

Denise Prado Kronbauer

**DETERMINAÇÃO DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE
ROCHAS RESERVATÓRIOS USANDO MODELOS
DE REDES DE POROS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Doutora em Ciência e Engenharia de Materiais.
Orientador: Prof. Dr. Celso Peres Fernandes

Florianópolis
2014

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Kronbauer, Denise Prado

Determinação de propriedades petrofísicas de rochas
reservatórios usando modelos de redes de poros / Denise
Prado Kronbauer ; orientador, Celso Peres Fernandes -
Florianópolis, SC, 2014.
166 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em
Ciência e Engenharia de Materiais.

Inclui referências

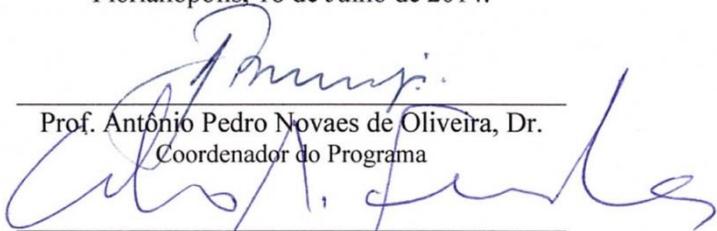
1. Ciência e Engenharia de Materiais. 2. Propriedades
Petrofísicas. 3. Modelos de Redes . 4. Rochas Reservatórios.
I. Fernandes, Celso Peres. II. Universidade Federal de
Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Ciência e
Engenharia de Materiais. III. Título.

Denise Prado Kronbauer

**DETERMINAÇÃO DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE
ROCHAS RESERVATÓRIOS USANDO MODELOS
DE REDES DE POROS**

Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de “Doutora em Ciências e Engenharia de Materiais”, e aprovada em sua formã final pelo Programa Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 18 de Julho de 2014.



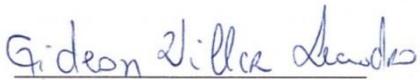
Prof. Antônio Pedro Novaes de Oliveira, Dr.
Coordenador do Programa

Prof. Celso Peres Fernandes, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

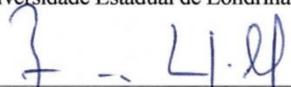
Banca Examinadora:



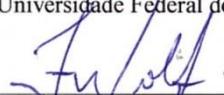
Prof. Avacir Casanova Andrello, Dr.
Universidade Estadual de Londrina



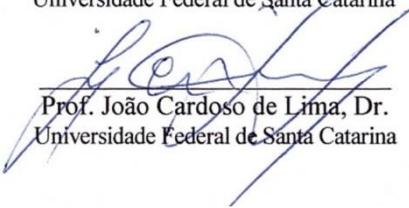
Prof. Gideon Villar Leandro, Dr.
Universidade Federal do Paraná



Prof. Breno Leitão Waichel, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Fabiano Gilberto Wolf, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. João Cardoso de Lima, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

*Aos meus pais, Sônia e Hilário, e minhas irmãs, Daiana e Carla,
que por vezes acreditam em mim, muito mais do que eu...*

AGRADECIMENTOS

É com satisfação que expresso aqui o agradecimento a todos aqueles que contribuíram para a realização deste estudo.

Inicialmente o agradecimento vai aos **meus pais, minhas irmãs, dinda e aos nossos pequenos**, que mesmo longe estão sempre perto, apoiando em todas as escolhas e dando suporte em qualquer momento.

Ao **LMPT**: Meu orientador **Prof. Celso Peres Fernandes** pela oportunidade e orientação; **André Rafael Cunha**, pelo compartilhamento do tema nos primeiros anos de estudo, trocas de ideias, e em especial pela sua disponibilidade para fazer a leitura dos textos que constam neste trabalho; **Iara Frangiotti Mantovani**, pelo compartilhamento do tema nos últimos anos de estudo, pelos ensinamentos, pela calma, convívio e amizade; **André Ferreira Silva** e **Jeferson Vieira Ramos**, por fazerem o sistema computacional funcionar sempre que foi necessário; e a todos os outros **colegas e amigos do LMPT**, pelos momentos de convivência.

Aos **membros da banca examinadora**, pela leitura, comentários, sugestões e avaliação do trabalho.

Ao **CENPES/PETROBRAS** e **CAPES**, pelo suporte financeiro e de recursos para o desenvolvimento deste trabalho.

Também gostaria realmente de agradecer aos professores **Zeyun Jiang** e **Rink van Dijke** pelo compartilhamento dos conhecimentos, troca de ideias e orientação durante a minha estadia na Heriot-Watt University.

E, por fim, não menos importante, agradeço às **amigas** que **Deus** colocou em meu caminho neste período. Meu mais sincero reconhecimento pela acolhida, pelos estudos, momentos de descontração e pelas muitas risadas. Às fiéis escudeiras: Carla, Deyse, Grazzi, Ida, Karine, Tati, Vero.

“A modelagem matemática é eficiente a partir do momento que nos conscientizamos que estamos sempre trabalhando com aproximações da realidade, ou seja, que estamos sempre elaborando sobre representações de um sistema ou parte dele”.

(Bassanezi, 2002)

RESUMO

A pesquisa na área de produção de petróleo tem como principal objetivo otimizar a exploração e elevar a recuperação nos campos petrolíferos. Assim, a caracterização e a determinação de propriedades petrofísicas de rochas reservatórios são alguns dos intentos da engenharia de petróleo. Embora existam diferentes tipos de rochas reservatórios, a maioria das reservas é encontrada em rochas areníticas e rochas carbonáticas, pois apresentam porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. Enquanto arenitos são relativamente homogêneos, rochas carbonáticas podem apresentar significativas variações em relação ao tamanho e à distribuição de poros, dificultando a simulação de processos de transporte de fluidos ocorridos no meio poroso. Nesse sentido, o presente trabalho propõe o desenvolvimento de um modelo de rede que represente o meio poroso de rochas reservatório e possibilite a predição das propriedades. Este modelo, intitulado de esferas máximas, utiliza imagens tridimensionais de amostras de reservatórios para extração de uma rede de poros-gargantas, preservando, de maneira geral, a geometria e topologia do meio poroso real. Como complementação, foi também aplicada uma metodologia baseada no algoritmo do eixo médio para representação do espaço poroso. Denominado de Pore Analysis Tools, este algoritmo é aplicado para verificar a consistência dos resultados obtidos pelo modelo proposto. Ambas as metodologias foram utilizadas para caracterizar o espaço poroso de amostras de rochas areníticas e carbonáticas. Para tanto, foram determinadas propriedades como porosidade, permeabilidade e curvas de pressão capilar, sendo algumas comparadas a resultados obtidos a partir de ensaios laboratoriais. Para as amostras analisadas, foram encontradas discrepâncias nos resultados oriundos dos modelos de redes, porém, são justificáveis devido à diferença na identificação de poros e gargantas nas redes extraídas. Ainda assim, os modelos de redes fornecem um maior conhecimento das características das rochas reservatórios, bem como possibilitam a rápida, prática e menos onerosa predição de propriedades petrofísicas para a qualificação dos reservatórios.

Palavras-chave: Rochas Reservatórios. Redes de Poros-Gargantas. Propriedades Petrofísicas.

ABSTRACT

Research in oil production area aims to optimize the operation and increase the recovery in oil fields. Thus, the characterization and determination of petrophysical properties of the reservoir rocks are some attempts of petroleum engineering. Although there are different types of reservoir rocks, most reservoirs are found in carbonate and sandstone rocks, since they have appropriate porosity and permeability to oil accumulation. While sandstones are relatively homogeneous, carbonate rocks can get significant variations in relation to the size and distribution of pores, making the simulation of fluid transport processes occurring in the porous media difficult. In this sense, this study proposes the development of a network model that represents the reservoir rock porous media and enables the prediction of the properties. This model, called maximal spheres, uses three-dimensional images of samples from reservoirs to extract a pore-throats network, preserving, in general, the geometry and topology of real porous media. As complementation it was also applied a methodology based on the medial axis algorithm to represent the pore space. Called Pore Analysis Tools, this algorithm is applied to verify the consistency of results obtained by the proposed model. Both methods were used to characterize the pore space of sandstone and carbonate rocks samples. For that, it was determined properties such as porosity, permeability and capillary pressure curves, some compared to the results obtained from laboratory tests. For the samples analyzed, discrepancies were found in the results derived from network models, however, it is justifiable due to the difference in the pore and throat identification in the extracted networks. Still, the network models provide a better understanding of the characteristics of reservoir rocks, as well as provide quick, practical and less costly prediction of petrophysical properties for reservoir qualification.

Keywords: Reservoir Rocks. Pore-Throat Networks. Petrophysical Properties.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Ilustração de uma rocha reservatório de petróleo como exemplo de um meio poroso	37
Figura 2.2: Relações espaciais entre rochas	40
Figura 2.3: Exemplos de imagens microscópicas de rochas reservatório	40
Figura 2.4: Esquema do experimento de Darcy.....	45
Figura 2.5: Molhabilidade de um fluido com relação a uma superfície na presença de outra fase ou fluido imiscível.	47
Figura 2.6: Interface entre dois fluidos em um tubo capilar cilíndrico	48
Figura 2.7: Curva de pressão capilar versus saturação.....	50
Figura 3.1: Desenho esquemático da coluna do MEV	54
Figura 3.2: Resumo das etapas de aquisição e reconstrução de imagens obtidas por tomografia de raios X	57
Figura 3.3: Representação do processo de renderização: (a) empilhamento das seções 2D, (b) imagem 3D	58
Figura 4.1: Exemplo de mapa de distâncias euclidianas. (a) Imagem binária; (b) mapa de distâncias euclidianas.....	63
Figura 4.2: Esquema ilustrativo da hierarquia entre as esferas.....	65
Figura 4.3: Famílias A e B de esferas máximas com uma garganta em comum, formando uma rede de poros-gargantas.....	66
Figura 4.4: Dimensões utilizadas para determinar o comprimento de uma garganta entre dois poros.....	67
Figura 4.5: Ilustração da rede de poros do método EM: (a) espaço poroso de uma amostra de arenito, (b) rede com poros (esferas) e gargantas (cilindros)	68
Figura 4.6: Ilustração da rede de poros do método PAT: (a) espaço poroso de uma amostra de arenito, (b) o esqueleto correspondente e (c) rede com poros (esferas) e gargantas (linhas).....	70
Figura 4.7: Geração da rede estocástica: (a) posicionamento aleatório dos poros no domínio de dimensões (L,W,H), (b) conexões de gargantas com as faces de entrada e saída da rede, (c) criação de conexões internas	72
Figura 4.8: Etapas da extração da rede multiescala utilizando o algoritmo PAT	74

Figura 4.9: Dependendo do fator de forma, o elemento pode ser representado por uma figura geométrica diferente com o círculo inscrito a ela	77
Figura 4.10: Representação de um elemento e a camada de fluido que permanece nos cantos. Para esta figura a área clara representa o fluido não-molhante e a escura o molhante	77
Figura 5.1: Exemplos de amostras utilizadas para caracterização: (a) plugue utilizado para obtenção de imagens em baixa resolução; (b) subvolume da amostra (a); (c) lâmina delgada para aquisição de imagens via MEV.....	82
Figura 5.2: Exemplos de seções 2D, escolha do ROI e correspondente imagem binária	87
Figura 5.3: Regiões do sistema U	91
Figura 5.4: Equipamentos utilizados nos ensaios de intrusão de mercúrio (a) Porosímetro e (b) ilustração de um penetrômetro	95
Figura 5.5: Curva típica de pressão capilar obtida a partir da intrusão de mercúrio	96
Figura 5.6: Distribuição de tamanho de poros obtida a partir da intrusão de mercúrio	96
Figura 6.1: Exemplos de seções 2D para as amostras de rochas areníticas	100
Figura 6.2: Volumes computacionais binários representativos das amostras areníticas	100
Figura 6.3: Avaliação do volume elementar representativo	102
Figura 6.4: Função correlação	103
Figura 6.5: Redes de poros-gargantas representativas da amostra A1	105
Figura 6.6: Representações de poros e gargantas segundo os métodos PAT e EM.....	106
Figura 6.7: Número de coordenação segundo os métodos PAT e EM	107
Figura 6.8: Distribuição de tamanho de poros para as amostras areníticas	108
Figura 6.9: Comparação da pressão capilar determinada via experimental e simulada para intrusão de mercúrio.....	111
Figura 6.10: Predição das curvas de drenagem e embebição.....	113
Figura 6.11: Exemplos de seções 2D representativas do Campo A..	116

Figura 6.12: Exemplos de seções 2D representativas do Campo B..	117
Figura 6.13: Volumes computacionais binários representativos do Campo A	118
Figura 6.14: Volumes computacionais binários representativos do Campo B.....	119
Figura 6.15: Avaliação do volume elementar representativo para as amostras do Campo A.....	121
Figura 6.16: Avaliação do volume elementar representativo para as amostras do Campo B	122
Figura 6.17: Função correlação para as amostras do Campo A.....	123
Figura 6.18: Função correlação para as amostras do Campo B.....	124
Figura 6.19: Exemplos de redes de poros-gargantas obtidas por meio das metodologias PAT e EM	126
Figura 6.20: Distribuição de tamanho de poros para as amostras do Campo A	129
Figura 6.21: Distribuição de tamanho de poros para as amostras do Campo B.....	130
Figura 6.22: Simulação de intrusão de mercúrio para as amostras do Campo A.....	133
Figura 6.23: Simulação de intrusão de mercúrio para as amostras do Campo B.....	134
Figura 6.24: Predição das curvas de drenagem e embebição para as amostras do Campo A.....	136
Figura 6.25: Predição das curvas de drenagem e embebição para as amostras do Campo B	137
Figura 6.26: Distribuição de tamanho de poros para validação da rede estocástica das amostras do Campo A e Campo B	139
Figura 6.27: Exemplos de redes de poros-gargantas para composição multiescalar	140
Figura 6.28: Distribuição de tamanho de poros para as redes multiescala.....	143
Figura 6.29: Curvas de intrusão de mercúrio para as amostras do Campo A.....	146
Figura 6.30: Curvas de intrusão de mercúrio para as amostras do Campo B.....	147
Figura 6.31: Predição das curvas de drenagem e embebição para as amostras do Campo A e Campo B	149

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Escala de efetividade da porosidade	44
Tabela 2.2: Escala de permeabilidade	47
Tabela 6.1: Informações sobre as imagens das amostras areníticas...	104
Tabela 6.2: Parâmetros das redes obtidos pelas metodologias PAT e EM para rochas areníticas	106
Tabela 6.3: Propriedades das rochas areníticas.....	109
Tabela 6.4: Informações sobre as imagens das amostras carbonáticas.....	125
Tabela 6.5: Parâmetros das redes obtidos pelas metodologias PAT e EM para rochas carbonáticas	127
Tabela 6.6: Propriedades das rochas (escala fina).....	131
Tabela 6.7: Propriedades das rochas (escala grossa)	132
Tabela 6.8: Parâmetros das redes multiescalas	141
Tabela 6.9: Propriedades das rochas carbonáticas.....	144
Tabela A.1:Parâmetros de aquisição das imagens areníticas.....	165
Tabela A.2:Parâmetros de aquisição das imagens do Campo A	165
Tabela A.3:Parâmetros de aquisição das imagens do Campo B.....	166

LISTA DE ABREVIATURAS

2D e 3D	Bi e Tridimensional
BSE	Backscattering Electron (Elétrons Retroespalhados)
CCD	Charge Coupled Device (Dispositivo de Carga Acoplada)
CENPES	Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello
CT	Tomografia de Raios X
DTP	Distribuição de Tamanho de Poros
EM	Esferas Máximas
ESSS	Engineering Simulation and Scientific Software
HWU	Heriot-Watt University
INCoD	Instituto Nacional para Convergência Digital
Lagesed	Laboratório de Geologia Sedimentar
LAMIR	Laboratório de Análises de Minerais e Rochas
LARX	Laboratório de Análise por Raios X
LCM	Laboratório de Caracterização Microestrutural
LFNA	Laboratório de Física Nuclear Aplicada
LMPT	Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas
MEV	Microscopia Eletrônica de Varredura
μ CT	Microtomografia Computadorizada de Raios X
nCT	Nanotomografia Computadorizada de Raios X
\overline{NC}	Número de Coordenação Médio
NG	Número de Gargantas
NP	Número de Poros
PAT	Pore Analysis Tools
PIM	Porosimetria de Intrusão de Mercúrio
ROI	Region of Interest (Região de Interesse)
SE	Secondary Electron (Elétrons Secundários)
UEL	Universidade Estadual de Londrina
UFPR	Universidade Federal do Paraná
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
VER	Volume Elementar Representativo

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área
C	Número de gargantas na rede
$C_{\mathfrak{S}}(\mathbf{u})$	Função de correlação
D	Diâmetro
D	Distância
F_d	Fator de Correção
f	Força
G	Fator de forma
g	Condutância do fluido
H	Número de poros isolados
h, z	Altura
I	Intensidade da luz transmitida
I_0	Intensidade da luz incidente
K	Condutividade hidráulica
k	Permeabilidade absoluta
L	Comprimento
N	Número de partes desconectadas na rede
$N_B(r)$	Número de gargantas na rede
$N_N(r)$	Número de poros na rede
P	Perímetro
P	Pressão
P_c	Pressão capilar
P_{nw}	Pressão da fase não-molhante
P_w	Pressão da fase molhante
Q	Vazão de um fluido
R, r	Raio
R_H	Raio hidráulico
S_a	Saturação do meio com relação ao fluido ‘a’
S_0, S_1	Centro de esferas
u	Deslocamento
V	Volume
V_p	Volume dos poros
V_s	Volume da parte sólida
V_t	Volume total (bulk) do corpo sólido
x	Espessura da amostra
x, y, z	Coordenadas cartesianas
$Z_{\mathfrak{S}}(\mathbf{x})$	Função de fase

β	Arco metade
ΔP	Diferença de pressão
ε	Coefficiente de atenuação linear
η	Fator de Amplificação
θ	Ângulo de contato
λ	Alcance de correlação
μ	Viscosidade do fluido
ρg	Peso específico do fluido
σ	Tensão interfacial
τ	Constante utilizada na fórmula de Hagen-Poiseuille
ϕ	Porosidade
$\phi_{\mathfrak{S}}$	Fração da fase \mathfrak{S}
χ_V	Número específico de Euler para um volume V

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	27
1.1 OBJETIVOS	29
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	30
1.2.1. Método de Varredura Multi-Orientacional.....	31
1.2.2 Algoritmos baseados no Diagrama De Voronoi.....	31
1.2.3 Algoritmos baseados no Eixo Médio.....	31
1.2.4 Algoritmo de Bolas Máximas.....	33
1.2.5 Algoritmos baseados em Processos Geológicos.....	33
1.3 MOTIVAÇÃO DA TESE	34
1.4 ESTRUTURA DA TESE	34
2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS.....	37
2.1 RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO	38
2.1.1 Rochas Areníticas	41
2.1.2 Rochas Carbonáticas.....	41
2.2 PROPRIEDADES DAS ROCHAS RESERVATÓRIO	42
2.2.1 Porosidade.....	43
2.2.2 Permeabilidade Intrínseca ou Absoluta	44
2.2.3 Pressão Capilar.....	47
3. AQUISIÇÃO DAS IMAGENS	53
3.1 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA.....	53
3.2 TOMOGRAFIA DE RAIOS X	56
4. MODELOS DE REDES	61
4.1 ESFERAS MÁXIMAS.....	61
4.1.1 Computação das Esferas Máximas.....	62
4.1.2 Remoção das Esferas.....	64
4.1.3 Agrupamento das Esferas.....	64
4.1.4 Extração da Rede.....	66
4.2 PORE ANALYSIS TOOLS	69
4.2.1 Extração da Rede.....	69
4.2.2 Rede Estocástica	71
4.2.3 Rede Multiescalar.....	72
4.3.4 Caracterização das Redes.....	74
4.3 DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE A PARTIR DA REDE DE POROS-GARGANTAS	74
4.4 CURVAS DE PRESSÃO CAPILAR.....	76
5. MATERIAIS E METODOLOGIAS.....	81
5.1 ORIGEM DAS AMOSTRAS	81
5.1.1 Aquisição das Imagens.....	82

5.1.1.1 Microscopia	83
5.1.1.2 Tomografia	84
5.1.2 Processamento das Imagens	85
5.1.2.1 MicroTomoImage.....	86
5.1.2.2 Imago.....	88
5.1.2.2.1 <i>Função de Correlação</i>	88
5.1.2.2.2 <i>Gaussiana Truncada</i>	89
5.1.2.2.3 <i>Simulação de Intrusão de Mercúrio</i>	90
5.2 ENSAIOS LABORATORIAIS.....	93
5.2.1 Porosimetria por Intrusão de Mercúrio.....	93
5.2.2 Permeâmetro a Gás.....	97
6. CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS	99
6.1 ROCHAS ARENÍTIAS	99
6.1.1 Volume Elementar Representativo	101
6.1.2 Redes de Poros-Gargantas.....	104
6.1.2.1 Parâmetros das Redes.....	105
6.1.2.2 Distribuição de Tamanho de Poros.....	107
6.1.2.3 Porosidade e Permeabilidade Absoluta.....	109
6.1.2.4 Pressão Capilar.....	110
6.2 ROCHAS CARBONÁTICAS	114
6.2.1 Escalas Individuais.....	115
6.2.1.1 Volume Elementar Representativo.....	120
6.2.1.2 Redes de Poros-Gargantas.....	125
6.2.1.2.1 <i>Parâmetros das Redes</i>	127
6.2.1.2.2 <i>Distribuição de Tamanho de Poros</i>	128
6.2.1.2.3 Porosidade e Permeabilidade Absoluta	131
6.2.1.2.4 Pressão Capilar	132
6.2.2 Composição Multiescalar.....	137
6.2.2.1 Validação da Rede Estocástica.....	138
6.2.2.2 Redes de Poros-Gargantas.....	140
6.2.2.2.1 <i>Parâmetros das Redes</i>	141
6.2.2.2.2 <i>Distribuição de Tamanho de Poros</i>	142
6.2.2.2.3 Porosidade e Permeabilidade Absoluta	144
6.2.2.2.4 Pressão Capilar	145
7. CONCLUSÕES	151
7.1 FUTURAS DIREÇÕES.....	153
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	155
ANEXO 1.....	165

1. INTRODUÇÃO

Muito se tem discutido, recentemente, acerca de reservatórios de petróleo no que diz respeito à descoberta de novos campos, a busca pelo óleo ainda restante nos reservatórios já explorados (recuperação avançada), bem como a redução das reservas mundiais. Com isto, a caracterização e o entendimento das propriedades do meio poroso constituem-se em atividades imprescindíveis para a compreensão do comportamento de produção dos reservatórios de hidrocarbonetos (Gasperi, 1999).

Desse modo, a realização de ensaios laboratoriais, utilizando amostras de reservatórios reais, contribui para a determinação de características referentes ao meio em questão, como porosidade, distribuição de tamanho de poros, permeabilidade, saturação de fluidos, dentre outros. Tais experimentos, porém, requerem a existência de amostras de boa qualidade, além de significativos gastos com tempo em laboratório e custos operacionais.

Diante deste quadro, novas metodologias têm sido aplicadas de modo que as propriedades das rochas possam ser determinadas de forma rápida, prática e menos onerosa (Cunha, 2012). Como exemplo, cita-se a técnica de análise de imagens, a qual tem colaborado para obtenção de resultados mais completos quanto à caracterização do espaço poroso e recuperação do óleo presente em rochas reservatório. Esta técnica permite, por meio da aquisição de imagens, realizar a análise de dados qualitativos e quantitativos relacionados à forma, tamanho, distribuição, volume, área e conectividade dos poros, além da determinação da permeabilidade e curvas de pressão capilar para diferentes escalas de observação da amostra.

Dentre os diversos métodos que podem ser empregados para a obtenção de imagens, destacam-se as técnicas de microscopia e tomografia de raios X (CT). A microscopia eletrônica, por exemplo, foi e ainda é muito usada para realização de análises de materiais porosos, visto que o equipamento é capaz de produzir imagens com alta ampliação e resolução espacial. Porém, esta técnica fornece apenas imagens de seções transversais obtidas em duas dimensões (2D), dificultando a análise de propriedades como diâmetro de partícula, conectividade e volume. Em adição, a CT tem sido aplicada em estudos de meios porosos por ser uma técnica que permite a visualização tridimensional (3D) das amostras, além de quantificações automatizadas de área e/ou volume (Dunsmuir *et al.*, 1991).

Algumas propriedades podem ser obtidas diretamente a partir das imagens, como porosidade, correlação, distribuição de tamanho de poros, etc. Porém, outras grandezas comumente almeçadas estão relacionadas com a simulação de escoamento de fluidos, o que pode ser computacionalmente inviável devido à complexidade da estrutura porosa.

Por conseguinte, foram sendo desenvolvidos modelos para representação simplificada do meio poroso destes materiais, diferenciando entre si pela maior ou menor fidelidade com que exprimem o meio poroso. Mediante os avanços tecnológicos e com base nas técnicas de análise de imagens, modelos de redes com características muito próximas das reais encontradas em espaços porosos têm sido desenvolvidos, preservando informações relevantes do meio como a morfologia e a topologia. Apesar de descreverem a estrutura porosa de forma simplificada, tais redes preservam as características essenciais do meio poroso e têm sido utilizadas com sucesso para predição das propriedades macroscópicas, como permeabilidade e curvas de pressão capilar.

Diante do exposto, este trabalho propõe o desenvolvimento de um modelo de rede que represente o meio poroso de rochas reservatório e possibilite a predição de propriedades. Este modelo, intitulado de esferas máximas, tem como base um algoritmo de bolas máximas que introduz esferas de tamanho máximo centradas em cada voxel¹ pertencente ao espaço poroso de imagens binárias tridimensionais (Silin *et al.*, 2003; Al-Kharusi, 2007; Dong, 2007). A versão descrita na sequência apresenta algumas modificações realizadas no algoritmo original a fim de obter melhor representatividade do meio poroso e desempenho computacional (Cunha, 2012; Ramos, 2012; Silva 2012).

Como complementação, um segundo modelo de rede foi utilizado para verificar a consistência dos resultados obtidos pelo método proposto. Esta metodologia, denominada de *Pore Analysis Tools* (PAT), é baseada no algoritmo do eixo médio para representação do espaço poroso, sendo composta por um conjunto de ferramentas que proporcionam a extração e caracterização das redes (Jiang *et al.*, 2007).

Ambas as metodologias foram utilizadas para caracterizar o espaço poroso de amostras de rochas areníticas e carbonáticas. Para tanto, foram determinadas propriedades como porosidade, permeabilidade e curvas de pressão capilar, sendo algumas comparadas a resultados obtidos a partir de ensaios laboratoriais.

¹ Uma imagem digital é representada por um conjunto de elementos básicos, sendo o *pixel* (*picture element*) o menor elemento que compõe uma imagem 2D, e o *voxel* (*volume element*) o menor elemento que compõe uma imagem 3D.

As rochas carbonáticas, em especial, recebem maior enfoque. O grande interesse neste tipo de rocha justifica-se pelo fato destas serem encontradas em grandes reservas de petróleo mundiais. Como exemplos de reservatórios carbonáticos, encontram-se as jazidas gigantescas do Oriente Médio e as recentes descobertas no pré-sal brasileiro.

Contudo, entender as rochas carbonáticas pode ser uma tarefa complexa, já que estas rochas são extremamente heterogêneas (Lucia, 1999). Buscar uma representação única para predizer parâmetros petrofísicos talvez não seja possível, visto que o sistema poroso encontrado em carbonatos é, geralmente, multiescalar, ou seja, um carbonato tem um amplo espectro de tamanhos de poros, devendo a investigação ser realizada em mais de uma escala de observação.

Neste sentido, a presente pesquisa também utiliza o modelo de rede para composição multiescalar desenvolvido por Jiang *et al.* (2011, 2012) para representação do espaço poroso das rochas carbonáticas. Este algoritmo agrega informações provenientes de imagens adquiridas em duas ou mais escalas de observação, e gera uma única rede multiescalar de poros representativa do sistema como um todo. Para estas redes, também são determinadas propriedades petrofísicas e realizadas simulações de fenômenos de transporte.

Assim, a utilização dos modelos de redes fornece um conhecimento mais amplo das características das rochas reservatórios, bem como possibilita uma rápida e menos onerosa predição de propriedades petrofísicas (do ponto de vista computacional) para a qualificação dos reservatórios.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo desenvolver e aplicar um modelo de rede para representação do meio poroso de rochas reservatórios de petróleo e posterior determinação de propriedades petrofísicas, como permeabilidade absoluta e pressão capilar.

Para tanto, redes de poros-gargantas são extraídas com base em um algoritmo de bolas máximas (Silin *et al.*, 2003; Dong, 2007), sendo que algumas modificações nesse algoritmo original foram realizadas visando à obtenção de melhor representatividade do meio poroso e desempenho computacional (Cunha *et al.*, 2012; Silva, 2012). Este modelo é utilizado para caracterização do meio poroso de dois tipos de rochas reservatórios: rochas areníticas e rochas carbonáticas. Nesta etapa, para cada amostra selecionada, são determinados dados como porosidade, permeabilidade e curvas de pressão capilar.

A contribuição do presente trabalho encontra-se nas alterações introduzidas no algoritmo base de extração de redes e na aplicação, para determinação de propriedades petrofísicas, em amostras de rochas reservatório de petróleo multiescalares, os carbonatos.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os modelos de rede para descrição do escoamento através de um meio poroso foram introduzidos pioneiramente por Fatt (1956 a, b, c). Estas redes eram representadas por linhas (ligações) e pontos (nós), dispostos de maneira a formarem malhas bidimensionais. Tal idealização teve como base a observação de espaços porosos de meios naturais, onde as porções mais amplas, que são os poros representados pelos nós, estão conectadas por meio de constrições, ou gargantas, representadas pelas ligações. Ao fazer uma analogia entre corrente elétrica e escoamento de fluidos, o modelo determina os valores de resistência ao fluxo de cada um dos nós e ligações da estrutura proposta. Ao impor uma vazão a esta rede, foi possível calcular o valor da permeabilidade e curvas de pressão capilar, além da distribuição de tamanho de poros.

Tendo em vista que as redes bidimensionais propostas por Fatt foram incapazes de reproduzir a interconectividade espacial de sistemas porosos, uma expansão deste modelo foi proposta por Chatzis e Dullien (1977). Utilizando redes regulares tridimensionais, foi possível determinar a influência das características da rede nos valores de permeabilidade. Concluindo que, de posse de informações detalhadas sobre a estrutura do meio poroso, é possível obter concordâncias entre resultados experimentais e simulados.

A partir de então, foram realizados extensos estudos sobre as propriedades estruturais de meios porosos visando à criação de modelos de previsão de fluxo. Neste ínterim, com os avanços tecnológicos e com base nas técnicas de análise de imagens, modelos de redes com características muito próximas das reais encontradas em espaços porosos têm sido desenvolvidos, preservando informações relevantes do meio como a morfologia e a topologia.

Os diversos modelos encontrados na literatura para extração de redes de poros a partir de imagens podem ser agrupados segundo o algoritmo de formação. Dentre as principais metodologias, destacam-se os métodos de varredura multi-orientacional, métodos baseados no diagrama de Voronoi, métodos com identificação do eixo médio e método das bolas máximas (Dong, 2007).

1.2.1 Método de Varredura Multiorientacional

Este método apresentado por Zhao *et al.* (1994) e posteriormente aplicado por Ioannidis e Chatzis (2000) descreve um algoritmo de escaneamento de orientação múltipla para particionar o espaço poroso em poros e gargantas. A digitalização de uma imagem ocorre em nove diferentes orientações, sendo três ortogonais e seis orientações diagonais. Nesta varredura, o método produz sobreposições na identificação dos mínimos locais e, em seguida, o menor é considerado como garganta. Para identificar os poros, as gargantas e os voxels sólidos são agrupados em uma fase e o restante do espaço vazio é agrupado para representar os poros.

1.2.2 Algoritmos baseados no Diagrama de Voronoi

Delerue *et al.* (1999) desenvolveram um algoritmo baseado no diagrama de Voronoi para extração do esqueleto² de uma rede de poros. Neste, após a aquisição das imagens e posterior segmentação, o algoritmo separa as regiões pertencentes ao espaço poroso e sólido, em preto e branco, formando um conjunto de objetos interconectados de diferentes tamanhos. O diâmetro destes objetos é equivalente ao diâmetro de uma bola máxima que pode ser incluída nos mesmos.

Para computação do esqueleto do espaço poroso, faz-se a conexão entre os centros de todas as bolas computadas no espaço vazio. Os objetos são denominados de poros e cada segmento representa a conexão entre os objetos. Esta rede gerada contém informações como a posição e tamanho dos poros, e a posição dos segmentos que conectam os poros.

1.2.3 Algoritmos baseados no Eixo Médio

Os métodos baseados no eixo médio transformam o espaço poroso em um eixo central, representando a estrutura porosa por meio de um esqueleto topológico que percorre o centro dos canais dos poros.

O eixo médio pode ser obtido recorrendo a algoritmos de afinamento (Baldwin *et al.*, 1996; Liang *et al.*, 1999, 2000) ou algoritmos de erosão do espaço poroso (Lindquist *et al.*, 1996, 1999).

² Serra (1982) e Adler (1992) definem o esqueleto do espaço poroso como o conjunto de pontos (voxels) com distâncias iguais entre dois ou mais pontos da parede sólida. O esqueleto pode ser pensado como uma linha espacial ou como o eixo médio da rede de poros.

Nestes processos, o espaço poroso é erodido a partir dos grãos da superfície até resultar em um voxel. O número de voxels eliminados neste processo é registrado para cada voxel do eixo médio, correspondendo ao raio da maior esfera inscrita centrada neste voxel.

Matematicamente, o eixo médio preserva a topologia do espaço poroso, identificando corretamente as gargantas ao longo do esqueleto. No entanto, são enfrentadas ambiguidades na identificação de poros, especialmente quando há vários ramos do eixo médio que estão localizados perto uns dos outros.

Este excesso de ramificações no esqueleto ocorre devido a sensibilidade do método para com as características da superfície, onde, muitas vezes, ruídos presentes nas imagens são considerados como elementos das redes.

Para minimizar tais problemas, Knackstedt *et al.* (2006) utilizam um modelo desenvolvido por Sheppard *et al.* (2005), para identificação dos poros de acordo com a qualidade das gargantas candidatas a serem removidas. Ou seja, neste modelo, as gargantas com baixa influência na topologia da rede devem ser removidas e os poros individuais inicialmente conectados a estas gargantas são unidos. O modelo desenvolvido foi testado utilizando amostras de arenitos e carbonatos, apresentando uma boa concordância entre as medidas experimentais e simuladas. Além disso, devido à ‘limpeza’ realizada no esqueleto, o algoritmo permite que sejam geradas redes muito grandes contendo até um milhão de poros.

Ainda levando em consideração os modelos de redes que utilizam como base o algoritmo do eixo médio, citam-se, por fim, os trabalhos de Wu *et al.* (2006, 2007, 2008, 2011) e Jiang *et al.* (2007, 2011). Os autores apresentam um algoritmo (ou biblioteca) denominado de Pore Analysis Tools (PAT), que abrange um conjunto de ferramentas para extração da rede, determinação das propriedades petrofísicas e simulação de fluxo nas redes.

Um importante avanço nesta ferramenta é a extração de redes multiescalares para representação de sistemas porosos complexos, como rochas carbonáticas. Wu *et al.* (2008) e Jiang *et al.* (2011, 2013) combinam informações de diferentes resoluções espaciais de imagens e geram uma rede estocástica que engloba diferentes escalas de tamanhos de poros. Nesta modelagem, é possível verificar a influência dos pequenos poros no escoamento de fluidos, enfatizando a necessidade da investigação multiescalar para caracterização de sistemas porosos heterogêneos.

1.2.4 Algoritmo de Bolas Máximas

Um algoritmo intitulado de bolas máximas foi proposto por Silin *et al.* (2003) e Silin e Patzek (2006) para estudo da morfologia do espaço poroso de rochas sedimentares. Este método utiliza bolas como elementos básicos, as quais são geradas centradas em cada voxel vazio na imagem, de modo que o raio seja máximo ao tocar os voxels correspondentes da matriz sólida. O diferencial apresentado pelos autores é que nenhum processo de afinamento é aplicado na imagem, em vez disso, as informações sobre a estrutura porosa são armazenadas por meio das bolas com raios máximos.

Extensões deste algoritmo foram apresentadas por Al-Kharusi (2007) e Dong (2007), as quais são diferenciadas, principalmente, pelo método de construção e agrupamento das bolas máximas. Enquanto o algoritmo proposto por Al-Kharusi (2007) requer alto custo computacional, limitando-se a sistemas contendo menos de mil poros, o algoritmo proposto por Dong (2007) contorna este problema, consumindo menos memória e processamento.

A vantagem da utilização deste algoritmo está na eficácia conhecida na literatura para extração de rede de poros derivadas de uma ampla variedade de tipos de rocha (Dong e Blunt, 2009).

1.2.5 Algoritmos baseados em Processos Geológicos

A rede de poros extraída por meio da metodologia apresentada em Oren e Bakke (2003) é diferente da extração das outras redes. Este método baseia-se na modelagem do processo geológico que rege a criação do espaço poroso da rocha: sedimentação, compactação e diagênese dos grãos.

Apesar de não requerer uma imagem tridimensional do espaço poroso das rochas como as outras metodologias, o algoritmo é capaz de gerar uma estrutura tridimensional que pode ser usada para extração de uma rede.

Utilizando informações sobre distribuição de tamanho de grãos e outros dados petrográficos obtidos a partir de imagens 2D, o modelo constrói uma estrutura realística do espaço poroso, constituindo um excelente método a ser usado para a caracterização de espaços porosos de rochas homogêneas. O algoritmo, no entanto, é incapaz de extrair redes para sistemas carbonáticos, pois nestas rochas acontece um complexo processo geológico. Ainda assim, este algoritmo é bastante referenciado na literatura, sendo utilizado, muitas vezes, para fins de

estudos comparativos, como nos trabalhos de Al-Kharusi (2007), Dong (2007).

