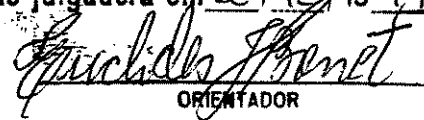


Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Patricia Martins
Silva De Gasperi e aprovada
pela comissão julgadora em 10 / 12 / 1999.


ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

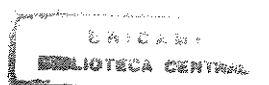
**Estimativa de Propriedades Petrofísicas
através da Reconstrução 3D do Meio Poroso a
partir da Análise de Imagens**

Autor: Patricia Martins Silva De Gasperi

Orientador: Euclides José Bonet

Co-orientador: Marco Antônio S. Moraes

58/99



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

Estimativa de Propriedades Petrofísicas através da Reconstrução 3D do Meio Poroso a partir da Análise de Imagens

Autor: Patricia Martins Silva De Gasperi

Orientador: Euclides José Bonet

Co-orientador: Marco Antônio Schreiner Moraes

Curso: Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 1999
S.P. - Brasil

UNIDADE	Be
N.º CHAMADA:	7/UNICAMP
	D363e
V.	Ex.
TOMBO BC/	40484
PROC.	278/00
C	☐
D	☒
PREÇO	\$ 11,00
DATA	14/03/00
N.º CPD	

CM-00135075-5

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

D363e

De Gasperi, Patricia Martins Silva

Estimativa de propriedades petrofísicas através da reconstrução 3D do meio poroso a partir da análise de imagens / Patricia Martins Silva De Gasperi.--Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientadores: Euclides José Bonet, Marco Antônio Schreiner Moraes.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Petrologia. 2. Processo estocástico. 3. Petróleo - Geologia. I. Bonet, Euclides José. II. Moraes, Marco Antônio Schreiner. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

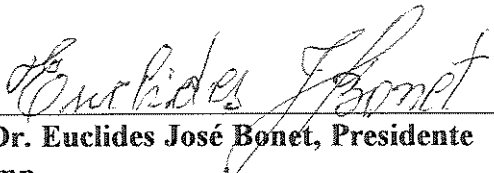
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

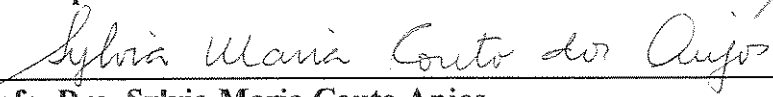
**Estimativa de Propriedades Petrofísicas
através da Reconstrução 3D do Meio Poroso a
partir da Análise de Imagens**

**Autor: Patricia Martins Silva De Gasperi
Orientador: Euclides José Bonet
Co-orientador: Marco Antônio Schreiner Moraes**

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Euclides José Bonet, Presidente
Unicamp



Profa. Dra. Sylvia Maria Couto Anjos
Petrobras/Cenpes



Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre
Unicamp

Campinas, 10 de dezembro de 1999

Aos meus filhos Gustavo e Daniel

Agradecimentos

À Petróleo Brasileiro S.A. pela oportunidade, suporte financeiro, liberação dos dados e equipamentos utilizados neste trabalho; ao colega Eugênio Dezen, pela força.

Aos meus orientadores Prof. Euclides José Bonet e Dr. Marco Antônio Schreiner Moraes por todas as pedras que ajudaram a retirar do meu caminho ...

Ao Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre pela incansável atenção, inúmeras sugestões e suporte na área de geoestatística.

Ao geólogo Carlos Rogério Rodrigues por sua valiosa colaboração na Análise de Imagens.

À todo pessoal do Centro Nacional de Processamento de Alto Desempenho em São Paulo – CENAPAD-SP, em especial aos analistas Décio Miname e Ana Maria Pereira.

Ao CENPES/ DIGER, aos geólogos Marcelo de Almeida, Carlos Manuel Silva, Rosely Marçal, Marcelo Monteiro e a engenheira Vera Elias.

Aos colegas Alexandre Siqueira e Luiz Henrique Zapparolli .

Ao pessoal do DEP: Prof. Dr. Denis Schiozer, Fátima Lima, Délcio Silva, Alice Obata, Giselle Palermo, aos demais professores; ao pessoal do CEPETRO.

Aos demais colegas da turma de mestrandos/98, que com sua alegria tornaram esta caminhada menos árdua.

Ao esposo e colega André, dividimos mais esta ...

À Celina que segurou a onda lá em casa ...

À todos que contribuíram direta ou indiretamente neste trabalho.

*As realizações dos homens tornam-se mais notáveis quando se leva
em conta as limitações sob as quais trabalham.
(Thornton Wilder)*

Resumo

GASPERI, Patricia Martins Silva De Estimativa de Propriedades Petrofísicas através da Reconstrução 3D do Meio Poroso a partir da Análise de Imagens. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 148 p. Dissertação (Mestrado)

Este trabalho tem como objetivos o estudo e a aplicação do processo de estimativa de propriedades petrofísicas a partir de informações obtidas em imagens petrográficas bidimensionais. O método assume a hipótese da homogeneidade estatística, e utiliza a simulação estocástica para a reconstrução do modelo tridimensional do meio poroso. A caracterização geométrica do meio simulado permite a elaboração de um modelo de rede para a simulação do fluxo e a estimativa da permeabilidade, fator de formação, pressão capilar por injeção de mercúrio e relação índice de resistividade *versus* saturação de água. Esta metodologia é aplicada a quatro sistemas porosos com diferentes níveis de heterogeneidade. Os resultados demonstram que estimativas confiáveis dependem da utilização de uma resolução apropriada de aquisição das imagens, que permita a identificação de poros e gargantas que efetivamente controlem as propriedades de fluxo do sistema. As curvas de pressão capilar simuladas sugerem a necessidade da composição de escalas. As propriedades elétricas são afetadas pela porosidade das amostras e sua confiabilidade é restrita a sistemas preferencialmente molháveis pela água.

Palavras Chave

- Análise de Imagens, Simulação Estocástica, Propriedades Petrofísicas

Abstract

GASPERI, Patricia Martins Silva De Prediction of Petrophysical Properties by 3D
Reconstruction of Porous Media from Image Analysis. Campinas: Faculdade de Engenharia
Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 148 p. Dissertação (Mestrado)

The aim of this work is to investigate and apply a method for predicting petrophysical properties from bidimensional petrographic image data. Based on the assumption of statistical homogeneity, the method uses stochastic simulation to reconstruct the porous media tridimensional structure. The geometrical characterization of the simulated media allows the construction of a network model to simulate fluid flow and estimate permeability, formation factor, mercury capillary pressure curves and resistivity index as function of water saturation. This method is applied to four porous systems with different heterogeneity levels. The results demonstrate that good predictions depend on the appropriate image acquisition resolution, which identifies pores and throats that effectively control the flow properties of the system. The capillary pressure curves suggest the necessity of scale composition. The electrical properties are affected by samples porosity, with reliable estimates being restricted to water-wet systems.

Key Words

-Image Analysis, Stochastic Simulation, Petrophysical Properties

Índice

Lista de Figuras.....	xi
Lista de Tabelas.....	xiv
Nomenclatura.....	xvi
1. Introdução.....	1
2. Caracterização de Sistemas Porosos.....	6
2.1 O Meio Poroso.....	6
2.2 O Estudo do Meio Poroso com a Análise de Imagens.....	10
2.3 O Conceito de Modelos de Rede e a Teoria da Percolação.....	18
2.4 Processos de Reconstrução 3D de Sistemas Porosos.....	24
2.5 Modelagem do Fluxo no Meio Poroso.....	28
3. Metodologia de Reconstrução 3D e Estimativa das Propriedades.....	32
3.1 Análise Estatística Bidimensional.....	33
3.2 Reconstrução do Modelo Tridimensional.....	42
3.3 Caracterização Geométrica do Meio Simulado.....	49
3.4 Estimativa das Propriedades Petrofísicas.....	54

4. Aquisição e Processamento das Imagens.....	66
4.1 Seleção das Amostras.....	66
4.2 Aquisição das Imagens e Binarização.....	78
4.3 Processamento das Imagens.....	86
5. Análise dos Resultados.....	110
5.1 O Efeito da Operação de Binarização.....	110
5.2 Condição de Homogeneidade e Isotropia.....	113
5.3 O Efeito da Resolução das Imagens.....	117
5.4 Confiabilidade das Estimativas.....	121
5.5 Análise de Sensibilidade do Método.....	134
6. Conclusões.....	139
Referências Bibliográficas.....	143

Lista de Figuras

2.1a	Classificação dos tipos de porosidade para rochas carbonáticas	7
2.1b	Classificação dos tipos de porosidade secundária para rochas terrígenas	7
2.2	Imagem em tons de cinza e imagem binária	12
2.3	Histograma da função de níveis de cinza	13
2.4	Ilustração das operações de morfologia matemática: erosão e dilatação	15
2.5	Espectro de distribuição dos componentes da porosidade	17
2.6	Modelos de rede bidimensionais	21
2.7	Representação do modelo de rede definido por <i>Ioannidis e Chatzis</i>	21
2.8	Exemplo de percolação nas ligações	22
2.9	Exemplo de <i>clusters</i> de percolação em sítios	23
3.1	Interface gráfica do <i>software VCLab</i>	34
3.2	Função de autocorrelação média do espaço poroso	35
3.3	Imagens binárias e suas respectivas funções de autocorrelação	38
3.4	Variabilidade entre as propriedades estatísticas das imagens	41
3.5	Influência das operações de filtragem e suavização	48
3.6	Visualização 3D de modelos reconstruídos	49
3.7	Orientações da exploração virtual da estrutura porosa	50
3.8	Informações obtidas no processo de caracterização geométrica	53
3.9	Distribuições dos raios característicos de poros e gargantas	54
3.10	Processo de percolação em sítios em rede quadrada	57
3.11	Curvas de Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio	63
3.12	Relação IR x SW	64
4.1	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para as amostras do SP1	68

4.2	Imagem representativa das amostras do SP1	69
4.3	Imagem representativa da fácies de alta energia do SP2	70
4.4	Imagem representativa da fácies de moderada energia do SP2	70
4.5	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para as amostras do SP2	72
4.6	Imagem representativa das amostras do SP3	73
4.7	Gráfico de PC_{Hg} para as amostras do SP3	74
4.8	Imagem representativa das amostras do SP4	75
4.9	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para as amostras do SP4	77
4.10	Visualização das imagens coloridas	79
4.11	Visualização do processo de binarização	80
4.12	Imagens coloridas e binárias do SP1	81
4.13	Imagens coloridas e binárias do SP2 – fácies de alta energia	82
4.14	Imagens coloridas e binárias do SP2 – fácies de moderada energia	83
4.15	Imagens coloridas e binárias do SP3	84
4.16	Imagens coloridas e binárias do SP4	85
4.17	Funções de autocorrelação média para as amostras do SP1	88
4.18	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para as amostras SP1A1 e SP1A2	91
4.19	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para as amostras SP1A3 e SP1A4	92
4.20	Funções de autocorrelação média para as amostras do SP2	95
4.21	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para a amostra SP2C1	97
4.22	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para as amostras SP2C2 e SP2C3	98
4.23	Funções de autocorrelação média para as amostras do SP3	100
4.24	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para a amostra SP3C5	102
4.25	Funções de autocorrelação média para as amostras do SP4	104
4.26	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para as amostras SP4CG1 e SP4CG2	107
4.27	Gráficos de PC_{Hg} e IR x SW para as amostras SP4CG3 e SP4CG4	108
5.1	Imagens binárias resultantes de operações diferentes de binarização	112
5.2	Curvas de proporção para imagem do SP1 em aumento de 25x	113
5.3	Curvas de proporção para imagem do SP1 em aumento de 50x	114

5.4	Curvas de proporção para imagem do SP1 em aumento de 100x	114
5.5	Curvas de proporção para imagem do SP2 em aumento de 25x	115
5.6	Curvas de proporção para imagem do SP2 em aumento de 50x	115
5.7	Curvas de proporção para imagem do SP2 em aumento de 100x	116
5.8	Distribuição de tamanhos de poros para a amostra SP2C1	119
5.9	Distribuição de tamanhos de gargantas para a amostra SP2C1	119
5.10	Distribuição de tamanhos de poros para a amostra SP4CG1	120
5.11	Distribuição de tamanhos de gargantas para a amostra SP4CG1	120
5.12	Relação Textura e Espaço Poroso	123
5.13	Comparação entre as curvas de PC_{Hg} experimentais e simuladas	131
5.14	Comparação entre as relações IR x SW experimentais e simuladas	133
5.15	Funções de autocorrelação para os subconjuntos da amostra SP1A1	135
5.16	Funções de autocorrelação dos modelos 3D	136
5.17	Funções de autocorrelação para os grupos das amostras SP2C1 e SP4CG1	137

Lista de Tabelas

4.1	Dados experimentais das amostras do SP1	67
4.2	Dados experimentais das amostras do SP2	71
4.3	Dados experimentais das amostras do SP3	74
4.4	Dados experimentais das amostras do SP4	76
4.5	Resolução das imagens nos diferentes aumentos	78
4.6	Parâmetros médios da análise estatística bidimensional do SP1	86
4.7	Parâmetros médios da caracterização geométrica do SP1	89
4.8	Propriedades estimadas com fluxo monofásico para as amostras do SP1	90
4.9	Parâmetros médios da análise estatística bidimensional do SP2	94
4.10	Parâmetros médios da caracterização geométrica do SP2	96
4.11	Propriedades estimadas com fluxo monofásico para as amostras do SP2	96
4.12	Parâmetros médios da análise estatística bidimensional do SP3	100
4.13	Parâmetros médios da caracterização geométrica do SP3	101
4.14	Propriedades estimadas com fluxo monofásico para as amostras do SP3	102
4.15	Parâmetros médios da análise estatística bidimensional do SP4	103
4.16	Parâmetros médios da caracterização geométrica do SP4	105
4.17	Propriedades estimadas com fluxo monofásico para as amostras do SP4	106
5.1	Efeito da operação de binarização na porosidade média das imagens	112
5.2	Escala de tamanho de poros	118
5.3	Permeabilidade Estimada x Experimental	122
5.4	Características texturais das amostras do SP1 e SP4	125
5.5	Características texturais das amostras do SP2 e SP3	126
5.6	Confiabilidade nas estimativas do fator de formação	128

5.7	Saturação de água utilizando m experimentais e simulados	129
5.8	Características dos subconjuntos das imagens da amostra SP1A1	135
5.9	Características geométricas dos modelos 3D dos grupos A,B,C e D	136
5.10	Características dos subconjuntos das imagens da amostra SP2C1	137
5.11	Características dos subconjuntos das imagens da amostra SP4CG1	138

Nomenclatura

Letras Latinas

a	coeficiente de tortuosidade	
a_t	maior dimensão da seção retangular das gargantas	μm
A	área transversal da rede	
A_s	superfície dos poros	
A_t	área das gargantas	μm^2
b_t	menor dimensão da seção retangular das gargantas	μm
b_p	dimensão característica dos poros	μm
c_t	comprimento das gargantas ou ligações	μm
$c(y)$	parâmetro da equação 13a	
C_m	coeficientes da série definida na equação 12	
C_o	condutividade da rocha 100% saturada de água	
C_t	condutividade da rocha	
C_w	condutividade da água	
D	difusividade efetiva	
D_b	diâmetro das ligações	
D_{bk}	diâmetro das ligações invadidas no passo k	
D_s	diâmetro dos sítios ou nós	
D_{sk}	diâmetro dos sítios invadidas no passo k	
exp	função exponencial	
f_x, f_y	vetor frequência	
$f_b(D_b)$	frequência das ligações de diâmetro D	
$f_s(D_s)$	frequência dos nós ou sítios de diâmetro D	
F	fator de formação	
g_{ep}	condutância elétrica dos poros	
g_{et}	condutância elétrica das gargantas	
g_{hp}	condutância hidráulica dos poros	
g_{ht}	condutância hidráulica das gargantas	
g_{ij}	condutância dos elementos da rede	
g_{pi}	condutância dos poros com índice i	
g_{pj}	condutância dos poros com índice j	
g_{tij}	condutância da garganta que conecta os poros i e j	
G	condutividade efetiva	
$G(y)$	função distribuição de probabilidade do campo Y	

$H_m(y)$	polinômios de Hermite de grau m	
I	intensidade da corrente elétrica	
I_s	domínio de correlação	μm
IR	índice de resistividade	
K	permeabilidade	mD
L	distância entre o centro de dois nós da rede	μm
L'	comprimento da rede	
m	expoente de cimentação ou de porosidade	
$Mx, My,$ Mz	dimensões da rede	
n	expoente de saturação	
n'	parâmetro que ajusta a forma da função de autocorrelação	
$n_s(p)$	número de clusters de tamanho s	
N_{bj}	número de ligações com índice j	
N_{sj}	número de nós ou sítios com índice j	
p	probabilidade	
p_b	fração de ligações ativas na rede	
p_{bk}	fração de ligações invadidas no passo k	
p_{cb}	limite de percolação nas ligações	
p_{cs}	limite de percolação nos sítios	
p_s	fração de sítios ou nós ativos na rede	
p_{sk}	fração de sítios invadidas no passo k	
P_1 e P_0	pressão	
P_c	pressão capilar	KPa
$P(p)$	probabilidade de percolação	
Φ	porosidade	%
Q	razão volumétrica de fluxo	
r	ponto no espaço	
R^2	coeficiente de ajuste	
R_e	resolução das imagens	$\mu\text{m}/\text{pixels}$
R_o	resistividade da rocha 100% saturada de água	ohm.m
R_p	raio característico dos poros	μm
R_t	raio característico das gargantas	μm
R_w	resistividade da água	ohm.m.
$R_Y(u)$	função de autocorrelação do domínio Y	
$R_Z(u)$	função de autocorrelação do domínio Z	
s	área superficial específica	μm^{-1}
S_{bk}	saturação das ligações no passo k	
S_{nwk}	saturação da fase não molhante no passo k	
S_{sk}	saturação dos sítios no passo k	
$S(u)$	função de correlação de dois pontos	
t	variável aleatória	
u	espaçamento entre os pontos	pixels
V_1 e V_0	voltagem	

V ou V_p	volume dos poros	μm^3
V_B	volume total	
V_s	volume de sólidos	
$x(i,j,k)$	ponto x com coordenadas espaciais i, j, k	
$X^A(p)$	fração acessível de ligações ou sítios	
$X^B(p)$	fração efetiva de ligações	
X_b	fração do volume total da rede que corresponde às ligações	
$X(x)$	população tridimensional Gaussiana não correlacionada	
$y(i,j,k)$	ponto y com coordenadas espaciais i, j, k	
Y_{bk}	proporção acumulada de ligações invadidas	
Y_{sk}	proporção acumulada de sítios (nós) invadidos	
$Y(x)$	população tridimensional Gaussiana correlacionada	
$z(i,j,k)$	ponto z com coordenadas espaciais i, j, k	
Z	número de coordenação	
Z_2	número de coordenação para poros com $Z > 1$	
Z_3	número de coordenação para poros com $Z > 2$	
Z_{mod}	número de coordenação do modelo 3D	
$Z(r)$	função fase	

Letras Gregas

$\Gamma_y(f_x, f_y)$	espectro bidimensional da função $R_y(u)$	
$\Gamma_{yE}(f_x, f_y)$	espectro bidimensional do modelo exponencial da função $R_y(u)$	
$\Gamma_{yG}(f_x, f_y)$	espectro bidimensional do modelo Gaussiano da função $R_y(u)$	
ε	ponderador da Equação 15	
θ	ângulo de contato	
λ	comprimento de correlação	μm
λ^*	comprimento de correlação	<i>pixels</i>
λ_E	comprimento de correlação do modelo exponencial	
λ_G	comprimento de correlação do modelo Gaussiano	
μ	viscosidade do fluido	
μ_{bjk}	número de ligações com índice j invadidas no passo k	
μ_{sjk}	número de sítios com índice j invadidas no passo k	
ξ	razão de aspecto das gargantas	
ξ'	razão de aspecto dos poros	
ρ_B	densidade da amostra	
ρ_s	densidade dos sólidos	
σ	tensão interfacial	dina/cm
ϕ	porosidade	

Subscritos

b	relativo às ligações
E	exponencial
G	Gaussiano
i, j	índices dos sítios e ligações
k	etapa do processo de percolação
p	relativo aos poros
s	relativo aos sítios ou nós
t	relativo às gargantas

Abreviaturas

A. I.	Análise de Imagens
DFT	Transformada Discreta de Fourier
FAC	Função de autocorrelação
LF	Filtro linear
PT	Tipos de poros

Siglas

DEP	Departamento de Engenharia de Petróleo
CEPETRO	Centro de Estudos do Petróleo
LGA	<i>Lattice Gas Automata</i>
MEV	Microscópio Eletrônico de Varredura
RGB	<i>Red, Green and Blue</i>
SME	Sistema Multiescala
VCLab	<i>Virtual Core Lab</i>

Capítulo 1

Introdução

A distribuição e o fluxo de fluidos no meio poroso das rochas sedimentares são, entre outros fatores, controlados pela geometria destes sistemas. A complexidade envolvida pode ser atribuída aos diferentes processos deposicionais que formaram a rocha, bem como aos efeitos da compactação e da história diagenética ao qual esta possa ter sido submetida. Uma boa aproximação para a modelagem geométrica do meio poroso pode ser obtida com a representação desta estrutura através de uma rede tridimensional interconectada. Nesta rede, os poros representam os nós, ou seja, os espaços vazios com capacidade de armazenamento de fluidos. As gargantas correspondem às ligações, que conectam um poro ao outro, e controlam as propriedades de transmissibilidade.

A caracterização e o entendimento das propriedades do meio poroso constituem informações imprescindíveis para a compreensão do comportamento de produção dos reservatórios, bem como para a definição do uso de métodos avançados de recuperação. Propriedades macroscópicas como a porosidade e a permeabilidade são controladas diretamente pela configuração ou geometria microscópica deste sistema. A geometria do meio poroso pode ser descrita em função de suas características morfológicas e topológicas. A morfologia está relacionada às distribuições de tamanho de poros e gargantas, enquanto a topologia refere-se a conectividade do sistema (*Fernandes, 1994*).

Os métodos convencionalmente aplicados para o estudo e a compreensão do meio poroso são a petrografia e as análises petrofísicas. A petrografia consiste na observação, com auxílio de

microscópio eletrônico ou óptico, de seções de rocha polidas e montadas sobre lâmina delgada. A análise petrográfica permite a classificação composicional da rocha, a partir do reconhecimento de sua mineralogia; a identificação de cimento, matriz e argilominerais presentes no espaço poroso; a determinação da granulometria e grau de seleção; a observação dos tipos de poros presentes, bem como uma estimativa da porosidade (óptica). As análises petrofísicas, que normalmente envolvem a injeção de fluidos em uma amostra de rocha (plugue), fornecem medidas de porosidade, permeabilidade absoluta e relativa, tortuosidade (fator de formação), propriedades capilares e de molhabilidade, e ainda a distribuição dos tamanhos de gargantas de poros através da injeção de fluidos não molhantes (mercúrio). No entanto, estes métodos não permitem a completa definição da conectividade do meio poroso, pois mesmo na injeção de mercúrio não é possível observar de que forma o fluido invade o sistema.

A Análise de Imagem (A.I.) surge como uma nova ferramenta para o estudo de meios porosos, que permite a caracterização da geometria do sistema, a partir de imagens obtidas em microscópio óptico ou eletrônico. Entende-se por Análise de Imagem a técnica de se obter informações quantitativas (área, perímetro, distribuições de tamanho e forma) e reconhecimento de padrões, através de medidas realizadas sobre uma imagem. No estudo de rochas reservatório, a combinação destas informações com dados experimentais, através de correlações e/ou regressões multivariadas, permitem a estimativa de diversas propriedades petrofísicas (*Ruzyla, 1984; Ehrlich et al, 1991a; Ehrlich et al, 1991b; McCreesh et al, 1991*).

A crescente utilização desta técnica nos mais diversos campos da ciência deve-se essencialmente ao avanço tecnológico na área de *hardwares* e *softwares*, que possibilitaram a maior capacidade e rapidez no processamento, bem como ao desenvolvimento de equipamentos mais sofisticados para aquisição de imagens (*Anjos, S.M.C et al, 1995*). No que se refere ao estudo dos meios porosos, estes aspectos são combinados aos extensos estudos para a estimativa de propriedades macroscópicas das rochas, a partir do conhecimento da estrutura microscópica e dos fenômenos físicos na escala dos poros.

A técnica de análise de imagem para o estudo dos sistemas porosos das rochas reservatório envolve diversas etapas:

- i. Confecção da lâmina delgada;
- ii. Aquisição da imagem;
- iii. Segmentação ou binarização, a partir da definição de um limite (*threshold*) que individualiza as fases poro e não-poro;
- iv. Processamento

O processamento das imagens para obtenção de informações quantitativas pode ser realizado através de diversas técnicas, entre as quais destacam-se as operações de Morfologia Matemática sobre seções seriais, a reconstituição do modelo tridimensional através da Simulação Estocástica e a aplicação de Sistemas Multiescala, entre outros.

Este estudo tem como objetivo o entendimento do processo de estimativa das propriedades petrofísicas, obtidas através da reconstrução estocástica tridimensional do meio poroso, com base nas informações obtidas em imagens bidimensionais. O método utiliza modelos de rede (*network models*) construídos com base na Teoria da Percolação. As propriedades estimadas são correlacionadas aos resultados experimentais, e são analisados também, os efeitos da resolução das imagens (obtidas em diferentes aumentos) nos processos de binarização, reconstituição tridimensional e na obtenção dos parâmetros. Para isto, foram selecionados quatro grupos de amostras de rochas siliciclásticas e carbonáticas. As rochas siliciclásticas compreendem arenitos turbidíticos, arenitos conglomeráticos e conglomerados suportados por matriz; os carbonatos são representados por *grainstones* oolíticos/oncolíticos e *packstones* peloidais. A diversidade de sistemas porosos presentes nestas litologias possibilitaram também a avaliação desta metodologia quando aplicada em sistemas com heterogeneidades variáveis.

As imagens das lâminas delgadas de rocha foram obtidas em microscópio óptico (*Zeiss Axiophot*) com câmara de vídeo (*Sony Power HAD*) acoplada, em três aumentos distintos: 25x, 50x e 100x. O número de imagens obtidos de cada lâmina foi definido em função da área da seção de rocha e do aumento utilizado. Para a captura das imagens utilizou-se o *software Apple*

*Video Player*TM, obtendo-se imagens coloridas (24-bits) com dimensões de 640 x 480 *pixels* (*picture elements*). Estas imagens são compostas de três planos de *pixels*, onde a cada um deles corresponde uma intensidade de vermelho, verde e azul, respectivamente. A individualização das fases poro e não-poro (binarização) foi obtida com o *software Ultimage/Pro*TM, sendo esta operação realizada manualmente através da definição de limites para cada componente de cor.

O processamento para estimativa das propriedades foi efetuado com o sistema *Virtual Core Lab – VCLab*, desenvolvido pela Universidade de Waterloo (Canadá). Este sistema é resultado de um projeto de pesquisa envolvendo diversas empresas interessadas na melhor caracterização dos meios porosos. O processo envolve basicamente quatro etapas:

- I. Análise estatística bidimensional da imagem, admitindo a hipótese da homogeneidade estatística (estacionaridade);
- II. Reconstrução do modelo tridimensional através da simulação estocástica, gerando seções seriais sintéticas;
- III. Caracterização geométrica (morfológica e topológica) do meio simulado, através da exploração virtual multi-orientada (*multi-orientational scanning*) do modelo tridimensional;
- IV. Estimativa das propriedades petrofísicas através da simulação do fluxo monofásico e bifásico num modelo de rede cúbico, que apresenta as características geométricas definidas na etapa anterior.

Neste trabalho, é inicialmente realizada uma breve revisão bibliográfica com referência ao estudo de meios porosos através da Análise de Imagem, e a utilização de modelos de rede (*network models*) para representar a estrutura microscópica destes sistemas. A determinação das características geométricas (morfológicas e topológicas), necessárias para a configuração do modelo de rede, requer, entretanto, o estudo do espaço poroso em três dimensões. Os principais métodos para a reconstrução tridimensional, a partir de parâmetros medidos em seções bidimensionais são também discutidos no Capítulo 2. Além disto, são apresentados os modelos correntemente utilizados para a estimativa das propriedades de fluxo no meio poroso. A metodologia utilizada no processamento com o sistema *VCLab* é abordada no Capítulo 3, e são

analisados os aspectos teóricos envolvidos em cada etapa do processo. A descrição dos sistemas porosos em estudo (arenitos, conglomerados, *grainstones* e *packstones*), a aquisição e binarização das imagens, e os resultados obtidos são apresentados no Capítulo 4. A análise dos fatores que mostraram influência significativa nos resultados finais, bem como a comparação com os dados experimentais, a análise do efeito das diferentes resoluções utilizadas na aquisição das imagens e das heterogeneidades presentes nos sistemas constituem o Capítulo 5. O trabalho é finalizado com a avaliação geral da metodologia, as conclusões obtidas com base nos experimentos executados, e as recomendações sugeridas (Capítulo 6).

Capítulo 2

Caracterização de Sistemas Porosos

2.1 - O Meio Poroso

As rochas siliciclásticas e carbonáticas são depositadas inicialmente como sedimentos porosos. Sua história posterior pode envolver a modificação, geração ou redução da porosidade primária em função de processos diagenéticos e dos efeitos de compactação.

O sistema poroso pode ser entendido como uma rede tridimensional interconectada, constituída de poros e gargantas de poros. Os poros, que representam os nós desta rede, correspondem aos espaços vazios maiores responsáveis pela capacidade de armazenamento de fluidos. As gargantas representam as restrições de área transversal mínima de um conduto que conecta um poro a outro, e controlam as propriedades de transmissibilidade do meio, seja de fluidos ou de corrente elétrica.

A porosidade pode ser definida como a fração do volume total que é ocupada pelos poros. Os critérios para sua classificação podem envolver diversos aspectos, e normalmente consideram os tipos de poros presentes no meio poroso. Estes podem ser os mais variados, tanto em relação a geometria: forma e tamanho, como ao grau de conexão, processos e idade de formação. Inúmeras classificações considerando propriedades diferentes aparecem na bibliografia. As mais utilizadas para classificação qualitativa da porosidade são apresentadas por *Choquette e Pray, 1970* (Figura 2.1a) e *Schmidt, McDonald & Platt, 1977, apud Scholle, 1979* (Figura 2.1b). Estes autores consideram essencialmente o tipo de poro, a forma e a idade de geração (primária ou secundária).

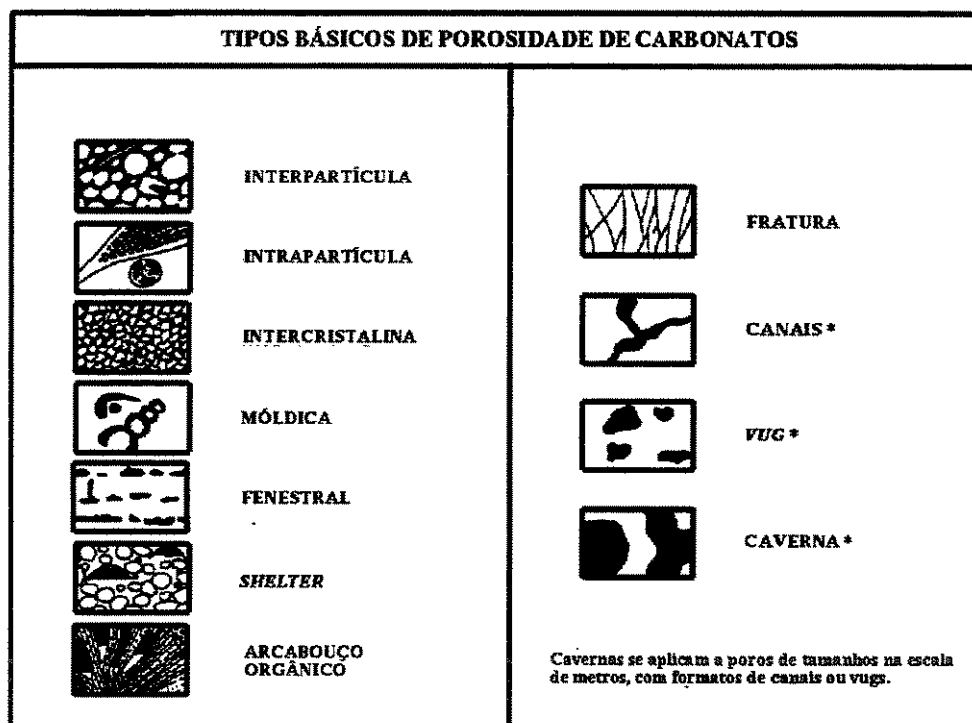


Figura 2.1a - Classificação dos tipos de porosidade para rochas carbonáticas (Choquette & Pray, 1970, *apud* Monteiro, 1995).



Figura 2.1b - Classificação dos tipos de porosidade secundária para rochas terrígenas. (Schmidt, McDonald & Platt, 1977, *apud* Monteiro, 1995).

A porosidade pode ocorrer na forma interconectada, quando os poros constituem uma fase contínua no meio poroso; estagnada, quando apresentam apenas uma ligação de conexão; ou ainda isolada ou não-conectada, quando não possuem ligação com os poros vizinhos.

Os métodos experimentais para medidas de porosidades podem ser classificados em seis tipos principais segundo *Collins* (1961) e *Scheidegger* (1974), *apud Dullien*, 1979:

- ◆ *Método direto* : mede o volume total da amostra e o volume de sólidos. O volume poroso é obtido pela diferença entre estas medidas.
- ◆ *Método óptico* : a porosidade da lâmina (uma seção aleatória) é considerada representativa da amostra. As lâminas são confeccionadas a partir de uma seção polida de amostra, limpa e impregnada com resina, permitindo que o espaço poroso seja mais visível. Normalmente a porosidade óptica representa a porosidade efetiva, pois apenas os poros interconectados podem ser impregnados com a resina. A técnica mais comum de quantificação é a contagem de pontos.
- ◆ *Método de Embebição*: a amostra é imersa num fluido molhante sob vácuo por longo tempo. O fluido invade espontaneamente a amostra preenchendo todo espaço poroso. A amostra é pesada antes e depois da embebição, e como a densidade do fluido é conhecida, pode-se calcular o volume poroso.
- ◆ *Método de Injeção de Mercúrio*: o volume total da amostra é determinado por imersão desta no mercúrio (que não deverá invadir o espaço poroso espontaneamente), e é medido o volume deslocado. A seguir é aplicada pressão para que o mercúrio invada o espaço poroso. A porosidade é obtida a partir da determinação do volume de mercúrio que invadiu a amostra. Este método fornece também informações quanto ao tamanho das gargantas.
- ◆ *Método da Expansão de Gás*: a amostra, de volume conhecido, é colocada numa câmara de gás com volume e pressões também conhecidos. A câmara é conectada a outra câmara, e

quando a válvula entre elas é aberta o gás se expande para a câmara evacuada e a pressão do gás cai. O volume poroso é calculado utilizando a lei dos gases ideais.

- ♦ Método da densidade dos grãos: a amostra é pesada e seu volume total é determinado geometricamente. A densidade da amostra (ρ_B) é calculada pela razão entre a massa e o volume total (V_B). O volume de sólidos é obtido com base na densidade dos grãos, que é conhecida em função da composição mineralógica da amostra. Assim, a porosidade é calculada pela diferença entre a unidade e a razão entre o volume de sólidos e o volume total ($\phi = 1 - (V_S/V_B)$ ou $\phi = 1 - (\rho_B/\rho_S)$). Este método fornece a porosidade total.

Além da porosidade, são também importantes os seguintes parâmetros estruturais macroscópicos do meio poroso:

- a permeabilidade, definida como a capacidade do meio em escoar um fluido;
- a área superficial específica, que representa a área superficial intersticial dos poros por unidade volume;
- a pressão capilar de *breakthrough*, que corresponde a pressão em que a fase não-molhante começa a formar uma fase continua no processo de invasão do espaço poroso;
- o fator resistividade da formação, ou apenas fator de formação, que corresponde a razão entre a resistividade da rocha saturada com água e a resistividade da água.

Devido a grande irregularidade na geometria dos poros, a definição e obtenção dos parâmetros microscópicos é mais complexa. Medidas de diâmetro de poro ou tamanho de poro são simplificações ou aproximações em função da extensa irregularidade das formas. Neste caso, dois aspectos precisam ser analisados: a morfologia, que está associada à distribuição dos tamanhos de poros; e a topologia, que representa a conectividade do sistema.

A definição de tamanho de poro pode ser bastante complexa e envolve diferentes abordagens. Muitas definições teóricas propostas não são operacionais. Na realidade, não há uma definição única, e o que normalmente se encontra são determinações de tamanhos relacionados a

um modelo de poros previamente estabelecido, e cujas medidas satisfazem um dado experimento (Dullien, 1979).

Os meios porosos são representados por uma distribuição de tamanhos de poros. No entanto, estes geralmente são caracterizados pelo diâmetro hidráulico, ao invés, do valor médio da curva de distribuição. O diâmetro hidráulico médio é definido como sendo a razão entre o volume e a superfície dos poros.

A topologia de um modelo de rede é caracterizada por três parâmetros principais: o número de dimensões da rede, o número de coordenação e a topologia microscópica. A estrutura porosa é normalmente tridimensional, mas tanto o número de coordenação quanto a topologia microscópica variam com o tipo de meio poroso. Um importante parâmetro topológico é a conectividade, que mede o número de “caminhos fechados” não redundantes, no qual uma estrutura (poro) pode ser acessada. No meio poroso, a determinação do número de coordenação e da conectividade dependem se o meio é ou não regular. O teorema básico da topologia define que a conectividade pode ser também expressa pelo parâmetro “*genus*”, que representa o número máximo de cortes que podem ser feitos na estrutura porosa, ou seja nas ligações, sem que a rede seja desconectada em duas outras. Considerando uma distribuição aleatória de tamanhos de poros na forma de uma corrente aberta, por exemplo, a conectividade ou o parâmetro *genus* seriam iguais a zero, enquanto o número de coordenação seria igual a dois.

2.2 - O Estudo do Meio Poroso com a Análise de Imagens

A Análise de Imagens (A.I.) de sistemas porosos consiste numa metodologia de determinação de propriedades do meio poroso a partir de imagens obtidas de lâminas delgadas de rocha. Atualmente, estão disponíveis no mercado *softwares* que fazem o processamento a 2D, e alguns mais sofisticados, que procuram reconstituir o modelo 3D de onde a imagem, uma seção 2D, foi obtida.

A técnica envolve diversas etapas. A preparação das amostras é uma das mais

importantes, pois pode afetar todo o processamento e os resultados. As seções de rochas, para a confecção das lâminas, são cortadas da cabeça dos plugues sacados dos testemunhos. Estas seções são submetidas a um processo de limpeza com solventes orgânicos, para remoção do hidrocarboneto. As amostras limpas são impregnadas com uma resina epóxi, que além de prevenir a desagregação, facilita a visualização do espaço poroso. A lâmina pode ser então confeccionada, com a colagem da seção de rocha sobre uma lâmina de vidro, com posterior desgaste e polimento até a espessura indicada para observação ($\sim 30 \mu\text{m}$).

As imagens podem ser obtidas de microscópio óptico ou eletrônico de varredura (MEV). No caso deste último, as operações são efetuadas no modo *backscatter*, ou de retroespalhamento de elétrons, uma vez que este fornece os melhores contrastes entre as fases grão e poro. A imagem pode ser digitalizada via *scanner* ou capturada com câmara de vídeo, e a amplitude do sinal é função da intensidade de luz dos diferentes componentes. Nos microscópios tipo MEV, esta intensidade está associada ao número atômico dos materiais da amostra. Como o epóxi que preenche os poros possui um número atômico baixo, estes deverão aparecer como a fase mais escura.

As imagens são tomadas a intervalos previamente definidos, procurando sempre a melhor representação da superfície analisada. O número de imagens obtido de cada lâmina depende do tipo de rocha, e o aumento a ser utilizado depende principalmente do tamanho dos poros. Amostras com grande variação nos tamanhos de poros podem necessitar de imagens obtidas em diferentes aumentos.

As imagens obtidas em microscópio eletrônico são imagens onde a cada *pixel* (*picture element*) da malha, é atribuído um valor proporcional a intensidade do sinal de luz. Este valor corresponde a um dos 256 níveis da escala de tons de cinza, que varia de 0 a 255, ou seja, do preto ao branco, passando por 254 tonalidades de cinza (Figura 2.2). Este procedimento consiste na determinação de uma função de níveis (ou tons) de cinza. O histograma de frequência desta função, permite reconhecer para cada imagem analisada, uma distribuição bimodal, com picos característicos da fase poro e da matriz (Figura 2.3).

As imagens obtidas de microscópio óptico, são imagens coloridas (RGB), constituídas de três planos de *pixels*, correspondentes as intensidades de vermelho, verde e azul. Cada *pixel* da imagem colorida representa a combinação das intensidades dos *pixels* equivalentes para cada componente de cor. O espaço poroso, quando visualizado ao microscópio óptico, apresenta cor azul intenso, característica da resina, que facilita a identificação do mesmo, frente aos diferentes minerais que constituem a rocha.

Após a aquisição, a etapa seguinte consiste na binarização das imagens. Ou seja, é estabelecido um limite (*threshold*) na função intensidade de tons de cinza, ou um limite para cada componente de cor nas imagens coloridas, que permite a individualização das fases poro e não-poro. A definição deste parâmetro pode ser complexa pois envolve a determinação dos limites de cada fase. Assim, no final do processo de binarização obtém-se uma nova imagem, agora binária (preto ou branco), que pode ser representada como uma função indicatriz, que assume valor igual a um (1) nos *pixels* que representam os poros, e zero nos demais.

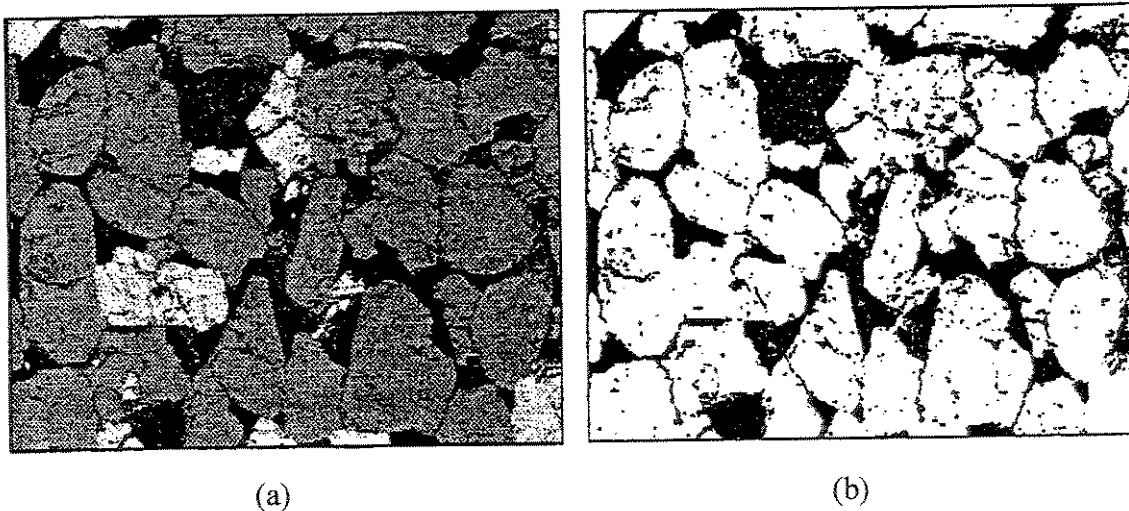


Figura 2.2– Imagem em tons de cinza obtida em microscópio eletrônico (a); imagem binária correspondente (b). (Ioannidis et al, 1996b).

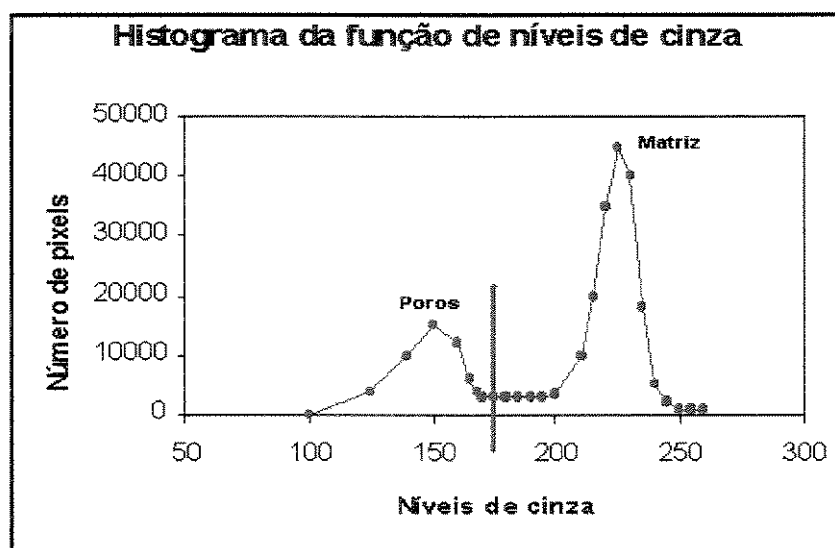


Figura 2.3 – Histograma da função de níveis de cinza para uma imagem obtida em microscópio eletrônico no modo *backscatter* (adaptado de Ruzyla, 1984).

Na bibliografia pode-se encontrar inúmeros trabalhos descrevendo métodos para obtenção das propriedades do meio poroso com a Análise de Imagens. Dentre estes, vale ressaltar o trabalho de Ruzyla (1984), onde o autor utiliza a técnica em lâminas (seções 2D) de rochas para obter medidas de porosidade, tamanho e forma dos poros, área superficial específica, resumizando as informações na forma de distribuição de poros. Para investigar a consistência das medidas obtidas na Análise de Imagem, este autor realiza o mesmo procedimento com outras seções do mesmo plug, retiradas em direções aleatórias. Em todas as seções analisadas com esta técnica os valores de porosidade são muito semelhantes entre si, e próximos aos valores medidos em laboratório.

A possibilidade de se relacionar os parâmetros medidos nas seções 2D (lâminas delgadas) com as propriedades tridimensionais do meio poroso, tem por base a estereologia, que estabelece as bases dos métodos para a caracterização tridimensional a partir das propriedades obtidas em seções bidimensionais. A ambiguidade estereológica refere-se a dificuldade do reconhecimento de determinadas características tridimensionais (como forma, tamanho) quando estas estão representadas por seções bidimensionais. A possibilidade desta relação implica na existência de uma “função de transferência” entre a estrutura porosa tridimensional, e uma seção planar obtida

desta estrutura. Ehrlich e Horkowitz (1984) utilizam operações de morfologia matemática e algoritmos de análise fatorial, de agrupamento e funções discriminantes para obter estas funções.

A morfologia matemática consiste numa técnica do processamento de imagem, que permite extrair inúmeras informações das imagens analisadas a partir de diversas operações. Entre estas, as mais utilizadas são as operações de erosão e dilatação, que podem constituir ciclos progressivos, onde é possível medir a complexidade da geometria dos poros, preservando as informações de conectividade. O processo de erosão consiste na remoção da camada mais externa de *pixels* do objeto analisado (neste caso, poros ou agrupamento de poros), observado numa imagem binarizada. Este processo simplifica progressivamente a estrutura irregular do objeto (poro) e elimina os microporos, uma vez que o número de camadas retiradas são crescentes a cada ciclo. A dilatação consiste no processo inverso, ou seja, a adição de uma camada de *pixels*. A dilatação após erosão, não necessariamente reconstitui a forma original do objeto, e sim suaviza as irregularidades até o desaparecimento completo da forma. (Figura 2.4).

Os ciclos de erosão e dilatação normalmente iniciam com a remoção/adição de uma camada de *pixels*, com número progressivo de camadas nos ciclos posteriores. Nestes processos, podem ainda serem utilizados os chamados elementos estruturantes, que representam os núcleos de transformação. Neste caso, o núcleo de transformação está relacionado ao número de camadas de *pixels* removidos ou adicionados em cada operação. Após uma operação de erosão, se houver remoção completa do objeto, este não poderá ser reconstituído. Além disto, elementos de rugosidade vão sendo progressivamente eliminados. O processo é contínuo até o desaparecimento total do objeto analisado.

A complexidade da forma dos poros pode ser então representada num espectro de distribuição, formado pelo número correspondente de *pixels* perdidos em cada ciclo de erosão/dilatação. Neste espectro podem ser reconhecidos os componentes “suaves” e “rugosos” da porosidade. Os primeiros relacionam-se a remoção completa de um poro, enquanto os componentes “rugosos”, representam a remoção de parte dos poros ou das irregularidades do mesmo. Os espectros de cada imagem analisada são somados para obtenção de um espectro representativo da amostra.

