

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E
ENGENHARIA DE MATERIAIS**

Jeferson Vieira Ramos

**CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMAS POROSOS COM
DISTRIBUIÇÃO BIMODAL DE POROS:
INFLUÊNCIA DA MICROPOROSIDADE NA
PERMEABILIDADE**

Florianópolis

2018

Jeferson Vieira Ramos

**CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMAS POROSOS COM
DISTRIBUIÇÃO BIMODAL DE POROS: INFLUÊNCIA
DA MICROPOROSIDADE NA PERMEABILIDADE**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais para a obtenção do Grau de Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais.

Orientador: Prof. Dr. Celso Peres Fernandes

Coorientador: Prof. Dr. rer. nat. Eros Comunello

Florianópolis

2018

Catálogo na fonte elaborada pela biblioteca da
Universidade Federal de Santa Catarina

A ficha catalográfica é confeccionada pela Biblioteca Central.

Tamanho: 7cm x 12 cm

Fonte: Times New Roman 9,5

Maiores informações em:

<http://www.bu.ufsc.br/design/Catalogacao.html>

Jeferson Vieira Ramos

**CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMAS POROSOS COM
DISTRIBUIÇÃO BIMODAL DE POROS: INFLUÊNCIA
DA MICROPOROSIDADE NA PERMEABILIDADE**

Esta Tese foi julgada aprovada para a obtenção do Título de “Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais.

Florianópolis, 15 de outubro 2018.

Prof. Dr. rer. nat. Eros Comunello
Coorientador

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Celso Peres Fernandes
Orientador

Prof. Dr. Gideon Villar Leandro

Dra. Anita Maria da Rocha Fernandes

Dra. Iara Frangiotti Mantovani

Este trabalho é dedicado aos meus pais, *Diomar Vieira Ramos* e *Marcia Regina Ramos*, a minha esposa *Daniele Pereira* por todo apoio e carinho, durante a jornada para tornar meu sonho em realidade, e ao meu professor *Celso Peres Fernandes* por transmitir todo conhecimento necessário para transformar essa pesquisa em realidade.

AGRADECIMENTOS

Agradecimentos opcionais, caso existam pessoas ou entidades a quem se deve apoio ou suporte ao trabalho ora apresentado.

Ao Prof. Dr. Celso Peres Fernandes por proporcionar fascinantes novos conhecimentos, abrindo as portas para o PGMAT e ter mudado minha vida completamente.

Ao Prof. Dr. rer. nat. Eros Comunello, pela orientação nos muitos anos da minha vida acadêmica. Compartilhando conhecimento e apoiando minhas escolhas mesmo antes do início dos estudos de doutoramento.

A Prof. Dra. Anita Maria da Rocha Fernandes, por mostrar o mundo acadêmico do ponto de vista do educador. Abrindo as portas da minha mente para experiências acadêmicas que eu nunca pensei que seria capaz de realizar.

Ao InCod/LAPIX, por proporcionar o ambiente laboratorial para a realização dos estudos e implementação das muitas etapas da pesquisa realizada antes desta tese de doutoramento.

Ao LMPT, por garantir um ambiente adequado para o estudo, compreensão e execução dos experimentos necessários para que este trabalho se tornasse realidade.

Aos meus muitos colegas de laboratório, do LAPIX ou LMPT, que contribuíram para o aprimoramento de cada resultado desta tese, sobretudo compartilhando conhecimento e apresentando novos resultados a cada dia. Especial a Dra. Iara Frangiotti Mantovani e ao Dr. Anderson Camargo Moreira que de muitas formas me colocaram no caminho correto quando eu acabava perdendo o objetivo de vista.

À Petrobras pelo fornecimento de muitos resultados e estudos para a avaliação e validação de algoritmos.

A Universidade Federal de Santa Catarina e ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais pela infraestrutura disponibilizada para a realização deste trabalho.

Enfim, a todos aqueles que, de maneira direta ou indireta, contribuíram para realizar este trabalho.

*The greatest danger for most of us is not
that our aim is too high and we miss it,
but that is it too low and we reach it*

Michaelangelo

RESUMO

Neste trabalho, hidrocarbonetos são caracterizados em função das suas diferentes fases e um modelo computacional para a simulação completa de dessas fases é proposto. Durante a caracterização do sistema poroso, este, por possuir diferentes tamanhos de porosidade, com variações amplas de escalas, faz-se necessário a análise das propriedades petrofísicas por meio de modelos que apresentam a região de interesse que existe fluxo. Este trabalho apresenta um aprimoramento da rede de poros e ligações, que modela as regiões de estreitamento como cilindros e grandes poros como esferas. Esse aprimoramento dar-se-á pelo modelo proposto definido neste trabalho e chamado de Modelo de Rede de Poros Bimodal. Sendo assim, neste trabalho é mostrado a construção do modelo, bem como a avaliação do desempenho deste diante de volumes compostos por três fases diferentes. Demonstrado que é possível a caracterização de rochos de reservatório com estruturas complexas.

Palavras-chave: Rede de poros e ligações, sistema poroso, caracterização, porosidade, permeabilidade, rede bimodal, modelo, múltiplas fases

ABSTRACT

In this work, hydrocarbonates are characterized by their different phases and a computational model for the complete simulation of these phases is proposed. During the characterization of the porous system, this one, because it has different sizes of porosity, with wide variations of scales, makes necessary the analysis of the petrophysical properties through models that present the regions of interest. In this work an improvement of the pore system network is presented, which models the narrowing regions as cylinders and large pores as spheres. The pore system network is known to model the behavior of reservoir rocks with well defined characteristics and internal structure with only two representative phases such as Barea sandstones. Although this type of model has shown great advances in the area of oil and gas research, its limitations are clear while its use can not contemplate rocks of great interest as hydrocarbons with heterogeneous phases. Therefore, this thesis presents the advances in the use of the pore system network, allowing its use for multiphase system. This improvement will be due to the proposed model defined in this work and called the Bimodal Poros Network Model. Thus, this work shows the construction of the model, as well as the evaluation of the performance of this in front of volumes composed of three different phases. It has been shown that it is possible to characterize reservoir rocks with complex structures.

Keywords: Pore system network, multiscale, bimodal system, porosity, permeability, characterization, model, multiphase

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Imagem 2D de um arenito Berea obtida com microscopia óptica em lâmina delgada	32
Figura 2	Uma seção 2D da imagem 3D de uma amostra de carbonato (Morro dos Chaves) obtida com microtomografia computadorizada de raios X.	33
Figura 3	Representação esquemática da injeção de mercúrio.	39
Figura 4	Secção transversal de uma gota sobre uma superfície lisa (TADMOR, 2004)	41
Figura 5	Diferença de comportamento entre um fluido molhante e um não-molhante.	42
Figura 6	Desenho esquemático para a medição da pressão capilar em uma amostra.	43
Figura 7	Figura esquemática para a medição de permeabilidade em laboratório.	45
Figura 8	Representação interna de um volume. Nesta figura o interior do volume é mostrado revelando o posicionamento dos voxels no seu interior.	47
Figura 9	A. Fatia binarizada de um Volume representando uma amostra de rocha. B. Representação, usando MPR, do volume binarizado contendo a mesma fatia citada em A.	48
Figura 10	Fatia de volume gerado com scanner micro-CT a partir de uma amostra de Calcário Estailades e com tamanho de Voxel de $3.1 \mu\text{m}$ (BULTREYS; HOOREBEKE; CNUDDÉ, 2015).	52
Figura 11	Rede integrando três escalas. Para a demonstração de múltiplas escalas somente 1/10 da rede é mostrada nesta image (JIANG et al., 2013).	53
Figura 12	Etapas para a criação da rede de poros e ligações em conjunto com a contribuição para uma otimização do modelo citado na literatura demonstrado por meio do desvio das tepas "Esferas Máximas" e "Preenchimento" que são substituídos pela etapa "Esferas Máximas Exatas".	55
Figura 13	Representação de um poro quadrado simples, no plano bidimensional, após a etapa inicial de preenchimento por esferas.	58
Figura 14	Esferas principais que serão responsáveis pela formação de poros R1 e gargantas com conexão principal dada pela esfera R4	59

Figura 15 Representação em grafo da Figura 14 onde nas raízes das árvores se encontram as esferas R1 responsáveis pela criação dos poros e a conexão entre aos poros dada na folha comum a ambas as árvores R4.	60
Figura 16 Ligação de esferas entre dos poros para um caso ideal onde o resultado das intersecções gerou a quantidade mínima de esferas necessária para ligar os poros.	61
Figura 17 Ligação entre esferas pais de aglomerados de esferas filhas.	61
Figura 18 Com a utilização dos raios duplos, camadas de rochas podem ser ignoradas durante o teste de intersecção (SILVA, 2012) .	63
Figura 19 Etapas e breve descrição dos passos para a criação da nova rede de esferas e ligações.	65
Figura 20 A. Representa uma fatia de volume ternário onde, dado o interior da região porosa, a parte hachurada identifica a micro porosidade e a branca a macro porosidade. B. A criação da Rede de Poros e Gargantas ignora a presença da micro-porosidade e identifica toda a região porosa como macro-porosa. C. Durante a rotulagem às três diferentes regiões são identificadas. O Mix-poro representado por cinza, o Macro-poro como branco e o Micro-poro como preto.	68
Figura 21 Supondo uma rede representada nesta figura, onde cada elemento criado seja responsável por representar um Mix ou Micro-poro. A região que compreende a cada elemento pode ser representado pelas caixas mínimas (em destaque) necessárias para sua representação volumétrica.	69
Figura 22 Representação de uma fatia do volume rotulado com base nos elementos da rede. Os rótulos dos Voxels desta figura representam um momento após a construção da rede e com as regiões representadas com padrão de ondas como poro, e com círculos definindo a garganta.	70
Figura 23 Representação do Volume como um paralelepípedo influenciado por dois planos em lados paralelos considerados entrada e saída do meio.	75
Figura 24 Representação simplificada da rede com o uso de esferas e cilindros.	75
Figura 25 Dependendo do fator de forma, o elemento pode ser representado por uma figura geométrica diferente com o círculo ins-	

crito a ela.....	78
Figura 26 Poros conectados a entradas e saídas do sistema. Esses são representados pelos círculos com um padrão escuro como preenchimento.....	82
Figura 27 Representação de um elemento da rede e a camada de fluido que permanece nas irregularidades. Nesta figura a área clara representa o fluido não-molhante e a escura o molhante.	84
Figura 28 A. Mostra a fatia de um volume com um sistema poroso, com o mesmo significado da Figura 20. B. Mostra a Rede de Poros e Gargantas formando os elementos Macro, Micro e Mix-poros. C. Mostra a mescla de redes durante o cálculo das condutâncias no sistema poroso.....	91
Figura 29 Imagens das secções transversais das amostras rotuladas C1, C2, S1, S2 e S3. O restante das imagens podem ser consultadas na Figura 46, do Anexo A.....	96
Figura 30 Gráfico comparativo das permeabilidades no eixo X nas amostras rotuladas C1, C2, S1, S2 e S3. Com barras e desvios baseados nas médias dos outros métodos e o método sendo o resultado apresentado para o método deste trabalho.	97
Figura 31 Gráfico comparativo das permeabilidades no eixo Y nas amostras rotuladas C1, C2, S1, S2 e S3. Com barras e desvios baseados nas médias dos outros métodos e o método sendo o resultado apresentado para o método deste trabalho.	98
Figura 32 Gráfico comparativo das permeabilidades no eixo Z nas amostras rotuladas C1, C2, S1, S2 e S3. Com barras e desvios baseados nas médias dos outros métodos e o método sendo o resultado apresentado para o método deste trabalho.	99
Figura 33 Gráfico referente às médias de velocidade para o cálculo da permeabilidade das Tabelas 10 e 11.....	103
Figura 34 Curva de pressão capilar usando a amostra C1.....	104
Figura 35 Curva de pressão capilar usando a amostra C2.....	105
Figura 36 Curva de pressão capilar usando a amostra S1.....	106
Figura 37 Curva de pressão capilar usando a amostra S2.....	107
Figura 38 Gráfico comparativo para a permeabilidade absoluta na rede multiescalar, usando método baseado em resistências, para os volumes artificiais criados. Além disso, como embasamento apresenta a comparação com o “Super Volume”.....	111
Figura 39 Gráfico comparativo, referente a tabela 15, para a permeabilidade absoluta na rede multiescalar, usando método baseado	

em resistências. Este gráfico mostra o “Super Volume” comparado as amostras criadas com predominância da macro escala.	113
Figura 40 T2.1A representa uma fatia do volume T2.1, com três fases. Preto representando sólido; Azul poro; e Vermelho indefinido. T2.1B representa uma fatia do volume T2.1, mas após o processo de criação da “Super image”, com Preto como sólido e Azul como poro	114
Figura 41 Gráfico comparativo, referente a tabela 15, para a permeabilidade absoluta na rede multiescalar, usando método baseado em resistências. Este gráfico mostra o “Super Volume” comparado as amostras criadas com predominância da macro escala.	116
Figura 42 Amostras com diferentes comportamentos de micro porosidade. A. Micro porosidade homogênea e bem distribuída, conectada entre si e possibilitando conectividade com a macro escala. B. Micro escala em aglomerados, concentrada em partes específicas do volume, e absorvendo partes de macro poros.....	117
Figura 43 Gráfico comparativo das amostras citadas na Tabela 18.	118
Figura 44 Gráfico em escala logarítmica dos valores usando o experimento 2 das amostras citadas na Tabela 18	119
Figura 45 Gráfico comparativo para os valores de gargantas preenchidas referentes a Tabela 20.	120
Figura 46 Imagens das secções transversais das amostras uni-modais estudadas.	135
Figura 47 Grafico mostra a permeabilidade sem condição de contorno. Qualquer poro tocando a parede do volume é usado como entrada ou saída do sistema.	141
Figura 48 Gráfico mostra a permeabilidade usando 10% de condição de contorno. Somente poros tocando a parede do volume e com tamanho inferior a 10% o tamanho do volume total são usados ou como entrada ou como saída do sistema.....	141
Figura 49 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra C1.....	145
Figura 50 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra C2.....	145
Figura 51 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S1.	146
Figura 52 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S2.....	146
Figura 53 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a	

amostra S3.....	146
Figura 54 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S4.....	147
Figura 55 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S5.....	147
Figura 56 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S6.....	147
Figura 57 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S7.....	148
Figura 58 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S8.....	148
Figura 59 Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S9.....	148
Figura 60 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.1.....	151
Figura 61 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.2.....	152
Figura 62 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.3.....	152
Figura 63 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.4.....	153
Figura 64 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.5.....	153
Figura 65 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.1.....	154
Figura 66 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.2.....	154
Figura 67 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.3.....	155
Figura 68 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.4.....	155
Figura 69 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.5.....	156
Figura 70 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.6.....	156
Figura 71 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T3.1.....	157
Figura 72 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	

