosidade de arenitos artificiais não consolidados e projeto de um porosímetro a gás para amostras com diferenres diâmetros . Rio de Janeiro : UFRJ, 2008.
- 51. Rabelo, S.K.L. Estudo Sobre a Viabilidade do Cálculo da Porosidade com Base em um Conjunto Reduzido de Perfis e sua Aplicação na Bacia de Almada/BA. Centro de Ciência e Tecnologia. Universidade Estadual do Norte Fluminense : s.n., 2004.
- 52. Kronbauer, Denise Prado. *DETERMINAÇÃO DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCHAS RESERVATÓRIOS USANDO MODELOS DE REDES DE POROS*. Florianópolis: UFSC, 2014.
- 53. Estudo experimental do comportamento geomecânico do travertino. Huillca, C. A. L. Rio de Janeiro: PUC-RJ, 2014.
- 54. *Quantificação Histomorfométrica 2D a partir de tomografia computadorizada 3D*. LIMA, I. C. B. Rio de Janeiro : M. Sc, Dissertação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2002.
- 55. Comparison Types of Filter Used in Viewing Inner Structure of Material Uning X-Ray Computed Tomography. Mohd and Salzali.
- 56. Pico, Ruby L. H. Influência da microestrutura nas propriedades mecânicas de rochas carbonáticas usando imagens 3D de microtomografia de raio-X. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: s.n., Setembro de 2013.
- 57. I. A. Taina, R. J. Heck, T. R. Elliot. Aplication of X-Ray tomography to soil science: A literature review. *Aplication of X-Ray tomography to soil science: A literature review*. Outubro de 2007.
- 58. Bouma, Arnald H. Notes on X-ray interpretation of marine sediments. *Notes on X-ray interpretation of marine sediments*. Utrecht: Geological Institute, 1964, pp. 278-309.
- 59. Quantitative analysis of reservoir rocks by microfocus X-ray computerised tomography. Geet, M Van. 2000, Sedimentary Geology, pp. 25-36.

- 60. Choquette, P. W e Pray, L. C. *Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates.* s.l.: AAPG Bulletin, 1970. Vol. 54/2.
- 61. Precis D' analyse D'images. Coster, M. e Chermant, J.L. Paris : s.n., 1989, Presses du CNRD.
- 62. Efeito de tipo de porosidade em rochas carbonáticas. Almeida, Leyllanne Renalle Batista de. 2015, I Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível.
- 63. Caracterização de rochas reservatório por microtomografia de raio x. Palombo, L., et al. 2015, HOLOS.
- 64. Caracterização do sistema poroso de rochas-reservatório com microtomografia computadorizada de raios X. Fernades, Celso Peres, et al. nov2011/nov2012, Boletim de Geociencia da Petrobrás, pp. v.20, n.1/2, p.129-144.
- 65. Rosa, A J, Carvalho, R S e Xavier, J A D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro : Editora Iterciência, 2006.
- 66. 2D & 3D particle size analysis of micro-CT images. Van Dalen, G. e Koster, M.W. 2012, Van Dalen.
- 67. Sedimentary Petrology: An Introduction to the origin of sedimentary rocks. Tucker, M. E. 2002, Blackwell Publishing, p. 202.
- 68. Challenges and New Technologies for the Development of the Pre- Salt Cluster, Santos Basin, Brazil. Beltrão, R.L, et al. 2009, Offshore Technology Conference.
- 69. Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks. AHR, WAYNE M. 2008.
- 70. Exact and Approximate Cone-Beam X-ray microtomography. GE WANG, Ph.D., SHIYNG ZHAO, Ph.D. e PING-CHIN CHENG, Ph.D. Singapore: World Scientific, 1998, Modern Microscopies (I) Instrumentation and Image Processing.
- 71. Partial Volume Effect correction using segmented CT images with distance Mapping. Márta, Zsolt e Szirmay-Kalos, László. Budapest: s.n., 2012.
- 72. Quantitative 3D-fracture analysis by means of microfocus X-ray computer tomography (μ CT): an example from coal. Geet, M.V. e Swennen, R. 17, s.l.: Geophysical Research Letters, 2001, Vol. 28.