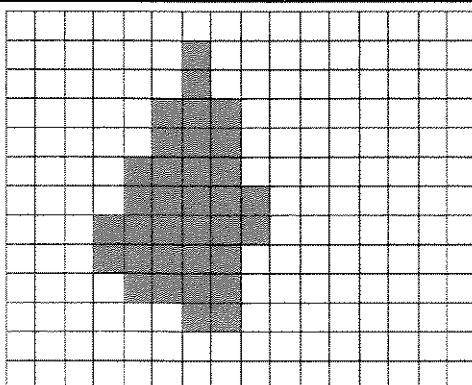
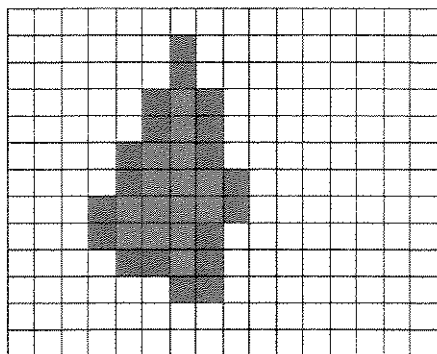
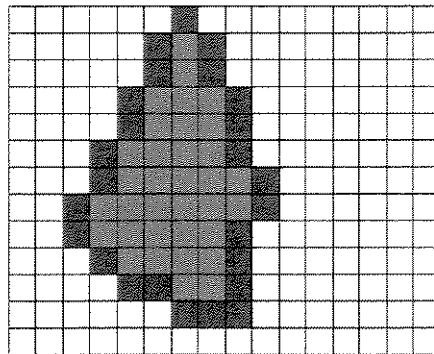


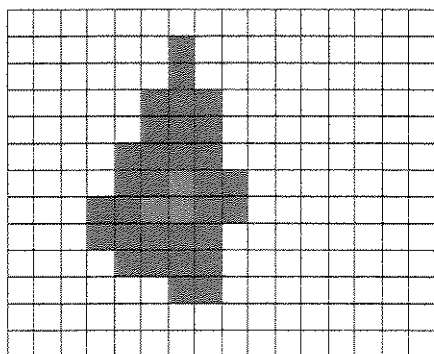
Imagem original



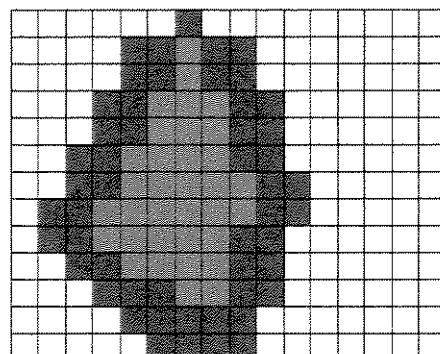
Erosão com elemento estruturante
de raio 1



Dilatação com elemento estruturante
de raio 1



Erosão com elemento estruturante
de raio 2



Dilatação com elemento estruturante
de raio 2

Figura 2.4 – Ilustração das operações de morfologia matemática: erosão, que corresponde a remoção de uma camada de *pixels* do objeto da imagem original; e dilatação, que envolve a adição de uma camada de *pixels*. O número de camadas adicionadas ou removidas são definidas pelo elemento estruturante.

A utilização de algoritmos para reconhecimento e classificação de padrões, do tipo *Extended Cabfac* (Klovan e Miesch, 1976, *apud Ehrlich et al*, 1991a) e *Extended Qmodel* (Full et al, 1981, *apud Ehrlich et al*, 1991a), permitem, a partir dos espectros obtidos na A.I., o reconhecimento dos tipos de poros presentes nas amostras analisadas, bem como a definição do percentual de ocorrência de cada tipo.

Além disto, a Análise de Imagens permite a obtenção de um número expressivo de variáveis de cada imagem analisada. Estas variáveis representam medidas do número de poros, número de gargantas, área total, perímetros, e outras relações e proporções. A análise destas variáveis mostra que estas são estatisticamente dependentes umas das outras, e por isso, representam um sistema super definido. Assim, através de transformações lineares, pode ser obtido um sistema reduzido e independente. Este novo sistema pode ser então utilizado para determinar as relações com as propriedades petrofísicas do meio, entre as quais, as propriedades de transmissibilidade como a permeabilidade podem ser obtidas.

Seguindo esta abordagem, *Ehrlich et al* (1991) apresentam um modelo para classificação da porosidade observada em lâmina. Estes autores introduzem o conceito de *porel* (*porosity element*), que representa as áreas de porosidade expostas na lâmina, e enfatizam que o tamanho e a forma de cada *porel* não podem ser relacionados, de uma forma simplificada, ao modelo de poro tridimensional de onde o mesmo é derivado. Utilizando as operações de morfologia matemática descritas acima, e a lógica dos algoritmos de reconhecimento e classificação de padrões, estes autores introduzem a classificação dos tipos de poros. A rotina por eles estabelecida fornece os tipos de poros presentes em cada amostra analisada, o tamanho, a forma e a proporção de cada tipo (Figura 2.5).

Estes autores demonstram ainda, que os tipos de poros definidos parecem apresentar uma associação particular com tamanhos de garganta, ou seja, cada tipo de poro está associado a uma limitada faixa de tamanhos de gargantas. Esta associação tipo de poro/tamanho de garganta pode ser obtida a partir das curvas de pressão capilar das amostras analisadas. A determinação é realizada para cada nível de pressão, considerando o percentual de variação da saturação e a

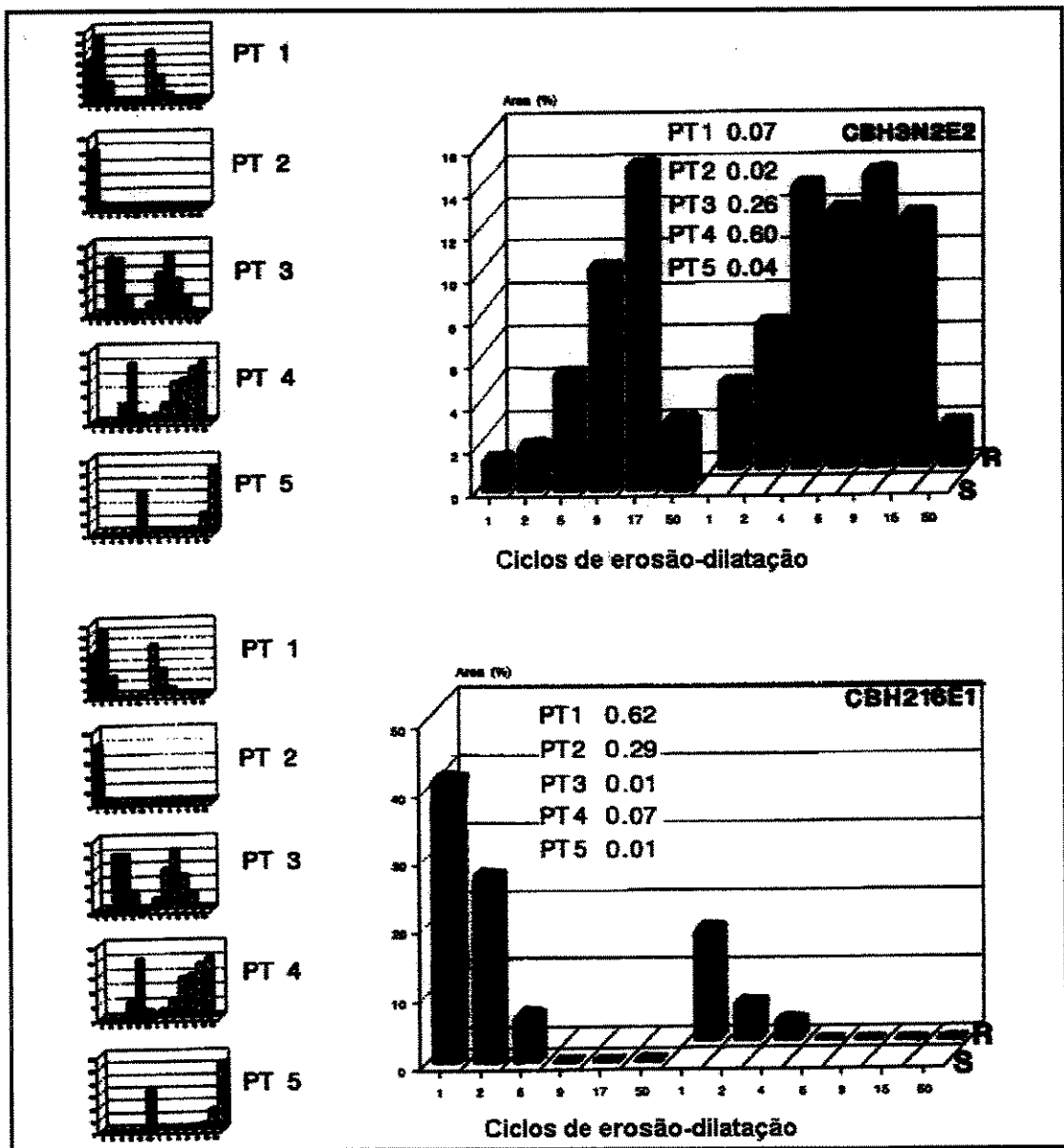


Figura 2.5 – Espectros de distribuição dos componentes da porosidade de duas amostras analisadas por Ehrlich et al, 1991a. Reconhecimento dos tipos de poros (PT) presentes em cada imagem e suas respectivas proporções (Ehrlich et al, 1991a).

proporção dos tipos de poros presentes. Este processo envolve a utilização de regressões múltiplas que permitem associar em cada intervalo de pressão, e consequentemente de tamanho de garganta, a proporção de cada tipo de poro que é invadido no intervalo. A associação (tipo de poro/tamanho de garganta) fornece uma variedade de parâmetros que podem ser utilizados na

definição de um modelo físico do meio poroso. Neste modelo, é possível definir a contribuição de cada tipo de poro nas propriedades de transmissibilidade, seja de fluidos ou de corrente elétrica. O caminho de fluxo é tratado como um tubo capilar com raio igual ao da garganta do tipo de poro, e o sistema poroso como um feixe de capilares de vários raios. É utilizada a equação de *Hagen-Poiseuille*, e são considerados o tamanho médio de cada tipo de poro, o percentual de porosidade associado a cada tipo, e seus respectivos tamanhos de garganta. Assim, o modelo permite que sejam calculadas as permeabilidades referentes a cada tipo de poro, e a permeabilidade total da amostra. Os experimentos realizados pelos autores em rochas siliciclásticas e carbonáticas mostraram bons ajustes da permeabilidade medida e estimada pelo modelo ($R^2=0.98$).

A similaridade das equações de *Darcy* e *Ohm* permite que as mesmas considerações utilizadas no cálculo da permeabilidade sejam utilizadas para a estimativa da condutividade elétrica, e por conseguinte do Fator de Formação de *Archie*, que corresponde a uma resistividade normalizada ($F = R_o/R_w$ ou $F = a/\phi^m$). O expoente m (expoente de cimentação) é uma medida da eficiência da porosidade em termos da condutividade elétrica, e por isso, também pode ser relacionado ao percentual de cada tipo de poro. Assim, sempre que um tipo de poro esteja associado ao aumento da permeabilidade, também deverá estar associado ao aumento da condutividade elétrica. Estas relações constituem a base dos modelos de interpretação de perfis, e por isso são de fundamental importância para o cálculo das saturações de fluidos nos reservatórios.

2.3 - O Conceito de Modelos de Rede e a Teoria da Percolação

Como discutido anteriormente, o meio poroso pode ser descrito como uma rede tridimensional interconectada, constituída de poros e gargantas. Esta rede normalmente apresenta geometria irregular, e os poros e gargantas, distribuídos aleatoriamente, podem apresentar diversas formas e tamanhos.

Como as propriedades macroscópicas do meio poroso estão intimamente relacionadas a estrutura microscópica, o conhecimento desta torna-se indispensável. A estrutura microscópica do sistema poroso pode ser representada por modelos de rede de poros (*network models*), que permitam a simulação do fluxo de fluidos, e o entendimento das propriedades de transmissibilidade. As características geométricas e topológicas mais importantes destes modelos, que afetam tanto a distribuição quanto o fluxo de fluidos no reservatório, são essencialmente:

- a distribuição de tamanhos de poro
- a distribuição de tamanhos de gargantas
- a razão de aspecto, definida como a razão entre duas das dimensões das seções dos poros (ou gargantas)
- o número de coordenação (Z).

Os modelos de rede de poros podem ser do tipo unidimensionais, bidimensionais ou tridimensionais. O modelo unidimensional não é propriamente uma rede, mas pode ser entendido como uma corrente de poros de diâmetros variados, distribuídos aleatoriamente. O modelo bidimensional pode ser representado como uma “trama” (*lattice*) de poros e gargantas, com uma certa simetria, onde não identificam-se poros estagnados. Nestes modelos, quando mais de uma fase fluida está presente, apenas uma delas pode ser contínua, se uma das fases preencher totalmente, em algum ponto da rede, a seção transversal da estrutura. A outra será necessariamente descontínua. O modelo tridimensional define uma estrutura, e nesta é possível a presença simultânea de duas fases contínuas. Na literatura, os primeiros estudos que utilizam modelos de rede aplicam, na maioria das vezes, a estrutura bidimensional, especialmente em função da menor complexidade matemática envolvida. Hoje em dia, em função da maior capacidade dos computadores, os modelos tridimensionais tem sido extensamente utilizados nos processos de simulação de fluxo.

Os primeiros modelos de rede de poros foram apresentados por *Fatt* (1956), que utilizou modelos bidimensionais, formados por capilares de vários diâmetros, para estudos de caracterização de pressão capilar. O modelo estabelecido por *Fatt* (1956) foi posteriormente

modificado (*Dodd e Kiel, 1959, apud Ioannidis e Chatzis, 1993*), e aplicado em arranjos esféricos (*Dodd e Lloyd, 1971/72, apud Ioannidis e Chatzis, 1993*).

Embora os modelos de rede regulares venham sendo extensamente utilizados no estudo do fluxo e transporte em sistemas desordenados como os meios porosos, modelos de rede do tipo Voronoi, onde o número de coordenação é variável ao longo dos sítios (nós) da rede, aparecem como uma configuração alternativa para a representação de sistemas com características topológicas aleatórias.

Na bibliografia mais recente, as propriedades físicas do meio poroso têm sido combinadas aos conceitos da teoria da percolação para estimativa das propriedades capilares e de transmissibilidade. Um dos primeiros trabalhos utilizando esta abordagem, é o de *Chatzis e Dullien (1977)*. Estes autores simulam curvas de intrusão de mercúrio em modelos de redes bi- e tridimensionais (Figura 2.6). Mais tarde, *Chatzis (1980)*, *apud Ioannidis e Chatzis, 1993*, apresenta o modelo de percolação de sítios correlacionados em redes aleatórias, que melhor representariam o deslocamento de fases imiscíveis em arenitos. Este modelo foi, posteriormente, extensamente utilizado para obtenção de outras propriedades petrofísicas. *Ioannidis e Chatzis (1993)* apresentam uma metodologia para estimativa simultânea da permeabilidade absoluta, fator de formação e curvas de pressão capilar em arenitos, utilizando um modelo de rede cúbico de poros e gargantas (Figura 2.7). Com base nos conceitos de percolação em sítios correlacionados, e utilizando dados de porosímetro de mercúrio e da análise de imagens, para definição das distribuições dos tamanhos de poros e gargantas, estes autores obtêm bons ajustes entre as propriedades medidas e calculadas.

Os processos de percolação foram inicialmente apresentados por *Flory (1941)* e *Stockmayer (1943)*, *apud Sahimi, 1995*, para descrever processos de polimerização de moléculas. Na literatura matemática os conceitos de percolação foram introduzidos por *Broadbent e Hammersley (1957)*, *apud Sahimi, 1995*, para caracterizar o espalhamento de um fluido hipotético através de um meio aleatório. Quando a aleatoriedade é determinada pelo fluido, ou seja, é este quem define os caminhos a serem percorridos, o processo é dito de difusão. No

entanto, se a aleatoriedade no caminho a ser percorrido é definida pelo meio, o processo é chamado de percolação.

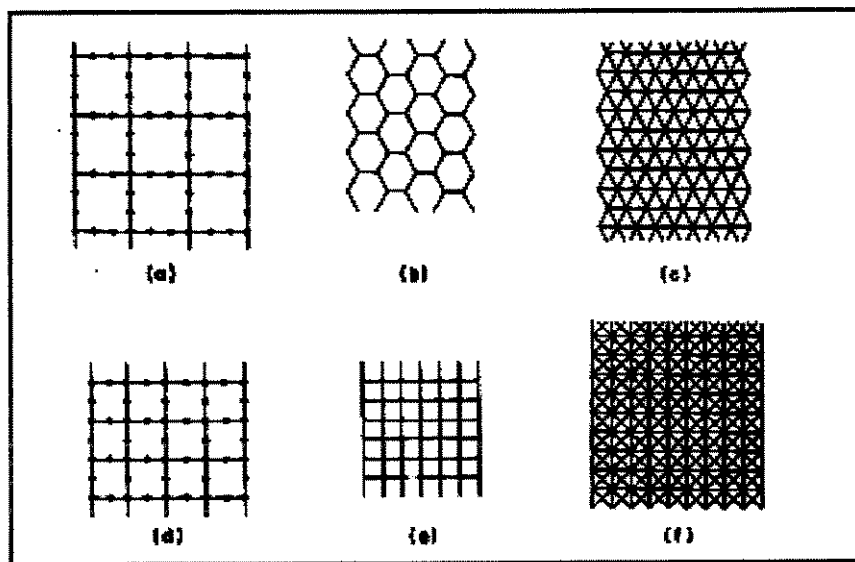


Figura 2.6 – Modelos de redes bidimensionais utilizadas por *Chatzis e Dullien (1977)*: (a)tri-tetragonal ($Z=2,66$); (b)hexagonal ($Z=3$); (c)hexa-triangular ($Z=6$); (d)di-tetragonal ($Z=3$); (e)quadrada ($Z=4$); (f)tetra-triangular ($Z=6,66$).(*Dullien, 1979*).

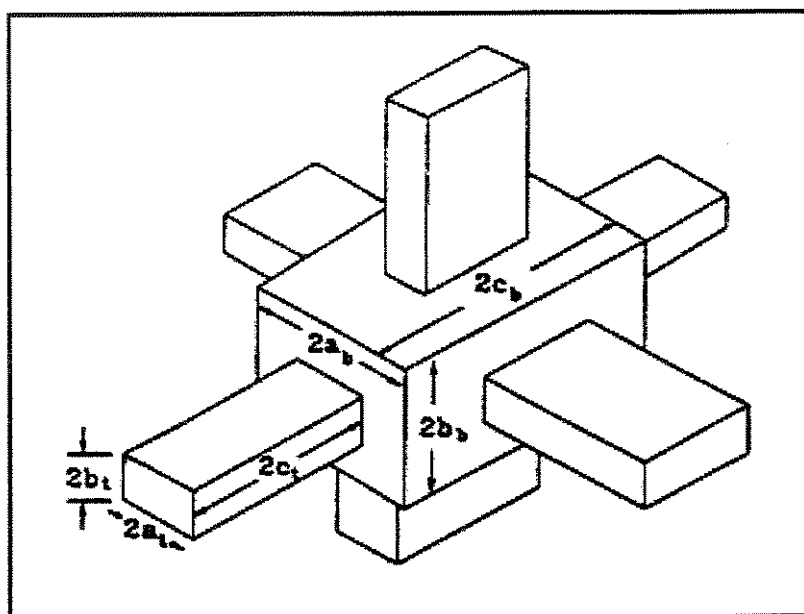


Figura 2.7 – Representação esquemática de uma unidade elementar do modelo de rede de poros definido por *Ioannidis e Chatzis, 1993*.

O processo de percolação pressupõe a existência de um meio no qual ocorrerá o fluxo, e este pode ser modelado por uma rede (*network*) ou trama (*lattice*). Nestes modelos, os sítios ou nós da rede correspondem aos poros, enquanto as ligações são representadas pelas gargantas dos poros.

Broadbent e Hammersley (op.cit) discutem duas situações : a primeira referente à percolação nas ligações (gargantas) , e outra referente a percolação nos sítios (poros). No primeiro caso, as ligações estão ocupadas ou ativas aleatoriamente, e independentemente umas das outras, com uma probabilidade p (Figura 2.8). Estas ligações podem estar desocupadas com uma probabilidade $1 - p$. As ligações ativas podem ser entendidas como representação das regiões de alta permeabilidade do espaço poroso, ou seja, por onde ocorre efetivamente o fluxo. As ligações inativas representariam as regiões de baixa permeabilidade ou impermeáveis do sistema poroso. Na natureza, entretanto, as rochas não apresentam necessariamente uma distribuição aleatória da permeabilidade, e na maioria das vezes, esta propriedade pode estar controlada por processos diagenéticos (cimentação, infiltração de argilas, etc) que podem ter ocorrência localizada no meio poroso. *Clusters* são entendidos como um conjunto de sítios ativos conectados, que são limitados por ligações inativas. Pode ainda ser definido um valor limite de percolação (*threshold*) nas ligações - p_{cb} , que representa a maior fração de ligações ocupadas, abaixo da qual não existem *clusters* de ligações ativas. Neste ponto - p_c , limite de percolação, diz-se que o sistema percolou.

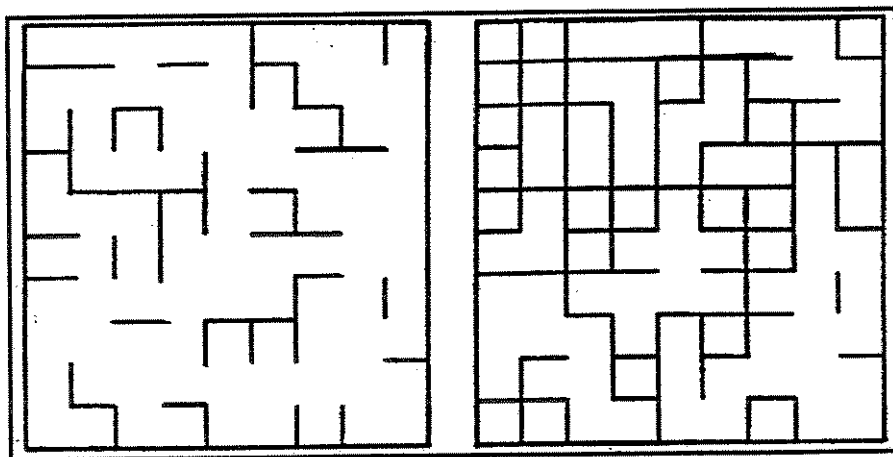


Figura 2.8 – Exemplo de percolação nas ligações em uma rede quadrada com $p = 1/3$ e $p=2/3$, respectivamente (*Sahimi, M., 1995*).

Quando a percolação é considerada a nível dos sítios da rede, a probabilidade destes estarem ocupados ou ativos também é p , e $1-p$ de estarem inativos (Figura 2.9). Dois sítios vizinhos são ditos conectados se ambos estiverem ocupados. Neste caso, também pode ser definido um limite de percolação (*threshold*) nos sítios – p_{cs} , acima do qual um *cluster* infinito de sítios ativos atravessa a rede. O limite de percolação depende do número de coordenação e das dimensões da rede.

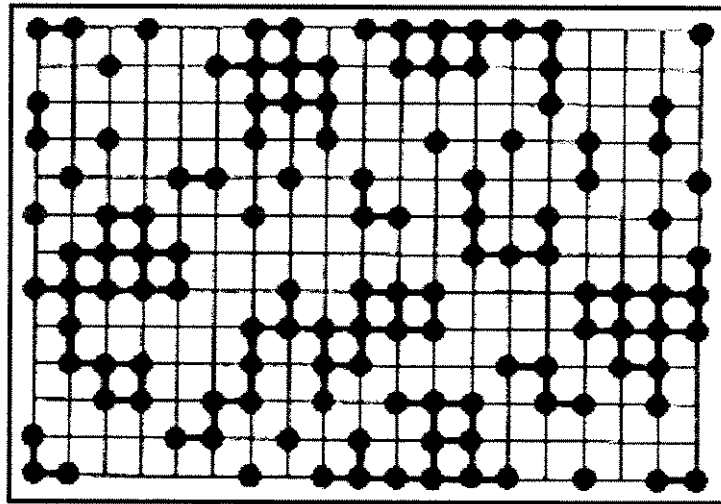


Figura 2.9 – Exemplo de *clusters* de percolação de sítios em uma rede quadrada com $p = \frac{1}{2}$ (Sahimi, M., 1995).

Além dos limites de percolação (*threshold*) das ligações - p_{cb} e dos sítios - p_{cs} , a conectividade dos *clusters* e suas propriedades de transporte também podem ser caracterizadas por outros parâmetros, entre eles:

- ♦ a probabilidade da percolação : $P(p)$, que corresponde a probabilidade de um sítio pertencer a um *cluster* infinito de ligações ativas, quando a proporção destas ligações é p .
- ♦ a fração acessível : $X^A(p)$, que corresponde a fração de ligações ou sítios ativos de um *cluster* infinito.

- ◆ a fração efetiva : $X^B(p)$, que corresponde a fração de ligações ativas num *cluster* infinito que efetivamente participam no fluxo.
- ◆ o número médio de *clusters* de tamanho s : $n_s(p)$, que está associado ao número de ilhas de fluido formadas durante o deslocamento de um fluido por outro.
- ◆ a condutividade efetiva : G , que representa a condutividade da rede, onde as ligações ativas são condutoras, e as inativas isolantes.
- ◆ a difusividade efetiva : D , que representa o processo de difusividade que ocorre nos sítios ativos; e a permeabilidade hidrodinâmica : K , que representa o fluxo nos sítios ativos.

Salomão (1998) utiliza a teoria da percolação, conjugada à processos estocásticos Gaussianos e campos aleatórios Markovianos, na caracterização de reservatórios, através da simulação do fluxo em meios espacialmente correlacionados. Este autor demonstra que a teoria da percolação é adequada à quantificação das características de conectividade interna dos meios porosos, e que a correlação espacial pode alterar significativamente as propriedades de recuperação e deslocamento de fluidos no meio poroso.

2.4 – Processos de Reconstrução 3D de Sistemas Porosos

Os modelos de redes de poros introduzidos por Fatt (1956) mostraram uma extensa aplicação na interpretação e simulação do fluxo de fluidos no meio poroso, principalmente por considerarem características microscópicas no entendimento das propriedades macroscópicas. No entanto, para a definição destes modelos de rede (*network models*) é necessário que sejam informados parâmetros da geometria porosa, de modo que, a partir da configuração de rede obtida, seja possível a estimativa de propriedades petrofísicas representativas. Estes parâmetros são essencialmente a distribuição dos tamanhos de poros e gargantas, e o grau de conectividade do sistema, representado pelo número de coordenação. A definição precisa destas informações, entretanto, requer o estudo do espaço poroso em três dimensões, o que consiste num dos mais

importantes produtos da Análise de Imagem. Ou seja, a reconstrução do meio poroso através da geração de uma estrutura tridimensional que apresenta as mesmas propriedades estatísticas do meio poroso real.

A reconstrução tridimensional de sistemas porosos corresponde à geração de estruturas artificiais que conservam as características estatísticas da imagem bidimensional original da rocha em estudo. Modelos e algoritmos para a reconstituição 3D destas estruturas tem sido extensamente estudados sob diferentes aspectos. Entre estes, pode-se citar o seccionamento serial em *pore casts*, por exemplo, que consiste em cortes sucessivos, com obtenção de uma imagem a cada corte. Técnicas alternativas, porém de custo mais elevado, para a obtenção de imagens tridimensionais são a ressonância magnética e a microtomografia de raio-X.

Métodos baseados em simulação estocástica para reconstituição 3D de meios porosos aparecem como uma técnica alternativa. A combinação destes métodos com algoritmos para caracterização de estruturas porosas, permitem a obtenção de informações geométricas e topológicas necessárias a elaboração dos modelos de rede de poros.

Os conceitos de reconstituição baseados em parâmetros estatísticos foram inicialmente apresentados por *Joshi* (1974), *apud Quiblier*, 1984, visando reconstituições bidimensionais. Mais tarde, *Quiblier* (1984) e *Adler et al* (1990) utilizam estes mesmos fundamentos para reconstituições tridimensionais. Neste último, os autores simulam um meio tridimensional para descrever o fluxo de um fluido Newtoniano e obter valores de permeabilidade em arenitos.

Assumindo a hipótese da homogeneidade estatística (estacionaridade), o meio poroso pode ser descrito em termos dos dois primeiros momentos de uma função fase aleatória $Z(\mathbf{r})$, onde cada ponto $\mathbf{r}$ no espaço recebe valor 1 quando correspondente ao espaço poroso, e 0 quando corresponde à matriz. Estes momentos são a porosidade (ϕ) e a função de autocorrelação ($R_z(\mathbf{u})$), representados respectivamente por :

$$\phi = \langle Z(\mathbf{r}) \rangle \quad (1)$$

e

$$R_Z(\mathbf{u}) = \frac{\langle [Z(\mathbf{r}) - \phi][Z(\mathbf{r} + \mathbf{u}) - \phi] \rangle}{\phi - \phi^2} \quad (2)$$

onde $\langle \rangle$ representa o valor médio, e $\mathbf{u}$ o espaçamento entre os pontos.

A função fase $Z(\mathbf{r})$ pode ser definida como uma função indicatriz, pois esta só assume dois valores (0 ou 1). Portanto, a média ou esperança matemática desta função, que é a própria porosidade (ϕ), corresponde a uma probabilidade, ou seja, é uma proporção dos *pixels* que assumem valor 1 em relação ao total (Remacre, 1995). Já a função de autocorrelação ($R_z(\mathbf{u})$) é dada pela razão entre a covariância centrada da função indicatriz e sua variância, medindo, deste modo, o grau de correlação espacial entre os pontos $Z(\mathbf{r})$ que assumem valor 1, ou seja os poros

Assim, nestes processos de reconstituição, a porosidade e a função de autocorrelação obtidas numa seção 2D são preservadas no modelo 3D. Ou seja, a configuração geométrica gerada na simulação estocástica apresenta uma conectividade de poros que equivale as funções estatísticas definidas numa imagem 2D. Esta abordagem é considerada como a geração de um sistema monoescala.

O modelo elaborado por Joshi (op.cit) e modificado por Quiblier (1984) e Adler et al (1990), consiste na criação de um campo aleatório que satisfaça os dois primeiros momentos da função fase, considerando inicialmente um campo Gaussiano não correlacionado. A porosidade e a função de autocorrelação são definidas numa imagem bidimensional binarizada, na qual os *pixels* possuem valor 1 quando representam o espaço poroso, e valor 0 quando representam a fase não-poro. O meio reconstituído será composto por células elementares (*voxels*) que podem representar a matriz sólida ou os poros. O processo é iniciado com a ocupação destes *voxels* por uma função Gaussiana normalizada (média = 0 e desvio padrão =1) não correlacionada – $X(x)$. É então aplicado um filtro linear: $X(x) \rightarrow Y(x)$, que impõe uma função de autocorrelação na

distribuição inicial (não correlacionada). A função obtida, agora correlacionada, é truncada ou discretizada, assumindo valores 1 ou 0 conforme definido anteriormente, através da aplicação de um filtro não-linear: $Y(x) \rightarrow Z(x)$. Assim, a média da função final deverá ser igual a porosidade.

Ioannidis et al (1997a) utilizam estes mesmos conceitos para caracterizar o sistema poroso de arenitos, comparando parâmetros geométricos e topológicos do meio real e do meio simulado. Estes autores aplicam o modelo de rede de poros definido por *Ioannidis e Chatzis* (1993), de uma rede cúbica regular (Figura 2.7), na obtenção de propriedades capilares e de fluxo de fluidos e corrente elétrica, como permeabilidade, fator de formação e índice de resistividade. Mostram que, além dos parâmetros estatísticos (porosidade e autocorrelação), a resolução utilizada para discretização da malha pode afetar consideravelmente as distribuições de poros e gargantas obtidas na simulação.

Um método alternativo referente a utilização do filtro linear para a geração do campo correlacionado $Y(x)$, pode ser obtido com a aplicação da transformada de *Fourier* (*Adler*, 1992, *apud Liang*, 1997). Do ponto de vista computacional, a utilização de algoritmos que envolvem a transformada de *Fourier* fornece um ganho significativo em tempo de CPU. A aplicação desta função garante a obtenção da solução com maior rapidez, se comparado ao excessivo tempo exigido na solução dos sistemas não-lineares, que são gerados quando o filtro linear é aplicado. No entanto, a aplicação da transformada de *Fourier* num campo tridimensional pode exigir maior capacidade de memória do computador.

O emprego da transformada de *Fourier* para transformações lineares no processamento de imagens consiste numa ferramenta bastante versátil, uma vez que esta apresenta uma série de propriedades matemáticas que podem simplificar estas operações (*Liang*, 1997; *Liang et al*, 1999). Para uma imagem bidimensional, a transformada discreta de *Fourier* de uma função é composta de uma parte real, que é par, e uma parte imaginária, que é ímpar. A magnitude da transformada desta função é chamada de espectro de *Fourier* da função, e o quadrado deste espectro, é definido como o espectro de potência ou espectro de densidade da função original. O espectro de potência contém informações relacionadas à distribuição espacial de objetos, bem como informações com relação ao tamanho e forma dos mesmos. Além disto, segundo o teorema

de *Wiener-Khinchin* (apud *Liang*, 1997), a transformada de *Fourier* de uma função de autocorrelação é o próprio espectro de potência desta função. Com base nestes conceitos, o campo correlacionado $Y(x)$ pode ser gerado através de sua função de autocorrelação $R_Y(u)$. Este método é extensamente estudado por *Liang* (1997) e *Liang et al* (1999), onde os autores simulam o fluxo em meios porosos reconstituídos para obter estimativas da permeabilidade.

Para a reconstituição tridimensional de meios que apresentam uma distribuição de tamanhos de poros bastante larga é encontrado na bibliografia o conceito de Sistemas Multiescala (SME). Este modelo é utilizado por *Fernandes* (1994) para processos de invasão de fluidos não molhantes em amostras de argamassa de cal e cimento. Segundo o autor, a argamassa pode ser entendida como um material de dupla porosidade, ou seja, uma relacionada ao complexo de fissuras e outra aos poros da pasta de ligantes. Estas duas configurações da porosidade definem duas escalas de observação. A representação da estrutura porosa é possível quando se dispõe de uma seqüência de imagens do material, que são entendidas como escalas com comprimentos característicos, ou seja uma determinada continuidade espacial. Os parâmetros estatísticos necessários para o modelo são as frações de volume de poros e de cinzas de cada escala. Nos sistemas multiescalas, cada escala é composta por elementos de um mesmo tamanho, e a composição das diferentes escalas fornece uma dada distribuição de poros e um dado grau de conectividade. *Fernandes* (op.cit.) utiliza os modelos propostos por *Neimark* e *Daian* (apud *Fernandes*, 1994), ressaltando que a diferença entre ambos é que o primeiro trabalha com três fases em cada escala – poros, sólidos e cinza; enquanto *Daian* trabalha com duas fases – poros e sólido. Este autor encontra bons ajustes entre os resultados do processo de intrusão de mercúrio simulado com sistema multiescala e os resultados experimentais, ressaltando porém que o método desenvolvido por *Joshi* (1974), apud *Quiblier*, 1984, *Quiblier* (1984) e *Adler et al* (1990) fornece valores para a conectividade do sistema simulado mais próximos aos valores do meio real.

2.5 – Modelagem do Fluxo no Meio Poroso

Diversos métodos para a modelagem das propriedades de fluxo no meio poroso podem ser encontrados na literatura. Alguns destes métodos, como a simulação em modelos de rede

(*Network Simulation*) e a simulação do passeio aleatório (*Random-Walk Simulation*) podem ser bastante precisos e capazes de fornecer estimativas confiáveis destas propriedades.

A simulação do fluxo em modelos de rede (*Network Simulation*) constitui um dos principais recursos para a estimativa de propriedades como a permeabilidade e a condutividade elétrica no espaço poroso. O método assume um modelo geométrico para representar a forma dos poros e gargantas, que pode ser cúbico ou cilíndrico, entre outros. É necessário também, definir o regime de fluxo, e normalmente é utilizado o fluxo laminar, onde as forças viscosas são predominantes e a Lei de *Darcy* é aplicável. Admitindo o fluido como incompressível, o problema do fluxo é resolvido analiticamente para cada elemento da rede (ligações e poros), de onde são obtidas equações para a vazão em termos da queda de pressão ao longo das ligações, de seu comprimento e diâmetro, e da viscosidade do fluido (Lei de *Poiseuille*). Considerando a equação da continuidade ou conservação de massa em cada elemento, onde o somatório das vazões é igual a zero, obtém-se um sistema de equações lineares, que resolvido permite o cálculo das vazões e consequentemente da permeabilidade da rede. As condições de contorno aplicadas são geralmente de vazão constante ou pressão constante. As distribuições de tamanhos de poros e gargantas da rede seguem normalmente uma função densidade de probabilidade (função distribuição), como por exemplo, a distribuição de *Weibull* que apresenta versatilidade e é matematicamente simples (*Ioannidis e Chatzis*, 1993). A analogia existente entre as Leis de *Darcy* e *Ohm* permite que as mesmas considerações feitas com relação ao fluxo de fluidos possa ser estendida ao fluxo da corrente elétrica, possibilitando assim a estimativa da condutividade da rede.

Diversas versões da simulação em modelos de rede para a estimativa da permeabilidade, condutividade e fator de formação, bem como para o estudo da relação entre estas propriedades, tem sido utilizadas nas últimas décadas (*Koplik et al*, 1984; *Constantinides e Payatakes*, 1989; *Mukhopadhyay e Sahimi*, 1991; apud *Sahimi*, 1995). Estes trabalhos apresentam variações nas características introduzidas aos modelos de rede, seja com relação as dimensões da rede ou geometria dos elementos, mantendo, entretanto, a idéia essencial destes modelos.

A simulação *Randon-Walk* ou Passeio Aleatório surge como um método alternativo para a estimativa das propriedades de fluxo e transporte. Conforme discutido em *Sahimi* (1995), este método é apropriado para modelar os processos de difusão e de condutividade elétrica em sistemas porosos. No entanto, não pode ser aplicado para a estimativa da permeabilidade. Tanto a condutividade elétrica quanto o processo de difusão são governadas pela equação de *Laplace*, que é uma equação escalar, e apresenta uma analogia formal com a simulação *Randon-Walk* (*de Gennes*, 1976; *Kim e Torquato*, 1990; *Sahimi e Stauffer*, 1991; *apud Ioannidis et al*, 1997b). A permeabilidade é governada pela equação de *Stokes*, que é uma equação vetorial, e por isso não é possível uma relação direta entre estes processos.

Ioannidis et al (1995) utilizam um algoritmo de simulação *Randon-Walk* para a estimativa do fator de formação. O método baseia-se na determinação da relação do valor médio do deslocamento ao quadrado em relação ao tempo, em que uma partícula Browniana utiliza para avançar passos discretos dentro do meio poroso. O processo inicia com a liberação de uma partícula no centro de um *voxel* do espaço poroso. A partícula não pode atravessar a interface rocha-poro, mas pode deslocar-se aleatoriamente a partir de sua posição original para qualquer um dos 26 *voxels* vizinhos, ou seja, que apresentem algum ponto de contato com o *voxel* onde a partícula se encontra. O tempo necessário para cada passo é inversamente proporcional a condutividade do fluido, e diretamente proporcional ao quadrado da distância percorrida. Para cada intervalo de tempo é calculado o deslocamento, através da distância Euclidiana. A simulação é repetida para um número grande de partículas. A média do deslocamento ao quadrado, considerando todos os caminhos percorridos, é função do tempo total de deslocamento, proporcional a condutividade da rocha, e inversamente proporcional a porosidade efetiva. A medida que a partícula percorre o espaço poroso, seus deslocamentos variam com o tempo. Dependendo do tamanho do meio simulado, um número grande de passos é necessário para que a partícula percorra toda a rede.

Com o avanço na área computacional, métodos mais modernos e que melhor representam o fluxo nos meios porosos, tem sido utilizados nesta modelagem. Entre eles, a simulação com o *Lattice Gas Automata* (LGA) (*Sahimi e Stauffer*, 1991 e *Sahimi*, 1995) é encontrada na literatura. Neste método, a trama ou *lattice* é ocupada por partículas e as variáveis que descrevem as

condições do sistema são Booleanas, indicando a presença ou ausência de partículas nas ligações da trama. O processo de simulação é governado por um conjunto de regras de colisão que determinam como as partículas se deslocam ao longo da trama, e como ocorre o espalhamento quando há colisão entre elas. Tanto o tempo quanto o espaço são considerados como variáveis discretas e as conexões entre os sítios envolvem os vizinhos mais próximos. A aproximação do método LGA com a equação de *Navier-Stokes* no domínio bidimensional é baseada em partículas com massa unitária, e em condições de repouso nos sítios da rede, ou em movimento, com velocidade unitária, ao longo das ligações de cada sítio. Para garantir a condição de isotropia, necessária ao LGA, é necessário a colisão de um mínimo de três partículas. Normalmente a colisão de mais de quatro partículas é empregada. A extensão do método para um domínio tridimensional é mais complexa, uma vez que as tramas tridimensionais regulares não são isotrópicas. *Sahimi* (1989, não publicado; apud *Sahimi*, 1995) utiliza tramas do tipo Voronoi, macroscopicamente isotrópicas, para simular nestas condições.

Capítulo 3

Metodologia de Reconstrução 3D e Estimativa de Propriedades

Um dos importantes produtos da Análise de Imagens no estudo de meios porosos é a possibilidade da reconstrução tridimensional, com base nas informações obtidas em seções bidimensionais. A exploração da estrutura tridimensional fornece informações com relação à morfologia e topologia do sistema poroso. Estes parâmetros são indispensáveis para a simulação do fluxo num modelo de rede, e conseqüentemente para a estimativa das propriedades petrofísicas. Neste trabalho, esta metodologia é estudada com base nos algoritmos que constituem o Sistema *VCLab*.

O sistema *Virtual Core Lab* foi desenvolvido na Universidade de *Waterloo*, como resultado de um projeto de pesquisa, envolvendo diversas empresas de petróleo e o Departamento de Engenharia Química da Universidade. A primeira versão (*v1.0*), disponibilizada em setembro de 1996, reconstitui o modelo 3D através de simulação estocástica, a partir dos parâmetros medidos em imagens 2D, e permite a obtenção de propriedades petrofísicas tais como permeabilidade, fator de formação, índice de resistividade e curvas de pressão capilar. O modelo utilizado neste processamento segue os conceitos definidos nos trabalhos de *Chatzis e Dullien* (1985), *Kwiecien et al* (1990), *Ioannidis e Chatzis* (1993), *Zhao et al* (1994), *Ioannidis et al* (1995), e serão discutidos com maior detalhe nas seções seguintes.

As duas maiores vantagens de se utilizar um programa de computador (de análise de imagem) para obter propriedades petrofísicas de rochas residem :

- i. na possibilidade da análise de um número expressivo de amostras com custo consideravelmente inferior aos ensaios experimentais, além do menor tempo envolvido;

- ii. na estimativa das propriedades em amostras onde não é possível a análise convencional, como é o caso de amostras de calha, ou testemunhos e amostras laterais danificados.

A proposta deste sistema resume-se em, a partir de informações da estrutura porosa obtidas em imagens bidimensionais (lâminas delgadas), efetuar a análise tridimensional do espaço poroso, utilizando uma série de seções sintéticas geradas através de simulação estocástica. A simulação assume a hipótese da estacionaridade, ou homogeneidade estatística, onde o meio a ser simulado pode ser caracterizado pela média da função indicatriz (a porosidade) e a sua função de autocorrelação. Estes parâmetros são obtidos de imagens bidimensionais binarizadas. O modelo 3D, gerado neste processo, permite a completa caracterização geométrica (morfológica e topológica) do espaço poroso, onde são determinadas as distribuições de tamanho de poros e gargantas, e o número de coordenação médio do meio simulado. Estes parâmetros são então utilizados para a estimativa das propriedades físicas da rocha através da utilização de um modelo de rede cúbico. Todas as etapas do processamento são realizadas interativamente com a interface gráfica disponibilizada nesta versão do *software* (Figura 3.1). A validação dos resultados obtidos, bem como do próprio modelo utilizado, só podem ser analisados através da comparação com dados experimentais.

3.1 – Análise estatística bidimensional

A primeira etapa do processamento consiste no carregamento das imagens, que podem ser imagens em níveis de cinza (obtidas em microscópio eletrônico), ou imagens coloridas (obtidas em microscópio óptico), estas últimas previamente binarizadas. Os arquivos das imagens devem ser do tipo *TIFF*, e estas podem apresentar tamanho arbitrário, até o máximo de 1024 x 1024 *pixels*. No entanto, esta dimensão deve ser a mesma para todas as imagens de uma mesma amostra. No caso das imagens de microscópio eletrônico, o software automaticamente binariza as imagens, através da imposição de um limite (*threshold*), que neste caso é fixo e equivale ao valor 128 na escala de cinzas. Este valor pode ser modificado quando o usuário julgar necessário.

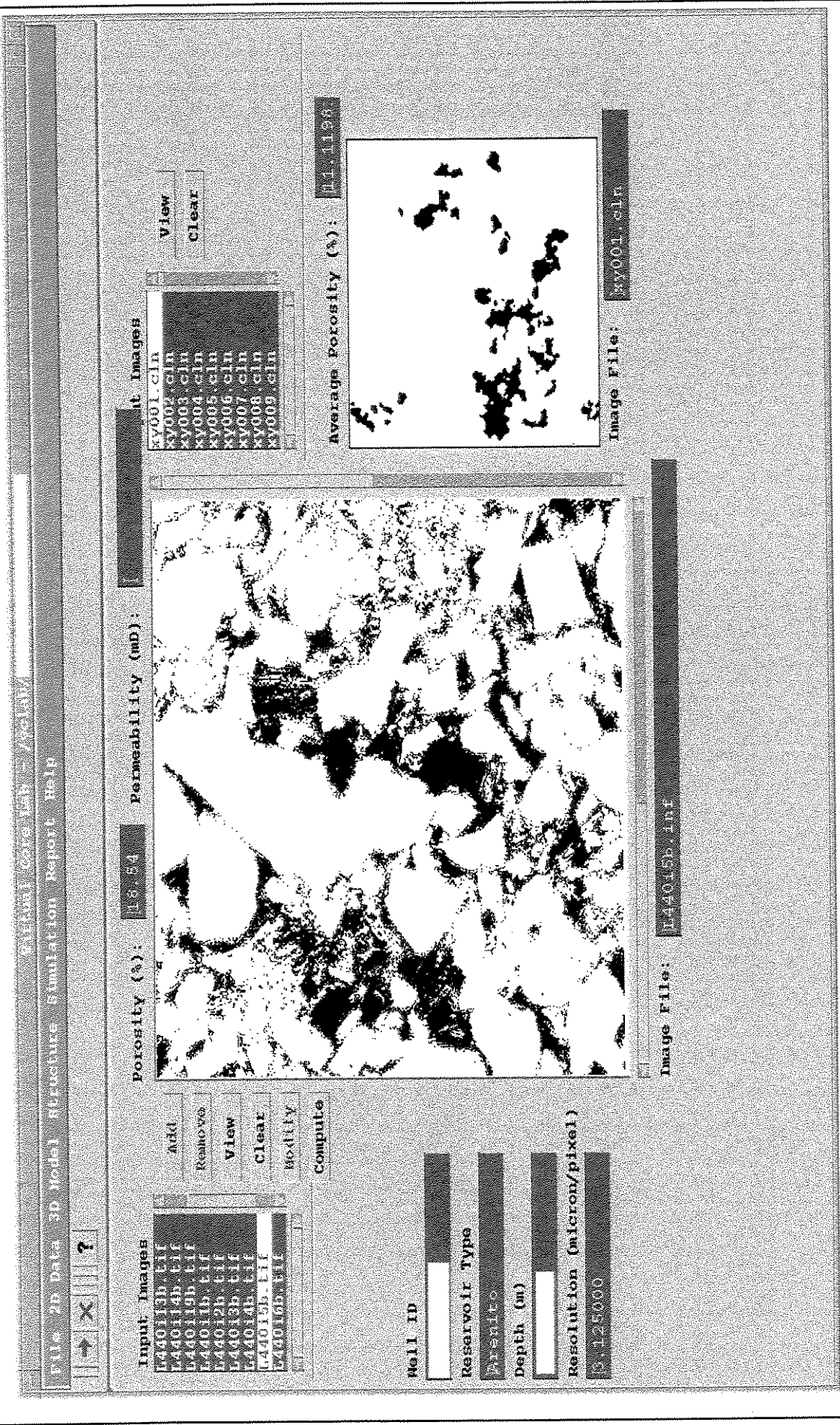


Figura 3.1 – Interface gráfica do software VCLab - versão 1.0.

O meio poroso pode então ser descrito pelos dois primeiros momentos da função fase $Z(\mathbf{r})$, como citados anteriormente: a esperança matemática ou média, que neste caso corresponde a porosidade- ϕ [1] e a função de autocorrelação- $R_z(\mathbf{u})$ [2] (Figura 3.2).

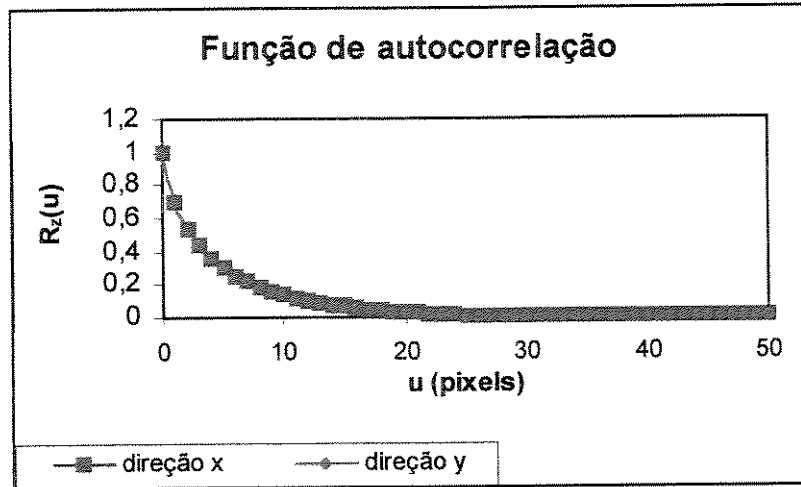


Figura 3.2 – Função de autocorrelação média do espaço poroso de um conjunto imagens bidimensionais medidas nas direções x e y. Espaçamento representado em número de *pixels*, com comprimento de correlação de 24 *pixels*.

A função de autocorrelação fornece informações quanto a distribuição dos poros no meio poroso, ou seja, mede o grau de correlação espacial entre os pontos que representam este espaço. A função $R_z(\mathbf{u})$ assume o valor máximo ($R_z(\mathbf{u})=1$) quando o espaçamento é nulo ($\mathbf{u}=0$), ou seja no próprio ponto, e tende a decrescer para espaçamentos cada vez maiores. Para meios isotrópicos a função de autocorrelação não depende da direção, mas apenas do módulo de $\mathbf{u}$, e pode ser ajustada num modelo analítico:

$$R_z(\mathbf{u}) = \exp \left[- \left(\frac{\mathbf{u}}{\lambda} \right)^{n'} \right] \quad (3)$$

onde: $\mathbf{u}$ = espaçamento ou distância entre os pontos; λ = comprimento de correlação, amplitude ou alcance; e n' o parâmetro que ajusta a forma da função. Quando $n' = 1$, o modelo ajustado é

do tipo exponencial, e quando $n' = 2$, o modelo é do tipo Gaussiano, o qual representa fenômenos mais contínuos (*Journel*, 1978).