T3.2.	157
Figura 73 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T3.3.....	158
Figura 74 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T4.1.....	158
Figura 75 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T4.2.....	159
Figura 76 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T4.3.....	160
Figura 77 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T4.4.....	160
Figura 78 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T4.5.....	161
Figura 79 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T4.6.....	162
Figura 80 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T5.1 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.	165
Figura 81 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T5.2 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.	166
Figura 82 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T5.3 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.	166
Figura 83 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T5.4 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.	167
Figura 84 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T5.5 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.	167
Figura 85 Fatia representativa do volume ternário do caso de teste	
T5.6 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.	168

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Demonstração do tempo de execução, em segundos, para os métodos de resolução de sistemas lineares.....	81
Tabela 2	Dados para amostras apresentadas com base em London (1907), e referentes a Tabela 21 no Anexo A.....	94
Tabela 3	Cálculo de permeabilidade por Autor (Anexo A, Tabela 24).....	94
Tabela 4	Cálculo de permeabilidade por Silva (2012) (Anexo A, Tabela 28).....	94
Tabela 5	Cálculo de permeabilidade por Petrobras (1953) (Anexo A, Tabela 29).....	95
Tabela 6	Cálculo de permeabilidade por Mattila (2010) (Anexo A, Tabela 30).....	95
Tabela 7	Cálculo do fluxo, bem como do erro obtido nos experimentos nas amostras C1, C2, S1, S2, S3, no eixo das abscissas (Anexo A, Tabela 25). Outros eixos podem ser consultados usando o mesmo Anexo, nas Tabelas 26 e 27.....	95
Tabela 8	Cálculo de permeabilidade no eixo X, para a amostra S6 (Resolução 5.1 μm). Os valores apresentados pelo Autor são discrepantes quando comparados com os outros modelos. (Anexo A, Figura 47).....	98
Tabela 9	Configuração dos equipamentos usados para a execução dos métodos deste trabalho.....	101
Tabela 10	Tabela de tempo, em segundos, para a execução do algoritmo de permeabilidade por Petrobras (1953).	101
Tabela 11	Tabela de tempo, em segundos, para a execução pelo Autor.....	102
Tabela 12	Volumes T1, para o experimento 1, referente a análise baseada em resistências, criados da mescla das gerações usando gaussiana truncada para porosidades entre 10 e 20%.	109
Tabela 13	Tabela com os valores absolutos, do experimento T1, para a permeabilidade absoluta na rede multiescalar usando método baseado em resistências. A escala fina é representada por um Volume Elementar Representativo de permeabilidade 2,1 mD.	110
Tabela 14	Volumes cúbicos criados com base no método de Gaussiana truncada, e em volumes de 50 e 100 voxels, usados como base	

para o experimento T2. Todos os volumes possuem como base λ 4.	112
Tabela 15 Valores de permeabilidade absoluta, aplicados aos volumes da Tabela 14, experimento T2, bem como a comparação com o “Super Volume” de tamanho 600.	112
Tabela 16 Volumes cúbicos criados com base no método de Gaussina truncada, e em volumes de 50 e 100 voxels. Todos os volumes possuem como base λ 4.	115
Tabela 17 Tabela de permeabilidade absoluta em mD, baseada nos métodos de resistência e no “Super Volume” cúbico de tamanho 600.	115
Tabela 18 Descrição de porosidade dos volumes gerados.	117
Tabela 19 Valores de permeabilidade em mD, para modelos usando Resistência, Média Aritmética, Média Harmônica, Amostrada da condutância mais predominante e Mixed Bonds.	118
Tabela 20 Valores de permeabilidade pelo aumento gradativo de micro escala nas gargantas.	120
Tabela 21 Dados de resolução e tamanho da amostra.	136
Tabela 22 Tempo de processamento, em segundos, para a resolução do sistema linear com um dado tamanho.	136
Tabela 23 Cálculo de permeabilidade para o método provido por este documento. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.	137
Tabela 24 Cálculo de permeabilidade para o método provido por este documento. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.	137
Tabela 25 Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo x.	138
Tabela 26 Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo y.	138
Tabela 27 Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo z.	139
Tabela 28 Cálculo de permeabilidade para o método provido pelo Silva (2012). Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.	139
Tabela 29 Cálculo de permeabilidade para o método provido em Petrobras (1953). Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os	

eixos x, y e z.....	140
Tabela 30 Cálculo de permeabilidade para o método provido pelo Mattila (2010). Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.....	140

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	31
1.1 PROBLEMA DE PESQUISA	35
1.2 SOLUÇÃO PROPOSTA	35
1.3 OBJETIVOS	35
1.4 ESTRUTURA DA TESE	36
2 FUNDAMENTOS DE PROPRIEDADES FÍSICAS E SISTEMAS POROSOS	37
2.1 POROSIDADE	37
2.2 PRESSÃO CAPILAR	39
2.2.1 Curva de Pressão Capilar	42
2.3 PERMEABILIDADE	44
2.3.1 Permeabilidade relativa	45
2.3.2 Porosidade versus Permeabilidade	46
2.4 REPRESENTAÇÃO VOLUMÉTRICA	47
2.5 GERAÇÃO VOLUMÉTRICA	49
2.6 MODELO DE POROS E GARGANTAS	50
2.7 MODELAGEM MULTI-ESCALAR	51
3 MODELO DE REDES DE POROS E GARGANTAS ..	55
3.1 EXTRAÇÃO CLÁSSICA	56
3.1.1 Binarização	56
3.1.2 Esferas Máximas	56
3.1.3 Preenchimento dos espaços vazios	57
3.1.4 Formação hierárquica	59
3.1.5 Segmentação do cluster	60
3.1.6 Esferas máximas exatas	62
3.1.6.1 Distância Euclidiana	62
4 MODELO DE REDE DE POROS BIMODAL	65
4.1 VISÃO GERAL DA EXTRAÇÃO DA REDE MULTI-ESCALAR	66
4.2 ROTULAGEM E IDENTIFICAÇÃO DA MACRO-POROSIDADE	67
4.3 CARACTERIZAÇÃO DA MIX E MICRO POROSIDADE NA REDE ROTULADA	68
4.3.1 Remoção de esferas ambíguas e corte da garganta ..	70
5 CÁLCULOS PETROFÍSICOS NA REDE DE ESCALA SIMPLES	73
5.1 PERMEABILIDADE	73

5.2 PERMEABILIDADE EM REDES DE POROS E GARGANTAS	74
5.2.1 Percolação	74
5.2.2 Geração da matriz de pressão	77
5.2.3 Pressão por Poro	79
5.2.4 Taxa de fluxo	81
5.3 MODELO DE PRESSÃO CAPILAR	83
5.3.1 Drenagem	83
5.3.2 Método de Mayer, Stowe e Prince	84
5.3.3 Curva de Pressão Capilar	86
6 CÁLCULOS PETROFISICOS NA REDE DE MÚLTIPLAS ESCALAS	87
6.1 VISÃO GERAL	87
6.2 CÁLCULO DE PERMEABILIDADE DO VOLUME ELEMENTAR REPRESENTATIVO	87
6.3 CÁLCULO DE CONDUTÂNCIA PARA OS ELEMENTO DA REDE DE POROS E GARGANTAS	88
6.4 CÁLCULO DE CONDUTÂNCIA DA REDE COM MICRO ESCALA	88
6.4.1 Amostragem	89
6.4.2 Aritmética	89
6.4.3 Harmônica	89
6.4.4 Mixed Bond	90
6.4.5 Baseado em ligações	90
6.5 UNIÃO DE CONDUTÂNCIA E PERMEABILIDADE.....	91
7 AVALIAÇÃO E TESTES	93
7.1 PERMEABILIDADE USANDO ESCALA ÚNICA	93
7.2 RESULTADOS USANDO ESCALA ÚNICA	97
7.3 DESEMPENHO USANDO ESCALA ÚNICA	100
7.4 CAPILARIDADE	102
7.5 PERMEABILIDADE USANDO MÚLTIPLAS ESCALAS ...	104
7.5.1 Volume Artificial	105
7.5.2 Super Volume	106
7.5.3 Análise baseada em Resistência	108
7.5.4 Vazão mandatória em Macro poros	111
7.5.5 Equilíbrio entre micro e macro escala	114
7.5.6 Predomínio da micro escala	115
7.5.7 Preenchimento de gargantas sequencial	119
8 CONCLUSÃO	121
8.1 TRABALHOS FUTUROS	124
REFERÊNCIAS	125

ANEXO A - Amostra uni-modal	135
ANEXO B - Capilaridade	145
ANEXO C - Imagens das amostras ternárias	151
ANEXO D - Imagens de preenchimento	165

1 INTRODUÇÃO

Na indústria do petróleo há uma pesquisa constante, em diversas áreas correlatas, objetivando incrementar a recuperação de hidrocarbonetos. Uma dessas áreas de pesquisa trata da análise de amostras de rochas, em termos de seus sistemas porosos, visando a integração dos dados obtidos com as análises em outras escalas espaciais dos reservatórios de petróleo. A análise do sistema poroso trata da caracterização da morfologia e da conectividade dos poros, assim como de suas propriedades petrofísicas, como a permeabilidade absoluta e as curvas de pressão capilar dentre outras. Atualmente, além da determinação experimental em laboratórios de petrofísica, tem-se a complementação ou mesmo a substituição destas análises por métodos computacionais que são aplicados, em geral, em imagens 3D obtidas com tomografia de raios X de alta resolução espacial (HAZLETT; COLES, 1998; GHOUS et al., 2007; APPOLONI; FERNANDES; RODRIGUES, 2007)

Na caracterização do sistema poroso os principais parâmetros são: porosidade, a distribuição de tamanho de poros (cavidades) e das gargantas (conectando pelo menos duas cavidades) bem como a morfologia (forma geométrica) e a conectividade entre os poros, uma vez que estes parâmetros influenciam fortemente as propriedades petrofísicas. A determinação computacional destes parâmetros e propriedades em imagens 3D do sistema poroso tem-se mostrado bastante robusta e confiável para vários tipos de rochas reservatório essencialmente aquelas com distribuição uni-modal de poros as quais podem, em geral, serem descritas a partir de uma única imagem 3D, quer dizer, em uma única escala espacial de observação. Inicialmente, os métodos de avaliação petrofísica foram desenvolvidos para rochas siliciclásticas, como arenitos que quando não apresentam em sua estrutura fase argila em volume significativo, e que podem ser descritos pela sua porosidade intergranular, têm distribuição de tamanhos de poros uni-modal. Contudo, quando se consideram arenitos com fase argila significativa ou muitos carbonatos, os métodos usados para rochas siliciclásticas não apresentam resultados consistentes (RAMAKRISHNAN et al., 2001), uma vez que o sistema poroso de arenitos com argilas e muitos carbonatos é, geralmente, bastante complexo, constituindo-se meios heterogêneos com a presença de poros (macroporos e microporos) que exigem para a sua descrição duas ou mais escalas espaciais. São sistemas que podem ser compostos de várias escalas espaciais com comprimentos característicos distintos, constituindo-se, assim, sistemas multiescalares ou sistemas

com múltiplas porosidades. Como ilustrações de sistemas porosos bi-modais são mostrados na Figura 1, um arenito (Berea Sandstone) onde se tem presente em seu espaço poroso regiões nas quais houve deposição de argila na porosidade intergranular e na Figura 2, um carbonato cuja amostra foi extraída de um afloramento no Morro do Chaves no nordeste brasileiro. Na imagem 2D do arenito na Figura 1 observa-se que para a descrição destas regiões de argila torna-se necessário a aquisição de imagens, focando-se a fase argila, com melhor resolução espacial constituindo-se então um sistema com duas escalas espaciais características. A imagem da Figura 1 foi obtida por microscopia óptica (luz transmitida) em uma lâmina delgada de amostra do arenito. Da mesma forma na imagem de carbonato mostrada na Figura 2 observam-se claramente regiões de microporosidade que necessitam de observação em escala de melhor resolução espacial. A imagem 2D mostrada na Figura 2 é uma seção da imagem 3D obtida com microtomografia de raios X. Neste caso, para uma imagem da microporosidade com resolução espacial adequada deve-se extrair fisicamente um sub-volume contendo a região microporosa na amostra utilizada para a obtenção da imagem mostrada na Figura 2.