- 73. Quantitative analysis of reservoir rocks by microfocus X-ray computerized tomography. Geet, M.V., Swennen, R. e Wevers, M. s.l.: Sedimentary Geology., 2000, Vol. 132.
- 74. Three-dimensional grain fabric measurements using high-resolution X-ray computed tomography. Ketcham, R.A. s.l.: Journal of Structural Geology, 2005, Vol. 27.
- 75. Nondestructive highresolution visualization and measurement of anisotropic effective porosity in complex lithologies using high-resolution X-ray computed tomography. s.l.: Journal of Hydrology, 2005, Vol. 302.
- 76. Recent progress in X-ray CT as a geosciences tool. Cnudde, V., et al. s.l.: Applied Geochemistry, 2006, Vol. 21.
- 77. *Hands-on morphological image processing*. Dougherty, E.R. e Lotufo, R.A. Washington: SOIE Press, 2003.
- 78. ESTUDO DA POROSIDADE DE ARENITOS SINTÉTICOS POR TÉCNICAS NUCLEARES NÃO DESTRUTIVAS. MARQUES, LEONARDO CARMEZINI. Londrina: Universidade Estadual de Londrina, 2008.
- 79. Removal of ring artifacts in CT imaging through detection and correction of stripes in the sinogram. Abu Anas, E.M. e Lee, S.Y., Hasan, M.K. s.l.: Phys Med Biol, 2010.
- 80. CARACTERIZAÇÃO DE PARTÍCULAS ABRASIVAS SEGUNDO DIFERENTES MODELOS DE MEDIÇÃO DE FATOR DE FORMA. COSEGLIO, M. S. D. R. C. Curitiba: s.n., 2009.

APÊNDICE A- RESERVATORIO DE HIDROCARBONETO

O presente apêndice discutirá os mecanismos necessários para a formação de um reservatório de hidrocarbonetos. Esta formação é dividida nos seguintes passos: a geração do hidrocarboneto, a migração e o seu acumulo. Os eventos geológicos de geração, migração e acumulação ocorrem em sequência como ilustra a Figura 0.1.



Figura 0.1. Sequência de eventos geológicos em uma bacia.

GERAÇÃO

O primeiro elemento geológico necessário para a formação de hidrocarbonetos é a existência de uma bacia sedimentar, ou seja, uma depressão preenchida por rochas sedimentares. O preenchimento da bacia inclui componentes rochosos orgânicos e a água nesta depressão. No decorrer da sedimentação, os sedimentos vão sendo soterrados, aumentando a sua compactação e transformando-se, ao longo do tempo geológico (43).

MIGRAÇÃO

O processo de expulsão dos hidrocarbonetos da rocha reservatório leva o nome de migração. Este processo pode ser caracterizado em duas etapas, quando os hidrocarbonetos são expulsos da rocha geradora (migração primária) e em seguida se deslocam através do meio poroso (migração secundária).

A migração primária, é controlada pelo aumento de pressão nas rochas geradoras, em resposta à progressiva compactação e a expansão volumétrica ocasionada pela geração dos hidrocarbonetos. A compactação de volume é capaz de

formar um gradiente de pressão, favorecendo a formação de microfraturas e o deslocamento dos hidrocarbonetos. Este conjunto de fatores desencadeia um ciclo de processos (aumento de pressão, microfraturamento, movimentação de fluidos e alívio de pressão), que deve se repetir inúmeras vezes, para que quantidades significativas sejam expulsas.

A migração secundária, é impulsionada pelo gradiente de potencial de fluido. Este potencial pode ser subdividido em três componentes: o desequilíbrio de pressão, ocasionado pela compactação; a flutuabilidade, força vertical resultante da diferença de densidade entre petróleo e água de formação; e a pressão capilar, devido a tensão interfacial das fases petróleo, água e rochas.

ACUMULO DE HIDROCARBONETO

O petróleo, após ser gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em rochas permo-porosas, estratigraficamente definida e correlacionável. Denominado de reservatório, a maior parte das reservas de hidrocarbonetos conhecidas no mundo encontra-se em arenitos e rochas carbonáticas. A porosidade e a permeabilidade da rocha reservatório são indicativos de capacidade de armazenamento. Portanto, estes fatores são muito importantes na recuperação do hidrocarboneto no reservatório. A Figura 0.2 ilustra um modelo clássico de reservatório de hidrocarboneto.