O domínio de correlação ou *integral scale* (I_s) que representa a intensidade total da correlação espacial de um fenômeno, pode ser obtido a partir da área abaixo da curva da função de autocorrelação:

$$I_s = \int_0^{\infty} R_z(u) du \quad (4)$$

Portanto, um forte domínio de correlação, alto I_s , encontrado em uma imagem, representa uma alta continuidade espacial do meio poroso, e pode assim, estar associado a uma amostra com maiores tamanhos de poros. Além disto, o domínio de correlação é um parâmetro que independe da medida de porosidade, e fornece informações quanto a distribuição e tamanho dos poros. Amostras com porosidades semelhantes podem apresentar domínios de correlação muito diferentes, implicando em distribuições espaciais distintas para a mesma quantidade de porosidade (Figura 3.3).

Como o domínio de correlação (I_s) reflete diferenças significativas na estrutura de meios porosos com porosidades semelhantes, é razoável admitir que este parâmetro possa fornecer informações importantes para a correlação empírica da porosidade com a permeabilidade, já que esta última é controlada essencialmente pelo grau de conexão do sistema. Utilizando parâmetros médios de porosidade e domínio de correlação obtidos em diferentes imagens, *Ioannidis et al* (1996a) desenvolveram uma regressão para estimativa de valores de permeabilidade (K) medidos em *Darcy*:

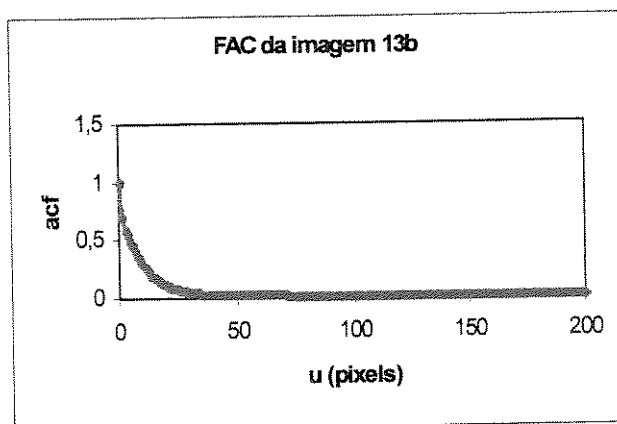
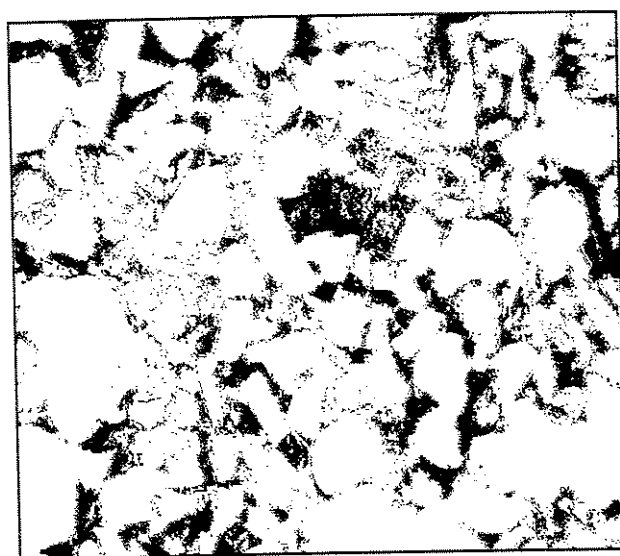
$$\log_e(k) = a + b \log_e(\phi) + c \log_e(I_s) \quad (5)$$

A forma desta equação de correlação é semelhante a equação anteriormente proposta por *Coskun e Wardlaw* (*apud Ioannidis et al*, 1996a). Apenas, ao invés de utilizar o diâmetro do

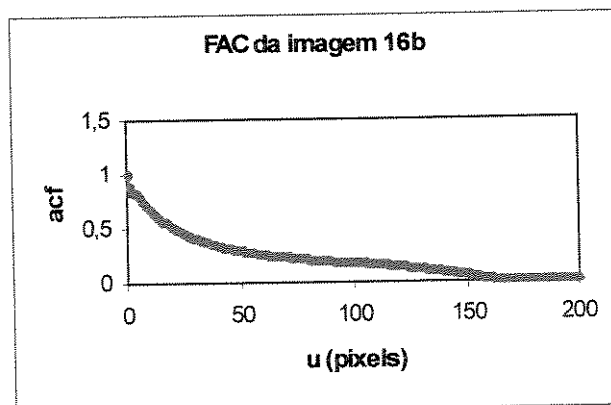
porel (*porosity element*), é considerado o domínio de correlação. Estes autores relacionavam a permeabilidade com o tamanho característico dos poros obtidos de medidas geométricas. Os coeficientes definidos na regressão [5] foram respectivamente: $a=9,3252$, $b=5,750$ e $c=1,572$. Esta equação foi verificada para um conjunto de amostras não envolvidas na obtenção da regressão, e o ajuste encontrado entre os dados experimentais e estimados foi bastante alto (Ioannidis et al, 1996a ,b).

Assim, o método admite que toda informação com relação a distribuição espacial da porosidade, num meio estatisticamente homogêneo, está contida na função de autocorrelação. A relação precisa entre esta função e a distribuição de tamanho de poros não é direta, mas pode ser entendida considerando-se que poros de tamanhos maiores contribuem para a autocorrelação do espaço poroso a intervalos ou distâncias crescentes. Por isso, o domínio de correlação da função de autocorrelação representa um valor médio da contribuição de poros de todos os tamanhos na correlação espacial.

A literatura associa a permeabilidade de um meio poroso muito mais aos tamanhos de gargantas, do que aos tamanhos de poros presentes neste meio (Dullien, 1979; Ehrlich et al, 1991b; Ioannidis e Chatzis, 1993; Ioannidis et al, 1996a,b). Como as gargantas dos poros não podem ser identificadas em imagens bidimensionais, pode-se questionar como a análise estatística ou geométrica destas seções possam conduzir a estimativas confiáveis desta propriedade. O bom ajuste encontrado na estimativa da permeabilidade com a aplicação da regressão [5], ou seja, a partir da porosidade e do domínio de correlação da função, sugere a existência de uma relação entre o tamanho dos poros e o tamanho das gargantas que comunicam estes poros. Embora esta relação seja válida para um grande número de reservatórios, não pode ser considerada como uma regra geral. A presença de cimentos ou argilo-minerais no espaço poroso, ou mesmo qualquer outro processo diagenético, que venha a modificar a geometria do sistema original, pode também modificar esta relação. A presença de porosidade na forma de fraturas também é um fator que altera esta condição. Estas feições do meio poroso não são capturadas com as medidas de porosidade e autocorrelação, e podem levar a estimativas super ou sub-dimensionadas da permeabilidade.



(a) Imagem i13b: $\text{PHI} = 15,56 \%$; $I_s = 24,90 \mu\text{m}$; $K = 39,77 \text{ mD}$; resolução $3,125 \mu\text{m/pixel}$.



(b) Imagem i16b: $\text{PHI} = 15,52 \%$; $I_s = 129,72 \mu\text{m}$; $K = 524,20 \text{ mD}$; resolução $3,125 \mu\text{m/pixel}$.

Figura 3.3 – Imagens binárias e suas respectivas funções de autocorrelação (FAC). Apresentam medidas de porosidade semelhantes com diferentes domínios de correlação, que refletem os diferentes tamanhos de poros.

Portanto, admitindo-se que, de uma forma geral, a função de autocorrelação fornece informações significativas para a estimativa da permeabilidade, pode-se dizer que existe uma

relação definida entre o tamanho médio de poro, medido pelo domínio de correlação (I_s), e o tamanho característico de garganta que controla a permeabilidade. Este tamanho característico corresponde ao nível de pressão capilar onde há um crescimento abrupto na saturação de mercúrio num processo de intrusão.

Outra propriedade que pode ser obtida da análise estatística bidimensional das imagens é a área superficial específica – s . Este parâmetro pode ser definido a partir da inclinação na origem da função de correlação de dois pontos $S(u)$. Esta função é obtida a partir da função de autocorrelação $R_z(u)$, e corresponde a covariância não centrada da função fase $Z(r)$, como proposto por *Berryman e Blair* (1986). Segundo estes autores, assumindo o meio como homogêneo (a função é invariante por translação) e localmente isotrópico (a função independe da direção), pode-se escrever a correlação de dois pontos $S(u)$ como:

$$S(u) = R_z(u)(\phi - \phi^2) + \phi^2 \quad (6)$$

o que significa

$$S(u) = \langle Z(r)Z(r+u) \rangle \quad (7)$$

onde, $\langle \rangle$ representa o valor médio da função, e u o espaçamento entre os dois pontos.

A relação entre a função de correlação de dois pontos e a área superficial específica foi apresentada por *Debye et al* (*apud Berryman e Blair*, 1986), a partir de:

$$\lim_{u \rightarrow 0^+} \frac{dS(u)}{du} = - \frac{A_s}{4V} \quad (8)$$

onde A_s representa a superfície dos poros e V o volume.

Como a área superficial específica (s) é definida por:

$$s = \frac{A_s}{V} \quad (9)$$

pode-se escrever:

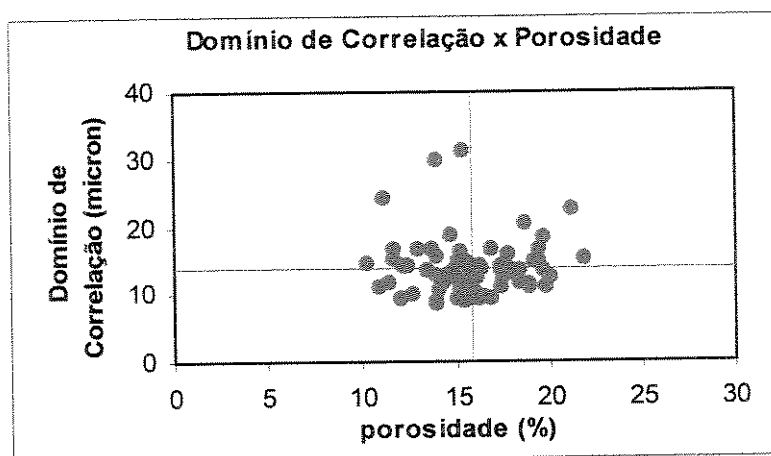
$$s = -4 \left. \frac{dS}{du} \right|_{u=0} \quad (10)$$

Deste modo, a estimativa da área superficial específica, a partir da inclinação da função de correlação de dois pontos no ponto $S(0)$, é controlada pelas irregularidades de menor escala na superfície dos poros. Estas feições estão representadas no comportamento da função na origem, ou seja, nos pequenos espaçamentos (*lags*). Assim, é de se esperar que a resolução das imagens tenha influência significativa na medida deste parâmetro. Feições que não podem ser reconhecidas em resoluções menores, podem ser identificadas quando são utilizados aumentos maiores. Segundo *Berryman e Blair* (1986), para a determinação precisa da área superficial específica são necessários aumentos superiores a 500 vezes. Ainda assim, estes autores enfatizam que o valor estimado poderá não corresponder ao valor real, o qual deverá ser consideravelmente maior especialmente devido as irregularidades não captadas na escala das imagens.

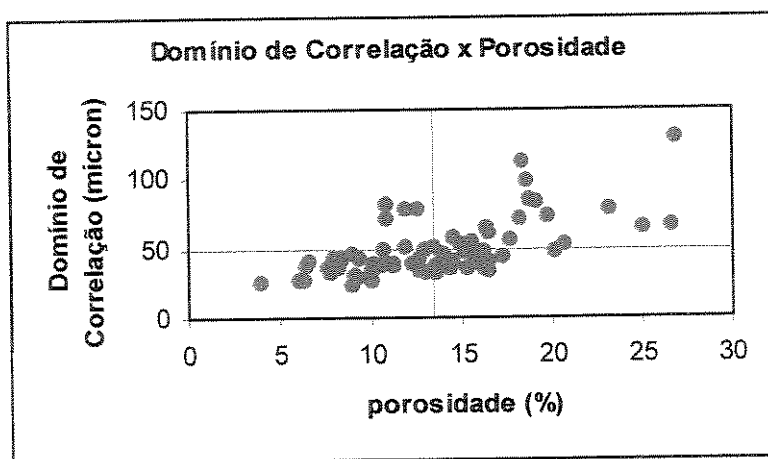
Ainda com relação a resolução das imagens é importante salientar que diferenças significativas entre os valores de porosidade experimentais e medidos em lâmina também podem ser consequência do efeito da resolução. A menor área de porosidade reconhecida na seção bidimensional corresponde a dimensão de um *pixel*. Portanto, feições menores que esta unidade são perdidas devido a resolução.

Uma vez que a porosidade e o domínio de correlação são medidas estatisticamente independentes, ou não correlacionadas, é possível analisar o nível de heterogeneidade das amostras em estudo, através da dispersão observada num diagrama que relacione estas duas variáveis para as diferentes imagens (Figura 3.4). Como o grau de heterogeneidade não é

conhecido *a priori*, é necessário que mais de uma imagem seja analisada para a obtenção de valores representativos de porosidade e da função de autocorrelação de cada amostra. Segundo *Ioannidis et al* (1996b), um número mínimo de cinco imagens de cada lâmina é necessário para se obter propriedades estatísticas médias que não sejam muito diferentes dos valores reais. É claro que, quanto maior o número de imagens melhor representada estará a variabilidade do meio, o que deverá reduzir a variância das propriedades médias. Este aspecto é analisado no Capítulo 5.



(a)



(b)

Figura 3.4 – Variabilidade entre as propriedades estatísticas das imagens obtidas para amostras de (a)arenito e (b)carbonato, no aumento de 100x. As linhas tracejadas representam os valores médios. A maior dispersão observada na amostra (b)carbonato reflete a maior heterogeneidade deste sistema.

Assim, na etapa de análise estatística bidimensional, o sistema fornece para cada imagem alimentada os valores de porosidade, a curva de autocorrelação, a estimativa da permeabilidade da imagem com base na regressão [5], e a medida de área superficial específica. O valor médio de porosidade, considerando todas as imagens, e a curva de autocorrelação média são também calculados, e serão utilizados como dados de entrada na fase posterior de reconstrução do modelo tridimensional.

3.2 – Reconstrução do Modelo Tridimensional

A etapa seguinte corresponde à reconstituição do modelo em três dimensões, com base nas propriedades estatísticas médias definidas na etapa anterior, ou seja, na porosidade e na função de autocorrelação. Este processo fornece a ligação necessária entre a informação do modelo 2D e a configuração do modelo 3D, o qual é indispensável para caracterização geométrica, morfológica e topológica, da estrutura porosa. O resultado desta simulação consiste num conjunto de seções seriais sintéticas cuja porosidade média e a função de autocorrelação ajustam-se as propriedades do meio real.

Neste processo alguns aspectos devem ser analisados:

- i. a resolução do meio simulado é a mesma utilizada nas imagens bidimensionais; ou seja, o menor tamanho de poro no meio simulado é semelhante ao tamanho de um *pixel* na imagem bidimensional.
- ii. para a construção de modelos estatisticamente representativos, as dimensões do domínio computacional devem apresentar pelo menos uma ordem de magnitude maior que o comprimento de correlação (λ^*), expresso em número de *pixels*. Este parâmetro é definido por:

$$\lambda^* = \frac{\lambda}{Re} \quad (11)$$

onde: λ = comprimento de correlação medido em μm ; Re = resolução da imagem definida em $\mu\text{m}/\text{pixel}$. A utilização de um domínio de 256^3 pixels procura garantir que esta condição seja encontrada.

- iii. a simulação não gera necessariamente duas fases totalmente contínuas de poros e sólidos; ou seja, podem ser gerados poros isolados na matriz sólida, ou porções de matriz totalmente envolvidas por espaço poroso. Isto pode ocorrer especialmente em amostras com baixa porosidade (<15%). Esta é uma das principais limitações do método. A utilização de filtros, numa etapa posterior, permite corrigir estes efeitos, desde que a porosidade não seja inferior a 5%. A partir deste limite a simulação não é mais adequada.

O processo de reconstrução pode ser descrito numa seqüência de quatro operações:

- i. Criação de um modelo sintético que honra a porosidade e a função de autocorrelação definidas na imagem 2D;
- ii. Filtragem dos *voxels* que correspondem à porções isoladas de matriz ou poros; ou seja, os *voxels* isolados de poro são transformados em matriz e os *voxels* isolados de matriz em poros, estabelecendo uma continuidade para cada fase;
- iii. Operação de suavização, com objetivo de eliminar as irregularidades ou rugosidades na interface poro-rocha, facilitando a partição do meio poroso em seus constituintes poros e gargantas;
- iv. Filtragem final.

A simulação estocástica, para a geração de modelos sintéticos, envolve a transformação de uma função Gaussiana (média=0 e desvio padrão =1) não correlacionada – $X(x)$ de um domínio tridimensional, numa função binária que apresenta média (ou porosidade - ϕ) e função de autocorrelação - $R_z(u)$ que honram a análise estatística bidimensional (Quiblier, 1984). Neste

processo, a função $X(x)$ não correlacionada é inicialmente transformada numa função $Y(x)$, também normal e com autocorrelação $R_y(u)$, a qual é determinada a partir da função $R_z(u)$ já conhecida (Adler et al, 1990):

$$R_z(u) = \sum_0^{\infty} C_m^2 R_y^m(u) \quad (12)$$

Os coeficientes C_m dependem da porosidade- ϕ e da função distribuição de probabilidade $G(y)$, e são dados por:

$$C_m = \frac{1}{\sqrt{2\pi \cdot m!}} \cdot \int_{-\infty}^{+\infty} c(y) \exp\left(-\frac{y^2}{2}\right) H_m(y) \cdot dy \quad (13a)$$

onde:

$$c(y) = \frac{\phi - 1}{\sqrt{\phi(1 - \phi)}} \text{ se } G(y) \leq \phi \quad (13b);$$

$$c(y) = \frac{\phi}{\sqrt{\phi(1 - \phi)}} \text{ se } G(y) > \phi \quad (13c);$$

e

$$G(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^y \exp(-t^2 / 2) dt \quad (14).$$

Na Equação 13a, o termo $H_m(y)$ corresponde a expansão da função distribuição $G(y)$ em termos dos Polinômios de Hermite, que apresentam propriedades especiais na manipulação de distribuições normais (Rivoirard, 1994), como é o caso da função $Y(x)$. Os polinômios de Hermite são definidos como:

$$H_m(y) = (-1)^m \exp\left(\frac{y^2}{2}\right) \frac{d^m}{dy^m} \exp\left(-\frac{y^2}{2}\right) \quad (15).$$

Deste modo, como a porosidade também é conhecida, $R_y(\mathbf{u})$ pode ser definida a partir de $R_z(\mathbf{u})$. Quando esta função - $R_y(\mathbf{u})$ é determinada, a correlação espacial de domínio X pode ser obtida através da aplicação do Filtro Linear – *Linear Filtering - LF* (Joshi, 1974; Quiblier, 1984; Adler et al, 1990) ou da Transformada Discreta de *Fourier – DFT method* (Gutjahr, apud Ioannidis et al, 1995).

O algoritmo utilizado neste software corresponde a um método híbrido – *DFT-LF*, desenvolvido por Ioannidis et al (1995), como uma adaptação do método de Gutjahr (op.cit). A proposta deste modelo é de combinar as vantagens apresentadas em cada método individualmente. Do ponto de vista computacional, o método *DFT* é superior ao *LF*, uma vez que não envolve a solução de grandes sistemas de equações não-lineares. No entanto, o método *DFT* exige uma capacidade de memória muito alta, especialmente em simulações tridimensionais. O método *LF* consiste basicamente em uma operação no domínio do espaço, onde a função correlacionada $Y(\mathbf{x})$ é obtida a partir de uma combinação linear entre pontos que definem uma vizinhança no conjunto $X(\mathbf{x})$. A proposta de aplicação da Transformada Discreta de *Fourier - DFT* corresponde a uma operação no domínio da frequência, onde as propriedades da Transformada são aplicadas para gerar o domínio correlacionado Y .

No método híbrido *DFT-LF* a primeira etapa consiste na determinação da função de autocorrelação $R_y(\mathbf{u})$, a partir da porosidade e da função $R_z(\mathbf{u})$, conforme definido na equação [12]. A função $R_y(\mathbf{u})$ é então expressa analiticamente como o somatório ponderado da função ajustada aos modelos Gaussiano e exponencial na seguinte forma:

$$R_y(\mathbf{u}) = \varepsilon_E \exp^{-\left(\mathbf{u} / \lambda_E\right)} + (1 - \varepsilon_E) \exp^{-\left(\mathbf{u} / \lambda_G\right)^2} \quad (16)$$

Os parâmetros λ_E e λ_G correspondem aos comprimentos de correlação dos modelos exponencial e Gaussiano respectivamente, e ε_E representa o parâmetro ponderador (ou peso) que é atribuído a cada modelo e pode assumir valores entre 0 e 1. Estes parâmetros são determinados ajustando a Equação [16] à função experimental $R_y(\mathbf{u})$.

De acordo com o método *DFT*, o espectro de potência da função $R_y(\mathbf{u})$ pode ser computado através da Transformada de *Fourier*. Para um meio isotrópico, o espectro bidimensional desta função pode ser obtido como o somatório ponderado dos espectros dos modelos Gaussiano e exponencial ajustados [16], na forma:

$$\Gamma_y(f_x, f_y) = \varepsilon_E \Gamma_{y_E}(f_x, f_y) + (1 - \varepsilon) \Gamma_{y_G}(f_x, f_y) \quad (17)$$

onde:

$$\Gamma_{y_E}(f_x, f_y) = \frac{4\sqrt{\pi}\lambda_E^2}{[1 + (2\pi f_x \lambda_E)^2 + (2\pi f_y \lambda_E)^2]^{3/2}} \quad (17a)$$

e

$$\Gamma_{y_G}(f_x, f_y) = \pi \lambda_G^2 \exp \left[-\pi^2 (f_x^2 \lambda_G^2 + f_y^2 \lambda_G^2) \right] \quad (17b)$$

Nesta equação, (f_x, f_y) representa o vetor frequência.

Uma amostragem aleatória é então aplicada ao espectro de potência da função $R_y(\mathbf{u})$, gerando um conjunto não correlacionado no domínio da frequência. Com a aplicação da inversa da Transformada de *Fourier*, este conjunto é levado ao domínio do espaço, correspondendo então ao conjunto correlacionado – Y.

A aplicação do método *DFT* gera, assim, um número de seções bidimensionais consecutivas, correlacionadas nas direções x e y (Equações 16 a 17b), e que representam conjuntos de números reais y (i, j, k) (k=1,, 256) num domínio tridimensional. O método do Filtro Linear – *LF* é então aplicado para impor a correlação na direção z, de acordo com $R_y(\mathbf{u})$:

$$y(i, j, k) = \sum_u a(\mathbf{u}) \cdot x(i, j, k + \mathbf{u}) \quad (18)$$

onde os coeficientes do Filtro Linear $a(u)$ são determinados a partir de $R_z(u)$, como proposto por *Quiblier* (1984) e *Adler et al* (1990).

O domínio tridimensional binário Z , com as propriedades estatísticas desejadas – porosidade - ϕ e autocorrelação - $R_z(u)$ - é então obtido com o truncamento da função $Y(x)$. Nesta operação, os valores binários $z(i,j,k)$ são obtidos a partir de $y(i,j,k)$ através de:

$$z = 1 \quad \text{se } G(y) \leq \phi$$

$$z = 0 \quad \text{se } G(y) > \phi$$

onde $G(y)$ representa a função distribuição de probabilidade[14].

A realização estocástica de um meio poroso estatisticamente homogêneo e isotrópico, não está limitada a gerar duas fases – poro e não-poro – totalmente contínuas. Por isso, podem ser gerados *voxels* isolados de poro (ou matriz) dispersos no sistema, os quais contribuiriam para a porosidade total, mas seriam inconsequentes ao fluxo. A utilização de filtros numa etapa posterior, permite a conversão destes *voxels* isolados, gerando modelos com as duas fases totalmente contínuas. Após a filtragem, é realizada uma operação de suavização, que remove as irregularidades mais grosseiras geradas na interface poro-matriz, a fim de facilitar a segmentação do espaço poroso na etapa de caracterização.

Estudos paramétricos desenvolvidos por *Ioannidis et al* (1996b) mostram que os procedimentos de filtragem e suavização apresentam pequeno efeito na porosidade final do meio simulado, quando este possui alta porosidade e comprimento de correlação (λ^*). No entanto, meios com baixa porosidade e menor comprimento de correlação, apresentam perda significativa no percentual de porosidade após estas operações. Os efeitos das operações de filtragem e suavização na função de autocorrelação do meio simulado podem ser observadas na Figura 3.5. O deslocamento da função de autocorrelação do modelo suavizado com relação ao modelo original, sugere que o primeiro apresenta, em média, poros maiores que o modelo inicial.

Além disto, o método tende a gerar poros com forma similar, mesmo para meios litologicamente diferentes (Figura 3.6). Esta similaridade é entendida como consequência direta da natureza aleatória do processo de modelagem, uma vez que este não é capaz de identificar feições geométricas da interface poro-rocha. Apesar da semelhança na forma, o tamanho médio dos poros reflete o domínio de correlação das funções de autocorrelação de cada meio simulado.

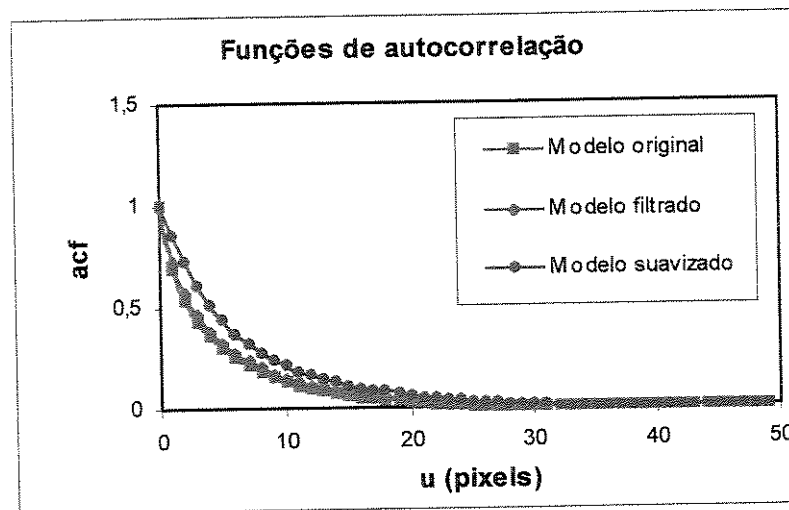


Figura 3.5 – Influência das operações de filtragem e suavização na função de autocorrelação do modelo 3D reconstituído para uma amostra de arenito.

No final do processo de reconstituição, o *software* permite a visualização, uma a uma, das 256 seções seriais sintéticas geradas, e das curvas de autocorrelação dos modelos original, filtrado e suavizado. A porosidade do modelo final (suavizado) também é exibida junto às seções seriais. Os valores de porosidade dos modelos original e após filtragem ficam disponíveis em arquivos internos da estrutura do programa.

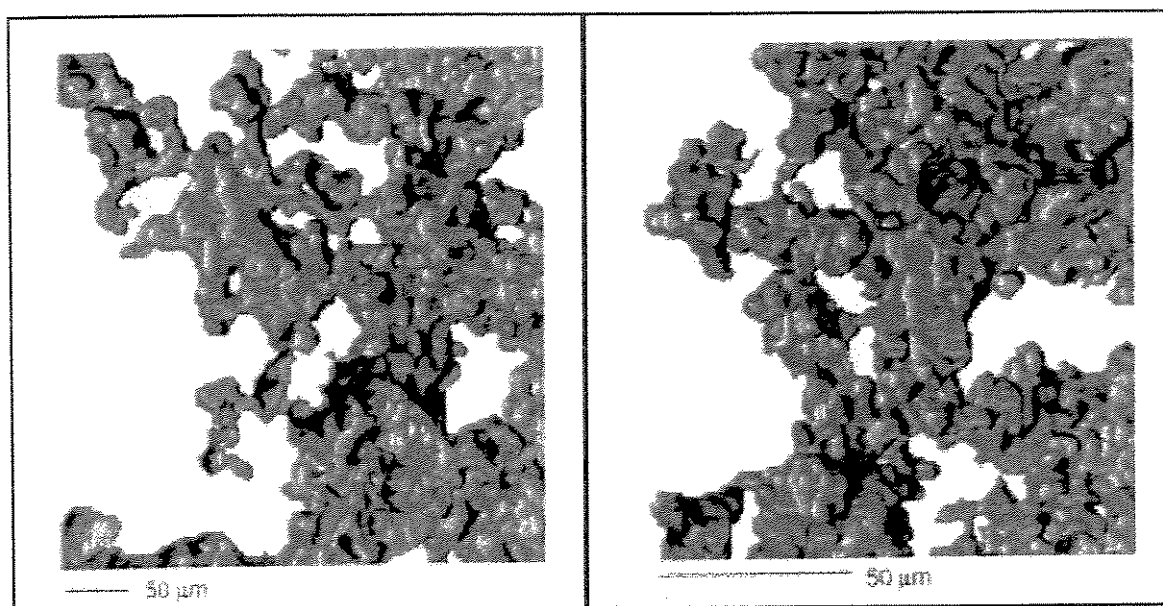


Figura 3.6– Visualização 3D de modelos reconstruídos. As áreas brancas representam a matriz da rocha, enquanto as áreas azuis correspondem a estrutura do espaço poroso reconstruído. Observar similaridade na forma dos poros para meios litologicamente diferentes (*apud Ioannidis et al, 1996b*).

3.3 – Caracterização geométrica do meio simulado

A etapa de caracterização geométrica consiste na partição do espaço poroso reconstituído em seus constituintes poros e gargantas de poros. Esta operação é realizada no modelo tridimensional, uma vez que nas seções bidimensionais as áreas de porosidade (*porel*) não podem ser individualizadas como poros ou gargantas.

O método baseia-se na identificação das restrições locais do espaço poroso, ou seja nas gargantas dos poros (*Kwiecien et al, 1990*). Por sua própria definição, as gargantas são entendidas como as seções de área transversal mínima que conectam um poro ao outro. Estas seções são identificadas através da análise virtual (*Multi-orientational Scanning*) em nove direções do modelo tridimensional reconstituído (*Zhao et al, 1994*) (Figura 3.7).

O método de exploração virtual gera seções seriais planares, para cada direção de investigação, onde é possível a identificação de locais de mínima curvatura ao longo dos canais que conectam os poros. A análise da combinação destes conjuntos de seções, obtidas nas nove direções, e o resultado da interseção destes planos, permite a determinação e localização das gargantas dos poros. Uma vez que estes elementos estão identificados, a individualização dos poros é então realizada, considerando estes constituintes como os espaços limitados pela interface rocha/espço poroso e pelas gargantas previamente determinadas. Deste modo, o número de coordenação (Z), que caracteriza a conectividade do sistema, pode ser estimado a partir do número de gargantas associado a cada poro.

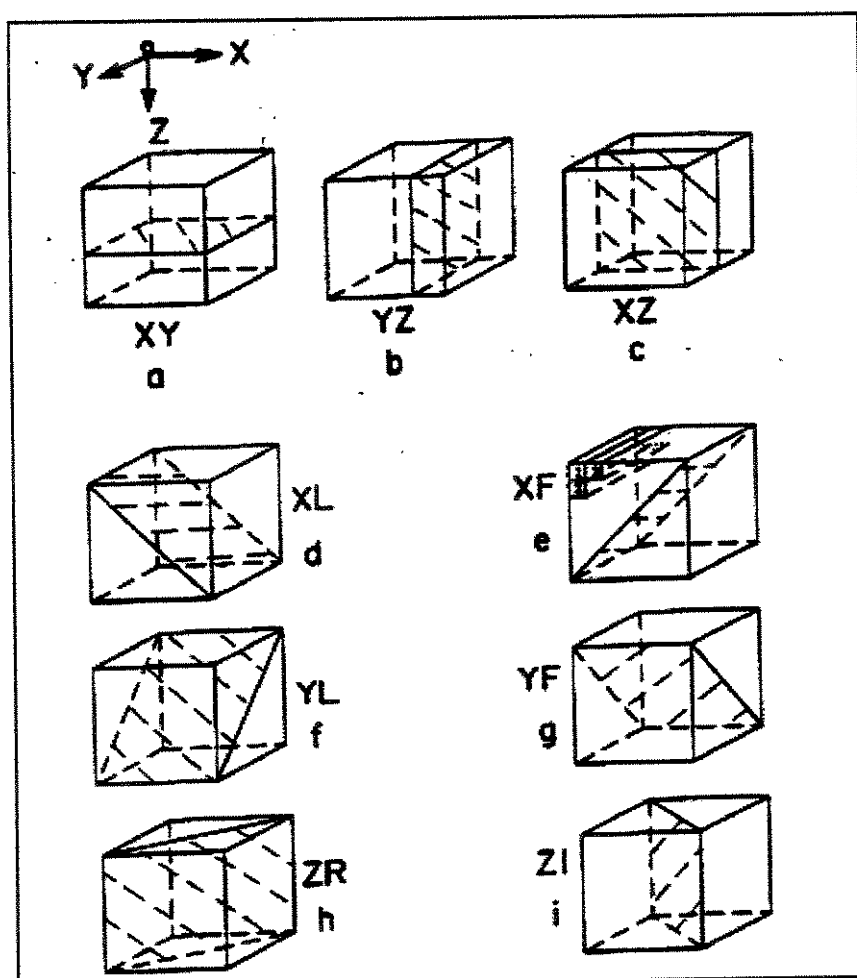


Figura 3.7 – As nove orientações utilizadas na exploração da estrutura porosa tridimensional para a identificação dos constituintes poros e gargantas (*apud Zhao et al, 1994*).

As porções do espaço poroso que atingem os limites da amostra, ou seja, os limites das seções seriais, são consideradas como poros incompletos, e por isso não são levados em consideração nas estatísticas. Além disto, um meio estocasticamente reconstituído pode apresentar poros com pequeno volume, e que normalmente estão associados a apenas uma garganta – *dead-end pores*. Estes tipos de poros são resultado de irregularidades na interface rocha-espaço poroso, e posteriormente, são eliminados com a atribuição do seu volume ao poro ao qual estão conectados.

Ao final da operação de caracterização, o *software* disponibiliza a distribuição acumulada do volume dos poros, da área das gargantas, e a distribuição do número de coordenação no meio simulado (Figura 3.8).

As distribuições volume de poro e área de garganta podem ser convertidas nas distribuições tamanho (diâmetro ou raio) de poro e de garganta (Figura 3.9), que permitem a comparação com resultados experimentais. Esta conversão, considera o modelo de rede de poros proposto por *Ioannidis e Chatzis* (1993) para caracterizar a estrutura de meios porosos (ver Capítulo 2, Figura 2.7). Deste modo, são assumidas as seguintes considerações com relação a forma dos constituintes:

- i. Os poros apresentam forma cúbica, e assim, o raio característico dos poros, R_p , pode ser obtido a partir do volume, V_p :

$$R_p = \left(\frac{V_p}{8} \right)^{1/3} \quad (19)$$

- ii. As gargantas apresentam forma de um prisma com seção retangular, e com razão de aspecto - ξ constante. A razão de aspecto corresponde a razão entre a maior e menor dimensão, ou seja, $\xi = a/b$, na Figura 2.7 do Capítulo 2. Este parâmetro foi determinado a partir da análise de forma de seções de poros em imagens bidimensionais, e o valor $\xi = 6$ foi definido como um valor representativo da razão de aspecto das gargantas dos poros em

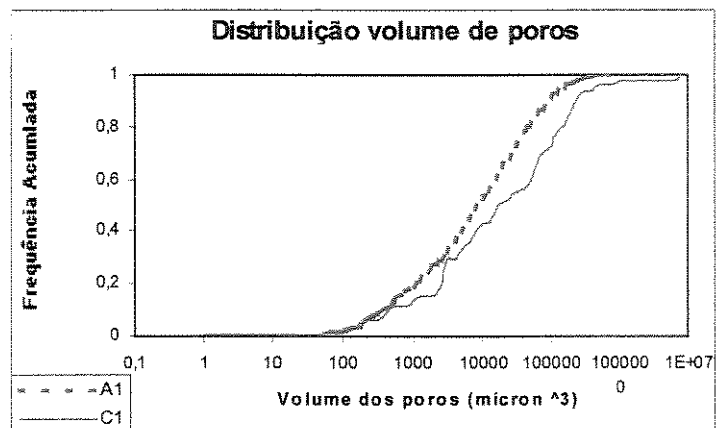
sedimentos arenosos. O tamanho de garganta característico, ou raio de garganta, Rt , está associado a menor dimensão - b_t , e é estimado a partir da área da garganta, At :

$$Rt = \left(\frac{At}{4\xi} \right)^{1/2} \quad (20).$$

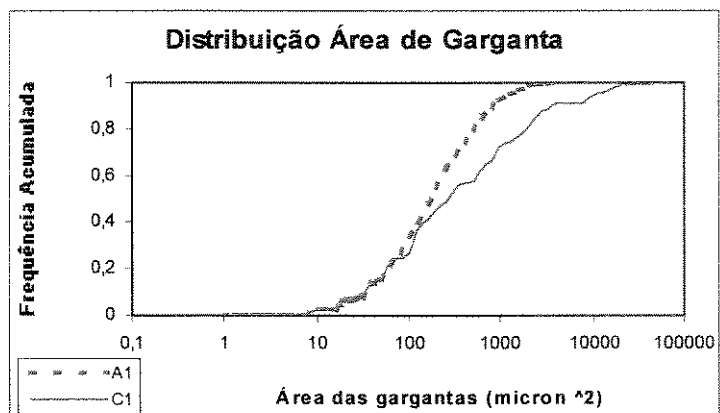
A aparente similaridade na forma das distribuições e o pequeno intervalo de variação nas dimensões de poros e gargantas, podem ser atribuídos a natureza estocástica do processo de reconstituição. O método assume a hipótese da estacionaridade ou homogeneidade estatística, e o modelo tridimensional é reconstruído a partir dos valores médios de porosidade e função de autocorrelação. As variações observadas nestes parâmetros nas imagens individuais (Figura 3.4) de uma mesma amostra, apesar de significativas, não ficam devidamente representadas nos valores médios. Além disto, o menor tamanho de garganta que pode ser identificado, corresponde a resolução do processo de reconstituição, que por sua vez, é definido pela resolução da imagem. Assim, o menor tamanho de garganta corresponde as dimensões de um voxel no modelo tridimensional.

No Capítulo 5, as distribuições dos raios característicos de poros e gargantas são convertidas em diâmetros característicos, e classificadas segundo a escala de tamanho de poros do Laboratório de Petrofísica do CENPES/DIGER/SETRES (modificada de *Wentworth* segundo *Folk*, 1974), com objetivo de operacionalizar estas informações.

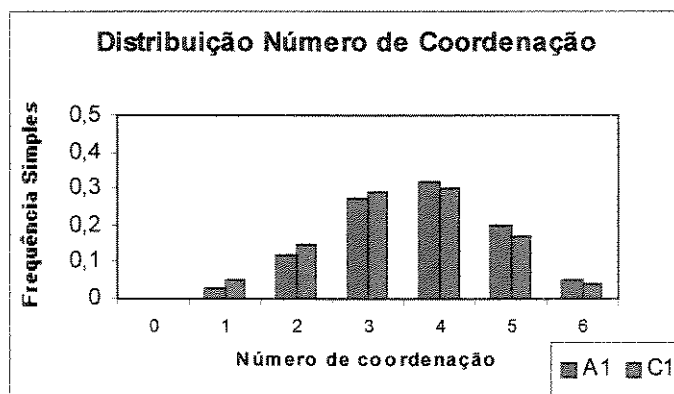
Para a determinação do número de coordenação médio do meio simulado (Z_{mod}) são calculados dois valores: $Z_2 > 1$ e $Z_3 > 2$. Ou seja, no primeiro (Z_2) são considerados os poros que apresentam no mínimo duas gargantas, e no segundo (Z_3) os poros com no mínimo três gargantas. O valor médio do modelo (Z_{mod}) corresponde a um número entre estes dois valores, e é tratado como um parâmetro incerto, que pode ser aproximado pela média destes números de coordenação: $Z_{mod} = (Z_2 + Z_3)/2$.



(a)

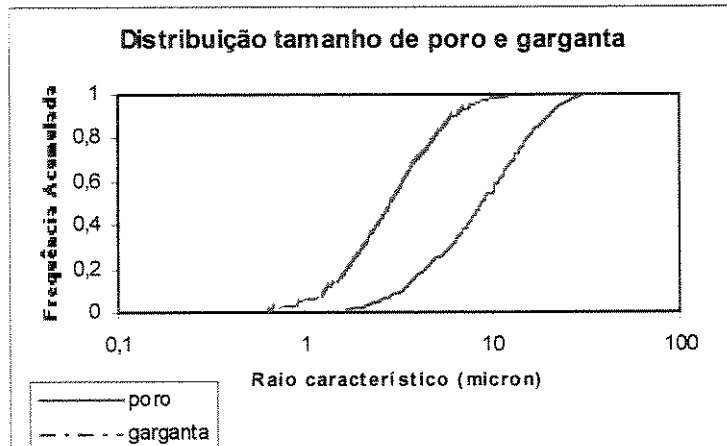


(b)

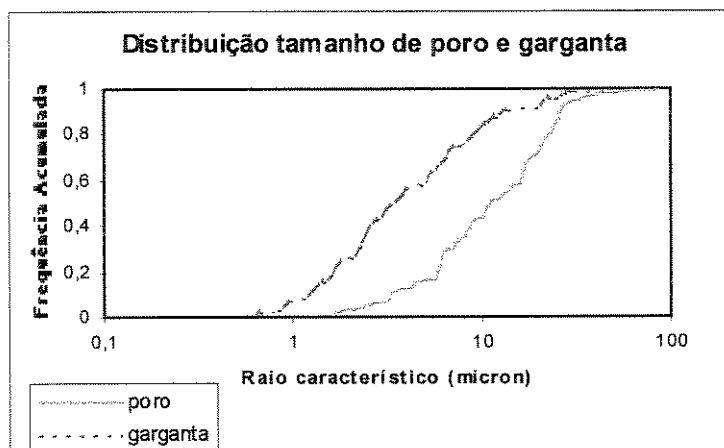


(c)

Figura 3.8 – Informações obtidas no processo de caracterização geométrica: (a) Distribuição volume de poro – A1-arenito, C1-carbonato; (b) Distribuição área de garganta; (c) Distribuição do número de coordenação .



(a)



(b)

Figura 3.9 – Distribuições de frequência acumulada dos raios característicos de poro e garganta obtidos a partir do volume dos poros e áreas das gargantas. (a) arenito (b) carbonato. Notar a semelhança na forma das curvas de distribuição de poros e gargantas.

3.4 – Estimativa das Propriedades Petrofísicas

Uma vez definidas as distribuições de tamanho de poro e garganta, e o número de coordenação médio do sistema, a etapa seguinte consiste na utilização de um modelo de rede de poros (*network model*) para a estimativa das propriedades capilares e de transmissibilidade (fluido e corrente elétrica) do meio poroso.

Segundo *Ioannidis et al* (1996b), a simulação do fluxo num modelo de rede (*network simulation*) seria a técnica mais versátil para a obtenção das propriedades petrofísicas. Este método, é então utilizado para a estimativa da permeabilidade e fator de formação, através da simulação de um fluxo monofásico; e a estimativa de curvas de pressão capilar por intrusão de mercúrio e da relação índice de resistividade x saturação, através da simulação de um fluxo bifásico.

A construção do modelo de rede de poros, que representa a estrutura porosa das amostras analisadas, satisfaz os seguintes critérios:

- i. A porosidade da rede é a mesma do meio simulado;
- ii. As distribuições de tamanhos de poros e gargantas da rede são semelhantes aquelas obtidas na caracterização geométrica;
- iii. O modelo de rede apresenta o mesmo número de coordenação médio definido para o meio simulado;
- iv. A área superficial específica do modelo ajusta-se àquela obtida nas imagens bidimensionais.

Estas condições, segundo o autor, garantem que as propriedades petrofísicas estimadas pelo método apresentem consistência, sem a necessidade da utilização de ajustes teóricos.

A construção da rede se inicia com um modelo semelhante ao proposto por *Ioannidis et al* (1993), um modelo de rede cúbico regular, com número de coordenação $Z=6$ (Figura 2.7 do Capítulo 2). A primeira etapa deste processo consiste no ajuste do número de coordenação ao valor definido no processo de caracterização. Para isto, os nós e ligações da rede vão sendo removidos, a partir de um processo de percolação em sítios (ou nós), até que o modelo de percolação final apresente o número de coordenação médio definido para o meio reconstituído.

O processo de percolação em sítios utilizado na configuração da rede corresponde ao modelo apresentado por *Chatzis e Dullien* (1985), o qual independe da distribuição de tamanho de poros, e é controlado basicamente pelo tipo de rede considerado, sua dimensão e número de

coordenação. De acordo com este processo de percolação, uma fração p_s dos nós da rede é selecionada aleatoriamente para permanecer aberta, enquanto a fração restante $(1 - p_s)$ permanece fechada. No processo clássico de percolação em sítios, todas as ligações permanecem abertas durante todos os estágios de invasão de fluidos. No modelo proposto por estes autores, esta condição é modificada, de modo que sempre que um nó esteja fechado, todas as gargantas que encontrem este nó também estarão fechadas. Ou seja, uma ligação estará aberta apenas se ambos os nós situados em suas extremidades estiverem abertos. Assim, para cada valor da fração p_s corresponderá uma fração p_b de ligações abertas, dada por :

$$p_b = p_s^2 \quad (21)$$

Devido a esta condição imposta no modelo, as ligações abertas não ficam distribuídas aleatoriamente ao longo da rede, como ficam os nós. Deste modo, são as ligações que controlam o processo de penetração ou percolação dos fluidos. O processo de percolação é realizado com o incremento no valor da fração p_s , de zero até um. Para cada valor de p_s o número de nós e ligações invadidos é determinado. A Figura 3.10 ilustra este processo. Nesta, é apresentada uma rede quadrada de dimensões 25×25 , onde os nós são numerados ou classificados com índices (j) de 1 a 20, conforme a sequência em que serão abertos ou invadidos. A figura corresponde ao estágio em que todos os nós rotulados com números de $j=1$ a $j=12$ foram invadidos, e representando o ponto de *breakthrough* desta rede, que corresponde ao estágio onde o caminho de percolação atinge pela primeira vez a extremidade oposta a face de injeção do fluido. As demais faces ficam isoladas por limites impermeáveis.

O processo de percolação inicia no passo $k = 1$, e então caminhos de fluxo contínuos são formados pelos nós e ligações que apresentam índice $j=1$, e estão conectados a face de injeção. Estes elementos são identificados e contados, de modo a se determinar quais nós e ligações foram invadidos. O mesmo processo é repetido para $k = 2, 3, 4 \dots$, até o sistema atingir o número de coordenação médio, definido na etapa anterior de caracterização geométrica do meio tridimensional reconstituído. Quando isto ocorre, a estrutura da rede está definida, e os nós e ligações não acessados são removidos. Este método de ajuste das conexões da rede introduz uma pequena fração de poros com apenas uma *ligação (dead-end pores)*.

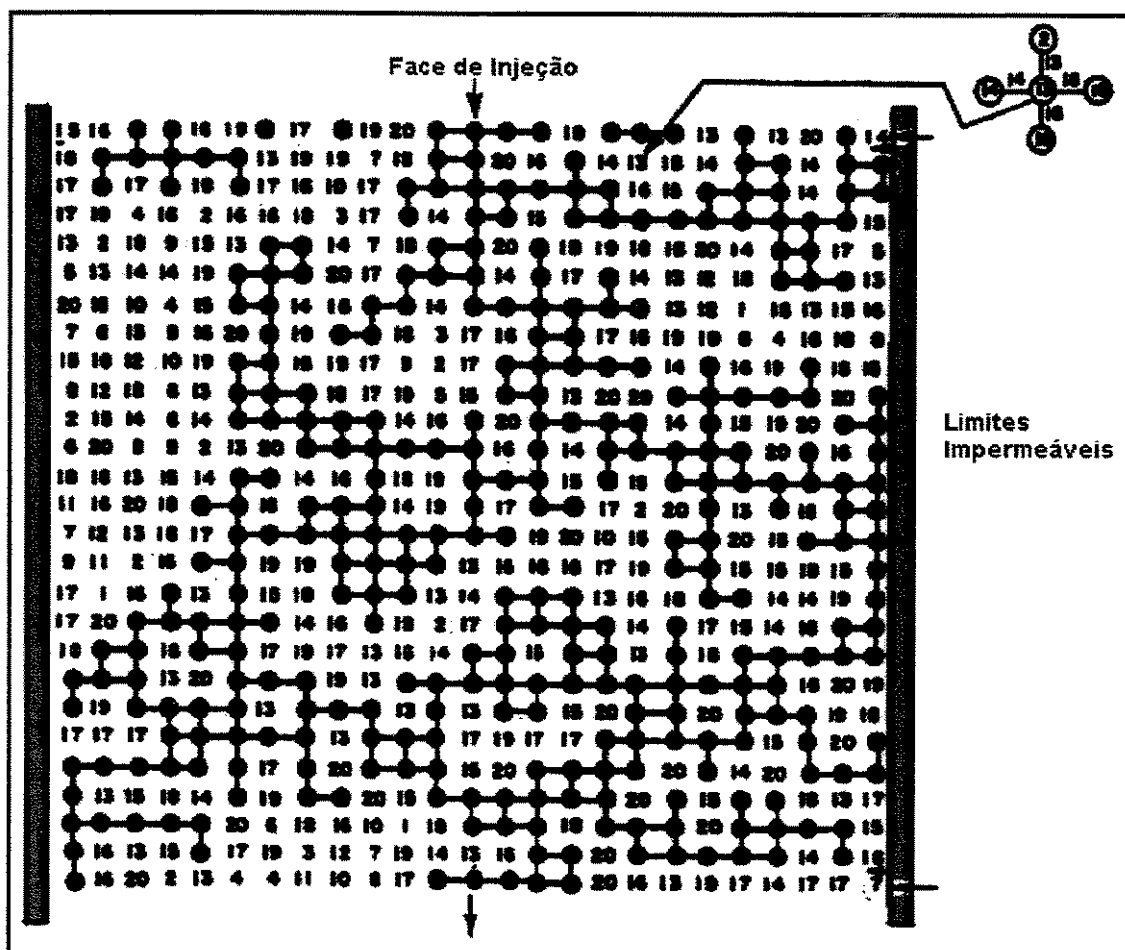


Figura 3.10 – Modelo de rede quadrada com dimensões 25 x 25, e com nós (ou sítios) classificados de 1 a 20 conforme sequência de invasão. Processo de percolação atinge o ponto de *breakthrough* no estágio $k = 12$. No detalhe, a definição dos rótulos para as gargantas, segundo a modificação proposta por Chatzis e Dullien (1985).