1.3 MOTIVAÇÃO DESTE TRABALHO

Dentre os modelos de redes apresentados, o algoritmo de bolas máximas possui eficácia conhecida na literatura para a extração de redes de poros-gargantas de amostras heterogêneas. Desta forma, este método foi escolhido para desenvolvimento neste trabalho, tendo em vista que a aplicação do mesmo ocorre na caracterização de amostras de rochas areníticas e carbonáticas.

Algumas modificações foram realizadas no algoritmo de Dong (2007) visando uma melhor representatividade do meio poroso e desempenho computacional. A principal diferença desta versão encontra-se no método da construção das esferas máximas.

Tais alterações foram implementadas pela equipe do Instituto Nacional para Convergência Digital (INCoD³) com a colaboração do Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas (LMPT⁴), ambos pertencentes à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Nos trabalhos de Ramos (2012) e Silva (2012) podem ser encontrados detalhes referentes às implementações do método.

1.4 ESTRUTURA DA TESE

Após esta parte introdutória, o trabalho apresenta uma breve abordagem, no Capítulo 2, sobre rochas reservatórios de petróleo e conceitos fundamentais para a caracterização das mesmas.

O Capítulo 3 aborda uma visão geral sobre o processo de aquisição de imagens por técnicas de microscopia eletrônica de varredura e a tomografia de raios X.

No Capítulo 4 são apresentados os dois modelos utilizados no trabalho para extração das redes e determinação das propriedades das rochas: o modelo das esferas máximas e o modelo PAT, sendo este último utilizado para verificar a consistência dos resultados fornecidos pelo primeiro método.

O Capítulo 5 apresenta as amostras disponíveis para o estudo, informações sobre os equipamentos utilizados nas aquisições das imagens e alguns processamentos realizados nas mesmas para posterior

³ www.incod.ufsc.br.

⁴ www.lmpt.ufsc.br

modelagem do meio poroso. Ao final, encontram-se duas metodologias realizadas em laboratório que foram utilizadas para obtenção de dados e posterior comparação na análise e caracterização dos reservatórios petrolíferos.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos com a aplicação das metodologias propostas, bem como são feitas análises e discussões, buscando uma melhor compreensão do comportamento das rochas.

Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões deste trabalho e sugestões para futuras investigações a respeito de temas a ele ligados.

2. CONCEITOS FUNDAMENTAIS

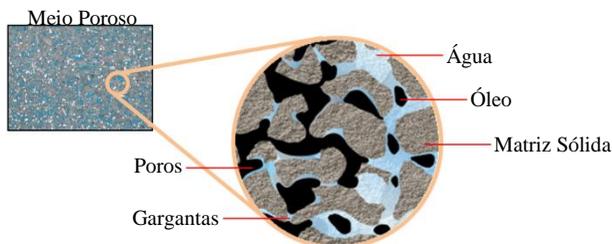
Define-se um material poroso como sendo constituído de duas fases: uma matriz sólida e um espaço poroso. Segundo Dullien (1992), se observados numa escala microscópica, todos os materiais sólidos podem ser considerados como porosos, com exceção de estruturas metálicas, rochas densas e alguns plásticos. Nestes casos, por vezes, observa-se a presença de pequenos poros, porém, como não se comunicam entre si, impedem o escoamento de um fluido através da estrutura.

Dentre os inúmeros exemplos nos quais são encontrados materiais porosos, pode-se citar as esponjas, tecidos, papel, areia e cascalho, tijolos, filtros, reservatórios naturais, isolantes térmicos, etc.

Nesta pesquisa, o estudo está voltado ao meio poroso de rochas reservatórios de petróleo, que, em geral, pode ser interpretado tridimensionalmente como uma rede interconectada de vazios. Uma modelagem desta estrutura é almejada no intuito de representar computacionalmente a estrutura porosa. Frequentemente, os espaços vazios maiores são denominados de poros e responsáveis pela capacidade de armazenamento de fluidos, enquanto que as constrições da rede são chamadas de gargantas, conectando os poros e sendo responsáveis pelas propriedades de transmissibilidade do meio.

Na Figura 2.1 encontra-se uma ilustração onde são identificadas as duas principais fases de um material: a matriz sólida, composta pelos grãos, e o espaço poroso que, neste caso, conta com a presença de diferentes fluidos como a água e o óleo. Além disso, são identificados poros e gargantas, representando respectivamente, espaços vazios maiores e estreitamentos do meio poroso.

Figura 2.1 – Ilustração de uma rocha reservatório de petróleo como exemplo de um meio poroso.



Os estudos acerca da morfologia (tamanhos e formas dos poros) e topologia (relações de conectividade dos poros entre si) deste tipo de meios porosos são imprescindíveis para a compreensão do comportamento de produção dos reservatórios de hidrocarbonetos, bem como para otimização nos métodos de recuperação.

2.1 RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

O que o diferencia um reservatório de petróleo dos demais tipos de reservatórios é a sua forma física. Enquanto uma caixa d'água, por exemplo, é um recipiente que tem um espaço interno amplo no qual se deposita a água, o reservatório de petróleo é um bloco aparentemente maciço de rocha.

Estes reservatórios são compostos por milhões de metros cúbicos de rocha e podem ser encontrados desde algumas centenas até alguns milhares de metros abaixo da superfície da Terra.

A analogia mais próxima de um reservatório de petróleo seria a de uma esponja cheia de um líquido. Porém, enquanto que para retirar um fluido do interior uma esponja basta espreme-la, a retirada de petróleo de um reservatório é feita por intermédio de poços e apresenta uma complexidade muito maior.

Para que o fluido seja trazido à superfície, poços são perfurados com prévia análise e estudo da área dos campos petrolíferos. Inicialmente, a diferença de pressão entre o reservatório e a superfície é suficiente para a recuperação do óleo. Esta produção é chamada de recuperação primária, variando em quantidade de campo para campo.

Para manter a pressão nos reservatórios e deslocar uma maior quantidade de óleo e gás, utilizam-se métodos denominados secundários. Nesta etapa de recuperação ocorre a injeção de fluidos nos reservatórios, como água salgada e CO₂, permitindo o deslocamento dos fluidos para os poços produtores.

Devido à irregularidade do espaço poroso observados nas rochas, mesmo que se continue injetando fluidos deslocantes em quantidades excessivas, a remoção do óleo contido na rocha reservatório não ocorre em sua totalidade. Desta forma, esperando contribuir para os processos de otimização na recuperação, torna-se interessante um estudo acerca do meio poroso das rochas reservatórios.

O tipo de rocha encontrado em tais reservatórios é denominado de rocha sedimentar. Sua origem pode ter sido a partir do transporte, do acúmulo e da consolidação de detritos de rochas, produtos de atividade orgânica, precipitados químicos ou ainda atividade bioquímica.

Segundo a teoria da origem orgânica, as rochas sedimentares que acumulam grandes volumes de matéria orgânica são responsáveis pela geração de hidrocarbonetos. O petróleo, sendo constituído a partir de uma mistura de milhares de hidrocarbonetos, é então formado sob condições ideais de soterramento, como calor e pressão, combinadas com a decomposição de grandes quantidades de material vegetal e animal. A princípio, quanto maior a quantidade de matéria orgânica, rica em compostos de carbono e hidrogênio, maior capacidade terá a rocha para gerar grandes quantidades de petróleo.

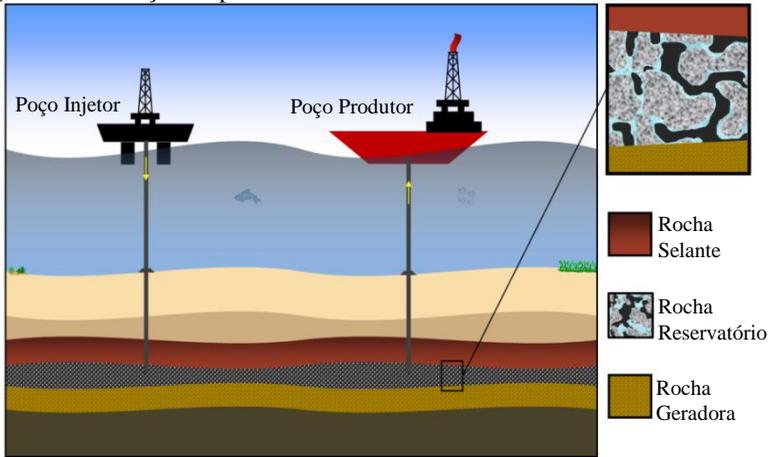
O tipo de petróleo gerado depende fundamentalmente do tipo de matéria orgânica e da temperatura da rocha. Matérias orgânicas derivadas de vegetais superiores tendem a produzir gás, enquanto o material derivado de zooplâncton e fitoplâncton, marinho ou lacustre tende a produzir óleo (Milani *et al.*, 2000). Para temperaturas até 65°C a matéria orgânica presente nas rochas é transformada em querogênio, por meio do processo denominado de diagênese; para incrementos de temperatura, até 165°C ocorre a geração de hidrocarbonetos líquidos e gás, pelo processo de catagênese; avançando até 210°C inicia a transformação de hidrocarbonetos líquidos em gás leve, processo denominado metagênese; ultrapassando essa fase, a continuação do incremento de temperatura leva à degradação do hidrocarboneto gerado, deixando como remanescente grafite, gás carbônico e algum resíduo de gás metano, processo denominado de metamorfismo (Thomas, 2001).

Geralmente, o óleo e o gás depois de formados não se acumulam na rocha geradora, mas migram sob ação de pressões do subsolo, até encontrar uma rocha denominada de rocha reservatório. Esta é caracterizada pela presença de espaços vazios em seu interior, locais onde o petróleo será armazenado e do qual será posteriormente extraído. Estes poros, em geral de pequenas dimensões, devem ser interconectados para permitir o escoamento de fluidos, característica chamada de permeabilidade.

Uma vez presente nas rochas reservatórios, os fluidos devem encontrar uma barreira que os impeçam de escapar. Esta condição é satisfeita pelas rochas selantes, as quais são caracterizadas pela granulometria fina e baixa permeabilidade (Milani *et al.*, 2000).

Na Figura 2.2 é possível visualizar de forma esquemática as relações espaciais entre as rochas geradoras, reservatórios e selantes, propiciando o acúmulo do petróleo.

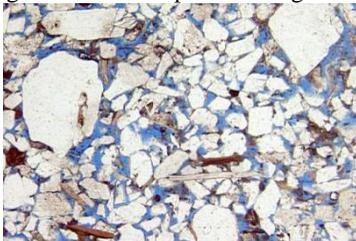
Figura 2.2 – Relações espaciais entre rochas.



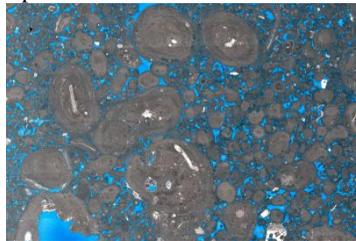
Como grande parte das reservas conhecidas mundialmente encontra-se em rochas areníticas e carbonáticas, este trabalho visa à caracterização do meio poroso destes tipos de rocha. Sobretudo, em função das recentes áreas de exploração de petróleo no pré-sal brasileiro, um enfoque maior é dado às rochas carbonáticas.

Na Figura 2.3 são visualizados exemplos de imagens microscópicas destes tipos de rochas reservatórios, sendo que a cor azul nas imagens é devido à impregnação de uma resina na amostra, facilitando o contraste e a observação do meio poroso.

Figura 2.3 – Exemplos de imagens microscópicas de rochas reservatório.



(a) Arenito



(b) Carbonato

Fonte: LMPT.

2.1.1 Rochas Areníticas

O arenito é uma rocha sedimentar que resulta da compactação e litificação de materiais granulares da dimensão das areias. São rochas basicamente formadas por grãos de quartzo, ocorrendo também a presença de minerais de argila, feldspato, calcita e fragmentos de outras rochas, cuja presença depende de fatores diversos como a área-fonte e as condições ambientais ao longo do processo de formação.

Os arenitos podem ter diversas cores, sendo as mais comuns cinza, amarela ou vermelha, que refletem a natureza dos grãos, cimento e matriz. A granulometria encontrada neste tipo de rocha pode variar de fina a grossa, com grãos comumente arredondados, influenciando no armazenamento e escoamento de fluidos. Observa-se ainda nos arenitos uma estrutura sedimentar marcada pela sucessão de lâminas e estratos com variações na granulação, cor, composição, etc., que refletem mudanças nos fatores controladores do processo de sedimentação que deu origem à rocha sedimentar (Núñez, 2007).

2.1.2 Rochas Carbonáticas

Estas rochas são provenientes de progressivas deposições de fragmentos minerais, biológicos e químicos, tais como precipitações de carbonatos a partir de bicarbonatos, tendo a calcita e a dolomita como componentes mineralógicos essenciais. Em consequência, os reservatórios carbonáticos são conhecidos pela heterogeneidade com que foram estabelecidos.

Tais rochas são particularmente difíceis de caracterizar, pois abrangem um grande intervalo de tamanho e formas diferenciadas de poros, resultando numa distribuição espacial complexa e com pobre conectividade nos poros (Knackstedt *et al.*, 2006). Estas características também podem ter sido influenciadas pelos processos de compactação, sedimentação e diagênese aplicados à rocha (Lucia, 1999), refletindo tanto na produtividade da formação com baixos fatores de recuperação, quanto nas operações e manutenção de produção.

Apesar de somarem apenas 20% das rochas sedimentares registradas até hoje, os reservatórios com este tipo de rocha correspondem a mais de 50% dos recursos de hidrocarbonetos comprovados no mundo (Arns *et al.*, 2005). Como exemplos, as rochas carbonáticas são encontradas em alguns dos principais campos petrolíferos ao redor do mundo, desde campos gigantes no Oriente Médio até as descobertas na costa brasileira conhecidas como pré-sal.

O termo pré-sal refere-se a uma camada de rocha localizada em grandes profundidades, sob as águas oceânicas, abaixo de uma espessa camada de sal. Esta camada de sal pode chegar a 2 km de espessura, e como a camada pré-sal brasileira está localizada abaixo desta, pode alcançar mais de 7 mil metros de profundidade (Papaterra, 2010).

No final de 2007 foi encontrada uma extensa reserva de petróleo e gás natural nessa camada, em uma faixa que se estende por, aproximadamente, 800 km entre o Espírito Santo e Santa Catarina, sendo que as investigações já realizadas em algumas áreas do pré-sal revelaram campos gigantes e supergigantes com volumes recuperáveis de até 16 bilhões de barris de óleo (Riccomini, 2012).

O interesse pelo petróleo confinado em tais profundidades é justificado pela boa qualidade apresentada com relação ao óleo encontrado a pequenas profundidades. Enquanto o pré-sal tem petróleo cuja densidade é considerada média, mais fácil de refinar e mais valioso, no óleo obtido a partir das camadas pós-sal há uma maior probabilidade de conter impurezas e/ou bactérias que podem alterar a sua qualidade.

Dos maiores desafios encontrados para a exploração do pré-sal citam-se a profundidade e o tipo de rocha. Tendo em vista que algumas amostras podem apresentar sistemas macroporosos bem conectados, outros apresentam baixa porosidade e permeabilidade, necessitando de maiores investigações para caracterizar, quantificar e prever a qualidade dos reservatórios carbonáticos heterogêneos.

2.2 PROPRIEDADES DAS ROCHAS RESERVATÓRIO

O conhecimento das propriedades básicas da rocha e dos fluidos contidos nela é um estudo muito importante, tendo em vista que podem estimar as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, capacidade de escoamento e a quantidade de fluidos que pode ser extraída.

Desta forma, para melhor caracterização dos reservatórios de petróleo são descritas a seguir algumas propriedades e suas formas de determinação, como porosidade, permeabilidade e pressão capilar.

2.2.1 Porosidade

A porosidade é a propriedade petrofísica associada ao espaço disponível em um meio poroso para o armazenamento de fluidos. É expressa em função da fração de volume total (V_t) de um material poroso que pode ser ocupado por fluidos (Tiab e Donaldson, 2004):

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.1)$$

sendo V_p o volume poroso.

Assim, o volume total da amostra é dado pela soma do volume poroso V_p e do volume da parte sólida V_s :

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

De acordo com a interconexão entre os poros, é possível determinar dois tipos de porosidade:

- *Porosidade Total ou Absoluta*: considera o volume total dos poros, estejam ou não interconectados. É a porcentagem total de espaços porosos da rocha, obtida por meio da razão entre o volume de todo o espaço vazio da amostra e o volume total ocupado pela amostra.
- *Porosidade Efetiva*: considera somente os poros interconectados, sendo definida como a relação entre o volume poroso interconectado da amostra e o volume total ocupado pela amostra. Este é o parâmetro de interesse no processo de recuperação do óleo, já que descreve o volume máximo de fluido que pode ser armazenado.

A diferença entre as porosidades total e efetiva revela a quantidade de poros isolados, obtendo-se a porosidade não-efetiva.

Nos processos de recuperação de óleo, a porosidade efetiva de uma rocha é o parâmetro de interesse visto que descreve o volume máximo de fluido armazenado que pode ser extraído. Uma rocha reservatório pode ser classificada quanto a sua efetividade, conforme a escala de porosidade mostrada na Tabela 2.1 (Gomes, 2002):

Tabela 2.1 – Escala de efetividade da porosidade.

Porosidade (ϕ)	Tipo
< 5%	Insignificante
5 – 10%	Pobre
10 – 15%	Regular
15 – 20%	Boa
20 – 25%	Muito Boa
> 25%	Excelente

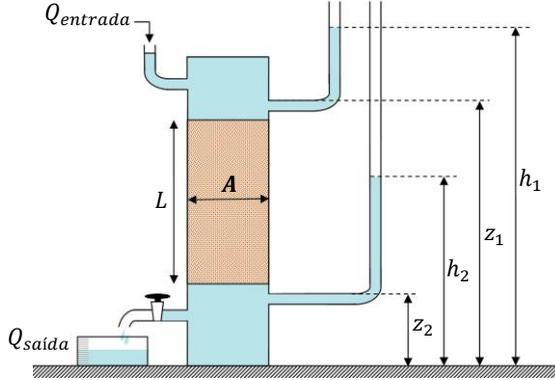
Para medir a porosidade de um material, os métodos comumente utilizados são: porosimetria por intrusão de mercúrio ou expansão a gás, análise de imagens digitais e/ou transmissão de raios gama. Observa-se que, em geral, a porosidade total medida por análise de imagens é inferior àquela determinada por meio de experimentos físicos. Isto ocorre devido à presença de poros menores do que a resolução adotada, que não são observadas durante a análise visual de uma seção da amostra (Diógenes, 2009).

2.2.2 Permeabilidade Intrínseca ou Absoluta

A permeabilidade é definida como a capacidade de um meio permitir o escoamento de fluidos através da sua rede de poros. No caso de rochas reservatório, mesmo que ela apresente uma grande quantidade de poros e dentro desses existam hidrocarbonetos, não há a garantia de que eles possam ser extraídos. Para que isso ocorra, é necessário que este espaço poroso esteja interconectado de forma a permitir o fluxo de fluidos através dele. Quanto mais cheio de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem os caminhos dentro da estrutura, maior será o grau de dificuldade para os fluidos se moverem no seu interior, o que corresponde a uma permeabilidade baixa; por outro lado, poros maiores e conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos e uma maior permeabilidade (Rocha, 2005).

Em 1856 o engenheiro francês Henry Darcy desenvolveu um experimento para investigar o escoamento de um fluido em um filtro vertical. O aparato experimental é mostrado esquematicamente na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Esquema do experimento de Darcy.



Deste experimento, Darcy concluiu que a vazão de água através de um cilindro contendo areia era: *i*) proporcional à seção transversal A do cilindro, que era constante; *ii*) proporcional a $(h_1 - h_2)$ e *iii*) inversamente proporcional ao comprimento L (Oliveira, 2009). Combinando estas conclusões é obtida a Lei de Darcy, aplicável a fluidos e materiais porosos diversos:

$$Q = KA \frac{(h_1 - h_2)}{L} \quad (2.3)$$

onde Q é a vazão de um fluido através de uma amostra de meio poroso de comprimento L , K é a condutividade hidráulica (ou constante de proporcionalidade) que depende das propriedades do fluido e do meio, A é a área da seção transversal da amostra, e h_1 e h_2 são as alturas da água em tubos colocados nas faces de entrada e saída do filtro (medidas a partir de um mesmo nível de referência).

As alturas h_1 e h_2 podem ser reescritas em função das colunas de fluidos dos manômetros:

$$h_i = z_i + \frac{P_i}{\rho g} \quad (2.4)$$

sendo ρg o peso específico do fluido e P a pressão, resultando em:

$$Q = -\frac{KA}{L} \left(\frac{\Delta P}{\rho g} + \Delta z \right) \quad (2.5)$$

onde a mudança de sinal se origina pelo fato de escrevermos $\Delta P = P_2 - P_1$ e $\Delta z = z_2 - z_1$.

Nutting (1930) propôs uma relação entre a condutividade hidráulica K e permeabilidade absoluta k , escrita da seguinte forma:

$$K = k \frac{\rho g}{\mu} \quad (2.6)$$

onde μ é a viscosidade do fluido.

Considerando um fluxo horizontal $\Delta z = 0$ e substituindo a Equação 2.6 em 2.5, a equação da vazão pode ser reescrita:

$$Q = -k \frac{A \Delta P}{\mu L} \quad (2.7)$$

Quando apenas um fluido preenche o espaço poroso tem-se a permeabilidade intrínseca, ou permeabilidade absoluta, como é mais conhecida na indústria do petróleo (Gaspari, 2006). Quando dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, a capacidade de transmissão de um desses fluidos chama-se permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado. O quociente entre permeabilidade efetiva e absoluta recebe o nome de permeabilidade relativa do meio em que se encontra o fluido.

A unidade de medida utilizada para definir a permeabilidade é o Darcy (D), onde uma rocha possui permeabilidade de 1 Darcy quando permitir a passagem de 1cm^3 por segundo de fluido com viscosidade igual a 1 centipoise (cP), através de uma seção de 1cm^2 de área e 1cm de comprimento, quando submetida a uma diferença de pressão de 1 atmosfera (atm) entre os extremos da amostra.

$$1D = \frac{1(\text{cm}^3/\text{s})1(cP)}{1(\text{cm}^2)1(atm/cm)} \approx 0,987\mu\text{m}^2 \quad (2.8)$$

Como Darcy é uma unidade grande para o estudo de rochas reservatórios, costuma-se usar o miliDarcy (mD) como unidade frequente da permeabilidade.

A Tabela 2.2 descreve as características de permeabilidade segundo a escala referida em Gomes (2002). De acordo com tal classificação, uma baixa ou excelente permeabilidade corresponde à maior dificuldade ou facilidade no escoamento dos fluidos através do espaço poroso.

Tabela 2.2 – Escala de permeabilidade.

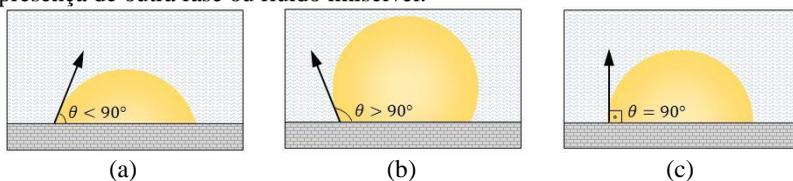
Permeabilidade (k)	Tipo
$< 1mD$	Baixa
$1 - 10mD$	Regular
$10 - 100mD$	Boa
$100 - 1000mD$	Muito Boa
$> 1000mD$	Excelente

Para determinação laboratorial da permeabilidade são utilizados, geralmente, aparelhos denominados permeômetros, utilizando amostras cilíndricas. Durante a realização do experimento é colocado, normalmente, um gás para escoar no espaço poroso. Como a amostra tem um formato cilíndrico, a área transversal e o comprimento são medidos facilmente. Aplicando-se uma diferença de pressão e medindo-se a vazão do gás, cuja viscosidade é conhecida, a permeabilidade é determinada com a Equação 2.7.

2.2.3 Pressão Capilar

Em rochas reservatórios de petróleo é comum observar a presença de dois ou mais fluidos no espaço poroso. Quando ocorre o contato entre estes fluidos imiscíveis, forma-se uma interface curva devido a uma descontinuidade de pressão entre eles juntos à superfície. Ao analisar esta interação que ocorre entre um sólido e dois ou mais fluidos, é introduzindo o conceito de molhabilidade. Ou seja, um fluido é denominado molhante quando apresenta uma tendência a aderir-se à superfície de um sólido na presença de outra fase ou fluido imiscível. A Figura 2.5 ilustra algumas configurações acerca desta característica, onde é possível visualizar uma maior ou menor aderência de uma gota com relação a uma superfície, estando em contato com outro fluido. Esta aderência é caracterizada pelo ângulo de contato formado entre as diferentes fases.

Figura 2.5 – Molhabilidade de um fluido com relação a uma superfície na presença de outra fase ou fluido imiscível.



Fonte: Adaptado de Núñez, 2007.

Por definição, o ângulo de contato é medido no fluido mais denso (Barbosa, 2009). Quando o ângulo de contato é menor que 90° diz-se que o fluido mais denso molha preferencialmente o sólido, sendo chamado de fluido molhante (Figura 2.5a) e quando o ângulo é maior que 90° diz-se que o líquido menos denso molha preferencialmente o sólido, ou ainda, que o líquido mais denso é o fluido não-molhante (Figura 2.5b). Quanto menor o ângulo, maior é a molhabilidade. Para a ocorrência de um ângulo de contato igual a 90° , há a indicação que ambos os fluidos têm a mesma afinidade com a superfície (Figura 2.5c).

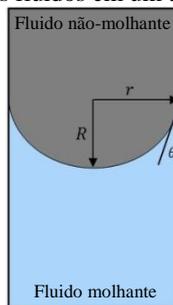
De acordo com Bear (1972), a descontinuidade na pressão existente na interface de contato entre os fluidos é denominada de pressão capilar P_c , e pode ser descrita pela equação de Young-Laplace:

$$P_c = P_{nw} - P_w = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (2.9)$$

onde P_{nw} é a pressão da fase não-molhante, P_w é a pressão da fase molhante, σ é a tensão interfacial entre o fluido molhante e o não-molhante, e R_1 e R_2 são os raios principais de curvatura, perpendiculares entre si, ao considerar uma interface curva.

Como em meios porosos a geometria dos espaços vazios é extremamente complexa e irregular, pode-se adotar um modelo idealizado de meio poroso para visualização da região de interface entre dois fluidos, como ilustrado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Interface entre dois fluidos em um tubo capilar cilíndrico.



Considerando um poro como um tubo capilar cilíndrico de raio r e menisco esférico, teremos que $R_1 = R_2 = R$ e a Equação 2.9 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$P_c = \frac{2\sigma}{R} = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (2.10)$$

onde R é o raio de curvatura da interface, θ é o ângulo de contato de molhamento, e $R = r/\cos\theta$, sendo r o raio interno do tubo capilar.

Outro termo que pode ser definido quando dois fluidos imiscíveis encontram-se num meio poroso é a saturação ou grau de saturação do meio poroso com relação a um dos fluidos, definida como:

$$S_a = \frac{V_a}{V_p} \quad (2.11)$$

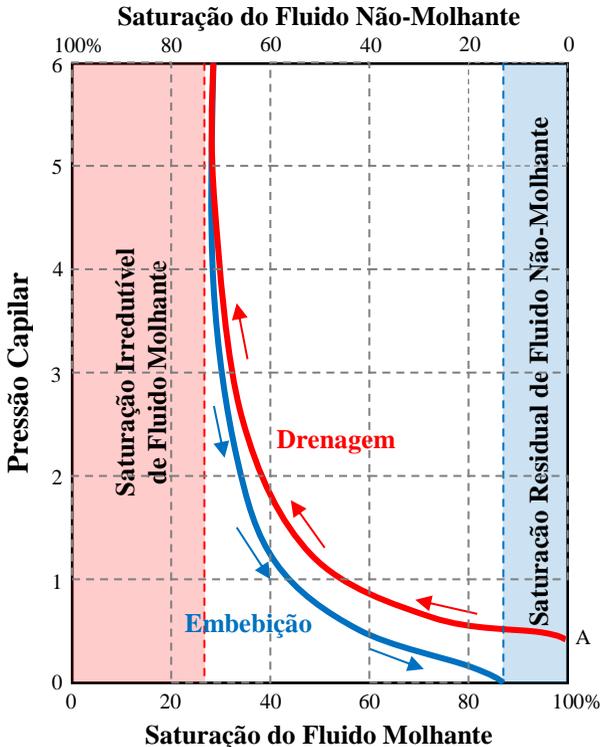
sendo $0 \leq S_a \leq 1$, onde V_a é o volume do fluido ‘a’ presente na amostra, e V_p é o volume de poros conectados.

A relação entre a pressão capilar e a saturação é normalmente obtida por meio da simulação de processos de deslocamentos de fluidos imiscíveis. Ao injetar fluidos em uma amostra, o ângulo de contato de molhamento que antes era estático começa a se modificar a medida que o meio poroso vai sendo saturado com um dos fluidos. Este comportamento do ângulo de contato é uma das razões para o surgimento de diferentes curvas de pressão capilar (Figura 2.7), dependendo se o meio poroso está inicialmente saturado com fluido molhante ou não-molhante (Wendland, 2002).

O processo de deslocamento de fluidos recebe o nome de drenagem quando ocorre a injeção de um fluido não-molhante numa amostra. Neste caso, ocorre o deslocamento do fluido molhante que inicialmente preenchia o meio. Quando o processo é realizado de forma contrária, ou seja, injetando fluido molhante numa amostra, o fluido não-molhante é deslocado esse recebe o nome de embebição.

Na Figura 2.7 pode ser visualizado o comportamento das curvas de pressão capilar com relação à saturação de um fluido, descritas pelos processos de drenagem e embebição. É notável que as curvas representativas dos processos não se comportam de maneira igual, sendo este fato conhecido pelo fenômeno da histerese. Diversos fatores podem justificar tal fenômeno, dentre eles o ângulo de contato de molhamento durante o deslocamento dos fluidos e a geometria irregular dos espaços vazios do meio poroso constituída de muitas passagens estreitas, ou gargantas (Wendland, 2002).

Figura 2.7 – Curva de pressão capilar versus saturação.



Fonte: Adaptado de Bear, 1972.

Segundo Barbosa (2009), o processo de drenagem é normalmente considerado mais representativo do que de fato ocorreu na época de formação de um reservatório de petróleo. Inicialmente, o mesmo encontrava-se totalmente saturado com água que foi, em parte, expulsa por ocasião da entrada de óleo. A água foi então sendo deslocada, não tendo sido retirada dos poros menores, este montante aprisionado compõe a chamada saturação irreduzível de fluido molhante. Ainda por intermédio da Figura 2.7, sob a curva de embebição observa-se que para a pressão capilar nula há a presença de certo montante de fluido não-molhante no meio, que compõe a chamada saturação residual de fluido não-molhante.

As medidas de saturação irreduzível e residual são úteis em processos de deslocamento imiscível em meios porosos, pois podem fornecer as quantidades das fases que são bloqueadas durante o

deslocamento (Barbosa, 2009). Assim, se pode fazer uma estimativa da quantidade de determinado fluido que pode ser extraído de um determinado meio poroso.

3. AQUISIÇÃO DAS IMAGENS

A determinação das propriedades descritas anteriormente geralmente é realizada em laboratório por meio de amostras retiradas diretamente dos reservatórios. Porém, esses processos têm custos elevados e muitas vezes os ensaios podem levar horas ou dias, necessitando ainda de amostras de boa qualidade. Uma alternativa para tais inconvenientes é a determinação das propriedades a partir da análise de imagens digitais.

Esta técnica permite, por intermédio da aquisição de imagens de amostras, realizar a análise de dados qualitativos e quantitativos relacionados à forma, tamanho, distribuição, volume, área e conectividade dos poros. Além disso, tais imagens podem ser utilizadas em modelos de redes que permitem, além de uma representação simplificada da estrutura porosa, simular processos de escoamentos nos reservatórios e determinar propriedades como permeabilidade e pressão capilar.

Há uma diversidade de equipamentos e técnicas que permitem a aquisição de imagens, dependendo do objetivo, tamanho da amostra, escala de resolução, dentre outros fatores. Para este trabalho, duas técnicas de imageamento foram utilizadas: a microscopia eletrônica de varredura e a tomografia de raios X, por meio das técnicas de micro e nanotomografia, descritas a seguir.

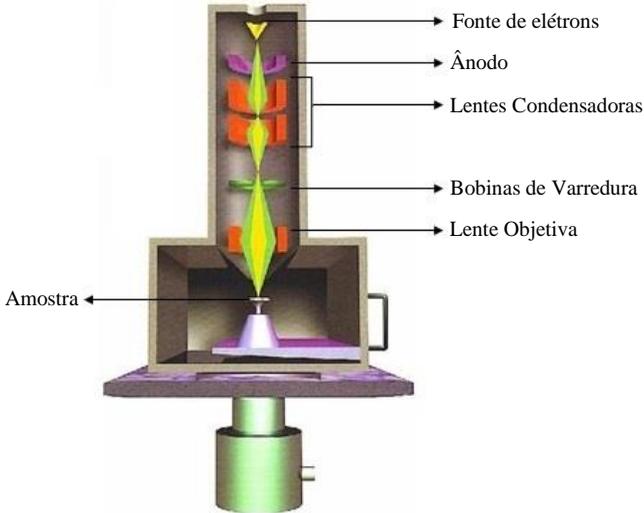
3.1 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA

A microscopia eletrônica de varredura (MEV) é uma técnica de caracterização microestrutural utilizada nas mais diversas aplicações, como engenharia e ciências de materiais, engenharias metalúrgica e de minas, geociências e ciências biológicas, dentre outras. Nesta técnica, a interação de um fino feixe de elétrons focalizado sobre a área ou o microvoluma a ser analisado gera uma série de sinais que podem ser utilizados para caracterizar propriedades da amostra, como composição, superfície topográfica, cristalografia, etc.

Tais caracterizações são realizadas a partir da aquisição de imagens representativas das amostras de interesse. Dessa forma, o microscópio eletrônico de varredura é introduzido como um equipamento capaz de produzir imagens de alta resolução, sendo que estas podem ser adquiridas com ampliação de centenas de milhares de vezes, chegando à ordem de 2 a 5nm (Dedavid *et al.*, 2007).

A Figura 3.1 apresenta uma ilustração genérica de um microscópio eletrônico de varredura. Basicamente, o MEV é composto por duas partes principais: a coluna e a câmara de amostras (Goldstein *et al.*, 2003).

Figura 3.1 – Desenho esquemático da coluna do MEV.



Fonte: <http://fap01.if.usp.br/~lff/mev.html>

A coluna contém em sua parte superior um canhão de elétrons, lentes condensadoras, bobinas de varredura e lente objetiva. A câmara de amostras, por sua vez, conta com diferentes tipos de detectores para captar os sinais gerados na interação elétrons-amostra e um suporte para a colocação da amostra a ser imageada.

De maneira sucinta, o princípio de funcionamento do MEV consiste na emissão de feixes de elétrons de pequeno diâmetro para explorar a superfície de uma amostra, ponto a ponto, por linhas sucessivas e transmitir o sinal do detector a uma tela catódica cuja varredura está perfeitamente sincronizada com aquela do feixe incidente (Dedavid *et al.*, 2007). Esse feixe eletrônico é acelerado por um filamento capilar de tungstênio devido à alta tensão criada entre o filamento e o ânodo.

Conjuntamente, o feixe é focalizado por uma ou duas lentes condensadoras, em um feixe com um ponto focal muito fino em direção à abertura da lente objetiva. Este feixe passa através de pares de bobinas

de varredura e pares de placas de deflexão na coluna do microscópio, que varrem a superfície da amostra segundo uma malha retangular.

As lentes condensadoras controlam o tamanho do feixe e, para um determinado tamanho de abertura de objetiva, determina o número de elétrons no feixe que atingirão a amostra. A lente objetiva ajusta o foco dos feixes de elétrons antes dos elétrons atingirem a amostra analisada e as bobinas de varredura fazem as correções de astigmatismo.

O compartimento onde são inseridas as amostras apresentam botões para ajustes manuais que permitem variar o deslocamento da amostra segundo três direções (x, y, z), além de rotação e inclinação lateral, sendo que estes também podem ser acessados via software.

A imagem formada a partir do sinal captado na varredura eletrônica de uma superfície pode apresentar diferentes características, uma vez que a imagem resulta da amplificação de um sinal obtido de uma interação entre o feixe eletrônico e o material da amostra.

Desta forma, diferentes sinais podem ser emitidos pela amostra. Dentre eles, os mais utilizados para obtenção da imagem são originários dos elétrons secundários (SE) e/ou dos elétrons retroespalhados (ou *backscattering*, BSE).

Os elétrons secundários fornecem informações sobre a topografia da superfície da amostra e são responsáveis pelas imagens de alta resolução, enquanto que os elétrons retroespalhados fornecem imagens características de variação de composição.

Neste trabalho, o interesse concentra-se em imagens obtidas por intermédio dos elétrons retroespalhados, cujo sinal resulta de uma sequência de colisões elásticas e inelásticas, sendo oriundos da camada mais superficial da amostra. Como resultado, estas imagens apresentam insuficientes informações de profundidade, fornecendo diferentes informações em relação ao contraste que apresentam: além de uma imagem topográfica (contraste em função do relevo) também se obtém uma imagem de composição (contraste em função do número atômico dos elementos presentes na amostra).

O detector de elétrons retroespalhados pode separar as informações de composição e topografia. Existem dois tipos comerciais sendo utilizados em MEV, o de estado sólido (semicondutor) e o Robinson (Robinson e Nickel, 1979, 1983) que usa um cintilador para detecção de elétrons retroespalhados. O detector de estado sólido é o mais moderno, compõem-se de um par de semicondutores dispostos simetricamente com o eixo óptico, cuja simetria e disposição dependem do fabricante.

As imagens geradas a partir desta técnica são bidimensionais e, em geral, representadas em diferentes níveis de cinza, os quais estão relacionados com a composição da superfície da amostra, ou seja, com a variação do número atômico (Z) dos elementos presentes na imagem.