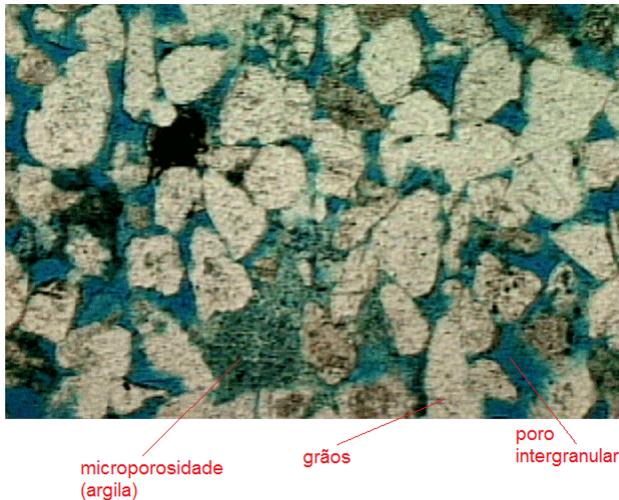


Figura 1 – Imagem 2D de um arenito Berea obtida com microscopia óptica em lâmina delgada

No presente trabalho, tanto para a caracterização da geometria

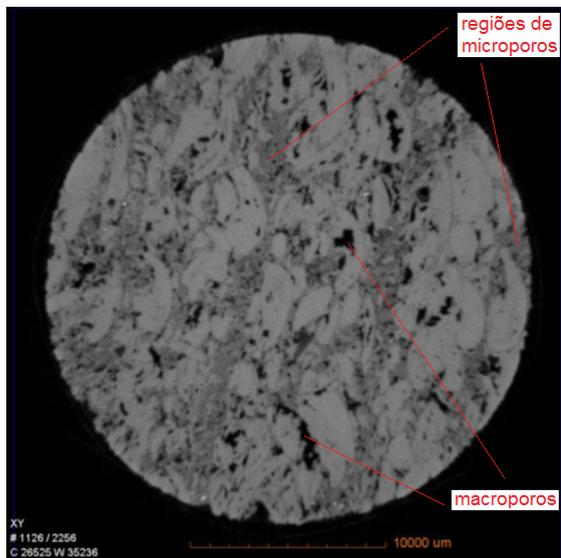


Figura 2 – Uma seção 2D da imagem 3D de uma amostra de carbonato (Morro dos Chaves) obtida com microtomografia computadorizada de raios X

e conectividade do sistema poroso quanto para a simulação de propriedades petrofísicas, utiliza-se a representação do sistema nas chamadas redes de poros e ligações. Estas redes procuram manter a conectividade (topologia) e os tamanhos dos poros, separando o espaço poroso em dois tipos de regiões: as cavidades (que são chamadas de poros) e as gargantas (ou ligações) que são estreitamentos conectando ao menos duas cavidades. Esta separação é conceitual, tanto cavidades (poros) como gargantas fazem parte do espaço poroso, contudo, as gargantas constituem regiões com comportamento fisicamente diferenciado frente aos fluidos. Uma rede de poros e gargantas (muitas vezes chamada apenas de redes de poros) constitui-se num modelo da imagem original (a matriz 3D de voxels) em uma estrutura simplificada para propósitos para análise posto que a estrutura original é por demais complexa.

Embora as propriedades petrofísicas possam ser estimadas diretamente em imagens 3D descritas em termos de voxels, como por exemplo, utilizando métodos discretos de Lattice-Boltzmann (CHEN; DOOLEN, 1998), (MATTILA, 2010), estes, embora em geral com melho-

res resultados, apresentam um custo computacional, tanto em memória como em tempo, mais elevado que os métodos baseados em redes de poros. Esta questão, aqui colocada para sistemas porosos uni-modais se acentua quando se trata de sistemas com duas ou mais escalas espaciais.

Neste trabalho a extração da rede de poros em imagens 3D é baseada na ideia de bolas máximas introduzida por Silin e Patzek (2006), e utilizada por Dong (2007), Al-Kharusi e Blunt (2007) e Silva (2012). O algoritmo atual, inicialmente implementado em Ramos (2013), passou por melhorias de cálculo e de desempenho computacional sendo capaz, após a extração da rede de poros, de fornecer vários parâmetros de caracterização microestrutural (geometria de poros e conectividade) bem como proceder a simulação numérica da permeabilidade intrínseca (fluxo monofásico em regime de Darcy) e de curvas de pressão capilar. Tem sido bastante testado com sucesso em estruturas porosas mono-escalares (distribuição uni-modal de poros) descritas em uma única imagem 3D representativa do material poroso.

O desafio científico atual no problema aqui tratado diz respeito à caracterização e determinação de propriedades de sistemas porosos multiescalares. Para tanto, neste trabalho se propõe um modelo matemático para estimar a permeabilidade intrínseca de sistemas porosos bimodais. O modelo considera como entrada duas imagens 3D: a primeira que representa a escala dos maiores porosos (macroporos) é uma imagem ternária e a segunda que representa os menores poros (microporos) é uma imagem binária. Na imagem ternária têm-se as fases: macroporos observáveis na resolução espacial da imagem, sólidos e uma região indefinida, não passível de descrição nesta resolução espacial mas que contém microporos e sólidos que serão descritos na segunda imagem de melhor resolução espacial. Nesta segunda imagem tem-se poros e sólidos e considera-se o caso mais simples de que toda a região indefinida presente na primeira imagem é homogênea sendo então completamente descrita pela segunda imagem.

No modelo proposto, diferente dos relatados na literatura (a serem brevemente descritos no próximo capítulo), faz-se diretamente a transferência de escala da propriedade (a permeabilidade intrínseca) da segunda imagem para a primeira tratando a primeira imagem como uma única rede de poros para a determinação da permeabilidade da amostra como um todo.

1.1 PROBLEMA DE PESQUISA

Ao longo dos anos a indústria de petróleo e gás tem mostrado grande interesse nas correlações e integrações obtidas por meio da análise computacional de modelos para diferentes escalas espaciais de reservatórios de petróleo. A distribuição de poros, morfologia, conectividade são parâmetros que influenciam nas propriedades petrofísicas dos meios porosos. Métodos computacionais tem se mostrado eficientes para descrever modelos espaciais com tamanho de poro uni-modal. Porém, para tamanho de poro bi-modal, como arenitos com fase de argila, este problema tem se tornado bastante complexo. Como transferir essa complexidade de modelos bi-modais para uni-modais? Como representar as redes para modelos multi escalares de forma eficiente? É possível, por meio computacional, investigar o comportamento do fluxo de fluidos no interior de rochas multi-modal de forma eficiente e com alta correlação com modelos uni-modal? É preciso responder estas questões para desenvolver um modelo que relacione os valores de permeabilidade absoluta em modelos com diferentes escalas de porosidade.

1.2 SOLUÇÃO PROPOSTA

Desenvolver um modelo computacional que subdivide as redes baseadas em bolas máximas em diferentes regiões. Cada região representando uma diferente escala e por meio da implementação de modelos matemáticos estimar os valores de permeabilidade absoluta do sistema poroso. Ao final, compara com o modelo de esferas máxima, já conhecido na literatura, com volumes grandes o suficiente para representar todas as escalas necessárias.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo central deste trabalho consiste na concepção e implementação computacional de um modelo matemático, baseado em redes de poroso e ligações, capaz de estimar a permeabilidade intrínseca de materiais porosos com distribuição de tamanhos de poros bi-modal.

Os objetivos específicos compreendem:

- Analisar de forma interpretativa mostrando a validação do código computacional quando aplicado em amostras de rochas reservatório de petróleo consideradas com distribuição de tamanhos de

poros uni-modal. As propriedades petrofísicas consideradas foram: permeabilidade intrínseca e curvas de pressão capilar;

- Conceber um novo modelo, baseado em redes de poros e ligações, aplicável a sistemas porosos bi-modais (com presença de microporosidade);
- Realizar de testes para a validação deste novo modelo em imagens sintéticas 3D (geradas com processos estocásticos) tendo-se como propriedade de interesse a permeabilidade intrínseca.

1.4 ESTRUTURA DA TESE

Este documento de tese está estruturado da seguinte forma: no Capítulo 2, Fundamentos de Propriedades Físicas e Sistemas Porosos, aborda os métodos necessários para o desenvolvimento de modelos de cálculos computacionais petrofísicos, apresentando desde as formulações necessárias até os modelos de caracterização das amostras, bem como um modelo estocástico apresentado como possível solução para o problema de pesquisa desta tese. No Capítulo 3, Modelo de Redes de Poros e Gargantas, trata sobre o modelo clássico de extração de redes de poros e gargantas, demonstrando e solucionando algumas limitações conhecidas e documentadas na literatura. Iniciando no Capítulo 4, este documento expõe um modelo proposto para a modelagem da porosidade bimodal de sistema multi escalares. Após a modelagem, o Capítulo 5, estende-se sobre os cálculos petrofísicos da rede clássica, testando e avaliando o comportamento de dados documentados perante a modelagem desenvolvida e sobre os métodos apresentados para avaliação da vazão da rede. Continuando com o tratamento físico sobre o modelo, o Capítulo 6, disserta sobre os cálculos em redes de múltiplas escalas, abordando diferentes metodologias para a avaliação dos métodos de permeabilidade intrínseca dos sistemas porosos. No Capítulo 7, são efetuados diferentes avaliações do comportamento dos métodos abordados até esta etapa. Estudando desde o comportamento da rede simples até entendimento das estimativas geradas para o método proposto. Por fim, no Capítulo 8, são apresentadas as considerações sobre esta tese de doutoramento, interpretando as conclusões geradas a partir dos dados experimentais relatados. Como referências adicionais, este documento dispõe de anexos que complementam os dados demonstrados.

2 FUNDAMENTOS DE PROPRIEDADES FÍSICAS E SISTEMAS POROSOS

Antes de entrar na descrição detalhada dos processos desenvolvidos para a automatização dos cálculos petrofísicos usando redes de poros e gargantas é fundamental entender os principais conceitos usados como embasamento para esse processo. Neste capítulo será apresentada a base teórica necessária para o entendimento dos processos subsequentes.

2.1 POROSIDADE

Porosidade é a propriedade usada para medir a quantidade de espaços vazios (ou espaço poroso) no interior de um material. Ou seja, ela se relaciona ao potencial de armazenamento de fluido pelo meio poroso. Ela é um parâmetro estático, que usa valores entre 0 e 1 ou em porcentagem (0 a 100%) e é uma fração do espaço poroso pelo volume da amostra. Portanto, existe mesmo se não existir fluxo de fluido no interior da amostra.

A porosidade pode ser dividida em absoluta e efetiva, também chamada de porosidade de percolação. A porosidade absoluta ϕ_a é definida como o volume total dos poros V_{pa} , não importando se eles estão conectados, e o volume da matriz da amostra (bulk volume) V_b (LUCIA; KERANS; JR., 2003).

$$\phi_a = \frac{V_{pa}}{V_b}. \quad (2.1)$$

Diferente da porosidade absoluta, a efetiva ϕ considera os poros interconectados. De acordo com Ursin e Zolotukhin (2000) fatores como tipo de rocha, heterogeneidade, tamanho do grão, entre outros afetam o cálculo da porosidade efetiva e sua equação é dada por:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}. \quad (2.2)$$

Onde V_p é o volume de poros conectados e V_b , o volume total da amostra.

Em laboratório a porosidade pode ser medida através de diversos métodos.

Os métodos visuais são dependentes muitas vezes da imprecisão

do observador e para garantir maior grau de confiabilidade os poros são contados por fatias de rochas imageadas com o auxílio de diferentes instrumentos como microscópicos ou imagens de tomografia e ressonância. O método consiste em identificar e contar as diferentes fases (possivelmente poro e sólido) da rocha, que pode ser representada por uma fina fatia obtida da amostra (processo destrutivo).

Para materiais com poros grandes, as medidas obtidas com o uso de métodos visuais podem alcançar resultados satisfatórios. Normalmente, essa classe de experimento é desgastante e não possuem resultados precisos pois, dependendo da precisão do imageamento, alguns poros podem ser ignorados durante a observação. Erros de contagem de poros ocorrem principalmente por negligência do observador ou por falta de calibração do equipamento usado.