Com a estrutura da rede configurada, as distribuições de tamanho de poro e garganta, também definidas na etapa de caracterização, são atribuídas aos elementos da rede. Neste processo é introduzido um viés, de modo que os poros maiores são dispostos, com maior probabilidade, nos nós que apresentam maior número de coordenação. Como já discutido anteriormente, os poros são representados por cubos com raio característico R_p . Toda porosidade é atribuída aos poros, sendo as gargantas desprezadas em termos de volume poroso. Para ajustar a porosidade da rede à porosidade do modelo reconstituído, o parâmetro L , que representa a distância entre o centro de dois nós, é modificado.

Com o modelo de rede adequado às características morfológicas e topológicas do meio poroso simulado, as estimativas das propriedades petrofísicas são resultado da simulação do fluxo monofásico – permeabilidade e fator de formação; e fluxo bifásico – pressão capilar por injeção de mercúrio e índice de resistividade versus saturação. A rede apresenta dimensão de 30 x 30 x 30 nós nas direções x, y e z (M_x , M_y e M_z), dos quais o número de sítios ativos é definido no processo de percolação inicial.

3.4.1 – Estimativa da Permeabilidade Absoluta e do Fator de Formação

O processo de fluxo de fluidos e corrente elétrica no modelo de rede cúbico é tratado como um problema de resistor elétrico em série. O modelo assume a direção de fluxo como paralela ao eixo z da rede, e que $M_x \times M_y$ número de gargantas na face de entrada estão conectadas a uma pressão P_1 e voltagem V_1 , enquanto $M_x \times M_y$ número de gargantas na face de saída da rede estão conectadas a uma pressão P_0 e voltagem V_0 . Condições de limite impermeáveis são aplicadas aos limites da rede (faces) paralelos as direções x e y.

Para o cálculo da condutância total da rede, é inicialmente necessário o cálculo da condutância de cada um de seus elementos. Uma vez que estas condutâncias estão definidas, é possível então, aplicar a equação da continuidade ou conservação de massa, que corresponde a um balanço de massa e corrente elétrica nos nós da rede, para a estimativa da condutância total. Cada elemento da rede é representado por uma garganta de poro (ligação da rede), mais metade de cada um dos dois poros que esta garganta conecta. A condutância hidráulica, g_{ht} , de uma garganta com seção retangular, para o fluxo laminar de um fluido Newtoniano de viscosidade μ , é segundo *Berker* (1963), *apud Ioannidis e Chatzis* (1993), dada por:

$$g_{ht} = \frac{\xi b_t^4}{4\mu c_t} f(\xi) \quad (22),$$

onde: ξ = razão de aspecto das gargantas; b_t = dimensão característica das gargantas (menor dimensão da seção retangular); μ = viscosidade; c_t = comprimento da garganta ou ligação; $f(\xi)$ = função da razão de aspecto, tabulada em *Berker* (op.cit).

Segundo *Koplik* (1982), *apud Ioannidis e Chatzis* (1993), a resistência ao fluxo devido aos poros adjacentes pode ser levada em consideração, através da condutância hidráulica dos poros, g_{hp} , que é também proporcional ao tamanho característico das gargantas - b_t e pode ser definida como:

$$g_{hp} = \frac{\pi \xi b_t^3}{3 \mu} \quad (23).$$

Por analogia, a condutância elétrica, g_{et} , de uma garganta com seção retangular é dada por:

$$g_{et} = \frac{4 \xi b_t^2}{c_t} \quad (24).$$

Da mesma forma, a condutância elétrica dos poros, g_{ep} , pode ser estimada na forma (*Chen e Koplik*, 1985, *apud Ioannidis e Chatzis*, 1993):

$$g_{ep} = \frac{2 \pi \xi' b_p^2}{1 - \log \left[\sin^{-1} \left(\frac{b_t}{b_p} \right) \right]} \quad (25),$$

onde: ξ' = razão de aspecto dos poros; b_p = dimensão característica dos poros.

A condutância hidráulica ou elétrica de cada elemento da rede, g_{ij} , é então definida como o somatório em série das condutâncias dos poros e garganta:

$$\frac{1}{g_{ij}} = \frac{1}{g_{pi}} + \frac{1}{g_{tij}} + \frac{1}{g_{pj}} \quad (26)$$

onde: g_{tij} é a condutância elétrica ou hidráulica da garganta (ligação) que conecta os dois poros (nós) i e j ; g_{pi} e g_{pj} representam a condutância elétrica ou hidráulica dos poros i e j respectivamente.

A equação de conservação de massa ou corrente elétrica considera que o somatório algébrico do fluxo nos nós da rede é zero. Assim, um sistema de equações lineares é obtido para a pressão e/ou voltagem nos nós, o qual é resolvido através do método de gradientes conjugados pré-condicionado. Segundo *Kantzas e Chatzis, 1988, apud Ioannidis e Chatzis, 1993*, este método tem-se mostrado muito eficiente para a solução de grandes sistemas de equações lineares. Deste modo, a pressão de entrada da rede, P_1 , ou a voltagem na face de entrada, V_1 , são obtidas, respectivamente, a partir da determinação da razão volumétrica de fluxo(vazão) - Q , ou da corrente elétrica - I que atravessam a rede.

A permeabilidade absoluta, K , pode ser então relacionada a condutância hidráulica da rede na seguinte forma:

$$K = \mu \frac{(M_z - 1)}{(M_x - 1)(M_y - 1)L} \left(\frac{Q}{P_1 - P_0} \right) = \frac{\mu L' Q}{A(P_1 - P_0)} \quad (27),$$

onde: μ = viscosidade do fluido; M_x , M_y e M_z representam as dimensões da rede nas direções x , y e z ; L = distância entre o centro de dois nós; Q = razão volumétrica de fluxo ou vazão; $P_1 - P_0$ = o diferencial de pressão. A segunda igualdade corresponde a Lei de Darcy, onde L' representa o comprimento da rede, e A a área transversal.

O Fator Resistividade de Formação, ou simplesmente Fator de Formação, que é definido como a razão entre a resistividade total da rede saturada com água (R_o) e a resistividade da água (R_w); ou em termos de condutividade, a razão entre a condutividade do eletrólito (C_w) e a condutividade total da rede saturada com água (C_o), é estimado como:

$$F = \frac{Ro}{Rw} = \frac{Cw}{Co} = \frac{L(M_x - 1)(M_y - 1)}{(M_z - 1)} \left(\frac{V_1 - V_0}{I} \right) \quad (28),$$

onde $V_1 - V_0$ representa o diferencial de voltagem; e I a corrente elétrica.

3.4.2 – Estimativa da Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio e da Relação Índice de Resistividade *versus* Saturação de Água

A estimativa das curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio é obtida a partir da simulação do processo de drenagem primária no sistema ar-mercúrio, conforme descrito por *Chatzis e Dullien*, 1985. O processo de drenagem é realizado considerando as distribuições de tamanho de poro e garganta e o número de coordenação médio, definidos na etapa de caracterização. Seguindo os critérios de percolação de sítios, utilizados na configuração da rede, para cada passo k no processo de invasão do fluido não-molhante, são determinados o número de ligações e de nós que são invadidos. A partir destas informações, podem ser determinadas as proporções acumuladas de ligações (Y_{bk}) e nós (Y_{sk}) que foram invadidos em cada passo k :

$$Y_{bk} = \sum_{j=1}^k \mu_{bjk} / \sum_{j=1}^n N_{bj} \quad (\text{para } k=1, 2, 3, \dots, n) \quad (29)$$

$$Y_{sk} = \sum_{j=1}^k \mu_{sjk} / \sum_{j=1}^n N_{sj} \quad (\text{para } k=1, 2, 3, \dots, n) \quad (30)$$

onde: μ_{bjk} e μ_{sjk} representam o número acumulado de ligações e nós, respectivamente, que apresentam índice j e foram invadidos no passo k ; N_{bj} e N_{sj} representam o número de ligações e nós, respectivamente, que apresentam índice j .

A partir das distribuições de tamanho de poro e garganta atribuídas a rede, é possível associar as frações de ligações (p_{bk}) e nós (p_{sk}) abertos ou invadidos em cada passo k , aos respectivos diâmetros de gargantas e poros, através das relações:

$$p_{bk} \equiv p_b [D_b \geq D_{bk}] = \int_{D_{bk}}^{D_{b1}} f_b(D_b) dD_b \quad (31)$$

(para $k=1, 2, 3 \dots n$), e

$$p_{sk} \equiv p_s [D_s \geq D_{sk}] = \int_{D_{sk}}^{D_{s1}} f_s(D_s) dD_s \quad (32)$$

(para $k=1, 2, 3 \dots n$).

onde: p_b e p_s correspondem, respectivamente, às frações de ligações e nós caracterizados por diâmetros $D_b \geq D_{bk}$ e $D_s \geq D_{sk}$; $f_b(D_b)$ e $f_s(D_s)$ correspondem, respectivamente, as frequências de ligações e nós de diâmetro D no meio poroso da amostra analisada.

Assim, a pressão capilar - Pc_k (Figura 3.11) correspondente a cada passo k , e consequentemente a cada fração p_{bk} , pode ser calculada através de:

$$Pc_k = \frac{4\sigma \cos \theta}{D_{bk}} \quad (33)$$

onde: σ = tensão interfacial e θ = ângulo de contato.

A saturação da fase não-molhante (S_{nwk}) em cada passo k do processo de invasão, e correspondente a cada Pc_k , é calculada a partir das proporções Y_{bk} e Y_{sk} de ligações e nós invadidos, através da expressão:

$$S_{nwk} = X_b S_{bk} + (1 - X_b) S_{sk} \quad (34)$$

onde: X_b = fração do volume total da rede que corresponde as ligações; S_{bk} e S_{sk} = as saturações da fase não-molhante nas ligações e nós, respectivamente, em cada passo k , estimadas a partir das proporções Y_{bk} e Y_{sk} e das frações p_{bk} e p_{sk} .

Como os elementos da rede, nós e ligações, apresentam área transversal angular, em função da geometria adotada, estes só estarão completamente preenchidos pela fase não-molhante numa pressão infinita. Por isso, a fração do volume da fase molhante que permanece na área próxima aos vértices em cada elemento, é levada em consideração no cálculo da saturação em cada etapa k do processo de invasão.

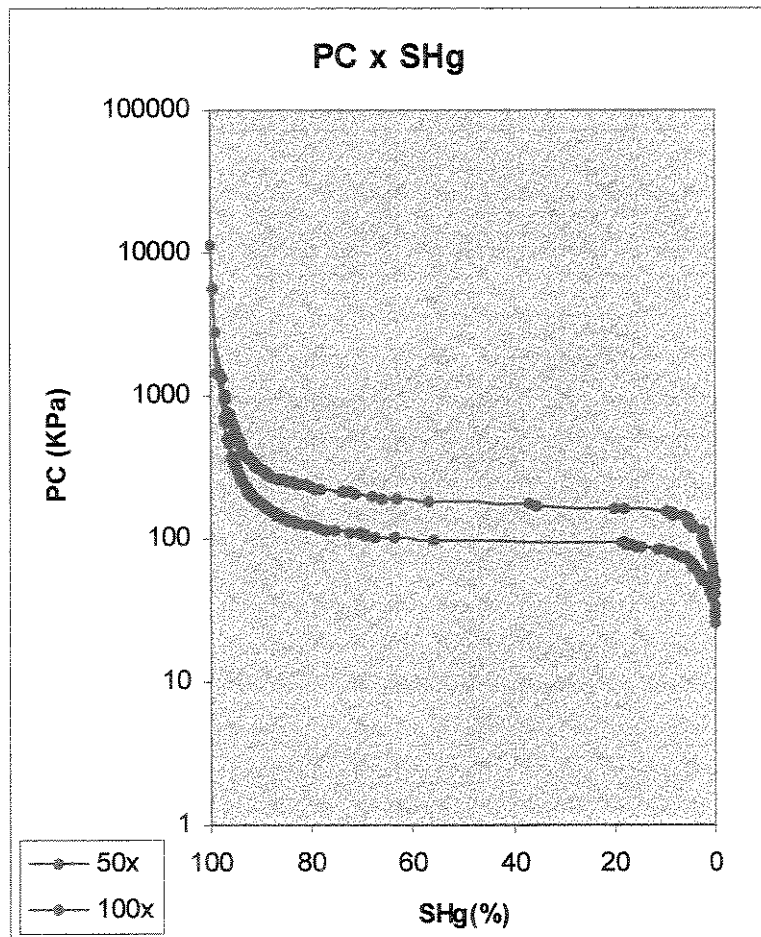


Figura 3.11 – Curvas de Pressão Capilar por injeção de mercúrio simuladas para um mesmo arenito. A separação entre as curvas mostra o efeito da resolução no processo: na maior resolução – 100 vezes, o menor tamanho de garganta reconhecido é de 1,5625 μm , enquanto no aumento de 50 vezes o menor tamanho de garganta é de 3,125 μm .

A estimativa da relação Índice de Resistividade x Saturação de água tem como base a simulação do processo de drenagem primária, neste caso, considerando o sistema óleo-água . O índice de resistividade - IR é definido como a razão entre a resistividade total da rocha – R_t e a resistividade da rocha saturada de água – R_o ; ou em termos de condutividade, a razão entre a condutividade da rocha saturada de água – C_o e a condutividade total da rocha - C_t :

$$IR = \frac{R_t}{R_o} = \frac{C_o}{C_t} = \frac{1}{S_w^n} \quad (35)$$

onde: S_w = saturação de água e n = expoente de saturação, que corresponde a inclinação da reta no gráfico $\log IR \times \log S_w$. Como a resistividade da rocha varia com a saturação de água, o índice de resistividade é expresso em função da saturação (Figura 3.12).

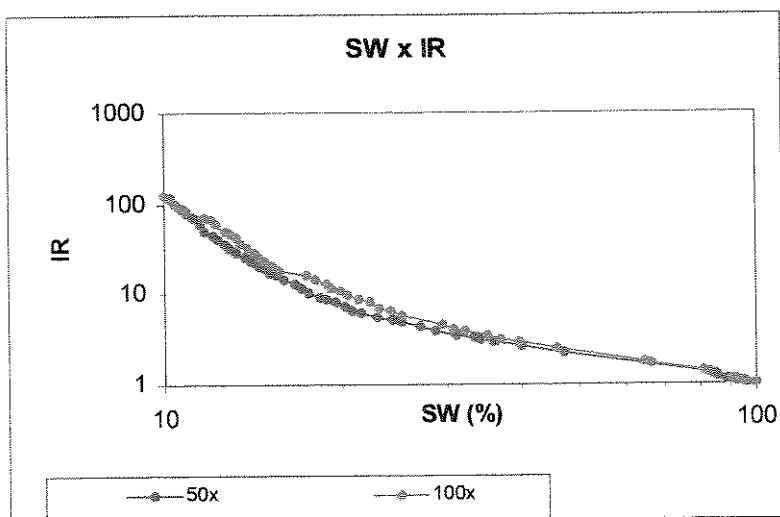


Figura 3.12 – Relação Índice de Resistividade x Saturação de água simuladas para um mesmo arenito, com meio poroso reconstituído em diferentes resoluções. O comportamento das curvas mostra que a resistividade do sistema poroso não é afetada pela inclusão das menores gargantas, identificadas na maior resolução – 100x.

Como descrito anteriormente, no processo de drenagem do fluido molhante é possível determinar quais poros e gargantas foram invadidos em cada etapa k , e qual a fração invadida.

Assim como na estimativa da pressão capilar, as saturações em cada fase podem ser estimadas em função das frações p_{bk} das ligações e p_{sk} dos nós. Deste modo, para cada nível de saturação, a condutância total da rede é recalculada, considerando a conservação da corrente elétrica nos nós (poros) da rede e a saturação de cada fase. O óleo que drena a fase molhante (água) corresponde a fase não condutiva, e a condutividade dos filmes de água que permanecem presentes, em função da seção angular de poros e gargantas, são levados em consideração. O processo é simulado até a saturação de água irredutível, onde a fase molhante não pode mais ser removida.

Capítulo 4

Aquisição e Processamento das Imagens

Com o objetivo de avaliar a confiabilidade das estimativas de propriedades petrofísicas – permeabilidade, fator de formação, pressão capilar por intrusão de mercúrio, e a relação índice de resistividade *versus* saturação de água, obtidas com a aplicação da metodologia descrita no capítulo anterior, foram selecionadas treze amostras de importantes reservatórios brasileiros. Estas amostras correspondem a litologias com níveis de heterogeneidade variáveis, que permitem analisar o desempenho da técnica em sistemas porosos mais complexos. As imagens foram obtidas em três resoluções - 25x, 50x, e 100x, permitindo avaliar também este efeito nas estimativas.

A seguir, são descritas as etapas seguidas para o processamento das imagens, obtidas de lâminas delgadas de plugues, e os resultados encontrados para os diferentes sistemas porosos nas três resoluções utilizadas.

4.1 – Seleção das amostras

A seleção das amostras para a processamento teve como critério fundamental a disponibilidade de dados experimentais para a comparação com as propriedades estimadas pelo *software* VCLab. Além disto, foi considerada a possibilidade de análise do desempenho deste sistema frente a rochas reservatório com diferentes características permoporosas. Para isto, foram selecionados quatro grupos de amostras, dos quais, dois grupos correspondem à rochas siliciclásticas, e dois à rochas carbonáticas. Neste último, é ainda considerada a variação lateral

de fácies no ambiente deposicional. Estes sistemas serão referidos a partir de agora como SP1 à SP4, e suas características são apresentadas a seguir:

- ♦ **Sistema Poroso 1 – SP1:** Corresponde a arenitos turbidíticos de idade Cenomaniana / Turoniana, que ocorrem em profundidades superiores a 3000 metros. Este sistema é representado por quatro amostras de rocha, e suas propriedades petrofísicas medidas em laboratório são apresentadas na Tabela 4.1 e Figura 4.1

Tabela 4.1 – Dados experimentais das amostras do SP1

Amostras	PHI (%)		K (mD)**		F	m
	A	B	A	B		
SP1A1	26,2	26,7	66,8	69,7	14,6	2,00
SP1A2	23,8	23,7	121,0	145,0	13,3	1,80
SP1A3	27,5	27,2	275,0	316,0	13,5	2,01
SP1A4	22,3	22,2	132,0	154,0	18,8	1,96

Onde: PHI = porosidade em percentual; K = permeabilidade em miliDarcy; F= fator de formação; m = expoente de cimentação; A= medidas realizadas no laboratório A; B= medidas realizadas no laboratório B.

É interessante observar que as medidas experimentais, realizadas em diferentes laboratórios, mostram uma variação de no máximo 2% para as medidas de porosidade, e até 20% para as medidas de permeabilidade das amostras.

O SP1 é macroscopicamente homogêneo, e as laminas delgadas das amostras, confeccionadas a partir da cabeça dos plugues, são bastante semelhantes. A descrição petrográfica permite classificar a rocha como um arenito arcossiano, com composição mineralógica média de 68% de quartzo, 30 % de feldspatos e 2% de fragmentos líticos (Q₆₈F₃₀L₂). Apresenta granulometria de muito fina a média, é moderadamente a mal selecionado, com grãos angulosos a sub-angulosos que mostram contatos alongados, e por vezes pontuais. A ocorrência de porções mais fechadas está associada a presença de cimento carbonático (calcita

microcristalina, localmente dolomitizada) em até 5%. É reconhecida ainda a presença de matriz caulinitica e intraclastos argilosos. Como principais acessórios identificam-se micas (biotita e muscovita) e bioclastos. A porosidade média de lâmina varia em torno de 15% a 20%, é predominantemente do tipo intergranular, com alguma porosidade intragranular, gerada com a dissolução dos feldspatos. Os principais eventos diagenéticos reconhecidos são a compactação e a cimentação carbonática (Figura 4.2).

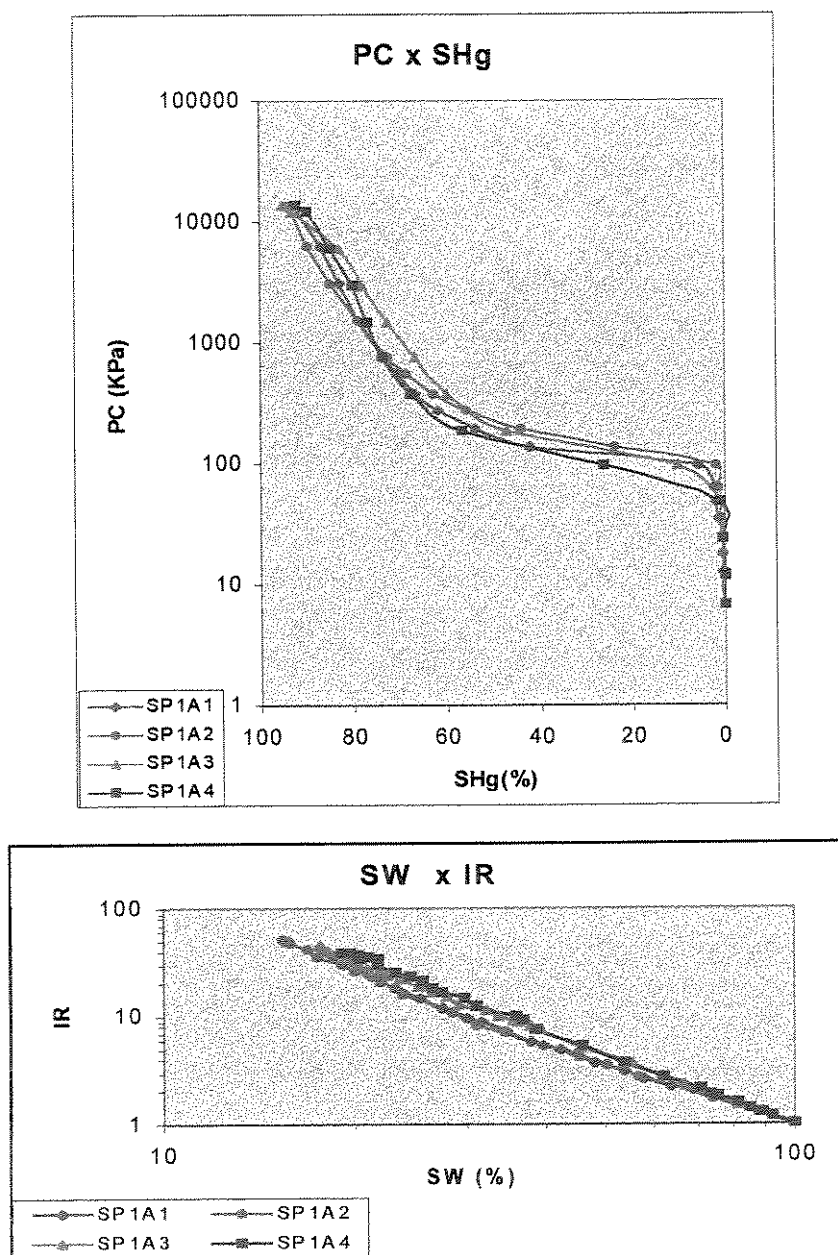


Figura 4.1 – Gráficos de pressão capilar por injeção de mercúrio e índice de resistividade x saturação de água para as amostras do SP1.

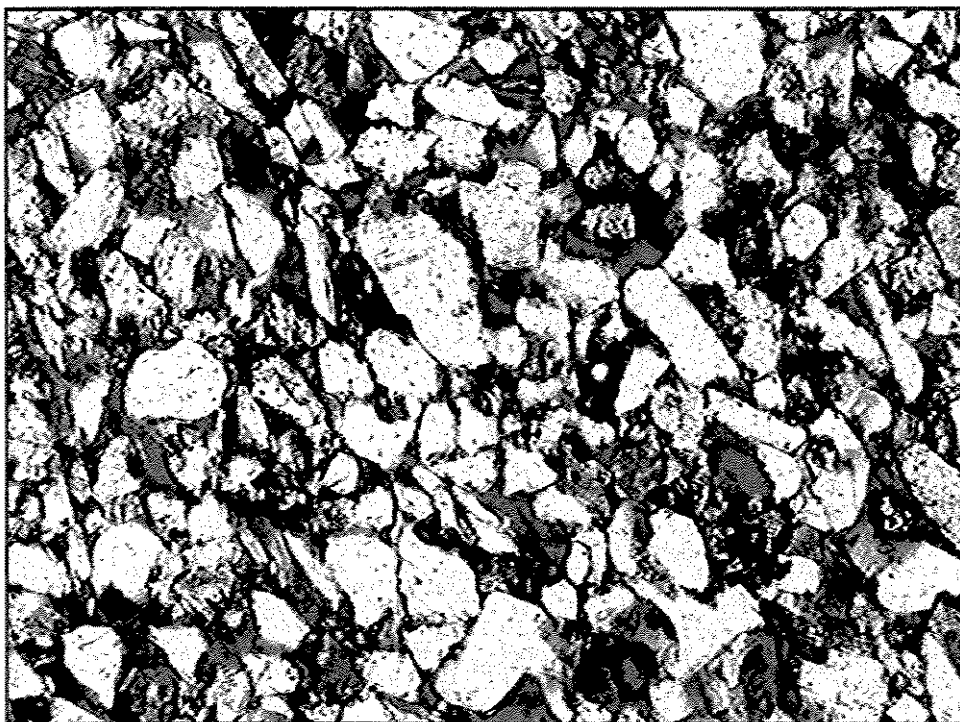


Figura 4.2 – Imagem representativa do Sistema Poroso 1. Aumento de 50x – Resolução 3,125 $\mu\text{m}/\text{pixel}$.

- ♦ **Sistema Poroso 2 – SP2:** Corresponde a depósitos de bancos carbonáticos rasos de idade Albiana, que hoje encontram-se em profundidades entre 2400 a 2600 metros. As fácies de alta energia (SP2C1 – Figura 4.3) são representadas por grainstones oolíticos médios a grosseiros, com agregados, oncolitos, bioclastos e pelóides. Os principais eventos diagenéticos estão relacionados a cimentação meteórica (franja) e a ocorrência de cimento syntaxial de equinóides. A porosidade em lâmina é de regular a boa, do tipo intergranular, e intragranular com a dissolução de bioclastos e dos núcleos de oncolitos e oolitos. Localmente encontra-se porosidade vugular. As fácies de energia moderada (SP2C2 e SP2C3 – Figura 4.4) correspondem a packstones peloidais finos com oncolitos e oolitos, agregados e intraclastos. A presença de cimento syntaxial de equinóides é devida ao processo diagenético. A porosidade é do tipo intergranular e intragranular, com a dissolução de bioclastos e a dissolução parcial da lama calcária. As propriedades petrofísicas destas amostras estão listadas na Tabela 4.2 e Figura 4.5.

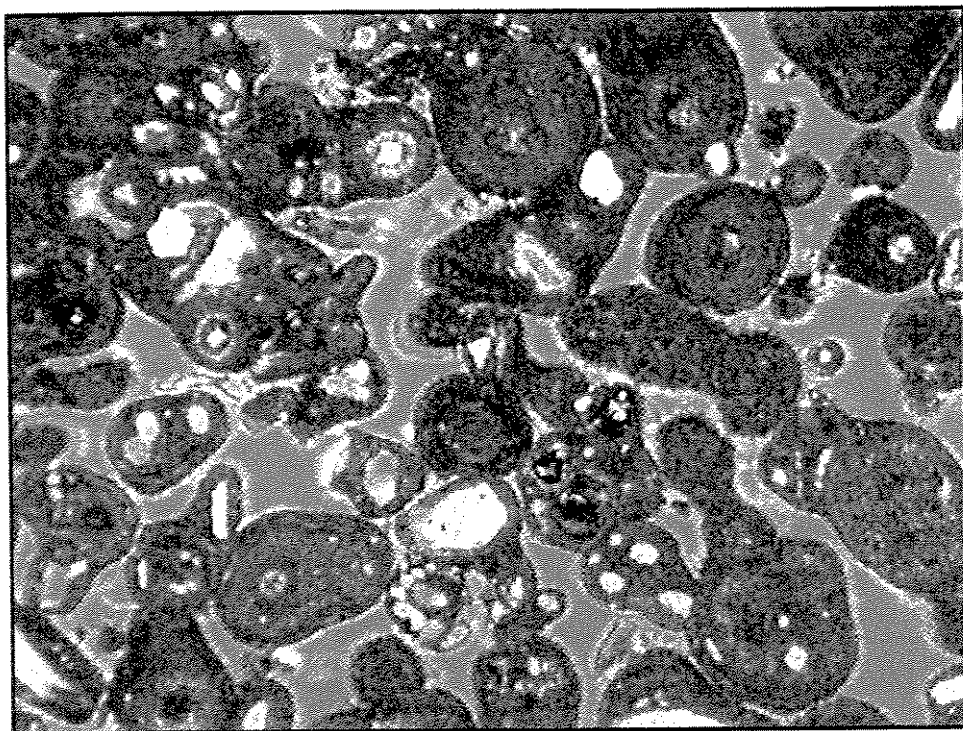


Figura 4.3 – Imagem representativa do Sistema Poroso 2 – fácies de alta energia. Aumento de 25x – Resolução 6,0 $\mu\text{m}/\text{pixel}$.

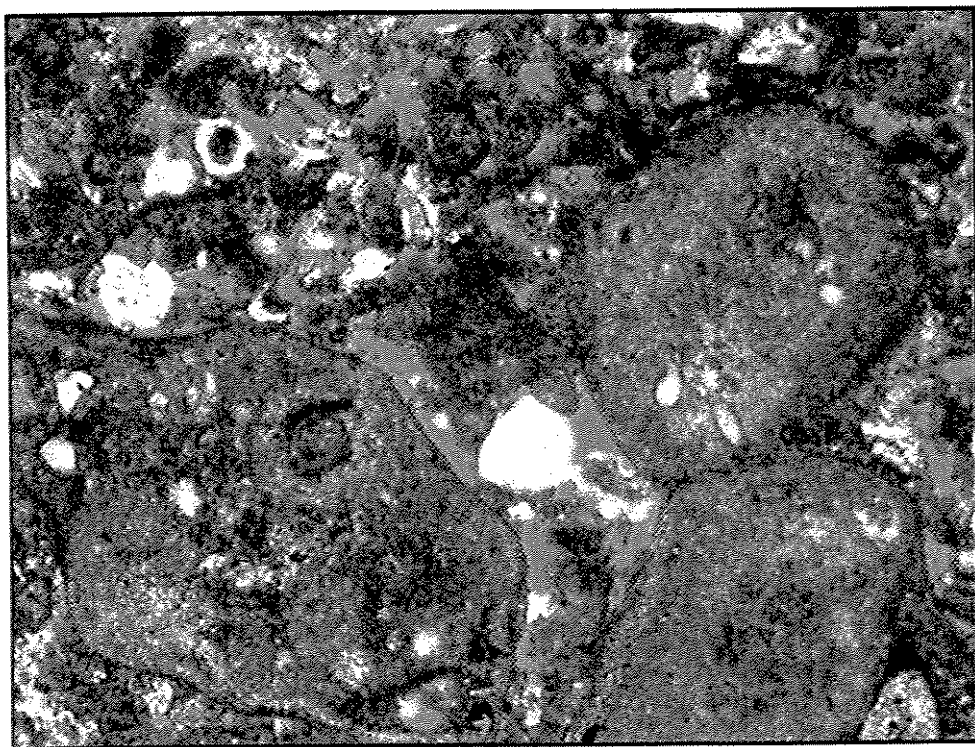


Figura 4.4 – Imagem representativa do Sistema Poroso 2 – fácies de moderada energia. Aumento de 50x – Resolução 3,125 $\mu\text{m}/\text{pixel}$.

Tabela 4.2 – Dados experimentais das amostras do SP2

Amostras	PHI (%)	K (mD)	F	m
SP2C1	26,2	441,0	13,3	1,94
SP2C2	30,6	8,33	10,1	1,95
SP2C3	31,3	35,4	11,0	2,06

As amostras SP2C2 e SP2C3 apesar das altas porosidades, apresentam valores de permeabilidade consideravelmente baixos. A dissolução eficiente da lama calcária interpeloidal, associada a dissolução dos grãos pode explicar os altos valores de porosidade. No entanto, os baixos valores de permeabilidade são provavelmente decorrentes da cimentação meteórica, que oblitera as gargantas dos poros, e da predominância dos microporos. A amostra SP2C1 é mais grosseira com baixo teor de lama, característica dos depósitos rasos em ambiente de alta energia. Estas condições deposicionais favorecem a maior dissolução do núcleo dos oolitos, resultando num aumento da porosidade e permeabilidade, devido a redução da microporosidade (*Spadini et al*, 1996).

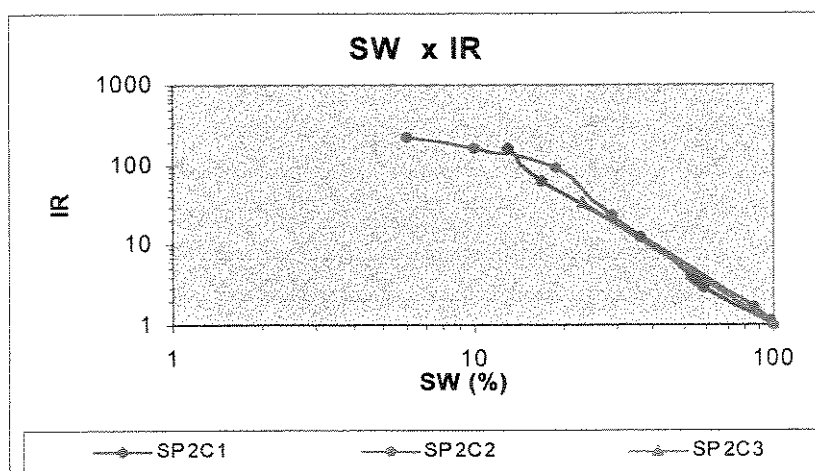
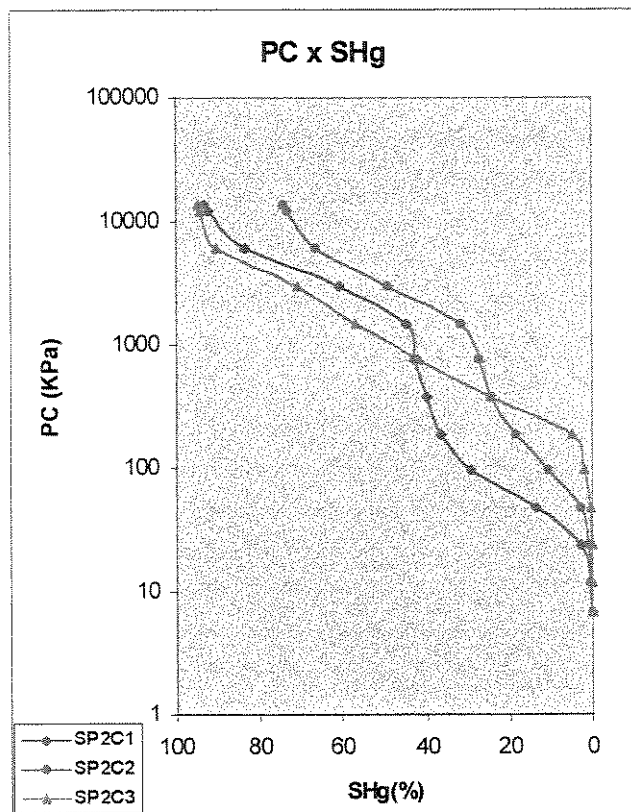


Figura 4.5 – Gráficos de pressão capilar por injeção de mercúrio e índice de resistividade x saturação de água para as amostras do SP2.

- ♦ **Sistema Poroso 3 – SP3:** Corresponde a depósitos de bancos carbonáticos rasos de idade Eoalbiana, que encontram-se atualmente em profundidades entre 4700 e 4800 metros. As duas amostras que representam este sistema podem ser descritas como packstones/grainstones oolíticos finos a médios, com oncolitos, agregados e bioclastos (Figura 4.6). É possível observar ligeira estratificação, com a alternância de níveis mais ricos em bioclastos e outros onde predominam os oolitos e oncolitos. A porosidade é do tipo intergranular primária, e associada ocorre microporosidade de origem diagenética e a dissolução parcial do córtex de oolitos e dos grãos. A diagênese é marcada pela presença de cimento blocoso de subsuperfície que obstrui parcialmente os poros. Em alguns níveis identificam-se franja meteórica e franja marinha envolvendo os grãos. As propriedades medidas em laboratório são apresentadas na Tabela 4.3 e Figura 4.7.

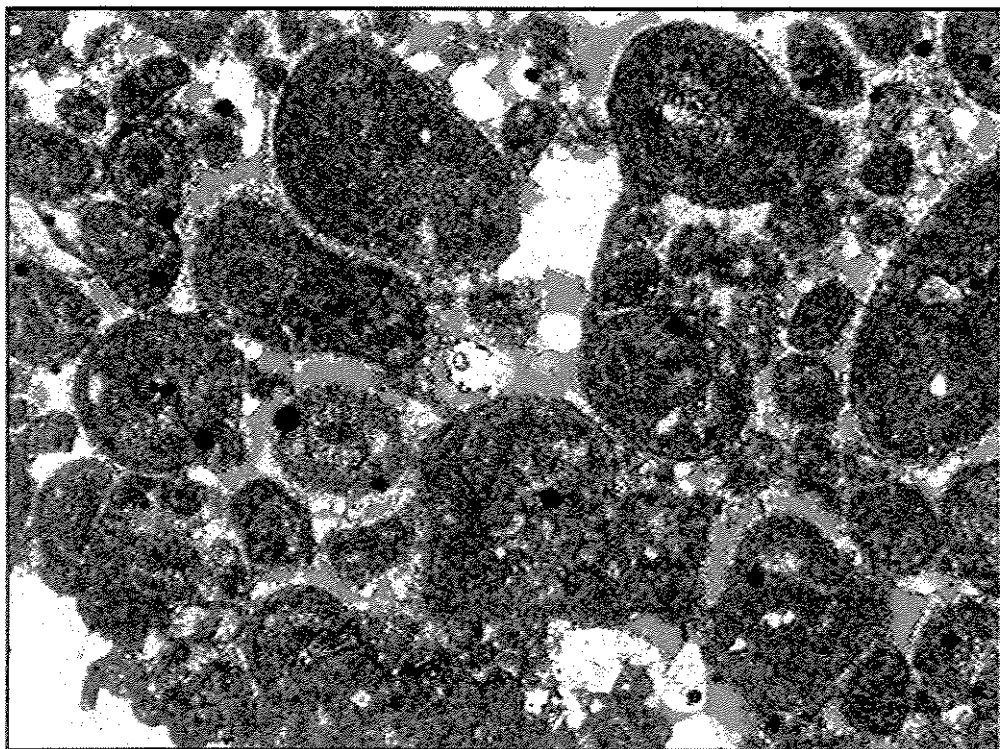


Figura 4.6 – Imagem representativa do Sistema Poroso 3. Aumento de 50x – Resolução 3,125 $\mu\text{m}/\text{pixel}$.

Tabela 4.3 – Dados experimentais das amostras do SP3

Amostras	PHI (%)	K (mD)	F	m
SP3C4	18,2	112,0	47,6	2,27
SP3C5	12,7	17,1	70,6	2,06

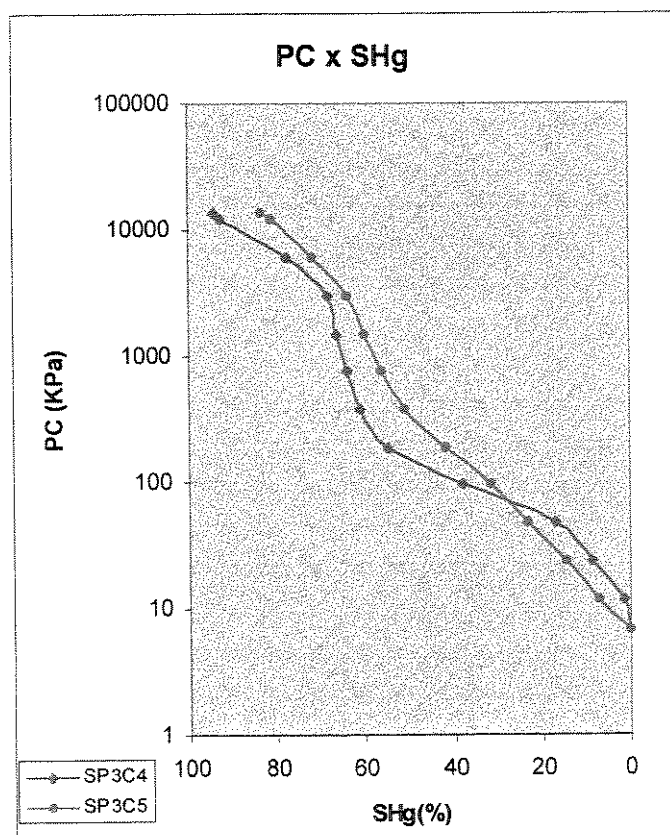


Figura 4.7 – Gráfico de pressão capilar por injeção de mercúrio para as amostras do SP3.

- ♦ **Sistema Poroso 4 – SP4:** Corresponde a conglomerados e arenitos conglomeráticos de idade Aptiana, depositados em ambiente de leque aluvial, e que encontram-se hoje em profundidades entre 500 e 700 metros. As amostras analisadas podem ser classificadas como conglomerados polimíticos com seixos de quartzo, arenito, siltito, quartzito, filito, xisto, granito e cristais de feldspato e quartzo. Apresentam matriz arenosa muito fina, cimento dolomítico e intraclastos argilosos cloritizados. Os grãos são angulosos a sub-angulosos, com contatos alongados, por vezes pontuais. A porosidade é essencialmente intergranular, e secundariamente intragranular e móldica por dissolução (Figura 4.8). As propriedades petrofísicas medidas em laboratório constam na Tabela 4.4 e Figura 4.9.

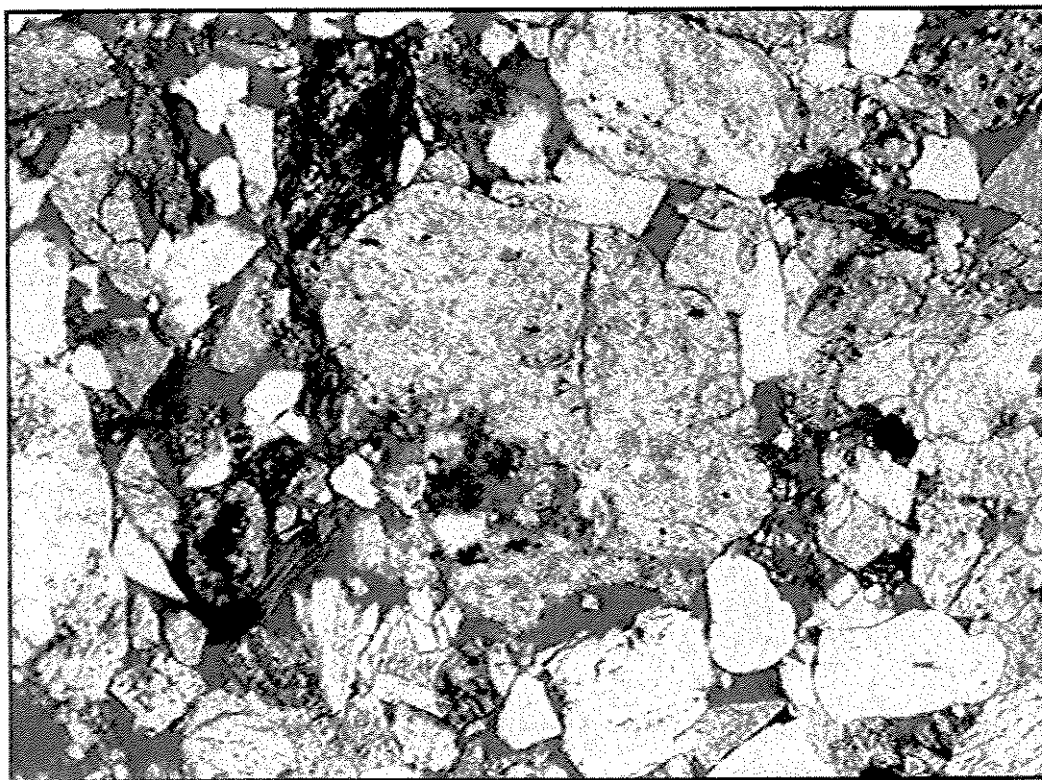


Figura 4.8 – Imagem representativa do Sistema Poroso 4. Aumento de 25x – Resolução 6,0 $\mu\text{m/pixel}$.

Tabela 4.4 – Dados experimentais das amostras do SP4

Amostras	PHI (%)	K (mD)	F	m
SP4CG1	22,9	276,0	17,0	1,92
SP4CG2	24,0	499,0	16,0	1,94
SP4CG3	15,5	229,0	36,4	1,93
SP4CG4	13,5	114,0	53,9	1,99

É importante ressaltar que os dados experimentais do SP4 estão referidos às condições de reservatório (9000 KPa (1300 psi) e 50°C), e as curvas de pressão capilar apresentadas estão convertidas do sistema óleo/água para o sistema ar/mercúrio, através da relação entre as tensões interfaciais (σ) e o ângulo de contato (θ) nos dois sistemas:

$$\left. \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \right|_{res} = \left. \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \right|_{Hg} \quad (36).$$

A variação de fácies observada entre as amostras representam variações no nível de energia do ambiente deposicional, e na intensidade dos processos diagenéticos ao qual estas rochas foram submetidas. As amostras SP4CG1 e SP4CG2 consistem de arenitos conglomeráticos com seixos de composição variada (quartzo, arenito, filito e xisto). A amostra SP4CG3, ainda mais grosseira, corresponde aos conglomerados suportados por matriz arenosa, enquanto a amostra SP4CG4 está associada à fácies de arenitos médios mal selecionados.

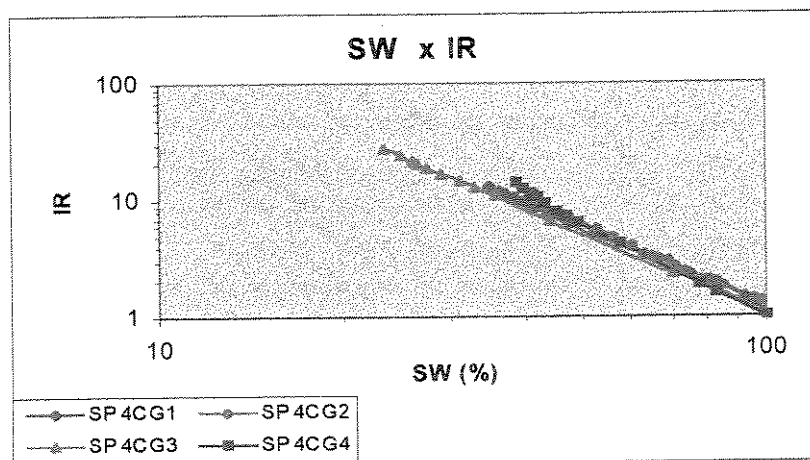
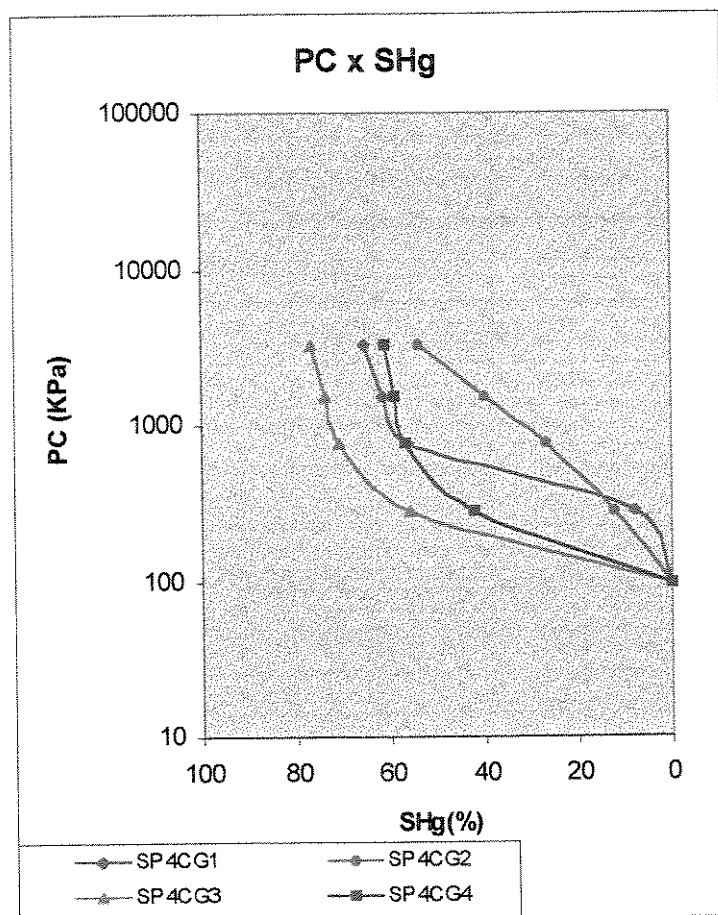


Figura 4.9 – Gráficos de pressão capilar por injeção de mercúrio (convertidas) e índice de resistividade x saturação de água para as amostras do SP4.