3.2 TOMOGRAFIA DE RAIOS X

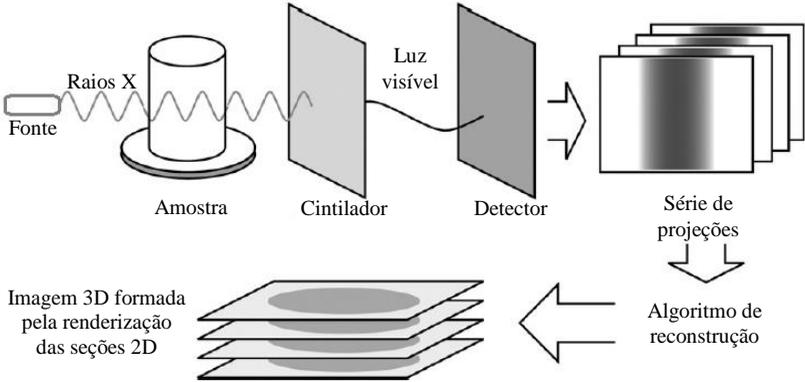
A tomografia computadorizada de raios X (CT) é uma técnica que permite obter imagens digitalizadas de seções transversais, fornecendo mais detalhes a respeito da estrutura interna do objeto. A vantagem no uso desta técnica está relacionada à mínima preparação requerida na amostra. Geralmente as imagens são obtidas sem que as amostras sejam destruídas, o que significa que a mesma amostra pode ser submetida a várias medidas sobre condições de aquisições distintas sem ser danificada.

A utilização desta técnica teve início por volta de 1970 para diagnóstico médico por meio de imagens (Hounsfield, 1973; Cnudde *et al.*, 2006). As aplicações específicas para caracterização de meios porosos foram sendo ampliadas em conjunto com o aperfeiçoamento dos equipamentos, sendo que atualmente as análises tomográficas estão bastante difundidas (Vinegar e Wellington, 1987; Flannery *et al.*, 1987; Dunsmuir *et al.*, 1991; Coles *et al.*, 1994; Al-Raoush, 2002; Appoloni *et al.*, 2005; Knackstedt *et al.*, 2006; Dong, 2007; Jiang *et al.*, 2013; dentre muitos outros).

Os componentes básicos de um tomógrafo são: fonte de raios X, detector e um sistema de rotação (Mees *et al.*, 2003). Salienta-se que, de acordo com a fonte de raios X, o feixe gerado pode assumir diferentes geometrias, como feixe de raios X em paralelo, em que a fonte realiza movimentos de rotação e translação; feixe em leque, idealizado para eliminar o movimento translacional, diminuir o tempo de varredura e visualizar objetos menores; ou ainda, como nos equipamentos mais atuais, um feixe cônico acoplado a uma matriz de detectores, permitindo reconstruir vários cortes com uma só varredura, desde que o objeto reconstruído atinja todo o detector (Neto *et al.*, 2011).

Em geral, a CT segue os mesmos princípios de uma radiografia convencional, nos quais a absorção da radiação pelos materiais ocorre de maneira diferenciada dependendo da composição química e densidade de cada amostra. Na Figura 3.2 pode ser visualizado um esquema ilustrativo da tomografia de raios X.

Figura 3.2 – Resumo das etapas de aquisição e reconstrução de imagens obtidas por tomografia de raios-X.



Fonte: Landis e Keane (2010).

Em suma, a fonte de raios X do tomógrafo é usada para iluminar a amostra, enquanto esta é rotacionada em pequenos ângulos. Ao passarem pela amostra, os raios X são atenuados em intensidades distintas. Devido às interações entre os raios X e a matéria, parte da energia é removida do feixe incidente, diminuindo de intensidade ao atravessar os materiais. Esta redução da intensidade é medida por um detector e é expressa pela lei de Lambert-Beer (Siegbahn, 1979):

$$I = I_0 e^{-\varepsilon x} \quad (3.1)$$

onde I_0 é a intensidade da radiação incidente, ε é o coeficiente de atenuação linear para o material que está sendo escaneado e x é a espessura da amostra que o feixe irá percorrer no material.

Como as amostras analisadas geralmente são heterogêneas em sua composição, o coeficiente de atenuação não é constante. Desta forma, a Equação 3.1 pode ser reescrita de uma forma mais geral:

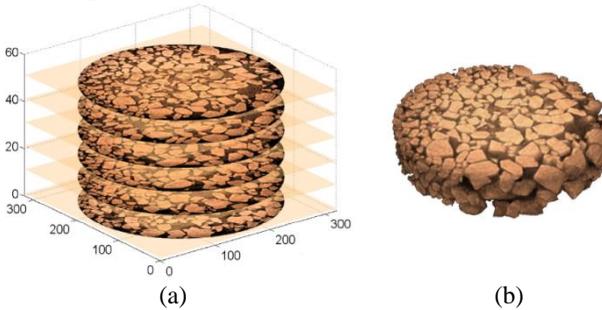
$$I = I_0 e^{\sum_i (-\varepsilon_i x_i)} \quad (3.2)$$

em que cada incremento i reflete um único material com coeficiente de atenuação ε_i em cima de uma extensão linear x_i .

Para cada ângulo de rotação, uma câmera CCD (*charge-coupled device*) registra os dados na forma de projeções. Após a aquisição, todas as projeções são processadas por um código matemático que converte as informações em seções bidimensionais (Feldkamp *et al.*, 1984).

Assim, de posse das seções 2D reconstruídas, a obtenção de uma imagem 3D é estabelecida utilizando um processo de renderização, realizando uma espécie de empilhamento ordenado (Herman, 1995), como ilustrado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Representação do processo de renderização: (a) empilhamento das seções 2D, (b) imagem 3D.



Fonte: Forsberg (2008).

As técnicas de micro e a nanotomografia computadorizada de raios X (μ CT e nCT) possuem os mesmos embasamentos da CT. O diferencial está relacionado à fonte de radiação X, permitindo a obtenção de imagens com um alto poder de resolução e qualidade.

Ao definir uma fonte de radiação X deve-se considerar algumas variáveis importantes, como o tamanho da região focal, o espectro de energia e a intensidade do feixe de raios X (Ketcham e Carlson, 2001).

O tamanho da região focal está relacionado com a resolução espacial, determinando as possíveis combinações de distância entre a fonte e o detector que interceptam um determinado ponto na amostra a ser analisada. Quanto maior a distância, maior será a probabilidade de ocorrer ruído ou uma espécie de desfoque na imagem final (Mantovani, 2013). A capacidade de penetração de um feixe de raios X e sua atenuação ao atravessar diferentes densidades de materiais é definida pelo espectro de energia. Raios X de alta energia penetram mais eficientemente que os com baixa energia, no entanto, são menos sensíveis às variações de densidade e composição dos materiais. Por fim, salienta-se que a intensidade dos raios X afeta diretamente a razão de sinal e ruído, além da característica de definição (clareza) da imagem.

Outras informações sobre a técnica e/ou parâmetros específicos de microtomografia podem ser encontradas em Forsberg (2008) e/ou

Landis e Keane (2010) e sobre o algoritmo de reconstrução de imagens no trabalho Feldkmap *et al.* (1984).

4. MODELOS DE REDES

No Capítulo 1 foram apresentados diferentes modelos de redes encontrados na literatura para a descrição geométrica de um meio poroso. Esta necessidade de se utilizar uma representação simplificada ocorre devido à complexidade da estrutura porosa, que requer um elevado custo computacional quando simulados escoamentos de fluidos diretamente em uma imagem tridimensional.

A escolha do modelo deve levar em consideração o nível de detalhamento, as características do meio e os resultados pretendidos. Ou seja, apesar de realizar uma representação simplificada, a modelização deve ser capaz de descrever adequadamente as características geométricas e topológicas do meio poroso, bem como permitir a determinação de propriedades macroscópicas, como permeabilidade e curvas de pressão capilar.

Dentre os diversos modelos de redes comentados, foram selecionadas duas metodologias para aplicação neste trabalho. Ao utilizarem imagens tridimensionais de meios porosos reais para extração das redes, ambos os modelos abrangem uma riqueza de informações geométricas e topológicas para representação da estrutura morfológica do espaço poroso.

O primeiro método denominado de Esferas Máximas (EM) é baseado no algoritmo de bolas máximas apresentado em Dong (2007), sendo que algumas modificações foram aplicadas ao algoritmo original em busca de melhor representatividade e desempenho computacional.

O segundo método foi desenvolvido e disponibilizado para uso acadêmico por professores da *Heriot-Watt University* (HWU), de Edimburgo, na Escócia, por meio de uma cooperação científica entre esta, Petrobras e UFSC. Denominado de Pore Analysis Tools (PAT), o algoritmo é baseado na técnica do eixo médio e compreende um conjunto de ferramentas para caracterização dos meios porosos.

A partir das redes extraídas em ambos os modelos, procede-se com a caracterização do espaço poroso por meio da obtenção dos parâmetros relacionados à morfologia e topologia, determinação das propriedades petrofísicas e simulações de fenômenos de transporte.

4.1 ESFERAS MÁXIMAS

O algoritmo de esferas máximas busca a representatividade do meio poroso utilizando esferas construídas a partir de cada voxel pertencente à fase porosa. Inicialmente, este algoritmo intitulado de

bolas máximas, foi desenvolvido por Silin *et al.* (2003) e Silin e Patzek (2006), sendo estendido por Al-Kharusi (2007) e Dong (2007).

A versão utilizada neste trabalho segue as ideias principais de Dong (2007), porém, algumas modificações apresentadas em Silva (2012) são aplicadas à extração das redes, visando melhor representatividade e desempenho computacional do algoritmo.

O modelo é descrito seguindo quatro principais etapas: computação das esferas, remoção das esferas inclusas, agrupamento das mesmas e geração da rede de poros-gargantas.

4.1.1 Computação das Esferas Máximas

O primeiro passo para a extração da rede de poros-gargantas é a computação das esferas máximas. Estas devem ser centradas nos voxels presentes do espaço poroso e construídas de modo que o diâmetro alcance um tamanho máximo. Dois métodos podem ser utilizados para esta busca pelas esferas: o algoritmo de inflar bolas, apresentado nos modelos de Al-Kharusi (2007) e Dong (2007), e a extração das esferas usando transformada de distâncias, descrita em Silva (2012).

Tendo em vista que o processo de crescimento das esferas requer elevada memória e não utiliza características já processadas para a aceleração do algoritmo, a utilização de um mapa de distâncias pode tornar a criação mais precisa e otimizada (Silva, 2012).

A transformada de distâncias é um processo que tem como base uma imagem binária e partir desta gera outra, chamada de mapa de distâncias. Esta imagem binária pode ser definida por $f(x, y, z)$, sendo x, y, z as coordenadas dos voxels, e os possíveis valores que f assume são:

$$f(x, y, z) = \begin{cases} 1, & \text{se o voxel pertence a um objeto ou matriz sólida} \\ 0, & \text{se o voxel pertence ao fundo ou espaço poroso.} \end{cases} \quad (4.1)$$

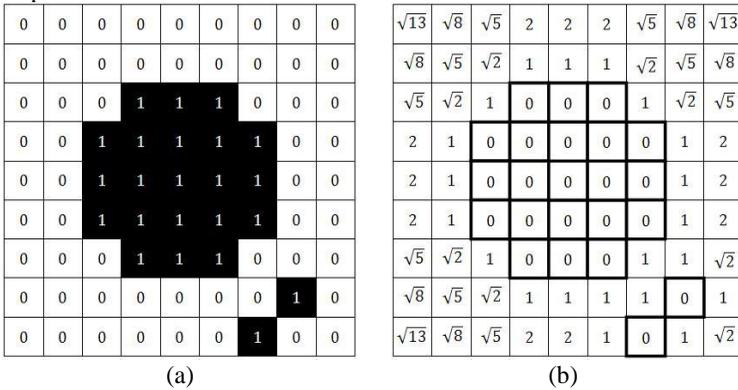
Neste mapeamento, é calculada a distância que cada voxel pertencente ao fundo está com relação ao voxel pertencente ao objeto mais próximo. Para o cálculo das distâncias é necessário usar uma métrica de distância. Existem diversas técnicas que podem ser usadas dependendo da aplicação, a mais comumente usada é a distância euclidiana:

$$D = \sqrt{(x_1 - x_0)^2 + (y_1 - y_0)^2 + (z_1 - z_0)^2}, \quad (4.2)$$

onde (x_1, y_1, z_1) são as coordenadas dos voxels de valor 1 e (x_0, y_0, z_0) são as coordenadas dos voxels de valor 0.

Na Figura 4.1 é apresentada uma imagem 2D binária e seu correspondente mapa de distâncias euclidianas. Para cada pixel em (a) o correspondente em (b) armazena a menor distância euclidiana entre este ponto e o objeto da imagem.

Figura 4.1 – Exemplo de mapa de distâncias euclidianas. (a) Imagem binária; (b) mapa de distâncias euclidianas.



Fonte: Torelli e Bruno, 2004.

O quadrado desta distância geralmente é utilizado para reduzir o uso da memória computacional, descrevendo, assim, a métrica de distância euclidiana quadrática:

$$D^2 = (x_1 - x_0)^2 + (y_1 - y_0)^2 + (z_1 - z_0)^2 \quad (4.3)$$

O rótulo de cada voxel é extraído quando encontrada a distância mínima entre os voxels pertencentes ao fundo e ao objeto, quando observados os três eixos direcionais. Para tanto, é utilizado o algoritmo de Saito e Toriwaki (1994) de fácil entendimento e implementação.

Para computação do mapa de distâncias, o algoritmo efetua três varreduras na imagem, considerando que a imagem contenha L linhas, C colunas e P planos. Na primeira transformação ele calcula a distância de cada voxel até o voxel de objeto mais próximo na sua linha L , fazendo uma varredura da esquerda para a direita e mais uma varredura da direita para a esquerda em cada linha da imagem; estes valores são utilizados para fazer a segunda transformação e calcular a distância de cada voxel até o voxel de objeto mais próximo na coluna C , realizando uma

varredura de cima para baixo e uma varredura de baixo para cima em cada coluna da imagem. E a terceira transformação utiliza esses últimos valores e calcula a distância de cada voxel até o voxel de objeto mais próximo no plano P , onde a imagem é varrida para trás e para frente. Como o algoritmo trabalha com a distância euclidiana ao quadrado, a operação ‘raiz quadrada’ deve ser aplicada sobre cada ponto da imagem após a transformação 3 (Torelli, 2005).

Com o mapa de distâncias obtido são computadas as esferas máximas do algoritmo. O raio de cada esfera corresponde aos valores atribuídos aos voxels pertencentes ao fundo ou espaço poroso.

4.1.2 Remoção das Esferas

As esferas resultantes do processo de computação não devem estar completamente incluídas em outras. Caso ocorra, estas devem ser removidas a fim de evitar um processamento desnecessário nas etapas de aglomeração e geração da rede.

Uma maneira de verificar se uma esfera centrada em S_0 está contida em outra com centro em S_1 , é conferir se a distância entre elas é menor que a diferença entre seus raios:

$$\text{dist}(S_0, S_1) \leq R_1 - R_0 \quad (4.4)$$

Este procedimento é realizado para todas as esferas geradas na primeira etapa do algoritmo. As esferas resultantes passam a seguir pela etapa de aglomeração, na qual é definida uma hierarquia neste conjunto de esferas para categorizá-las em poros e gargantas.

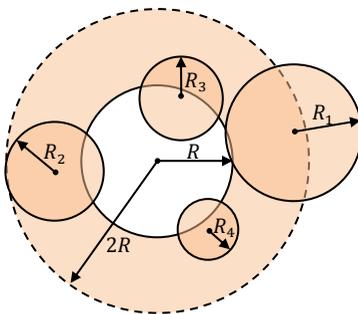
4.1.3 Agrupamento das Esferas

Os trabalhos propostos por Al-Kharusi (2007) e Dong (2007) apresentam diferenças significativas quanto ao agrupamento das esferas e identificação de poros e gargantas. Enquanto o primeiro define uma hierarquia num conjunto de esferas, Dong define uma hierarquia direta de esferas, na qual a esfera raiz é um poro.

Segundo Dong (2007) o agrupamento das esferas segue o conceito de uma árvore familiar, sendo a esfera principal denominada de pai e as esferas próximas chamadas de filhas. Esta etapa do algoritmo segue alguns passos descritos na sequência:

1. Inicialmente as esferas são organizadas em ordem decrescente de raio. Essas esferas são divididas em grupos de esferas com o mesmo tamanho.
2. Uma esfera de maior raio é escolhida e denominada de poro. Esta esfera ancestral é considerada como um ‘pai’ e todas as esferas cuja distância entre os centros é menor que duas vezes o raio da ancestral são consideradas ‘filhas’. A hierarquia entre as esferas é esquematizada na Figura 4.2, onde a bola branca de raio R é considerada pai e absorve as menores bolas centradas em um intervalo $2R$ ($R > R_1 > R_2 > R_3 > R_4$).
3. As esferas restantes são novamente ordenadas e procede-se de forma análoga: escolhendo uma esfera de maior raio que não tenha sido visitada efetua-se o mesmo processo de afiliação. Se uma esfera pertencer a duas famílias, ou seja, se a esfera for uma filha com dois pais, então é definida uma garganta. O processo segue para as outras bolas máximas que restarem, formando cadeias de poros conectadas por gargantas.

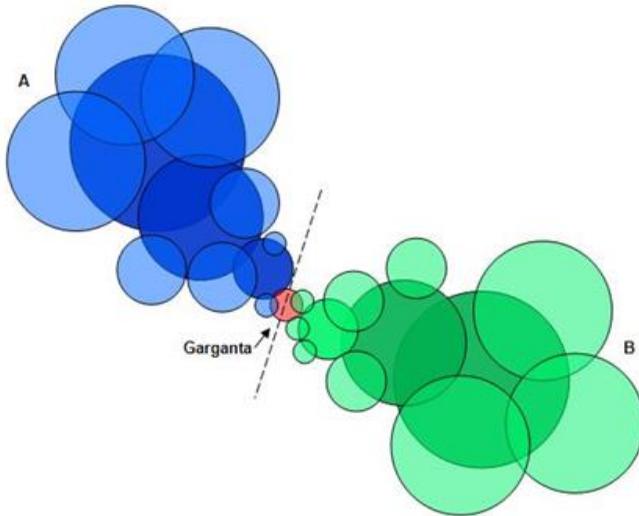
Figura 4.2 – Esquema ilustrativo da hierarquia entre as esferas.



Fonte: Dong, 2007.

A Figura 4.3 ilustra dois agrupamentos de esferas máximas, onde a partir da primeira esfera pai são adicionadas as esferas filhas. Quando uma garganta é encontrada, são definidas as famílias A e B e duas cadeias de poros são formadas.

Figura 4.3 – Famílias A e B de esferas máximas com uma garganta em comum, formando uma rede de poros-gargantas.



Fonte: Dong, 2007.

4.1.4 Extração da Rede

Depois de organizadas as esferas, as cadeias de poros e gargantas são processadas para adquirir a forma desejada para o modelo. Neste momento, um critério deve ser utilizado para distinguir as esferas pertencentes à garganta ou ao poro, ou seja, não é apenas a esfera pai que se torna um poro, mas sim um aglomerado de esferas resultantes da hierarquia apresentada.

Nesta etapa, seguindo o algoritmo apresentado em Dong (2007), para determinar o comprimento L_{ij}^g da garganta entre os poros i e j , empregam-se as seguintes regras:

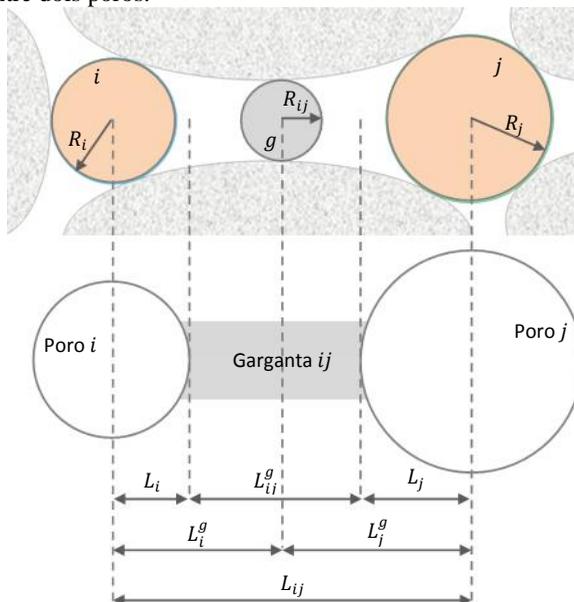
$$L_i = L_i^g \left(1 - 0,7 \frac{R_{ij}}{R_i} \right) \quad (4.5)$$

$$L_j = L_j^g \left(1 - 0,7 \frac{R_{ij}}{R_j} \right) \quad (4.6)$$

$$L_{ij}^g = L_{ij} - L_i - L_j \quad (4.7)$$

onde os raios R_i e R_j são os raios das esferas máximas definidas como poros i e j , R_{ij} o raio da esfera máxima definida como garganta entre os poros i e j , L_i^g e L_j^g são as distâncias entre os centros dos poros i e j até a garganta g , respectivamente, e L_{ij} é a distância entre os centros dos poros i e j (Figura 4.4).

Figura 4.4 – Dimensões utilizadas para determinar o comprimento de uma garganta entre dois poros.



Fonte: Dong, 2007.

As esferas que pertencem à região definida como garganta serão representadas por um cilindro, e as esferas que pertencem à região original de localização do poro serão representadas por uma única esfera.

Tendo em vista que o algoritmo preserva o volume poroso identificado na imagem binária, todos os voxels da fase porosa pertencem a alguma região, poro ou garganta (Cunha, 2012). Assim, o raio da garganta é calculado em função do volume e do comprimento da garganta:

$$R_{ij}^g = \left(\frac{V_{ij}^g}{\pi L_{ij}^g} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (4.8)$$

onde V_{ij}^g é a soma dos volumes dos voxels pertencentes à garganta que formam um cilindro e L_{ij}^g é o comprimento da garganta determinado anteriormente (Silva, 2012).

O raio final do poro i , por exemplo, é calculado de maneira semelhante, considerando o volume de uma esfera:

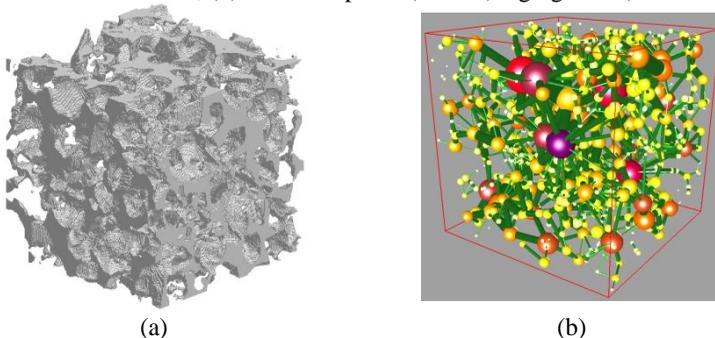
$$R_i^* = \left(\frac{3V_i}{4\pi} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (4.9)$$

onde V_i é a soma dos volumes dos voxels pertencentes ao poro que formam uma esfera.

Uma vez que a rede tenha sido criada, o processo final é a determinação das entradas e saídas da rede. Também conhecidas como *inlets* e *outlets*, elas são a forma de comunicação entre a estrutura interna da rocha e o meio externo. São fundamentais para os principais cálculos petrofísicos, pois influenciam em resultados como permeabilidade, curvas de pressão capilar, entre outros. Neste trabalho, assume-se que somente os poros conectados diretamente com a borda do volume podem ser considerados como inlets e outlets, considerando o eixo de interesse.

Na Figura 4.5 está representada uma rede de poros-gargantas extraída com base no algoritmo de esferas máximas.

Figura 4.5 – Ilustração da rede de poros do método EM: (a) espaço poroso de uma amostra de arenito, (b) rede com poros (esferas) e gargantas (cilindros).



4.2 PORE ANALYSIS TOOLS

Pore Analysis Tools (PAT) é um conjunto de ferramentas computacionais para representação e quantificação de meios porosos. Este método apresenta algoritmos para extração, visualização e determinação de propriedades a partir de um modelo de redes (Jiang *et al.*, 2007). Além disso, é possível extrair uma rede multiescalar para meios porosos considerados heterogêneos, em que a observação em apenas uma escala de resolução não seria suficiente para correta caracterização das amostras (Jiang *et al.*, 2011).

4.2.1 Extração da Rede

Dentre as diversas ferramentas disponíveis, a extração da rede é o primeiro passo para a caracterização das amostras. Para tanto, técnicas de afinamento (ou esqueletonização) são combinadas com a transformada da distância Euclidiana para extrair o eixo médio dos voxels pertencentes à fase porosa de uma imagem.

Para que a conectividade do meio seja preservada, o esqueleto deve ser topologicamente equivalente à imagem original. Ou seja, deve garantir que o caminho do fluxo não seja alterado após a esqueletonização. Nesta etapa é utilizado o mapa de distâncias Euclidianas, o qual determina que a largura do esqueleto seja de um voxel e esteja localizado no centro do espaço poroso. Tais requisitos facilitam a localização do centro e orientação do fluxo, bem como possibilita o cálculo do raio das seções transversais. Durante a construção do esqueleto, alguns poros isolados são removidos, pois não contribuem para o escoamento dos fluidos.

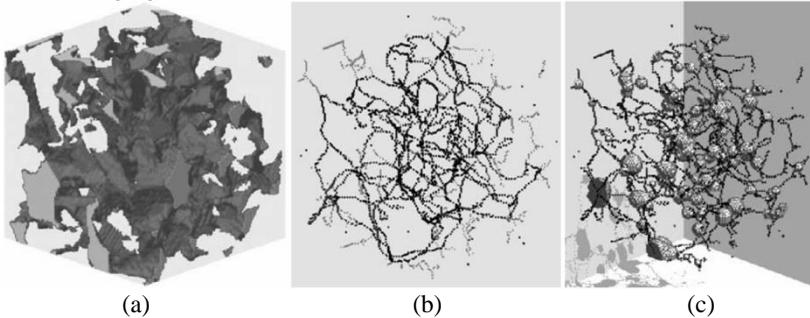
A chave para a extração da rede é a separação do espaço poroso em poros e gargantas. Uma clara definição e identificação destes elementos são essenciais para os processos subsequentes.

Em geral, um poro é identificado quando ocorre o encontro de duas ou mais ramificações no esqueleto do espaço poroso. Para detectar o tamanho deste poro, recorre-se ao mapa de distâncias inicialmente determinado, em que todos os voxels da estrutura armazenam o valor correspondente à mínima distância ao voxel sólido. Este valor é equivalente ao raio máximo que uma esfera pode ter quando inscrita neste espaço, ou seja, esta esfera máxima é definida como poro.

Os elementos da rede que conectam os poros são denominados de gargantas, e são formados pelos voxels restantes do esqueleto que não fazem parte dos poros.

Na Figura 4.6 podem ser visualizados os processos aplicados ao meio poroso até a extração de uma rede de poros.

Figura 4.6 – Ilustração da rede de poros do método PAT: (a) espaço poroso de uma amostra de arenito, (b) o esqueleto correspondente e (c) rede com poros (esferas) e gargantas (linhas).



Fonte: Jiang *et al.*, 2007.

Depois que a rede de poros e gargantas foi criada, algumas propriedades podem ser diretamente calculadas, como o fator de forma $G = 4\pi A/P^2$ e o raio hidráulico $R_H = 2A/P$, onde A a área e P o perímetro da seção transversal do elemento considerado. Estas são duas medidas frequentemente utilizadas para descrever a forma e o tamanho das seções transversais das formas irregulares dos poros.

Para caracterizar a conectividade da rede geralmente é utilizado o número de coordenação, que define o número de gargantas conectadas a um poro. No entanto, esta medida não fornece informações topológicas globais suficientes sobre a estrutura porosa. Para isto, o número específico de Euler χ_V , para um determinado volume V , pode oferecer uma estimativa da conectividade da estrutura do espaço poroso, e é definido como (Vogel e Roth, 2001):

$$\chi_V = \frac{N - C + H}{V} \quad (4.10)$$

onde N é o número de partes desconectadas, C o número de gargantas e H o número de poros isolados que flutuam no espaço poroso.

No entanto, o número de Euler ainda não é capaz de relevar detalhes da conectividade do espaço poroso. Para resolver este problema, Vogel e Roth (2001) introduziram a função conectividade, que fornece informações da conectividade dos poros dentro e entre

diferentes classes de poros. Ao remover classes de tamanho de poros, dos menores aos maiores, a conectividade diminui gradualmente (e o número de Euler aumenta), até que um estado desconexo é alcançado (e o número de Euler se torna positivo). Considerando que não há poros isolados fluando no espaço poroso ($H = 0$), a função conectividade, para uma rede com volume V é calculada como:

$$\chi_V(r) = \frac{N_N(r) - N_B(r)}{V} \quad (4.11)$$

onde $N_N(r)$ é o número de poros com raio r e $N_B(r)$ é o número de gargantas com raios maiores ou iguais a r .

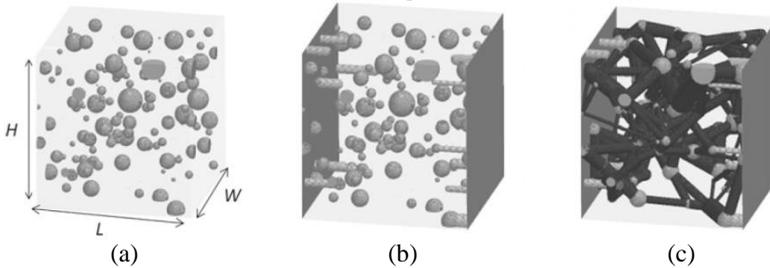
4.2.2 Rede Estocástica

As informações estatísticas anteriormente obtidas a partir das redes extraídas são úteis para a geração de redes estocásticas, ou seja, redes com características semelhantes à de origem, porém com tamanhos iguais ou diferenciados.

Conforme descrito em Jiang *et al.* (2011) para gerar uma rede estocástica de tamanho arbitrário, devem ser seguidos os passos:

- 1) Determinar um domínio (volume) com dimensões (L, W, H);
- 2) Criar um número apropriado de poros, com base no dimensionamento do domínio, e gerar para esses, valores para raio, volume, fator de forma e número de coordenação de acordo com as estatísticas;
- 3) Posicionar aleatoriamente os poros no novo domínio, evitando sobreposição entre eles (Figura 4.7a).
- 4) Criar um número apropriado de gargantas e gerar para estas, valores de raio, volume, comprimento e fator de forma, de acordo com as estatísticas.
- 5) Posicionar as gargantas nas faces de entrada e saída da rede, conectando-as com os poros (Figura 4.7b).
- 6) E por fim, posicionar as gargantas entre pares de poros internos, de acordo com a função conectividade, comprimento e raio das ligações (Figura 4.7c).

Figura 4.7 – Geração da rede estocástica: (a) posicionamento aleatório dos poros no domínio de dimensões (L,W,H), (b) conexões de gargantas com as faces de entrada e saída da rede, (c) criação de conexões internas.



Fonte: Jiang *et al.*, 2011.

4.2.3 Rede Multiescalar

Tendo em vista a heterogeneidade observada no espaço poroso de diversas amostras de rochas reservatórios, por vezes é necessária a caracterização em diferentes escalas de resolução. Para uma descrição mais completa da estrutura, procede-se com a combinação destas informações para criação de uma única rede de poros.

Esta rede denominada de multiescala é definida como uma rede de poros e gargantas cujos tamanhos abrangem diferentes escalas de informações do sistema poroso (Wu *et al.*, 2011). Para tanto, são utilizadas duas redes de poros geradas com resoluções espaciais diferenciadas: a rede associada aos poros grandes é nomeada de escala grossa enquanto que a rede associada aos poros pequenos é nomeada de escala fina. Esta metodologia pode ser facilmente estendida para mais escalas, porém a integração ocorre sempre duas a duas.

Dois passos principais são descritos para a extração de uma rede multiescala (Wu *et al.*, 2011):

- 1) Geração de redes estocásticas representativas das escalas grossa e fina;
- 2) Integração das redes com poros e gargantas para combinar as informações.

O primeiro passo é realizado de acordo com o processo descrito anteriormente, ou seja, a partir de informações obtidas de uma rede, uma nova pode ser gerada com as mesmas características.

No segundo passo é realizada a integração das redes, neste momento deve-se definir o domínio em que todos os poros e gargantas serão distribuídos. Se a rede associada aos grandes poros (escala grossa) for utilizada em sua totalidade, ou seja, copiada no novo volume virtual,

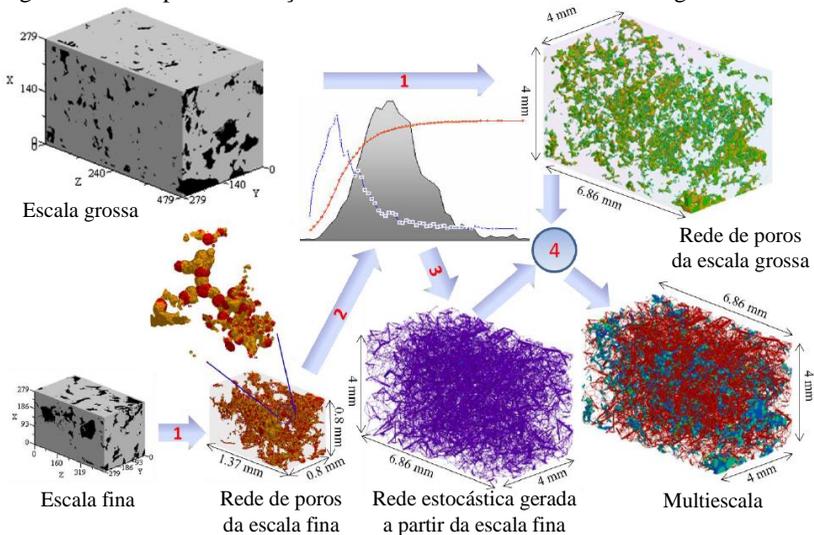
é possível que o número elevado de poros e gargantas provenientes da escala fina atinja o limite da capacidade do computador para o processamento e armazenamento. Isto ocorre visto que o volume original da escala fina é muito menor que o volume deste novo domínio, gerando um número excessivamente grande de poros e gargantas para ocupar o novo domínio.

Algumas alternativas podem ser traçadas para contornar este problema. Utilizar volumes menores para o domínio virtual 3D ou limitar o número de poros e gargantas de ambas as redes ou apenas da escala fina, por exemplo.

Outra dificuldade apresentada pelo método é a organização das conexões entre as redes no novo domínio. Para tanto, a função conectividade é utilizada no intuito de determinar a quantidade de gargantas, da escala fina, que conectam os poros da escala grossa. Desta forma, na extração da rede multiescala, muitos dos poros grandes que estavam isolados ou fracamente conectados passam a ser conectados pelas gargantas da escala fina (van Dijke *et al.*, 2011).

A Figura 4.8 apresenta uma síntese do algoritmo PAT para extração de uma rede multiescala. Os passos numerados de 1 a 4 podem ser descritos da seguinte maneira: (1) Inicialmente duas redes individuais de poros são extraídas utilizando imagens 3D segmentadas. Salienta-se que estas imagens são adquiridas em diferentes resoluções espaciais e, portanto, os volumes binários correspondem a diferentes tamanhos físicos de amostra. A partir destas redes são obtidas informações sobre a geometria e topologia da rede (2) para posterior geração de redes estocásticas (3). Nesta ilustração, a rede da escala grossa é copiada e integrada com a rede estocástica gerada a partir da escala fina (4). No domínio virtual criado, a escala fina é distribuída uniformemente no espaço vazio não ocupado pela escala grossa.

Figura 4.8 – Etapas da extração da rede multiescala utilizando o algoritmo PAT.



Fonte: Jiang *et al.*, 2013.

4.2.4 Caracterização das Redes

A caracterização das redes, tanto em suas escalas espaciais individuais quanto as redes da multiescala é também realizada utilizando o algoritmo do PAT. Diversas são as propriedades possíveis de obter a partir das redes de poros-gargantas, como exemplo, número de poros e gargantas, suas distribuições de tamanhos, bem como número de coordenação, tortuosidade da rede e porosidade.

Para as simulações de fluxo é utilizado o software 2-Phase-Flow (Ryazanov *et al.*, 2009, 2010), também disponibilizado junto com ferramentas do algoritmo. Este software permite o cálculo da permeabilidade e curvas de pressão capilar, sendo que nas seções 4.3 e 4.4 são apresentados os princípios básicos convergentes para os cálculos em ambas as metodologias.

4.3 DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE A PARTIR DA REDE DE POROS-GARGANTAS

Para a determinação da permeabilidade, ambas as metodologias utilizam como base os trabalhos desenvolvidos por Oren *et al.* (1998) e Valvatne (2004), sendo que uma descrição completa das equações e

implementação do método pode ser visualizada em Cunha (2012) e Ramos (2012).

Conforme as equações apresentadas na seção 2.2.2, o cálculo da permeabilidade é realizado utilizando a Lei de Darcy. Desta forma, a permeabilidade absoluta k da rede pode ser estimada conforme a Equação 2.7:

$$k = \frac{\mu Q L}{A(P_{entrada} - P_{saída})}, \quad (4.12)$$

onde a rede é totalmente saturada com uma fase p de viscosidade μ . Q é a vazão total de fluxo da fase p através da rede de poros de comprimento L , P é a pressão aplicada à entrada e saída da rede e A é a área da seção transversal do modelo.

É necessário, portanto, a determinação da vazão total de fluxo da rede. Se considerarmos a rede como sendo composta por poros esféricos e gargantas cilíndricas (conforme a configuração exemplificada na Figura 4.4), a taxa de fluxo entre dois poros i e j é dada por:

$$Q_{ij} = \frac{g_{ij}}{L_{ij}} (P_i - P_j), \quad (4.13)$$

onde g_{ij} é a condutância do fluido, L_{ij} é a distância do centro do poro i ao poro j e P_i e P_j são as pressões impostas.