De Lucia, Kerans e Jr. (2003), o método conhecido na literatura como “helium expansion”, por possuir moléculas muito pequenas, é considerado um dos mecanismos mais precisos para a obtenção da porosidade. Para evitar equívocos e pelo seu uso com diferentes gases o método muitas vezes é chamado de “expansão de gás” e é descrito da seguinte forma:

[rightmargin=0cm,leftmargin=0.5cm]

“Uma amostra seca é colocada em uma câmara C_1 . O volume V_1 e a pressão P_1 desse compartimento são conhecidos. Uma segunda câmara C_2 com um gás conhecido é conectada a C_1 . A câmara C_2 também possui volume V_2 e pressão P_2 conhecidos. Quando é permitida a passagem do gás de C_2 para C_1 , após algum tempo os volumes se igualam sobre uma pressão P_3 ” (LUCIA; KERANS; JR., 2003)

Quando em equilíbrio, a pressão P_3 é usada para calcular o volume da amostra V_b pela equação:

$$V_b = \frac{P_1 V_1 + P_2 V_2 - P_3 (V_1 - V_2)}{(P_1 - P_2)} \quad (2.3)$$

Consequentemente, é possível encontrar o volume dos poros e sua porosidade.

Na injeção de mercúrio, usada para medir a porosidade, como na Figura 3, após limpa, a rocha é colocada em uma câmara com mercúrio. Neste experimento o mercúrio não entrará nos poros da maioria das rochas. Por esse motivo, o deslocamento do mercúrio pode ser usado para calcular o volume no interior da amostra. A medida que a pressão aumenta o mercúrio se desloca para os poros da rocha. Esse deslocamento de mercúrio pode ser usado para calcular a porosidade. Por possuir moléculas maiores quando comparadas as substâncias usa-

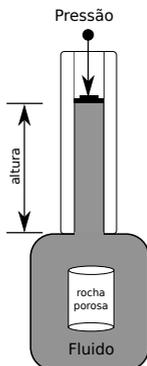


Figura 3 – Representação esquemática da injeção de mercúrio.

das na expansão de gás, estruturas internas muito pequenas podem ser ignoradas por essa categoria de experimento e a precisão porosidade dada por injeção de mercúrio pode ser menor que a em expansão de gás.

Harari, Wang e Saner (1995) chamam atenção para os cuidados com rochas carbonáticas. De acordo com os autores, os testes nesse tipo de amostra devem ser feitos nas mesmas condições de tensão do ambiente onde elas foram retiradas. Isso ocorre, pois rochas carbonáticas são consideradas compressíveis, quando submetidas as altas pressões do reservatório, e a sua porosidade diminui com o aumento da tensão efetiva.

2.2 PRESSÃO CAPILAR

Um fator importante analisado nas rochas de reservatório é a pressão capilar. Esta pode caracterizar o comportamento da vazão de um ou mais fluidos no interior de uma amostra. Isso pode ser feito pela medição da diferença de pressão entre fluidos com diferentes características, comumente água e óleo (DULLIEN, 1992).

Devido à importância dada as suas características microscópicas, primeiramente é preciso entender como o fluido se comporta na presença de outros materiais.

Desprezando a presença do sólido, nesse primeiro momento, é possível estudar o comportamento da superfície de separação entre os fluidos. Conhecido na literatura como tensão superficial, é o efeito

físico que faz com que uma superfície pareça uma membrana (DULLIEN, 1992). A existência dessa tensão comumente é relacionada com uma bolha de sabão. Enquanto a força externa aplicada na bolha for maior que a força interna, esta reduzirá de tamanho até que as forças alcancem o equilíbrio.

Considerando uma superfície arbitrária é possível encontrar a condição de equilíbrio para as forças através da equação de Laplace:

$$P_1 - P_2 = \frac{\sigma}{r_1} - \frac{\sigma}{r_2} \quad (2.4)$$

ou para um círculo:

$$P_c = \frac{2\sigma}{r_m} \quad (2.5)$$

Onde σ é a tensão superficial e, na Equação 2.4, r_1 e r_2 são os raios de curvatura da superfície de contato. Para um ambiente onde a seção transversal dos poros resulta em círculos, a Equação 2.4 pode ser simplificada em 2.5. Esta última mostra r_m como raio do círculo.

Considerando o comportamento do fluido com o sólido, o equilíbrio pode ocorrer em pelo menos três materiais. Nos sistemas capilares a fase sólida sempre estará envolvida com mais dois outros fluidos. Por esse motivo o ponto de contato entre as três superfícies deve possuir forças equivalentes para que o equilíbrio seja mantido (DULLIEN, 1992). Ou seja:

$$\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 = 0 \quad (2.6)$$

Com σ_i representando as forças no ponto de contato entre os materiais. Mesmo que parecendo inexistente a tensão superficial na amostra sólida, por se tratar de uma superfície rígida, é possível estimar a magnitude da sua tensão através de alguns experimentos. Como visto em Dullien (1992), a tensão encontrada entre um sólido e um fluido difere muito da encontrada entre dois fluidos, motivo maior ainda para uma análise mais detalhada do comportamento encontrado entre o fluido e o sólido.

Um exemplo demonstrando o comportamento da superfície de contato entre essas três diferentes substâncias é encontrado em uma gota sobre uma superfície lisa. Esse exemplo consegue mesclar bem os materiais. Demonstra as distintas fases do sistema. A superfície onde a gota repousa exhibe a parte sólida, enquanto o fluido é apresentado pelo ar (fase gasosa) e a gota (fase líquida).

A Figura 4 ilustra o experimento citado. Por esse experimento,

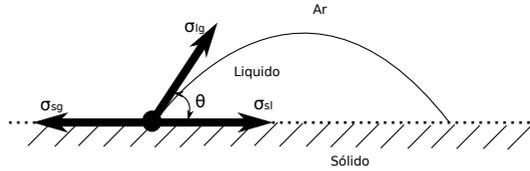


Figura 4 – Secção transversal de uma gota sobre uma superfície lisa (TADMOR, 2004)

e respeitando as leis do triângulo de Neumann, Young (TADMOR, 2004) consegue relacionar o ângulo de contato no ponto de encontro das superfícies em equilíbrio como:

$$\sigma_{sg} = \sigma_{sl} + \sigma_{lg} \cos(\theta) \quad (2.7)$$

Ainda na Figura 4 é possível perceber uma força que atua sobre a linha de contato formada por $\sigma_{lg} \cos(\theta)$ que se encontra paralela à superfície. Nela σ_{lg} representa a tensão superficial entre os fluidos e θ seu ângulo de contato. Outras forças que agem em conjunto com a tensão de superfície são associadas às presentes entre os diferentes fluido e a superfície sólida.

Como descrito por Stacy (2009), deve-se deixar claro que a equação proposta em Tadmor (2004), só abrange a tensão em superfícies lisas. Tendo um sólido rugoso essa perspectiva deve ser alterada e uma adaptação da equação pode ser usada. Além disso, para casos extremos como superfícies deformáveis, Morrow (1970) mostra que Young apresenta resultados insatisfatórios.

Definida a tensão de superfície, a próxima etapa é definir molhabilidade. Dado o ângulo de contato medido entre as superfícies, é conveniente definir os fluidos entre “molhante” e “não-molhante”. Quando um ângulo é menor que 90° , o fluido é considerado molhante. Para ângulo maior que 90° o fluido é considerado não-molhante. Para o caso especial, onde o equilíbrio não pode ser alcançado, pois, nenhum valor de θ consegue ser encontrado, o fluido é chamado de perfeitamente molhante. Essa definição pode variar dependendo do autor. Contudo, para essa dissertação serão usados esses nomes para a definição de molhabilidade.

A Figura 5 demonstra dois exemplos de fluidos sobre uma superfície lisa. Para simplificar a visão desses fluidos a imagem demonstra eles em um comportamento exagerado. Em um primeiro momento o

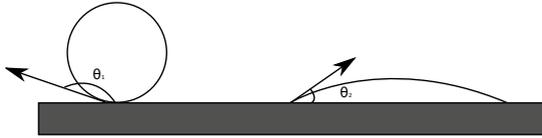


Figura 5 – Diferença de comportamento entre um fluido molhante e um não-molhante.

ângulo de contato θ_1 apresenta uma abertura maior que 90° , denotando um fluido não-molhante. Pela sua aparência ele apresentaria uma tendência à ausência de contato. Enquanto o fluido com o ângulo de contato θ_2 , menor que 90° , exemplifica um fluido molhante. Este tende a se impregnar no sólido onde repousa.

2.2.1 Curva de Pressão Capilar

A curva de pressão capilar é o gráfico obtido do comportamento capilar durante a intrusão de um fluido em uma amostra. A cada mudança da pressão são estimadas características como quantidades de poros invadidos, volumes dos fluidos, entre outros; que podem ser usadas para analisar o comportamento capilar da amostra (DULLIEN, 1992).

Entendido como fluidos se comportam em contato com outros materiais, podemos estudar seu comportamento em regiões porosas. Nessas regiões é comum calcular a pressão capilar. Ela é um parâmetro básico para a análise do espaço poroso no interior de uma amostra. Ela relaciona a diferença de pressão que existe entre dois fluidos.

Young-Laplace define a pressão capilar em um cilindro pela seguinte equação:

$$P_c = P_1 - P_2 = \frac{2\sigma \cos(\theta)}{r} \quad (2.8)$$

Lembrando que σ é a tensão da superfície, θ é o ângulo de contato e r é o raio do cilindro.

Nesse contexto, a pressão vai depender não somente da estrutura interna da rede de poros e ligações, mas também do tipo (molhabilidade) do fluido presente no interior da amostra.

Experimentos como drenagem, aumento da pressão para a intrusão de fluido não-molhante, e embebição (diminuição da pressão para

a intrusão natural do fluido molhante), costumam relacionar a pressão capilar com saturação (DULLIEN, 1992).

Isso torna a capilaridade uma função crescente da fase não-molhante e decrescente da molhante. A saturação S pode ser obtida da seguinte forma:

$$S = \frac{V_i}{V_{acc}} \quad (2.9)$$

Com V_i como o valor do volume do fluido na etapa i da simulação e V_{acc} , como o valor de volume gerado a partir dos poros conectados da amostra. Ou seja, o volume máximo que pode ser obtido a partir das entradas da amostra.

A função da pressão capilar pela saturação é conhecida como drenagem e embebição. Onde o processo de retirada do fluido molhante é a drenagem. O processo inverso é a embebição, diminuição da pressão para que o fluido molhante invada os poros.

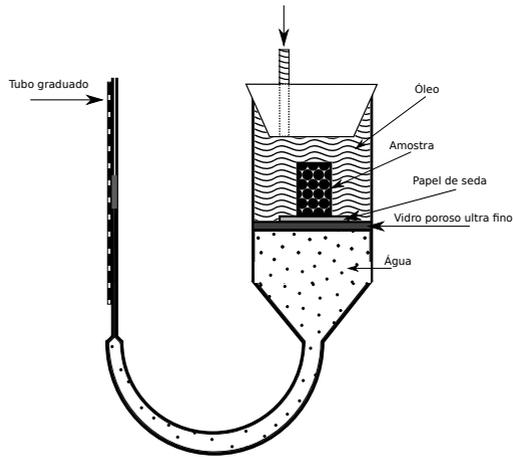


Figura 6 – Desenho esquemático para a medição da pressão capilar em uma amostra.

Com base na Figura 6 o experimento mostra no interior da câmara uma amostra saturada com um fluido molhante (água). Posteriormente a câmara é preenchida com um fluido não-molhante (óleo). Com o intuito de impedir que a água no sifão se misture com o óleo é usado uma superfície de separação entre a amostra e o local de mensuração.

Após preparar a amostra, como descrito anteriormente, o fluido

não molhante precisa ser forçado para conseguir entrar no interior da amostra. Isso é realizado pelo aumento de pressão sobre o óleo. Conforme essa pressão aumenta o fluido molhante que existia no interior da amostra é empurrado para fora, passando pela superfície de separação e fazendo com que a água aumente de nível. Nesse instante a altura é lida através do tubo graduado e o cálculo da pressão capilar é efetuado.

O aumento da pressão não pode acontecer de forma abrupta, pois, aumentar excessivamente a pressão pode ocasionar um avanço muito rápido no interior da amostra. Esse avanço poderia significar que pressões capilares foram ultrapassadas sem serem percebidas.

Raras vezes é possível alcançar 100% de saturação, e para esse fluido que fica aprisionado no interior da amostra dá-se o nome de residual. Sabendo disso, a conclusão da experiência não pode ser dada com base somente na saturação. Ocasionalmente, só pode se chegar a conclusão, quando o fluido entra em equilíbrio. Ou seja, não existe alteração na medição do fluido molhante com o aumento exagerado da pressão (DULLIEN, 1992).

2.3 PERMEABILIDADE

A permeabilidade está ligada à facilidade com que um meio poroso tem de permitir a passagem de fluido. Embora na prática a permeabilidade seja usada como um escalar, teoricamente a permeabilidade é dada por um tensor dependente da direção do meio poroso.

Além disso, ela é importante em estudos de escoamentos de óleos e gases em lençóis de água e reservatórios de petróleo. Ela é um dos fatores que devem ser analisados para a tomada de decisão no momento da exploração dos hidrocarbonetos. Nesse contexto, quanto menos interconexões uma rocha possuir, mais impermeável ela se torna e mais difícil é sua exploração (GORBATSEVICH; IKOPSKY; ZHARIKOV, 2010).