4.2 – Aquisição das Imagens e Binarização

As imagens das lâminas delgadas foram obtidas no Sistema de Análise de Imagens Petrográficas – SAIP1 do CENPES/DIGER/SEGRES. Este sistema é constituído de um microscópio *Zeiss Axiophot* equipado com câmara de vídeo colorida *Sony DXC-950* de 3CCD e alta resolução, monitor de controle *Sony PVM-1344Q* e computador *Apple Power Macintosh 7500/100* com placa de captura AV e 192 Mb de memória RAM (Rodrigues,1999).

A captura das imagens foi realizada através do software *Apple Video Player*TM. O número de imagens obtidos de cada lâmina foi definido em função da resolução utilizada e da superfície de rocha exposta. Com o objetivo de amostrar a maior variabilidade possível em cada seção, procurou-se evitar a sobreposição das imagens. Em média, foram obtidas 10 imagens no aumento de 25 vezes, 20 imagens no aumento de 50 vezes e 70 imagens no aumento de 100 vezes, o que permitiu uma cobertura média de aproximadamente 85-90% das lâminas, e um número total de 670 imagens. A aquisição no aumento de 100 vezes foi realizada para apenas uma amostra de cada sistema poroso – SP1A1, SP2C1, SP3C5 e SP4CG1.

As imagens coloridas obtidas são denominadas imagens RGB (24 bits), e consistem de três planos de *pixels* que correspondem, respectivamente, aos componentes de cor vermelho, verde e azul. O colorido da imagem é resultado do somatório, em cada *pixel*, das intensidades de cada uma das cores (Figura 4.10). A dimensão das imagens capturadas foi de 640 x 480 *pixels*. As resoluções, definidas em função da objetiva e do microscópio utilizado na aquisição, são apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Resolução das imagens nos diferentes aumentos utilizados

Objetiva	Aumento	Resolução ($\mu\text{m}/\text{pixel}$)
2,5 x	25 vezes	6,0
5,0 x	50 vezes	3,125
10,0 x	100 vezes	1,5625

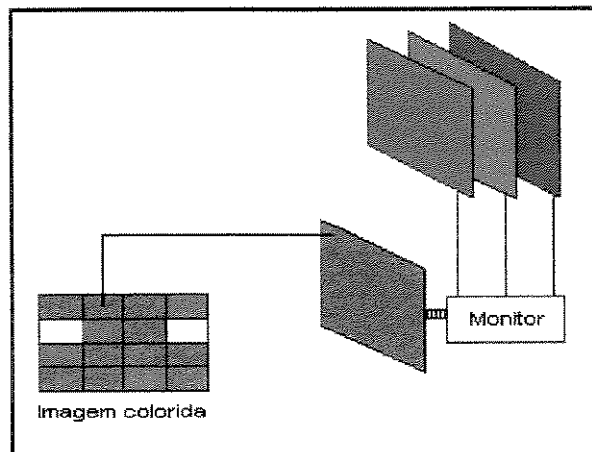


Figura 4.10 – Esquema de visualização das imagens coloridas. A imagem é uma combinação dos três planos de pixels correspondentes às intensidades de vermelho, verde e azul.

O processo de binarização foi realizado com o software *Ultimage/Pro*TM da *Graftek*, em ambiente *Macintosh*. Como já comentado no Capítulo 2, este processo consiste na definição de duas fases: a fase poro e a fase não-poro. No caso de imagens coloridas, a definição do limite (*threshold*) que individualiza estas fases, e atribui valores 1 e 0 aos pixels que correspondem às fases poro e não-poro, respectivamente, é realizado para cada componente de cor. Esta operação é ilustrada na Figura 4.11.

Existem alguns algoritmos que realizam a binarização automaticamente, mas o processo manual é mais utilizado. A determinação manual dos limites para a individualização das fases é indicada, especialmente em função do melhor ajuste encontrado. Com isto, a experiência do operador na manipulação de imagens petrográficas pode fornecer variações no resultado final. O processo manual é essencialmente visual, e baseia-se no uso da cor para discriminar as áreas de interesse (poros). Assim, é de se esperar resultados diferentes quando a operação é realizada por mais de um operador. Este aspecto é discutido no Capítulo 5, quando é analisado o efeito da binarização na determinação da porosidade da imagem.

Imagens coloridas representativas dos quatro sistemas porosos em estudo e suas respectivas imagens binárias, nas diferentes resoluções utilizadas, são apresentadas nas Figuras 4.12 a 4.16.

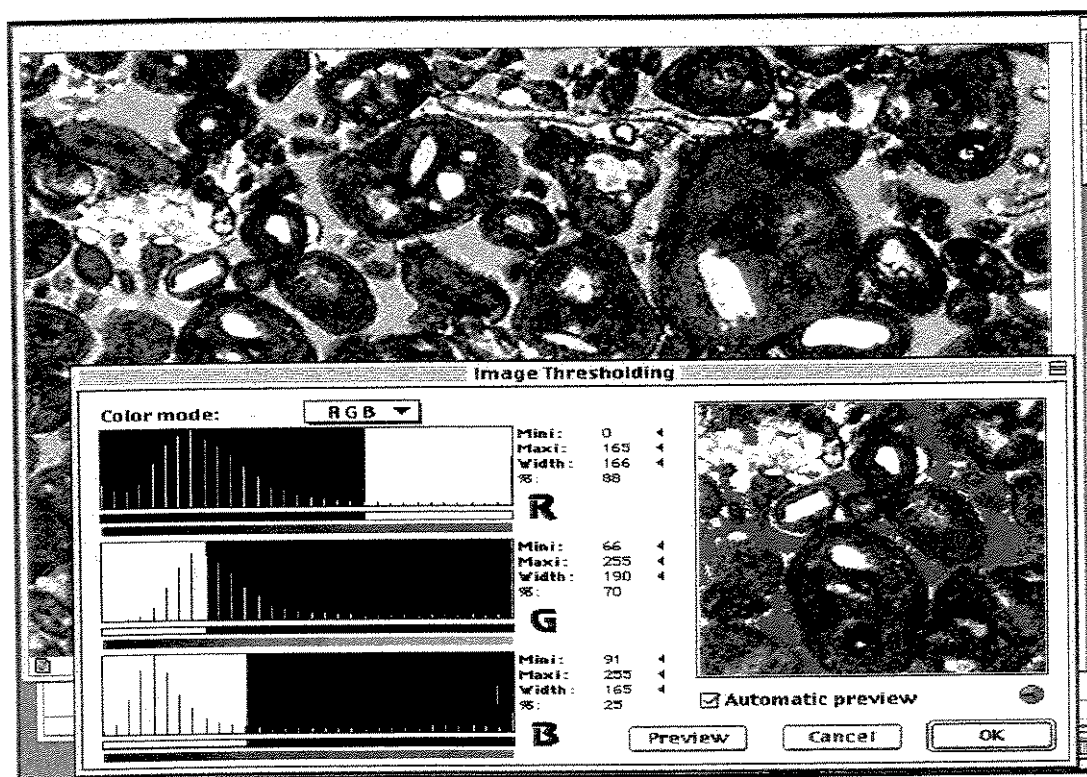
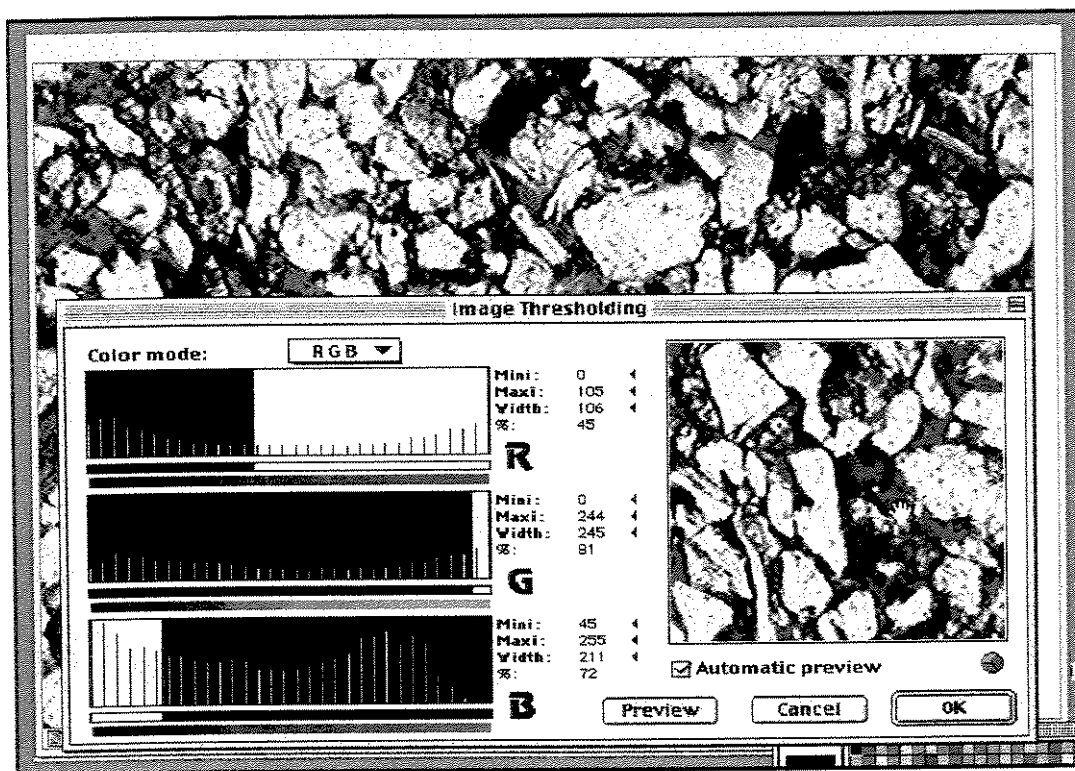
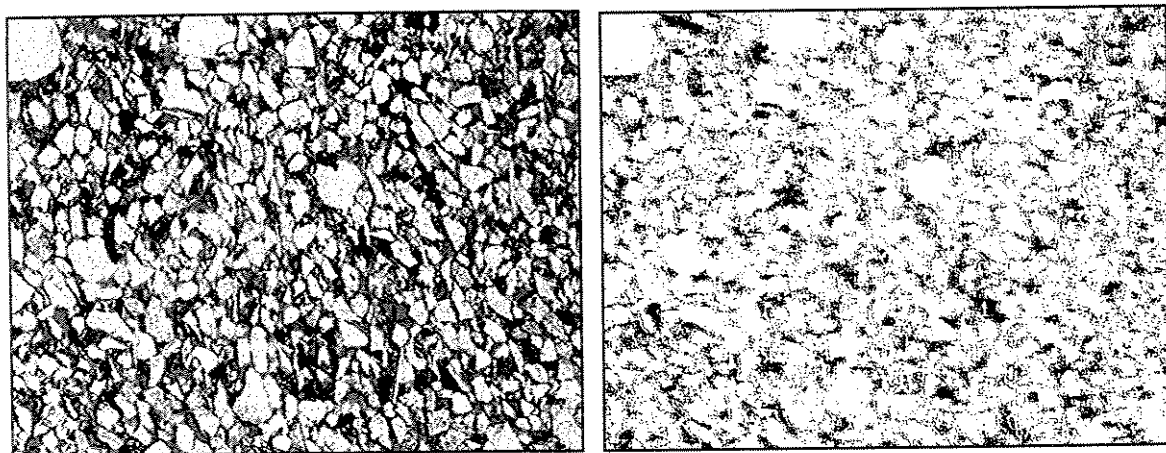
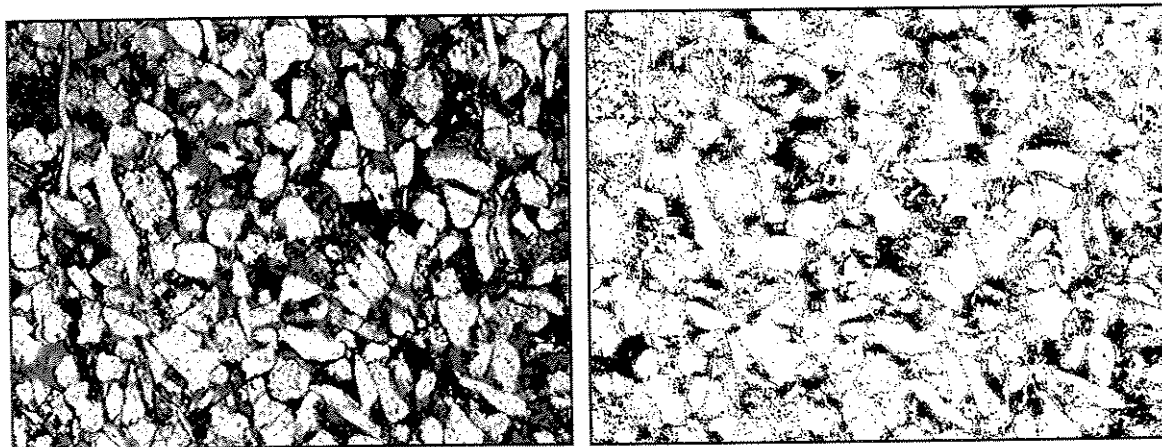


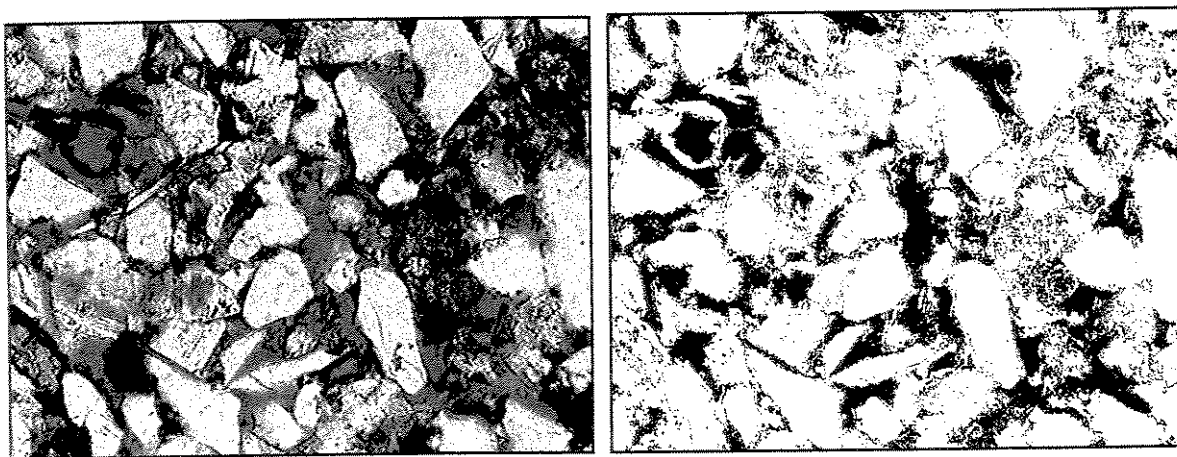
Figura 4.11 – Visualização do processo de binarização de imagens coloridas com o software *Ultimage/Pro*, através da definição de limites para cada componente de cor.



(a)

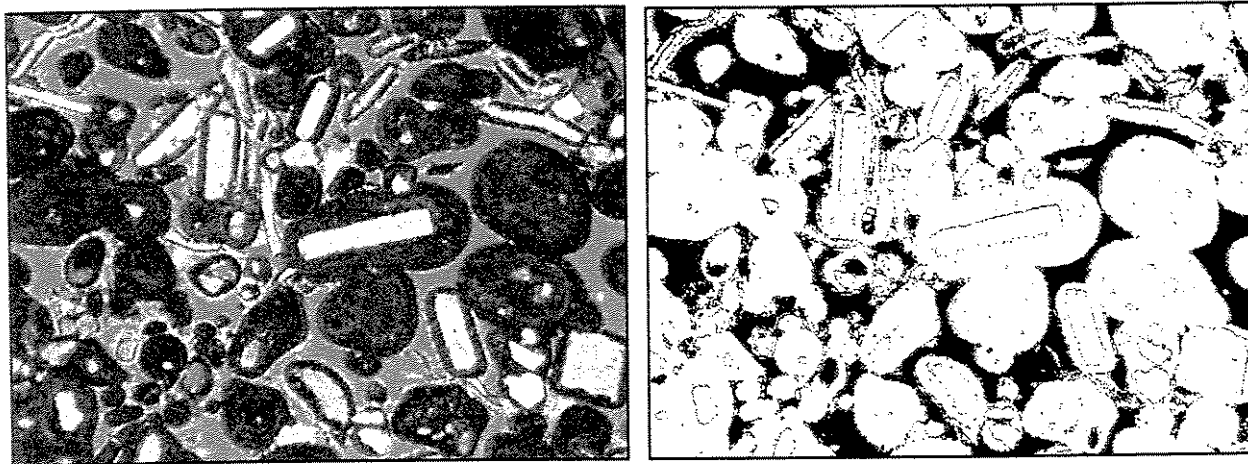


(b)

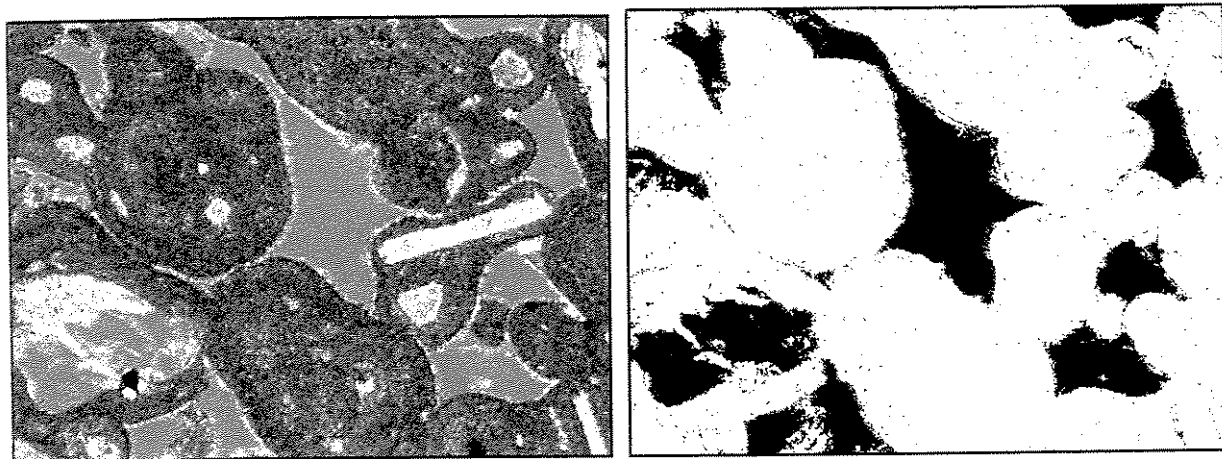


(c)

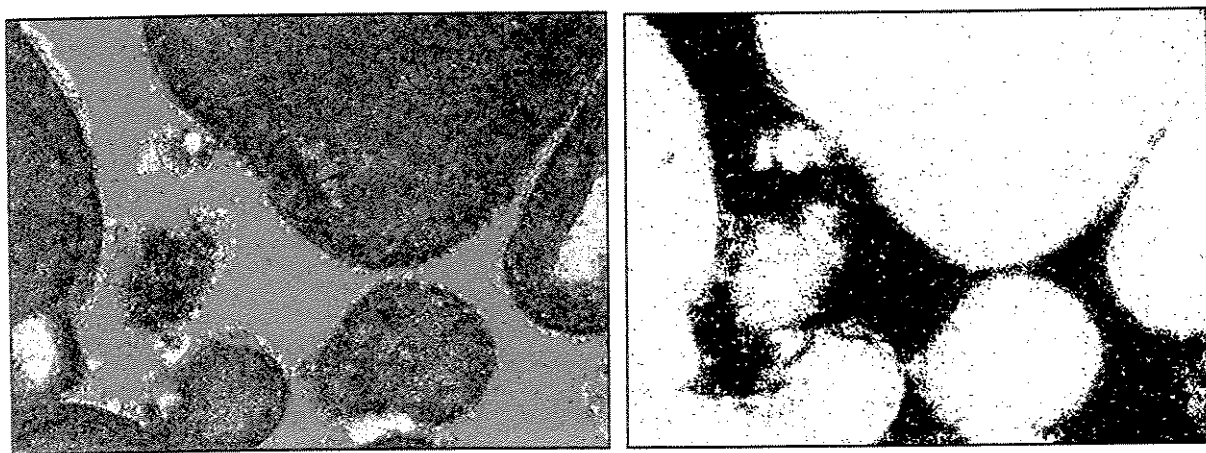
Figura 4.12 – Imagens coloridas e suas respectivas imagens binárias representativas do Sistema Poroso 1 – SP1, nos três aumentos utilizados: (a) 25 vezes; (b) 50 vezes e (c) 100 vezes.



(a)

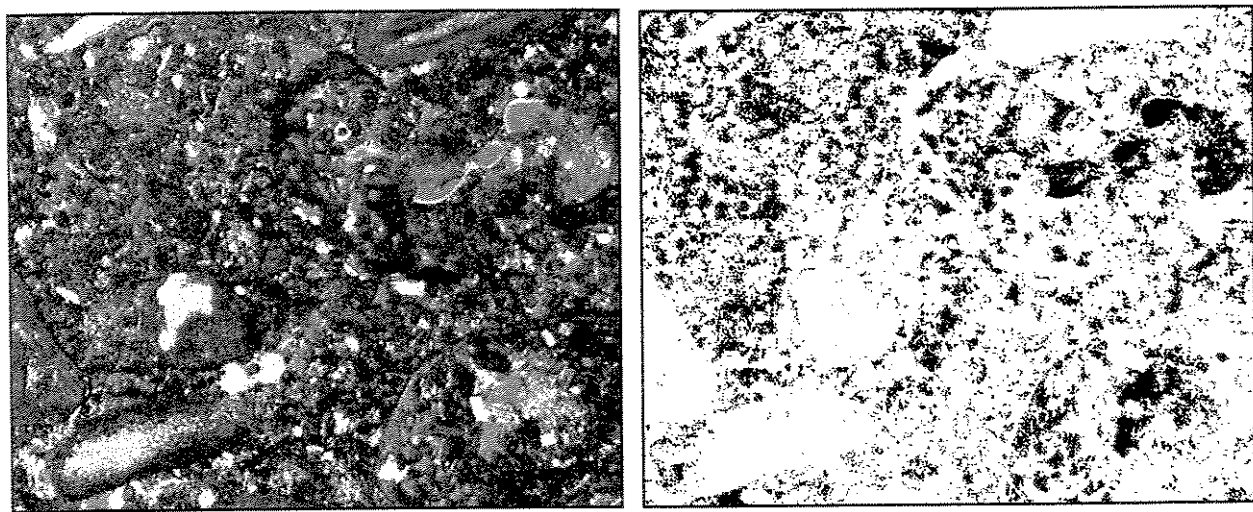


(b)

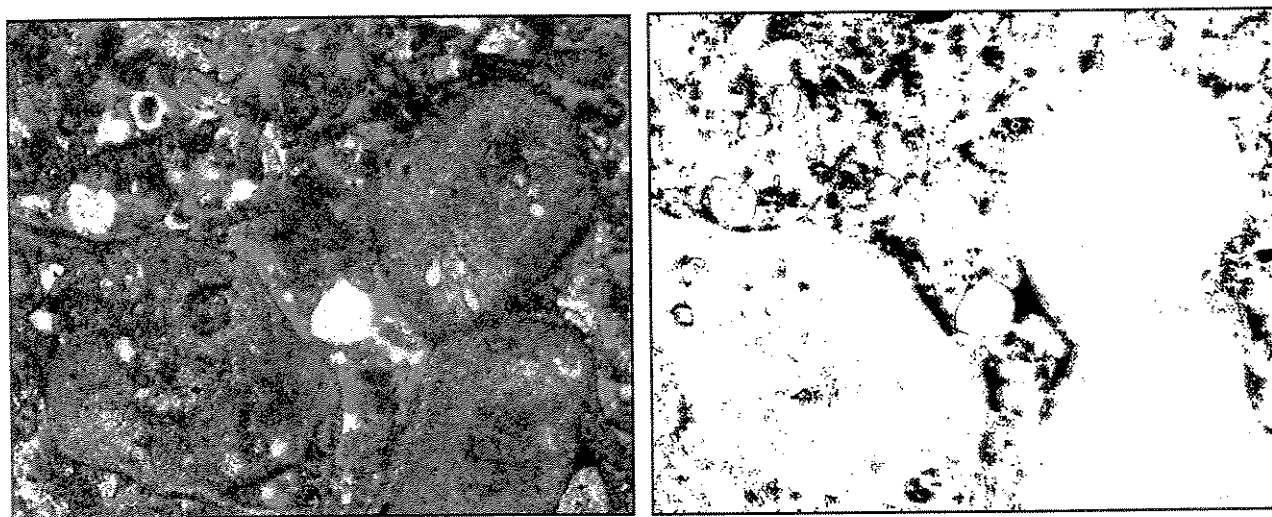


(c)

Figura 4.13 – Imagens coloridas e suas respectivas imagens binárias representativas do Sistema Poroso 2 – SP2, fácies de alta energia. Aumentos utilizados: (a) 25 vezes; (b) 50 vezes e (c) 100 vezes.

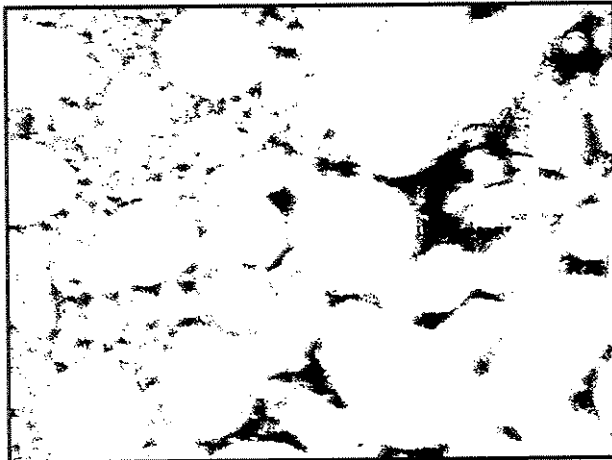
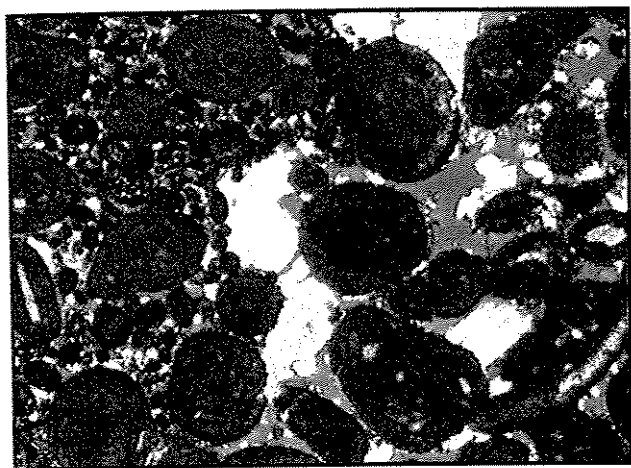


(a)

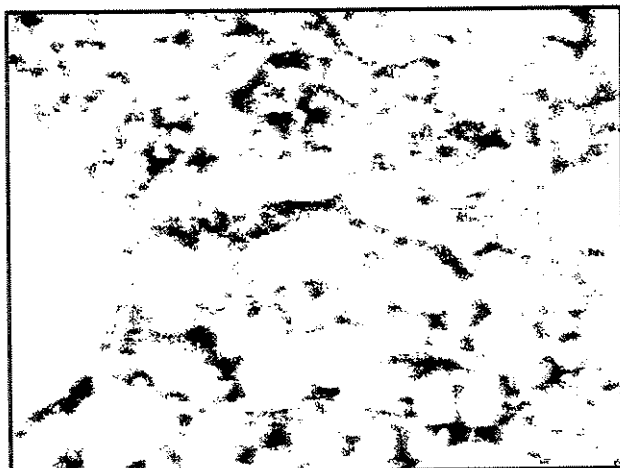
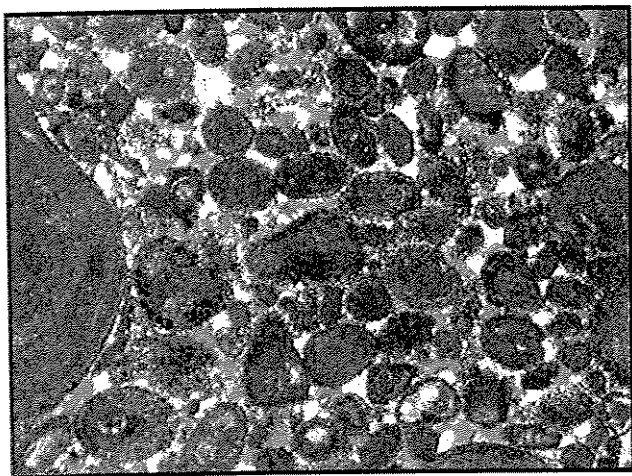


(b)

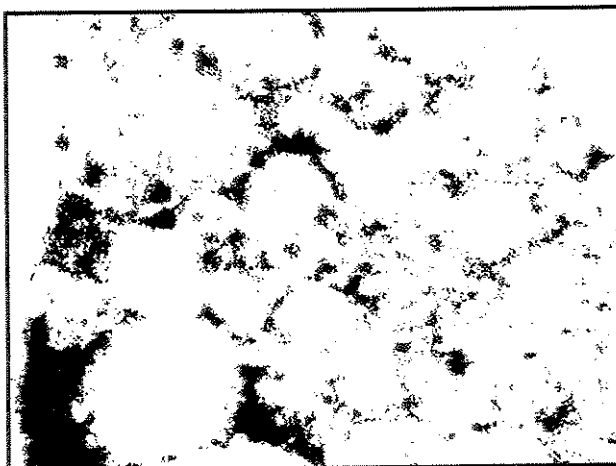
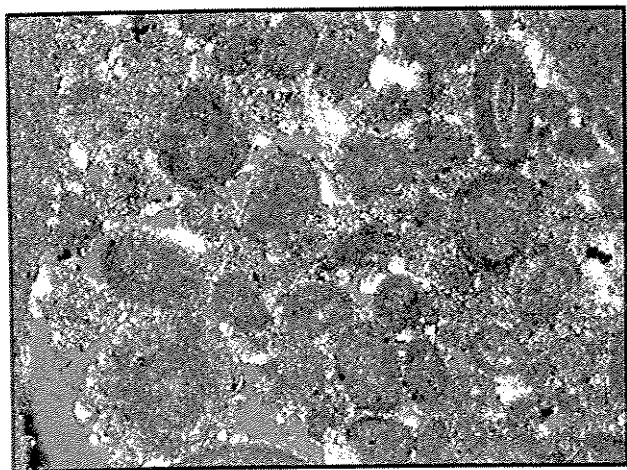
Figura 4.14 – Imagens coloridas e suas respectivas imagens binárias representativas do Sistema Poroso 2 – SP2, fácies de moderada energia com lama carbonática. Aumentos utilizados: (a) 25 vezes; (b) 50 vezes.



(a)

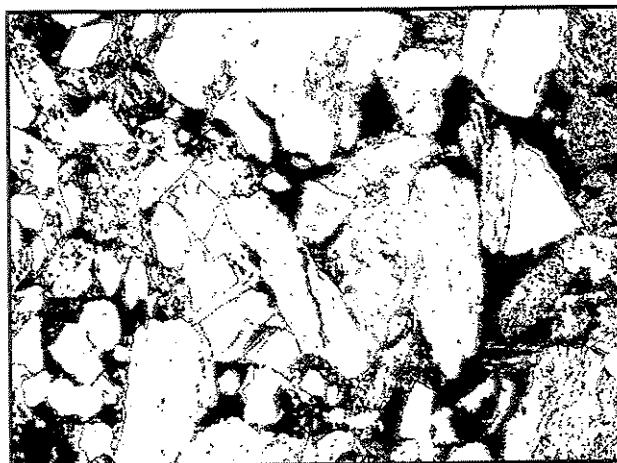
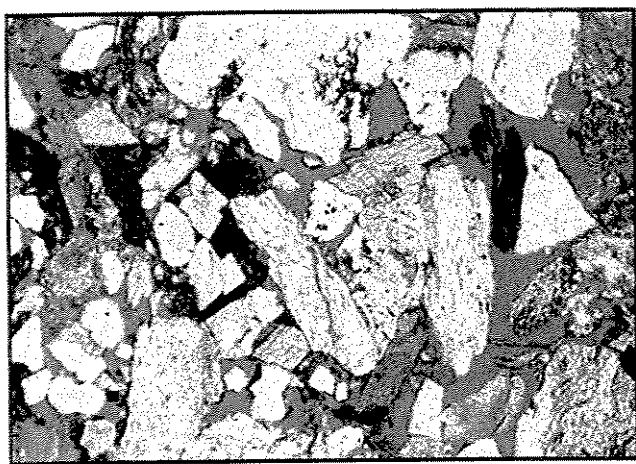


(b)

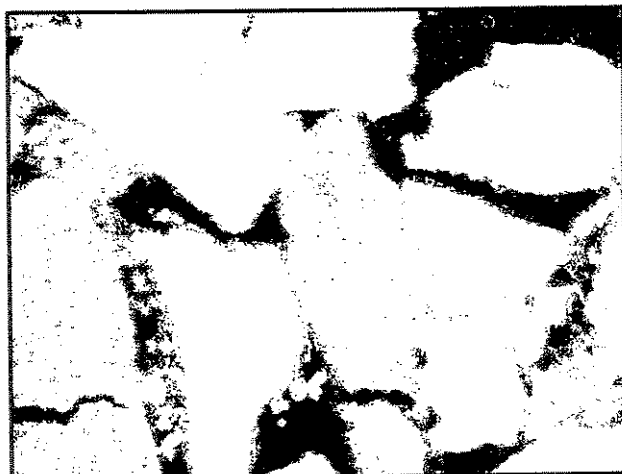
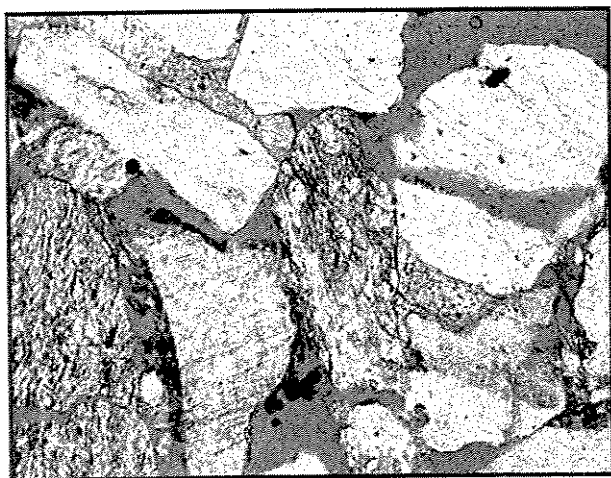


(c)

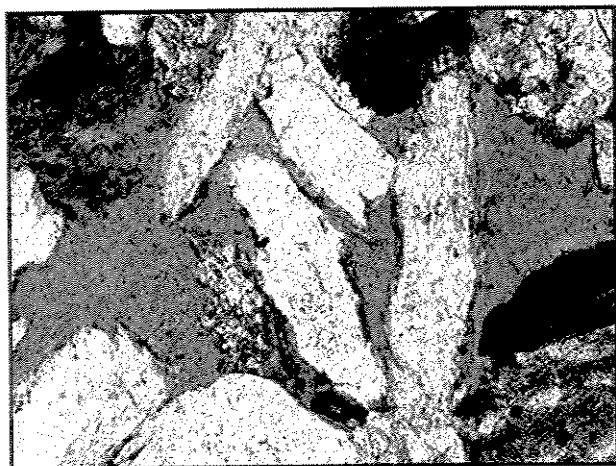
Figura 4.15 – Imagens coloridas e suas respectivas imagens binárias representativas do Sistema Poroso 3 – SP3. Aumentos utilizados: (a) 25 vezes; (b) 50 vezes e (c) 100 vezes.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.16 – Imagens coloridas e suas respectivas imagens binárias representativas do Sistema Poroso 4 – SP4. Aumentos utilizados: (a) 25 vezes; (b) 50 vezes e (c) 100 vezes.

4.3 – Processamento das Imagens

O processamento das imagens foi realizado em ambiente de estação IBM RS-6000, modelo 43P-260, com dois processadores *Power PC-630*, 200 MHz, 256 MB de memória RAM e 512 MB de memória virtual, onde o sistema VCLab foi instalado.

A seguir, são apresentados os resultados obtidos nas diversas etapas do processamento, para as amostras dos quatro sistemas porosos em estudo.

4.3.1 – Processamento do Sistema Poroso 1 – SP1

O SP1, como descrito anteriormente, consiste de arenitos turbidílicos e é representado por quatro amostras. Na primeira etapa do processamento com o VCLab, a etapa de análise estatística bidimensional, que define os parâmetros médios a serem utilizados na reconstrução tridimensional do meio poroso, foram obtidos os resultados listados na Tabela 4.6 e Figura 4.17.

Tabela 4.6 – Parâmetros médios obtidos na análise bidimensional para as imagens do SP1

Amostras	Porosidade média das imagens (%)			Permeabilidade média das imagens (mD)			Superfície específica média dos poros (μm^{-1})		
	25x	50x	100x**	25x	50x	100x**	25x	50x	100x**
SP1A1	12,6	17,2	16,1	5,0	25,5	15,6	0,044	0,086	0,134
SP1A2	15,7	16,0		44,7	14,6		0,048	0,072	
SP1A3	15,2	15,8		34,7	36,2		0,042	0,059	
SP1A4	11,3	16,1		4,6	44,4		0,035	0,070	

**Apenas a amostra SP1A1 foi analisada no aumento de 100 vezes.

A porosidade média das imagens é calculada a partir da média da função fase $Z(r)$, que assume valor 1 nos *pixels* que correspondem ao espaço poroso. O valor médio calculado quando comparado ao dado experimental (Tabela 4.1) apresenta diferenças entre 6,0% a 13,6% em

porosidade (27% a 53% do valor total), dependendo da resolução. Estas diferenças, apesar de significativas, já são esperadas e podem ser atribuídas aos seguintes fatores:

- i. A resolução das imagens: nas imagens obtidas com um aumento de 25 vezes o tamanho de um *pixel* é da ordem de $6,0\ \mu\text{m}$, o que significa que toda porosidade menor que este valor é perdida. Para os aumentos de 50 vezes este valor é da ordem de $3,125\ \mu\text{m}$, e para o aumento de 100 vezes corresponde a $1,6525\ \mu\text{m}$. Assim, é de se esperar que nas rochas com microporosidade esta diferença seja muito expressiva.
- ii. O processo de binarização: esta operação é realizada manualmente e baseia-se no uso da cor para a determinação dos limites entre as fases poro e não-poro, o que confere um carácter subjetivo ao método. Além disto, nas imagens coloridas, onde a seção de rocha apresenta uma espessura da ordem de $30\ \mu\text{m}$, é comum o “efeito de cunha ou de borda”, que dificulta a definição do limite entre os grãos e os poros.
- iii. O método experimental utilizado para a determinação da porosidade é o da expansão de gás, e normalmente são utilizados gases com moléculas muito pequenas (Hélio ou Nitrogénio), capazes de penetrar até os microporos. Assim, a porosidade medida corresponde a porosidade total interconectada.
- iv. A seção de rocha colada na lâmina delgada é cortada da cabeça dos plugues, e no caso destes não serem homogêneos, pode-se esperar alguma diferença entre o dado experimental e os valores da análise de imagem.

As permeabilidades das imagens, listadas na Tabela 4.6, foram calculadas através da Equação [5] do Capítulo 3, que consiste numa regressão desenvolvida para um grupo de amostras, e utiliza a porosidade e o domínio de correlação (I_s) da função de autocorrelação para a estimativa. O valor médio, calculado a partir da média geométrica entre os valores das imagens, fornece valores baixos se comparados aos dados experimentais. Pode-se atribuir esta diferença à dois fatores principais: às baixas porosidades medidas na análise de imagens, se comparadas aos dados

experimentais; e a inadequação da regressão, especialmente com relação aos coeficientes, já que foi desenvolvida para um conjunto de amostras diferentes. O SP1 consiste de arenitos que apresentam porosidade original modificada por processos diagenéticos, seja a cimentação carbonática ou a presença de intraclastos argilosos que obliteram o espaço poroso. Estes fatores conferem à rocha diferenças nas características permoporosas, se comparadas a um sistema limpo (sem argilosidade) e sem cimentação.

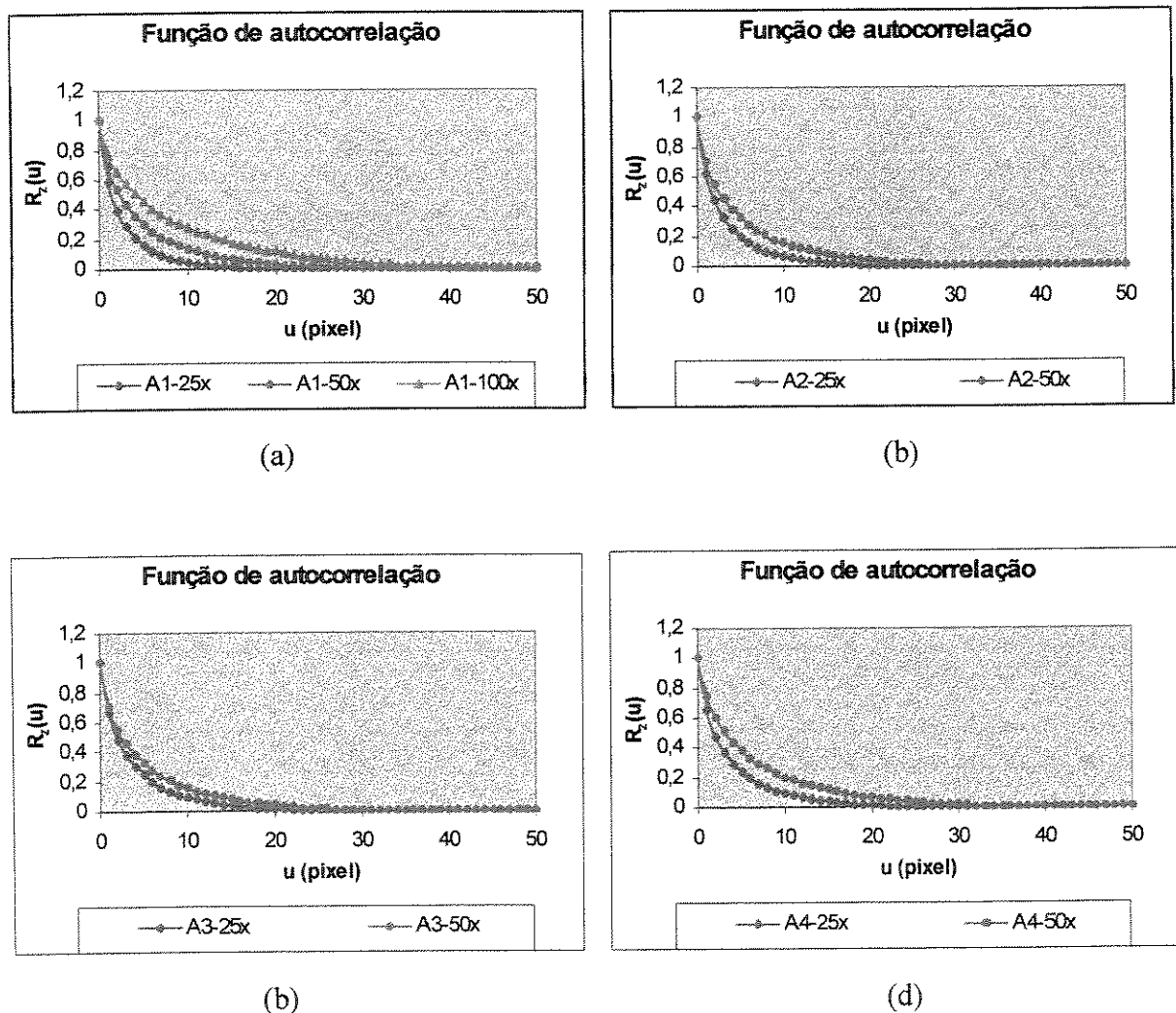


Figura 4.17 – Funções de autocorrelação médias para as imagens das amostras do SP1, nas três resoluções utilizadas: (a)SP1A1, (b)SP1A2, (c)SP1A3, (d)SP1A4. Observar que a maior amplitude nas maiores resoluções está associada às dimensões dos *pixels*.

A superfície específica média dos poros, calculada a partir da inclinação na origem da função de correlação de dois pontos, apresenta valores crescentes com a resolução utilizada (Tabela 4.6). As maiores resoluções (menores tamanhos de *pixel*) permitem a identificação dos poros menores, consequentemente, os valores da superfície específica média das imagens aumentam com esta contribuição.

A partir dos parâmetros médios de porosidade e função de autocorrelação, o meio poroso é reconstruído tridimensionalmente. As características morfológicas e topológicas, obtidas através do *multi-orientational scanning* em nove direções do cubo reconstituído, são apresentadas na Tabela 4.7.

Tabela 4.7– Parâmetros médios obtidos na caracterização geométrica do SP1

Amostras	Diâmetro médio dos poros (μm)			Diâmetro médio das gargantas (μm)			Número de coordenação médio		
	25x	50x	100x	25x	50x	100x	25x	50x	100x
SP1A1	-	21,4	10,8	-	7,0	4,0	0,0	3,69	3,45
SP1A2	39,2	21,8		12,4	7,6		3,41	3,54	
SP1A3	39,8	22,0		13,0	8,0		3,35	3,37	
SP1A4	-	22,2		-	7,8		0,0	3,54	

As amostras SP1A1 e SP1A4, quando analisadas no aumento de 25 vezes, obtiveram o meio poroso reconstruído sem conexão, ou seja, número de coordenação igual a zero. Isto significa que toda porosidade no meio simulado é desconectada, e por isso, não são geradas as distribuições de tamanho de poro e garganta. Este fato deve-se às baixas porosidades médias e ao pequeno comprimento de correlação (14 e 16 *pixels*, respectivamente) medidos nesta resolução.

Os diâmetros médios de poros e gargantas são decrescentes com o aumento da resolução, indicando que, nos menores aumentos a contribuição dos poros pequenos não é considerada, ou seja, estes não podem ser identificados. Nos aumentos maiores, a contribuição destes poros é

importante, reduzindo os tamanhos médios de poros e gargantas. O número de coordenação não mostra variações significativas em função da resolução.

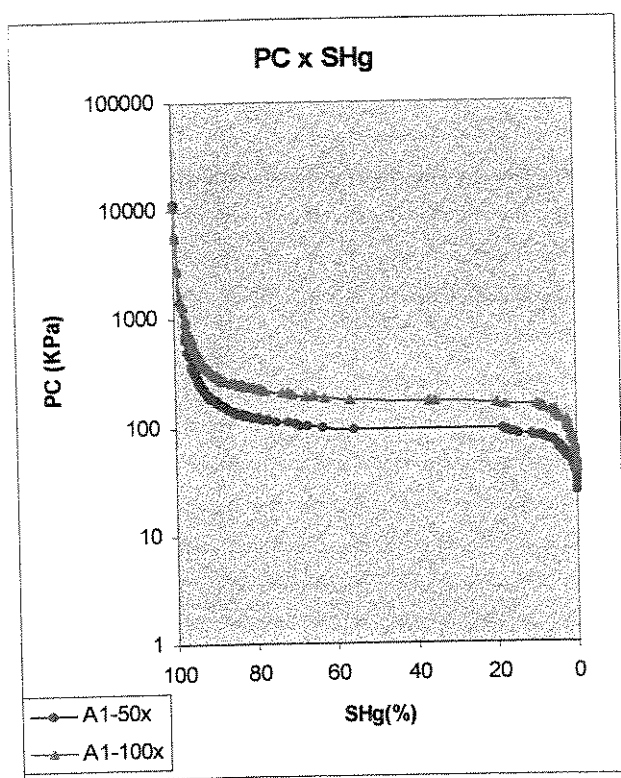
Com base nestes parâmetros geométricos é construído o modelo de rede para simulação do fluxo monofásico e bifásico, que resulta nas estimativas das propriedades petrofísicas. Os resultados obtidos para este sistema poroso são apresentados na Tabela 4.8 e Figuras 4.18 e 4.19.

Tabela 4.8– Propriedades estimadas com o fluxo monofásico para as amostras do SP1

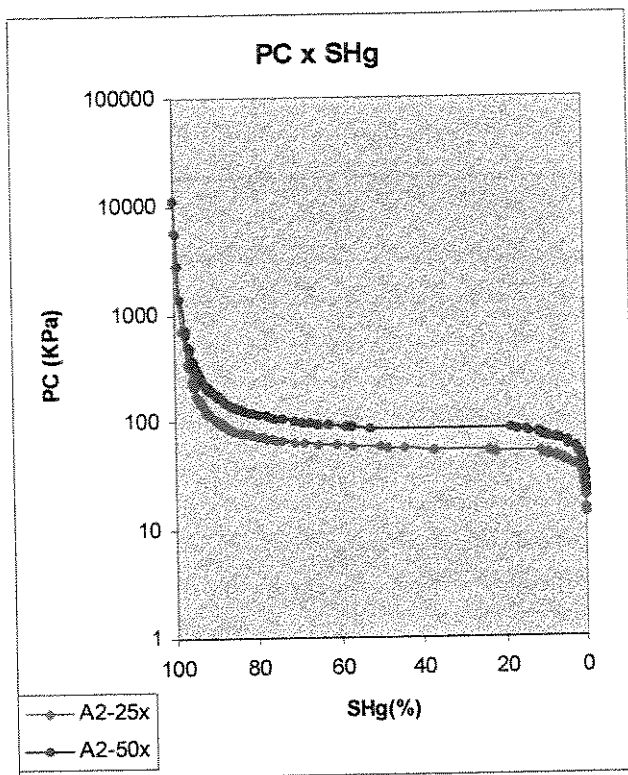
Amostras	Permeabilidade (mD)			Fator de Formação			Expoente de cimentação		
	25x	50x	100x	25x	50x	100x	25x	50x	100x
SP1A1	-	106,3	33,3	-	39,6	39,7	-	1,67	1,74
SP1A2	226,9	112,3		48,7	43,7		1,68	1,59	
SP1A3	270,9	100,0		51,1	49,6		1,62	1,78	
SP1A4	-	140,3		-	38,0		-	1,70	

Os resultados de permeabilidade mostram variações entre 50% a 68% entre as diferentes resoluções utilizadas. Estas diferenças podem ser associadas às distribuições de tamanho de garganta, que constituem o parâmetro mais significativo na estimativa desta propriedade. Por isso, a permeabilidade tende a decrescer com o aumento da resolução, respondendo a contribuição das menores gargantas. Estes aspectos e a comparação com os dados experimentais serão melhor discutidos no próximo capítulo.