Sabendo a forma de cada poro, a condutância entre os poros i e j via garganta é dada como a média harmônica de cada condutância individual (Valvatne, 2004):

$$\frac{L_{ij}}{g_{ij}} = \frac{L_i}{g_i} + \frac{L_{ij}^g}{g_{ij}^g} + \frac{L_j}{g_j}, \quad (4.14)$$

onde L_i e L_j são os comprimentos dos poros, L_{ij}^g é o comprimento da garganta e as condutâncias g_i , g_j e g_{ij}^g podem ser calculadas pela fórmula de Hagen-Poiseuille:

$$g = \tau \frac{(A^2 G)}{\mu}, \quad (4.15)$$

onde A é a área da seção transversal do tubo considerado, G é o fator de forma, μ é a viscosidade do fluido e a constante τ depende da forma do poro, assumindo valores 0,5, 0,6 e 0,5623 para tubos circulares, triangulares e quadrados, respectivamente (Patzek e Silin, 2001).

A Equação 4.13 deve ser resolvida para cada par de poros da rede conectados por uma garganta. Esta configuração pode ser interpretada como um sistema linear, cujo tamanho é diretamente proporcional à quantidade de poros conectados do volume.

Determinada a taxa de fluxo, procede-se com a estimativa da permeabilidade da rede (Equação 4.12).

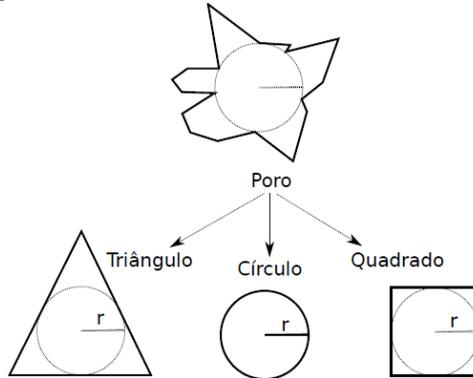
4.4 CURVAS DE PRESSÃO CAPILAR

O modelo de comportamento do fluido segue as abordagens sugeridas por Oren *et al.* (1998), Valvatne (2004) e Al-Kharusi e Blunt (2007), sendo que detalhes da implementação do algoritmo podem ser visualizados em Ramos (2012).

Para a geração da curva de pressão capilar considera-se que a rede inicialmente está totalmente saturada com fluido molhante. Ao injetar fluido não-molhante na rede, esse invade as regiões porosas da rede à medida que a pressão aumenta. Os poros são preenchidos de maneira ordenada, sendo armazenados em uma lista. Um poro somente será invadido, se alguma garganta adjacente já contiver fluido não-molhante. Sempre que um poro é invadido, seu volume é usado para calcular a saturação resultante da invasão.

Normalmente, para não perder a simplicidade da rede composta de esferas e cilindros, por vezes são usadas formas geométricas simples para aproximar o comportamento angular dos fluidos nas imperfeições da rocha (Valvatne e Blunt, 2004). Essas formas geométricas são criadas usando do corte transversal de um poro ou garganta e sua relação com as imperfeições do poro é dada pelo fator de forma (G). Um círculo e um quadrado têm fatores de forma de $1/16$ e $1/4\pi$, respectivamente; para um triângulo o fator de forma irá variar de zero a $\sqrt{3}/36$ dependendo do formato do triângulo. A Figura 4.9 ilustra as formas que os poros podem assumir (Valvatne, 2004).

Figura 4.9 – Dependendo do fator de forma, o elemento pode ser representado por uma figura geométrica diferente com o círculo inscrito a ela.

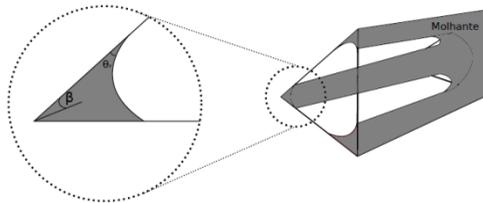


Fonte: Ramos, 2012

Ambos os modelos de rede aplicados neste trabalho utilizam o método de Mayer, Stowe e Prince (MS-P) (Mason e Morrow, 1991) para representar o fluido molhante que pode existir nas irregularidades dos elementos após a invasão, como indicado na Figura 4.10.

Assim, dada a representação equivalente da rede de poros é possível, para um dado fator de forma, representar o fluido nos cantos do elemento (Figura 4.10).

Figura 4.10 – Representação de um elemento e a camada de fluido que permanece nos cantos. Para esta figura a área clara representa o fluido não-molhante e a escura o molhante.



Fonte: Ramos, 2012.

Para um fator de forma triangular o arco metade representado por β , pode ser calculado como segue (Patzek e Silin, 2001):

$$\beta_{2,min} = \text{atan} \left\{ \frac{2}{\sqrt{3}} \cos \left[\frac{\text{acos} - (12\sqrt{3}G)}{3} + \frac{4\pi}{3} \right] \right\} \quad (4.16)$$

$$\beta_{2,max} = atan \left\{ \frac{2}{\sqrt{3}} \cos \left[\frac{acos - (12\sqrt{3}G)}{3} \right] \right\} \quad (4.17)$$

$$\beta_1 = -\frac{1}{2}\beta_2 + \frac{1}{2}asen \left(\frac{\tan\beta_2 + 4G}{\tan\beta_2 - 4G} \right) \quad (4.18)$$

$$\beta_3 = \frac{\pi}{2} - \beta_1 - \beta_2 \quad (4.19)$$

Primeiramente β_2 deve ser escolhido como um número aleatório entre os resultados das equações 4.16 e 4.17. Após isso, β_2 deve ser usado para o cálculo de β_1 e β_3 onde $\beta_1 < \beta_2 < \beta_3$.

Para círculos o valor do arco metade é desnecessário e para formas quadradas os valores de β são iguais a $\pi/4$.

Agora para encontrar a pressão, é necessário calcular o balanço de forças existentes na interface do tubo:

$$P_c = \frac{\sigma \cos\theta_r (1 + 2\sqrt{\pi G})}{r} F_d(\theta_r, G, \beta) \quad (4.20)$$

onde F_d representa o fator de correção, adimensional, do fluido molhante que pode estar preso nos cantos. O fator de correção adimensional é dado por:

$$F_d(\theta_r, G, \beta) = \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{4GD}{\cos^2\theta_r}}}{(1 + 2\sqrt{\pi G})} \quad (4.21)$$

$$D = S_1 - 2S_2 \cos\theta_r + S_3 \quad (4.22)$$

e S_1 , S_2 e S_3 podem ser encontrados realizando a simplificação das fórmulas dadas para o cálculo de área efetiva e comprimento da interface encontrada em Valvatne (2004)

$$S_1 = \sum_{i=1}^3 \left[\frac{\cos\theta_r \cos(\theta_r + \beta_i)}{\sen\beta_i} + \theta_r + \beta_i - \frac{\pi}{2} \right] \quad (4.23)$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^3 \frac{\cos(\theta_r + \beta_i)}{\text{sen}\beta_i} \quad (4.24)$$

$$S_3 = 2 \sum_{i=1}^n \left(\frac{n}{2} - \theta_r - \beta_1 \right) \quad (4.25)$$

Nos casos de elementos com secção transversal circular o fator de correção F_d será igual a 1 e a equação é simplificada recaindo na Equação 2.10.

Por fim, é necessário encontrar o ângulo de recuo θ_r . Este ângulo é definido em termos do ângulo de contato intrínseco e distribuído de acordo com uma distribuição de Weibull (Bekri, 2006):

weibull

$$= \begin{cases} \theta_{min} + (\theta_{max} - \theta_{min})\gamma & \delta, \omega < 0 \\ (\theta_{max} - \theta_{min}) \left(\delta \log \left(x \left(1 - e^{-\frac{1}{\delta}} \right) + e^{-\frac{1}{\delta}} \right) \right)^{\frac{1}{\omega}} + \theta_{min} & \delta, \omega \geq 0 \end{cases}$$

onde δ e ω são parâmetros que definem a forma da distribuição, γ é um número aleatório entre 0 e 1, θ_{min} e θ_{max} são os ângulos mínimos e máximos que a curvatura pode assumir para manter a rede em equilíbrio.

5. MATERIAIS E METODOLOGIAS

Neste capítulo são definidas inicialmente as amostras utilizadas para caracterização do espaço poroso, bem como as metodologias aplicadas para a aquisição e processamento das imagens. Nesta etapa, são apresentados alguns equipamentos, softwares e algoritmos utilizados no processo.

Ao final, encontram-se descritos os ensaios laboratoriais que fornecem dados para comparação com os resultados obtidos por meio dos modelos previamente apresentados.

5.1 ORIGEM DAS AMOSTRAS

Dois tipos de rochas foram selecionados para estudo neste trabalho: rochas areníticas e rochas carbonáticas. Todas as amostras foram disponibilizadas para estudo pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES) – Petrobras e fazem parte do banco de dados do LMPT/UFSC. Ressalta-se que os nomes originais das amostras foram alterados por questões de praticidade e confidencialidade.

As rochas areníticas analisadas neste trabalho são provenientes de afloramentos brasileiros e foram selecionadas por se tratarem de rochas comumente estudadas na literatura. Deste grupo, três amostras foram escolhidas para caracterização e determinação das propriedades petrofísicas. Tendo em vista a relativa homogeneidade apresentada no espaço poroso deste tipo de rocha, a caracterização do espaço poroso foi realizada em apenas uma escala de observação.

As amostras carbonáticas são provenientes de dois campos petrolíferos/geológicos brasileiros. Estas foram disponibilizadas para diversas universidades, brasileiras e estrangeiras, como amostras-escola em um trabalho cooperativo de estudos em sedimentologia e estratigrafia. Para este trabalho, foram escolhidas quatro amostras de cada campo reservatório de petróleo, totalizando em oito amostras de rochas reservatórios do tipo carbonático.

No capítulo seguinte encontram-se exemplos de imagens 2D, informações como resolução das imagens adquiridas e volumes computacionais de todas as amostras que foram utilizadas nas análises.

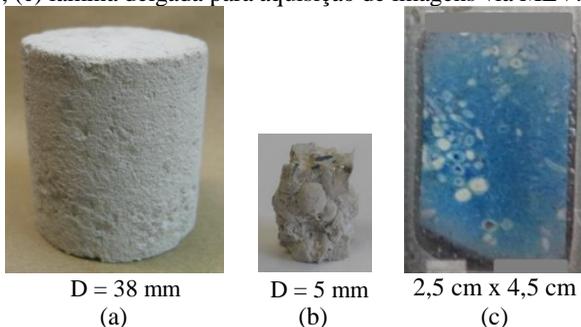
5.1.1 Aquisição das Imagens

Inicialmente as amostras chegam ao CENPES/Petrobras na forma de testemunhos, que são amostras reais da formação com alterações mínimas nas suas propriedades naturais. Estes são levados a laboratórios e testes são efetuados para obter informações a respeito da litologia, textura, porosidade, permeabilidade, saturação de óleo e água etc.

Após uma rotina de tratamentos, algumas amostras cilíndricas são retiradas dos testemunhos, sendo chamados de *plugues*. Estes plugues possuem, aproximadamente 35 mm de diâmetro e 45 mm de altura. Dependendo do método a ser utilizado para aquisição das imagens, os plugues passam por uma preparação inicial, que vai desde a limpeza ao corte da amostra em tamanhos específicos, seja em subvolumes ou lâminas delgadas.

Quando as imagens são adquiridas por técnicas de tomografia de raios X, as amostras têm a forma de plugues ou subvolumes. Na Figura 5.1a pode ser visualizado um exemplo de plugue, do qual foram adquiridas imagens em baixa resolução. Para aquisição de imagens em alta resolução, os plugues são geralmente cortados e retirados subvolumes, como mostrado na Figura 5.1b. A preparação de lâminas delgadas ocorre quando as imagens são obtidas por técnicas de microscopia, e um exemplo pode ser visualizado na Figura 5.1c.

Figura 5.1 – Exemplos de amostras utilizadas para caracterização: (a) plugue utilizado para obtenção de imagens em baixa resolução; (b) subvolume da amostra (a); (c) lâmina delgada para aquisição de imagens via MEV.



Fonte: LMPT.

A escolha das resoluções espaciais que serão adquiridas as imagens afeta diretamente na observação dos detalhes das amostras. Aumentos maiores tornam possível observar melhor os detalhes da

microestrutura porosa, mas isso faz com que a área capturada da amostra seja menor e menos representativa.

Tendo em vista um prévio conhecimento das amostras selecionadas para estudo, o imageamento ocorreu de maneira diferente de acordo com o tipo de rocha reservatório. As rochas areníticas, por apresentarem uma estrutura porosa relativamente homogênea, foram imageadas em apenas uma resolução espacial, visto que contempla de maneira satisfatória todo o intervalo de tamanho de poros presente na estrutura.

Para as rochas carbonáticas, conhecidas pela heterogeneidade em sua composição, foram adquiridas imagens em diferentes escalas espaciais. Neste trabalho serão apresentadas as análises realizadas em duas escalas de observação, abrangendo um maior intervalo na distribuição de tamanhos de poros.

A seguir, encontram-se descritos detalhes sobre os equipamentos utilizados para a aquisição das imagens, bem como sobre o processamento realizado nas imagens até a utilização nos modelos de redes.

5.1.1.1 Microscopia

Quando a captura das imagens é realizada utilizando microscópios, é necessária a preparação inicial de lâminas delgadas. Para tanto, o plugue é submetido a um processo de limpeza com solventes orgânicos para remoção dos hidrocarbonetos. Deste é extraído um disco, de altura suficiente, que será impregnado com uma resina epóxi contendo um corante azul que, além de prevenir a desagregação dos grãos, facilita a visualização do espaço poroso (Gaspari, 2006). Para confecção da lâmina, é realizada a colagem da seção de rocha sobre uma lâmina de vidro, procedendo com o lixamento e o polimento do conjunto.

Neste trabalho, três amostras de rochas carbonáticas foram imageadas por meio da microscopia eletrônica de varredura (MEV). Para tanto, as amostras foram recobertas com material condutor, ouro e carbono, buscando-se uma melhor condutibilidade das amostras.

Utilizando a técnica de elétrons retroespalhados (BSE), imagens planas são obtidas, sem profundidade de foco ou relevo, o que prejudicaria a quantificação das características microestruturais da amostra. Estas imagens são capturadas procurando sempre a melhor representação da superfície analisada, sendo que o número de imagens obtidas para cada lâmina depende do tipo de rocha, e o aumento utilizado depende principalmente do tamanho dos objetos a serem analisados.

As aquisições foram obtidas pelo Laboratório de Caracterização Microestrutural (LCM/UFSC) em um equipamento Phillips XL30.

5.1.1.2 Tomografia

Para a obtenção das imagens por meio das técnicas de tomografia são necessários plugues cujos tamanhos dependem da resolução e do equipamento que se deseja realizar a análise.

As amostras de rochas areníticas foram cortadas em cilindros de aproximadamente 5 mm de diâmetro e 15 mm de altura. Para as três amostras as imagens foram adquiridas em apenas uma resolução, sendo tomografadas por meio de um Microtomógrafo XRadia, modelo VersaXRM-500, adquiridas junto ao Laboratório de Micro e Nanotomografia presente no LMPT/UFSC.

Devido à heterogeneidade do meio poroso das rochas carbonáticas, as imagens foram adquiridas em diferentes resoluções. Inicialmente, para obtenção de imagens de baixa resolução, os plugues do Campo A eram de, aproximadamente, 38 mm de diâmetro e 45 mm de altura, enquanto que os plugues das amostras do Campo B eram menores, aproximadamente, 25 mm de diâmetro e 30 mm de altura. Para imagens em alta resolução, os plugues iniciais foram cortados, chegando a subvolumes de formato aproximadamente cilíndrico com diâmetro em torno de 6 mm e comprimento de 7 mm. Os parâmetros de aquisição das imagens tomográficas podem ser consultados no Anexo 1.

Esta etapa do trabalho contou com a colaboração de diferentes instituições de pesquisa, dependendo dos equipamentos disponíveis e da capacidade de resolução:

- CENPES/Petrobras – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello da Petrobras, Microtomógrafo SkyScan, modelo 1173;
- Lagesed/UFRJ – Laboratório de Geologia Sedimentar, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Microtomógrafo SkyScan modelo 1173;
- LAMIR/UFPR – Laboratório de Análise de Minerais e Rochas, Universidade Federal do Paraná; Microtomógrafo SkyScan modelo 1172;
- LARX/UEL – Laboratório de Análise por Raios X, Universidade Estadual de Londrina, Microtomógrafo SkyScan modelo 1172;

- LMPT/UFSC – Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas, Universidade Federal de Santa Catarina: Microtomógrafo XRadia modelo VersaXRM-500.

Duas amostras foram analisadas também numa escala nanométrica. Para tanto, cortes a laser foram realizados para manter um formato cilíndrico e um tamanho em torno de 64 μm de diâmetro. Estas imagens foram obtidas utilizando um Nanotomógrafo da XRadia, modelo UltraXRM-L200, localizado no LMPT/UFSC.

Todas as imagens utilizadas neste trabalho foram adquiridas pela Dra. Eng. Iara F. Mantovani, atualmente pós-doutoranda no LMPT, e/ou pelo pesquisador Dr. Eng. Anderson Camargo Moreira, atual técnico responsável pelos equipamentos de tomografia no LMPT. Ambos desenvolvem pesquisas na área de análise de imagens, trabalhando diretamente na aquisição de imagens e caracterização de meios porosos (Mantovani, 2013; Moreira, 2013).

5.1.2 Processamento das Imagens

De posse das imagens, o processamento segue com a aplicação de filtros, cuja técnica é utilizada para melhorar a qualidade de uma imagem. Esta etapa de filtragem é realizada com o intuito de suavizar as imperfeições e reduzir o número de artefatos provenientes da aquisição das imagens. Dentre as técnicas de filtragem comumente utilizadas, citam-se o filtro passa-baixa e o filtro da mediana.

Os denominados filtros espaciais passa-baixa são usualmente utilizados para realce de imagens, sendo que o efeito visual deste tipo de filtro é a suavização (uniformização) dos níveis de cinza de uma imagem. E o filtro da mediana é caracterizado pela remoção de elementos ruidosos no espaço poroso e também pelo fechamento de pequenos buracos, resultando em um número menor de pequenos elementos presentes nas etapas futuras do processamento.

A próxima etapa é a segmentação das imagens. Este procedimento consiste em dividir uma imagem em suas regiões, fases ou objetos de interesse. A partir do histograma das imagens, um limite é estabelecido (*threshold*) entre os 256 níveis de cinza identificando, desta forma, os pixels pertencentes a cada fase.

A segmentação pode ser manual ou automática, dependendo da interferência ou não de um operador para a decisão de parâmetros no seu processamento. O processo manual é essencialmente visual e baseia-se na cor para discriminar as áreas de interesse, enquanto que os métodos automáticos utilizam algoritmos que analisam o histograma e elegem

automaticamente um limite ideal (Barron e Butler, 2006). De acordo com Moreira *et al.* (2012) a utilização de algoritmos pode ser um importante guia para o usuário na escolha de um valor ideal para o limiar.

A binarização das imagens é uma importante etapa da segmentação, visto que a determinação das propriedades dependerá da correta definição das fases. Neste processo, uma imagem em níveis de cinza é convertida em uma imagem binária (onde os pixels assumem apenas dois valores, 0 ou 1, preto ou branco). Ao final do processo, esta imagem binária deve representar realisticamente a imagem original.

É importante salientar que a decisão da necessidade de aplicação e do tipo de filtro, bem como a escolha do limiar para segmentação das imagens, vai depender da experiência do operador, podendo fornecer variações no resultado final.

Em conjunto com esses processamentos, uma região de interesse (ROI) nas imagens é estabelecida. Esta região deve ser representativa da amostra, sendo que o tamanho pode variar de acordo com as limitações computacionais. Uma vez determinado o ROI para uma imagem, o mesmo é aplicado a todas as imagens do mesmo conjunto para obtenção de um volume binário após os processamentos descritos. A Figura 5.2 exemplifica os processos realizados, apresentando seções de imagens em níveis de cinza. Em destaque nas seções está a região de interesse e a imagem binária correspondente após a segmentação.

Para as imagens adquiridas pelas técnicas de tomografia, o passo seguinte é a renderização das imagens, ou seja, o ‘empilhamento’ do conjunto de imagens a fim de obter uma imagem tridimensional. Já para as imagens adquiridas via MEV, o passo seguinte é a reconstrução estocástica 3D. Para tanto, neste trabalho é utilizado um modelo de Gaussiana truncada (Liang *et al.*, 1998) para obtenção do volume.

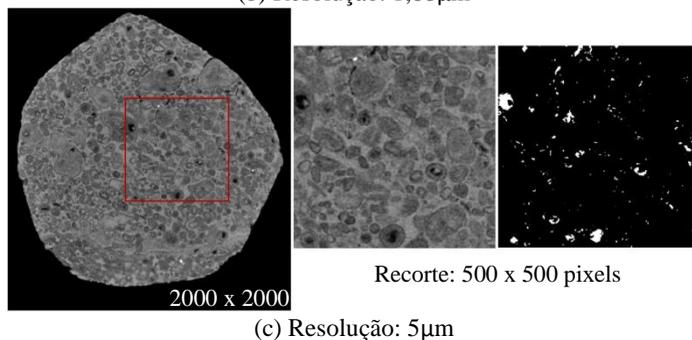
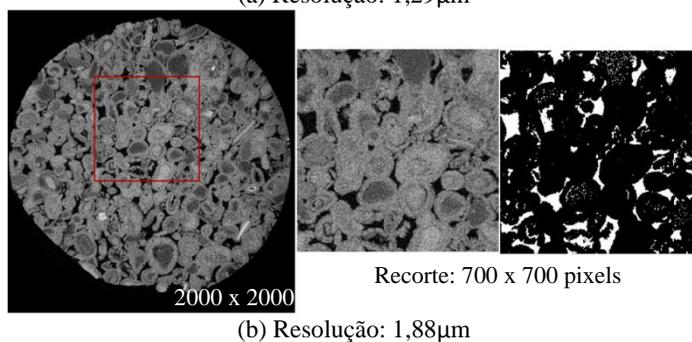
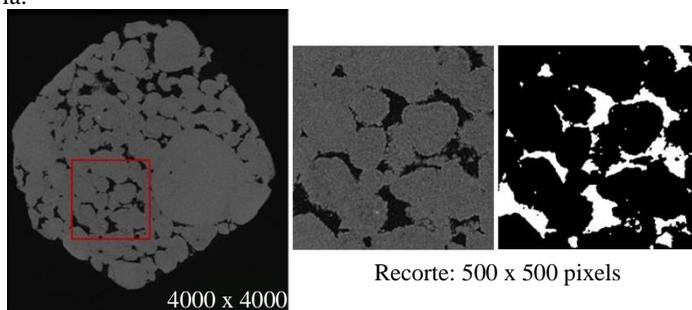
As etapas de binarização, escolha do ROI, renderização das imagens e reconstrução estocástica foram realizadas utilizando os softwares de processamento e análise de imagens MicroTomoImage e Imago, descritos a seguir. Estas etapas do trabalho foram desenvolvidas em conjunto com o trabalho de Mantovani (2013), onde podem ser visualizadas outras amostras e imagens pertencentes aos mesmos reservatórios petrolíferos.

5.1.2.1 MicroTomoImage

MicroTomoImage é um software desenvolvido por pesquisadores do LMPT/UFSC. Sua principal finalidade é definir a imagem 3D por meio de um processo de renderização, onde as informações das seções

2D, são convertidas em uma espécie de empilhamento ordenado. Aplicação de filtros e processos de segmentação das imagens também podem ser realizados a partir do histograma de níveis de cinza, sendo este assistido pelo usuário. O volume resultante será utilizado na quantificação dos parâmetros desejados.

Figura 5.2 – Exemplos de seções 2D, escolha do ROI e correspondente imagem binária.



5.1.2.2 Imago

O Imago foi desenvolvido pelo LMPT/UFSC em conjunto com o CENPES/Petrobras e a empresa ESSS (*Engineering Simulation and Scientific Software*). O software é uma ferramenta integrada de análise de imagens 2D e 3D, que permite caracterização de propriedades físicas de elementos porosos; medição automática e semi-automática de propriedades microestruturais dos materiais; simulação em modelos microestruturais 3D; dentre outras funções.

Neste trabalho o Imago foi utilizado para determinar a função de correlação, reconstrução 3D utilizando o método da gaussiana truncada e posterior simulação do processo de intrusão de mercúrio para a caracterização das amostras.

5.1.2.2.1 Função de Correlação

Uma imagem binária pode ser descrita por meio de uma função de fase $Z_{\mathfrak{S}}(\mathbf{x})$ da seguinte forma (Fernandes, 2002):

$$Z_{\mathfrak{S}}(\mathbf{x}) = \begin{cases} 1 & \text{se } \mathbf{x} \text{ pertence à fase } \mathfrak{S} \\ 0 & \text{se não pertence} \end{cases} \quad (5.1)$$

onde $\mathbf{x} = (i, j)$ denota um vetor posição em relação a uma origem arbitrária, e \mathfrak{S} pode ser a fase sólida ou porosa.

Considerando um meio estatisticamente homogêneo, a porosidade pode ser determinada a partir de:

$$\phi_{\mathfrak{S}} = \langle Z_{\mathfrak{S}}(\mathbf{x}) \rangle \quad (5.2)$$

onde $\langle \ \rangle$ denota a média estatística para o domínio da imagem em consideração.

A função de correlação para cada fase \mathfrak{S} é definida como:

$$C_{\mathfrak{S}}(\mathbf{u}) = \langle Z_{\mathfrak{S}}(\mathbf{x})Z_{\mathfrak{S}}(\mathbf{x} + \mathbf{u}) \rangle \quad (5.3)$$

para cada deslocamento arbitrário \mathbf{u} no plano da imagem.

Valendo-se da hipótese de meio isotrópico, a correlação dependerá apenas de $u = |\mathbf{u}|$ e ao deslocar uma imagem sobre ela mesma pode-se determinar a função correlação:

$$C_{\mathfrak{S}}(u) = \langle Z_{\mathfrak{S}}(i, j)Z_{\mathfrak{S}}(i + u, j) \rangle \quad (5.4)$$

Para um deslocamento nulo, $u = 0$, a curva de correlação atinge seu valor máximo em $\phi_{\mathfrak{Z}}$, para maiores deslocamentos, quando $u \rightarrow \infty$, a curva de correlação atinge $\phi_{\mathfrak{Z}}^2$.

Esta função fornece a probabilidade de que dois pontos separados por uma distância u pertençam à mesma fase em consideração \mathfrak{Z} . Essas informações são importantes para as atividades de reconstrução 3D a partir de imagens de seções 2D. Além disso, servem como uma maneira de verificar o quanto uma amostra é representativa do meio em que foi retirada.

Os parâmetros $\phi_{\mathfrak{Z}}$ e $C_{\mathfrak{Z}}(u)$ correspondem aos dois primeiros momentos da função de fase $Z_{\mathfrak{Z}}(\mathbf{x})$.

5.1.2.2.2 *Gaussiana Truncada*

A partir de informações medidas em imagens bidimensionais, podem-se reconstruir estocasticamente imagens em três dimensões representativas da microestrutura real. Dentre os métodos encontrados na literatura, este trabalho optou pela reconstrução utilizando gaussiana truncada.

A ideia básica do método reside na consideração de que uma imagem binária tem sua fase poro representada pela sua função de fase $Z_{\mathfrak{Z}}(\mathbf{x})$. Alguns trabalhos sugerem que a estrutura porosa pode ser completamente descrita pelos dois primeiros momentos de sua função de fase (Quiblier, 1984; Adler *et al.*, 1990 e Fernandes, 1994). Dessa forma, uma estrutura porosa é gerada a partir de um campo gaussiano normal (média igual a 0 e variância igual a 1) não correlacionado $X(\mathbf{x})$.

Um operador linear transforma o campo inicial $X(\mathbf{x})$ em um campo $Y(\mathbf{x})$, que será ainda Gaussiano normal, porém, correlacionado. O campo $Y(\mathbf{x})$ assume valores reais e sua correlação ainda não é a desejada. Um filtro não-linear transforma o campo $Y(\mathbf{x})$ no campo binário $Z(\mathbf{x})$ com as características de porosidade e correlação desejadas.

O método, no domínio espacial, é computacionalmente lento e, além disso, implica na resolução de um sistema de equações não-lineares que se torna difícil para imagens com grande alcance de correlação (Gaspari, 2006). Desta forma, uma alternativa apresentada em Liang (1997) e Liang *et al.* (1999) é utilizar a transformada de Fourier baseada no Teorema de Wiener-Khinchin, trabalhando no domínio da frequência.

Na etapa de reconstrução de um meio tridimensional, com o modelo de gaussiana truncada proposto por Liang *et al.* (1998), três parâmetros devem ser ajustados:

1. Alcance de correlação λ ;
2. Fator de amplificação η ;
3. Tamanho da imagem $N \times N \times N$.

Das imagens 2D segmentadas determinam-se a função de correlação que as representam. A partir da curva da correlação, pode-se definir, por meio da análise visual, o alcance de correlação λ . Parâmetro este que representa a distância medida de zero até um determinado deslocamento u , em que a curva começa a se estabilizar em ϕ^2 .

O modelo gerado, deve manter ou adotar uma nova discretização para o tamanho do voxel, com relação ao tamanho do pixel da imagem 2D original, que será definido pelo fator de amplificação. Portanto, adotando $\eta = 1$, o voxel resultante terá o mesmo tamanho de aresta que o pixel, em outras palavras, a resolução não será alterada. Para $\eta = 2$, o tamanho do voxel, será duas vezes maior que o tamanho do pixel, e assim sucessivamente. O melhor valor de η a ser utilizado pode ser determinado a partir da coerência entre as curvas de função correlação da imagem 2D original e a da imagem 3D reconstruída com diferentes valores de η . Considerando-se que a resolução irá piorar com o aumento do valor de η , pode-se atingir um consenso ao ponderar resolução espacial e coerência das curvas de correlação.

Geralmente definido em voxels, o tamanho da imagem 3D resultante independe do tamanho da imagem 2D de entrada, assim, pode receber qualquer valor inteiro.

5.1.2.2.3 Simulação de Intrusão de Mercúrio

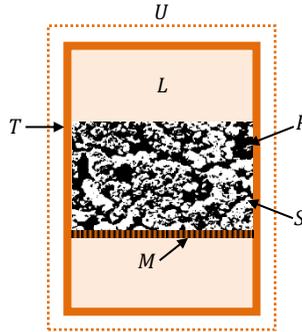
A simulação de intrusão de mercúrio é realizada com base na metodologia desenvolvida por Magnani (1996) e Magnani *et al.* (2000), na qual a interface entre dois fluidos imiscíveis é determinada em um espaço poroso tridimensional. A diferença de pressão capilar na interface entre dois fluidos estáticos é baseada na Lei de Young-Laplace, onde ao aplicar pequenos incrementos de pressão obtém-se uma descrição aproximada da invasão do fluido no sistema poroso.

Para tanto, considera-se um sistema U composto de uma amostra porosa rígida $M \subset U$. A região livre entre a amostra porosa e as paredes T do sistema é chamada de L , ou seja, $L = U - (M \cup T)$. Considera-se que L é muito maior que o diâmetro dos poros de M , deste modo, o raio

de curvatura de L é muito maior que o raio de curvatura dos poros. A região M é a união de um espaço poroso P com a rocha sólida S (Figura 5.3). A região que pode ser ocupada por qualquer fluido é definida como $F = U - (T \cup S)$.

Nas simulações, um fluido B desloca um fluido A no interior do espaço poroso, sendo este um processo quase estático ($i, i = 0, 1, \dots, p$) entre estados de equilíbrio. Para cada passo i , B^i é a região ocupada pelo fluido B (para $i = 0$, B ainda não está presente no espaço poroso). À medida que o processo avança, B vai formando uma região conectada, enquanto que o fluido A se torna a união de várias regiões desconectadas.

Figura 5.3 – Regiões do sistema U .



Fonte: Magnani *et al.*, 2000.

No passo i da invasão, considera-se uma bola E_x^i de raio r^i e centro em x , para um dado ponto x pertencente à região F . O raio é determinado pela equação de *Young-Laplace*, que estabelece condição de equilíbrio na interface entre os fluidos A e B :

$$r^i = \left| \frac{(d-1)\sigma_{AB}}{P_A - P_B} \right| \quad (5.5)$$

onde d é a dimensão do espaço Euclidiano, σ_{AB} é a tensão interfacial entre A e B . P_A é a pressão do fluido A e P_B é a pressão do fluido B no passo i .

Se o ponto x estiver mais próximo à borda de F do que r^i , a bola E_x^i irá interceptar esta borda, e então uma nova bola é definida da seguinte forma:

$$E_x^{*i} = \begin{cases} E_x^i & \text{se } d_i \geq r^i \\ \emptyset & \text{se } d_x < r^i \end{cases} \quad (5.6)$$

onde d_x é a menor das distâncias entre o ponto x e a borda de F .

Uma região de abertura H é definida entre os pontos x e as bordas de F :

$$H^i = \bigcup_x E_x^{*i} \quad x \in F \quad (5.7)$$

onde H é uma região com raio de curvatura constante e igual a r^i .

Para as simulações uma região L é acrescentada, definindo uma nova região de abertura G^i e sua região complementar \underline{G}^i :

$$\begin{aligned} G^i &= L \cup H^i \\ \underline{G}^i &= F - G^i \end{aligned} \quad (5.8)$$

Para localizar a região de fronteira, define-se um novo operador de união $K(J, Q)$ para conectar as componentes J_j de J , cuja intersecção com Q é não nula:

$$K(J, Q) = \bigcup_{k=1}^{n(J)} \begin{cases} J_j & \text{se } J \cap Q \neq \emptyset \\ \emptyset & \text{se } J \cap Q = \emptyset \end{cases} \quad (5.9)$$

Definem-se ainda:

$$Y^i = A^i - A_0^i \quad (5.10)$$

como o domínio de A que não está mais conectado à região L a cada passo, sendo A_0^i a porção do fluido A que permanece conectada à região L .

A região geométrica ocupada pelo fluido B no passo i pode ser determinada usando a equação:

$$B^i = \Omega^i - u_A Y^i \quad (5.11)$$

onde

$$\Omega^i = K\{[(W_B)\underline{G}^i \cup K(G^i, B^0)], B^0\} \quad (5.12)$$

W_B é um fator molhante para o fluido B ($W_B = 1$ quando B é molhante e $W_B = 0$ quando B é não-molhante), u_A é um fator de compressibilidade para o fluido A ($u_A = 1$ quando os fluidos são idealmente incompressíveis e $u_A = 0$ quando os fluidos são idealmente compressíveis).

O método também leva em consideração o ângulo de contato θ_{AB} com relação ao fluido molhante redefinindo a bola E_x^{*i} :

$$E_x^{*i} = \begin{cases} E_x^i & \text{se } d_i \geq r^i \cos \theta_{AB} \\ \emptyset & \text{se } d_i < r^i \cos \theta_{AB} \end{cases} \quad (5.13)$$

A vantagem do método é que a geometria do espaço poroso não é simplificada, ou seja, os processos de invasão ocorrem através de uma estrutura complexa de cantos e irregularidades intrínsecas da superfície dos poros que são muito difíceis para modelar por uso de redes de percolação.

5.2 ENSAIOS LABORATORIAIS

Alguns ensaios laboratoriais foram realizados no intuito de comparar os resultados obtidos por meio dos modelos utilizados na caracterização das amostras com os resultados experimentais. As técnicas descritas a seguir permitiram a obtenção das distribuições de tamanho de poros, porosidade, permeabilidade absoluta e curvas de pressão capilar.

5.2.1 Porosimetria por Intrusão de Mercúrio

A porosimetria por intrusão de mercúrio (PIM) tem sido extensivamente utilizada como uma técnica experimental para se caracterizar vários aspectos dos materiais porosos. A técnica é utilizada para medidas da porosidade efetiva, distribuição de tamanho de poros, e determinação de curvas de pressão capilar.

O mercúrio é utilizado em tais ensaios devido ao fato de não ser molhante à maioria das substâncias e assim não penetrar espontaneamente os poros por ação capilar. Para que ocorra a intrusão são necessários incrementos de pressão, nos quais a cada passo deve ser atingido o equilíbrio e verificado o volume de mercúrio injetado na amostra.

Se o mercúrio é colocado em contato com um poro aberto, a tensão superficial do mercúrio atua ao longo da linha de contato com o orifício, criando uma força de resistência na entrada.

A magnitude da força de resistência é proporcional ao comprimento da linha de contacto, à tensão superficial do mercúrio (σ) e ao cosseno do ângulo de contacto (θ). Para um poro com uma abertura circular na superfície, cujo comprimento é dado por $C = 2\pi r = \pi D$, a força de resistência é expressa como:

$$f_R = -\pi D \sigma \cos \theta \quad (5.14)$$

Uma pressão externa aplicada tende a forçar o mercúrio para dentro do poro, atuando sobre a superfície da interface da abertura. A força externa aplicada, por conseguinte, é o produto da pressão (P) e a área (A) sobre o qual a pressão é aplicada. Para um poro de secção transversal circular,

$$f_{EXT} = PA = \frac{P\pi D^2}{4} \quad (5.15)$$

Em condições de equilíbrio, um pouco antes da força de resistência ser superada, é possível determinar o diâmetro de poros correspondentes a cada pressão, segundo a equação de Washburn (1921):

$$D = - \frac{4\sigma \cos \theta}{P} \quad (5.16)$$

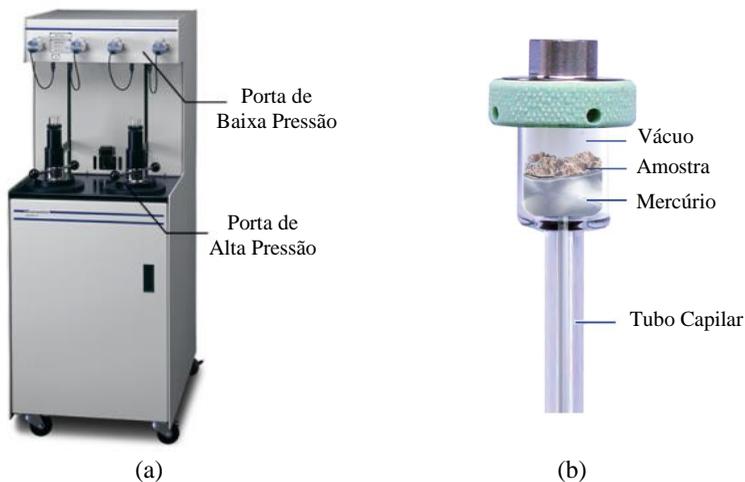
Com esta expressão tem-se uma relação entre o diâmetro dos poros e a pressão necessária para que o mercúrio seja introduzido nele. Quanto menor o poro, maior será a pressão necessária para que ocorra a injeção de mercúrio no poro.