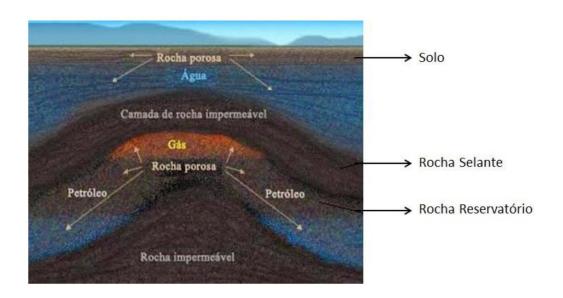


Figura 0.2. Representação de um modelo clássico de reservatório de hidrocarboneto (12).

Para o hidrocarboneto permanecer na rocha reservatório após a migração os fluidos devem encontrar uma situação perfeita normalmente condicionado a existência de rochas selantes acima da rocha reservatório, para impedir que o fluido escape (44).

RESERVÁTORIO CARBONÁTICO

Cerca 60% dos reservatórios comprovados no mundo estão em reservas carbonáticas (45). No final do ano 2007 o anuncio da descoberta de hidrocarbonetos em água profundas no Brasil, colocou o país como um dos maiores potenciais produtores de petróleo e gás natural do mundo, tal reserva foi denominada de pré-sal.

O pré-sal é uma sequência de rochas sedimentares formada há mais de 100 milhões de anos gerado pela separação do supercontinente Gondwana. Esta fragmentação produziu grandes depressões, dando origem a grandes lagos. Nestes lagos foram depositadas, ao longo de milhões de anos, as rochas geradoras de petróleo do présal

À medida que os continentes se distanciavam, os materiais orgânicos se acumularam nesses lagos sendo cobertos pelas águas do Oceano Atlântico, uma camada de sal depositou-se sobre a matéria orgânica acumulada, retendo-a por milhões de anos. (46). A Figura 0.3 mostra a área ocupada pelo reservatório de pré-sal na costa do Brasil e os blocos de exploração do óleo.



Figura 0.3.Disposição do reservatório pré-sal na costa brasileira (47).

A camada pré-sal tem aproximadamente 800 km de extensão por 200 km de largura, com extensão do litoral do estado de Santa Catarina ao Espírito Santo. A profundidade deste reservatório torna a captura do hidrocarboneto complexa e a extensa camada de sal, o selo deste sistema, por ser material de grande instabilidade imputa uma maior responsabilidade na escolha correta da estratégia de exploração. Com o descobrimento do pré-sal a necessidade de compreender o comportamento dos reservatórios carbonáticos tornou-se essencial para o Brasil. A Figura 0.4 representa a exploração e produção de óleo e gás na camada pré sal.

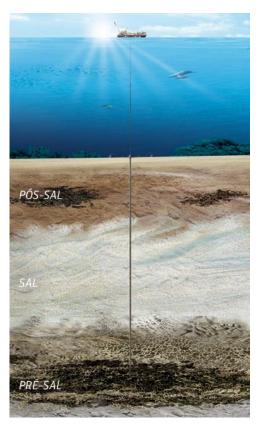


Figura 0.4.Imagem representativa da exploração e produção de óleo e gás na camada pré sal (48).

ROCHAS CARBONÁTICAS

Rochas carbonáticas são rocha sedimentares de origem química e/ou bioquímica composta essencialmente por minerais carbonáticos. Os principais minerais carbonáticos são a calcita, a dolomita e a aragonita.

Devido ao fato das rochas carbonáticas apresentarem características petrofísicas e geológicas complexas em virtude da sua formação, para compreender as propriedades geológicas e geomecânicas destes materiais, é necessária a compreensão dos seguintes parâmetros:

- Porosidade;
- Mineralogia;
- Textura;
- Fabric-é definido como textura da rocha que depende da forma e dos arranjos dos constituintes cristalinos e não-cristalinos.
- Velocidade das ondas sísmicas;

- Módulos de elasticidade;
- Resistência à compressão simples.