A permeabilidade de uma formação rochosa depende de fatores como tamanho e forma da região porosa, propriedades como, pressão e fluxo do fluido. A unidade de medida de permeabilidade é dada em Darcy. Entretanto, também é comum o uso de milidarcies (mD) (HALLIBURTON, 2001).

A permeabilidade pode ser calculada com base na Lei de Darcy:

$$Q = \frac{Ak\Delta p}{\mu L} \quad (2.10)$$

onde Q representa a taxa de fluxo volumétrico no interior da

amostra, A é a área da secção transversal, k é a permeabilidade, μ é a viscosidade do fluido e Δp é a diferença de pressão da entrada e saída da amostra dada pela distância L .

Em laboratório, a medida da permeabilidade pode ser obtida por amostras (“plugs”) de rochas reservatório. Com o auxílio da Figura 7, é possível descrever o modo de obtenção da medida de permeabilidade. Usando um plug de diâmetro e comprimento conhecidos, uma parede é escolhida como entrada e o outro extremo como saída. É injetado um fluido de viscosidade conhecida na sua entrada, enquanto é feita a medição das pressões nos pontos de acesso (HALLIBURTON, 2001). Ao final é obtida a taxa de fluxo e é medida a permeabilidade pela Equação 2.10.

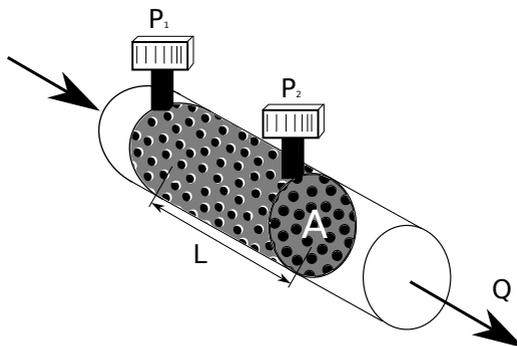


Figura 7 – Figura esquemática para a medição de permeabilidade em laboratório.

2.3.1 Permeabilidade relativa

A permeabilidade absoluta é a medida usada para verificar a vazão de um único fluido. Contudo, esse cenário é raro para reservatórios. A presença de múltiplos fluidos, por exemplo óleo, água e gás, requer uma análise mais detalhada da situação. Para essas situações é comum o uso da permeabilidade relativa (DULLIEN, 1992).

A permeabilidade relativa é a medida adimensional efetuada para a permeabilidade efetiva de uma fase.

Correções devem ser feitas ao tentar encontrar a permeabilidade de um escoamento multifásico. Ou seja, uma amostra que contenha

um fluido não-molhante misturado a um fluido molhante, como óleo e água respectivamente, deve ser analisada levando em consideração suas diferentes características.

Com base na Lei de Darcy, a Equação 2.10 o comportamento da permeabilidade efetiva é ilustrado como:

$$k_e = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (2.11)$$

Onde k_e é o valor da permeabilidade efetiva.

Ainda generalizando a Lei de Darcy, a equação com uma das fases j representando um fluido multifásico, pode ser reescrita da seguinte forma:

$$k_{je} = \frac{Q_j\mu_j L}{A\Delta P} \quad (2.12)$$

Finalmente a permeabilidade relativa pode ser calculada pela decomposição da permeabilidade efetiva em absoluta e relativa:

$$k_{je} = k_{rj} \cdot k \quad (2.13)$$

2.3.2 Porosidade versus Permeabilidade

Algumas vezes as análises visuais podem trazer respostas errôneas quanto à porosidade e permeabilidade. Por esse motivo é importante fazer um estudo detalhado da amostra antes de tentar tomar decisões precipitadas sobre porosidade com base na permeabilidade e vice-versa (HALLIBURTON, 2001).

Rochas que apresentam grãos muito finos costumam apresentar porosidade alta. Contudo, esses tipos de materiais costumam possuir uma estrutura interna com poros e gargantas muito pequena, tornando-os praticamente impermeáveis (HALLIBURTON, 2001).

De acordo com Halliburton (2001) alguns carbonatos costumam ter permeabilidade muito pequena, apresentando entre seus poros poucas interconexões. Entretanto fatores naturais (fraturas naturais) ou artificiais (fratura hidráulica), podem forçar esses minérios a obter uma elevada permeabilidade

2.4 REPRESENTAÇÃO VOLUMÉTRICA

As amostras das rochas são representadas computacionalmente por meio de volumes (Figura 8), estruturas de dados que apresentam de forma ordenada informações pontuais do dado por meio da sua menor unidade de representação, o Voxel. Desta forma, o Voxel pode conter uma informação pertinente ao que se deseja analisar e este por sua vez é posicionado espacialmente formando uma matriz tridimensional.

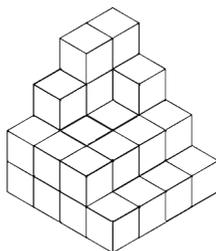


Figura 8 – Representação interna de um volume. Nesta figura o interior do volume é mostrado revelando o posicionamento dos voxels no seu interior.

Volumes de dados podem ser obtidos de diversas maneiras, as principais incluem a geração do volume por algoritmos ou usando equipamentos de tomografia computadorizada. Esses equipamentos são capazes de efetuar varreduras em amostras reais de rochas e reconstruir um volume representando sua estrutura. Esse mecanismo usa diferentes posições de observação em conjunto com feixes raio-X para obter projeções 2D da amostra. Ao final do processo essas imagens bidimensionais são agrupadas, usando um algoritmo como *filtered back propagation* (AL-KHARUSI; BLUNT, 2007), para então formar o volume. Neste trabalho, Volumes representando rochas, sejam eles provenientes de geração automática ou por tomografia, serão também chamados de Rochas Digitais.

Como dito anteriormente os volumes, aqui Rochas Digitais, são formados por voxels (ou voxéis) que agrupados caracterizam o volume. De forma geral o voxel pode conter diferentes categorias de informações, dependendo do modo de obtenção, ou mesmo passar por diversos tipos de processamentos para assumir valores que interessam ao modelo que será utilizado. Nas rochas digitais os voxels costumam representar

desde intensidades de luminosas, tons de cinza, cores ou simplesmente informações binárias ou ternárias.

Buscando exemplificar a representação da rocha por meio do volume a Figura 9.A mostra uma fatia extraída de um volume binarizado obtido por meio de tomografia. Por outro lado, a Figura 9.B representa três fatias, caracterizando mais claramente o volume, usando um processo de visualização conhecido na literatura como Multiplanar Reconstruction (MPR), comumente utilizado para a visualização de objetos tridimensionais na medicina (OSIRIX, 2003; ROSSET; SPADOLA; RATIB, 2004; LILJENQVIST et al., 2002).

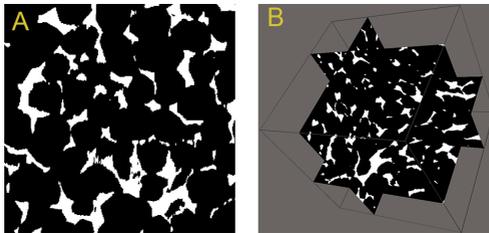


Figura 9 – A. Fatia binarizada de um Volume representando uma amostra de rocha. B. Representação, usando MPR, do volume binarizado contendo a mesma fatia citada em A.

A Figura 9 mostra um volume tomográfico de rocha binarizado, comumente utilizado para o desenvolvimento de modelos para análise de Rochas Digitais, pois, nesse volume é possível distinguir de forma simples e direta o poro do sólido. Na representação usando MPR as fatias sobrepostas são usadas para a criação do volume. Enquanto em uma fatia a imagem possui Pixels, no Volume isso é substituído pelo Voxel, possibilitando então a criação de fatias em qualquer dos eixos do volume. Sendo assim, dada uma Rocha Digital, é possível calcular informações sobre a estrutura rochosa do meio utilizando a representação volumétrica do mesmo. Contudo, como citado em Valvatne e Blunt (2004) devido a complexidade da microestrutura porosa, esse processo se torna inviável dada a necessidade de cálculos mais complexos, como fluxo de substâncias ou vazão do meio.

2.5 GERAÇÃO VOLUMÉTRICA

Como citado anteriormente, existem na literatura diversos métodos para geração de volume, dentre os principais e mais utilizados para a criação de rochas digitais estão:

- **Serial Sectioning:** Método experimental para a obtenção de imagens do meio poroso formando um conjunto de imagens 2D agrupadas com o intuito de formar um volume 3D. Dullien (1992) mostra que originalmente esse método era incapaz de produzir volumes com resolução menor que 10 micrômetros. Contudo, nos últimos anos, com o uso de novas tecnologias como Focused Ion Beam (FIB), Tomutsa e Radmilovic (2003) demonstram resultados mais precisos para este método.
- **Stochastic Reconstruction:** Metodologia de obtenção do volume a partir de imagens 2D. Propriedades geométricas, como porosidade e pontos de correlação, são medidas a partir de imagens 2D. Ou seja, sabendo que o custo para armazenar imagens bidimensionais é muito pequeno mesmo para imagens muito grandes e usando-as para extrair estatísticas confiáveis, é possível criar um volume estocástico baseado nesse grupo de imagens correlacionadas. Métodos frequentemente citados na literatura para a criação de volumes de duas fases são baseados em Gaussian Random Field (GRF) (QUIBLIER, 1984), embora se mostrem insuficientes para reproduzir volume com micro estruturas (HAZLETT, 1995; KAINOURGIAKIS et al., 2000; HAZLETT; COLES, 1998). Mais tarde passou-se a estudar métodos que combinavam os resultados de GRF e informações estatísticas para caracterizar a geometria dos poros (SERRA, 1983; HILFER, 1991; MANWART; TORQUATO; HILFER, 2000; OKABE; BLUNT, 2004, 2005).
- **Process-based Reconstruction:** Grupo de métodos numéricos para a modelagem da rede porosa a partir de informações geométricas simples. Dado um ambiente fechado, esferas de mesmo tamanho são inseridas em cada voxel e essas são infladas uniformemente e limitando-as a partir de seu centro. Essa técnica (aproximação do processo de sedimentação do Quartz) obteve seus melhores resultados na obtenção da caracterização em redes de poros e gargantas. Em Øren e Bakke (1998, 2003) esta técnica se tornou mais sofisticada e esferas com tamanhos diferentes foram usadas como amostragem. A partir dessa sofisticação e com o uso de

micro tomografias essa técnica passou a obter resultados satisfatórios para o cálculo de propriedades petrofísicas, principalmente em arenitos do tipo Berea e Fontainebleau.

Mesmo que os tipos de reconstruções citados anteriormente possuam uma correlação satisfatória para alguns arenitos, elas ainda possuem algumas limitações. Hazlett (1997), Øren e Bakke (2002) apresentam estudos que demonstram que, principalmente para a extração de conectividade, a análise desse tipo de representação pode se tornar ambígua.

2.6 MODELO DE POROS E GARGANTAS

O Modelo de Rede de Poros e Gargantas é um dos métodos classificados como Process-based Reconstruction que se destacam devido a sua grande capacidade de representatividade da estrutura porosa da rocha, bem como resultados satisfatórios quando comparados a experimentos reais e alto desempenho computacional já que usam modelos simplificados para a simulação da petrofísica (DONG, 2007). Devido a essas vantagens, esta tese se fundamenta em algoritmos baseados na extração de rede de poros e gargantas, bem como na sua aplicação, otimização e aprimoramento de resultados para diferentes estudos de casos (VALVATNE, 2009). Os três principais métodos para a criação de modelos de poros e gargantas citados na literatura podem ser sintetizados como (DONG, 2007):

- Baseado no eixo médio: Este método cria uma representação topológica nomeada pelos autores de “esqueleto” da estrutura porosa. Este esqueleto cria uma representação linear que atravessa o volume através da região central do poro. Existem diversos métodos para a criação eficiente do eixo médio aproximado de um poro, dentre eles Pore Space Burning (LINDQUIST et al., 1996) e o Thinning (BALDWIN et al., 1996) são os mais comumente utilizados. Para Silin e Patzek (2006) apesar de serem considerados bons métodos para demonstrar a topologia da rede eles ainda falham por não conseguir de forma direta separar a região dos grandes poros e os estreitamentos.
- Baseado em diagramas de Voronoi: Dada uma amostra com posição central de grão conhecida é possível obter a rede de poros com base em diagramas de Voronoi (BRYANT; BLUNT, 1992). Embora essa técnica tenha obtido sucesso na obtenção da condutividade

hidráulica para solos saturados, em rochas do tipo Bereas Delerue e Perrier (2002) mostram que as redes geradas em Øren e Bakke (2003) são mais precisas.

- Baseado em esferas máximas: Para cada voxel vazio define-se uma esfera. Após a inserção essas esferas são infladas até colidirem com o grão. Ao final do processo é gerado uma rede de esferas e ligações representando a topologia da rede (SILIN, 2003; AL-KHARUSI; BLUNT, 2007).

Após a extração dos modelos que caracterizam a estrutura da região porosa é possível utilizar técnicas para a determinação das características físicas da rocha de forma eficiente. Nos próximos capítulos serão abordados os principais algoritmos desenvolvidos assim como modificações para atender as necessidades da caracterização das rochas.