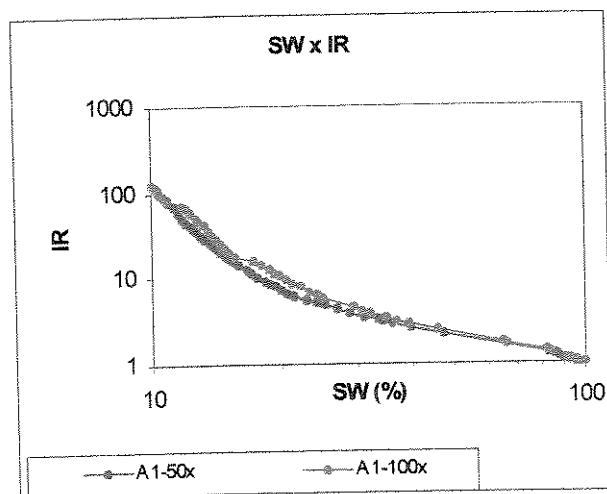
O fator de formação estimado parece não ser afetado pela resolução utilizada, uma vez que a condutividade elétrica é menos sensível aos tamanhos de garganta. No entanto, os valores são consideravelmente altos, o que significa um meio muito resistivo, devido especialmente às baixas porosidades. A avaliação deste parâmetro, quando são consideradas as porosidades experimentais é também discutida no Capítulo 5.



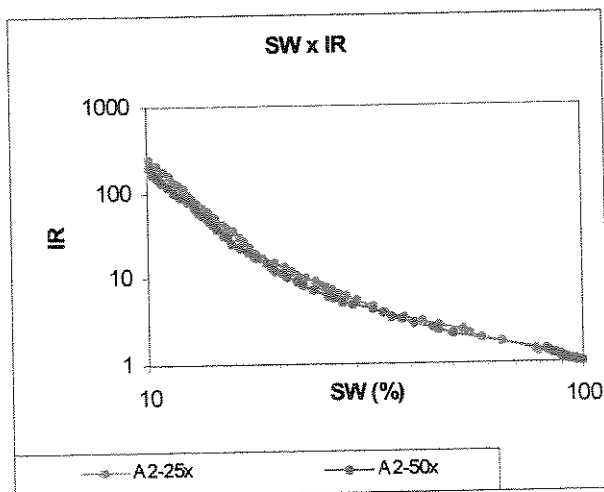
(a)



(b)

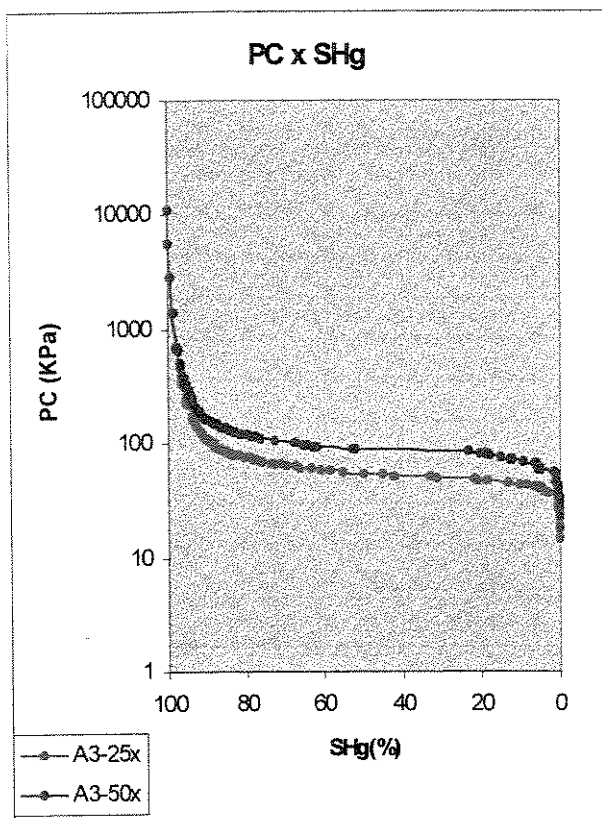


(b)

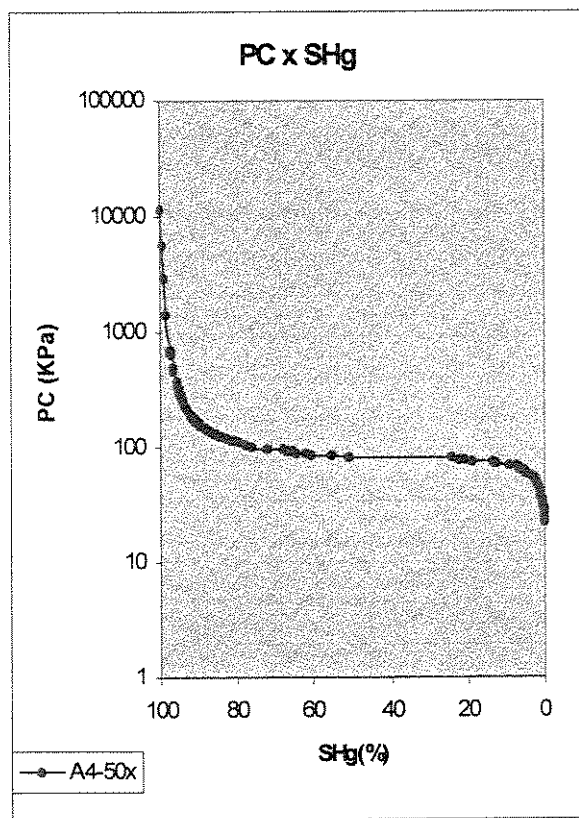


(d)

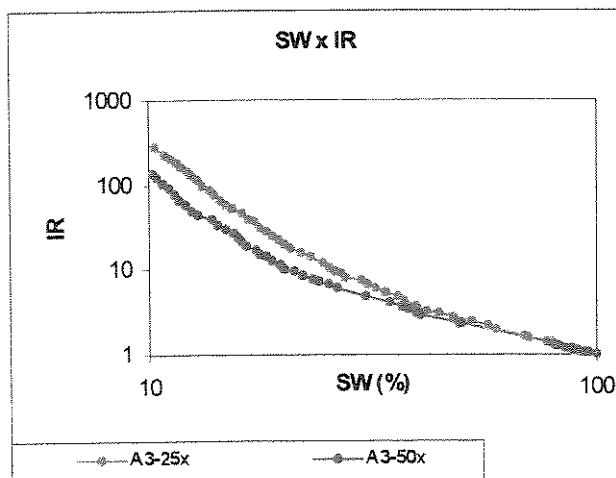
Figura 4.18 – Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio e relação índice de resistividade x saturação de água simuladas para as amostras SP1A1 (a,c) e SP1A2 (b,d).



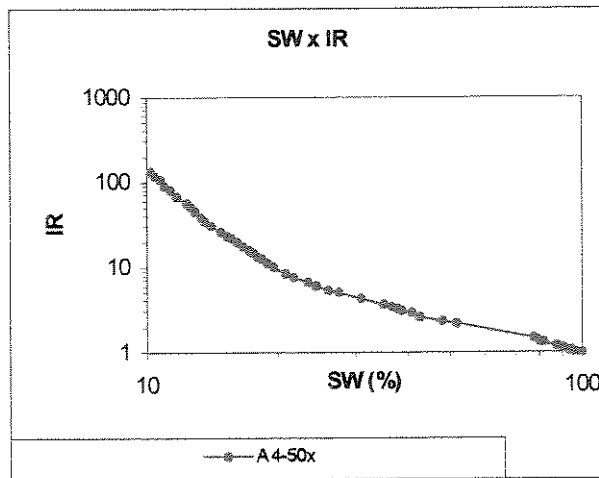
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.19 – Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio e relação índice de resistividade x saturação de água simuladas para as amostras SP1A3 (a,c) e SP1A4 (b,d).

As curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio apresentam um deslocamento crescente com relação ao aumento da resolução. Esta resposta é função, também, da distribuição de tamanhos de garganta, significando a necessidade de pressões maiores para que o mercúrio possa invadir as gargantas menores identificadas nas maiores resoluções. No entanto, a forma das curvas é muito semelhante, e o extenso patamar observado pode ser atribuído ao processo estocástico de reconstrução do meio poroso, que trabalha com valores médios de todas as imagens. Além disto, a limitação em função da resolução utilizada, define o menor tamanho de garganta encontrado no modelo tridimensional reconstruído.

As relações índice de resistividade *versus* saturação de água não apresentam diferenças significativas entre as resoluções. Quando ocorre alguma diferença, esta está associada às diferenças de porosidade dos meios simulados. Entretanto, mostram um comportamento não linear, que pode ser atribuído à variações no caminho percorrido pela corrente elétrica quando a saturação de água diminui. Nas altas saturações de água, a condutividade elétrica é controlada pelos poros maiores. Quando a saturação decresce, e os poros maiores já encontram-se invadidos pelo óleo, a condutividade dos poros menores passa a ser significativa. Esta contribuição é um dos principais fatores que alteram a linearidade desta relação. É importante observar ainda, que a relação IR x SW não é controlada exclusivamente pela geometria do sistema poroso. A interação rocha-fluido, em especial as condições de molhabilidade do sistema, podem modificar esta relação. Este aspecto, no entanto, não é considerado neste método.

4.3.2 – Processamento do Sistema Poroso 2 – SP2

O SP2 é representado por três amostras de carbonatos que mostram variação de fácies em função do nível de energia do ambiente deposicional. Na etapa de análise estatística bidimensional foram obtidos os parâmetros médios apresentados na Tabela 4.9 e Figura 4.20.

Os valores de porosidade média das imagens (Tabela 4.9) quando comparados aos dados experimentais (Tabela 4.2) mostram diferenças em torno de 10,6% a 21,1% em porosidade (37% a 68% do valor total). Em especial, nas rochas carbonáticas, esta diferença pode ser atribuída

essencialmente à microporosidade. Os microporos não identificados nas imagens, devido às resoluções utilizadas (maior resolução de $1,5625 \mu\text{m}/\text{pixel}$), ficam evidenciadas nas curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio (Figura 4.5). Nestas, é possível observar que mais de 50% da porosidade corresponde aos microporos.

As funções de autocorrelação médias das amostras (Figura 4.20) mostram boa continuidade espacial do espaço poroso, com comprimentos de correlação da ordem de 60, 80 e 110 *pixels* para as resoluções de $6,0 \mu\text{m}/\text{pixel}$, $3,125 \mu\text{m}/\text{pixel}$ e $1,5625 \mu\text{m}/\text{pixel}$, respectivamente.

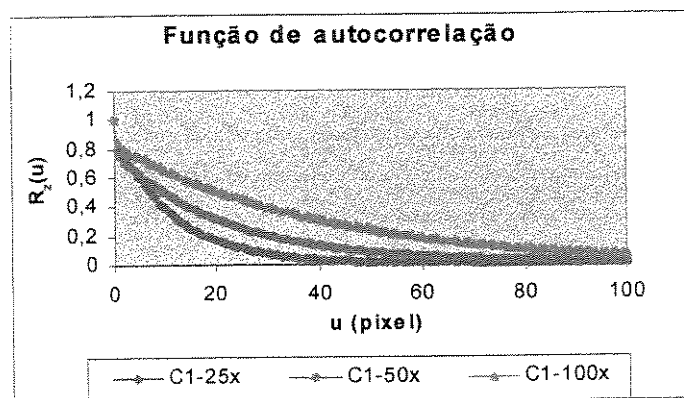
Tabela 4.9– Parâmetros médios obtidos na análise bidimensional para as imagens do SP2

Amostras	Porosidade média das imagens (%)			Permeabilidade média das imagens (mD)			Superfície específica média dos poros (μm^{-1})		
	25x	50x	100x**	25x	50x	100x**	25x	50x	100x**
SP2C1	10,4	14,4	15,7	12,4	53,2	74,6	0,012	0,035	0,049
SP2C2	10,5	9,7		11,5	76,0		0,022	0,027	
SP2C3	13,1	9,5		35,2	1,8		0,034	0,043	

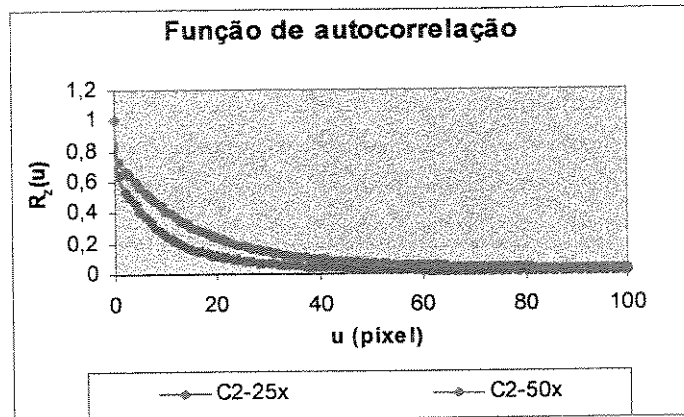
**Apenas a amostra SP2C1 foi analisada no aumento de 100 vezes

A permeabilidade média das imagens (Tabela 4.9) corresponde a média geométrica dos valores de permeabilidade estimados para as imagens individualmente, e que são calculados a partir da regressão em função da porosidade e do domínio de correlação (Equação 5 do Capítulo 3). Os valores calculados diferem dos resultados experimentais (Tabela 4.2), e estão em algumas amostras superestimados e em outras subestimados, a depender da resolução. Exceção às amostras SP2C2 e SP2C3 no aumento de 25 vezes, onde os valores médios calculados são bem próximos aos dados de laboratório, apesar da variação significativa dos valores individuais das imagens (entre 0,08 mD a 232 mD).

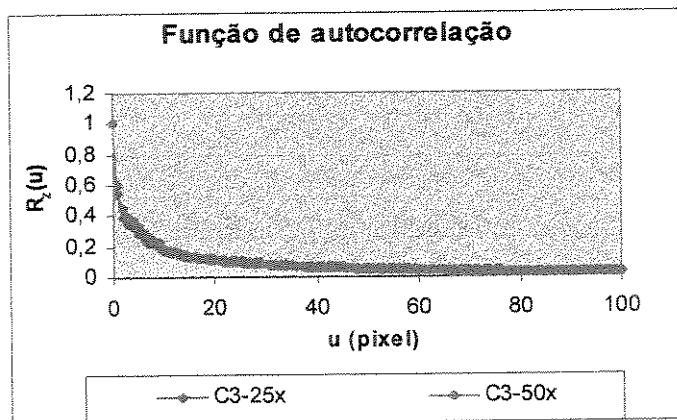
Como anteriormente descrito para o SP1, a superfície específica média dos poros (Tabela 4.9) apresenta valores crescentes com o aumento da resolução, indicando a contribuição dos poros menores.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.20 – Funções de autocorrelação médias para as imagens das amostras do SP2 nas resoluções utilizadas: (a)SP2C1, (b)SP2C2, (c)SP2C3. Observar maior continuidade do espaço poroso, indicada com o maior comprimento de correlação para as amostras deste sistema.

Com base nos parâmetros médios de porosidade e função de autocorrelação, definidos considerando todas as imagens em cada resolução, o modelo tridimensional é reconstruído. As características morfológicas e topológicas obtidas para as amostras do sistema poroso SP2 constam na Tabela 4.10.

Tabela 4.10– Parâmetros médios obtidos na caracterização geométrica do SP2

Amostras	Diâmetro médio dos poros (μm)			Diâmetro médio das gargantas (μm)			Número de coordenação médio		
	25x	50x	100x	25x	50x	100x	25x	50x	100x
SP2C1	55,6	26,0	12,6	23,8	10,0	4,6	3,16	3,34	3,19
SP2C2	42,6	23,8		16,0	9,8		3,28	3,42	
SP2C3	40,0	21,8		14,0	7,6		3,41	3,31	

As propriedades petrofísicas, estimadas com a simulação do fluxo monofásico e multifásico no modelo de rede, elaborado considerando os parâmetros geométricos definidos na etapa de caracterização, são apresentadas na Tabela 4.11 e Figuras 4.21 e 4.22.

Tabela 4.11– Propriedades estimadas com o fluxo monofásico para as amostras do SP2

Amostras	Permeabilidade (mD)			Fator de Formação			Expoente de cimentação		
	25x	50x	100x	25x	50x	100x	25x	50x	100x
SP2C1	310,7	98,3	25,3	132,5	74,6	57,8	1,45	2,09	2,01
SP2C2	139,7	67,5		141,7	116,2		1,41	1,45	
SP2C3	221,6	34,9		78,5	164,5		1,50	1,27	

As permeabilidades estimadas para as amostras do SP2 mostram variações entre 50% a 90% entre as resoluções utilizadas. Apresentam valores decrescentes com o aumento da resolução, em função das menores gargantas detectadas nos maiores aumentos. Estes aspectos serão melhor discutidos no Capítulo 5.

Os valores obtidos para o fator de formação apresentam alguma diferença entre as resoluções, mas neste caso, esta variação está associada às diferenças de porosidade dos meios reconstituídos. Mesmo assim, os valores são bastante altos se comparados aos dados experimentais.

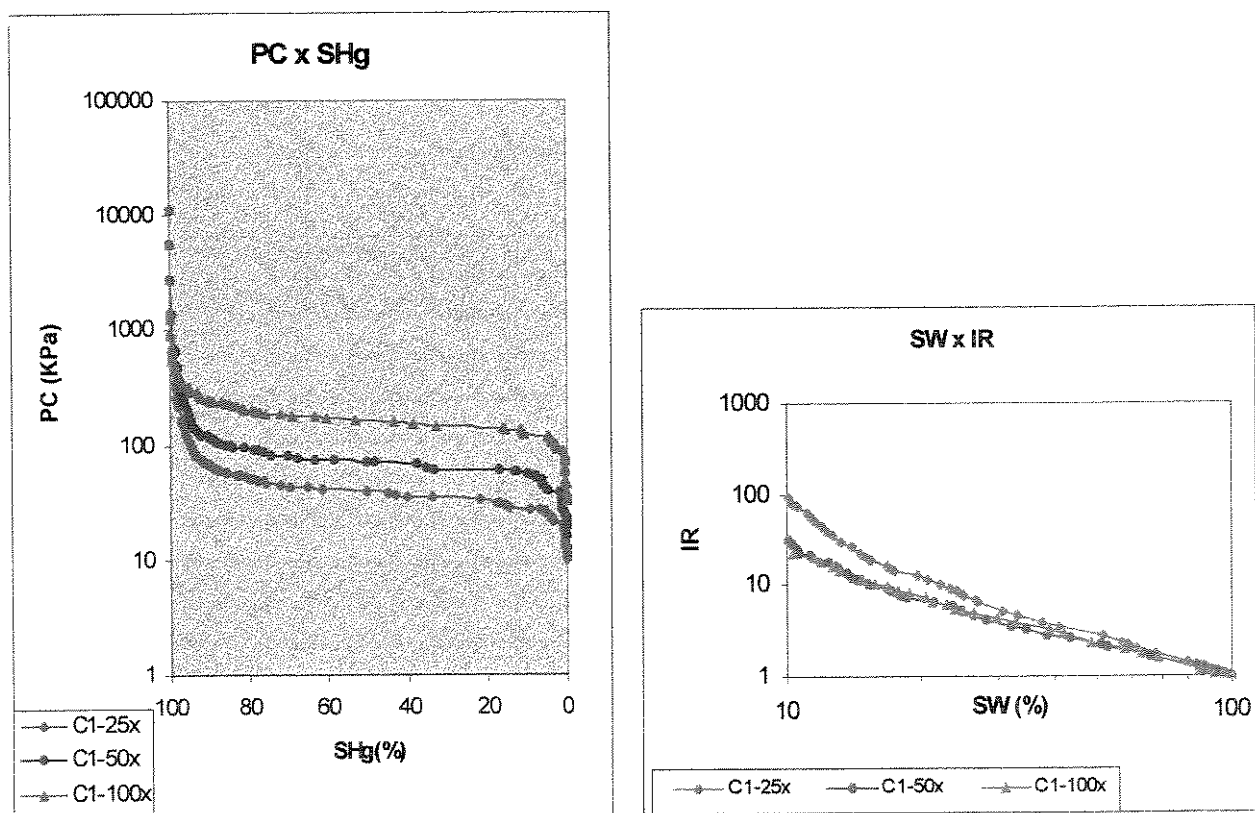
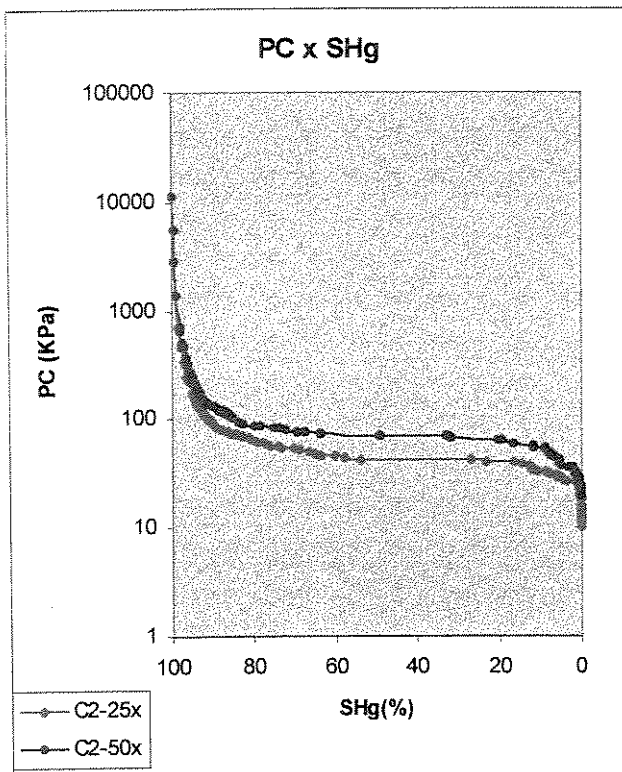
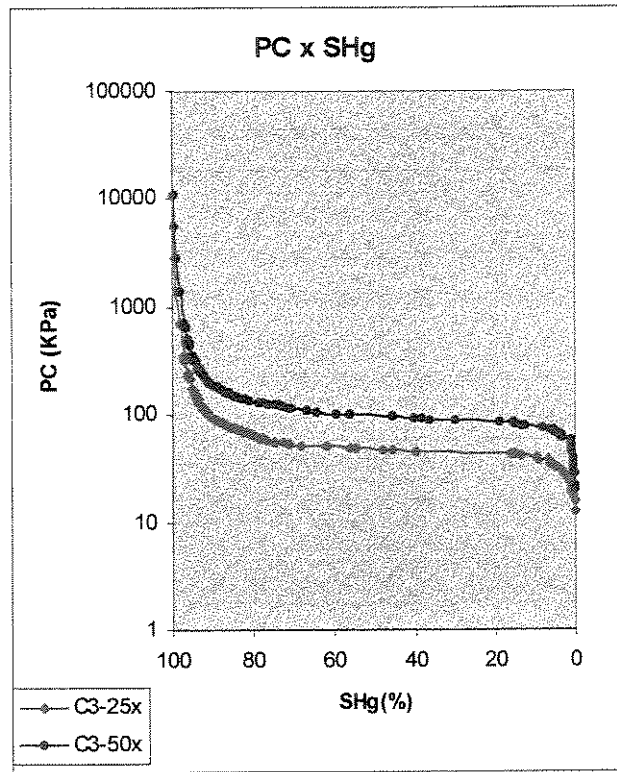


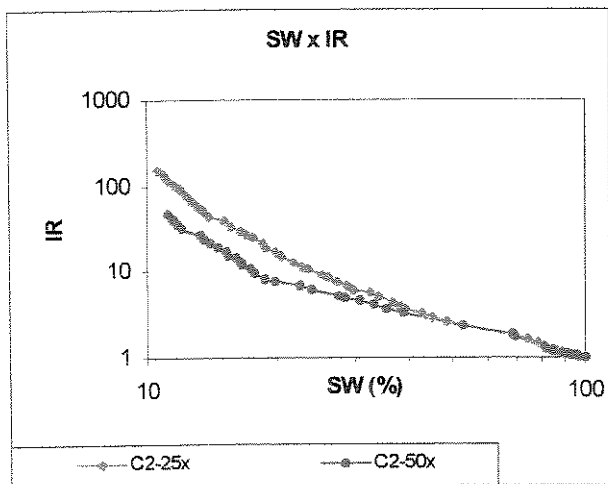
Figura 4.21 – Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio e relação índice de resistividade x saturação de água simuladas para a amostra SP2C1.



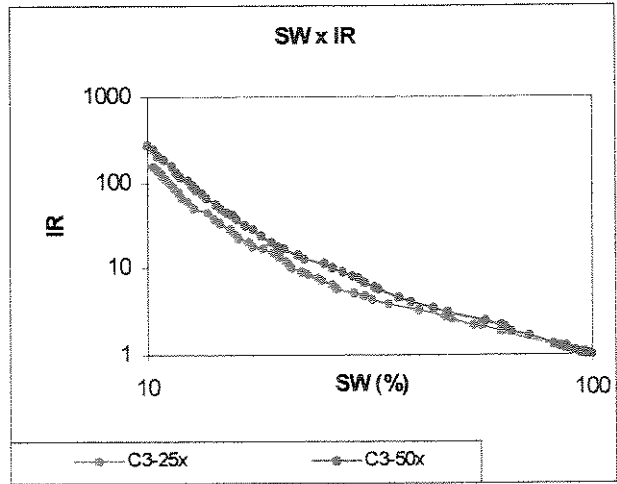
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.22 – Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio e relação índice de resistividade x saturação de água simuladas para as amostra SP2C2 (a,c) e SP2C3 (b,d).

As curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio simuladas para o SP2 mostram o mesmo comportamento descrito anteriormente. Há um deslocamento no sentido das maiores pressões para os meios reconstruídos nos maiores aumentos, ou seja, onde podem ser identificadas as gargantas menores. No entanto, a forma das curvas é constante, não respondendo à heterogeneidade de tamanhos de gargantas observadas nas curvas experimentais.

As relações índice de resistividade *versus* saturação de água apresentam comportamento não-linear, com alguma variação entre as resoluções, decorrente das diferenças de porosidade e número de coordenação médio dos modelos reconstruídos. Estas variações são mais expressivas nas baixas saturações de água, onde a condutividade dos poros menores é mais significativa. Os menores tamanhos de poro nos modelos tridimensionais são determinados pela dimensão de um *voxel*, que é proporcional à dimensão de um *pixel* na imagem bidimensional. Além disto, as condições de molhabilidade do sistema, que alteram a linearidade das relações não são consideradas neste método. O sistema poroso SP2 é, segundo testes de molhabilidade, preferencialmente molhável ao óleo, e por isso pode-se esperar diferenças significativas entre os resultados experimentais e os simulados. Estes fatores serão analisados no próximo capítulo.

4.3.3 – Processamento do Sistema Poroso 3 – SP3

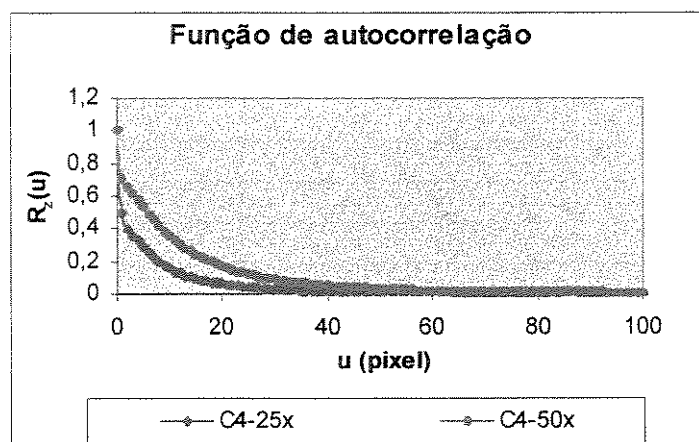
O sistema poroso SP3 é representado por duas amostras de carbonatos de água rasa e energia moderada, que são classificados como packstones finos, onde os processos diagenéticos alteram consideravelmente as características permoporosas da rocha. Os parâmetros médios definidos na análise estatística bidimensional das imagens são apresentados na Tabela 4.12 e Figura 4.23.

As porosidades médias das imagens apresentam diferenças de 3,5% a 11,8% em porosidade (27% a 64% do valor total) se comparadas aos resultados experimentais. Estas diferenças são entendidas como consequência da microporosidade presente nestas litologias, e que pode ser identificada nas curvas experimentais de pressão capilar por injeção de mercúrio.

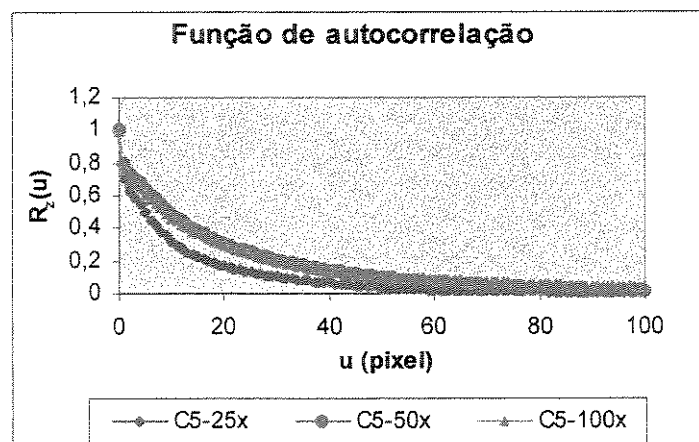
Tabela 4.12– Parâmetros médios obtidos na análise bidimensional para as imagens do SP3

Amostras	Porosidade média das imagens (%)			Permeabilidade média das imagens (mD)			Superfície específica média dos poros (μm^{-1})		
	25x	50x	100x**	25x	50x	100x**	25x	50x	100x**
SP3C4	8,6	6,4		0,26	0,11		0,019	0,020	
SP3C5	8,5	9,2	8,6	4,32	5,41	0,70	0,014	0,021	0,039

**Apenas a amostra SP3C5 foi analisada no aumento de 100 vezes.



(a)



(b)

Figura 4.23 – Funções de autocorrelação médias para as imagens das amostras do SP3: (a)SP3C4, (b)SP3C5. Observar na amostra SP3C5 a semelhança das curvas nos aumentos de 50x e 100x, apesar da diferença nas amplitudes.

As permeabilidades médias das imagens calculadas a partir da Equação 5 do Capítulo 3 estão subestimadas se comparadas aos dados experimentais, especialmente em função da baixa porosidade determinada na análise das imagens.

As funções de autocorrelação apresentam comprimentos de correlação (amplitude) crescentes com a resolução. Na amostra SP3C5 as curvas obtidas para os aumentos de 50x e 100x, apesar do comportamento muito semelhante próximo a origem, possuem comprimentos de correlação da ordem de 96 *pixels* (300 μm) e 176 *pixels* (275 μm), respectivamente. Este comportamento indica a menor continuidade do espaço poroso quando analisado no aumento de 100x, uma vez que o tamanho de *pixel* é menor nesta resolução.

Os parâmetros geométricos dos meios reconstruídos tridimensionalmente para as amostras do sistema SP3 constam na Tabela 4.13.

Tabela 4.13– Parâmetros médios obtidos na caracterização geométrica do SP3

Amostras	Diâmetro médio dos poros (μm)			Diâmetro médio das gargantas (μm)			Número de coordenação médio		
	25x	50x	100x	25x	50x	100x	25x	50x	100x
SP3C4	-	-		-	-		0,0	0,0	
SP3C5	-	-	13,5	-	-	4,9	0,0	0,0	3,64

As amostras SP3C4 e SP3C5 quando analisadas nas resoluções de 6,0 $\mu\text{m}/\text{pixel}$ e 3,125 $\mu\text{m}/\text{pixel}$ obtiveram o meio poroso reconstruído sem conexão. Ou seja, toda porosidade é não conectada ou isolada, e o sistema apresenta número de coordenação igual a zero. A reconstrução de meios porosos de baixa porosidade e/ou com pequeno comprimento de correlação é uma das principais limitações do método. A amostra SP3C5 quando analisada na resolução de 1,5625 $\mu\text{m}/\text{pixel}$, apesar da baixa porosidade, apresenta comprimento de correlação de 176 *pixels*, o que permite a reconstrução do meio poroso conectado.

As propriedades petrofísicas obtidas na simulação do fluxo monofásico e multifásico para a amostra SP3C5 são apresentadas na Tabela 4.14 e Figura 4.24.

Tabela 4.14– Propriedades estimadas com o fluxo monofásico para a amostra SP3C5

Amostra	Permeabilidade (mD)			Fator de Formação			Expoente de cimentação		
	25x	50x	100x	25x	50x	100x	25x	50x	100x
SP3C5	-	-	16,7	-	-	121,3	-	-	1,49

O valor de permeabilidade estimado é muito próximo ao dado experimental, indicando que o tamanho de garganta que controla o fluxo neste sistema é melhor representado quando a amostra é analisada no aumento de 100x. No entanto, o valor do fator de formação é extremamente alto, devido a baixa porosidade do meio reconstruído.

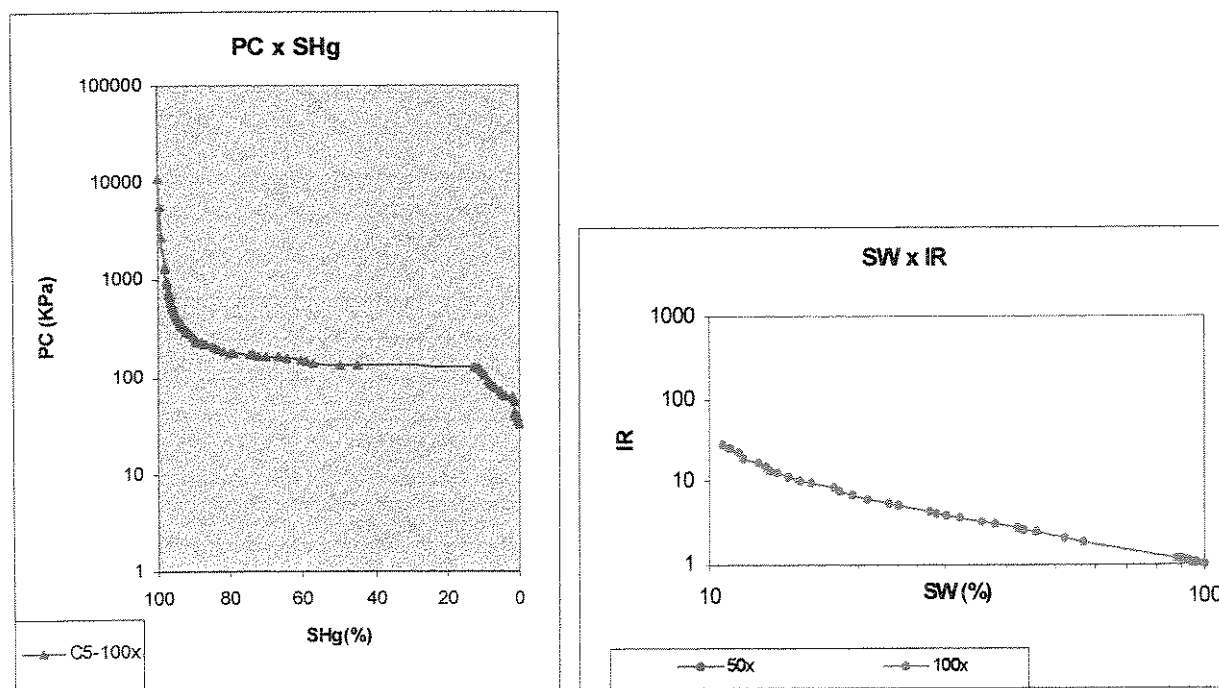


Figura 4.24– Curva de pressão capilar por injeção de mercúrio e relação índice de resistividade x saturação de água simuladas para a amostra SP3C5.

A curva de pressão capilar por injeção de mercúrio, simulada para a amostra em estudo, apresenta comportamento semelhante ao obtido para os demais sistemas já descritos. O método de reconstrução tridimensional, que utiliza parâmetros médios de porosidade e função de autocorrelação, não considera a heterogeneidade presente nas amostras. Por isso, o meio poroso reconstruído é mais homogêneo que o meio real, e a distribuição de tamanhos de garganta é mais reduzida.

4.3.4 – Processamento do Sistema Poroso 4 – SP4

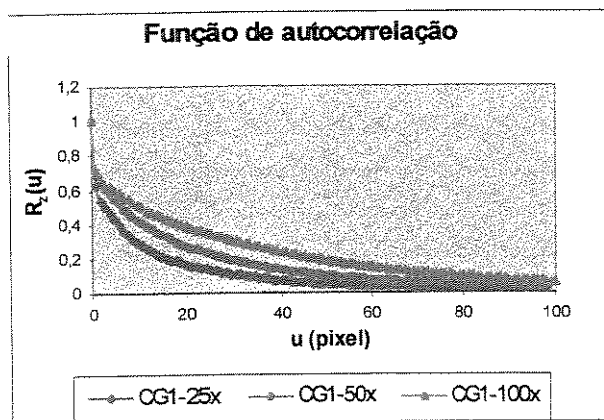
O sistema poroso SP4 é representado por quatro amostras de conglomerados polimíticos e arenitos conglomeráticos. Os parâmetros médios, obtidos na etapa de análise estatística bidimensional das imagens, são apresentados na Tabela 4.15 e Figura 4.25.

Tabela 4.15– Parâmetros médios obtidos na análise bidimensional para as imagens do SP4

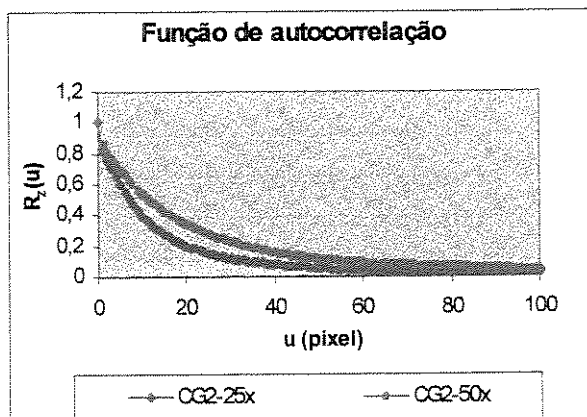
Amostras	Porosidade média das imagens (%)			Permeabilidade média das imagens (mD)			Superfície específica média dos poros (μm^{-1})		
	25x	50x	100x**	25x	50x	100x**	25x	50x	100x**
SP4CG1	12,6	11,6	14,3	32,3	19,2	35,0	0,026	0,036	0,079
SP4CG2	11,7	14,5		42,3	105,1		0,012	0,020	
SP4CG3	10,8	10,5		6,2	4,9		0,022	0,039	
SP4CG4	9,3	11,7		6,8	17,0		0,016	0,025	

** Apenas a amostra SP4CG1 foi analisada no aumento de 100 vezes.

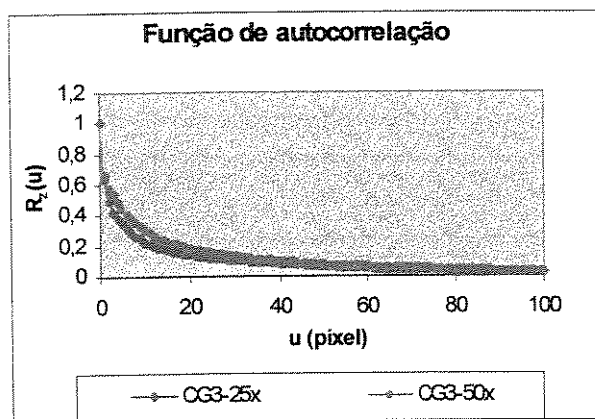
As porosidades médias das imagens apresentam, com relação aos dados experimentais, variações de 1,8 % a 12,4 % em porosidade, o que significa 13,3% a 51,4% com relação ao valor total. Estas diferenças estão associadas, nestas amostras especialmente, ao efeito da resolução, que determina o menor tamanho de poro identificado nas imagens. Além disto, nestas litologias mais grosseiras, a contribuição dos poros maiores é perdida nas altas resoluções, uma vez que o campo de observação é menor, e os poros maiores não ficam contidos em sua totalidade em uma imagem.



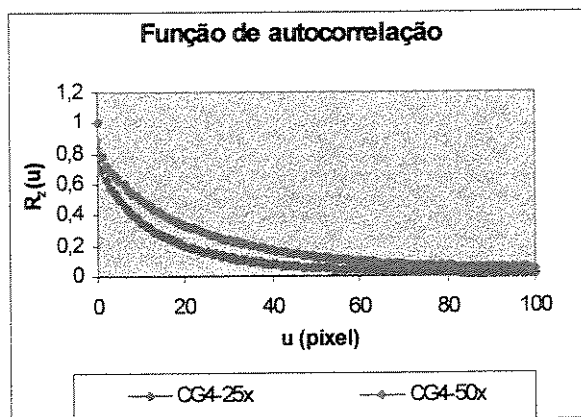
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.25 – Funções de autocorrelação médias para as imagens das amostras do SP4: (a)SP4CG1, (b)SP4CG2, (c)SP4CG3 e (d)SP4CG4. Observar os altos valores de comprimento de correlação para estas amostras.

As funções de autocorrelação das amostras do sistema poroso SP4 mostram continuidade do espaço poroso a distâncias superiores a 100 pixels, o que dependendo da resolução representa 600 μm , 312,5 μm e 156,25 μm . Estes altos valores de comprimento de correlação estão relacionados aos tamanhos de poros presentes nas amostras, e que apresentam relação direta com a granulometria da rocha.

As permeabilidades médias das imagens (Tabela 4.15), calculadas com a média geométrica das permeabilidades das imagens individuais, apresentam valores muito baixos se

comparados aos dados experimentais destas amostras (Tabela 4.4). Também nestas litologias, a regressão, desenvolvida com base na porosidade e domínio de correlação médios das imagens (Ioannidis *et al*, 1996), não é adequada para a estimativa desta propriedade em sistemas mais complexos.

Os valores de superfície específica média dos poros, crescentes com o aumento da resolução, indicam a contribuição de poros menores nos maiores aumentos.

Os parâmetros geométricos médios, obtidos para as amostras do SP4 no processo de caracterização geométrica do modelo tridimensional reconstruído constam na Tabela 4.16.

Tabela 4.16– Parâmetros médios obtidos na caracterização geométrica do SP4

Amostras	Diâmetro médio dos poros (μm)			Diâmetro médio das gargantas (μm)			Número de coordenação médio		
	25x	50x	100x	25x	50x	100x	25x	50x	100x
SP4CG1	45,6	24,04	11,6	16,6	9,6	4,6	3,30	3,42	3,29
SP4CG2	53,8	27,3		20,3	10,7		3,38	3,36	
SP4CG3	43,7	24,5		16,1	9,5		3,34	3,45	
SP4CG4	49,5	22,1		18,0	9,2		3,54	3,19	

Os tamanhos médios de poros e gargantas determinados na caracterização geométrica são decrescentes com o aumento da resolução, evidenciando a identificação dos poros menores. Exceção à amostra SP4CG4, não há variação significativa no número de coordenação médio entre os diferentes aumentos de aquisição das imagens. Esta variação, encontrada na amostra SP4CG4, pode sugerir diferenças no grau de conectividade entre o sistema definido pelos poros maiores, e a conectividade entre os poros menores. De uma forma geral, os maiores tamanhos de poros identificados nas amostras do SP4 estão relacionados a granulometria da rocha, que é classificada como arenito conglomerático e conglomerado.

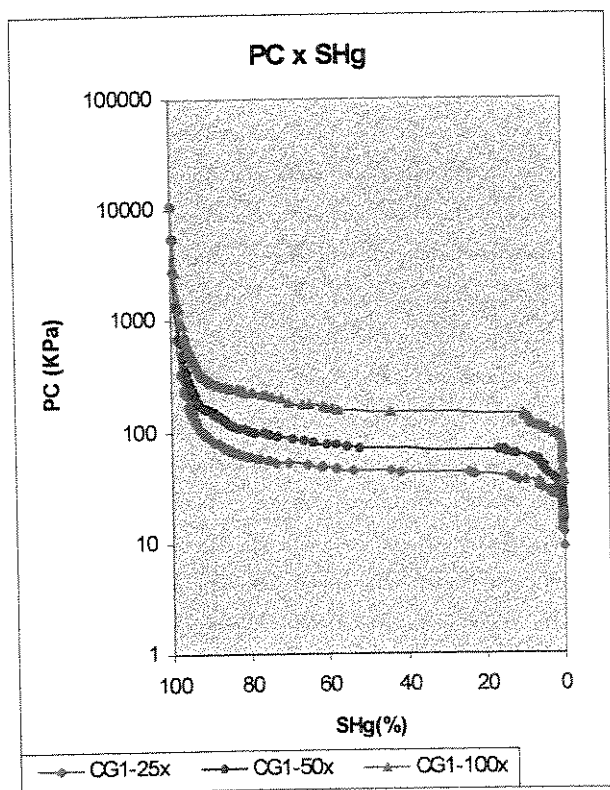
As propriedades petrofísicas estimadas para as amostras deste sistema poroso, através da simulação do fluxo no modelo de rede construído com base nas características descritas acima, são apresentadas na Tabela 4.17 e Figuras 4.26 e 4.27.

Tabela 4.17– Propriedades estimadas com o fluxo monofásico para as amostras do SP4

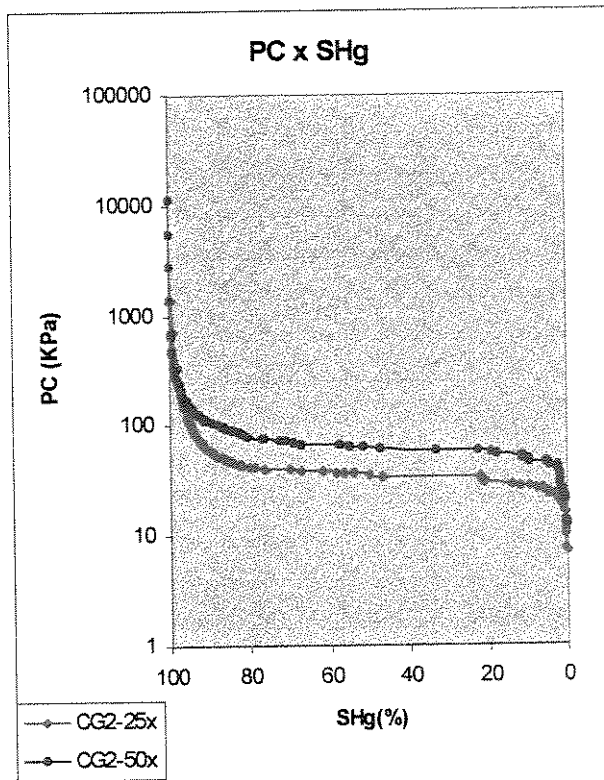
Amostras	Permeabilidade (mD)			Fator de Formação			Expoente de cimentação		
	25x	50x	100x	25x	50x	100x	25x	50x	100x
SP4CG1	289,6	102,0	27,0	69,2	67,0	55,9	1,61	1,59	1,78
SP4CG2	301,4	170,6		105,4	54,9		1,53	1,69	
SP4CG3	185,3	93,6		104,3	77,3		1,48	1,38	
SP4CG4	211,5	73,0		128,9	81,2		1,44	1,53	

Os resultados de permeabilidade das amostras, decrescentes com as resoluções, apresentam variações de 43% a 73% entre os diferentes aumentos utilizados, e podem ser atribuídas às distribuições de tamanho de garganta, definidas na caracterização do modelo tridimensional. A comparação com os resultados experimentais, e os fatores que controlam o ajuste desta propriedade são discutidos no Capítulo 5.

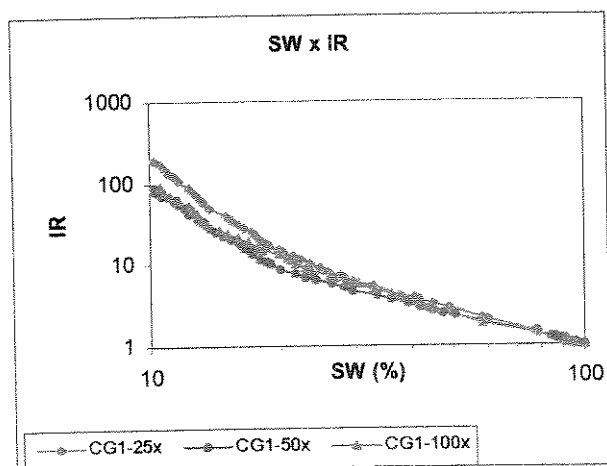
As estimativas do fator de formação, com o fluxo monofásico no modelo de rede, apresentam valores consideravelmente altos, e são consequência direta das baixas porosidades dos modelos reconstituídos, após as operações de filtragem e suavização. Este efeito é também analisado no próximo capítulo.