O parâmetro de porosidade foi discutido no Apêndice B.

APÊNDICE B-POROSIDADE

Neste apêndice será discutido o conceito de porosidade, a tipologia de um poro e quais são os possíveis arranjos de poros no objeto de estudo do trabalho, rochas carbonáticas. A porosidade é o fator imprescindível para um reservatório devido ao seu potencial de armazenamento do volume de fluido (água, gás e óleo).

A porosidade foi definida segundo Jorden e Campbell como a fração de volume de rocha em massa ocupada pelo espaço poroso.

A ilustração da Figura 0.1 explicita o cálculo da equação 1 para se mensurar o valor de porosidade.

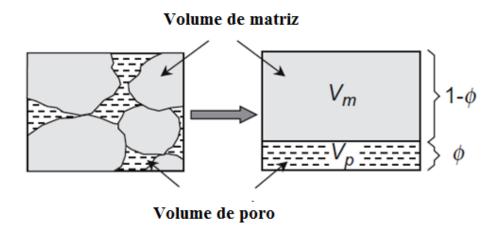


Figura 0.1.Definição de porosidade (49)

$$\emptyset = \frac{volume \ de \ poro}{volume \ bulk} = \frac{volume \ bulk - volume \ do \ mineral \ solido}{volume \ bulk}$$

TIPOS DE POROSIDADE

Há diversos tipos de classificação dos tipos de porosidade, o mais difundido no meio acadêmico considera a formação de poros e o seu grau de intercomunicação (50).

Quanto à formação são classificadas como primária e secundária.

Porosidade Primária. Resulta do processo de sedimentação intergranular ou intragranular. Porosidade primária ocorre na deposição do material detrítico ou orgânica, onde o material sedimentar se converte em rocha. Os fatores que controlam a porosidade primária são: tamanho das partículas, formato (esfericidade e angularidade) empacotamento.

Porosidade Secundária. A porosidade provém de eventos pós-deposicionais que afetam a rocha. A porosidade cársticas formada principalmente em rochas carbonáticas são exemplos de porosidades secundárias. (50)

Em relação ao grau intercomunicação, há a distinção entre porosidade total e efetiva, definidas como:

Porosidade Total. Se trata do volume de todos os poros da rocha (Vvt) independentemente de ser conectados, em relação ao volume total da rocha (Vt). A porosidade total será calculada no trabalho.

$$n\% = \frac{Vvt}{Vt}$$

Porosidade Efetiva. Reflete o grau de intercomunicação entre os poros permitindo assim a percolação dos fluidos (51), define-se como volume total dos poros interconectados (Vvi) em relação ao volume total da rocha (Vt).

$$n\% = \frac{Vvi}{Vt}$$

A porosidade efetiva é muito importante em rochas carbonáticas, por ser uma rocha reservatório, influenciando diretamente na recuperação de óleo. A porosidade efetiva descreve o volume máximo de fluido armazenado que pode ser extraído. Classifica-se um reservatório pelo percentual de porosidade de acordo com a tabela 1.

POROSIDADE	TIPO
<5%	Insignificante
5-10%	Pobre
10-15%	Regular
15-20%	Boa
20-25%	Muito Boa
≥25%	Excelente

Tabela 1. Efetividade de porosidade em reservatório (52).

CLASSIFICAÇÃO DA POROSIDADE EM ROCHAS CARBONÁTICAS

A Classificação mais abrangente e difundida no meio acadêmico acerca da classificação de rochas carbonáticas é de Choquette e Pray, 1970. No trabalho foi reconhecido 15 tipos de poros organizados em 3 classes dependendo do petrotrama (fabric) seletivo, não seletivo ou seletivo ou não.