2.7 MODELAGEM MULTI-ESCALAR

Mesmo com os grandes avanços na modelagem de redes de poros, a simulação de propriedades petrofísicas em rochas com grande heterogeneidade de tamanhos de poros ainda é um desafio sem soluções exatas. Encontrados em diferentes classes de Carbonatos e Arenitos ricos em argila, a simulação nessas amostras se mostra importante devido ao insucesso de métodos empíricos clássicos que consideram as leis de Archie para comportamento elétrico e Brook-Corey para permeabilidade (MEHMANI; PRODANOVIĆ, 2014).

Mesmo amostras com essas grandes heterogeneidades de tamanhos do poros são investigadas com o auxílio dos Volumes citados na Seção 2.4. Contudo, nem sempre é possível visualizar todas as escalas de poros presentes na amostra devido ao balançamento que deve existir entre resolução e tamanho. Quanto maior o tamanho da amostra, mais difícil é simular a propriedades de transporte, porém, quando menor a amostra mais difícil é representar as diferentes escalas de poros. Para satisfazer esse balançamento, ao invés da utilização de volume representando duas fases, é usado volumes com três fases.

Nesta tese, para Volume ternários, ou referências a modelagem ou cálculos de propriedades com distribuição bimodal, serão usados os termos Micro-poro e Macro-poro definidos como (COSTANZA-ROBINSON; ESTABROOK; FOUHEY, 2011):

- Micro-poro: Poros cuja resolução está abaixo daquela satisfatório para o discernimento correto entre poro ou sólido. Ou seja, abaixo

da resolução do scanner de micro-CT.

- Macro-poro: Poro evidente e bem definido na resolução do equipamento de captura. Porção que apresenta o espaço poroso na rocha.

Devido a baixa densidade efetiva do material nas regiões que estão abaixo da capacidade de captura do equipamento, o espaço poroso definido como Micro-poro, para amostras mono-mineralógicas, será mostrada com uma cor mais clara que a regiões de sólidos. Como no carbonato da Figura 10, onde os Macro-poros possuem cor preta, o sólido cinza escuro e o Micro-poros cinza claro. Já para amostras com diferentes mineralogias, Knackstedt et al. (2006), mostram que a diferenciação entre imagens secas e embebidas com contrastes permitem a visualização do meio desejado.

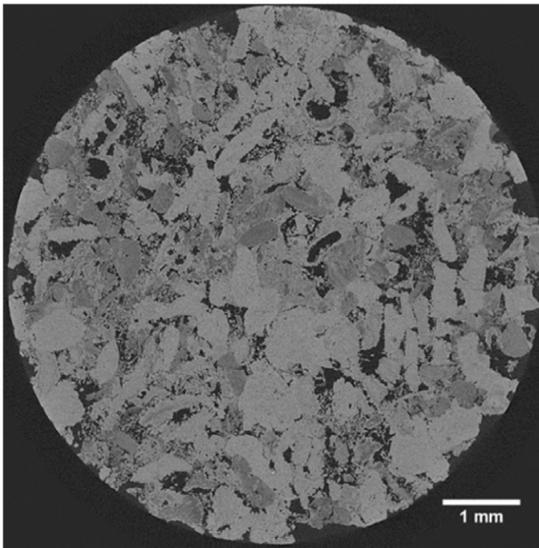


Figura 10 – Fatia de volume gerado com scanner micro-CT a partir de uma amostra de Calcário Estailades e com tamanho de Voxel de $3.1 \mu\text{m}$ (BULTREYS; HOOREBEKE; CNUDDE, 2015).

Tendo definido as diferenças entre Micro e Macro-poro e, como mencionado, destacando a importância do balanceamento entre tamanho e resolução. Já que os poros menores são os que mais influenciam

nos modelos, e de Costanza-Robinson, Estabrook e Fouhey (2011), o tamanho mínimo para um experimento significativo é dado pelo Volume Elementar Representativo. As redes de Poros e Gargantas, referidas por Bultreys, Hoorebeke e Cnudde (2015) como Modelos de Rede Bimodal de Poros, demonstram ainda mais sua eficiência para a simulação de transporta neste tipo de meio.

Jiang et al. (2013) sugerem o uso de uma Rede de Poros e Gargantas representando a micro porosidade com base nas informações estatísticas de um rede menor extradida de um volume de resolução maior. Após isso, ele apresenta um método de fusão de redes, juntando a rede representando os Macro-poros com a aquela previamente gerada. Contudo, mesmo que ele demonstre que redes de escalas diferentes possam ser unidas, essa abordagem demonstra que o número de elementos na rede se torna rapidamente computacionalmente proibitivo. Outros autores apresentam abordagens similares como em Mehmani e Prodanović (2014) e Prodanović, Mehmani e Sheppard (2014). Porém, ainda que a redes sejam estatisticamente representativas, continuam com excesso de elementos.

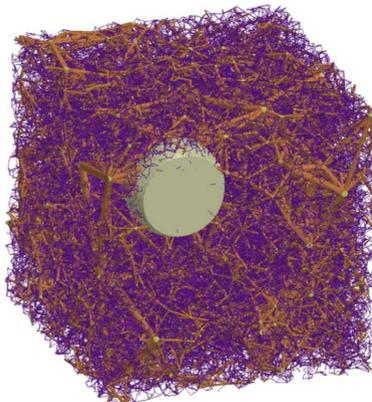


Figura 11 – Rede integrando três escalas. Para a demonstração de múltiplas escalas somente 1/10 da rede é mostrada nesta image (JIANG et al., 2013).

Como sugere a Figura 11, por mais que seja visualmente perceptível a existência das redes em diferentes escalas, é importante deixar claro que somente 1/10 da escala fina esta representada. Ou seja, tanto visualmente como computacionalmente o uso de uma rede estocástica

é bastante custoso.

Utilizando abordagens baseadas em imagem, Békri, Laroche e Vizika (2005) e Bauer et al. (2012) apresentam modelos de Rede Bimodal de Poros representando Macro-poros como volumes cúbicos baseados na Rede de Poros e Gargantas, com suporte de condutividade pela micro porosidade extraída do volume. Além disso, esta micro-porosidade é sempre considerada contínua e age em paralelo aos volumes cúbicos. Embora fortemente conectado a imagem da amostra nesses modelos, micro e macro-porosidade consideraram apenas a condutância em paralelo.

Permitindo ambas as abordagens, paralela e sequencial, Bultreys, Hoorebeke e Cnudde (2015) propõe um modelo em que trata a micro-porosidade como um poro contínuo. Neste método após a segmentação em três fases, e a criação clássica da Rede de Poros e Gargantas usando a macro-porosidade, os voxels representando micro-poros são aglomerados em regiões conexas. Esta abordagem, chamada pelo autor de Modelo de Rede Bimodal de Poros com micro-lincagem, mostra-se capaz de reproduzir o comportamento do fluido de forma bem detalhada. Contudo, não é capaz de reproduzir efeitos de embibição e se mostra dependente da parametrização petrofísica.

Com base nos autores supracitados, esta tese propões um modelo diferente, unificando os Modelo de Poros e Gargantes e a Rede Bimodal de Poros. Para a representação da microporosidade valores relacionados a estrutura do volume e da rede de poros precisam ser preservados. O modelo será explicado no Capítulo 4.

3 MODELO DE REDES DE POROS E GARGANTAS

Neste capítulo será abordado o algoritmo de extração de redes utilizado para a modelagem e caracterização das rochas de reservatório. Em um primeiro momento será abordada a forma clássica como é encontrada na literatura. Após isso são mostradas as modificações efetuadas no algoritmo. Para enquadrar o método com as diferentes amostras utilizadas, bem como visando aprimorar o desempenho e a precisão, algumas modificações serão apresentadas.

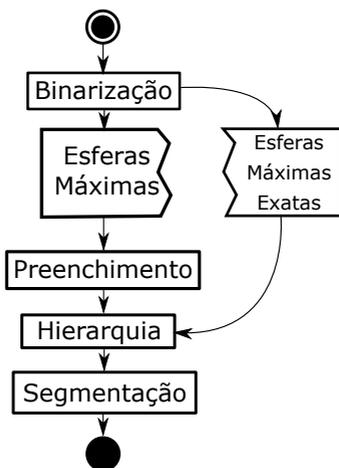


Figura 12 – Etapas para a criação da rede de poros e ligações em conjunto com a contribuição para uma otimização do modelo citado na literatura demonstrado por meio do desvio das etapas "Esferas Máximas" e "Preenchimento" que são substituídos pela etapa "Esferas Máximas Exatas".

De maneira simplificada a Figura 12 apresenta a etapa para a criação da rede de poros e ligações, bem como a contribuição deste trabalho para aprimorar o seu funcionamento. Independente das redes, seja a descrita na literatura, como a modificada nesta tese, ambas apresentam resultados consistentes para a modelagem de sistemas com fase simples (rocha e poro). Nos capítulos que seguem a rede modificada dará início ao processo de geração do modelo para a rede bimodal. Como pode ser notado, ainda na Figura 12, as etapas necessárias são:

1. Binarização, 2. criação das esferas máximas, 3. preenchimento dos espaços vazios, 4. geração da hierarquia da rede e por fim, 5. segmentação da rede em poros ou gargantas. Notadamente, a otimização criada e usada para a avaliação dos resultados deste documento remove as etapas 2 e 3, já que ambas são efetuadas simultaneamente na nova etapa chamada de esferas máximas exatas. Cada uma das etapas demonstradas na figura citada é detalhada neste capítulo.

3.1 EXTRAÇÃO CLÁSSICA

A extração de Rede de Poros e Gargantas é mostrada principalmente por Dong (2007) e as suas etapas serão apresentadas a seguir.

3.1.1 Binarização

O método de extração da rede requer um volume de duas fases. O principal processo nesta etapa é converter os Voxels de tons de cinza para valores binários (preto e branco), representados por 0 ou 1. Os algoritmos de binarização dividem a amostra de dados em duas populações diferentes. Este processo é muito importante para uma extração de uma rede coerente, erros neste etapa impactam na criação, podendo até mesmo induzir a resultados errôneos. Muitas vezes a aquisição da imagem pode apresentar ruídos ou erros de obtenção, por esse motivo Gonzalez e Woods (2001) sugere a utilização de algoritmos de erosão e dilatação para remover poros indesejados ou excessivamente pequenos. Watt e Policarpo (1998) sugere a utilização do histograma gerado a partir dos dados brutos da amostra em conjunto com um filtro da mediana para separar as partes com mais clareza.

Muitos métodos classificam o valor do sólido como 1 e apresentam na imagem com a cor branca. Entretanto, os valores de sólido ou poro podem ser apresentados de forma diferente dependendo do autor.

3.1.2 Esferas Máximas

O primeiro passo para a extração da rede de poros é a localização das esferas máximas. Elas são caracterizadas como esferas centradas em um voxel e ocupa o maior volume possível do poro. Seu principal objetivo é formar um aglomerado de geometrias que representem toda a extensão da região porosa da rocha.

A criação da rede de poros e gargantes apresentam os seguintes passos em comum (AL-KHARUSI; BLUNT, 2007):

- Preenchimento dos espaços vazios;
- Formação hierárquica;
- Segmentação do cluster;

Além disso, neste trabalho a etapa de criação de esferas foi modificada e será abordada aqui como Esferas máximas exatas, substituindo assim as etapas de esferas máximas e preenchimento de Al-Kharusi e Blunt (2007).

- Esferas máximas exatas;

3.1.3 Preenchimento dos espaços vazios

Durante a primeira fase, cada Voxel representando um espaço poroso recebe uma esfera que o preenche. Evita-se unidades de medidas reais nesta etapa, por esse motivo para evitar erros numéricos as dimensões de cada Voxel são consideradas 1 (uma unidade). Por consequência os raios iniciais das menores esferas também serão 1. Caso exista uma esfera maior, elas são representadas por seu valor de raio quadrático. Evitando o cálculo desnecessário de raízes quadradas nos testes de intersecção e distância entre poros.

Após essa primeira etapa, cada esfera é escalonada para ocupar o maior espaço possível dentro da estrutura porosa. Para isso é efetuado um teste simples de colisão contra a parede do volume e contra os Voxels que definidos como sólido. Como o centro das esferas são localizados nas mesmas posições dos Voxels definidos como poro, ao executar o escalonamento é possível garantir que as esferas que colidam com as paredes sejam as maiores inscritas naquela posição.

Do processo anterior, diversas esferas são criadas e muitas delas redundantes, ou até mesmo totalmente sobrepostas. Essas esferas redundantes podem ser removidas sem degradar o aglomerado que representa os poros. Normalmente as esferas criadas em Voxels próximos à matriz rochosa ou nas paredes do volume se tornam ótimas candidatas a serem removidas. Isso ocorre, pois seu crescimento foi rapidamente interrompido geralmente possuindo raio inferior a qualquer outra esfera e acabam a ficar totalmente contidas em uma esfera maior.