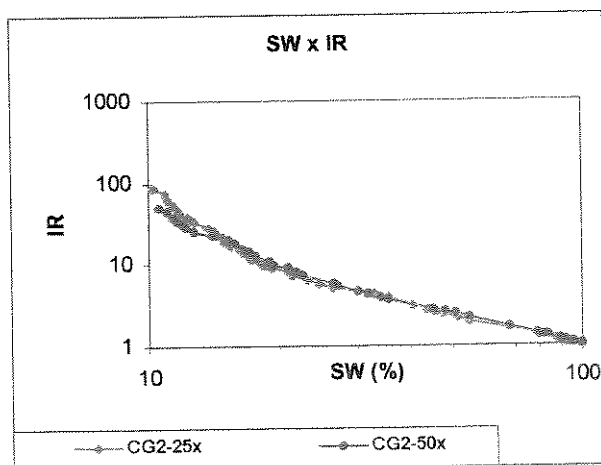
(a)



(b)

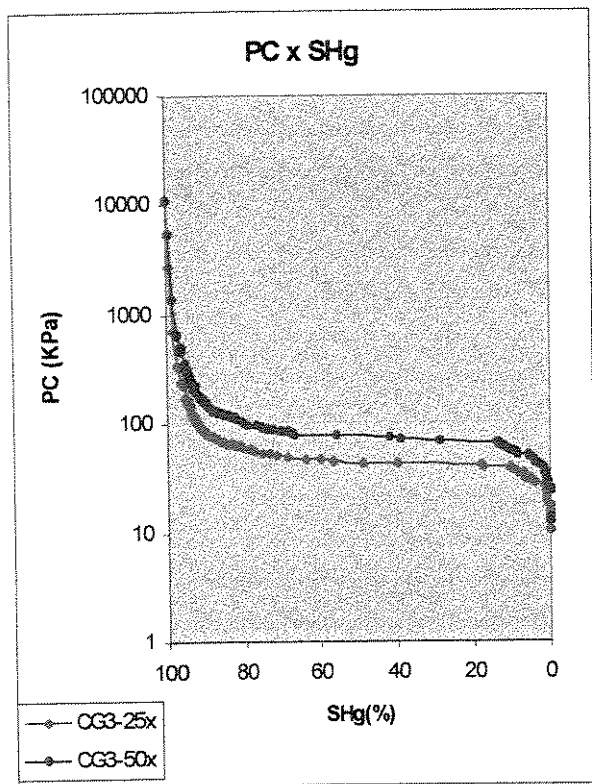


(c)

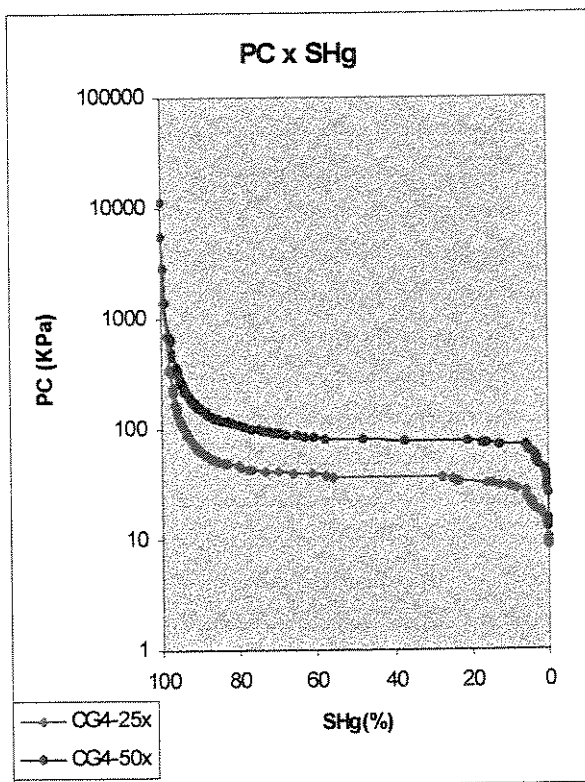


(d)

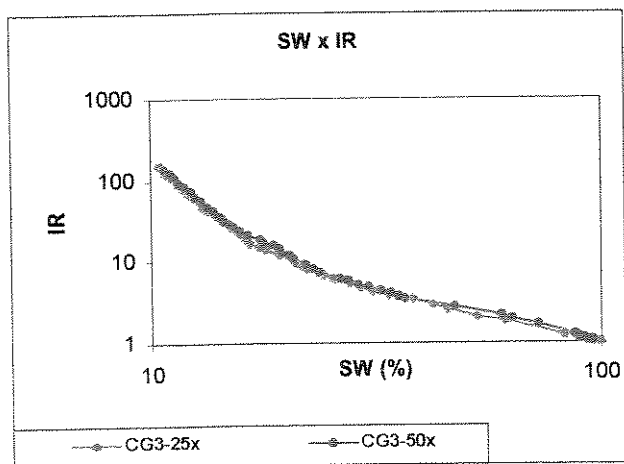
Figura 4.26– Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio e relação índice de resistividade x saturação de água simuladas para as amostras SP4CG1 (a,c) e SP4CG2 (b,d).



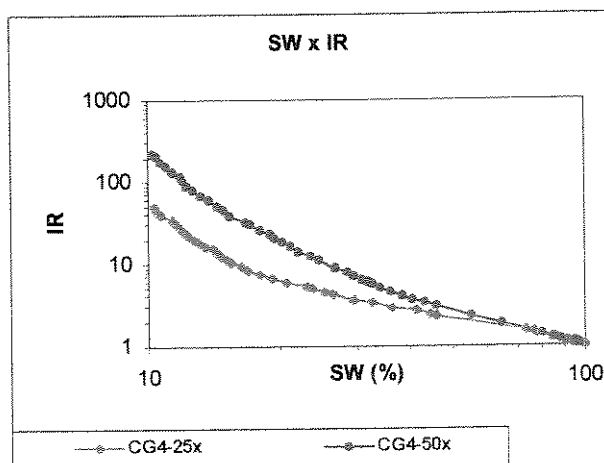
(a)



(b)



(b)



(d)

Figura 4.27– Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio e relação índice de resistividade x saturação de água simuladas para as amostras SP4CG3 (a,c) e SP4CG4 (b,d).

As curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio simuladas para as amostras do SP4 apresentam o mesmo padrão já descrito para as amostras dos demais sistemas. Mostram deslocamentos no sentido das maiores pressões com o aumento da resolução, em função dos menores tamanhos de garganta detectados. No entanto, não respondem às heterogeneidades dos diferentes sistemas.

As relações índice de resistividade *versus* saturação de água simuladas não apresentam variações com a resolução, exceção à amostra SP4CG4. Nesta, a diferença encontrada na relação IR x SW está associada, especialmente, a variação no número de coordenação médio do meio simulado. No aumento de 25 vezes, o número de coordenação médio do sistema é da ordem de 3,54, enquanto no aumento de 50 vezes é de 3,19. O maior número de coordenação representa a maior conectividade do sistema poroso neste modelo, e consequentemente, a maior facilidade na transmissão de corrente elétrica, apesar da baixa porosidade (9,3%).

Capítulo 5

Análise dos Resultados

Neste capítulo são discutidos os resultados obtidos no processamento dos quatro sistemas porosos em estudo, procurando-se analisar os fatores que apresentaram impacto significativo nos resultados finais. São avaliadas as hipóteses assumidas na simulação estocástica para reconstrução tridimensional, e a influência da escala de observação (resoluções) na caracterização geométrica do sistema poroso. Este estudo demonstra a necessidade de um pré-tratamento das imagens, no sentido de se definir a resolução mais adequada para o processamento de cada litologia, especialmente em função de suas heterogeneidades. Os dados simulados são confrontados com os dados experimentais, a fim de se avaliar a confiabilidade das estimativas. É também analisada a sensibilidade do método quanto ao número de imagens utilizadas, onde podem ser observadas variações nas estimativas finais a depender da complexidade envolvida em cada sistema.

5.1 – O Efeito da Operação de Binarização

A operação de binarização, como descrito anteriormente, consiste na definição de limites nas distribuições de intensidade de cada componente de cor de uma imagem colorida, que permite a individualização de duas fases: fase poro e fase não-poro. O resultado desta operação é uma imagem binária, onde os pixels apresentam valor igual a um (1), cor preta, quando correspondem ao espaço poroso, e valor zero (0), cor branca, quando correspondem à matriz da rocha.

Este processo é realizado manualmente com a utilização de *softwares* para tratamento de imagens. O critério é visual, e baseia-se no uso da cor para a definição dos limites entre as fases. Esta condição confere um caráter subjetivo ao método, pois a depender do operador os resultados finais podem ser diferentes.

Além disto, nas imagens obtidas em microscópio óptico, não está sendo analisada apenas uma superfície de rocha, mas uma seção com espessura em torno de 30 μm . É comum, então, o chamado efeito de borda ou efeito de cunha, que em função da profundidade ou espessura da seção, dificulta a definição do limite entre poro e grão. O espaço poroso impregnado com a resina de coloração azul nas lâminas delgadas, apresenta no limite dos grãos, uma faixa intermediária de coloração. Um critério mais otimista ou pessimista na definição do limite, pode levar a diferenças significativas na determinação da porosidade das imagens.

Com o objetivo de avaliar este efeito, as amostras do SP2, nos aumentos de 25x e 50x foram binarizadas mais de uma vez, ora com um critério mais pessimista, ora mais otimista (Tabela 5.1 e Figura 5.1). As diferenças observadas nos valores de porosidade média das imagens são bastante significativas, apresentando variações de até 5,5% em porosidade, que chega a representar 52,8% do valor total. É importante ressaltar, entretanto, que mesmo com o critério mais otimista, a porosidade óptica não corresponde a porosidade experimental, especialmente em função da microporosidade presente nestas litologias e do limite definido pela resolução das imagens.

Assim, pode-se considerar que a experiência do operador na manipulação de imagens petrográficas seja um fator relevante nesta operação. De um modo geral, o critério mais otimista na definição dos limites para a individualização das fases é recomendado, já que há limitação na identificação dos poros devido à resolução das imagens. Entretanto, é importante observar a continuidade dos grãos minerais, evitando a conversão de *pixels* isolados da matriz em poros. Nos sistemas porosos onde a microporosidade é ausente, e a resolução utilizada na aquisição das imagens é adequada para o reconhecimento dos tamanhos de poros presentes na amostra, a porosidade média das imagens binárias pode ser ajustada ao dado experimental num processo iterativo.

Tabela 5.1- Efeito da operação de binarização na porosidade média das imagens

Amostra	Aumento	Porosidade Média das Imagens (%)	
		Binarização 1	Binarização 2
SP2C1	25x	10,4	15,8
	50x	11,3	14,4
SP2C2	25x	6,9	10,5
	50x	8,5	9,7
SP2C3	25x	10,5	13,1
	50x	7,8	9,5

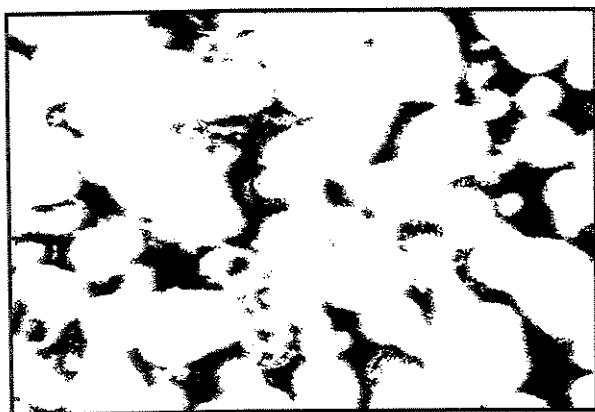


Imagem i6-bin1 – $\phi = 15,8\%$ - aumento 25x

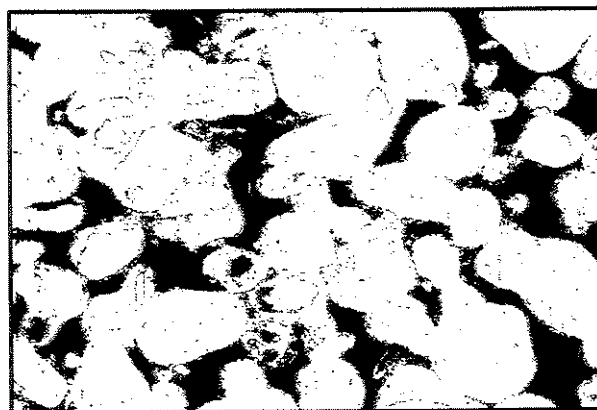


Imagem i6-bin2 – $\phi = 21,7\%$ - aumento 25x

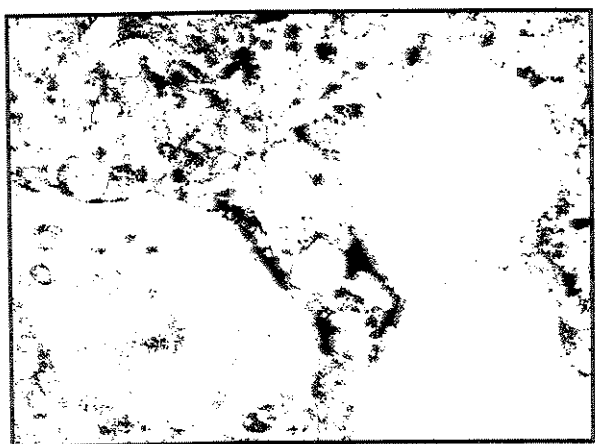


Imagem i7-bin1 – $\phi = 7,5\%$ - aumento 50x

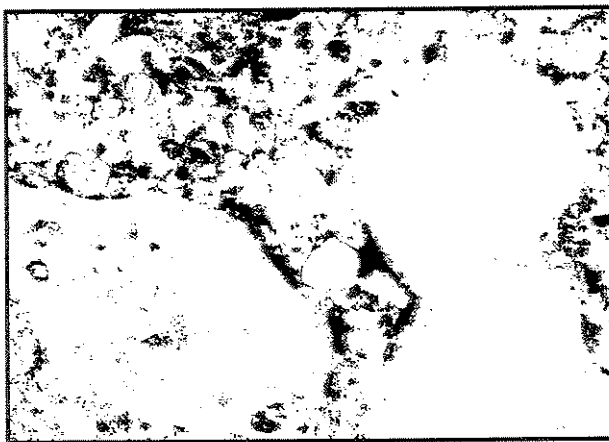


Imagem i7-bin2 – $\phi = 9,7\%$ - aumento 50x

Figura 5.1 – Imagens binárias resultantes das operações de binarização, com variação na definição dos limites de individualização das fases poro e não poro: bin1 – 1ª operação; bin2 – 2ª operação de binarização.

5.2 – Condição de Homogeneidade e Isotropia

A simulação estocástica para a reconstrução no modelo tridimensional do espaço poroso assume a hipótese da homogeneidade estatística ou estacionariedade. Ou seja, a lei espacial da função fase $Z(\mathbf{r})$ é considerada como invariante por translação, a porosidade é constante e independe da posição, e a função de autocorrelação, que descreve a correlação espacial dos *pixels* que representam o espaço poroso, depende apenas da distância u . Considerando também o meio como isotrópico, esta função independe da direção.

Com o objetivo de avaliar estas condições assumidas no método, foram geradas curvas de proporção horizontal e vertical, a partir de uma rotina desenvolvida para o programa MATLAB versão 5.2 (Zapparoli, 1999), para algumas imagens das amostras dos sistemas porosos SP1 e SP2. Como a homogeneidade é função da escala de observação, as curvas foram geradas para as imagens nas três resoluções em estudo (Figuras 5.2 a 5.7). Estas curvas representam, em cada linha e coluna das imagens, o somatório dos pixels que assumem valor 1 e 0, ou seja poro e não poro.

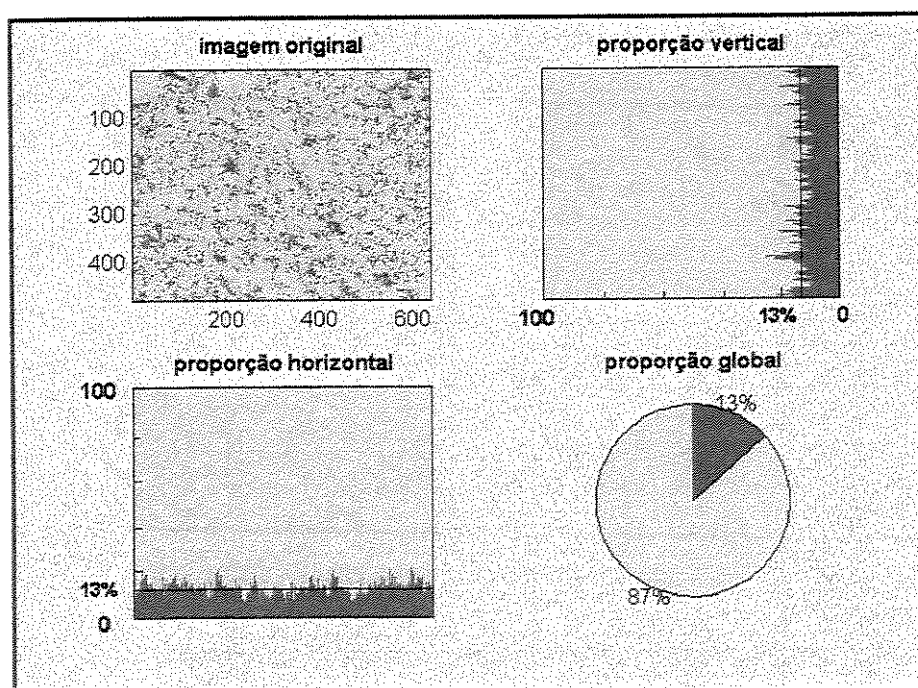


Figura 5.2 – Curvas de proporção horizontal e vertical para imagem do SP1 no aumento de 25x.

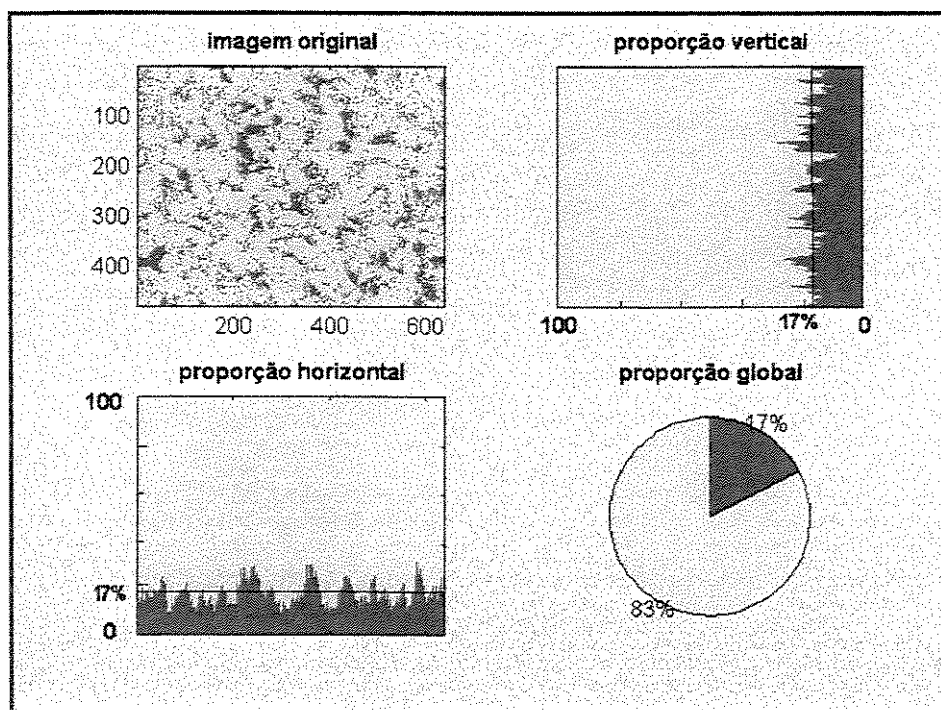


Figura 5.3 – Curvas de proporção horizontal e vertical para imagem do SP1 no aumento de 50x.

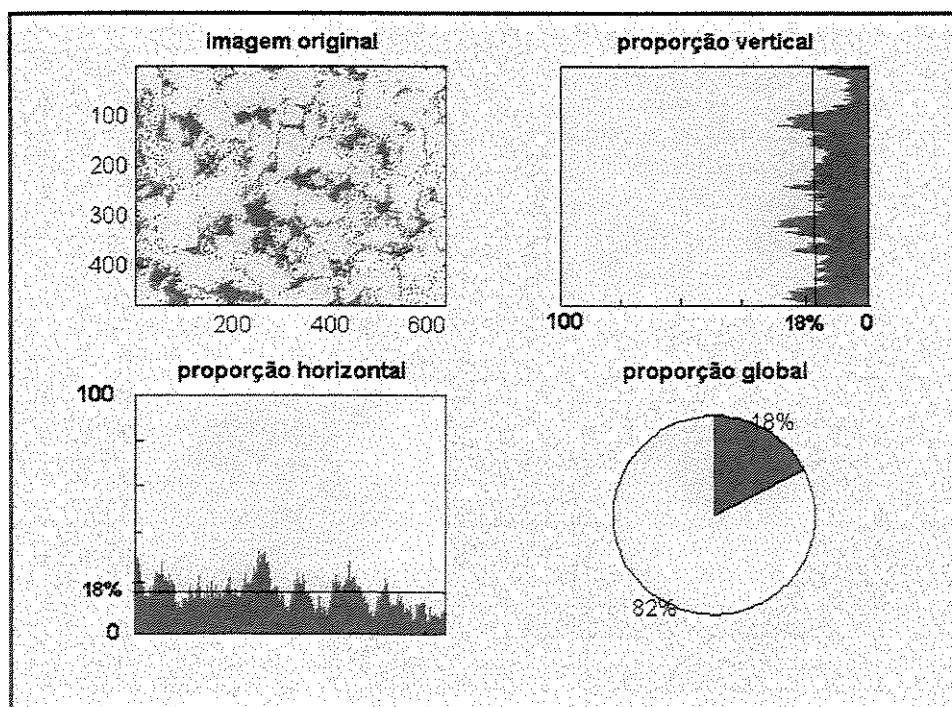


Figura 5.4 – Curvas de proporção horizontal e vertical para imagem do SP1 no aumento de 100x.

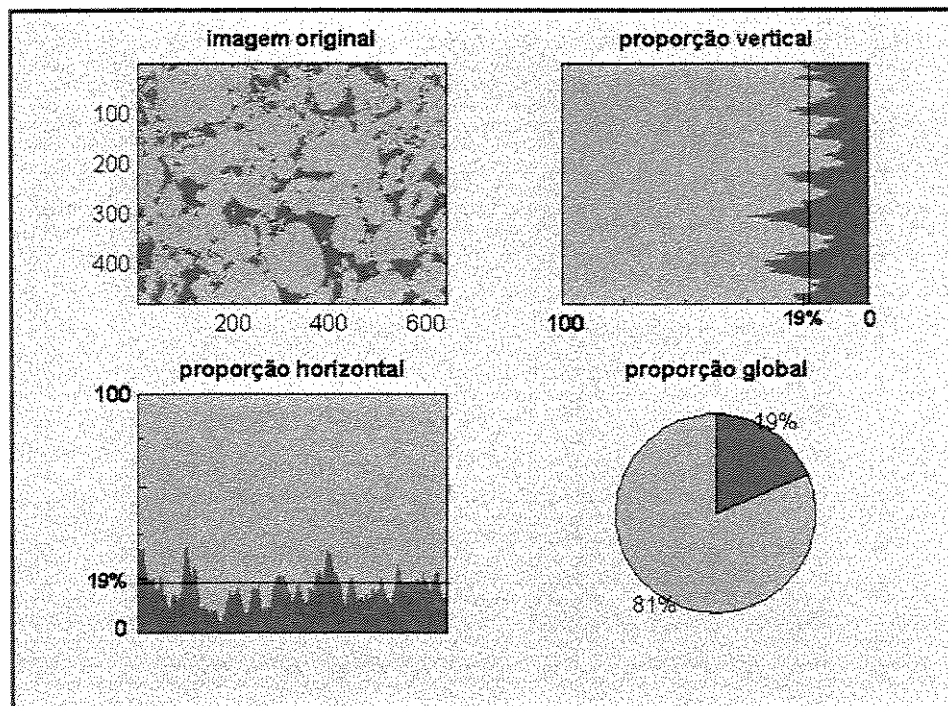


Figura 5.5 – Curvas de proporção horizontal e vertical para imagem do SP2 no aumento de 25x.

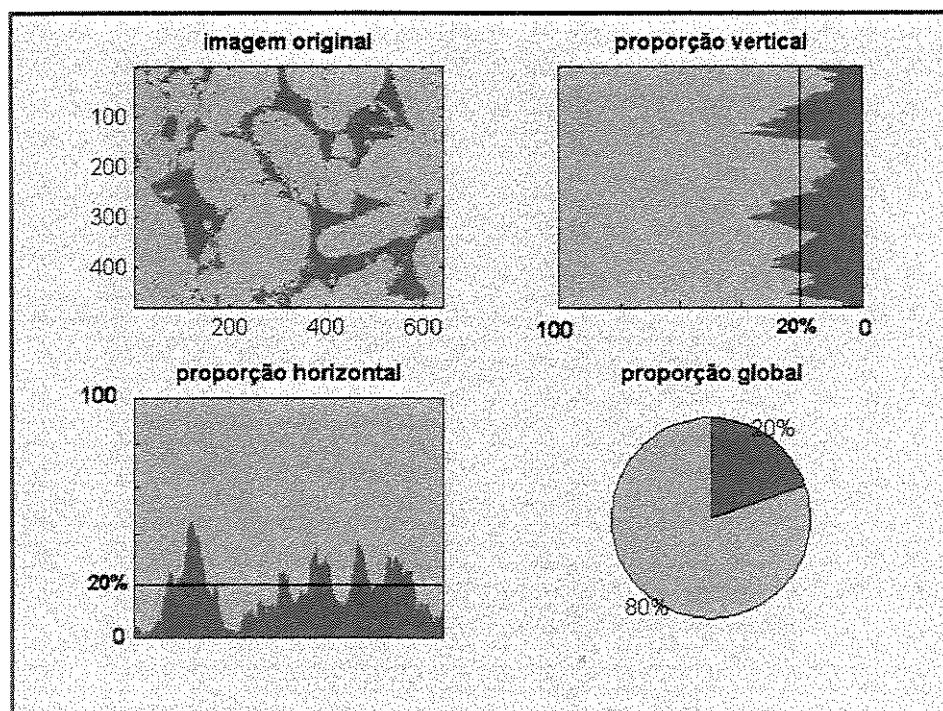


Figura 5.6 – Curvas de proporção horizontal e vertical para imagem do SP2 no aumento de 50x.

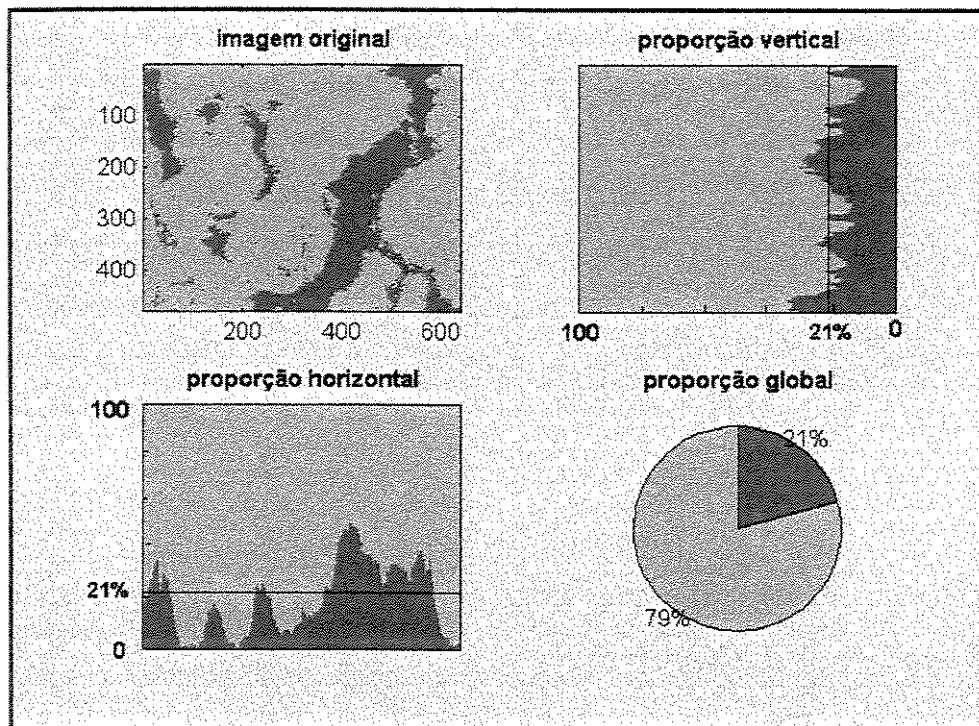


Figura 5.7 – Curvas de proporção horizontal e vertical para imagem do SP2 no aumento de 100x.

As amostras do SP1, como descrito no Capítulo 4, correspondem aos arenitos turbidíticos e são macroscopicamente homogêneas. As curvas de proporção das imagens, obtidas nos aumentos de 25 e 50 vezes (Figuras 5.2 e 5.3), apresentam esta característica nas duas direções. Quando a rocha é analisada no aumento de 100 vezes (Figura 5.4), observam-se variações ao longo das curvas de proporção vertical e horizontal, e entre elas, significando que a condição de homogeneidade é parcialmente satisfeita nesta escala de observação.

O sistema poroso SP2 compreende carbonatos de água rasa, e a fácies analisada nesta seção corresponde ao ambiente de maior energia, representada por grainstones oolíticos. Macroscopicamente pode ser observada alguma heterogeneidade na rocha, que é confirmada nas imagens, com variação no grau de heterogeneidade, a depender da escala de observação. As curvas de proporção apresentam variações tanto ao longo da direção analisada, como entre elas, especialmente nas maiores resoluções. Pode-se admitir grosseiramente que, no aumento de 25 vezes (Figura 5.5) esta condição é localmente encontrada. No entanto, nos demais aumentos utilizados (Figuras 5.6 e 5.7) as condições de homogeneidade e isotropia são fracas.

Deste modo, fica evidente que, a hipótese de homogeneidade assumida no método não é sempre constante, e varia principalmente com a complexidade litológica dos sistemas em estudo. Isto significa, que o meio poroso reconstruído com base em parâmetros médios, definidos nas imagens bidimensionais, é mais homogêneo que o meio poroso real. Para sistemas mais heterogêneos, a utilização de um número maior de imagens da lâmina, permite a melhor representação de sua variabilidade, e pode reduzir a variância dos parâmetros médios. Mesmo assim, a variabilidade total não estará sendo considerada na reconstrução, e pode ser um dos fatores que conduzam a estimativas de propriedades diferentes dos dados experimentais.

5.3 – O Efeito da Resolução das Imagens

As amostras dos sistemas porosos em estudo foram analisadas a partir de imagens obtidas de lâminas delgadas nos aumentos de 25, 50 e 100 vezes. As propriedades petrofísicas estimadas pelo método mostraram variações significativas com a resolução. Ou seja, pode-se dizer que a reconstrução do meio poroso em diferentes resoluções conduz a sistemas com características geométricas, morfológicas e topológicas, diferentes. Esta resposta se deve, principalmente, aos tamanhos de *pixels* em cada resolução, que definem o tamanho dos *voxels* nos modelos tridimensionais, e correspondem aos menores elementos identificados nos sistemas.

Com o objetivo de avaliar estas variações, as distribuições de tamanho de poro e garganta obtidas para as amostras foram classificadas segundo a escala de tamanho de poros do Laboratório de Petrofísica do CENPES/DIGER/SETRES (modificada de *Wentworth*, segundo *Folk*, 1974), apresentada na Tabela 5.2. Os histogramas de tamanho de poro e garganta (Figuras 5.8 a 5.11), construídos com base nesta classificação, mostram que a medida em que a resolução aumenta, poros menores podem ser identificados, enquanto os poros maiores são perdidos. A perda ou aquisição parcial dos poros maiores nas altas resoluções (maiores aumentos) constitui uma limitação no processo de aquisição, pois as imagens devem representar igualmente as duas fases (poro e não-poro).

A resolução adequada de aquisição das imagens pode, então, ser considerada aquela onde é possível a visualização de poros e gargantas que efetivamente controlem as propriedades de fluxo do sistema. No entanto, estas características geométricas (tamanho, forma e conexão) do meio poroso estão associadas às características texturais da rocha. Por isso, a definição prévia do aumento a ser utilizado no processamento exige, para cada tipo de rocha, a descrição petrográfica completa, onde sejam analisados principalmente: o tipo de rocha, tamanho de grão, grau de seleção, arredondamento, contato entre os grãos, tipos de poros presentes, processos diagenéticos (cimentação, dissolução, infiltração de argilas, e outros), e compactação que modificam a porosidade primária. Este aspecto é melhor discutido na próxima seção.

Tabela 5.2 – Escala de Tamanho de Poros (modificada de *Wentworth*, segundo *Folk*, 1974)

Classe Granulométrica	Micra	Escala PHI
<i>Grânulo</i>	2000-4000	phi -2 a -1
<i>Arn mgr</i>	1000-2000	phi -1 a 0
<i>Arn gro</i>	500-1000	phi 0 a 1
<i>Arn med</i>	250-500	phi 1 a 2
<i>Arn fno</i>	125-250	phi 2 a 3
<i>Arn mfn</i>	62,5-125	phi 3 a 4
<i>Slt gro</i>	31,25-62,5	phi 4 a 5
<i>Slt med</i>	15,62-31,25	phi 5 a 6
<i>Slt fno</i>	7,81-15,62	phi 6 a 7
<i>Slt mfn</i>	3,90-7,81	phi 7 a 8
<i>Argila</i>	<3,90	phi > 8

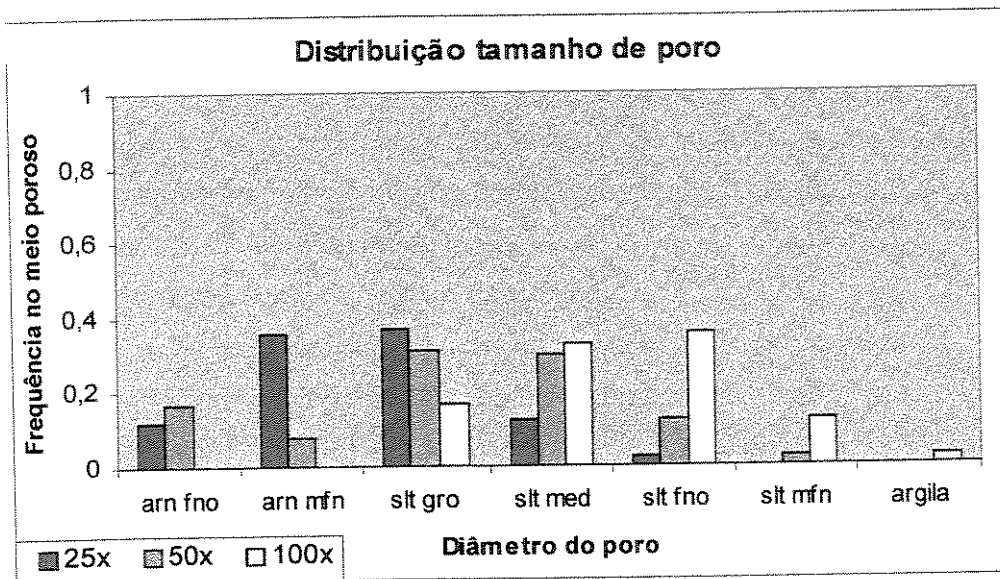


Figura 5.8– Distribuição de tamanhos de poros para a amostra SP2C1.

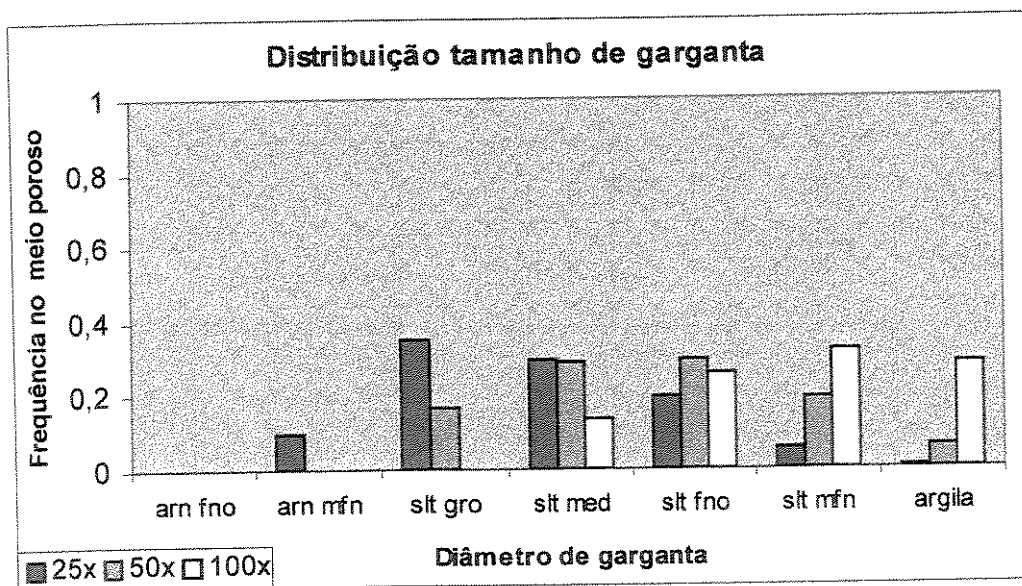


Figura 5.9– Distribuição de tamanhos de garganta para a amostra SP2C1.

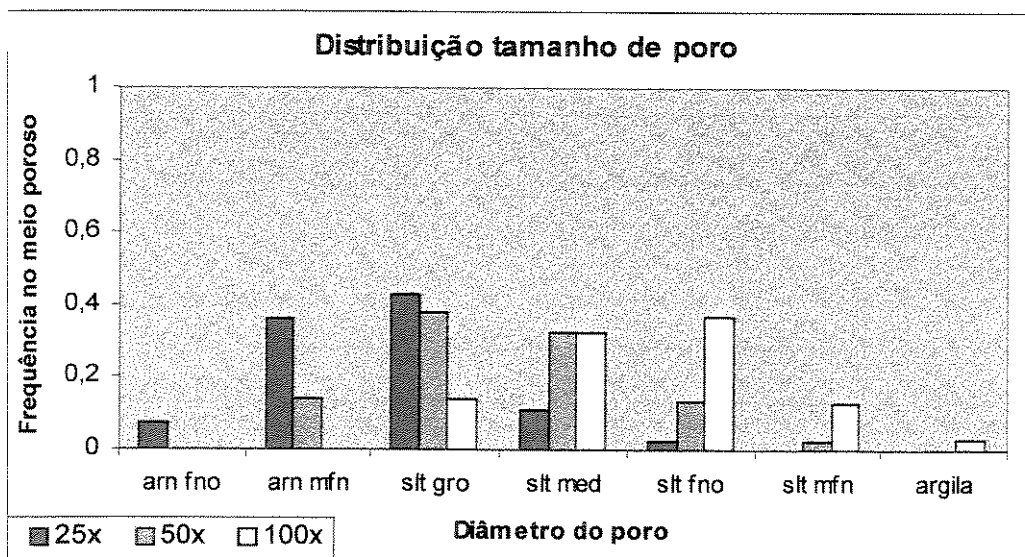


Figura 5.10– Distribuição de tamanhos de poro para a amostra SP4CG1.

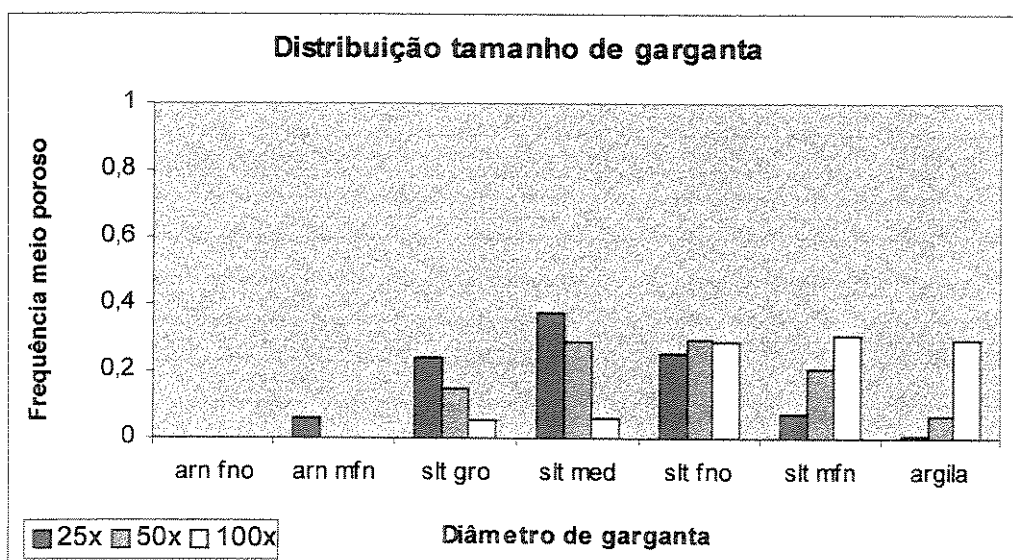


Figura 5.11– Distribuição de tamanhos de garganta para a amostra SP4CG1.

5.4 – Confiabilidade das Estimativas

Nesta seção, as propriedades simuladas pelo método em estudo são confrontadas aos dados experimentais, e são discutidos os fatores que mostraram influência significativa nas suas estimativas. As propriedades são analisadas individualmente, na sequência em que são obtidas.

5.4.1 – Permeabilidade (K)

As estimativas de permeabilidade, apresentadas no capítulo anterior, exibem variações significativas com a resolução, independente do tipo de rocha. Estas diferenças são decorrentes das distribuições de tamanho de garganta de poro, obtidas nas diferentes resoluções utilizadas. No entanto, das 13 amostras analisadas, 10 obtiveram, em uma dada resolução, valores estimados muito próximos aos valores reais, com diferenças da ordem de 1,4% a no máximo 40% (Tabela 5.3). Estas variações podem ser consideradas pouco significativas, uma vez que a variação no método experimental pode atingir até 20%. Nas três amostras onde os valores estimados de permeabilidade envolveram diferenças superiores a 50% em relação ao dado experimental, é possível observar:

- na amostra SP1A1 a diferença (52,5-59,1%) está associada a variabilidade diagnosticada nas imagens, a qual é discutida na Seção 5.5;
- a amostra SP2C2 foi analisada nos aumentos de 25 e 50 vezes, e conforme os valores estimados nestas resoluções (139,7 mD e 67,5 mD, respectivamente), é possível afirmar que o tamanho de garganta que controla o fluxo nesta sistema é inferior aos tamanhos definidos nestas resoluções. Este fato sugere que a observação no aumento de 100 vezes é melhor indicada para detecção destes elementos;
- a amostra SP3C4 também foi analisada nos aumentos de 25 e 50 vezes, porém sem reconstrução do modelo tridimensional devido à baixa porosidade e ao pequeno comprimento de correlação medidos. Os resultados semelhantes, encontrados para a amostra SP3C5 deste mesmo sistema, indica que a aumento de 100 vezes é o mais apropriado para aquisição de imagens desta litologia.

Tabela 5.3 – Permeabilidade: Valores Estimados x Valores experimentais

Sistema Poroso	Amostra	K Experimental (mD)	K Estimada (mD)	Variação (%)	Aumento
SP1	SP1A1	66,8/69,7	106,3	59,1/52,5	50x
	SP1A2	121,0/145,0	112,3	7,2/22,6	50x
	SP1A3	275,0/316,0	270,9	1,5/14,3	25x
	SP1A4	132,0/154,0	140,3	6,3/8,9	50x
SP2	SP2C1	441,0	310,7	29,5	25x
	SP2C2	8,3			100x*
	SP2C3	35,4	34,9	1,4	50x
SP3	SP3C4	112,0			100x*
	SP3C5	17,1	16,7	2,3	100x
SP4	SP4CG1	276,0	289,6	4,9	25x
	SP4CG2	499,0	301,4	39,6	25x
	SP4CG3	229,9	185,3	19,4	25x
	SP4CG4	114,0	73,0	35,9	50x

*resolução sugerida

A avaliação dos resultados obtidos mostram que o método é capaz de fornecer estimativas confiáveis de permeabilidade das amostras, desde que as imagens sejam adquiridas na resolução adequada para o reconhecimento dos tamanhos de poros e gargantas. Como definir então, a resolução adequada de aquisição? Conforme observado nas amostras em estudo, não há uma regra geral, mas algumas características, que podem ser definidas na descrição petrográfica das lâminas delgadas, são capazes de indicar o aumento mais apropriado. Ou seja, antes que as imagens sejam tomadas, é necessário a caracterização da litologia em estudo, com a descrição dos seguintes aspectos: o tipo de rocha, a granulometria, o grau de seleção, os tipos de poros presentes, a ocorrência de cimento, lama ou matriz no espaço poroso, a presença de argilominerais, os processos de dissolução e o efeito da compactação no sistema.

Na literatura podem ser encontrados diversos trabalhos que relacionam a geometria do meio poroso às características texturais da rocha (Pittman, 1987; Scherer, 1987; Moraes, 1998).

Sneider et al (1977) mostram que para as rochas siliciclásticas (SP1 e SP4), a porosidade, os tamanhos de poro e garganta, e a permeabilidade dependem basicamente:

- do tamanho de grão e grau de seleção;
- do percentual de cimento e compactação.

Segundo estes autores, o tamanho médio de poro pode ser correlacionado ao tamanho de grão e ao grau de seleção, nas rochas que apresentem pouco ou nenhum cimento (Figura 5.12). A partir de estudos em lâmina delgada e curvas de pressão capilar, *Sneider et al* (op.cit.) mostram que rochas de granulometria fina apresentam predominantemente poros finos ou muito finos, e que com o aumento no tamanho de grão, o tamanho médio dos poros e o percentual de poros médios e grosseiros também aumenta.

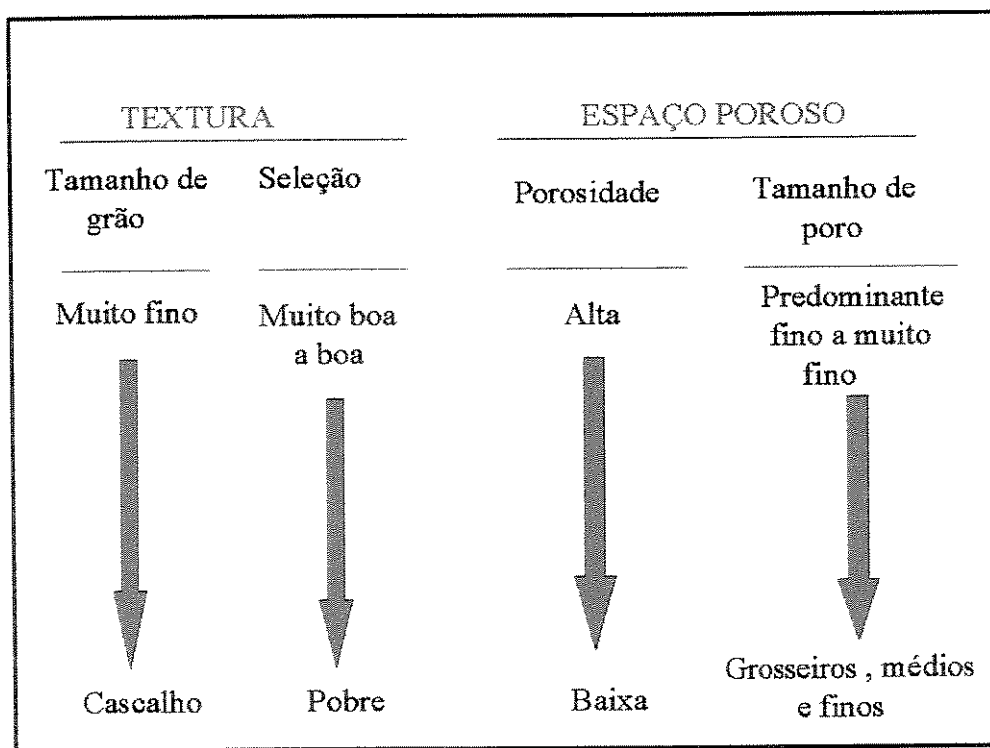


Figura 5.12– Relação Textura e Espaço Poroso (adaptado de *Sneider et al*, 1977).

Seguindo esta mesma linha, *Coalson et al* (1985) demonstram também que o tamanho e os tipos de poros presentes nas rochas podem ser correlacionados ao tamanho de grão,

porosidade, permeabilidade, saturação de água irreduzível e pressão capilar. Segundo estes autores, o espaço poroso formado entre os grãos de uma rocha com pouco ou nenhum cimento, é o produto do tamanho, forma e arranjo (empacotamento) dos grãos minerais. Quando os grãos são grosseiros os poros tendem a ser grandes e uniformemente distribuídos. Menores tamanhos de grão produzem menores poros e gargantas. Mostram ainda que, apenas a quantificação da porosidade não é suficiente para fornecer informações com relação as propriedades do sistema. No entanto, a conciliação destas medidas com a classificação visual dos tamanhos de poros para um dado reservatório, permite estimativas qualitativas em relação a permeabilidade, saturação de água irreduzível, capilaridade e produtividade.

A Tabela 5.4 apresenta as relações observadas com relação às características texturais das rochas e o aumento apropriado de aquisição das imagens, conforme as estimativas de permeabilidade, para as amostras dos sistemas SP1 e SP4. Pode-se observar, que para as rochas siliciclásticas, a granulometria é o fator mais importante na definição do aumento de aquisição das imagens. As rochas mais grosseiras são melhor caracterizadas geometricamente quando observadas no aumento de 25 vezes, enquanto as rochas de granulometria média a muito fina, são melhor representadas no aumento de 50 vezes.

Procurou-se ainda avaliar as informações contidas nas funções de autocorrelação média das imagens, com relação aos tamanhos de grão e tamanho de poro. A última coluna da Tabela 5.4 apresenta os comprimentos de correlação (λ), medidos em *micra*, para as diversas amostras. Fica evidente que, nas rochas mais grosseiras, o comprimento de correlação é maior, refletindo a contribuição dos poros maiores, que por sua vez estão associados aos maiores tamanhos de grão. No entanto, estas informações ainda não são suficientes, especialmente devido ao pequeno número de amostras, para considerar a medida deste parâmetro como diagnóstico para a resolução adequada de processamento.