Scholle e Ulmer-scholler,2003 definiu cada tipo de porosidade seletivo como ilustrado na Figura 0.2, e definida pelo texto que segue:

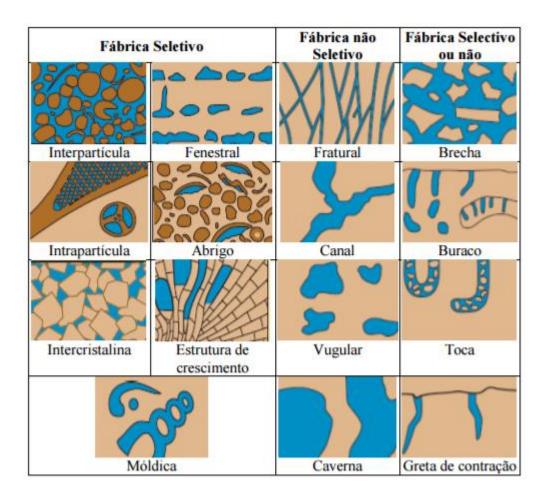


Figura 0.2. Classificação de porosidade em rochas carbornáticas (53).

Porosidade interparticulares. Porosidade entre os tipos de partículas sedimentares.

Porosidade intraparticulares. Porosidade no interior das partículas individuais ou grão de rocha.

Porosidade intercristalina. Porosidade entre os cristais da rocha.

Porosidade módica. Remoção seletiva dos constituintes da rocha, geralmente formado pela dissolução seletiva de partículas sedimentares.

Porosidade fenestral. Resulta de aberturas na estrutura das rochas maiores e mais largas, estes poros podem ser preenchidos parcialmente ou completamente.

Porosidade abrigo. Porosidade é criada pelo abrigo dos sedimentos grandes, evitando o preenchimento do espaço poroso.

Porosidade de estrutura em crescimento. Porosidade criada a partir do crescimento in situ de estruturas de rochas carbonáticas.

A porosidade não seletiva inclui fraturas de ou dissolução de cavidades de tamanhos variados que contam o *fabric* da rocha. A porosidade seletiva é subdivida em 4 tipos. Estes são:

Porosidade fratural. Porosidade responsável pelo faturamento.

Porosidade canal-poros ou união de poros. Os poros são alongados e há continuidade dos poros em uma ou mais dimensões.

Porosidade Vulgular. Poros que possuem diâmetros maiores que 1/16 mm, esse termo será utilizado na análise de resultados.

Porosidade caverna. Poros que apresentam largas aberturas.

A porosidade do tipo seletiva ou não é composta de feições penetrativas como poros realizados por plantas e animais, cavidades e gretas de dissecação. A porosidade seletiva ou não também é subdivida em 4 tipos. Estes são:

Porosidade Brecha. Porosidade interparticulares que ocorrem em brechas.

Porosidade Buraco. Aberturas criados em rochas rígidas pela perfuração de organismos.

Porosidade Toca. Aberturas criadas em sedimentos inconsolidados pela perfuração de organismos.

Porosidade Greta de Contração. Porosidade produzida pela contração do sedimento.

APÊNDICE C-TRANSFORMADA DE RADON

No trabalho de Radon, o $\mu(x,y)$ é calculado a partir das medidas dos raio-soma utilizando a transformada inversa de Radon, $P(\theta,t)$. O mecanismo mais utilizado para a técnica de tomografia computadorizada é a retroprojeção filtrada (54).

O primeiro passo para a inversão da transformada de Radon é a transformação em coordenadas polares (54):

$$P_{\phi}(r) = \int_{-\infty}^{+\infty} \mu(r,s)ds$$

$$= \iint_{-\infty}^{+\infty} \mu(x,y)\delta(x\cos(\phi) + y\sin(\phi) - r)dxdy$$

Sendo que

$$r = x\cos(\phi) + y\sin(\phi)$$
 2

$$s = -xsen(\phi) + ycos(\phi)$$

е

$$\delta = (x\cos(\phi) + y\sin(\phi) - r) = sendo \ que \ 0, para \ r$$

$$\neq x\cos(\phi) + y\sin(\phi) \ e$$

$$1, para \ r = x\cos(\phi) + y\sin(\phi)$$

O passo seguinte é obter a transformada inversa de Radon, utilizando o teorema de Fourier. F (u,v) é a transformada de Fourier de uma imagem $\mu(x,y)$, e $S_{\emptyset}(w)$ a transformada de Fourier da projeção $P_{\emptyset}(r)$