A presença de esferas totalmente contidas em outras acontece com tanta frequência que ignorar a etapa de remoção tornaria as próximas etapas extremamente custosas. Para evitar o desperdício de memória e de processamento, essas esferas devem ser removidas. A Figura 13 mostra o comportamento das esferas (esferas pontilhadas) que precisam ser removidas. A imagem foi montada para demonstrar a existência de esferas (representadas por circunferências) que não são importantes para a geração da rede, já que uma esfera de raio maior (esfera em negrito) a contém. Diferente de um poro totalmente quadrado como na Figura 13, casos mais complexos devem ser estudados de maneiras diferentes e a análise da inclusão ou exclusão da esfera deve ser verificada, já que não são apenas as esferas de bordas que podem ter esse tipo de comportamento.

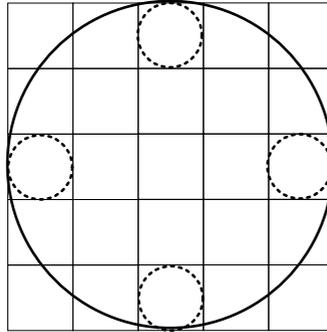


Figura 13 – Representação de um poro quadrado simples, no plano bidimensional, após a etapa inicial de preenchimento por esferas.

Para a aglomeração e remoção de esferas Dong e Blunt (2009) representam as esferas com algumas modificações. Devido aos erros que podem afetar a precisão da esfera descontínua formada por Voxels, Dong e Blunt (2009) as definem contendo um centro e dois raios. A diferença entre o raio menor e o maior tenta contornar essa descontinuidade. Para removê-las é definida uma área de pesquisa formada pelo dobro do raio da esfera. Uma esfera pequena E_1 está dentro de uma esfera maior E_2 caso a distância entre as esferas E_1E_2 seja menor que a soma dos raios maiores.

Desconsiderando a descontinuidade do modo de representação das esferas em Voxel de Dong e Blunt (2009), Al-Kharusi e Blunt (2007), a remoção pode ser calculada de forma trivial. Para duas esferas des-

contínuas E_1E_2 , E_1 será removida se o raio de E_1 for menor que a distância entre E_1 e E_2 .

3.1.4 Formação hierárquica

Nesta etapa as esferas são divididas em grupos e é necessário definir os poros e as gargantas. Neste modelo a região que compreende a grandes estruturas de poros serão classificadas como poros enquanto que os estreitamentos entre os poros são as gargantas.

Para dividir os clusters é usado um grafo, ramo da matemática que estuda relação entre objetos, do tipo árvore, onde a raiz contém a maior esfera dessa árvore (AHO; ULLMAN; HOPCROFT, 1983). A busca por filhas é feita pela intersecção das esferas até que seja encontrada uma esfera pertencente a outra árvore.

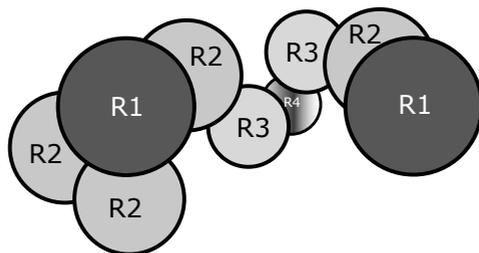


Figura 14 – Esferas principais que serão responsáveis pela formação de poros R1 e gargantas com conexão principal dada pela esfera R4

As esferas devem ser organizadas e agrupadas em ordem decrescente de raio. No primeiro grupo é escolhida uma esfera e esta é inserida na raiz da árvore. Como mostrado na Figura 14, onde as maiores esferas são representadas pelas esferas R1 e agrupadas até R4. Ainda para a mesma rede, mas usando a estrutura de dados, a Figura 15 mostra a raiz contendo R1 e a folha, intersectando duas árvores, com R4. Para as esferas não representativas, ou seja, que não geram caminhos até a intersecção, são feitos testes de intersecção entre elas e a esfera pai, para encontrar quais delas serão absorvidas pela raiz. Tanto esferas menores (na maior parte dos casos) como do mesmo tamanho podem ser absorvidas. Essas se tornam filhas da esfera maior.

O restante das esferas, que ainda não foram absorvidas pelo primeiro grupo, será usado para montar as árvores posteriores. Se durante

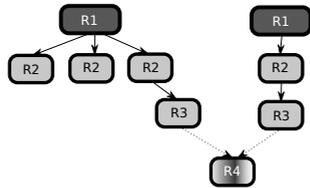


Figura 15 – Representação em grafo da Figura 14 onde nas raízes das árvores se encontram as esferas R1 responsáveis pela criação dos poros e a conexão entre aos poros dada na folha comum a ambas as árvores R4.

a criação de uma nova família, esta tentar absorver uma esfera pertencente a outra família, ela é marcada como um ponto de intersecção do aglomeramento, como R4 nas Figuras 14 e 15.

O processo é repetido para cada esfera restante até alcançarem um raio limítrofe (threshold) ou as esferas acabarem.

Ao final deste processo as raízes das árvores conterão as esferas com o melhor centro e inscritas num poro. As filhas das árvores conterão as vizinhanças, representando assim uma família, com parentesco do tipo Pai-Filha onde um pai sempre possui raios maiores que um filho. Caso duas ou mais famílias compartilhem a mesma esfera, esta é tida como ligação entre poros e uma análise deve ser feita durante a criação das gargantas, e baseado na quantidade de famílias formadas criar uma ligação entre os poros.

3.1.5 Segmentação do cluster

Finalizado o passo anterior, o aglomerado de esferas representa uma grande estrutura massiva de esferas sem uma delimitação clara de onde começa uma garganta ou onde inicia um poro. A segmentação dos aglomerados (ou cluster como é mais utilizado) utiliza valores estocásticos como referência e compara os raios da esfera pai (na raiz da árvore) com os raios das esferas filhas. Quando os valores de comparação alcançam um limiar, estudados exhaustivamente por Dong e Blunt (2009) e posteriormente por Silva (2012), entre 60% e 70%, ocorre a divisão e classificação dos poro e garganta.

Num caso ideal uma esfera pai estaria ligada a outra apenas por uma sequência bem comportada e única de ligações, como mostrado

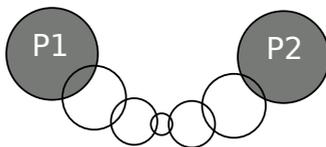


Figura 16 – Ligação de esferas entre dos poros para um caso ideal onde o resultado das intersecções gerou a quantidade mínima de esferas necessária para ligar os poros.

na Figura 16. Contudo, esta situação ideal é muito rara, na maior parte dos casos a vizinhança é complexa com muitas esferas conectadas à esfera pai ou a esfera de intersecção, como mostrado na Figura 17. Para que todas as esferas sejam contempladas, a cada duas esferas pais é efetuada uma busca em profundidade pelas esferas filhas. Ou seja, para que os dois poros estejam conectados é necessário que a busca possa alcançar o ponto de conexão entre os dois aglomerados pais, para finalmente poder ser utilizado os valores de limiar entre poro e garganta.

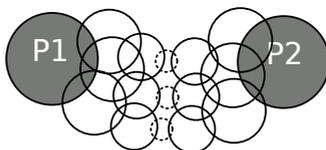


Figura 17 – Ligação entre esferas pais de aglomerados de esferas filhas.

Al-Kharusi e Blunt (2007) estudou exaustivamente o tratamento de gargantas múltiplas, duas ou mais que conectam o mesmo par de poro; ou bifurcações, gargantas em formato de “Y”, tendo um poro conectado a dois outros pela mesma garganta. Devido a especificidade, esses tratamentos podem fugir do escopo deste documento e pode ser visto em detalhes junto ao documento do auto original.

Uma vez que a topologia da rede tenha sido criada, o processo final é procurar as entradas e saídas da rede. Também conhecidas como inlets e outlets, eles são a forma de comunicação entre a região porosa da rocha e o meio externo. São fundamentais para os principais cálculos petrofísicos, pois definem as condições de contorno dos métodos, influenciando em resultados como permeabilidade, fatores elétricos, tortuosidade, curva de injeção, curvas de pressão capilar, entre outros. Uma rede que não possua entradas ou saídas representaria uma

amostra impermeável.

Al-Kharusi e Blunt (2007) define as entradas e saídas como sendo os poros responsáveis por uma porcentagem que se encontram próximos das paredes do volume. Já Dong e Blunt (2009) considera como ligação com o meio externo aqueles poros que estejam encostados com as paredes do volume. Com base nas duas formas de definição de entrada e saída, pode-se resolver esse problema de uma forma adaptativa onde, para rochas com grandes fraturas no seu interior, usa-se Al-Kharusi e Blunt (2007), por possuir resultados mais precisos; caso contrário Dong e Blunt (2009).

3.1.6 Esferas máximas exatas

Afim de tornar a criação da rede de poros e gargantas mais precisa e otimizada, Silva (2012) propõe modificações no processo de criação da rede de poros. Essas mudanças são centradas nos subprocessos, alterando cada parte individualmente, sem alterar os passos principais do modelo.

3.1.6.1 Distância Euclidiana

A primeira etapa modificada é o modelo de preenchimento dos espaços vazios. O processo de crescimento das esferas requer muita memória computacional e não utiliza as características já processadas para a aceleração. Ou seja, cada esfera é processada individualmente sem usar o conhecimento das esferas vizinhas. Para isso é usado Mapa de Distância Euclidiana, um processo característico de modelos de esqueletonização (SCHENA; PILLER, 2008).

O algoritmo é dividido em três etapas, cada considerando uma dimensão do espaço, ou seja, 1, 2 e 3D. Durante a primeira etapa consideram-se as linhas horizontais do volume como listas e fazendo varreduras do em ambos os sentidos das listas, são calculadas as menores distâncias de cada Voxel utilizando somente somas. Ou seja, após processada a lista, em cada posição será armazenada a distância dos valores acumulados na varredura. Com base nos valores calculados nas listas os passos 2D e 3D são semelhantes e concluem o algoritmo. A diferença entre a etapa 2D e o 3D é a varredura feita, considerando as colunas e linhas de profundidade do volume representativo (SAITO; TORIWAKI, 1994). Apesar desse algoritmo ser usado para distâncias

euclidianas até a parede mais próxima, ele é robusto e pode facilmente ser empregado com outra métrica para o cálculo da distância.

Além de evitar cálculos ineficientes de distância espacial, esse método pode ser otimizado ainda mais utilizando computação paralela, pois mesmo que às três etapas sejam sequenciais, elas ainda são independentes. Ou seja, não possuem dependência de dados e podem ser efetuadas simultaneamente. Desta forma, executam-se as etapas sequencialmente usando as listas da primeira etapa paralelamente, os planos durante a segunda e finalmente o volume. Para aproveitar o paralelismo é necessário um passo adicional, cada plano é escaneado e as informações são compartilhadas através da memória compartilhada. Conclui-se cada processador enviando uma linha do plano que foi usado para o cálculo da terceira etapa do algoritmo e as imagens são agrupadas novamente (TORELLI et al., 2010).

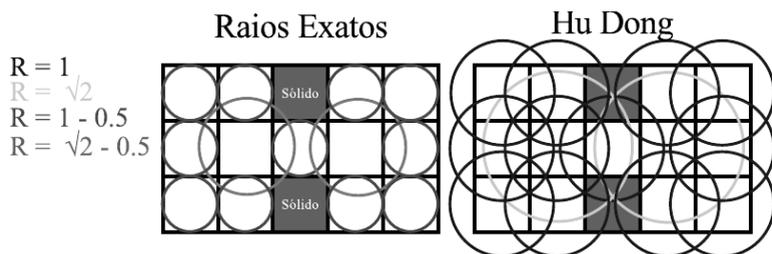


Figura 18 – Com a utilização dos raios duplos, camadas de rochas podem ser ignoradas durante o teste de intersecção (SILVA, 2012)

De acordo com Dong e Blunt (2009) as esferas poderiam ser discretizadas mais precisamente pela utilização de dois raios. Entretanto, esse processo pode acarretar algumas alterações na estrutura final da rede, como demonstrado na Figura 18, e o método oferecido pelos raios duplos ignora partes rochosas que deveriam ser consideradas paredes durante a formação dos aglomerados.

Usando o mapa de distância, mesmo que não existam os raios do processo de expansão de esferas, é importante remover o excesso. No lugar das comparações entre as esferas, é exercida uma etapa de eliminação de distâncias. As distâncias se comportam de maneira similar com as comparações de esferas, mas não existe a abstração da esfera sendo removida. No lugar disso é inserido um valor que serve como um marcador. Este, normalmente representado por um valor negativo,

indica a posição onde não deve existir uma esfera, já que esta estaria inscrita em uma esfera pai maior. Para evitar desperdício de processamento, nessa etapa é fundamental que exista um mapa capaz fornecer as esferas de forma ordenada.

O uso das esferas exatas deve ser ponderado. Por buscar a exatidão, os testes de intersecção são feitos pela conversão do raio quadrático, que é um valor inteiro, em valores em ponto flutuante. Esse processo é mais lento que uma comparação entre valores inteiros sem conversão (SILVA, 2012).