O equipamento utilizado nos ensaios PIM foi um porosímetro Micromeritics AutoPore IV 9500 (Figura 5.4a). Acoplado a este, encontra-se um penetrômetro, o qual é construído de vidro e preenchido com mercúrio. A haste do penetrômetro é um capilar que atua como reservatório e instrumento de medição do volume de análise de mercúrio (Figura 5.4b).

O procedimento experimental pode ser resumido em alguns passos importantes:

1. Extrai-se um fragmento da rocha a analisar, que deve ser pesado.
2. Acondiciona-se o fragmento limpo e seco no penetrômetro.
3. Acopla-se o penetrômetro à câmara do porosímetro de mercúrio.
4. Faz-se vácuo na câmara para que o ar atmosférico não atrapalhe a penetração do mercúrio.
5. Completa-se o penetrômetro com mercúrio até o nível de referência da câmara e aplica-se o primeiro patamar de pressão, aguardando-se o período de estabilização.
6. Os patamares de pressão seguintes são gradativamente aplicados, sempre aguardando a estabilização da intrusão até o limite de 60000 psia.

Figura 5.4 – Equipamentos utilizados nos ensaios de intrusão de mercúrio (a) Porosímetro e (b) ilustração de um penetrômetro.



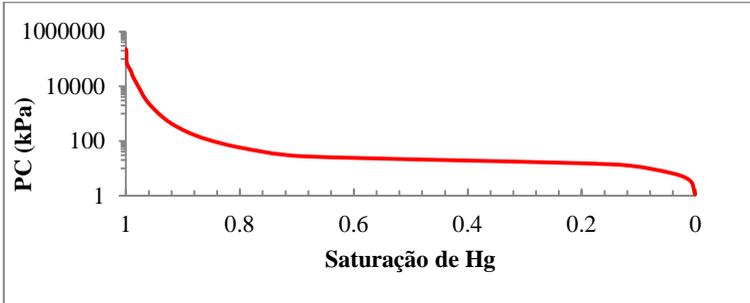
Fonte: CENPES/Petrobras (2012).

O volume total (*bulk*) é obtido subtraindo-se do volume do penetrômetro (conhecido) o volume de mercúrio injetado até o primeiro ponto de pressão. Este primeiro ponto de pressão é determinado no momento em que o mercúrio molda-se às irregularidades superficiais da amostra sem penetrar em nenhum poro.

A cada passo de pressão é possível verificar o volume de intrusão, sendo que o volume total injetado determina o volume de poros abertos da amostra.

A representação típica de uma curva de intrusão de mercúrio pode ser visualizada na Figura 5.5, estando o volume de mercúrio presente na amostra (saturação) relacionado ao incremento de pressão.

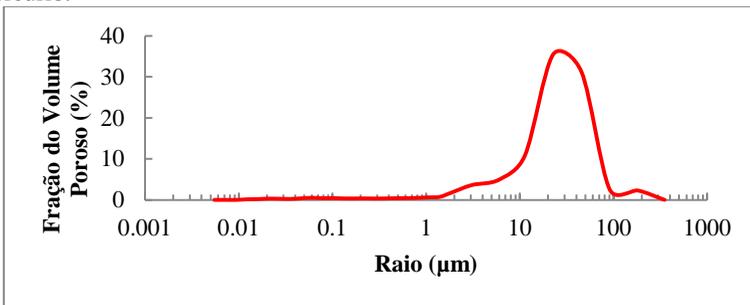
Figura 5.5 – Curva típica de pressão capilar obtida a partir da intrusão de mercúrio.



Outro dado que pode ser obtido a partir do ensaio de intrusão de mercúrio é a distribuição de tamanho de poros. O volume de um poro conectado a uma garganta só será computado quando a pressão atingida for suficiente para o mercúrio entrar na garganta. Desta forma, o volume é dado em relação ao poro mais a garganta, resultando em uma sobre-estimação do volume dos poros menores em detrimento aos maiores.

Uma curva representativa da distribuição de tamanho de poros pode ser visualizada na Figura 5.6, sendo que a fração de volume poroso é dada em função do raio do poro, neste caso em micrômetros.

Figura 5.6 – Distribuição de tamanho de poros obtida a partir da intrusão de mercúrio.



5.2.2 Permeâmetro a Gás

A permeabilidade experimental das rochas carbonáticas foi determinada a partir de um permeâmetro a gás, em regime permanente de escoamento. Neste ensaio, a amostra é acondicionada em célula de confinamento, ajustada de modo a não permitir o escoamento entre a parede do tubo e o meio poroso, sendo posteriormente estabelecido um fluxo de nitrogênio. Aguarda-se a estabilização deste fluxo de gás e leituras de vazão e diferença de pressão são computadas. A permeabilidade pode ser calculada então valendo-se da Lei de Darcy para fluidos compressíveis.

As medições de permeabilidade realizadas em laboratório usando como fluido um gás resultam em valores maiores que os reais devido ao escorregamento do gás nas paredes do meio poroso, o que não ocorre com os líquidos. Esse fenômeno de escorregamento do gás, conhecido como efeito Klinkenberg (1941), proporciona uma vazão maior e, conseqüentemente, uma maior permeabilidade calculada a partir desse tipo de teste. Assim, a relação apresentada em Klinkenberg (1941) foi aplicada aos valores de permeabilidade medidos, corrigindo, desta forma, os efeitos provenientes deste fenômeno.

6. CARACTERIZAÇÃO DAS AMOSTRAS

Este capítulo é dedicado à apresentação dos resultados obtidos para a caracterização de amostras de rochas reservatório de petróleo. Destas, três são rochas areníticas e oito são provenientes de campos com a presença de rochas carbonáticas.

A representação do meio poroso das rochas é realizada por meio de duas metodologias: Esferas Máximas (EM) e Pore Analysis Tools (PAT). Estas foram aplicadas a todas as amostras para extração de redes de poros-gargantas e posterior obtenção de parâmetros relacionados à morfologia e topologia e determinação das propriedades petrofísicas como permeabilidade e curvas de pressão capilar.

Assim, na parte inicial são visualizados os resultados das amostras de rochas areníticas e, em seguida, os resultados obtidos para as rochas carbonáticas, as quais são caracterizadas em duas etapas. Devido à heterogeneidade do meio poroso deste tipo de rocha, diferentes resoluções de imagens foram adquiridas para cada amostra, sendo que numa primeira etapa são apresentados os resultados para cada uma das escalas espaciais e na sequência para a composição multiescalar.

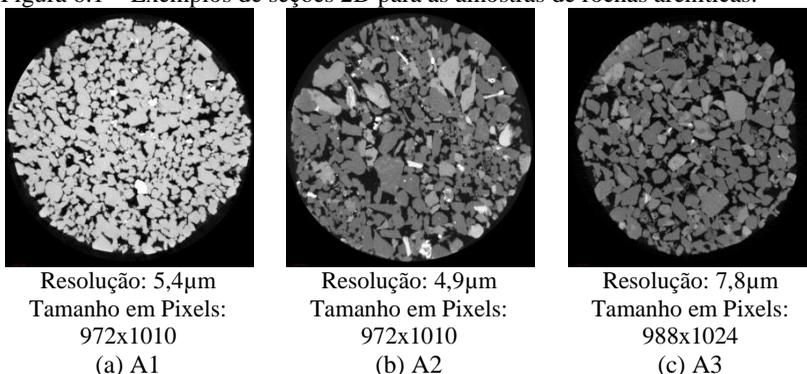
Estes resultados estimados pelos modelos computacionais foram comparados com resultados fornecidos por ensaios laboratoriais, permitindo uma análise sobre o comportamento dos modelos.

6.1 ROCHAS ARENÍTICAS

Três amostras de rochas areníticas foram selecionadas para caracterização por meio da modelagem do espaço poroso. Tendo em vista a estrutura relativamente homogênea apresentada por este tipo de rocha, a representatividade da amostra pode ser realizada com apenas uma escala de observação, sendo adquirido, portanto, somente um conjunto de imagens para cada amostra. Estas amostras foram disponibilizadas para o estudo pelo LMPT, e aqui renomeadas de A1, A2 e A3.

Exemplos de seções transversais das amostras são apresentados na Figura 6.1, juntamente com as resoluções espaciais e o tamanho em pixels das imagens. São imagens em níveis de cinza estando a fase porosa representada pelos tons mais escuros e a fase sólida pelos tons mais claros.

Figura 6.1 – Exemplos de seções 2D para as amostras de rochas areníticas.

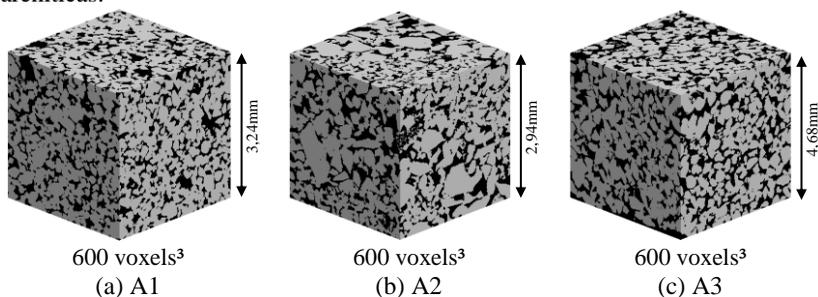


Dentro dos conjuntos de imagens, uma região de interesse (ROI) foi selecionada para análise. Esta região busca a representatividade da amostra e seu tamanho foi determinado levando em consideração o limite computacional dos softwares empregados durante a caracterização. Para as amostras de arenito utilizadas neste trabalho, a região de interesse selecionada contempla volumes de 600 voxels³.

No passo seguinte é realizada a binarização das imagens, ou seja, as imagem em níveis de cinza são convertidas para uma imagem binária, definindo as cores branca e preta para identificar os voxels pertencentes à fase sólida e porosa, respectivamente. Para estas etapas, foram utilizados os softwares MicroTomoImage e Imago.

Na Figura 6.2 encontra-se a visualização dos volumes computacionais binários, estando a fase porosa representada pela cor preta e a fase sólida em cinza claro.

Figura 6.2 – Volumes computacionais binários representativos das amostras areníticas.



Para determinar se os volumes são representativos das amostras, foram realizadas avaliações do volume elementar representativo.

6.1.1 Volume Elementar Representativo

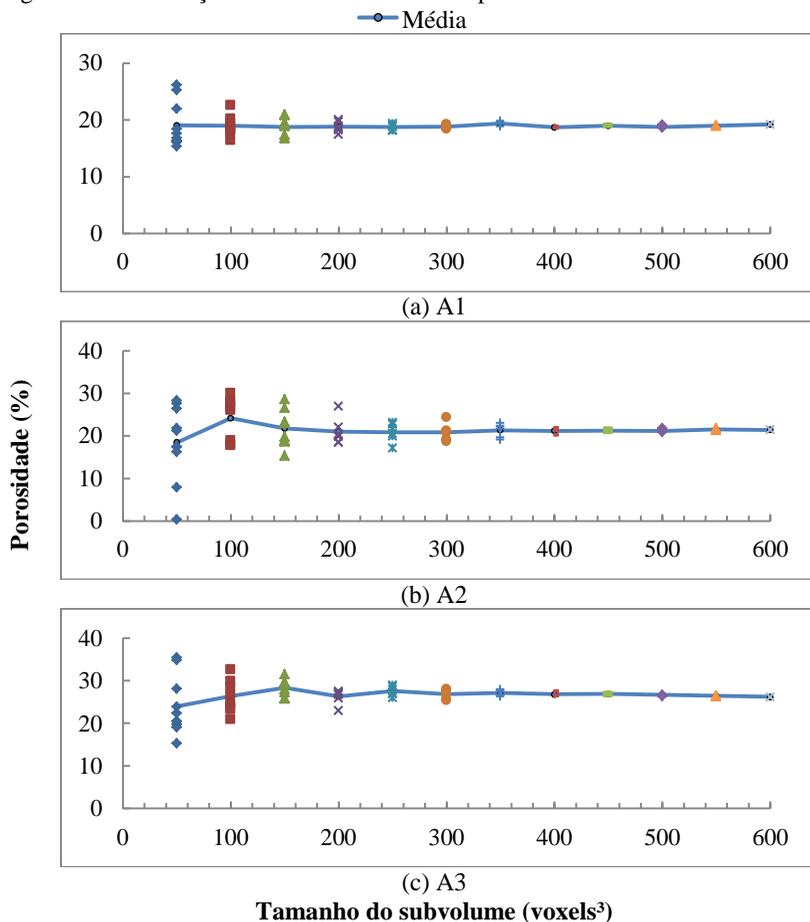
Por definição, um volume elementar representativo (VER) é o volume que contém uma representação suficiente de variações microscópicas em toda a forma e proporções do sistema (Bear, 1972). A determinação do VER é fundamental para medição, simulação e cálculo das propriedades do sistema em estudo. Caso o tamanho do VER seja insuficiente para representar a amostra, serão encontradas inconsistências nos resultados, prejudicando a caracterização do meio.

Para verificar se os volumes selecionados anteriormente (600 voxels³) são representativos das amostras, uma análise que pode ser realizada é com relação à porosidade. Ao observar os valores desta propriedade para diferentes tamanhos de cubos, busca-se uma uniformidade nos resultados à medida que o volume aumenta.

Assim, foram selecionados diferentes tamanhos de cubos em aleatórias posições nas três amostras e calculados os valores de porosidade. Conforme ilustrado na Figura 6.3, foram testados inicialmente subvolumes com 50 voxels³, seguido de tamanhos com incrementos de 50 voxels, atingindo um volume máximo de 600 voxel³. Um maior número de subvolumes é analisado nas menores escalas espaciais, diminuindo este número à medida que se aproxima da maior escala.

Quando os subvolumes são pequenos ocorre uma maior variação nos valores da porosidade, indicando que os subvolumes podem ter sido escolhidos em distintas regiões da amostra, com predomínio de poros ou sólidos. A amostra A2 é a que apresenta maior intervalo de flutuação nos valores de porosidade para cubos menores, porém, considerando volumes acima de 300 voxels³, todas as amostras analisadas convergem a um determinado valor. Percebe-se, portanto, que quando ocorre o aumento no tamanho dos subvolumes, os valores aproximam-se de um patamar (linha média dos valores de porosidade), caracterizando um meio homogêneo.

Figura 6.3 – Avaliação do volume elementar representativo.



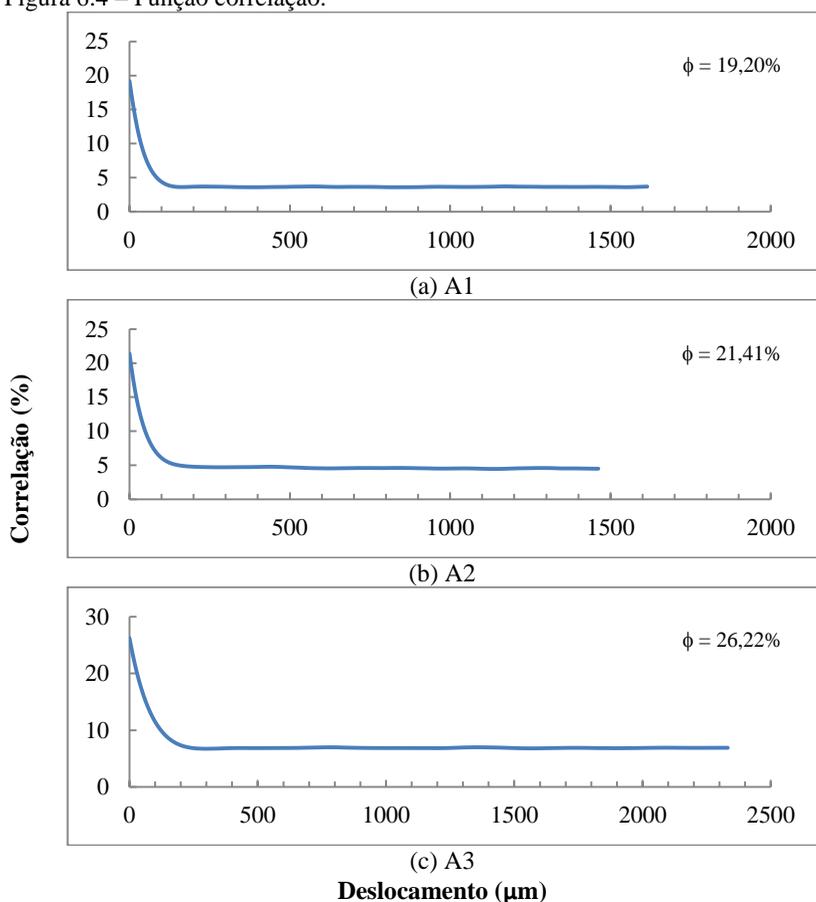
Outro indicativo que pode ser utilizado para determinação do VER, é a função correlação (Fernandes, 2002; Cunha, 2012). Esta fornece a probabilidade de que dois pixels (voxels) separados por uma distância u pertençam à fase porosa. Os possíveis valores estatísticos da correlação variam do valor da porosidade (ϕ), para $u = 0$, até ϕ^2 , para deslocamentos grandes.

Utilizando esta função para uma análise topológica da estrutura, pode-se determinar o alcance de correlação. O alcance de correlação é determinado pelo ponto em que a função $C(r)$ torna-se constante em relação ao deslocamento em pixels/voxels na imagem. O alcance indica

a ordenação dos poros na estrutura, sendo que esse valor está associado à estabilidade da curva de correlação em ϕ^2 (Diógenes, 2009).

Considerando os volumes binários determinados anteriormente, 600 voxels³, a correlação espacial foi calculada utilizando o software Imago e as curvas são apresentadas na Figura 6.4. Observa-se que uma estabilidade na curva é atingida para deslocamentos menores que o tamanho do cubo utilizado, indicando que as dimensões empregadas na análise destas imagens são suficientes para representar estatisticamente as amostras.

Figura 6.4 – Função correlação.



Combinando as informações referentes aos dados de porosidade obtidos para os diferentes volumes e as curvas de correlação (Figuras 6.3 e 6.4), percebe-se que tamanhos de cubos menores que 600 voxels³ podem ser utilizados como volumes representativos da amostra. Ou seja, empregando volumes menores como, por exemplo, 300 voxels³, os resultados seriam condizentes com a amostra, devido à relativa homogeneidade no meio poroso das rochas areníticas.

Porém, obedecendo às limitações computacionais nos diferentes softwares e em busca da melhor representatividade da amostra, nesta pesquisa optou-se pela utilização dos máximos volumes possíveis, sendo neste caso, 600 voxels³.

Por questões de praticidade, a Tabela 6.1 resume as informações sobre as amostras apresentando as resoluções com que foram obtidas as imagens e os volumes utilizados ao longo das análises.

Tabela 6.1 – Informações sobre as imagens das amostras areníticas.

Amostra	Resolução (μm)	Volume (voxels ³)
A1	5,4	600
A2	4,9	600
A3	7,8	600

6.1.2 Redes de Poros-Gargantas

Definidos os volumes binários, procedeu-se a análise com a modelagem do meio poroso das amostras. Duas metodologias foram utilizadas para caracterização do meio poroso: Pore Analysis Tools (PAT) e Esferas Máximas (EM). A utilização de dois modelos de redes pretende verificar a consistência dos resultados obtidos por meio da modelagem, bem como posteriormente comparar estes dados com os resultantes de ensaios laboratoriais.

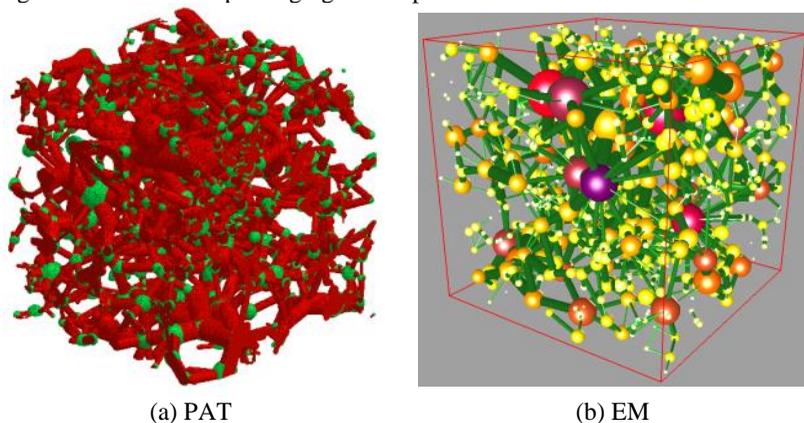
Os métodos diferenciam-se pelo algoritmo base de representação do meio poroso. Enquanto o PAT utiliza algoritmos baseados no eixo médio (Jiang *et al.*, 2007), o algoritmo de EM introduz esferas de tamanho máximo para cada voxel pertencente ao espaço poroso (Dong, 2007; Silva, 2012). Ambas as metodologias fazem a representação do meio poroso por meio de uma rede interconectada, onde os espaços maiores da rede são definidos como poros e os estreitamentos são denominados de gargantas.

As redes de poros-gargantas além de proporcionar uma visualização da estrutura porosa, são utilizadas para determinação de parâmetros quantitativos do meio, como a distribuição de tamanho de

poros e gargantas e número de coordenação. Estes modelos também são utilizados para obtenção da permeabilidade absoluta e determinação de curvas de pressão capilar em função da saturação.

Na Figura 6.5 podem ser visualizadas ilustrações referentes às redes geradas pelas metodologias propostas. Somente neste caso, para melhor ilustração, ambas as redes foram extraídas a partir de volumes de 200 voxels³, facilitando a visualização dos poros e gargantas. Para fins de determinação das propriedades e demais simulações, as redes foram obtidas a partir de volumes com 600 voxels³, conforme comentado anteriormente.

Figura 6.5 – Redes de poros-gargantas representativas da amostra A1.



Nas redes extraídas pelo algoritmo PAT, os poros estão representados pela cor verde e as gargantas pela cor vermelha; enquanto que as redes de poros-gargantas extraídas pela metodologia EM exibem na cor verde as gargantas e cores diferenciadas para os poros de acordo com seu tamanho.

6.1.2.1 Parâmetros das Redes

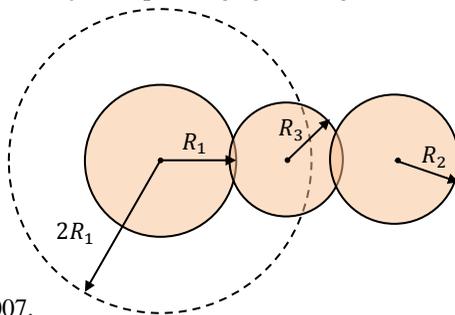
Ambas as metodologias fornecem dados quantitativos referentes às redes, como número de poros (NP), número de gargantas (NG) e número de coordenação médio (\overline{NC}), os quais podem ser visualizados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Parâmetros das redes obtidos pelas metodologias PAT e EM para rochas areníticas.

Amostra	PAT			EM		
	NP	NG	\overline{NC}	NP	NG	\overline{NC}
A1	21338	33684	3,11	20405	32039	3,35
A2	21065	33430	3,13	18787	30821	3,30
A3	25421	41452	3,23	16984	32495	3,84

Para as três amostras o número de poros e o número de gargantas são superiores na metodologia PAT. Uma razão para tal discrepância é a diferente definição de poros e gargantas apresentada pelos métodos. Por exemplo, na Figura 6.6, $R_1 \geq R_2 \geq R_3$, segundo o método EM, a esfera R_3 será absorvida por R_1 . No entanto, na metodologia PAT, a esfera R_3 representará uma garganta que conecta os poros R_1 e R_2 . De acordo com esta identificação de poros e gargantas, percebe-se que o método EM apresenta um número menor de poros e gargantas, conforme visualizado na Tabela 6.2

Figura 6.6 – Representações de poros e gargantas segundo os métodos PAT e EM.

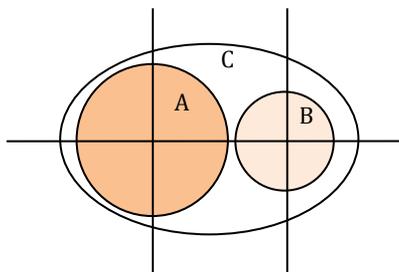


Fonte: Dong, 2007.

Ao observar o número de coordenação das redes constata-se que, entre os métodos, o maior valor médio de conexões entre os poros é encontrado no método EM. Este dado é consistente com o resultado anterior, em que o método EM determina um número menor de poros.

Uma explicação pode ser obtida a partir da Figura 6.7. Considerando o método PAT, as esferas A e B têm um número de coordenação 4. No método EM, é possível que estas esferas sejam transformados em um poro C, que terá número de coordenação 6, elevando assim, o número médio de coordenação.

Figura 6.7 – Número de coordenação segundo os métodos PAT e EM.



Fonte: Dong, 2007.

6.1.2.2 Distribuição de Tamanho de Poros

A distribuição de tamanho de poros (DTP) é uma das formas mais comuns para caracterizar um meio poroso. A partir desta é possível verificar a variação no tamanho dos poros e se a amostra apresenta raio característico.

Nesta etapa, além de determinar a DTP segundo as metodologias PAT e EM, são apresentados os dados obtidos a partir dos ensaios laboratoriais de porosimetria de intrusão de mercúrio (PIM). Tais ensaios foram realizados no Laboratório de Física Nuclear Aplicada (LFNA) da Universidade Estadual de Londrina (UEL), no Paraná.

É importante salientar que os algoritmos do PAT fornecem uma distribuição de tamanho de poros englobando poros e gargantas, não sendo possível classificá-las em distintas tabelas. Os dados fornecidos pelo método PIM, da mesma forma que o método PAT, é dado em apenas uma categoria. Já o método de EM fornece informações individuais para cada tamanho de poros e gargantas. Desta forma, a fim de realizar proporcionais comparações, os dados referentes aos poros e gargantas foram reunidos em uma única distribuição para representar o método EM.

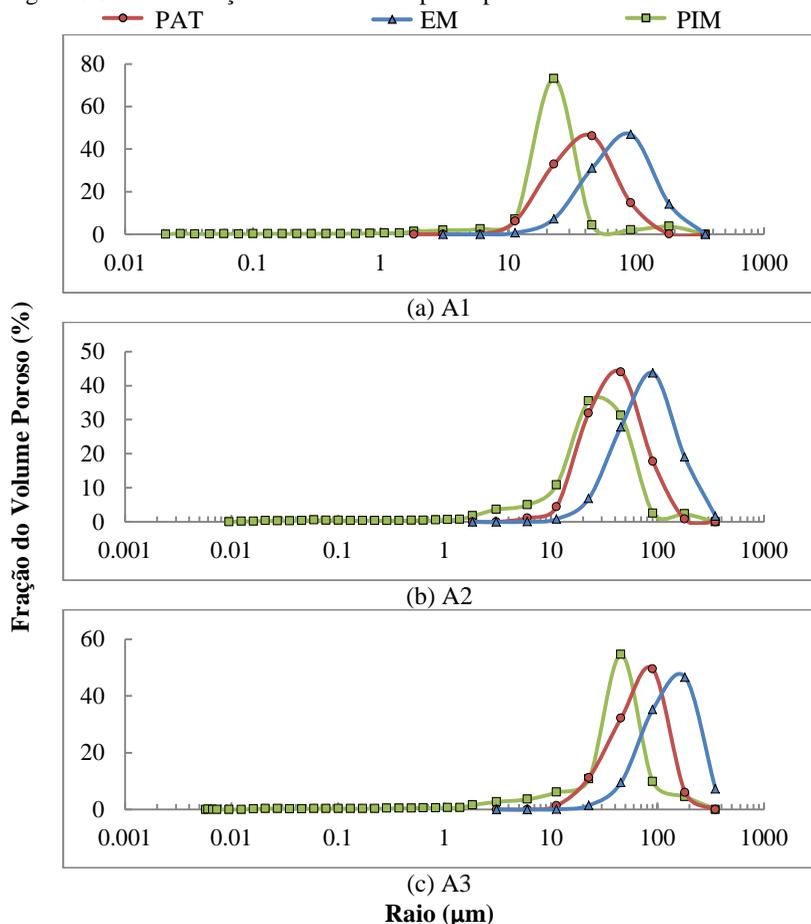
Os resultados das distribuições de tamanho de poros das amostras são apresentados na Figura 6.8, onde todos os gráficos apresentam a fração de volume poroso (em porcentagem) em função do tamanho dos raios (em micrometros) na escala logarítmica.

Na realização do ensaio PIM, o mercúrio ocupa inicialmente os poros maiores e depois os menores à medida que ocorre o aumento da pressão. O volume de um poro conectado a uma garganta, só será computado quando a pressão atingida for suficiente para o mercúrio entrar na garganta. Desta forma, o volume é dado em relação ao poro mais a garganta, resultando em uma superestimação do volume dos

poros menores em detrimento aos maiores. Assim, em geral, a DTP obtida com PIM é deslocada para a esquerda quando comparada à DTP determinada pelos métodos computacionais, por exemplo.

Outro fato que justifica a identificação de poros menores pelo método PIM é a resolução espacial com que as imagens foram adquiridas. As metodologias PAT e EM não identificam poros com raios menores que a resolução das imagens.

Figura 6.8 – Distribuição de tamanho de poros para as amostras areníticas.



Quando observadas as curvas das distribuições de tamanhos de poros obtidas por meio das metodologias PAT e EM identifica-se um

comportamento similar. Porém, o método EM identifica poros de tamanhos maiores em função do algoritmo utilizado, que une esferas próximas transformando em um único poro de raio maior.

6.1.2.3 Porosidade e Permeabilidade Absoluta

Os valores relativos à porosidade (ϕ) e permeabilidade absoluta (k) obtidos por meio das redes de poros-gargantas podem ser consultados na Tabela 6.3. Ainda nesta Tabela, são apresentados os dados de porosidade obtidos via PIM.

Tabela 6.3 – Propriedades das rochas areníticas.

Amostra		ϕ (%)	$k(mD)$		
PIM	A1	23,59			
	A2	29,64			
	A3	31,16			
			k_x	k_y	k_z
PAT	A1	19,06	1746,00	1757,02	1692,66
	A2	21,11	1973,88	2574,75	2440,87
	A3	25,92	10032,01	12141,41	8127,38
EM	A1	19,20	1827,61	1467,46	1601,94
	A2	21,41	3196,55	3899,72	4978,66
	A3	26,22	26341,90	25586,20	22453,50

A porosidade das imagens é medida pela contagem do número de voxels pertencente à fase porosa em toda a imagem. Enquanto que a permeabilidade absoluta das redes é computada com base nas metodologias descritas em Oren *et al.* (1998) e Valvatne e Blunt (2004).

Ao observar os resultados obtidos para a porosidade nas redes, verifica-se que o método de EM apresenta valores superiores ao PAT. Isto ocorre porque o método EM preserva a porosidade medida na imagem após a extração da rede de poros-gargantas. Já o algoritmo PAT durante a extração da rede identifica uma porcentagem de poros pequenos e isolados e os remove, diminuindo a porosidade final com relação à imagem de entrada.

Percebe-se que os valores de porosidade obtidos por meio da análise de imagens são menores do que os obtidos via PIM. Uma justificativa é a resolução espacial com que as imagens foram adquiridas. Os poros que estão abaixo da resolução não são visualizados, porém, são alcançados pela intrusão de mercúrio. Ainda assim, as metodologias apresentam resultados de porosidade próximos

aos valores obtidos via PIM para as amostras de arenitos. Isto justifica que para tais amostras a caracterização em apenas uma escala de resolução é suficiente para representatividade do meio.

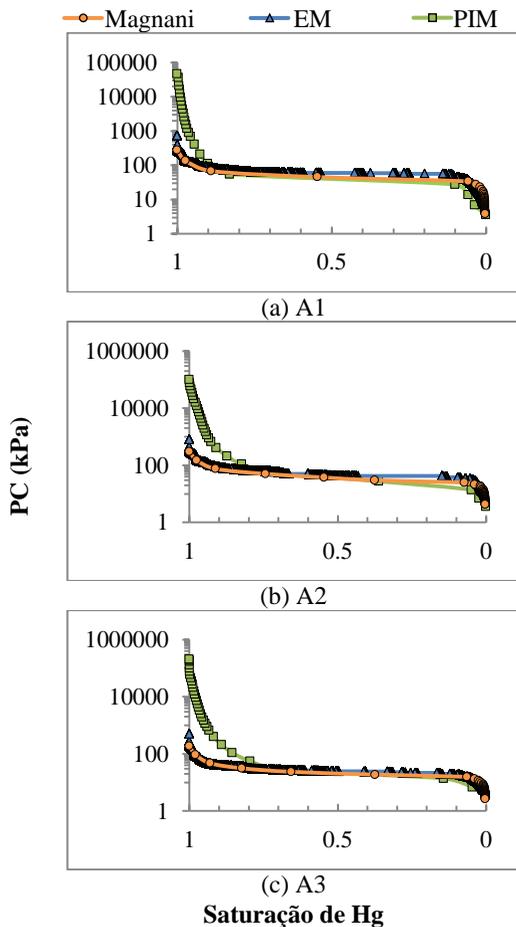
Para os valores de permeabilidade, de um modo geral, observa-se uma regularidade nos resultados obtidos ao comparar as metodologias PAT e EM. Ambas identificam que amostra A3 apresenta maior permeabilidade que a amostra A2, e esta por sua vez, uma permeabilidade maior que A1. Outra ocorrência visualizada é que o método EM estima, em geral, valores de permeabilidade superiores aos determinados via PAT, apenas exceção para a amostra A1, nos eixos y e z . Isto vai ao encontro das análises anteriormente descritas, em que o método EM apresenta poros de tamanhos superiores, facilitando desta forma, o escoamento de fluidos nas redes extraídas. Ainda, quando observadas as permeabilidades obtidas nos três eixos direcionais (x , y e z) são encontrados valores não muito discrepantes, sugerindo que o meio poroso pode ser considerado isotrópico para estas amostras.

6.1.2.4 Pressão Capilar

Nesta etapa são apresentadas duas análises características para a pressão capilar. Inicialmente foram obtidas as curvas de drenagem considerando os ensaios PIM. Para confrontar com estes dados, dois métodos foram utilizados para simulação da pressão capilar por intrusão de mercúrio: a rede de poros-gargantas extraída por EM e o método apresentado por Magnani (1996) e Magnani *et. al.* (2000), baseado em técnicas de morfologia matemática, sendo que a simulação deste último método é realizada utilizando o software Imago.

A Figura 6.9 ilustra a saturação de mercúrio em função das pressões aplicadas nos ensaios e simulações de intrusão de mercúrio. Para todos os gráficos a saturação é apresentada variando de 0 (vácuo) a 1 (completa saturação) e os valores de pressão capilar (kPa) são apresentados na escala logarítmica. As simulações foram realizadas com os seguintes parâmetros: tensão superficial de 0,48N/m e ângulo de contato de 130°, e o método de Magnani utiliza ângulo de contato de 180°.

Figura 6.9 – Comparação da pressão capilar determinada via experimental e simulada para intrusão de mercúrio.



Sendo o mercúrio um fluido não-molhante, os poros de raios maiores são inicialmente preenchidos, necessitando incrementos de pressão para atingir os poros com raios menores. Assim, à medida que o mercúrio vai sendo injetado na estrutura porosa, controlando a pressão, é possível calcular o volume de cada um dos fluidos.

Para as três amostras analisadas, poros com raios abaixo da resolução que as imagens foram adquiridas não são identificados pela rede de poros-gargantas bem como por morfologia matemática. Desta forma, o comportamento da curva experimental diferencia-se das simuladas à medida que tende a saturação completa de Hg, ou seja, elevados passos de pressão são necessários para que o mercúrio preencha os poros menores, salientando a elevação na curva da pressão capilar.

As curvas simuladas por EM e método de Magnani reproduzem de forma satisfatória os valores para pressão capilar, conseguindo percorrer a maior parte da curva de forma similar aos dados experimentais. O método EM, em particular, consegue produzir muitos pontos, mostrando todas as pressões capilares possíveis da curva.

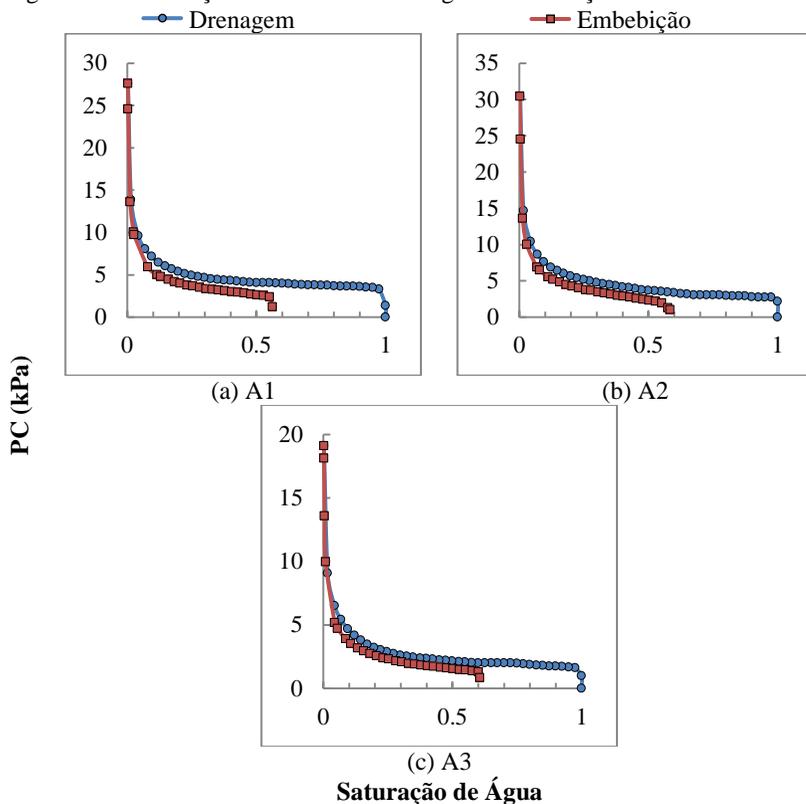
Finalizando a caracterização das amostras de rochas areníticas, foram obtidas curvas de drenagem e embebição considerando como fluidos a água (molhante) e o óleo (não-molhante), conforme visualizado na Figura 6.10. Estas simulações foram realizadas considerando um meio totalmente molhante à água, com ângulo de contato de 0° .