$$F(u,v) = \iint f(x,y) \exp(-2j\pi(ux+vy)) dxdy$$
 5

$$S_{\emptyset}(w) = \int P\emptyset(r)exp(-2j\pi wr)dr$$
 6

Se $F(w, \emptyset)$ indicar o valores de F(u,v) ao longo de uma linha que forma um ângulo de \emptyset com o eixo u, e $S_{\emptyset}(w)$ for transformada de Fourier de $P_{\emptyset}(r)$, então:

$$F(w,\emptyset) = S_{\emptyset}(w)$$
 7

Sendo

$$u = wcos(\emptyset) e v = wsen(\emptyset)$$

Portanto, fazendo várias projeções em diferentes ângulos, F(u,v) será conhecida em todos os pontos no plano uv, logo, a função $\mu(x,y)$ pode ser obtida através da inversão da transformada de Fourier:

$$\mu(x,y) = \int_{-\infty}^{+\infty} F(u,v) exp(j2\pi(ux+vy)) du dv$$
 9

Como a µ-CT, diferente do TC, possui um feixe da radiação cônica,a fatia reconstituída mostrará algumas distorções medida a partir do eixo óptico. A fim de resolver estes erros, temos que utilizar um algoritmo de reconstrução 3D de feixe de cone enunciado por Feldkamp e colaboradores a fim de ter em conta a espessura do objeto. (37)

APÊNDICE D-CTAN

ESTROMATOLITO

ABRIR A IMAGEM

O primeiro passo é abrir as imagens original e reconstruída no programa CTAN.

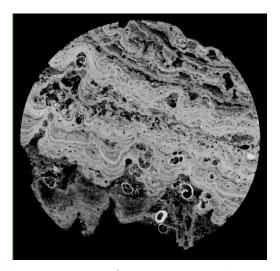


Figura 0.1. Seção original após a reconstrução visualizado no CTAN

DEMARCAR A REGIÃO DE INTERESSE EM RELAÇÃO A ÁREA E VOLUME

O passo seguinte é definir qual será a área e volume da rocha digital a ser analisada.

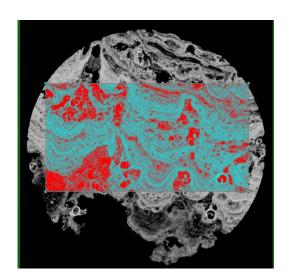
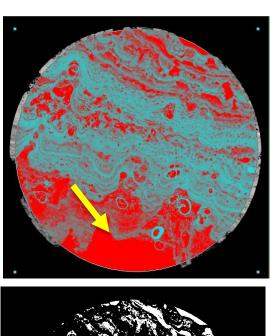


Figura 0.2. Seção da amostra de estromatólito com a demarcação da região de interesse.

No estudo em questão, foi realizada a escolha de uma região de interesse que não cobriu toda a área da rocha, isso se deve a rocha apresentar formato que se não se adequasse a nenhum do ROI pré-definidos pelo CTAN, como pode ser visto na Figura 0.3, neste teste foi definido um ROI circular, que inclui-se dentro dele praticamente toda a área da rocha, porém a segmentação calculou um espaço de porosidade maior do que o real.



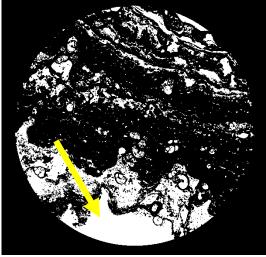


Figura 0.3. Comparação entre imagem com a demarcação de ROI e binarizada em um ponto da amostra de estromatolito.

REALIZAÇÃO DO PRÉ-PROCESSAMENTO

O pré-processamento realizada dentro do programa CTAN consiste na correção do efeito do volume parcial na imagem, deixando evidente os pequenos poros que foram atenuados devido a resolução da imagem. A Figura 0.4 é o ROI selecionado após o pré-processamento

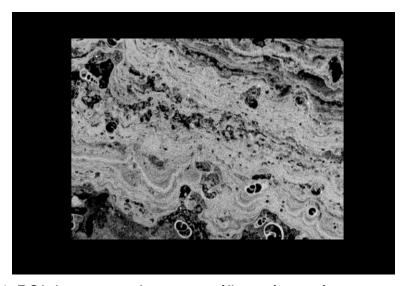


Figura 0.4. ROI da amostra de estromatólito após o pré-processamento

SEGMENTAÇÃO DA IMAGEM: THESHOLDING

O valor de *Theshold* foi 79, os valores abaixo deste número foram considerados como poro, tal mecanismo já discutido no tópico SEGMENTAÇÃO .