Tabela 5.4 – Características texturais das amostras do SP1 e SP4

Sistema Poroso	Amostra	Aumento de Aquisição	Tipo de Rocha	Tamanho de Grão	Seleção	λ^* (micra)
SP1	SP1A1	50x	Arenito	Muito fino	Boa	75
	SP1A2	50x	Arenito	Muito fino	Moderada	81
	SP1A3	25x	Arenito	Médio c/ grãos grosseiros	Moderada a pobre	120
	SP1A4	50x	Arenito	Muito fino	Moderada	94
SP4	SP4CG1	25x	Arenito	Conglomerático	Pobre	744
	SP4CG2	25x	Arenito	Conglomerático	Pobre	744
	SP4CG3	25x	Conglomerado	Grânulos e Seixos	Pobre	918
	SP4CG4	50x	Arenito	Médio a grosseiro	Moderada a pobre	547

* λ = comprimento de correlação

Para as rochas carbonáticas estas relações são mais complexas, e os sistemas porosos são normalmente classificados com ênfase em seus aspectos genéticos (Wardlaw, 1976). Pittman (1971) discute a bimodalidade na distribuição de tamanhos de poros para as rochas carbonáticas, mostrando que uma classe é representada por poros maiores, relacionados a porosidade intergranular ou móldica; e a outra classe está associada aos microporos, que compreendem as porosidades intercristalinas ou intrapartícula. Os poros maiores, associados as maiores gargantas, controlam a transmissão de fluidos, enquanto os microporos respondem pela saturação de água irreduzível. O estudo da microporosidade, entretanto, exige altas resoluções, que só são possíveis com a utilização de microscópios eletrônicos.

A Tabela 5.5 apresenta as relações texturais para as amostras dos sistemas SP2 e SP3, com relação à resolução de aquisição das imagens e os resultados de permeabilidade.

Tabela 5.5 – Características texturais das amostras do SP2 e SP3

Sistema Poroso	Amostra	Aumento	Tipo de Rocha	Granulometria	Tipos de Poros Predominantes	Eventos Diagenéticos
SP2	SP2C1	25x	Grainstone Oolítico	Médio a grosseiro	Inter e Intragranular	Cimentação meteórica
	SP2C2	100x	Packstone Peloidal	Fino	Inter e Intragranular c/ dissolução da matriz	Cimentação meteórica e cimento sintaxial de equinóides
	SP2C3	50x	Packstone Peloidal	Fino	Inter e Intragranular c/ dissolução da matriz	Cimento sintaxial de equinóides
SP3	SP3C4	100x	Packstone	Fino	Inter e Intragranular	Franja marinha, meteórica e cimento blocoso de subsuperfície
	SP3C5	100x	Packstone	Fino	Inter e Intragranular	Cimento blocoso de subsuperfície

Mesmo para os carbonatos a granulometria é um fator importante na definição do aumento de aquisição das imagens. Porém, a presença de lama calcária e os eventos diagenéticos, que alteram a configuração inicial do espaço poroso, obstruindo os poros, devem ser levados em consideração.

O que parece ideal, independente do tipo de rocha, na definição adequada da resolução das imagens, é a calibração em amostras que disponham de dados experimentais. Essas amostras podem ser analisadas em diferentes aumentos, e a resolução que melhor ajustar as propriedades estimadas aos dados experimentais, pode ser utilizada em outras amostras com características texturais semelhantes.

5.4.2 – Fator de Formação (F)

O fator de formação como definido por *Archie* (1942) corresponde a razão entre a resistividade da rocha 100% saturada de água (R_o) e a resistividade da água (R_w), e pode ser também relacionado à porosidade (ϕ) na forma:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{\phi^{-m}} \quad (37)$$

onde: m = exponte de cimentação ou expoente de porosidade, que mede a eficiência da rocha em relação à condução de corrente elétrica, e a = coeficiente de tortuosidade. O parâmetro m varia em função da porosidade e geometria dos poros, refletindo alterações decorrentes de eventos pós-deposicionais, que podem ser avaliados quando a mesma rocha é analisada na zona de óleo e água do reservatório.

Os resultados de fator de formação estimados para as amostras em estudo, apresentaram, independente do tipo de rocha e da resolução, valores extremamente altos. As diferenças com relação aos dados experimentais são da ordem de 50% a mais de 1000% (Tabela 5.6). Estes resultados podem ser relacionados às baixas porosidades medidas nas imagens e utilizadas na reconstrução dos modelos tridimensionais. Ou seja, quanto menor a porosidade do meio, menor o volume de água no sistema e menor a condutividade elétrica (maior a resistividade), levando a um alto valor do fator de formação. A insensibilidade deste parâmetro à resolução, é devida à condutividade elétrica ser menos suscetível às variações nos tamanhos de garganta e poro, se comparada à condutividade hidráulica.

Para avaliar a influência da porosidade nas estimativas, as amostras foram reprocessadas com o valor da porosidade experimental. Os resultados obtidos (Tabela 5.6) apresentaram melhor ajuste aos dados experimentais. A variação ainda presente nestas estimativas (3,5% a 35,3%) foi avaliada para as amostras do SP1 (13,7% a 30%), em relação ao expoente de cimentação - m , e sua influência nos cálculos de saturação de água, mantendo as demais variáveis constantes.

Tabela 5.6 – Confiabilidade nas Estimativas do Fator de Formação

Sistema Poroso	Amostra	F Medido	F *	Variação (%)	F**	Variação (%)
SP1	SP1A1	14,6	39,6	171,2	16,6	13,7
	SP1A2	13,3	43,7	228,5	17,3	30,0
	SP1A3	13,5	51,1	278,5	15,5	14,8
	SP1A4	18,8	38,0	102,1	22,5	19,7
SP2	SP2C1	13,3	132,5	896,2	18,0	35,3
	SP2C2	10,1	116,2	1050,5	8,5	15,8
	SP2C3	11,0	164,5	1395,5	8,8	20,0
SP3	SP3C4	47,6			31,8	33,2
	SP3C5	70,6	121,3	71,8	52,0	26,3
SP4	SP4CG1	17,0	69,2	307,0	22,6	32,9
	SP4CG2	16,0	105,4	558,7	10,7	33,1
	SP4CG3	36,4	104,3	186,5	35,1	3,5
	SP4CG4	53,9	81,2	50,6	56,6	5,0

* Fator de Formação estimado com o meio reconstruído com base na porosidade medida na Análise de Imagens.

** Fator de Formação estimado com o meio reconstruído com base na porosidade medida em laboratório.

Considerando a porosidade experimental (ϕ) de cada amostra, e admitindo um meio hipotético onde a salinidade da água é da ordem de 200000 ppm de NaCl (R_w -resistividade de 0,045 ohm.m à 75°F); a resistividade da rocha- R_t de 10 ohm.m ; o coeficiente de tortuosidade - a igual a um (1); e o expoente de saturação- n igual a dois (2); os valores de saturação de água- S_w calculados com o expoente m obtido a partir do fator de formação experimental e do estimado para o meio reconstruído com a porosidade experimental, são apresentados na Tabela 5.7. A equação de saturação utilizada é a de Archie (1942), dada por:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a.R_w}{\phi^m.R_t}} \quad (38)$$

Tabela 5.7 – Variações no Cálculo de Saturação de Água utilizando valores de m experimentais e estimados pelo método

Sistema Poroso	Expoente de cimentação		SW (%)	
	m^*	m^{**}	c/ m^*	c/ m^{**}
SP1A1	2,00	1,97	25,6	25,1
SP1A2	1,80	1,86	24,4	25,5
SP1A3	2,01	1,97	24,6	23,9
SP1A4	1,96	1,93	29,2	28,5

* Expoente de cimentação calculado a partir do Fator de Formação medido em laboratório.

** Expoente de cimentação calculado a partir do Fator de Formação estimado para o meio reconstruído com a porosidade experimental.

Os cálculos demonstram que em termos de saturação de água, as variações nos valores de fator de formação medidos e estimados são insignificantes, desde que o meio poroso seja reconstruído com base no valor da porosidade experimental, que representa a porosidade total interconectada, incluindo os microporos.

5.4.3 – Curvas de Pressão Capilar por Injeção de Mercúrio (PC)

As curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio, simuladas para as amostras em estudo (Figuras 4.18, 4.19, 4.21, 4.22, 4.24, 4.26, 4.27), apresentaram, independentemente do tipo de rocha, comportamentos muito semelhantes. Observou-se deslocamento em direção às pressões mais altas para as maiores resoluções, onde são identificados os menores tamanhos de gargantas de poros. As curvas exibem um extenso patamar, evidenciando a ocorrência de uma classe predominante de tamanhos de gargantas no modelo reconstruído, o que caracteriza um sistema homogêneo em relação a seleção de tamanhos de poros e gargantas. Estas características são decorrentes do processo estocástico de simulação do modelo tridimensional, que utiliza parâmetros médios de porosidade e função de autocorrelação. Ou seja, como descrito na Seção 3.1 do Capítulo 3, Figura 3.4, a variabilidade encontrada nas diferentes imagens de uma mesma

amostra não é considerada na simulação. O método utiliza uma curva de autocorrelação média, à qual corresponde uma medida do domínio de correlação, que contém informações com relação aos tamanhos de poros, e consequentemente, de gargantas, contidos neste domínio. Um maior número de imagens utilizadas na definição dos parâmetros médios, permite a redução da variância destas medidas, sem, entretanto, representar a variabilidade total encontrada.

Quando confrontadas às curvas experimentais, as curvas simuladas mostraram diferenças significativas, especialmente para as altas pressões. Na Figura 5.13 são apresentados os resultados encontrados para as amostras SP1A1 e SP2C1, já que nas demais amostras as relações foram semelhantes. As variações observadas estão associadas especialmente:

- i. à microporosidade presente nestes sistemas, mais expressiva nas rochas carbonáticas, e que não é diagnosticada nas imagens, em função de suas resoluções;
- ii. à heterogeneidade nas distribuições de tamanhos de poros e gargantas, que não são contempladas no método de simulação utilizado.

Estas observações sugerem que na estimativa de curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio torna-se necessário:

- i. a composição de escalas de observação, ou seja, a utilização de imagens tomadas em diferentes resoluções, que permitam a identificação dos diferentes tamanhos de poros e gargantas presentes no sistema;
- ii. um método de simulação que contemple a variabilidade das escalas de observação, possibilitando a reconstrução do modelo tridimensional com as mesmas características geométricas do meio real.

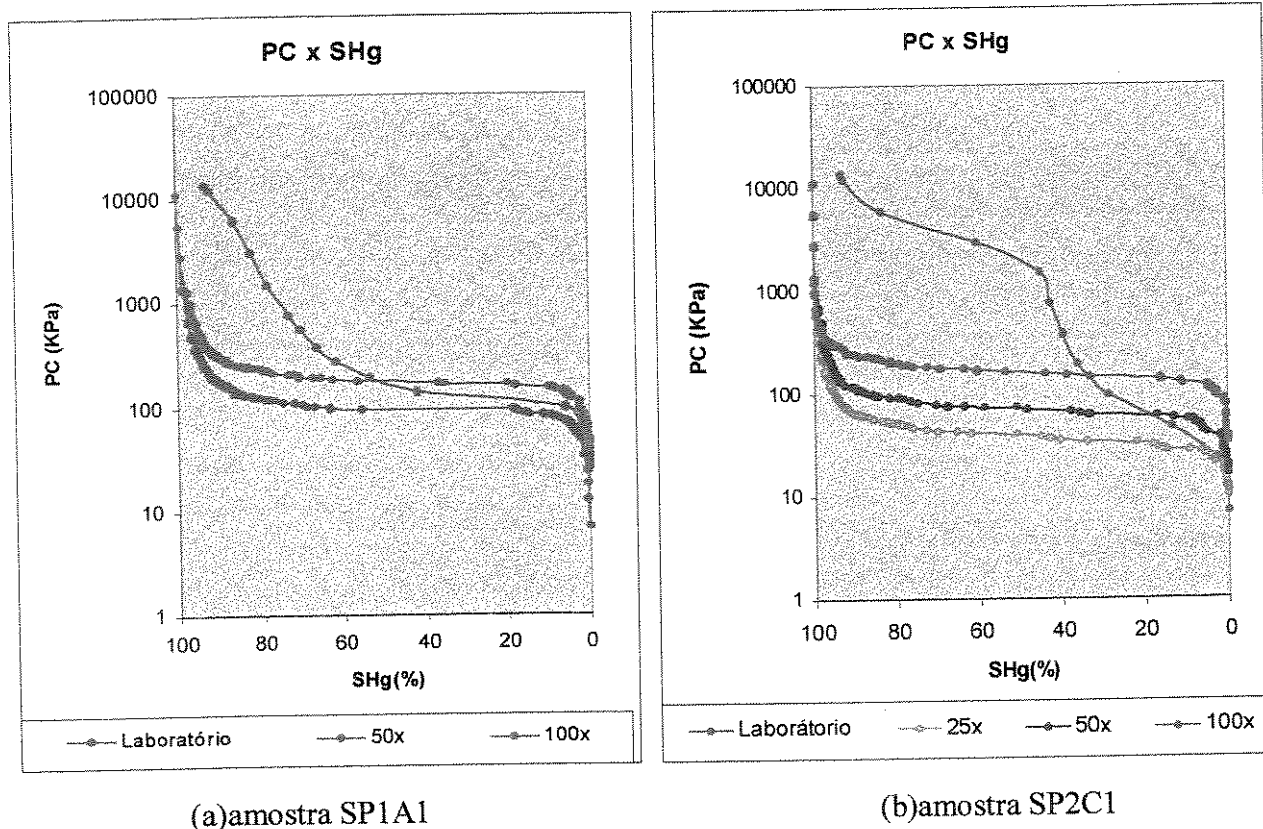


Figura 5.13— Comparação entre as curvas de pressão capilar experimentais e simuladas pelo método, para as três resoluções utilizadas. Observar que o aumento da resolução desloca a curva para maiores pressões, sem reconhecer a heterogeneidade de tamanhos de garganta presente nos sistemas.

5.4.4 – Relação Índice de Resistividade x Saturação de Água (IR x SW)

O índice de resistividade (IR) como definido por *Archie* (1942) corresponde à razão entre a resistividade da rocha (R_t), numa determinada saturação, e a resistividade da rocha 100% saturada de água (R_o), e está relacionado à saturação de água (S_w) do sistema, na forma:

$$IR = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \quad (39)$$

onde n = expoente de saturação, obtido a partir da inclinação da reta num gráfico que relaciona $\log IR$ x $\log S_w$. Admitindo condições de uma rocha limpa (sem argilosidade) com

saturação uniformemente distribuída, *Archie* (op.cit.) obteve uma relação linear com expoente de saturação - $n = 2$. Estudos posteriores (*Diederix*, 1982; *Ranson*, 1984; *Donaldson e Siddiqui*, 1987; *Jing et al*, 1993; *Negrão*, 1994) mostram que a linearidade desta relação pode ser alterada por inúmeros fatores: molhabilidade do sistema, conectividade, presença de sólidos condutivos na matriz da rocha, argilosidade, água de baixa condutividade, distribuição multimodal da porosidade, microporosidade, aumento na área superficial específica dos grãos minerais e condutividade superficial dos grãos.

A comparação das curvas obtidas na simulação da relação IR x SW com as medidas experimentais é apresentada na Figura 5.14, para amostras dos sistemas SP1, SP2 e SP4. Pode-se observar que o meio simulado é constantemente mais condutivo que o meio real, embora o contrário fosse esperado, uma vez que o meio simulado apresenta porosidade inferior ao meio real, e não são considerados os efeitos de argilosidade, microporosidade e condutância superficial dos grãos, que tornam o sistema mais condutivo. Este comportamento pode ser atribuído basicamente à três fatores:

- i. o modelo de rede assume a razão de aspecto das gargantas (ξ) como constante e igual a 6; *Ioannidis e Chatzis* (1993) demonstram que nesta condição a condutância elétrica é pelo menos duas vezes maior se comparada a modelos com razão de aspecto $\xi = 1$, devido principalmente ao volume de água que é retido em função da forma angular da seção das gargantas. O valor assumido no modelo é considerado, segundo os autores, como um valor médio representativo para arenitos, e definido com base na análise da forma de seções de poros em imagens bidimensionais. No entanto, o espaço poroso destas rochas apresenta variações internas em função dos processos deposicionais e diagenéticos, que podem resultar numa geometria distinta, conforme a intensidade destes eventos. Além disto, o mesmo valor é utilizado no processamento de outras litologias;
- ii. a conectividade do sistema, expressa pelo número de coordenação médio obtido na caracterização geométrica e utilizado na configuração do modelo de rede, pode não estar refletindo adequadamente a conexão do meio poroso real, o que compromete a simulação do fluxo de corrente elétrica, especialmente na presença de uma fase não condutiva;

- iii. o modelo de rede simulado apresenta as propriedades geométricas definidas a partir das informações obtidas nas imagens bidimensionais. Entretanto, a interação rocha-fluido, um dos principais fatores que alteram a relação IR x SW, não é considerada. Esta condição é crítica para os sistemas SP2 e SP4, onde testes de molhabilidade definem a molhabilidade preferencialmente ao óleo para estas rochas, com valores mais altos do expoente de saturação.

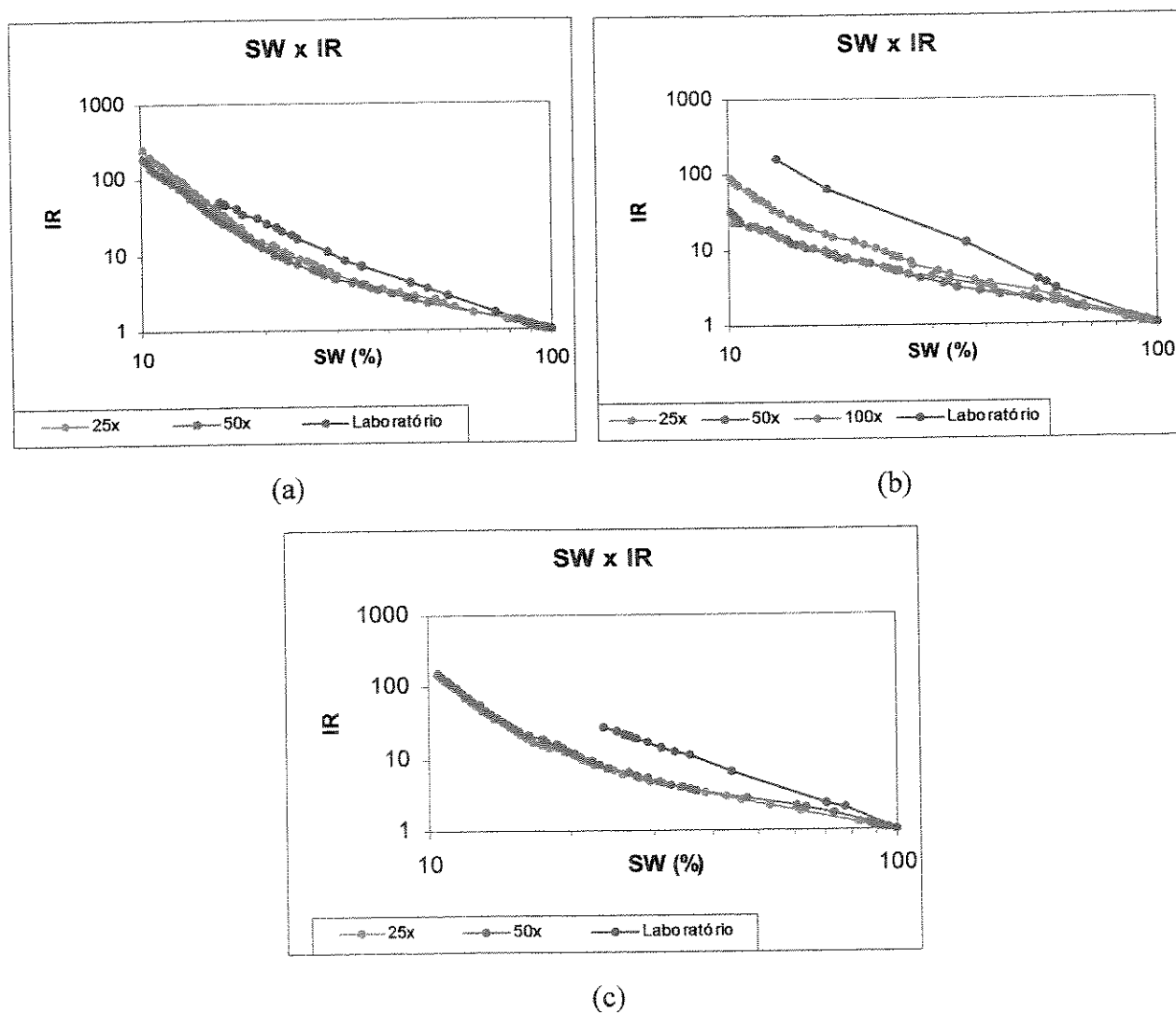


Figura 5.14— Comparação entre as relações IR x SW experimentais e simuladas pelo método: (a) amostra SP1A2, (b) amostra SP2C1 e (c) amostra SP4CG3. Observar que nos sistemas preferencialmente molháveis ao óleo o ajuste entre as curvas experimentais e simuladas é ruim.

O melhor ajuste entre as curvas experimentais e simuladas foi encontrado para as amostras do SP1, que correspondem aos arenitos turbidíticos e apresentam molhabilidade à água. Nestas, as variações obtidas para o expoente de saturação – n levam a diferenças em torno de 5% de saturação de água na rocha. Nos demais sistemas, SP2 e SP4, onde as condições de molhabilidade são alteradas, as variações no expoente de saturação podem conduzir a diferenças superiores a 20% no valor de saturação. Estas observações sugerem que a aplicação desta metodologia na estimativa das relações IR x SW, é restrita à sistemas molháveis pela água.

5.5 – Análise de Sensibilidade do Método

Nesta seção é analisada a sensibilidade do método com relação ao número de imagens utilizadas no processamento. Para tal, foram selecionadas amostras dos sistemas SP1, SP2 e SP4, e suas respectivas imagens, na resolução que se mostrou adequada à caracterização do sistema. O parâmetro utilizado para a análise do ajuste dos resultados foram as medidas de permeabilidade.

As vinte imagens utilizadas no processamento da amostra SP1A1, na resolução de 3,125 $\mu\text{m}/\text{pixel}$, foram aleatoriamente subdivididas em quatro grupos de cinco imagens, designados A, B, C e D. A Figura 5.15 apresenta as funções de autocorrelação médias obtidas para estes conjuntos de imagens. É possível observar que as curvas médias são muito semelhantes, indicando a condição de homogeneidade entre os grupos de imagens, com uma sutil variação encontrada para o grupo B, que parece ser menos contínuo em relação aos demais. Os valores médios de porosidade calculados são apresentados na Tabela 5.8, e o grupo B apresenta, também, a maior diferença em relação ao valor obtido para o conjunto de todas as imagens, e os demais subconjuntos. As medidas de permeabilidade, estimadas com a simulação do fluxo monofásico no modelo de rede, construído a partir das características geométricas dos meios reconstruídos, são também listadas na Tabela 5.8. O valor de 106,3 mD calculado com o processamento de todas as imagens é 59,1/52,5% maior que as medidas experimentais (66,8/69,7 mD) o que, no entanto, neste nível de permeabilidade não constitui uma variação muito expressiva (aproximadamente entre 70 a 110 mD). Os grupos A, C e D obtiveram resultados semelhantes. O

grupo B, que apresentou parâmetros médios ligeiramente inferiores, forneceu a estimativa mais próxima do valor real.

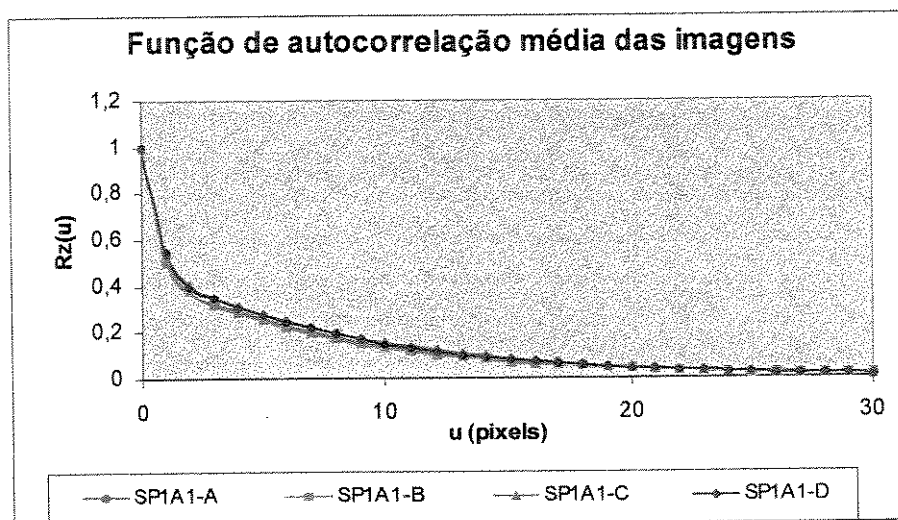


Figura 5.15– Funções de autocorrelação média dos subconjuntos de imagens da amostra SP1A1. Observar a ligeira menor continuidade para o subconjunto SP1A1-B.

Tabela 5.8 – Características dos subconjuntos das imagens da amostra SP1A1

Amostra	Imagens	PHI(%)	K (mD)
SP1A1-A	i2,i9,i15,i17,i8	17,6	104,4
SP1A1-B	i4,i12,i20,i1,i19	15,2	65,4
SP1A1-C	i5,i13,i10,i16,i7	18,2	127,1
SP1A1-D	i3,i6,i11,i14,i18	17,8	112,1
SP1A1	i1 a i20	17,2	106,3
Laboratório		26,2	66,8

As funções de autocorrelação dos modelos 3D reconstruídos, após as operações de filtragem e suavização, apresentadas na Figura 5.16, sugerem que estas operações conferem maior continuidade ao modelo final. As características geométricas destes modelos constam na Tabela 5.9. O modelo 3D obtido a partir do grupo B é ligeiramente mais contínuo, apresenta

diâmetros médios de poros e gargantas menores, e possui maior distância entre o centro dos poros (*lattice* constante).

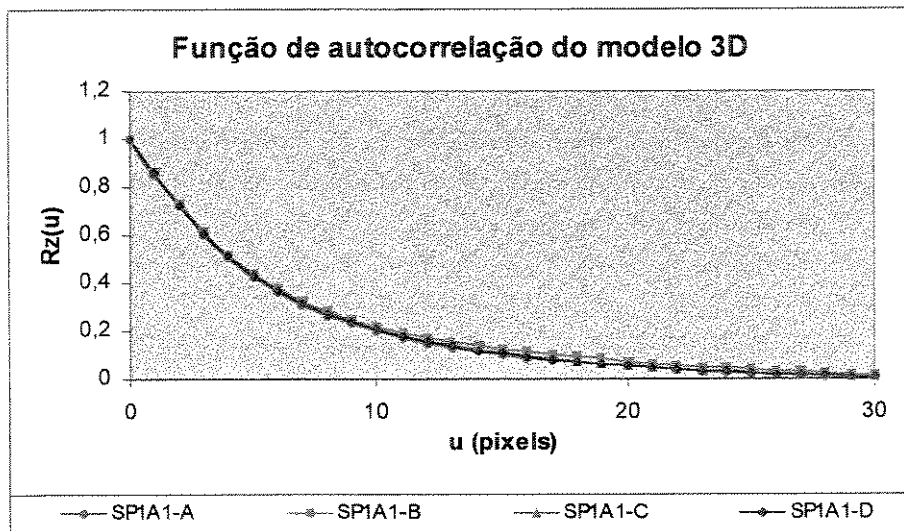


Figura 5.16— Funções de autocorrelação média dos modelos 3D, após as operações de filtragem e suavização. Observar que o modelo obtido para o grupo B é ligeiramente mais contínuo que os demais.

Tabela 5.9 – Características geométricas dos modelos 3D dos grupos A, B, C e D

Amostra	Diâmetro poro*	Diâmetro garganta*	Número coordenação	Lattice constante*
SP1A1-A	21,22	6,96	3,62	58,39
SP1A1-B	19,91	6,78	3,47	62,61
SP1A1-C	20,44	7,22	3,46	52,67
SP1A1-D	20,82	7,28	3,49	56,01
SP1A1	21,38	6,94	3,69	60,22

*unidade de medida : μm

O mesmo procedimento foi realizado para as amostras SP2C1 e SP4CG1, com as imagens obtidas no aumento de 25 vezes (6,0 $\mu\text{m}/\text{pixel}$). As dez imagens de cada lâmina foram aleatoriamente subdivididas em dois grupos de cinco imagens, A e B. As funções de autocorrelação médias destes conjuntos de imagens são apresentadas na Figura 5.17, e os valores médios de porosidade nas Tabelas 5.10 e 5.11.

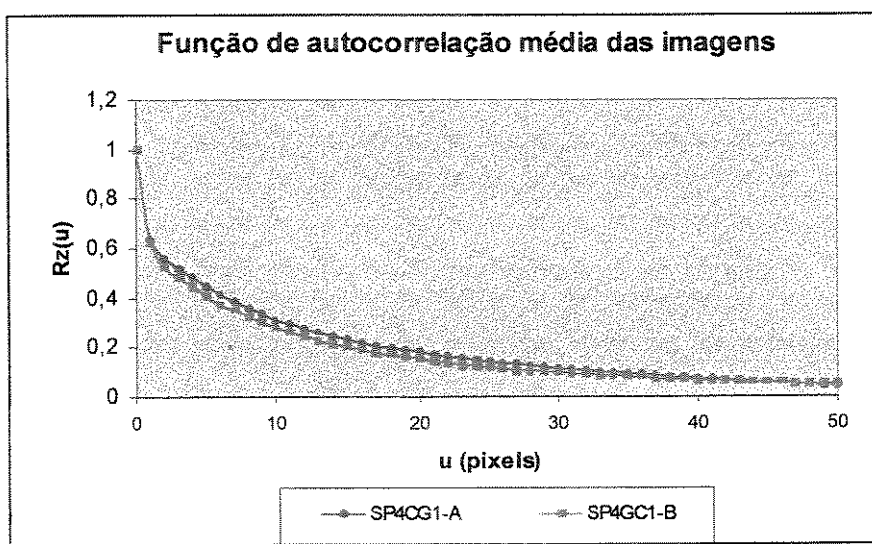
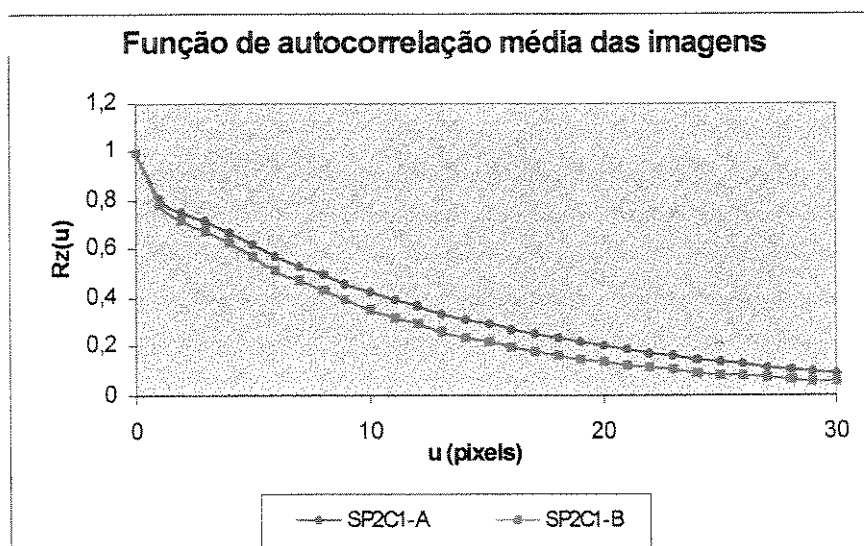


Figura 5.17– Funções de autocorrelação média dos subconjuntos de imagens das amostras: (a)SP2C1 e (b) SP4CG1.

Tabela 5.10 – Características dos subconjuntos das imagens da amostra SP2C1

Amostra	Imagens	PHI(%)	K(mD)
SP2C1-A	i6,i9,i4,i3,i10	11,2	279,8
SP2C1-B	i1,i2,i5,i7,i8	9,5	679,8
SP2C1	i1 a i10	10,4	310,7
Laboratório		26,2	441

Tabela 5.11 – Características dos subconjuntos das imagens da amostra SP4CG1

Amostra	Imagens	PHI(%)	K (mD)
SP4CG1-A	i2,i4,i5,i7,i9	10,1	142,2
SP4CG1-B	i1,i3,i6,i8,i10	15,1	410,9
SP4CG1	i1 a i10	12,6	289,6
Laboratório		22,9	276

Pode-se observar que para estas amostras, representativas dos sistema SP2 (carbonatos) e SP4 (conglomerados), os parâmetros médios obtidos dos diferentes conjuntos de imagens apresentam maior variabilidade. Consequentemente, os modelos tridimensionais simulados a partir destas informações exibem características geométricas distintas, o que fica evidenciado nas estimativas de permeabilidade (Tabelas 5.10 e 5.11). É interessante ressaltar que a média geométrica das permeabilidades, obtida com os subconjuntos A e B, fornece para ambas as amostras valores muito próximos ao valor real (436,2 mD para a amostra SP2C1 e 241,7 mD para a amostra SP4CG1).

A análise destes resultados demonstra que para sistemas mais homogêneos como o SP1, que corresponde aos arenitos turbidíticos, o número de imagens necessárias para o processamento pode ser reduzido, sem alterações significativas no resultado final. No entanto, para sistemas mais complexos e que apresentem maior heterogeneidade, a estimativa mais confiável das propriedades é obtida com a utilização de um número de imagens que recobre aproximadamente a totalidade da superfície de rocha exposta na lâmina, amostrando, assim, toda sua variabilidade. Mesmo que estas feições não sejam completamente incorporadas no processo de simulação estocástica, utilizado na reconstituição do modelo 3D, elas contribuem na definição dos parâmetros médios.

Capítulo 6

Conclusões

Este trabalho teve como objetivos o estudo e a aplicação de uma nova metodologia de estimativa de propriedades de fluxo e capilaridade do meio poroso, a partir de informações obtidas em imagens petrográficas bidimensionais. Para analisar a confiabilidade destas estimativas, foram selecionadas treze amostras de quatro sistemas porosos, com níveis de heterogeneidade variáveis, das quais se dispunha dados experimentais. O processo de aquisição das imagens foi realizado em microscópio óptico em três aumentos: 25, 50 e 100 vezes. O número de imagens foi definido em função da resolução e da superfície de rocha exposta na lâmina.

A operação de binarização das imagens coloridas demonstrou que a resolução e a experiência do operador na manipulação de imagens petrográficas podem alterar o resultado final de porosidade. De um modo geral, critérios mais otimistas na definição dos limites grão/poro são recomendados, mas não devem alterar a continuidade das fases. A porosidade medida nas imagens binárias, que corresponde a média da função indicatriz, apresentou constantemente valores inferiores aos dados experimentais.

A reconstrução do modelo tridimensional através da simulação estocástica, que honra os parâmetros médios definidos na análise estatística bidimensional, fornece a ligação necessária entre a informação 2D e o domínio 3D, onde é possível a caracterização geométrica (morfológica e topológica) do meio poroso. O método assume a hipótese da homogeneidade estatística (estacionaridade) e isotropia, condições estas que são na maioria dos casos parcialmente

satisfeitas. O processo de reconstrução utilizado resulta em distribuições limitadas de tamanhos de poros e gargantas, que não contemplam a completa variação destes elementos no meio poroso real. Isto porque o método negligencia a variabilidade encontrada nas diferentes imagens de uma mesma amostra, uma vez que trabalha com valores médios de porosidade e função de autocorrelação.

Os resultados encontrados para as estimativas de permeabilidade, demonstraram grande sensibilidade à resolução utilizada, com valor simulado decrescente com o aumento da resolução. Nos maiores aumentos são identificados menores tamanhos de garganta de poros, que constituem o parâmetro mais importante no cálculo da condutância hidráulica. No entanto, para a quase totalidade das amostras em estudo, foi encontrado, numa dada resolução, um bom ajuste entre o dado experimental e o estimado. A resolução mais adequada para o processamento pode ser definida como aquela que permite a identificação de tamanhos de poros e gargantas que efetivamente controlam o fluxo de fluidos no sistema. Sua definição, entretanto, requer um estudo minucioso do tipo de rocha, de suas características texturais, efeitos da compactação, e processos diagenéticos ao qual esta tenha sido submetida. A granulometria da rocha pode ser considerada um dos fatores diagnósticos. Mesmo assim, testes com diferentes resoluções em amostras onde se disponha de dados experimentais são recomendados.

As estimativas do fator de formação obtidas com o método apresentaram valores muito altos se comparados aos dados experimentais, e foram entendidas como consequência direta da baixa porosidade dos modelos 3D, reconstruídos a partir da porosidade medida na Análise de Imagens. A utilização da porosidade total interconectada, que pode ser obtida de medidas experimentais, ou mesmo outras fontes, como os perfis radioativos ou de ressonância magnética, mostrou-se necessária na simulação do fluxo de corrente elétrica no meio poroso. Nesta situação, o ajuste com os dados reais é satisfatório.

As curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio, estimadas com a simulação do fluxo bifásico no modelo de rede, exibem comportamento muito semelhante, independentemente do tipo de rocha, e apresentam deslocamento no sentido das maiores pressões, com o aumento da resolução. O extenso patamar que pode ser observado nestas curvas, sugere um meio homogêneo

em termos de distribuição de tamanhos de garganta. Esta característica é produto do processo de simulação estocástica, que trabalha com parâmetros médios, e despreza a variabilidade encontrada entre as imagens de uma mesma lâmina. O método assume que toda informação com relação às distribuições de tamanhos de poros e gargantas, está contida no domínio de correlação da função de autocorrelação média, utilizada na reconstrução do modelo 3D.

As relações índice de resistividade (IR) *versus* saturação de água (SW) obtidas para as amostras em estudo, indicam que o meio poroso simulado é mais condutivo que o meio real. Para as amostras do sistema molhável à água, a variação observada entre a curva simulada e a curva real, implica em variações em torno de 5% em saturação de água no reservatório. Para os sistemas molháveis pelo óleo, estas diferenças podem atingir 20% no valor de saturação. Como a interação rocha/fluido é um dos importantes fatores que alteram a relação IR x SW, a aplicação desta metodologia fica restrita a sistemas molháveis pela água.

A variação no nível de heterogeneidade presente nos sistemas porosos analisados, demonstra que esta condição tem influência no número de imagens necessárias para uma estimativa confiável das propriedades. Nos sistemas mais homogêneos a redução no número de imagens não compromete o resultado final. Para sistemas mais complexos, no entanto, as melhores estimativas foram obtidas com a utilização de um maior número de imagens, recobrando a maior superfície de rocha contida na lâmina.

Os resultados obtidos neste trabalho demonstram que algumas áreas carecem ainda de estudos complementares:

- ◆ estudo e aplicação de métodos de simulação que contemplem a variabilidade dos parâmetros estatísticos observada nas imagens bidimensionais;
- ◆ utilização da medida da correlação entre os pontos numa terceira direção, além das direções x e y, afim de avaliar a possibilidade de um modelo exponencial fatorizado, onde a correlação é semelhante apenas nas direções x e y;

- ♦ estudo específico que relacione as informações contidas na função de autocorrelação com às distribuições de tamanho de poro e garganta presentes no meio poroso;
- ♦ estudo de métodos operacionais de obtenção do parâmetro razão de aspecto, utilizado para o cálculo da condutância elétrica e hidráulica na simulação em modelos de rede.
- ♦ avaliação dos métodos mais modernos de simulação de fluxo (Simulação *Random-Walk*, *Cellular Automata* ou *Lattice Gas*), que são aplicados diretamente na estrutura tridimensional reconstruída, sem a necessidade da adoção de um modelo geométrico para representar o espaço poroso. A proposta destes modelos é relacionar, de um modo mais realista, as características microscópicas da geometria dos meios porosos às suas propriedades de fluxo. Segundo *Fernandes* (1999) os primeiros testes apresentaram resultados superiores aos modelos de rede.

Referências Bibliográficas

Adler, P. M., Jacquin, C.G. and Quiblier, J.A. Flow in Simulated Porous Media. *Int. J. Multiphase Flow*, v. 16, n. 4, p. 691-712, 1990.

Anjos, S. M. C., Souza, R. S., Blauth, M., Rodrigues, C. R. O., Souza, A. L. S. Análise de Imagens no Estudo do Sistema Poroso de Rochas Reservatório. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 9, n. 2, p. 157 – 173, abril/dezembro 1995.

Archie, G. E. The electrical resistivity log as na aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions AIME*, v.146, p. 54 – 62, 1942.

Berryman, J. G. e Blair, S.C. Digital Image Analysis to Estimate Fluid Permeability of Porous Materials: Application of two-point correlation functions. *J. Appl. Phys.*, v. 60, n. 6, p. 1930 – 1938, set/1986.

Chatzis, J. e Dullien, F. A. L. Modeling of Pore Structure by 2-D and 3D Networks with Applications to Sandstones. *J. Can. Pet. Technol*, v. 16, p. 97 –108, 1977.

Chatzis, J. e Dullien, F. A. L. The Modeling of Mercury Porosimetry and the Relative Permeability of Mercury in Sandstones using Percolation Theory. *International Chemical Engineering*, v. 25, n. 1, p. 47 – 66, jan/1985.

Choquette, P. W. e Pray, L. C. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *AAPG Bulletin*, v. 54, n. 2, p. 207 – 250, 1970.

Coalson, E.B., Hartmann, D.J., Thomas, J.B. Productive Characteristics of Common Reservoir Porosity Types. *Bulletin of South Texas Geological Society*, v. 25, n. 6, p. 35 – 51, fevereiro 1985.

Diederix, K. M. Anomalous Relationships between Resistivity Index and Water Saturations in the Rotliegend Sandstone (The Netherlands). *SPWLA, 23th Annual Logging Symposium Transactions*, 1982.

Donaldson, E. C. e Siddiqui, T.K. Relationship Between the Archie Saturation Exponent and Wettability. 62nd SPE An. Tec. Conf. and Exh. , *SPE paper* n. 16790, p. 439 – 446, 1987.

Dullien, F. A. L. *Porous Media - Fluid Transport and Pore Structure*. Academic Press Inc., San Diego, California, 574p, 1979.

Ehrlich, R., e Horkowitz, K.O. A Strong Transfer Function Links Thin-Section Data to Reservoir Physics. 59th Annual Conference and Exhibition of SPE, Houston, Texas, *SPE paper* 13263, 7p, 1984.

Ehrlich, R., Crabtree, S. J., Horkowitz, K. O., Horkowitz, J. P. Petrography and Reservoir Physics I : Objective Classification of Reservoir Porosity: *AAPG Bulletin*, v. 75, n. 10, p. 1547 – 1562, 1991a.

Ehrlich, R., Etris, E.L., Brumfield, D., Yuan, L.P., Crabtree, S. J. Petrography and Reservoir Physics III : Physical Models for Permeability and Formation Factor: *AAPG Bulletin*, v. 75, n. 10, p. 1579– 1592, 1991b.

Fatt, I. The Network Models of Porous Media, I, Capillary Pressure Characteristics, *Trans. AIME* v. 207, p. 144-159, 1956.

Fatt, I. The Network Models of Porous Media, II, Dynamic Properties of a Single Size Tube Network, *Trans. AIME*, v. 207, p. 160-163, 1956.

Fatt, I. The Network Models of Porous Media, III, Dynamic Properties of Network with Tube Radius Distributions, *Trans. AIME*, v. 207, p. 164-177, 1956.

Fernandes, Celso Peres *Caracterização Morfotopológica de Espaços Porosos: Reconstituição Multiescala e Simulação de Processos de Invasão de Fluidos Não-Molhantes*. Universidade Federal de Santa Catarina , Departamento de Engenharia Mecânica, Tese de Doutorado, 182p, 1994.

Fernandes, C. P. Informação Verbal, 1999.

Folk, R. L. *Petrology of Sedimentary Rocks*. Hemphill Publishing Co, Austin, Texas, 182 p., 1974.

Ioannidis, M. A., Chatzis, I. Network Modelling of Pore Structure and Transport Properties of Porous Media . *Chemical Engineering Science*, v. 48, n. 5, p. 951 – 972, 1993.

Ioannidis, M. A., Kwiecien, M. J., Chatzis, I. Computer Generation and Application of 3-D Model Porous Media: From Pore-Level Geostatistics to the Estimation of Formation Factor. *SPE paper* 30201, p. 185-194, 1995.

Ioannidis, M. A., Kwiecien, M. J., Chatzis, I. Statistical Analysis of the Porous Microstructure as a Method for Estimating Reservoir Permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, n. 16, p. 251-261, 1996a.

Ioannidis, M. A., Kwiecien, M. J., Chatzis, I. Computer-Enhanced Core Analysis. *Software Manual*, Department of Chemical Engineering, University of Waterloo, 39p, 1996b.

Ioannidis, M. A., Kwiecien, M. J., Chatzis, I., Macdonald, I.F., Dullien, F.A.L. Comprehensive Pore Structure Characterization Using 3D Computer Reconstruction and Stochastic Modeling. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, TX, p. 601-609, 1997a.

Ioannidis, M. A., Kwiecien, M. J., Chatzis, I. Electrical Conductivity and Percolation Aspects of Statistically Homogeneous Porous Media. *Transport in Porous Media*, n. 29, p. 61-83, 1997b.

Jing, X. D., Elashahab, B. M., Archer, J. S. Experimental Investigation of the Effect of Wettability, Saturation History and Overburden Pressure on Resistivity Index. *15th European Formation Evaluation Symposium*, 17p, 1993.

Journel, A. G. e Huijbregts, CH. J. *Mining Geostatistics*. Academic Press INC, 600p, 1978

Kwiecien, M. J., MacDonald, I. F., Dullien, F. A. L. Three-Dimensional Reconstruction of Porous Media from Serial Section Data. *Journal of Microscopy*, v. 159, p. 343–359, mar/1990.

Liang, Zhirong. *Computer Generation and Application of 3-D Reconstructed Porous Structure: From 2-D Images to the Prediction of Permeability*. Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, Tese de Doutorado, 149p, 1997.

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 Eval. & Eng.*, v. 2, n. 2, p. 161 – 168, abr/1999.

McCreesh, C. A., Ehrlich, R., Crabtree, S. J. Petrography and Reservoir Physics II: Relating Thin Section Porosity to Capillary Pressure, the Association between Pore Types and Throat Size : *AAPG Bulletin*, v. 75, n. 10, p. 1563 – 1578, 1991.

Monteiro, Marcelo Costa *Caracterização Tridimensional de Sistemas Porosos Carbonáticos através de Morfologia Matemática*. Curso de Geoengenharia de Reservatórios, UNICAMP, Dissertação de Mestrado, 168p, 1995.

Moraes, M.A.S. Sistemas Porosos, Material Didático, 1998.

Negrão, Domingos Sávio *Reinterpretação de Reservatórios de Hidrocarbonetos Associados à Águas de Baixa Salinidade, no Campo de Pilar, Bacia SE/AL*. Universidade Federal do Pará, Dissertação de Mestrado, 68p, 1994.

Pittman, E. D. Microporosity in Carbonate Rocks. *AAPG Bulletin*, v. 55, n. 10, p. 1873-1878, outubro 1971.

Pittman, E. D. Porosity, Diagenesis and Productive Capability of Sandstones Reservoirs. *Treatise of Petroleum Geology Reprint Series, n. 4. Reservoirs II – Sandstones*. AAPG, 1987.

Quiblier, J.A. A New Three-Dimensional Modeling Technique for Studying Porous Media. *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 98, n. 1, p. 84 –100, 1984.

Ranson, R. C. A Contribution Toward a Better Understanding of the Modified Archie Formation Resistivity Factor Relationship. *The Log Analyst*, v. 25, n. 2, p. 7-11, 1984

Remacre, A. Z. Propriedades Básicas dos Indicadores. Material Didático, 1995.

Rivoirard, J. *Introduction to Disjunctive Kriging and Non-Linear Geostatistics*. Claredon Press – Oxford, 1994, 180p.

Rodrigues, C. R. O. Estimativa de Porosidade em Dolomitos de Cuba por Análise de Imagens Petrográficas. Comunicação Técnica, PETROBRAS/DIGER/SEGRES n. 95/99, 1999.

Ruzyla, K. Characterization of Pores Space by Quantitative Image Analysis. *59th Annual Conference and Exhibition of the SPE*, Houston, Texas, SPE 13133, p.1-13, 1984.

Sahimi, M. e Stauffer, D. Efficient Simulation of Flow and Transport in Porous Media. *Chemical Engineering Science*, v. 46, n. 9, p. 2225 – 2233, 1991.

Sahimi, M. *Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock - From Classical Methods to Modern Approaches*. VCH, Alemanha, 1995.

Salomão, Marcelo Costa *Caracterização de Reservatórios pela Utilização da Teoria da Percolação Conjugada às Propriedades de Correlação Espacial*. Curso de Engenharia de Petróleo, UNICAMP, Tese de Doutorado, 180p, 1998.

Scherer, M. Parameters Influencing Porosity in Sandstones: A Model for Sandstone Porosity Prediction. *AAPG Bulletin*, v. 71, n. 5, p. 485 – 491, maio 1987.

Scholle, P. A. Constituents, Texture, Cements and Porosity of Sandstones. *AAPG , Memoir 28*, Tulsa, Oklahoma, USA, 1979.

Sneider, R.M., Richardson, F.H., Paynter, D. D., Eddy, R.E., Wyant, I. A. Predicting Reservoir Rock Geometry and Continuity in Pennsylvanian Reservoirs, Elk City Field, Oklahoma. *Journal of Petroleum Technology*, p. 851 – 866, julho 1977.

Spadini, A. R., Marçal, R. A., Elias, V. L. G. O Meio Poroso dos Reservatórios Macaé no Campo de Bonito. Relatório Interno, PETROBRAS/CENPES/DIGER, 1996.

Wardlaw, N. C. Pore Geometry of Carbonate Rocks as Revealed by Pore Casts and Capillary Pressure. *AAPG Bulletin*, v. 60, n. 2, p. 245 – 257, fevereiro 1976.

Zapparolli, Luiz Henrique *Aplicação da Técnica de Simulação Plurigaussiana na Reprodução de Litofácies com Dupla Anisotropia* Curso de Engenharia de Petróleo, UNICAMP, Dissertação de Mestrado, 1999.

Zhao, H. Q., MacDonald, I. F., Kwiecien, M .J. Multi-orientation Scanning: A Necessity in the Identification of Pore Necks in Porous Media by 3-D Computer Reconstruction from Serial Section Data. *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 162, p. 390 – 401, 1994.