Para esta análise foram consideradas as redes de poros-gargantas obtidas por meio da metodologia PAT, e o software utilizado para a simulação da pressão capilar foi o 2-Phase Flow. Assume-se que inicialmente as amostras estão preenchidas com água, de forma que a primeira simulação ocorrida no espaço poroso é a drenagem (invasão de óleo) e o processo seguinte é a embebição (invasão de água).

Ao observar as curvas determinadas para as três redes, percebe-se um comportamento muito similar entre as mesmas. Para as três amostras, não há necessidade da aplicação de elevados valores de pressão para injeção de fluido não-molhante, indicando tamanhos de poros não muito pequenos.

Outra característica possível de observar a partir das curvas de drenagem é o avanço das mesmas. Para estas amostras, visualiza-se que o avanço pode ser considerado completo, ou seja, o deslocamento do fluido molhante ocorre quase que por completo, sugerindo um meio poroso bem conectado.

Figura 6.10 – Predição das curvas de drenagem e embebição.



De maneira geral, os resultados obtidos a partir das duas metodologias apresentam, evidentemente, diferenças nos parâmetros e propriedades calculados. Este fato é justificável em função dos algoritmos de extração das redes, os quais se diferenciam pelo método de identificação dos poros e gargantas para representação do meio poroso das amostras.

Porém, ao comparar dados como porosidade, permeabilidade, distribuição de tamanho de poros e as curvas de pressão capilar, percebe-se uma regularidade nos dados, suportando a conclusão de que as metodologias são consistentes e podem ser utilizadas para análise e caracterização de meios porosos.

Os mesmos algoritmos serão utilizados na sequência para a caracterização do outro grupo de amostras, que são provenientes de campos com a presença de reservatórios carbonáticos.

6.2 ROCHAS CARBONÁTICAS

As rochas carbonáticas são conhecidas por apresentarem um sistema poroso heterogêneo e altamente complexo. Frequentemente, a variação no tamanho dos poros é extensa e a observação em apenas uma escala de resolução espacial não é representativa da amostra. Quando isto ocorre, é conveniente fazer uma análise conjunta entre duas ou mais escalas de observação, obtendo assim, um conhecimento mais amplo sobre a estrutura porosa presente neste tipo de reservatório.

Por intermédio do CENPES/Petrobras foram disponibilizadas amostras de dois campos petrolíferos/geológicos brasileiros formados por esse tipo de rocha. Destas, oito amostras foram selecionadas, quatro pertencentes a cada campo. Por questões confidenciais e práticas, foram atribuídos códigos às amostras e aos seus respectivos campos. Assim, as amostras C1, C2, C3 e C4 pertencem ao Campo A e as amostras C5, C6, C7 e C8 procedem do Campo B.

Para a caracterização das amostras, foram adquiridas imagens em diferentes resoluções espaciais e utilizando diferentes técnicas de imageamento. Esta etapa do trabalho contou com a colaboração de outras instituições de pesquisa, de acordo com os equipamentos disponíveis e capacidade de resolução das imagens.

Tendo em vista a heterogeneidade do meio poroso deste tipo de rocha, foram adquiridas imagens em alta e baixa resolução para cada amostra, de forma a obter um intervalo de tamanhos de poros que seja representativo do meio. As imagens adquiridas com baixa resolução espacial são referenciadas como escala grossa e as aquisições com alta resolução representam a escala fina.

A combinação das informações provenientes das escalas grossa e fina resulta na composição multiescalar, a qual permite uma caracterização mais ampla das amostras por meio da análise de imagens.

Assim, numa primeira etapa, são apresentados os resultados obtidos para as amostras em suas escalas individuais e na sequência a composição multiescalar.

6.2.1 Escalas Individuais

Inicialmente, objetivou-se a caracterização das amostras apenas com imagens tridimensionais adquiridas pela técnica de microtomografia de raios X. Porém, como a escolha das resoluções e técnicas para aquisição das imagens foi realizada em conjunto com as possíveis combinações multiescalares, verificou-se a necessidade de uma análise com resoluções inferiores às obtidas via μ CT para algumas amostras. Desta forma, duas outras técnicas para aquisição das imagens foram empregadas neste estudo: MEV e nCT.

Do total de dezesseis conjuntos de imagens a serem analisados (duas resoluções para cada uma das oito amostras), foram escolhidas três imagens em alta resolução adquiridas por MEV e duas adquiridas por nCT. Para as imagens de MEV, as seções 2D foram reconstruídas tridimensionalmente usando o método da gaussiana truncada.

As Figuras 6.11 e 6.12 apresentam exemplos de seções 2D de todas as amostras analisadas neste trabalho. Abaixo de cada uma, encontram-se dados como as resoluções espaciais nas imagens reconstruídas, tamanho em pixels e os métodos com que foram adquiridas as imagens, respectivamente para as amostras dos Campos A e B. A fase porosa está representada pelos tons mais escuros e a fase sólida pelos tons mais claros.

Definidas as imagens, o processo segue com a binarização e escolha de uma região de interesse que se deseje analisar. Esta região é expandida para todas as imagens do conjunto, formando um volume binário.

As análises iniciais para todas as amostras foram realizadas em volumes de 500 voxels³. Porém, como o objetivo seguinte é a caracterização das composições multiescalares, por vezes estes volumes tiveram de ser reduzidos. Isto se deve às limitações computacionais em alguns dos algoritmos utilizados, não permitindo obter os resultados para grandes volumes de dados. Em razão do exposto, os resultados apresentados nesta seção para as escalas individuais correspondem aos maiores volumes admitidos para utilização na composição multiescalar.

Os volumes computacionais binários resultantes desta primeira etapa são apresentados nas Figuras 6.13 e 6.14, estando a fase porosa representada pela cor preta e a fase sólida em cinza.

Figura 6.11 – Exemplos de seções 2D representativas do Campo A.

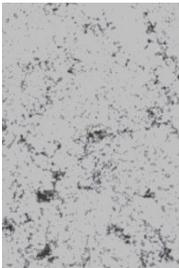
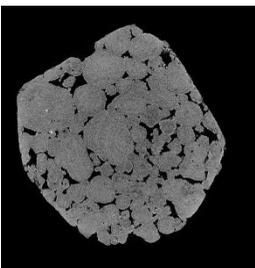
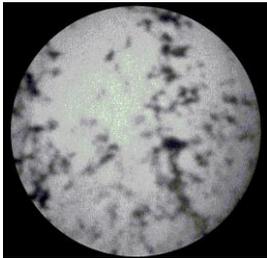
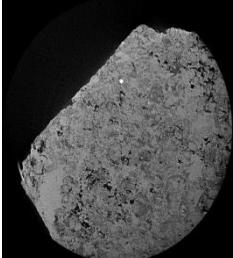
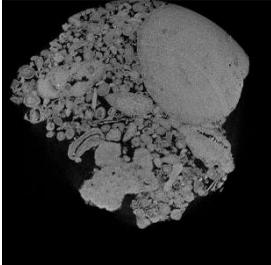
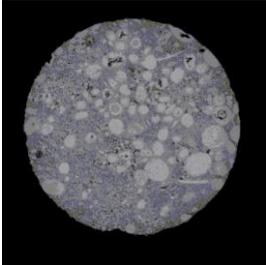
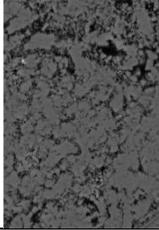
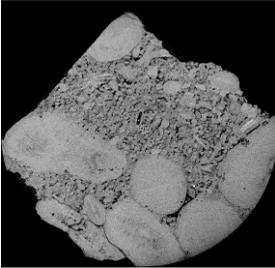
Escala Fina		Escala Grossa	
	Resolução: 0,125 μm Tam. em Pixels: 1280x860 Aquisição: MEV		Resolução: 1,29 μm Tam. em Pixels: 4000x4000 Aquisição: μCT
	Resolução: 0,064 μm Tam. em Pixels: 984x1024 Aquisição: nCT		Resolução: 0,5 μm Tam. em Pixels: 4000x4000 Aquisição: μCT
	Resolução: 1,4 μm Tam. em Pixels: 4000x4000 Aquisição: μCT		Resolução: 20 μm Tam. em Pixels: 2240x2240 Aquisição: μCT
	Resolução: 0,27 μm Tam. em Pixels: 712x421 Aquisição: MEV		Resolução: 1,5 μm Tam. em Pixels: 4000x4000 Aquisição: μCT
		(a) C1	(b) C2
		(c) C3	(d) C4

Figura 6.12 – Exemplos de seções 2D representativas do Campo B.

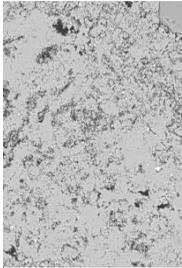
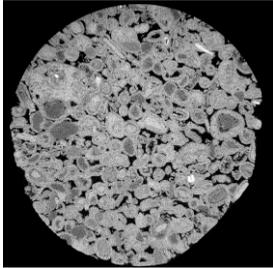
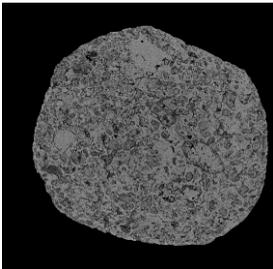
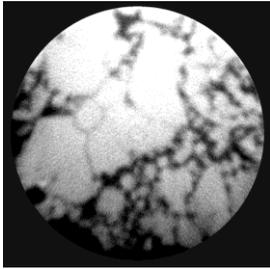
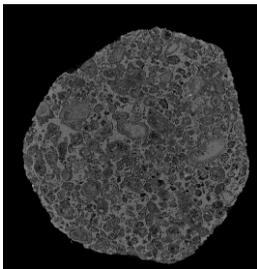
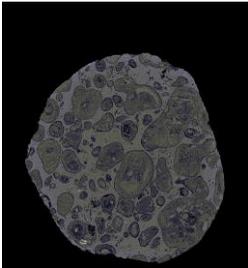
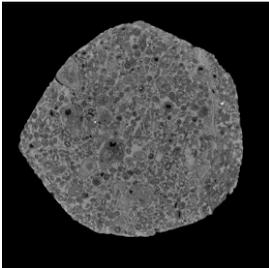
Escala Fina		Escala Grossa	
	Resolução: 0,34 μ m Tam. em Pixels: 1280x860 Aquisição: MEV		Resolução: 1,88 μ m Tam. em Pixels: 1980x2024 Aquisição: μ CT
	Resolução: 1,93 μ m Tam. em Pixels: 4000x4000 Aquisição: μ CT		Resolução: 5,1 μ m Tam. em Pixels: 1900x1900 Aquisição: μ CT
	Resolução: 0,064 μ m Tam. em Pixels: 1012x1024 Aquisição: nCT		Resolução: 1,2 μ m Tam. em Pixels: 4000x4000 Aquisição: μ CT
	Resolução: 1 μ m Tam. em Pixels: 4000x4000 Aquisição: μ CT		Resolução: 5 μ m Tam. em Pixels: 2000x2000 Aquisição: μ CT
		(a) C5	
		(b) C6	
		(c) C7	
		(d) C8	

Figura 6.13 – Volumes computacionais binários representativos do Campo A.

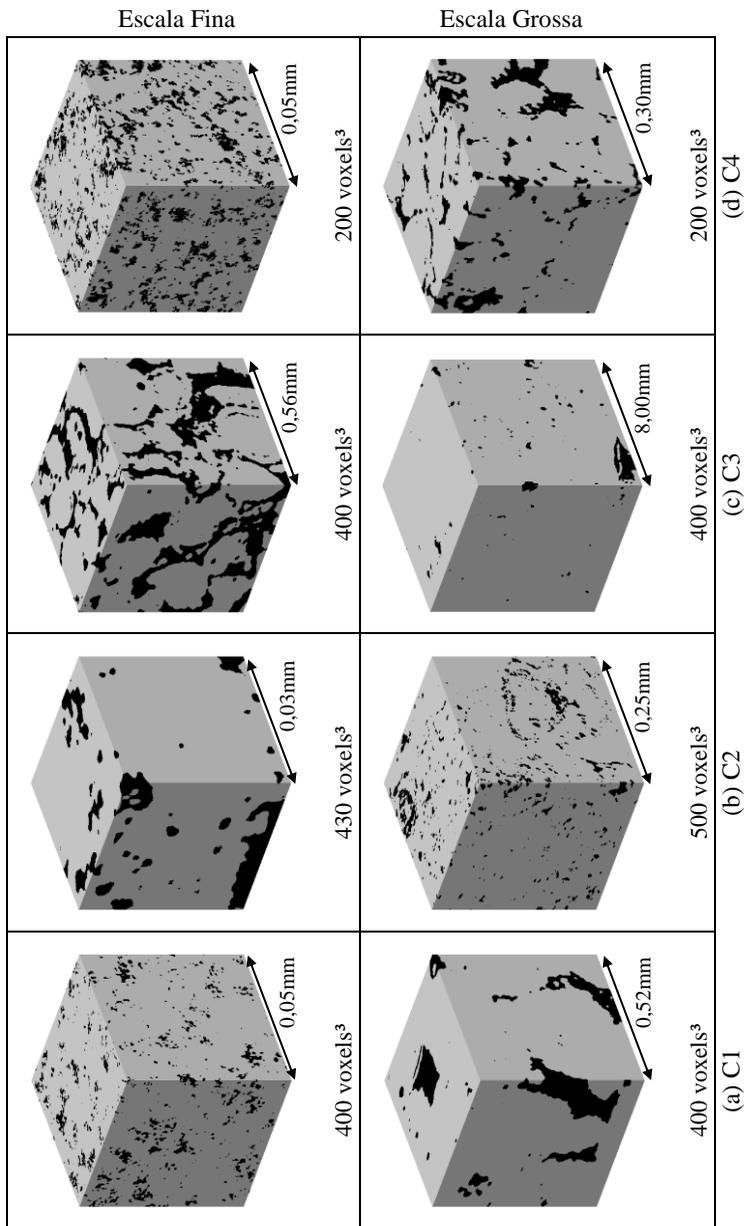
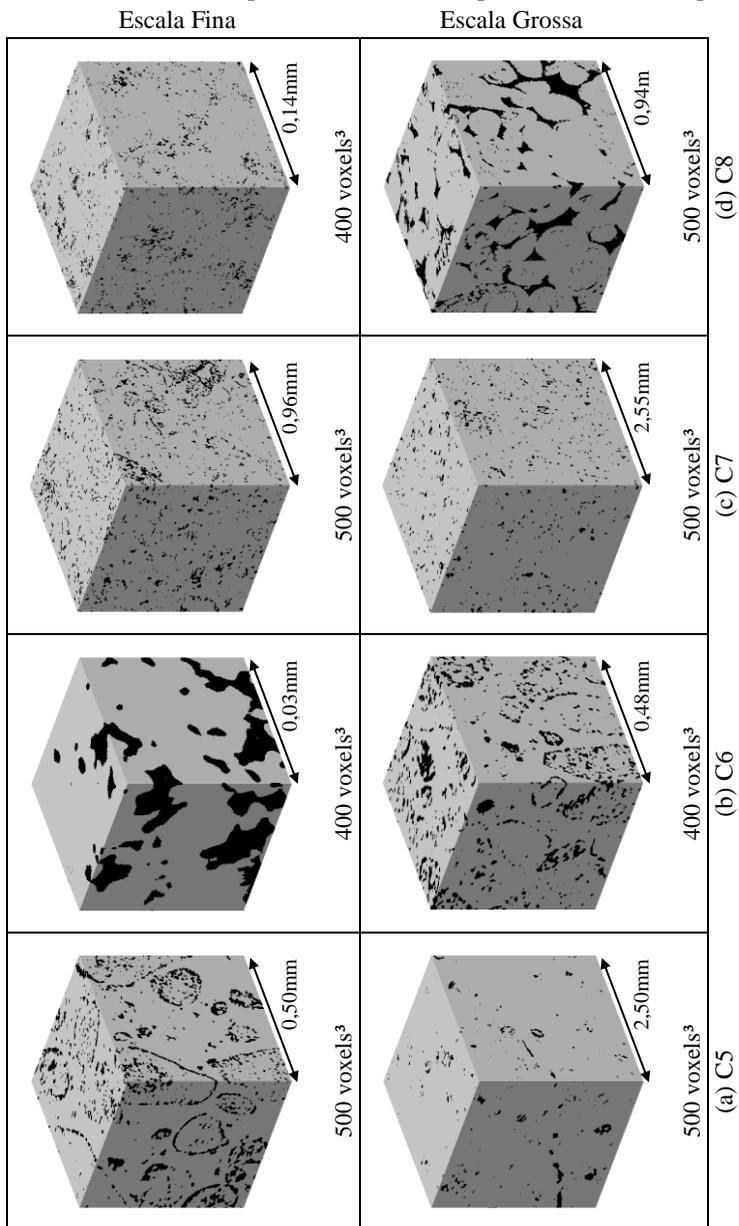


Figura 6.14 – Volumes computacionais binários representativos do Campo B.



Ao fazer uma análise visual nas seções 2D e nos volumes cúbicos obtidos a partir destas, percebe-se a heterogeneidade no meio poroso presente nas amostras de rochas carbonáticas. Ao observar imagens obtidas com resoluções espaciais semelhantes, é possível constatar que o tamanho e a distribuição dos poros ocorrem de forma diferenciada entre as amostras. Como exemplo, citam-se as amostras C1 e C6, obtidas com resoluções espaciais 1,29 μm e 1,2 μm , e as amostras C7 e C8, nas resoluções 1,93 μm e 1,88 μm , respectivamente.

6.2.1.1 Volume Elementar Representativo

Nem sempre é possível determinar um volume que represente de forma adequada as amostras de rochas carbonáticas. Estas apresentam uma extensa variação no tamanho dos poros e muitas vezes não é capturada em sua totalidade, obtendo resultados incorretos para as diferentes propriedades analisadas.

Para a caracterização das rochas carbonáticas presentes neste estudo, os volumes foram arbitrariamente determinados de acordo com as limitações computacionais, e nesta seção verifica-se se os mesmos podem ser utilizados como VER.

De forma análoga às amostras de rochas areníticas, diferentes subvolumes foram testados para verificar a convergência dos valores de porosidade. Os subvolumes considerados foram obtidos a partir de 50 voxels³, com incrementos de 50 até atingir o volume máximo de 500 voxels³.

As Figuras 6.15 e 6.16 exibem as avaliações do volume elementar representativo para as amostras do Campo A e B, respectivamente, sendo que em destaque podem ser visualizados os volumes binários previamente determinados como tamanhos máximos possíveis de serem utilizados.

Conforme esperado, os menores subvolumes analisados apresentam uma maior oscilação nos valores de porosidade determinados, indicando a seleção de diferentes regiões na imagem, seja com predomínio de poros ou com a presença de voxels pertencentes à fase sólida. Como o número de subvolumes vai diminuindo à medida que estes se aproximam do volume máximo, os valores de porosidade convergem a um determinado ponto.

Porém, para algumas amostras os valores médios de porosidade não tendem a um patamar bem definido, indicando uma possível falta de representatividade do meio quando utilizados estes volumes.

A estas observações podem ser adicionadas as curvas da função correlação, apresentadas nas Figuras 6.17 e 6.18.

Figura 6.15 – Avaliação do volume elementar representativo para as amostras do Campo A.

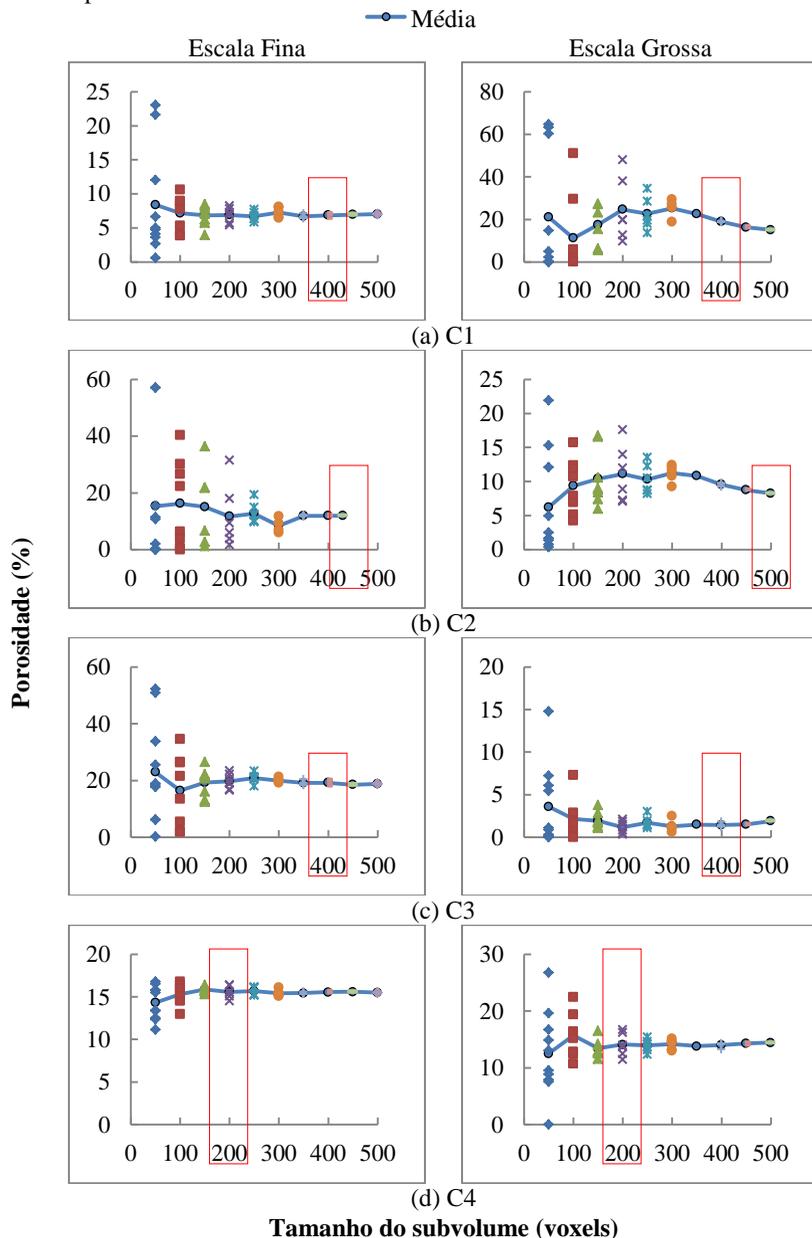


Figura 6.16 – Avaliação do volume elementar representativo para as amostras do Campo B.

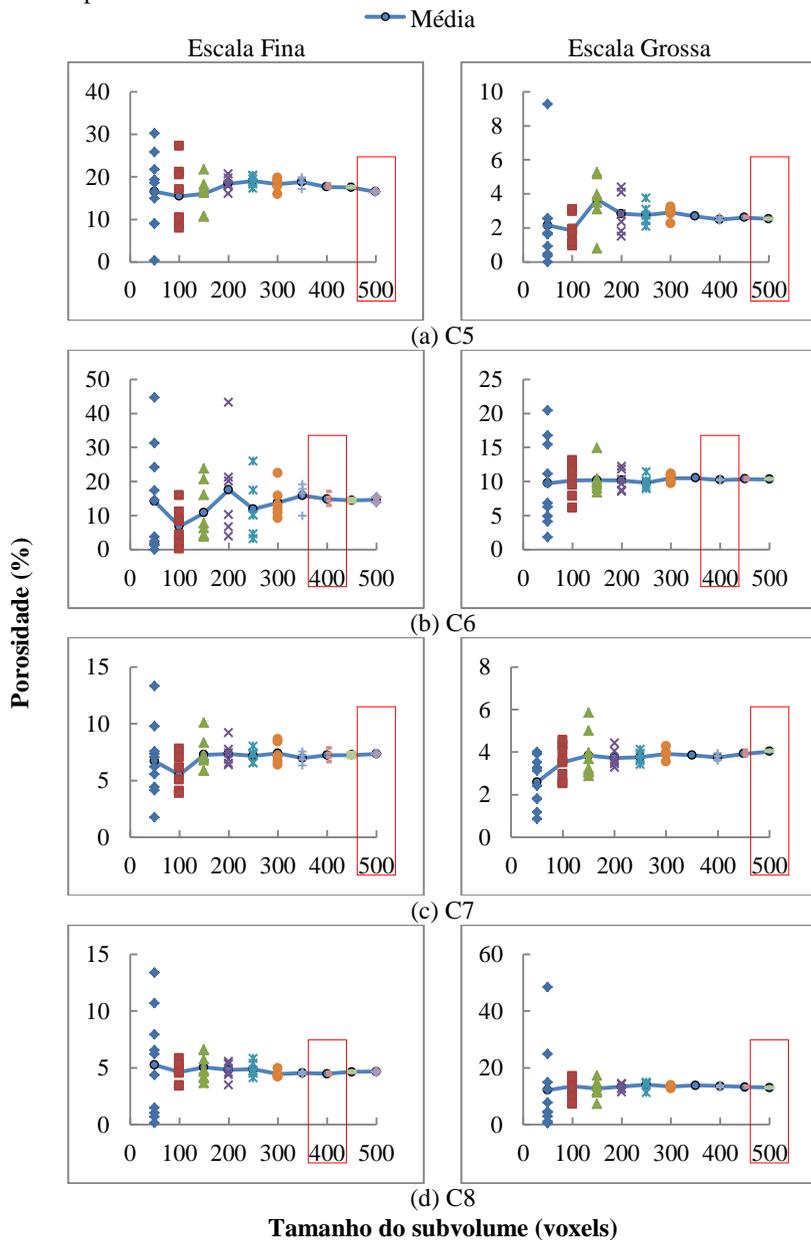


Figura 6.17 – Função correlação para as amostras do Campo A.

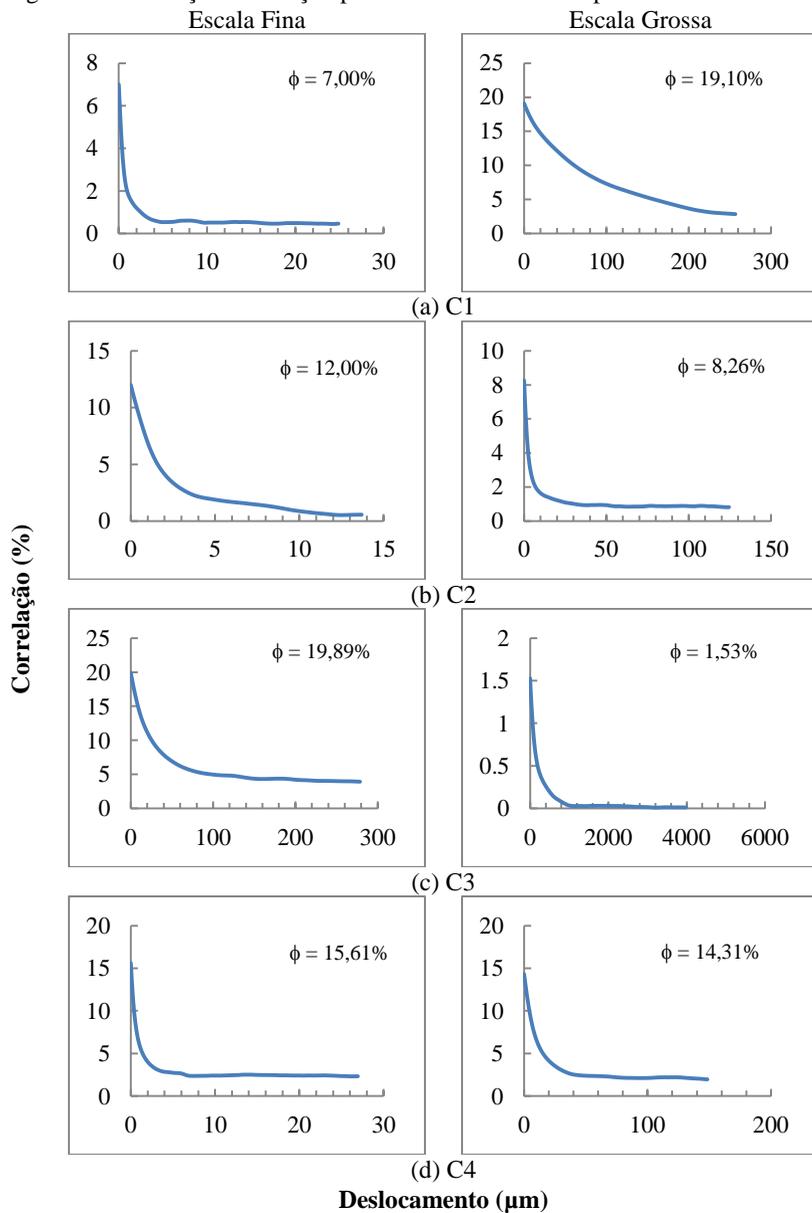
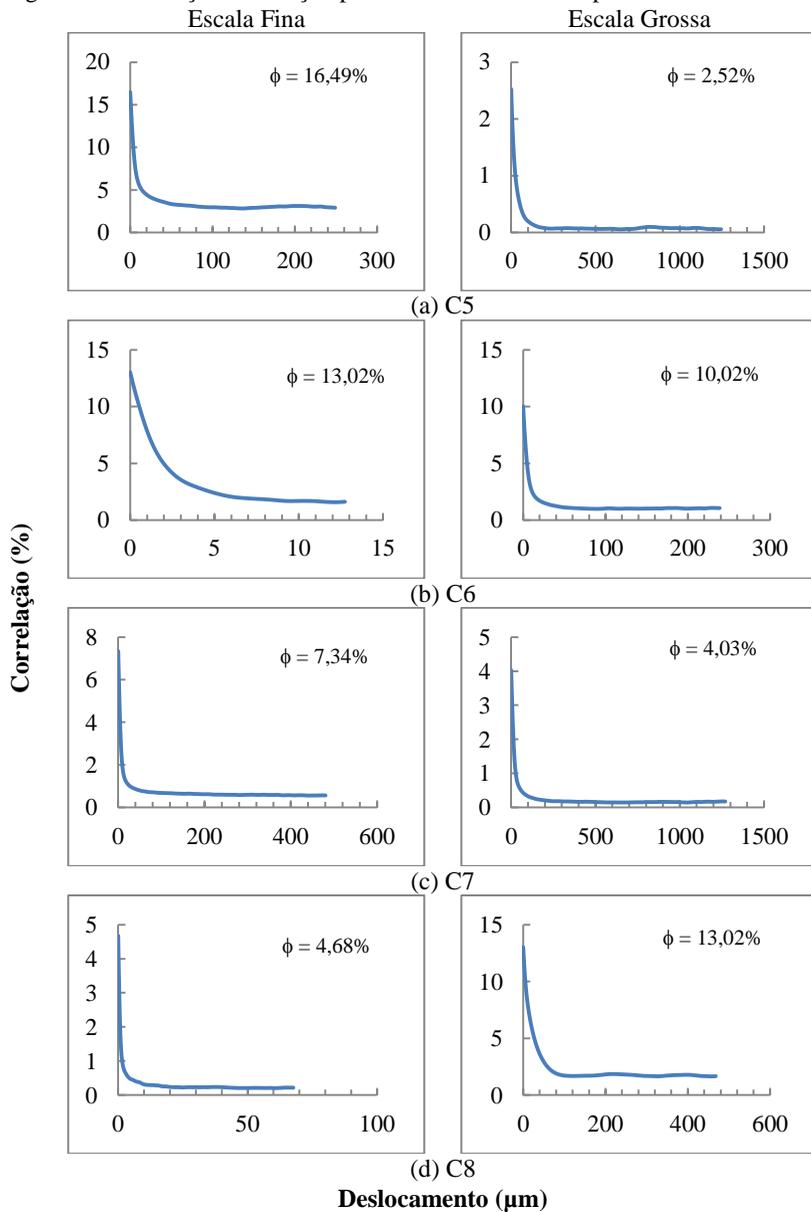


Figura 6.18 – Função correlação para as amostras do Campo B.



Diferentemente da análise realizada para as rochas areníticas, nem todos os volumes selecionados previamente poderiam ser utilizados como representativos das amostras. Indicativos desta afirmação são visualizados na ausência de um patamar quando analisados os valores de porosidade para subvolumes selecionados; ou ainda, por meio da função de correlação onde o comportamento de estabilidade na curva não é identificado, como exemplo, a amostra C1 na escala grossa.

Porém, justifica-se novamente, que devido às limitações computacionais em alguns dos algoritmos e/ou softwares, os volumes utilizados para a caracterização do meio poroso das rochas carbonáticas correspondem aos maiores volumes admitidos para posterior composição multiescalar.

Na Tabela 6.4 encontram-se informações sobre as resoluções com que foram adquiridas as imagens e os volumes utilizados ao longo das análises.

Tabela 6.4 – Informações sobre as imagens das amostras carbonáticas.

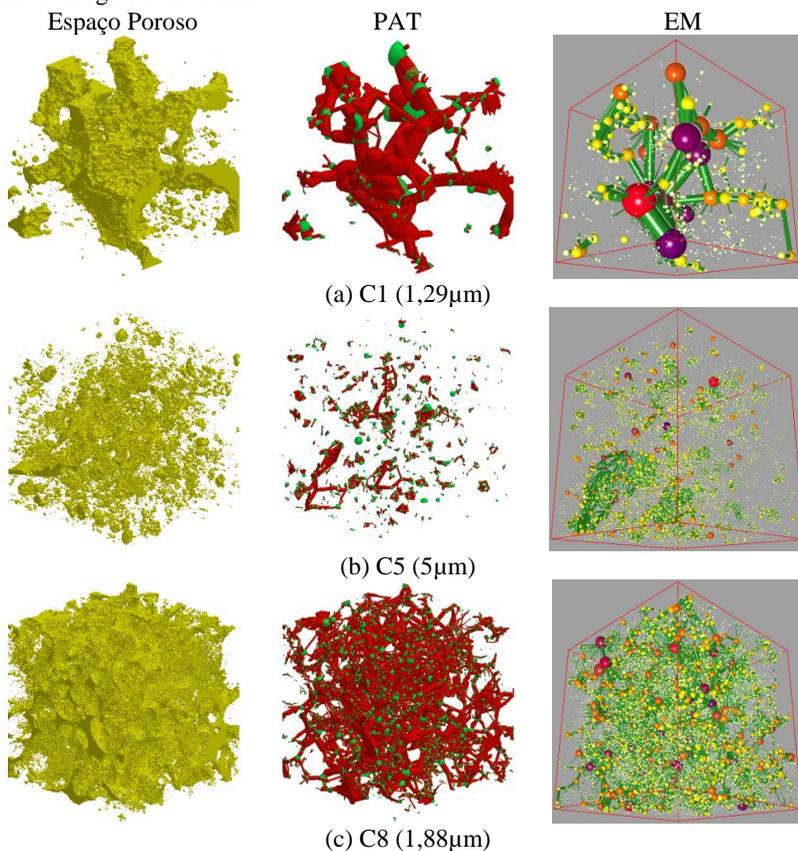
	Amostra	Resolução (μm)	Volume (voxels^3)
Escala Fina	C1	0,125	400
	C2	0,064	430
	C3	1,4	400
	C4	0,27	200
	C5	1	500
	C6	0,064	400
	C7	1,93	500
	C8	0,34	400
Escala Grossa	C1	1,29	400
	C2	0,5	500
	C3	20	400
	C4	1,5	200
	C5	5	500
	C6	1,2	400
	C7	5,1	500
	C8	1,88	500

6.2.1.2 Redes de Poros-Gargantas

A caracterização das amostras segue com a aplicação dos algoritmos PAT e EM para extração da rede de poros-gargantas e determinação de propriedades. Ambas as metodologias visam a preservação da geometria e topologia do espaço poroso presente nas amostras.

A Figura 6.19 ilustra, para três das amostras utilizadas neste estudo, o espaço poroso e suas correspondentes redes de poros-gargantas extraídas usando os métodos PAT e EM. As redes extraídas pelo algoritmo PAT são representadas pelas cores verde e vermelha, correspondendo, respectivamente, aos poros e gargantas; e as redes de poros-gargantas extraídas pela metodologia EM exibem na cor verde as gargantas e cores diferenciadas para os poros de acordo com seu tamanho.

Figura 6.19 – Exemplos de redes de poros-gargantas obtidas por meio das metodologias PAT e EM.



Estas amostras exibem o quão diferente pode ser o meio poroso observado nas rochas carbonáticas. Enquanto algumas amostras apresentam um espaço poroso sem um caminho de percolação visível,

outras amostras podem conter poros grandes e bem conectados, contemplando grandes intervalos de tamanho de poros.

6.2.1.2.1 Parâmetros das Redes

Por meio das metodologias PAT e EM foram determinadas características das redes como número de poros e gargantas e número médio de coordenação, sendo que estes dados são apresentados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Parâmetros das redes obtidos pelas metodologias PAT e EM para rochas carbonáticas.

Amostra		PAT			EM		
		NP	NG	\overline{NC}	NP	NG	\overline{NC}
Escala Fina	C1	4930	7240	2.87	14459	12224	1.70
	C2	761	935	2.38	405	446	2.22
	C3	2015	2770	2.65	1769	1841	2.08
	C4	16498	26445	3.18	12113	19039	3.16
	C5	16330	27111	3.29	23208	33753	2.92
	C6	793	937	2.26	432	386	1.79
	C7	12676	18654	2.90	47623	41392	1.74
	C8	12200	18155	2.95	33467	26686	1.60
Escala Grossa	C1	350	424	2.32	735	459	1.25
	C2	5922	8443	2.80	15175	13035	1.72
	C3	509	594	2.24	1627	686	0.85
	C4	1325	1912	2.81	1983	2224	2.25
	C5	2588	3206	2.42	8878	5962	1.35
	C6	8453	12241	2.85	12504	13210	2.12
	C7	3511	4174	2.31	26453	13750	1.04
	C8	9902	15317	3.06	25250	24125	1.92

De acordo com o algoritmo PAT, uma porcentagem de poros pequenos e isolados (que não fazem influenciam no escoamento de fluidos) é removida durante a extração da rede. Desta forma, num sistema heterogêneo como o meio poroso das rochas carbonáticas, muitos poros que apresentam tal condição não são contabilizados por este modelo. Em contrapartida, o algoritmo de EM constrói uma esfera para cada voxel pertencente à fase porosa, resultando num número elevado de poros.