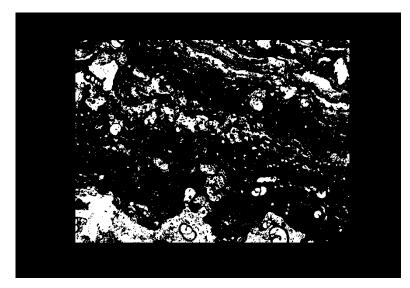
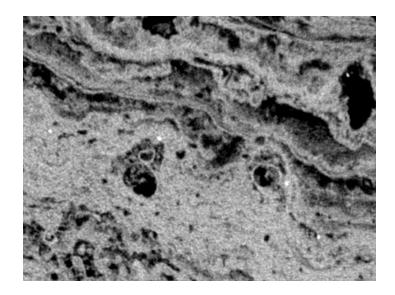


Figura 0.5. Seção da amostra de estromatólito após binarização.

A escolha do correta do valor do Theshold é o ponto mais crítico no processo de binarização, para o plug de estromatólito foi escolhido um valor através de testes e foi verificado durante estes testes se as formas dos poros estavam sendo mantidas, a Figura 0.6, compara a imagem original e a imagem binarizada, com o valor de *Theshold* 79, as imagens demostram que o valor escolhido foi coerente.



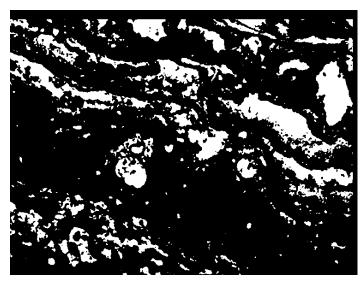


Figura 0.6. Comparação entre imagem original e binarizada em um ponto da amostra de estromatólito.

ANÁLISE QUANTITATIVA

A análise quantitativa realizada pelo CTAN apresenta como resultado de seu algoritmo um arquivo txt com as seguintes informação:

[12/02/16 13:42:01] 3D analysis

MORPHOMETRY RESULTS

Description, Abbreviation, Value, Unit

Number of layers,,1671

Lower vertical position,,3.37737,mm

Upper vertical position,,36.75133,mm

Pixel size,,19.98441,um

Lower grey threshold,,0

Upper grey threshold,,79

Total VOI volume, TV, 19217.48519, mm^3

Object volume, Obj. V, 4187.97022, mm^3

Percent object volume, Obj. V/TV, 21.79250, %

Total VOI surface, TS, 4712.63576, mm^2

TRAVERTINO

ABRIR A IMAGEM

A primeira etapa realizada no programa CTAN com a finalidade de segmentação da imagem é abrir o arquivo de imagem reconstruída.

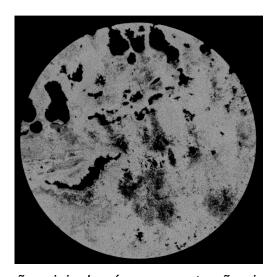


Figura 0.7. Seção original após a reconstrução visualizado no CTAN.

DEMARCAR A REGIÃO DE INTERESSE EM RELAÇÃO A ÁREA E VOLUME

A marcação da região de interesse em relação a área (ROI) e volume (VOI) é o passo seguinte.

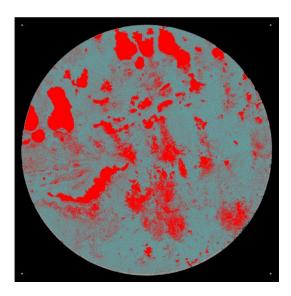


Figura 0.8. Seção da amostra de travertino com a demarcação da região de interesse.

REALIZAÇÃO DO PRÉ-PROCESSAMENTO

O pré-processamento dentro do programa CTAN consiste na correção efeito do volume parcial na imagem, deixando evidente os pequenos poros que foram atenuados devido a resolução da imagem. A Figura 0.9 é a sessão após o pré-processamento

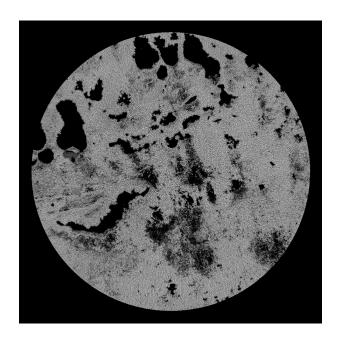


Figura 0.9. Seção da amostra de travertino após o pré-processamento

SEGMENTAÇÃO DA IMAGEM: THESHOLDING

O valor de *Theshold* foi 67, os valores abaixo deste número foram considerados como poro, tal mecanismo já discutido no tópico SEGMENTAÇÃO .

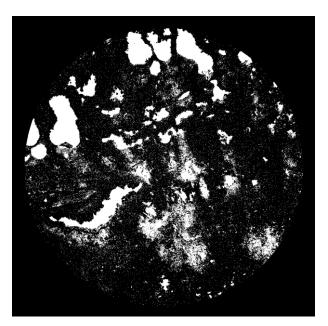


Figura 0.10. Seção da amostra de travertino após binarização

A escolha do correta do valor do Theshold é o ponto crucial para o processo de segmentação, para amostra de travertino também foi escolhido um valor através de testes para verificar se as formas dos poros estavam sendo mantidas, as Figura 6.17 e Figura 6.18, compara a imagem original e a imagem binarizada deixando claro que o valor escolhido foi coerente.

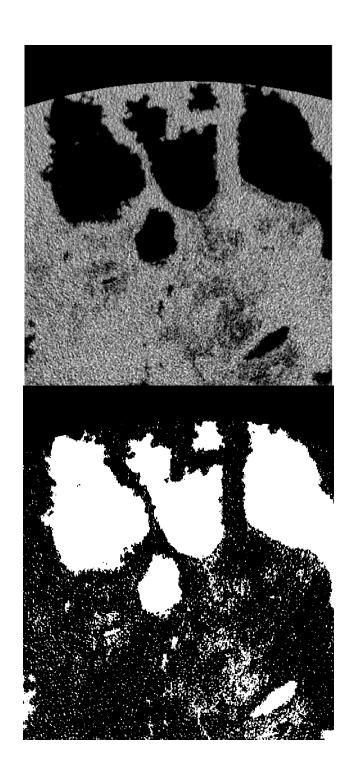


Figura 0.11.Comparação entre imagem original e binarizada em um ponto da amostra de travertino.

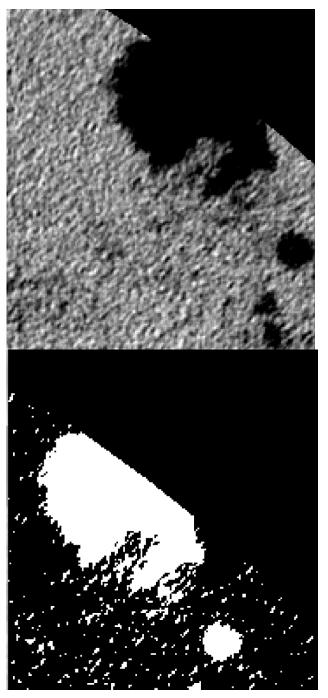


Figura 0.12.Comparação entre imagem original e binarizada em um ponto da amostra de travertino.

ANÁLISE QUANTITATIVA

Por fim o algoritmo quantifica a porosidade e outros fatores que foram escolhidos e gera um arquivo texto com as informações do modo formado abaixo:

3D analysis

Dataset,travertino a3 20 um__rec

MORPHOMETRY RESULTS

Description, Abbreviation, Value, Unit

Number of layers,,1056

Lower vertical position,,10.65169,mm

Upper vertical position,,31.73525,mm

Pixel size,,19.98441,um

Lower grey threshold,,0

Upper grey threshold,,67

Total VOI volume, TV, 22396.66014, mm^3

Object volume, Obj. V, 4807.95013, mm^3

Percent object volume, Obj. V/TV, 21.46726, %

Total VOI surface, TS, 4692.13532, mm^2