As diferenças nas quantificações são justificáveis, principalmente, pela forma como o meio poroso é dividido em poros e gargantas. O que pode ser um poro para um modelo, no outro modelo

pode ser representado por dois poros conectados por uma garganta, por exemplo, explicando o número elevado de poros e gargantas nas redes construídas pelo método EM quando comparadas às redes PAT.

Outra consequência desta divisão do meio poroso pode ser visualizada no número médio de coordenação. Um elevado número de poros isolados ou pobremente conectados, com número de coordenação 0 ou 1, tende a diminuir o número médio de coordenação, conforme visualizado na Tabela 6.5.

Concordando com o exposto, observa-se que nas imagens presentes na Figura 6.19, as redes extraídas pela metodologia PAT apresentam menos poros pequenos e isolados quando comparados às redes EM.

6.2.1.2.2 Distribuição de Tamanho de Poros

As distribuições de tamanho de poros obtidas para as amostras dos Campos A e B podem ser observadas nas Figuras 6.20 e 6.21, respectivamente. Os gráficos apresentam a fração de volume poroso (em porcentagem) em função do tamanho dos raios (em micrometros) na escala logarítmica.

Como a distribuição obtida pelo método EM apresenta poros com raios maiores, a frequência de ocorrência é menor quando observada a distribuição obtida pelo método PAT, deslocando a curva para a direita.

Para algumas amostras são percebidos pontos bastante flutuantes nas curvas de distribuição, não apresentando um pico bem definido que represente um tamanho de poro característico. Porém, percebe-se que, em geral, ambas as metodologias apresentam distribuições semelhantes para as amostras analisadas.

Figura 6.20 – Distribuição de tamanho de poros para as amostras do Campo A.

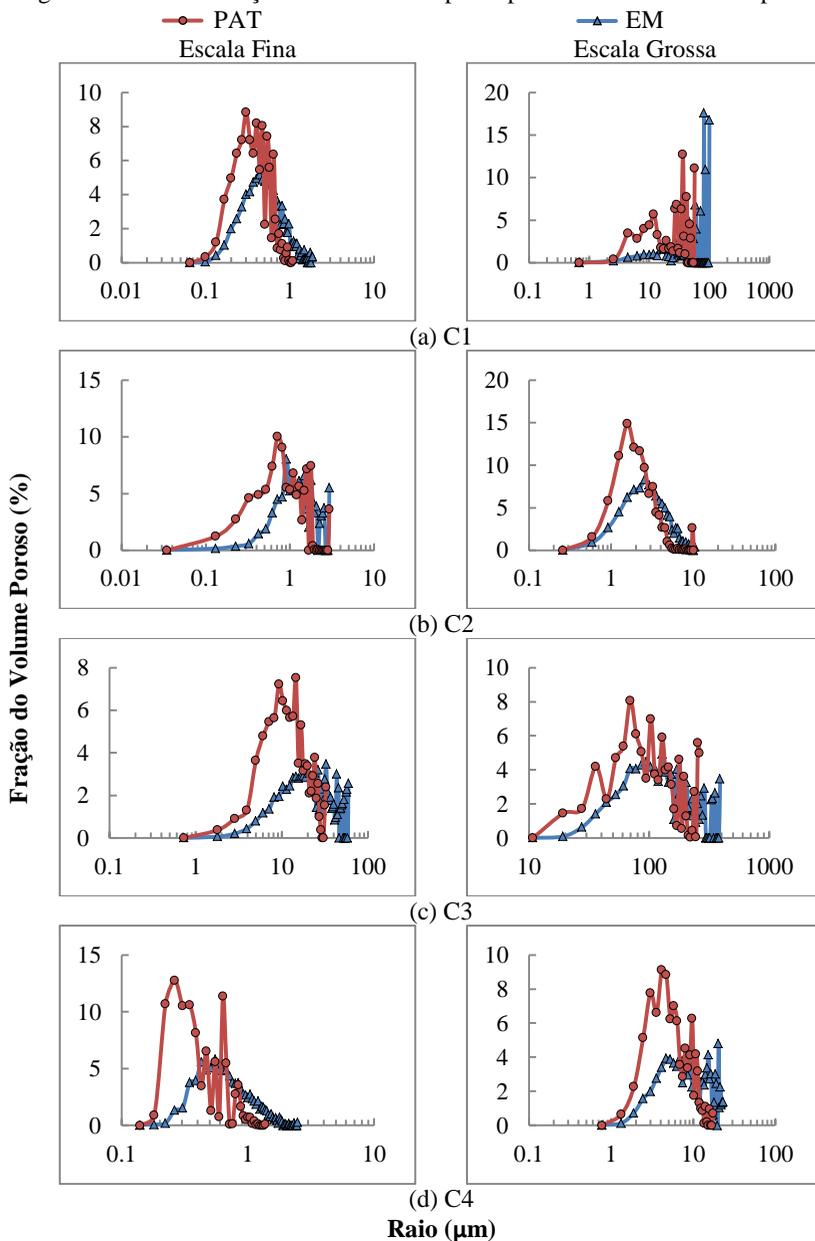
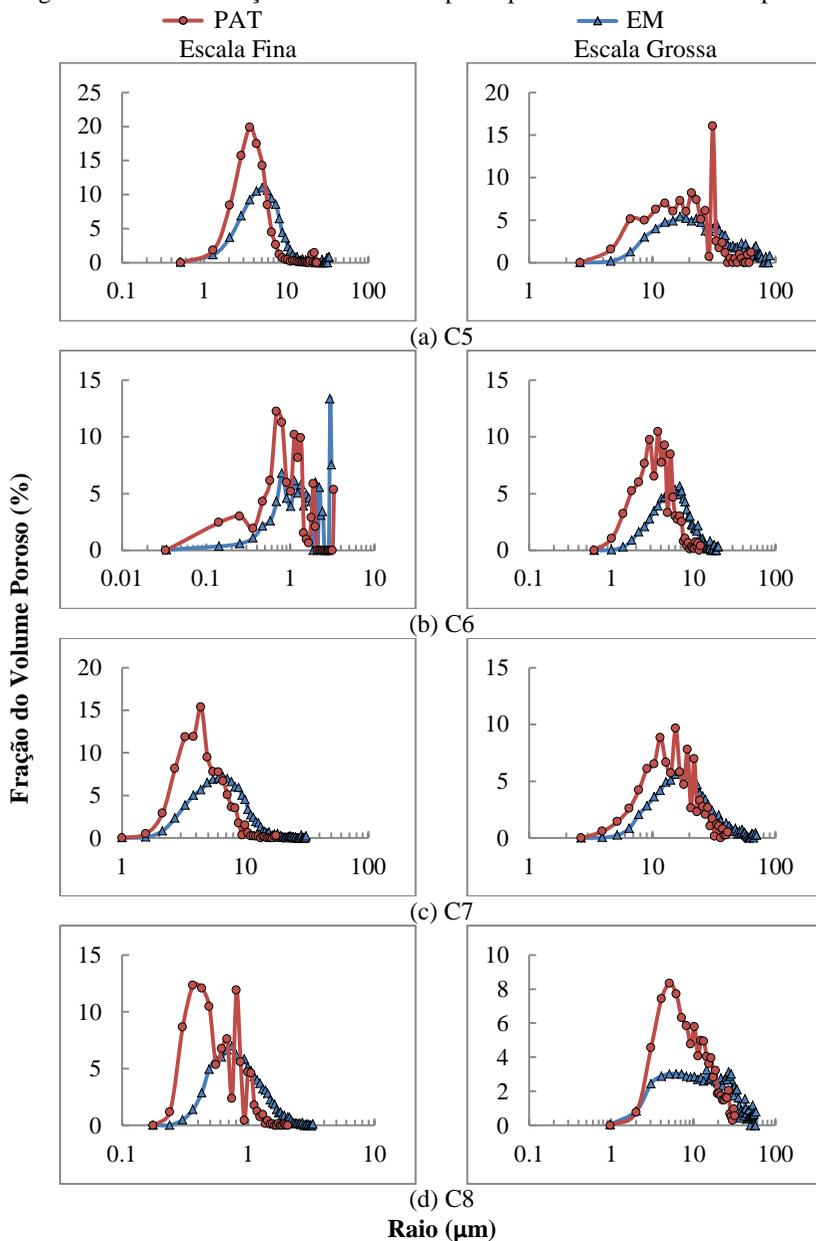


Figura 6.21 – Distribuição de tamanho de poros para as amostras do Campo B.



6.2.1.2.3 Porosidade e Permeabilidade Absoluta

Os valores relativos à porosidade e permeabilidade calculados a partir das redes de poros-gargantas PAT e EM estão descritos nas Tabelas 6.6 e 6.7. Os valores de permeabilidade são exibidos nos três eixos direcionais, sendo que por vezes, a amostra pode ser percolante em um eixo e não nos demais.

As metodologias utilizadas para a extração das redes apresentaram porosidade similar, porém, diferença nos valores obtidos para permeabilidade absoluta. Os métodos concordam quanto à percolação ou não da rede, no entanto, não é observada uma regularidade nos dados, sendo que por vezes a rede PAT detecta maior permeabilidade em detrimento da rede EM, ou o contrário.

Justificando tal irregularidade e confirmando a heterogeneidade das amostras carbonáticas, percebe-se que imagens de diferentes amostras, porém obtidas com resoluções espaciais próximas podem identificar valores de permeabilidade discrepantes. Como exemplo, podem ser visualizados os valores obtidos de permeabilidade para as amostras C3 na escala fina (1,4 μ m) e C4 na escala grossa (1,5 μ m), ou ainda, C7 na escala fina (1,93 μ m) e C8 na escala grossa (1,88 μ m).

Tabela 6.6 – Propriedades das rochas (escala fina).

Amostra		ϕ (%)	k (mD)		
			x	y	z
PAT	C1	5,34	0,00	0,00	0,00
	C2	11,43	0,00	1,24	0,00
	C3	19,15	516,97	485,63	698,82
	C4	15,65	0,12	0,12	0,11
	C5	15,37	0,30	0,00	0,25
	C6	12,00	0,00	1,27	0,00
	C7	4,73	0,00	0,00	0,14
	C8	2,88	0,00	0,00	0,00
EM	C1	7,00	0,00	0,00	0,00
	C2	12,00	0,00	3,65	0,00
	C3	19,89	7425,30	1404,08	3755,87
	C4	15,82	0,04	0,03	0,03
	C5	16,49	0,03	0,00	4,56
	C6	13,02	0,00	4,42	0,00
	C7	7,34	0,00	0,00	0,01
	C8	4,58	0,00	0,00	0,00

Tabela 6.7 – Propriedades das rochas (escala grossa).

Amostra		ϕ (%)	k (mD)		
			x	y	z
PAT	C1	18,58	966,10	5156,19	845,83
	C2	6,41	0,18	0,00	0,00
	C3	0,83	0,00	0,00	0,00
	C4	12,92	43,40	14,52	16,99
	C5	1,46	0,00	0,00	0,00
	C6	8,56	0,00	0,00	0,00
	C7	1,52	0,00	0,00	0,00
	C8	12,02	126,02	97,11	110,49
EM	C1	19,10	5091,91	394,16	7920,09
	C2	8,26	0,06	0,00	0,00
	C3	1,53	0,00	0,00	0,00
	C4	14,31	52,60	21,95	4,48
	C5	2,53	0,00	0,00	0,00
	C6	10,00	0,00	0,00	0,00
	C7	4,03	0,00	0,00	0,00
	C8	13,03	308,48	84,19	121,54

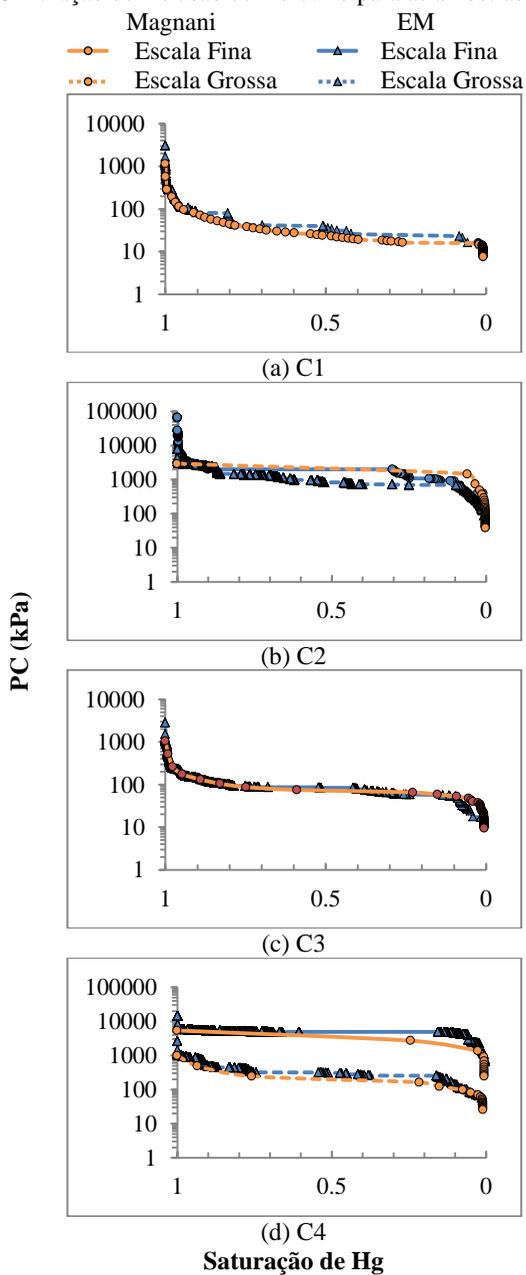
6.2.1.2.4 Pressão Capilar

Para as simulações de intrusão de mercúrio foram utilizadas as redes de poros-gargantas extraídas por EM e também a metodologia de Magnani *et. al.* (2000), baseado em técnicas de morfologia. Os resultados para as amostras dos Campos A e B estão expostos nas Figuras 6.22 e 6.23, respectivamente, sendo que os parâmetros utilizados foram: tensão superficial de 0,48N/m e ângulo de contato de 130°.

Nos gráficos, as linhas pontilhadas representam as simulações de intrusão de mercúrio na escala grossa, enquanto as linhas contínuas descrevem as simulações para a escala fina. Somente as redes que apresentam percolação estão visualizadas nos gráficos, ou seja, somente as redes que apresentaram, para pelo menos um dos eixos direcionais, valor de permeabilidade maior que zero.

Para duas amostras, C2 e C6 ambas na escala fina, o método de Magnani *et. al.* (2000) não conseguiu simular a curva de intrusão de mercúrio. Uma possível justificativa é a não identificação pelo método de um caminho percolante, tendo em vista o tamanho do voxel na ordem de 64 nanômetros.

Figura 6.22 – Simulação de intrusão de mercúrio para as amostras do Campo A.



Pode-se observar que as metodologias reproduzem as curvas de forma semelhante apesar da heterogeneidade encontrada nas amostras. As curvas representativas da escala fina geralmente são mais altas que as curvas de simulação de intrusão de mercúrio para a escala grossa, como pode ser visualizado na Figura 6.22d. Nesta amostra, o meio poroso é permeável em ambas as escalas, necessitando de elevadas pressões para que o fluido não-molhante consiga ser injetado nos poros de raios menores.

Também foram realizadas simulações de drenagem e embebição, considerando como fluidos água e óleo. Tais curvas foram obtidas utilizando as redes PAT por meio do software 2-Phase Flow e podem ser visualizadas nas Figuras 6.24 e 6.25, sendo que somente as redes com conectividade são exibidas. Para tanto, considera-se um meio totalmente molhante à água, com ângulo de contato de 0° .

No processo de drenagem, o fluido molhante (água) é expulso pelo fluido não-molhante (óleo). Este invade inicialmente poros de raio maiores, necessitando de incrementos de pressão para que ocorra a invasão em poros de raio menores. Valores mais elevados de pressão são visualizados, por exemplo, para as simulações nas amostras C2, C4 e C6, todas na escala fina.

A saturação de água vai diminuindo até um momento em que ela pára de fluir, sendo então chamada de saturação irreduzível de água. No processo inverso, quando o meio está saturado com fluido não-molhante e ocorre a invasão do fluido molhante, a saturação de água é aumentada gradativamente. Quando a saturação de óleo vai decrescendo até atingir a chamada saturação de óleo residual o óleo deixar de fluir, ficando uma parte aprisionada nos poros após o deslocamento.

A partir das curvas apresentadas nas Figuras 6.24 e 6.25 são observadas diferenças no comprimento que as mesmas atingem. Quando a simulação alcança uma drenagem quase que completa do meio, a curva inicia em 1 (meio completamente saturado por água) e chega próxima a 0 (meio saturado por óleo), indicando uma boa conectividade do meio, como nas amostras C1(escala grossa), C3 (escala fina) e C8 (escala grossa). Se o avanço da curva não é completo, sugere um meio poroso pouco conectado ou com excesso de poros pequenos, prejudicando a expulsão do fluido já presente na amostra, como nas amostras C2, C5, C6 e C7 (escala fina).

Figura 6.24 – Predição das curvas de drenagem e embebição para as amostras do Campo A.

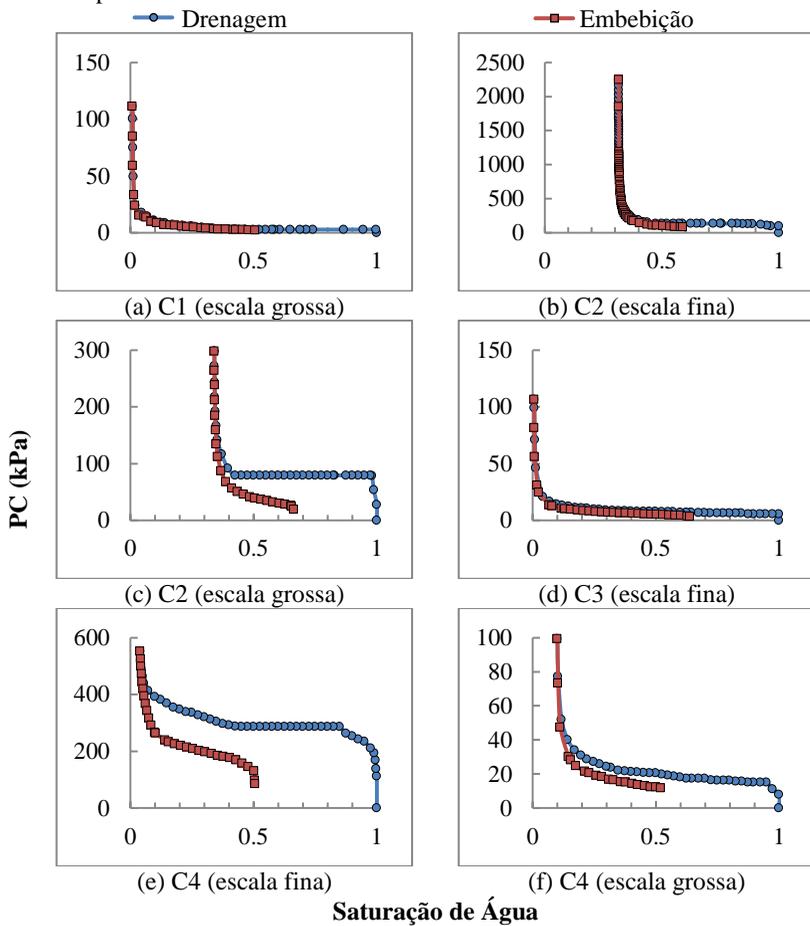
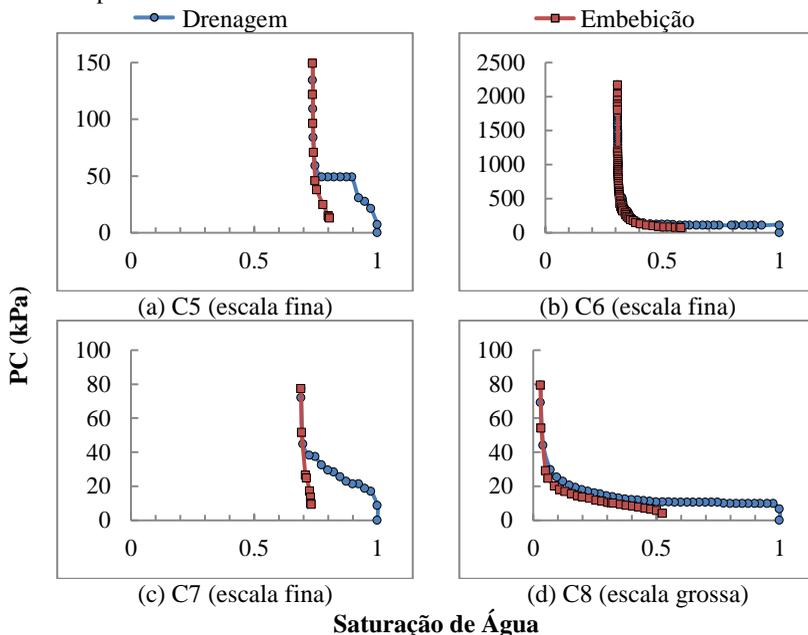


Figura 6.25 – Predição das curvas de drenagem e embebição para as amostras do Campo B.



6.2.2 Composição Multiescalar

A geração de redes multiescala de meios porosos é um importante passo na caracterização quantitativa de rochas heterogêneas. Devido ao grande intervalo de tamanhos de poros existentes nas mesmas, diferentes escalas de imagens devem ser consideradas para predição das propriedades de fluxo. Desta forma, nesta etapa do estudo foram combinadas informações provenientes das redes geradas a partir de duas escalas em uma única rede de poros multiescala.

A composição multiescalar das redes é apresentada somente a partir dos algoritmos do PAT, visto que durante a realização deste trabalho não foi possível desenvolver esta etapa no algoritmo EM em tempo hábil.

Como os volumes das amostras analisadas diferem para as escalas fina e grossa, redes estocásticas são geradas por meio das originais, baseando-se em informações estatísticas como função probabilidade e correlações.

Alguns parâmetros iniciais devem ser ajustados para a composição multiescalar. É necessário determinar, por exemplo, a porcentagem com que cada rede irá contribuir para a rede multiescala. Neste trabalho, a escala grossa foi mantida em sua totalidade e utilizou-se 10% do volume poroso da escala fina original para geração da rede estocástica, respeitando as limitações computacionais. Este arbitrário valor baseia-se no trabalho de van Dijke *et al.* (2011), cujas observações revelam que quando se consideram percentuais acima de aproximadamente 10% para a estatística da conectividade, não há variação significativa da permeabilidade calculada para o sistema composto.

Sendo assim, o volume do cubo gerado na multiescala tem o mesmo volume da escala grossa e a rede estocástica extraída a partir da escala fina irá preencher uniformemente o espaço vazio desse novo volume, formando conexões entre os poros das escalas fina e grossa.

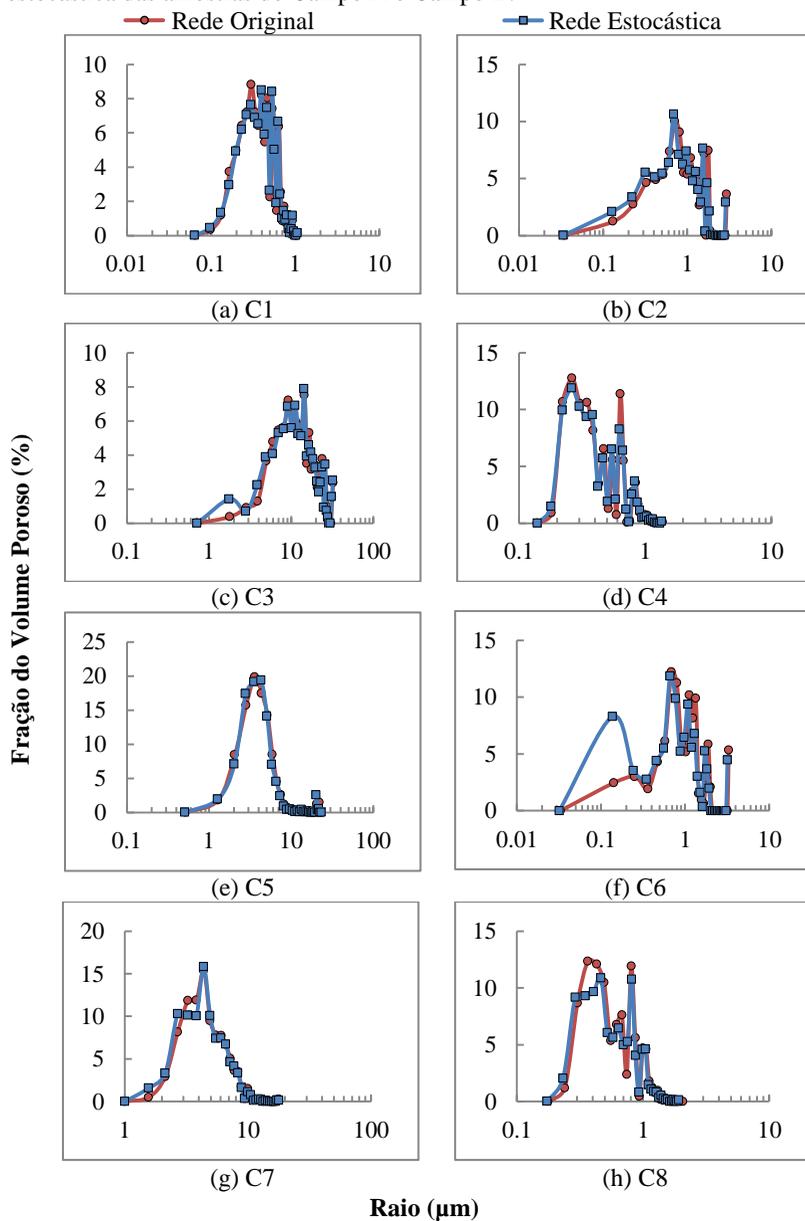
6.2.2.1 Validação da Rede Estocástica

A rede estocástica gerada para a composição multiescalar é baseada na descrição estatística da rede original, nas propriedades geométricas e no número de coordenação, respeitando a função de conectividade (Jiang *et al.*, 2011). Neste estudo são geradas apenas redes estocásticas baseadas nas redes da escala fina, visto que as redes da escala grossa são mantidas em 100%.

Para validação das redes é possível fazer uma comparação entre os parâmetros obtidos para a rede original e para a rede estocástica. Estas novas redes devem conservar as informações provenientes da rede original, em especial a distribuição de tamanho de poros e a conectividade das redes. Na Figura 6.26 podem ser visualizadas as distribuições de tamanhos de poros para as redes originais e estocásticas representativas da escala fina dos Campos A e B. Para todas as amostras observa-se uma boa concordância entre as mesmas, confirmando que as estatísticas das redes originais são mantidas, ou seja, que as redes geradas preservam as características das redes originais (Jiang *et al.*, 2011).

Outras possíveis comparações podem ser realizadas utilizando número de coordenação, valores de permeabilidade absoluta, função conectividade, curvas de pressão capilar, etc.

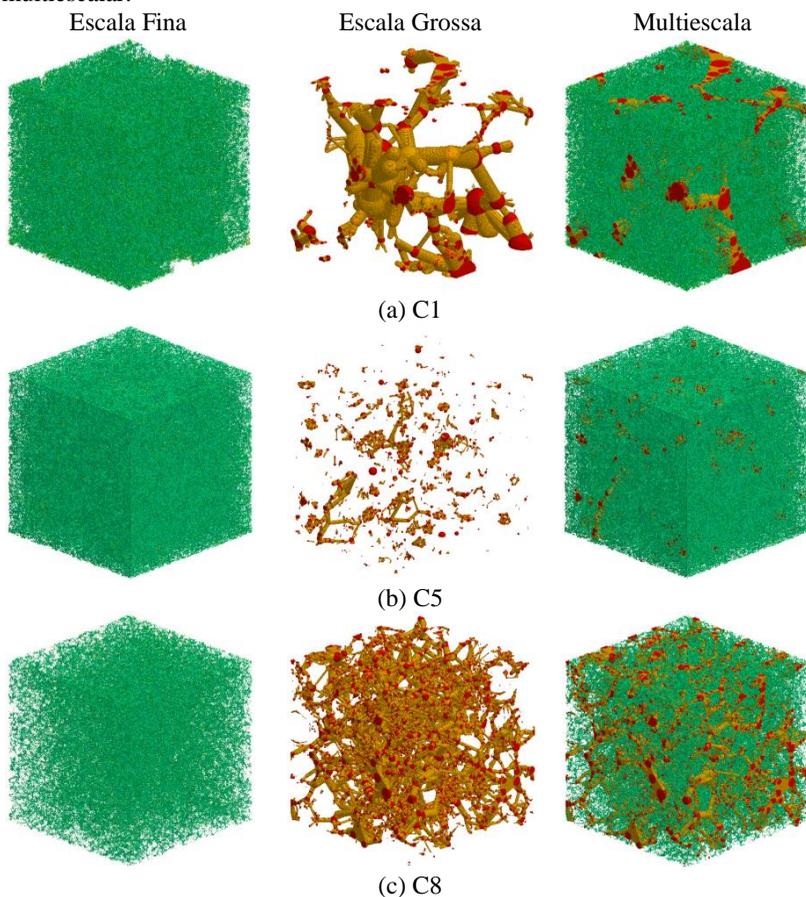
Figura 6.26 – Distribuição de tamanho de poros para validação da rede estocástica das amostras do Campo A e Campo B.



6.2.2.2 Redes de Poros-Gargantas

Na Figura 6.27 são ilustrados três exemplos de composição multiscalar, apresentando separadamente as redes das escalas fina e grossa e a rede multiscala. As redes da escala grossa são as mesmas já visualizadas na Figura 6.19.

Figura 6.27 – Exemplos de redes de poros-gargantas para composição multiscalar.



A rede estocástica gerada é distribuída uniformemente no volume considerado para a rede multiscala. Desta forma muitos poros que não estavam conectados nas escalas individuais podem ser conectados pelas

conexões da escala fina. Tal organização pode não ser representativa do meio poroso devido à heterogeneidade apresentada pelas rochas carbonáticas.

É visível que a rede representativa da escala fina apresenta um elevado número de poros e gargantas, o que torna impossível a sua visualização individual bem definida nas redes multiescala. Esta quantificação é apresentada na próxima seção sobre os parâmetros das redes.

6.2.2.2.1 Parâmetros das Redes

Na Tabela 6.8 estão descritos os parâmetros obtidos para as redes multiescalas. Percebe-se um número elevado de poros e gargantas quando comparados com as escalas individuais para cada amostra. Esta contribuição é dada pela escala fina, que gerada estocasticamente, é distribuída uniformemente em pequenos poros pelo volume considerado. Em função desta distribuição da escala fina, muitos poros que não estavam conectados nas escalas individuais, são conectados pelas novas conexões, influenciando no aumento do número de coordenação médio da rede multiescala.

Tabela 6.8 – Parâmetros das redes multiescalas.

Amostra	NP	NG	\overline{NC}
C1	220864	263978	2.38
C2	59305	74763	2.51
C3	291780	371191	2.54
C4	124487	198187	3.18
C5	203666	315389	3.09
C6	124487	198187	3.18
C7	26536	38628	2.89
C8	187097	248655	2.65

Este número elevado de poros e gargantas foi o fator determinante para a escolha arbitrária dos volumes representativos das amostras. Realizaram-se testes com volumes inicialmente de 500 voxel³ para as escalas fina e grossa, obtendo com sucesso a rede multiescala. Porém, a determinação das propriedades de interesse não foi possível devido ao limite computacional suportado pelo software 2-Phase Flow, responsável pelas simulações de fluxo.

Os volumes foram reduzidos até que todas as propriedades pudessem ser determinadas para as redes multiescala, resultando nos cubos visualizados nas Figuras 6.13 e 6.14.

6.2.2.2.2 *Distribuição de Tamanho de Poros*

A caracterização das amostras segue com a comparação dos dados obtidos por meio de porosimetria de intrusão de mercúrio e dados referentes à metodologia PAT para multiescalas. Os ensaios foram realizados no CENPES/Petrobras e disponibilizam dados como distribuição do tamanho dos poros, porosidade e pressão capilar apresentados na sequência.

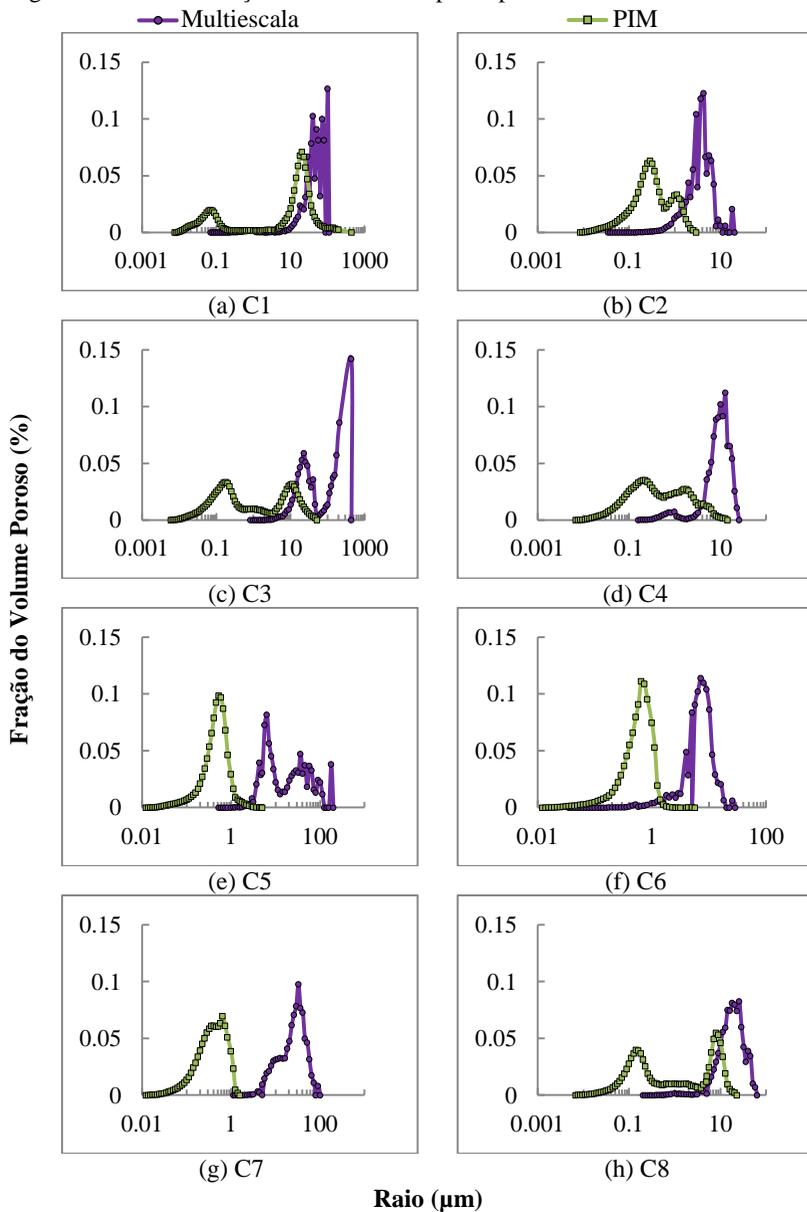
Esta confrontação de dados pode ser visualizada por meio das curvas de distribuição de tamanho de poros presentes na Figura 6.28 para as amostras dos Campos A e B.

As distribuições de tamanhos de poros obtidas por intrusão de mercúrio apresentam em sua maioria dois picos característicos. Estes indicam a presença de diferentes tamanhos de poros nas amostras, detectando inclusive uma região de microporos. Além disso, conforme discutido, a técnica experimental apresenta uma superestimação no volume dos poros menores em detrimento dos maiores, deslocando as curvas para a esquerda.

Esta região de poros muito pequenos não pode ser detectada nas distribuições da multiescala, devido às resoluções insuficientes com que foram adquiridas as imagens. Em compensação, uma região de macroporos, mesmo que pequena, é identificada neste método. Assim, as distribuições de tamanhos de poros na multiescala também se mostram multimodais reproduzindo, em geral, os diferentes tamanhos de poros e tipos de porosidade encontrados nas rochas carbonáticas.

Imagens adquiridas com resoluções que contemplem os microporos podem ser investigadas para ajuste correto das curvas. Porém, a partir das comparações apresentadas na Figura 6.28, pode-se concluir que a DTP obtidas por meio das imagens estão consistentes com os dados medidos por intrusão de mercúrio. A composição multiescalar pode ser empregada na avaliação das diferentes escalas de comprimento de tamanho de poros do meio.

Figura 6.28 – Distribuição de tamanho de poros para as redes multiscala.



6.2.2.2.3 Porosidade e Permeabilidade Absoluta

Na Tabela 6.9 estão descritos os valores de porosidade e permeabilidade obtidos experimentalmente e também por meio de simulação numérica para as redes multiescala. Os valores de permeabilidade absoluta foram determinados em um permeômetro a gás, utilizando ensaios realizados no CENPES/Petrobras.

Tabela 6.9 – Propriedades das rochas carbonáticas.

Amostra	Multiescala		Experimental	
	ϕ (%)	k (mD)	ϕ (%)	k (mD)
C1	18,78	5156,24	21,30	2300,00
C2	7,48	0,39	20,60	1,40
C3	1,74	119,21	23,50	176,00
C4	13,60	43,85	25,60	38,00
C5	2,94	38,32	26,20	3,90
C6	13,60	43,85	31,10	5,80
C7	2,00	12,23	21,20	2,60
C8	12,14	126,06	27,80	280,00

De acordo com os dados observados na tabela acima, percebe-se que os valores de porosidade obtidos por meio da multiescala são menores do que os obtidos experimentalmente. Este fato é justificado principalmente, pela utilização de apenas uma porcentagem da escala fina na composição multiescalar. Como dito, no presente trabalho, foi utilizado 10% dos elementos de rede da escala fina, assim, a pequena parcela de contribuição desta escala para a porosidade na rede multiescala afetará diretamente a porosidade total da rede de poros e gargantas.

Para contornar esta diferença, uma metodologia de composição multiescalar levando em consideração as porosidades de cada escala é apresentada em Mantovani (2013), obtendo melhores resultados para a porosidade quando comparados a dados experimentais.

Salientam-se ainda outros fatores que justificam a disparidade nos resultados das simulações computacionais e dados obtidos por ensaios laboratoriais:

- Inicialmente destacam-se as resoluções insuficientes com que as amostras foram adquiridas, não sendo possível visualizar muitos poros pequenos presentes no meio poroso;
- Em seguida, deve-se considerar que as amostras são heterogêneas e os volumes analisados podem não ser

representativos da amostra, enfatizando uma região mais ou menos porosa no irregular meio poroso;

- Ainda, possíveis falhas no processamento das imagens podem ter ocorrido visto que a etapa de segmentação é manual e depende do operador, o que a torna subjetiva;
- Por fim, as limitações computacionais, os modelos e os equipamentos utilizados que estão sujeitos a variações nos seus resultados.

Com relação à permeabilidade percebe-se, de maneira positiva, que algumas amostras que apresentavam permeabilidade em somente uma das resoluções puderam ser conectadas pela multiescala. Justificando desta forma a importância da composição multiescalar para este tipo de rocha.

Porém, ao comparar os resultados de permeabilidade obtidos por meio das simulações e experimentais, observa-se que somente para algumas amostras há boa concordância entre os dados, como as amostras C3 e C4. Novamente, ressalta-se a questão da representatividade das imagens utilizadas, necessitando de volumes maiores para correta determinação da permeabilidade absoluta.

6.2.2.2.4 Pressão Capilar

Nesta etapa final da análise foram simulados processos de intrusão de mercúrio nas redes de poros-gargantas da multiescala e comparados a dados provenientes dos ensaios laboratoriais PIM. A visualização dos resultados é apresentada nas Figuras 6.29 e 6.30, para os Campos A e B, respectivamente. Novamente, as simulações foram realizadas com os seguintes parâmetros: tensão superficial de 0,48N/m e ângulo de contato de 130°.

As curvas representativas da multiescala foram obtidas fazendo a leitura da rede PAT no algoritmo EM, visto que o primeiro não permite a simulação de intrusão de mercúrio e o segundo não tem a opção de composição multiescalar.

Figura 6.29 – Curvas de intrusão de mercúrio para as amostras do Campo A.

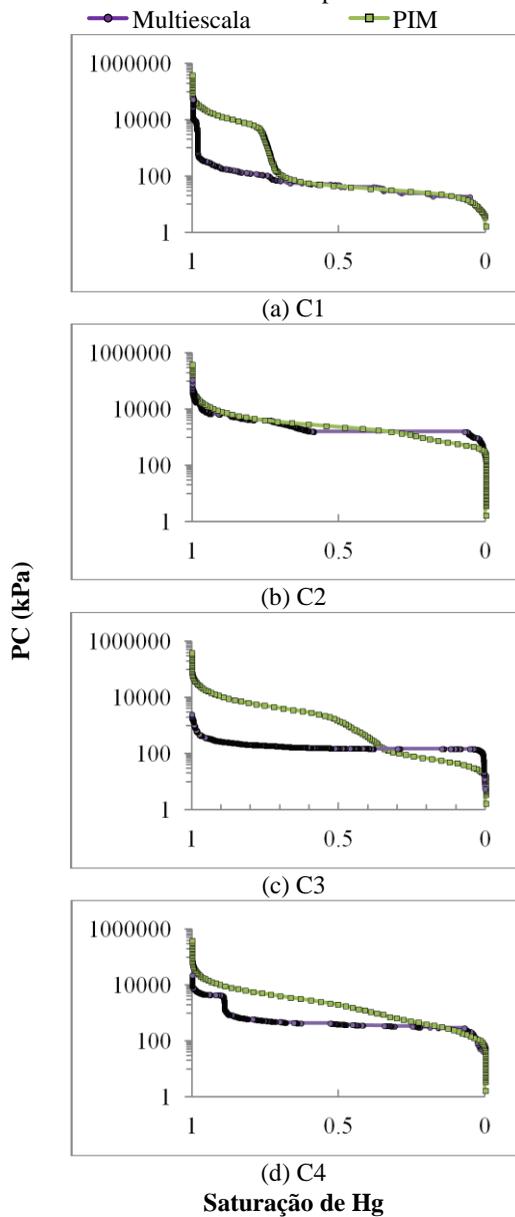
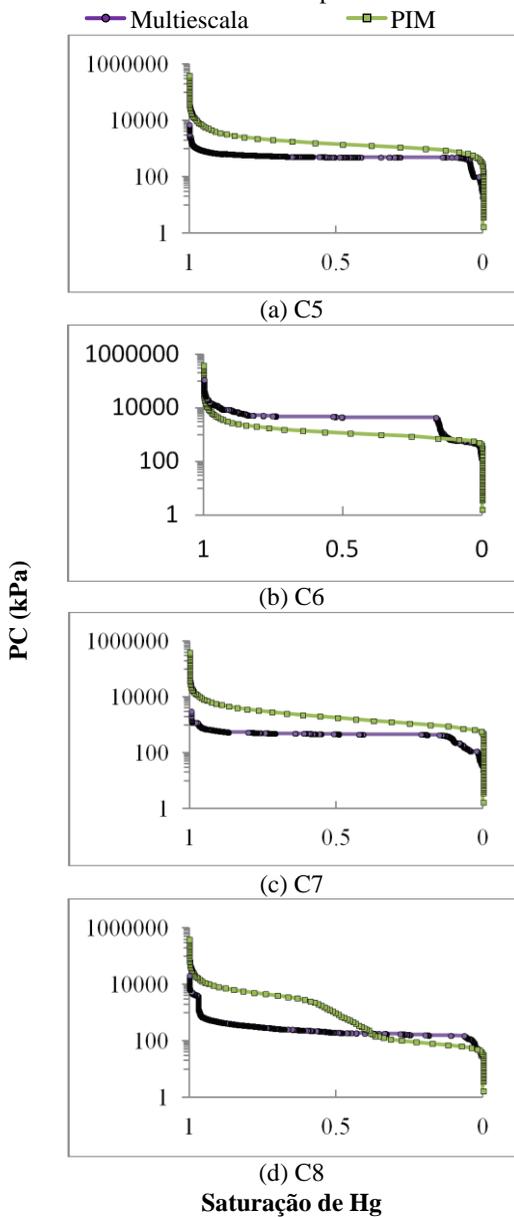


Figura 6.30 – Curvas de intrusão de mercúrio para as amostras do Campo B.



De acordo com as figuras, percebe-se que as simulações se aproximam dos dados experimentais, tendo em vista os volumes relativamente pequenos que foram considerados para a extração das redes.

Para todas as curvas (com exceção da amostra C6), os valores de pressão capilar são maiores nos resultados via PIM, confirmando a existência de poros de tamanhos menores neste método, o que necessita de elevadas pressões para que ocorra a injeção do mercúrio. As curvas simuladas de pressão capilar nas redes multiescala não alcançam tais patamares, pois não identificam os poros de tamanho inferior à resolução com que as imagens foram obtidas.

É interessante notar que algumas amostras apresentam um salto tanto nas curvas simuladas como nas experimentais, indicando uma conexão entre micro e macro poros, como nas amostras C1 e C8.

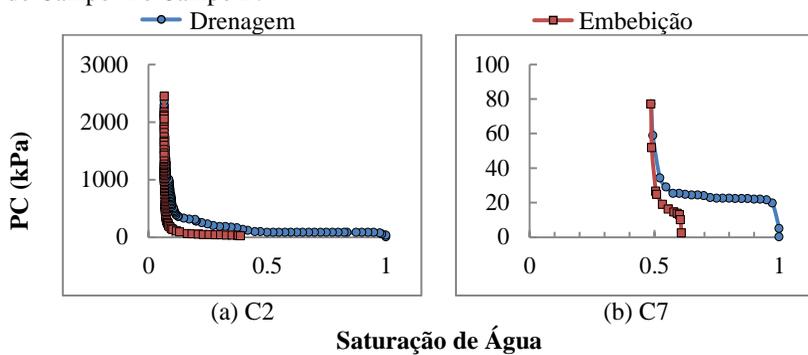
Uma última análise sobre as redes multiescalas é realizada por meio da simulação das curvas de drenagem e embebição. Nesta etapa são considerados como fluidos a água e o óleo, sendo o meio totalmente molhante à água, com ângulo de contato de 0° .

Devido ao limite computacional associado ao software, somente para duas amostras C2 e C7, pertencentes aos campos A e B, respectivamente, foi possível a obtenção das curvas de pressão capilar, sendo apresentadas na Figura 6.31.

Quando comparadas com as simulações realizadas para as redes de poros-gargantas em suas escalas individuais, as redes multiescala, de uma forma geral, conseguem aperfeiçoar os processos drenagem e embebição. Isso indica que a conectividade da rede foi beneficiada com a composição multiescalar.

Confirmando, desta forma, que as redes multiescalas contribuem numa melhor caracterização das rochas e podem ser utilizadas para o entendimento das propriedades de fluxo que ocorrem nas amostras.

Figura 6.31 – Predição das curvas de drenagem e embebição para as amostras do Campo A e Campo B.



7. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou o desenvolvimento de um modelo de rede para representação do meio poroso de rochas reservatórios de petróleo. Esta modelagem ocorre por meio de redes de poros-gargantas que são extraídas com base em um algoritmo de bolas máximas (Silin *et al.*, 2003; Dong, 2007). Visando à obtenção de melhor representatividade do meio poroso e desempenho computacional, algumas modificações foram realizadas nesse algoritmo original.

Um segundo modelo de rede foi utilizado com o mesmo propósito da representatividade do meio poroso (Jiang *et al.*, 2007), servindo também para verificar a consistência dos resultados obtidos a partir do modelo proposto inicialmente. Ambas as metodologias utilizam como dado de entrada imagens binárias tridimensionais de reservatórios reais, preservando, desta forma, informações relevantes do meio como a morfologia e a topologia da estrutura porosa.

Neste estudo, as modelagens acima descritas foram aplicadas para a representação do espaço poroso de três amostras de rochas areníticas e oito amostras de rochas carbonáticas. Esta etapa de caracterização contou com a determinação de parâmetros das redes, como número de poros, gargantas, e número médio de coordenação; bem como propriedades das rochas como porosidade e permeabilidade e ainda a obtenção de curvas de pressão capilar.

As amostras areníticas são relativamente homogêneas, apresentando um espaço poroso sem grandes variações na distribuição de tamanho de poros, permitindo, desta forma, a representação do espaço poroso deste tipo de rocha em apenas uma escala espacial. Estas observações são comprovadas a partir dos resultados obtidos por meio das modelagens aplicadas às amostras de rochas deste tipo. Para todas as análises realizadas, o mesmo comportamento é visualizado para as três amostras, como por exemplo, o número de poros e gargantas é maior nas redes da metodologia PAT e o número de coordenação médio é maior nas redes EM. Também são observadas regularidades quanto aos dados de porosidade e permeabilidade, sendo que os valores resultantes do método EM são superiores aos da rede extraída pelo PAT. As curvas de pressão capilar simuladas por EM e pelo método de Magnani reproduzem de forma satisfatória os valores para pressão capilar quando comparadas à metodologia experimental, percorrendo a maior parte da curva de forma similar aos dados experimentais. Uma diferença é observada apenas para os poros pequenos, quando as simulações não conseguem atingir poros de tamanho menores que a resolução, sendo

acessíveis somente aos ensaios laboratoriais. Tais diferenças não são consideradas significativas, suportando a conclusão de que as metodologias são consistentes e podem ser utilizadas para análise e caracterização de meios porosos.

Os mesmos algoritmos foram utilizados na sequência para a caracterização do outro grupo de amostras, que são provenientes de campos com a presença de reservatórios carbonáticos. Devido à complexidade estrutural visualizada neste tipo de rocha, fez-se necessária a investigação das amostras com diferentes resoluções espaciais para a caracterização e determinação das propriedades petrofísicas.

Na primeira parte dos resultados obtidos para as rochas carbonáticas foram visualizadas as características para cada uma das escalas espaciais. Esta etapa, portanto, compreende a análise para 16 imagens tridimensionais, sendo duas imagens para cada uma das oito amostras inicialmente selecionadas.

Considerando os valores apresentados para os parâmetros das redes, como número de poros e gargantas e número de coordenação médio, percebem-se valores por vezes duas ou três vezes maior na metodologia EM. Este fato é justificado, pois de acordo com o algoritmo PAT, uma porcentagem de poros pequenos e isolados (que não influenciam no escoamento de fluidos) é removida durante a extração da rede. Desta forma, num sistema heterogêneo como o meio poroso das rochas carbonáticas, muitos poros que apresentam tal condição não são contabilizados por este modelo.

Estas diferenças nas quantificações são justificáveis, principalmente, pela forma como o meio poroso é dividido em poros e gargantas. O que pode ser um poro para um modelo, no outro modelo pode ser representado por dois poros conectados por uma garganta, por exemplo, explicando o número elevado de poros e gargantas nas redes construídas pelo método EM quando comparadas às redes PAT.

Em função das limitações computacionais, algumas redes de poros-gargantas foram obtidas a partir de volumes computacionais talvez não representativos da amostra. Desta forma, os resultados podem não ser adequados para quantificar propriedades macroscópicas como, por exemplo, a permeabilidade absoluta. Ainda assim, nos demais resultados obtidos para cada uma das escalas individuais das amostras rochas carbonáticas não são observadas significativas variações entre as redes obtidas por meio dos métodos PAT e EM, apresentando em geral, valores superiores de porosidade e permeabilidade nas redes EM.

Na segunda e última parte dos resultados obtidos para as rochas carbonáticas, foram realizadas composições multiescalares por meio da metodologia PAT utilizando as redes extraídas na etapa inicial, em suas escalas espaciais individuais. Observa-se que os resultados determinados na rede multiescala se aproximam mais aos valores obtidos em laboratório do que os dados obtidos nas escalas individuais. Estas análises confirmam que as redes multiescalas contribuem para melhor caracterização das rochas e podem ser utilizadas para o entendimento das propriedades de fluxo que ocorrem nas amostras.

É necessário salientar que este estudo não pretende indicar um método ideal para a caracterização das amostras. Assim como em todas as análises, sempre haverá uma metodologia que apresente melhores vantagens e/ou facilidades com relação a outras.

Como um dos objetivos deste trabalho era o desenvolvimento de um modelo de rede, neste caso o algoritmo EM, constatou-se a viabilidade no uso desta metodologia. Certamente há muitos aspectos a serem analisados e aperfeiçoados no algoritmo, porém, de acordo com as análises, percebe-se que este apresenta resultados coerentes quando comparados à metodologia PAT ou com dados experimentais.

7.1 FUTURAS DIREÇÕES

Para trabalhos futuros, sugerem-se alguns aperfeiçoamentos com relação ao modelo desenvolvido:

- Recomenda-se a aplicação em outras amostras de reservatórios, identificando possíveis ajustes no algoritmo para melhor concordância com dados experimentais das propriedades em estudo;
- Desenvolvimento de novas etapas com relação à simulação de fluxo, permitindo, por exemplo, a simulação de um escoamento bifásico;
- Eliminação de esferas não conectadas à rede percolante, simplificando a memória computacional necessária para representação da rede e posterior determinação de propriedades;
- E implementação de redes multiescalas para caracterização de meios porosos heterogêneos, como o caso das rochas carbonáticas.

Com relação às imagens adquiridas, sugere-se a investigação de melhores escalas observacionais para rochas carbonáticas.

Possivelmente existem poros menores que os observados nas imagens apresentadas neste trabalho, influenciando diretamente nas propriedades de fluxo do meio.

Por fim, salienta-se a necessidade de volumes computacionais maiores e mais representativos das amostras para determinação das propriedades. Certamente, dispondo de recursos computacionais melhores, os resultados serão mais condizentes com a realidade.

REFERÊNCIAS

- ADLER, P. M. **Porous media: geometry and transports**. New York: Butterworth-Heinemann, 1992.
- ADLER, P. M.; JACQUIN, C. G.; QUIBLIER, J. A. Flow in simulated porous media. **International Journal of Multiphase Flow**. V. 16, n. 4, p. 691-712, 1990.
- AL-KHARUSI, A. S. e BLUNT, M. J. Network extraction from sandstone and carbonate pore space images. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. V. 56, n. 4, p. 219-231, 2007.
- AL-KHARUSI, A. S. **Pore-scale characterization of carbonate rocks**. Dissertation (Doctor of Philosophy), Imperial College London, 2007.
- AL-RAOUSH, R. I. **Extraction of physically-realistic pore network properties from three-dimensional synchrotron microtomography images of unconsolidated porous media**. Dissertation (Doctor of Philosophy), Graduate Faculty of the Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, 2002.
- APPOLONI, C.; RODRIGUES, C. R. O.; FERNANDES, C. P. Porous microstructure characterization of a sandstone reservoir using high-resolution x-ray microtomography. In: **International Symposium of the Society of Core Analysts**, 2005.
- ARNS, C. H.; BAUGET, F.; GHOUS, A.; SAKELLARIOU, A.; SENDEN, T. J.; SHEPPARD, A. P.; SOK, R. M.; PINCZEWSKI, W. V.; KELLY, J. E. KNACKSTEDT, M. A. Digital core laboratory: Petrophysical analysis from 3D imaging of reservoir core fragments. **Petrophysics**. V. 46, n. 4, 2005.
- BALDWIN, C. A.; SEDERMAN, A. J.; MANTLE, M. D.; ALEXANDER, P.; GLADDEN, L. Determination and characterization of the structure of a pore space from 3D volume images. **Journal of Colloid and Interface Science**. V. 181, n.1, p. 79-92. 1996.
- BARBOSA, J. M. D. **Influência da areia argilosa na recuperação de petróleo por injeção de vapor**. Dissertação (Mestre em Ciência e Engenharia de Petróleo), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, Brasil, 2009.
- BARRON, U. G. e BUTLER, F. A comparison of seven thresholding techniques with the k-means clustering algorithm for measurement of

bread-crumbs features by digital image analysis. **Journal of Food Engineering**. V. 74, 2006.

BEAR, J. **Dynamics of fluids in porous media**. New York: American Elsevier, 1972.

BEKRI, O. V. S. Pore network modeling of rock transport properties: applications to a carbonate. **International Symposium of the Society of Core Analysts**. V. 22, p. 12, 2006.

CHATZIS, I. e DULLIEN, F. A. L. Modeling pore structure by 2-D and 3-D networks with applications to sandstones. **Journal of Canadian Petroleum Technology**. V. 16, n. 1, p. 97-108, 1977.

CNUUDE, V.; MASSCHAELE, B.; DIERICK, M.; VLASSENVROECK, J.; HOOREBEKE, L.V.; JACOBS, P. Recent progress in X-ray CT as a geosciences tool. **Applied Geochemistry**, V. 21, p. 826-832, 2006.

COLES, M. E.; SPANNE, P.; MUEGGE, E. L.; JONES, K. W. Computed microtomography of reservoir core samples. In: **Paper presented at the Society of Core Analysts Annual Technical Conference in Norway**, 1994.

CUNHA, A. R. **Caracterização de sistemas porosos de rochas reservatórios de petróleo a partir da extração de redes poro-ligações**. Dissertação (Mestre em Ciência e Engenharia de Materiais), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 2012.

CUNHA, A. R.; MOREIRA, A. C.; KRONBAUER, D. P.; MANTOVANI, I. F.; FERNANDES, C. P. Determinação de propriedades petrofísicas de rochas via simulação: Um caminho interdisciplinar. **Revista Brasileira de Ensino de Física**. V. 34, n. 4, 2012.

DEDAVID, B. A.; GOMES, C. I.; MACHADO, G. **Microscopia Eletrônica de Varredura: Aplicações e preparação de amostras**. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2007.

DELERUE, J. F.; PERRIER, E.; YU, Z. Y.; VELDE, B. New algorithms in 3D image analysis and their application to the measurement of a spatialized pore size distribution in soils. **Physics and Chemistry of the Earth A**. V. 24, n. 7, p. 639-644, 1999.

DIÓGENES, A. N. **Reconstrução tridimensional de meios porosos utilizando técnicas de *simulated annealing***. Tese (Doutor em

Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2009.

DONG, H. e BLUNT, M. J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. **Physical Review E**. V. 80, n. 3, 2009.

DONG, H. **Micro-CT imaging and pore network extraction**. Dissertation (Doctor of Philosophy), Imperial College London, Londres, 2007.

DULLIEN, F. A. L. **Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure**, Academic Press, San Diego, 1992.

DUNSMUIR, J. H.; FERGUSON, S. R.; D'AMICO, K. L.; STOKES, J. P. X-ray microtomography: a new tool for the characterization of porous media. In: **Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition in Dallas, Texas**, 1991.

FATT, I. The network model of porous media I. Capillary characteristics. **Pet. Trans. AIME**. V. 207, p. 144-159. 1956 a.

FATT, I. The network model of porous media II. Dynamic properties of a single size tube network. **Pet. Trans. AIME**. V. 207, p. 160-163, 1956 b.

FATT, I. The network model of porous media III. Dynamic properties of networks with tube radius distribution. **Pet. Trans. AIME**. V. 207, p. 164-181, 1956 c.

FELDKAMP L. A.; DAVIS, L. C.; KRESS, J. W. Practical cone beam algorithm. **Journal of Optical Society of America**. V. 1, n. 6, p. 612-619, 1984.

FERNANDES, C. P. **Caracterização Morfológica de Espaços Porosos: Reconstrução Multiescala e simulação de Processos de Invasão de Fluidos Não-Molhantes**. Tese (Doutor em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 1994.

FERNANDES, C. P. **Engenharia de microestruturas: análise quantitativa de imagens e simulação de processos físicos**. Monografia para concurso de Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Mecânica da UFSC. Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 2002.

FLANNERY, B. P.; DECKMAN, H. W.; ROBERGE, W. G.; D'AMICO, K. L. Three dimensional x-ray microtomography. **Science**. V. 237, 1987.

FORSBERG, F. **X-ray microtomography and digital volume correlation for internal deformation and strain analysis**. Doctoral Thesis, Lulea University of Technology, Suécia, 2008.

GASPARI, H. C. D. **Caracterização de microestruturas porosas a partir da análise de imagens digitais: permeabilidade intrínseca e fator de formação**. Dissertação (Mestre em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 2006.

GASPERI, P. M. S. D. **Estimativa de propriedades petrofísicas através da reconstrução 3D de meios poroso a partir da análise de imagens**. Dissertação (Mestre em Engenharia de Petróleo), Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil, 1999.

GOLDSTEIN, J. I.; NEWBURY, D.; JOY, D.; LYMAN, C.; ECHLIN, P.; LIFSHIN, E.; SAWYER, L.; MICHAEL, J. **Scanning Electron Microscopy and X-ray Microanalysis**. New York, Plenum Press, 2003.

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

HERMAN G. T., Image reconstruction from projections. **Real-time Imaging**. V. 1, p. 3-18, 1995.

HOUNSFIELD, G.N. Computerized transverse axial scanning (tomography). Part 1: Description of system. **British Journal of Radiology**. v. 46, p. 1016-1022, 1973.

http://albatroz.shs.eesc.usp.br/~ew/SHS-5854/aulas/aula_11_unsat.pdf.

IOANNIDIS, M. A. e CHATZIS, I. On the geometry and topology of 3D stochastic porous media. **Journal of Colloid and Interface Science**, V. 229, n. 2, p. 323-334, 2000.

JIANG, Z.; van DIJKE, M. I. J.; GEIGER, S. PorEOR – Extraction of micro-fractures from 3D rock images and network modelling of multi-phase flow in fracture-pore systems. In: **International Centre for Carbonate Reservoir**, Edinburgh, 2012.

JIANG, Z.; van DIJKE, M. I. J.; GEIGER, S.; KRONBAUER, D.; MANTOVANI, I. F.; FERNANDES, C. P. Impacto f the Spatial Correlation of Microporosity on Fluid Flow in Carbonate Rocks. In: **SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference**, Abu Dhabi, UAE, 2013.

JIANG, Z.; van DIJKE, M. I. J.; WU, K.; COUPLES, G. D.; SORBIE, K. S. e MA., J. Stochastic pore network generation from 3d rock images. **Transport in Porous Media**. 2011.

JIANG, Z.; WU, K.; COUPLES, G. S.; van DIJKE, M. I. J.; SORBIE, K. S.; MA, J. Efficient extraction of networks from three-dimensional porous media. **Water Resources Research**. V. 43, 2007.

KETCHAM, R. A. e CARLSON W. D. Acquisition, optimization and interpretation of x-ray computed tomographic imagery: applications to the geosciences. **Computers & Geosciences**. V. 27, 2001.

KLINKENBERG, L. J. The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases. **Drilling and Production Practice**, p. 200-213, 1941.

KNACKSTEDT, M.; ARNS, C.; GHOUS, A.; SAKELLARIOU, A.; SENDEN, T.; SHEPPARD, A.; SOK, R.; AVERDUNK, H.; PINCZEWSKI, W. V.; PADHY, G. S.; IOANNIDIS, M. A. 3D imaging and flow characterization of the pore space of carbonate core samples. In: **Paper presented at the International of the Society of Core Analysts in Norway**, 2006.

LANDIS, E. N. e KEANE, D. T. X-ray microtomography. **Materials and Characterization**, V. 61, 2010.

LIANG, Z. **Computer generation and application of 3D reconstructed porous structure: from 2D images to the prediction of permeability**. Tese (Doutor em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 1997.

LIANG, Z. R.; FERNANDES, C. P.; MAGNANI, F. S.; PHILIPPI, P. C. A reconstruction technique for three-dimensional porous media using image analysis and Fourier transforms. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. V. 21, n. 3-4, p. 273-283, 1998.

LIANG, Z. R.; IOANNIDIS, M. A.; CHATZIS, I. Geometric and topological analysis of three-dimensional porous media: pore space partitioning based on morphological skeletonization. **Journal of Colloid and Interface Science**. V. 221, n. 1, p. 13-24, 2000.

LIANG, Z. R.; PHILIPPI, P. C.; FERNANDES, C. P.; MAGNANI, F. S. Prediction of permeability from the skeleton of three dimensional pore structure. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, V. 2, n. 2, p. 161-168, 1999.

LINDQUIST, W. B.; LEE, S. M.; COKER, D. A.; JONES, K. W.; SPANNE, P. Medial axis analysis of void structure in three-dimensional tomographic images of porous media. **Journal of Geophysical Research**, V. 101, 1996.

LINDQUIST, W. B.; VENKATARAMAN, A. Investigating 3D Geometry of Porous Media from High Resolution Images. **Physics and Chemistry of the Earth A**, V. 25, n. 7, p. 593-599, 1999.

LUCIA, F. J. **Carbonate reservoir characterization**. Berlin: Springer Verlag, 1999.

MAGNANI, F. S. **Determinação das configurações de equilíbrio em meios porosos indeformáveis**. Tese (Doutor em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 1996.

MAGNANI, F.; PHILIPPI, P. C.; LIANG, Z. R.; FERNANDES, C. P. Modelling two-phase equilibrium in three-dimensional porous microstructures. **International Journal of Multiphase Flow**, V. 26, p. 99-123, 2000.

MANTOVANI, I. F. **Microtomografia e nanotomografia de raios X aplicada à caracterização multiescalar de sistemas porosos carbonáticos**. Tese (Doutor em Ciência e Engenharia de Materiais), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 2013.

MASON, G.; MORROW, N. R. Capillary behavior of a perfectly wetting liquid in irregular triangular tubes. **Journal of Colloid and Interface Science**, V. 141, n. 1, p. 262 – 274, 1991.

MEES, F.; SWENNEN, R.; GEET, M. V.; JACOBS, P. Applications of x-ray computed tomography in geosciences. **Geological Society of London**, V. 215, p. 1-6, 2003.

MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Brazilian Journal of Geophysics**, V. 18, n. 3, p. 351-396, 2000.

MOREIRA, A. C. **Análise da influência da morfologia porosa de implantes de titânio no processo de crescimento ósseo**. Tese (Doutor

em Ciência e Engenharia de Materiais), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 2013.

MOREIRA, A. C.; APPOLONI, C. R.; MANTOVANI, I. F.; FERNANDES, J. S.; MARQUES, L. C.; NAGATA, R.; FERNANDES, C. P. Effects of manual threshold setting on image analysis results of a sandstone sample structural characterization by x-ray microtomography. **Applied Radiation and Isotopes**. V. 70, 2012.

NETO, J. M. R.; FIORI, A. P.; LOPES, A. P.; MARCHESE, C.; COELHO, C. V. P.; VASCONCELLOS, E. M. G.; SILVA, G. F.; SECCHI, R. A microtomografia computadorizada de raios x integrada à petrografia no estudo tridimensional de porosidade em rochas. **Revista Brasileira de Geociências**. V.41, n.3, p. 498-508, 2011.

NÚÑEZ, V. R. G. **deslocamento de óleo em um meio poroso através de injeção de emulsões óleo-em-água**: análise de fluxo linear. Dissertação (Mestre em Engenharia Mecânica), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

NUTTING, P.G. Physical analysis of oil sands. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**. V. 14, p. 1337-1349, 1930.

OLIVEIRA, R. S. **Propriedades de escala no escoamento de fluido em meio poroso modelado por empacotamento Apoloniano**. Dissertação (Mestre em Física), Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, 2009.

OREN, P. E. e BAKKE, S. Reconstruction of berea sandstone and pore-scale modeling of wettability effects. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. V. 39, p. 177-199, 2003.

OREN, P. E.; BAKKE, S.; ARNTZEN, O. J. Extending predictive capabilities to network models. In: **Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, San Antonio, U.S.A, 1998.

PAPATERRA, G. E. Z. **Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira exploratória no Brasil**. Dissertação (Mestre em Ciências – Geologia), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2010.

PATZEK, T. W. e SILIN, D. B. Shape factor and hydraulic conductance in noncircular capillaries I. One-phase creeping flow. **Journal of Colloid and Interface Science**. V. 236, p. 295-304, 2001.

QUIBLIER, J. A new three-dimensional modeling technique for studying porous media. **Journal of Colloid Interface Science**. V. 98, p. 84-102, 1984.

RAMOS, J. V. **Validação do cálculo de dados petrofísicos com base na caracterização de rochas de reservatório**. Dissertação (Mestre em Ciências da Computação), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 2012.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; TASSINARI, C. C. G. Pré-Sal: Geologia e Exploração. **Revista USP**. N. 95, p. 33-42, 2012.

ROBINSON, B. W. e NICKEL, E. H. A useful new technique for mineralogy: the backscattered electron/low vacuum mode of SEM operation. **American Mineralogist**. V. 64, p. 1322-1328, 1979.

ROBINSON, B. W. e NICKEL, E. H. The SEM examination of geological samples with a semiconductor backscattered electron-detector: Discussion. **American Mineralogist**. V. 68, p. 840-842, 1983.

ROCHA, C. L. **Análise de fronteiras de reservatórios de petróleo através de geoquímica de superfície e mineração de dados**. Tese (Doutor em Ciências em Engenharia Civil), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.

RYAZANOV, A. V.; van DIJKE, M. I. J.; SORBIE, K. S. Prediction of residual oil saturation in mixed-wet networks using accurate pore shape descriptors. In: **XVIII International Conference on Water Resources**. Barcelona, 2010.

RYAZANOV, A. V.; van DIJKE, M. I. J.; SORBIE, K. S. Two-Phase Pore-Network Modelling: Existence of Oil Layers During Water Invasion. **Transport in Porous Media**. V. 80, p. 79-99, 2009.

SAITO, T. e TORIWAKI, J. New algorithms for Euclidean distance transformations of an n-dimensional digitised picture with applications. **Pattern Recognition**. V. 27, n. 11, p. 1551-1565, 1994.

SERRA, J. **Image analysis and mathematical morphology**. Academic Press Inc. 1982.

SHEPPARD A. P.; SOK, R. M.; AVERDUNK, H. A new method for the extraction of pore networks. In: **Proceedings of the Annual Symposium of the Society of Core Analysts**, Toronto, Canada, 2005.

- SIEGBAHN, K. *Alpha, Beta And Gamma Ray Spectroscopy*. Amsterdam, New York, Oxford: North-Holland Publishing Company, 5 ed., p. 37-76, 1979.
- SILIN, D. B.; JIN, G.; PATZEK, T. W. Robust determination of pore space morphology in sedimentary rocks. In: **Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, Denver, Colorado, U.S.A, 2003.
- SILIN, D. e PATZEK, T. Pore space morphology analysis using maximal inscribed spheres. **Physica A**. V. 371, p. 336-360, 2006.
- SILVA, A. F. B. **Caracterização do espaço poroso em rochas por esferas máximas exatas**. Dissertação (Mestre em Ciência da Computação), Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 2012.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro, Interciência: PETROBRÁS, 2001.
- TIAB, D. e DONALDSON, E. C. **Petrophysics**. Gulf Professional Publishing, 2 ed., 2004.
- TORELLI, J. C. e BRUNO, O. M. Uma ferramenta para a realização de medidas de desempenho em programas paralelos. **Scientia**. V. 15, n. 1, p. 1-9, 2004.
- TORELLI, J. C. **Implementação paralela da transformada de distância euclidiana exata**. Dissertação (Mestre em Ciências de Computação e Matemática Computacional). Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, 2005.
- VALVATNE, P. H. e BLUNT, M. J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. **Water Resources Research**. V. 40, 2004.
- VALVATNE, P. H. **Predictive pore-scale modeling of multiphase flow**. Dissertation (Doctor of Philosophy), Imperial College London, Londres, 2004.
- VAN DIJKE, M. I. J.; JIANG, Z.; WU, K.; WANG, C.; AL-ABR, M.; SORBIE, K. S. E COUPLES, G. D. Prediction of multi-phase flow properties of heterogeneous rocks based on stochastic pore-network generation. In: **IFP Energies nouvelles**, France, 2011.

VINEGAR, H. J. e WELLINGTON, S. L. Tomographic imaging of three-phase flow experiments. **Review of Scientific Instruments**. V. 57, n. 1, p. 96-107, 1987.

VOGEL, H. J. e ROTH K. Quantitative morphology and network representation of soil pore structure. **Advances in Water Resources**. V. 24, n. 3, 2001.

WASHBURN, E. W. The dynamics of capillary flow. **Physical Review**. V. 17, pp. 273 - 283, 1921.

WENDLAND, E. **Hidráulica de águas subterrâneas: modelo para meios não saturados**. 2002. Notas de Aula. Disponível em: http://albatroz.shs.eesc.usp.br/~ew/SHS-5854/aulas/aula_11_unsat.pdf.

WU, K., JIANG, Z.; MA, J.; COUPLES, G. D.; van DIJKE, M. I. J. e SORBIE, K.S. Multiscale pore system reconstruction and integration. Proceedings SCA Symposium, Austin, Texas, 2011.

WU, K., JIANG, Z.; MA, J.; COUPLES, G. D.; van DIJKE, M. I. J. e SORBIE, K. S. Reconstruction of multi-scale heterogeneous porous media and their flow prediction. In: **International Symposium of the Society of Core Analysis**, Calgary, Canadá, 2007.

WU, K.; RYAZANOV, A.; van DIJKE, M. I. J.; JIANG, Z.; MA, J.; COUPLES, G. D. e SORBIE, K. S. Validation of methods for multi-scale pore space reconstruction and their use in prediction of flow properties of carbonate. In: **International Symposium of the Society of Core Analysis**, Abu Dhabi, UAE, 2008.

WU, K.; van DIJKE, M. I. J.; COUPLES, G. D.; JIANG, Z.; MA, J.; SORBIE, K. S.; CRAWFORD, J.; YOUNG, I. e ZHANG, X. 3D stochastic modelling of heterogeneous porous media – applications to reservoir rocks. **Transport in Porous Media**. V. 65, 2006.

ZHAO, H. Q.; MACDONALD, I. F.; KWIECIEN, M. J. Multi-orientation scanning: a necessity in the identification of pore necks in porous media by 3D computer reconstruction. **Journal of Colloid and Interface Science**. V. 162, p. 390-401, 1994.

ANEXO 1. PARÂMETROS DE AQUISIÇÃO TOMOGRÁFICA

Os parâmetros de aquisição das imagens 3D tomográficas (μ CT e nCT) são apresentados neste Anexo. As informações das amostras areníticas estão disponíveis na Tabela A.1, e as informações das amostras carbonáticas estão disponíveis nas Tabelas A.2 e A.3, sendo, respectivamente, as informações dos Campos A e B.

As aquisições de microtomografia foram realizadas com rotação de 360°, enquanto que no equipamento de nanotomografia a amostra é rotacionada apenas 180°. Todas as aquisições realizadas nos equipamentos SkyScan utilizaram um filtro de Alumínio com 0,5 mm de espessura. Os filtros do microtomógrafo VersaXRM-500 são constituídos por composição confidencial, apenas identificando seu código sem maiores informações disponíveis.

Tabela A.1 – Parâmetros de aquisição das imagens areníticas.

Amostra	Resolução (μ m)	Tensão (kV)	Tempo de Exposição (s)	Equipamento
A1	5,4	40	6	VersaXRM-500
A2	4,9	50	1	VersaXRM-500
A3	7,8	50	2	VersaXRM-500

Tabela A.2 – Parâmetros de aquisição das imagens do Campo A.

Amostra	Escala	Resolução (μ m)	Tensão (kV)	Tempo de Exposição (s)	Equipamento
C1	Grossa	1,29	77	4,0	SkyScan 1172
C2	Fina	0,064	40	120	UltraXRM-L200
	Grossa	0,50	71	6,2	SkyScan 1172
C3	Fina	1,40	77	4,0	SkyScan 1172
	Grossa	20,00	130	1,2	SkyScan 1173
C4	Grossa	1,50	77	4,0	SkyScan 1172

Tabela A.3 – Parâmetros de aquisição das imagens do Campo B.

Amostra	Escala	Resolução (μm)	Tensão (kV)	Tempo de Exposição (s)	Equipamento
C1	Fina	1,00	74	4,3	SkyScan 1172
	Grossa	5,00	85	0,7	
C2	Fina	0,064	40	120	UltraRXM-L200
	Grossa	1,20	74	4,0	SkyScan 1172
C3	Fina	1,93	85	4,0	SkyScan 1172
	Grossa	5,10	85	0,7	
C4	Grossa	1,88*	80	2,0	VersaXRM-500

*Filtro utilizado LE#4.