4 MODELO DE REDE DE POROS BIMODAL

A sessão 2.7 mostra os principais modelos para a representação de rochas com grandes heterogeneidade de tamanho de poros. Criar um modelo que incorpore a porosidade em múltiplas escalas espaciais é considerado estado da arte e um grande desafio. Mesmo que diversas soluções tenham sido propostas, nenhuma apresenta respostas para todos as variantes que um sistema poroso pode apresentar. Este capítulo apresenta uma abordagem diferente das apresentadas por Jiang et al. (2013), que expõe a construção usando métodos estatísticos, e de Békri, Laroche e Vizika (2005) e Bauer et al. (2012) que usam simplificações do meio.

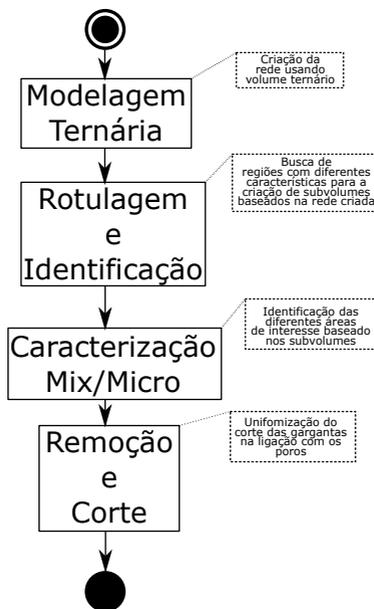


Figura 19 – Etapas e breve descrição dos passos para a criação da nova rede de esferas e ligações.

Aproveitando a distribuição espacial dada pelo modelo de poros e ligações, esta tese modifica o seu uso aprimorando as informações e apresentando um modelo capaz de caracterizar meios multifásicos. A Figura 19 apresenta a principal contribuição desta tese, um modelo

para a simulação de propriedades petrofísicas de rochas com meio poroso bimodal. Essa figura apresenta as etapas para a criação do novo modelo partindo da rede construída e demonstrada no capítulo anterior. O processo de construção da rede bimodal segue: 1. Modelagem ternária, 2. rotulagem e identificação, 3. caracterização Mix/Micro e finalmente 4. remoção e corte. Ainda na Figura 19, esta apresenta uma breve descrição de cada etapa, e que é detalhado neste capítulo. Nos capítulos que seguem, também será abordado métodos para o cálculo de permeabilidade usando o novo modelo.

4.1 VISÃO GERAL DA EXTRAÇÃO DA REDE MULTI ESCALAR

Para construir o modelo que revele a porosidade em diferentes escalas que não podem ser capturadas em um único volume, este inicia sua abordagem pela segmentação de três fases da amostra. Assim como em Bultreys, Hoorebeke e Cnudde (2015), esse passo é fundamental, já que durante essa etapa, Voxels do tipo sólido, micro e macro-poro são identificados e caracterizados. Além disso, é necessário extrair um Volume Elementar Representativo da micro-escala. Este segundo volume deve ser extraído do volume original com um tamanho e resolução suficientes para representar todos os poros. Por se tratar de um volume bifásico, a Rede clássica de Poros e Gargantas pode ser utilizada para os cálculos petrofísicos nesta etapa.

Durante a segunda etapa, usando o volume trifásico, trata-se toda a micro-porosidade como poro e se aplica o modelo clássico de Rede de Poros e Gargantas.

A terceira etapa mostra o grande diferencial deste método. Cada elemento da rede se referencia a uma estrutura da região porosa. Ou seja, seja um poro ou uma garganta, a parte do volume responsável por criar esse elemento é associado a cada estrutura. Diferente do método de Jiang et al. (2013), a visualização desta rede não mostra com clareza a diferenciação entre as escalas, pelo contrário., ao visualiza-la, a região porosa parece muito mais abundante e maior.

As seções que seguem mostram os detalhes para a modelagem do sistema.

4.2 ROTULAGEM E IDENTIFICAÇÃO DA MACRO-POROSIDADE

Durante o processo de identificação dos poros, o volume com 3 fases é processado e a Rede de Poros e Gargantas é gerada para ambas as regiões porosas. Deste modo as regiões, contendo micro e macro porosidades, são consideradas homogêneas e o processo de criação da rede, como visto no Capítulo 3 decorre normalmente.

Como é mostrado na Figura 20, durante a identificação, a fase representando a micro porosidade (hachurada) é ignorada e a rede é criada. Em outras palavras, durante a criação da rede, o volume é considerado binário para o propósito de formação do modelo e o método permanece praticamente inalterado.

Com a rede pronta é efetuado o processo de rotulagem dos elementos. Nesta etapa, as esferas criadas durante o preenchimento dos espaços vazios (seção 3.1.3) são capazes de identificar a suas posições de origem. Desta forma, cada esfera inflada em um Voxel no processo descrito em 3.1.3 é relacionada com as suas respectivas posições dentro do volume. Durante a fase de criação deste modelo, cada esfera (poro) ou garganta (cilindro) pode identificar sua estrutura hierárquica, definida na seção 3.1.4 e que consequentemente identifica sua posição no volume.

Por fim, para diferenciar as classes de poros, a rotulagem leva em consideração a hierarquia criada e como consequência pode efetuar uma varredura na região específica que deu origem ao elemento. Durante esse processo identifica-se, ao nível de Rede de Poros e Gargantas, três tipos diferentes de poros:

- Macro-poro: Elemento da rede que identifica somente Macro-poros no volume;
- Micro-poro: Elemento da rede que identifica somente Micro-poros no volume;
- Mix-poro: Elemento da rede que apresenta ambas as regiões. Ou seja, durante a criação deste elemento, a região de origem do volume possuía ambas as fases de representação de poro.

Nesta tese será usada essa nomenclatura para diferenciar os elementos da rede. Novamente usando a Figura 20, os rótulos numéricos da rede apresentam 1 e 2 como Mix-poros, 4 e 5 como Macro-poro e somente 3 como Micro-poro.

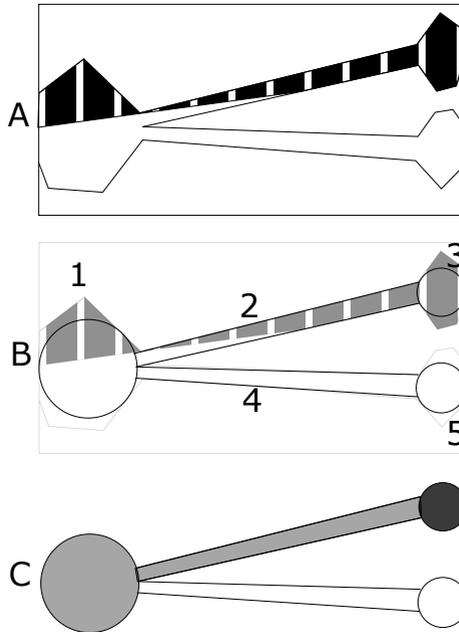


Figura 20 – A. Representa uma fatia de volume ternário onde, dado o interior da região porosa, a parte hachurada identifica a micro porosidade e a branca a macro porosidade. B. A criação da Rede de Poros e Gargantas ignora a presença da micro-porosidade e identifica toda a região porosa como macro-porosa. C. Durante a rotulagem às três diferentes regiões são identificadas. O Mix-poro representado por cinza, o Macro-poro como branco e o Micro-poro como preto.

4.3 CARACTERIZAÇÃO DA MIX E MICRO POROSIDADE NA REDE ROTULADA

Com a rede rotulada a região definida como Macro-poro não precisa de nenhuma caracterização adicional, pois sua representatividade já é suficiente para o modelo. Contudo, os Micro-poros precisam ter sua estrutura interna definida, bem como estabelecer a distinção entre a rede macro e micro.

Para cada elemento representando um Mix ou Micro-poro, junto ao grafo apresentado em 3.1.4 foi criado uma estrutura auxiliar que mantém as informações de volumes. Ericson (2004) mostra a criação

de uma estrutura de dados conhecida na literatura como “Axis-Aligned Bounding Box”, representando a menor região cúbica alinhada aos eixos de coordenadas. Embora essa estrutura normalmente seja utilizada para representação de objetos no espaço, para o modelo ela foi modificada e usada para criar o menor volume possível representado por um elemento da rede. Sendo assim, dado o grafo que identifique a rede, cada vértice desse grafo recebe o menor volume como informação adicional. A Figura 21 mostra a relação a rede gerada com base no volume, assim como as Bounding Box criadas para cada elemento da rede.

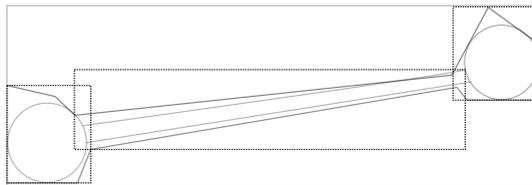


Figura 21 – Supondo uma rede representada nesta figura, onde cada elemento criado seja responsável por representar um Mix ou Microporo. A região que compreende a cada elemento pode ser representado pelas caixas mínimas (em destaque) necessárias para sua representação volumétrica.

Com o objetivo de gerenciar a memória utilizada para esta representação, um sistema do tipo mapa foi usado para o armazenamento das informações. Sabendo que, para os sub volume criados usando as Bounding Box, a região que compreende ao sólido não é importante e não precisa ser armazenado. Sendo assim, ao invés de armazenar o volume completo, que como mostrado na Figura 21 gera muitos dados inúteis, os mapas apontam somente para as informações relevantes do volume.

Finalmente, para encontrar as vizinhanças na micro porosidade, cada Voxel do sub volume é auxiliado pelo modelo de grafo criado e as bordas do volume são usadas para verificação de ligação. Um Microporo está ligado a um Macro-poro pela vizinhança da Rede de Poros e Gargantas. Enquanto isso, ao nível de volume, um sub volume de um Mix ou Micro poro esta ligado a outro elemento se os Voxels das bordas do volume formarem fronteiras com um outro volume vizinho. Mais uma vez, mesmo que o elemento não possua um sub volume, como em Macro-poros, a verificação de fronteira pode ser dada pelas esferas como citado anteriormente e mostrado em 3.1.4.

Por não possuir formação capilar completa, nesta etapa da modelagem, não é definido entrada ou saída do sub volume, somente caracterizado as bordas.

4.3.1 Remoção de esferas ambíguas e corte da garganta

No processo da Rede clássica de Poros e Gargantas mostrada no Capítulo 3, a seção 3.1.5 mostra como é efetuado a segmentação dos aglomerados formados pelas esferas máximas. Durante esse processo é mencionado que valores empíricos são utilizados para definir a região de separação das redes. Independente do valor utilizado isso sempre vai gerar imperfeições na montagem e diferenciação entre a garganta e o poro da rede. No nível de volume, essas esferas são formadas e aglomeradas visando preencher todo o espaço vazio, e considerando que existe um valor para segmentar as estruturas, muito constantemente pode existir uma mistura do aglomerado durante a segmentação.

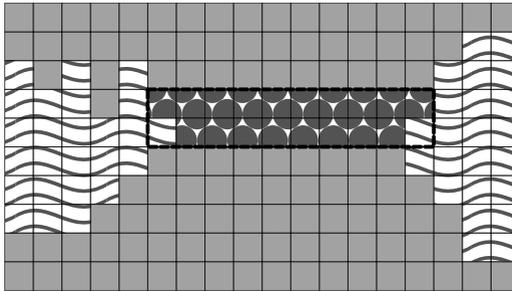


Figura 22 – Representação de uma fatia do volume rotulado com base nos elementos da rede. Os rótulos dos Voxels desta figura representam um momento após a construção da rede e com as regiões representadas com padrão de ondas como poro, e com círculos definindo a garganta.

A Figura 22 mostra a mistura entre um poro e um garganta. Quando isso acontece, o processo de criação de sub volumes que representam elementos da rede pode ser prejudicado. De Bultreys, Hoorebeke e Cnudde (2015), sabe-se que os cálculos de transporte utilizando na rede consideram principalmente os poros pequenos. Considerando as estruturas principais para o tratamento capilar da rede são apresentadas pelas gargantes, que possuem o raio de intersecção transversal menor que os poros que as ligam. Além disso, cálculos como permeabi-

lidade, usam informações como secção transversal do elemento, e modificar a largura de uma garganta em poucas unidades de voxel pode trazer um erro menor que expor incertezas ao modelo. Dos modelos utilizados nesta dissertação, o corte das gargantas não apresentam erros devido a mistura já que não alteram a estrutura intrínseca da rede. O método de correção é dado pelo corte da estrutura.

Usando a estrutura de Bounding Box (AHO; ULLMAN; HOPCROFT, 1983), um segmento de plano é traçado na estrutura considerando o máximo alcance da garganta no interior do poro, bem como o radio desta que sai do poro. Após este corte, as esferas máximas criadas para o poro são absorvidas pela garganta, mantendo está alinhada e totalmente segmentadas. É importante ressaltar que o processo de corte não afeta os valores dos Voxels absorvidos. Ou seja, os Voxels que são transferidos do poro para a garganta mantém a sua característica. Na Figura 22 após o corte a nova garganta é representada pelo espaço poroso delimitado pela região destacada pelo retângulo pontilhado.

5 CÁLCULOS PETROFÍSICOS NA REDE DE ESCALA SIMPLES

Buscando uma análise mais detalhada das redes de poros e gargantas usando esferas máximas, mostrada no Capítulo 3, modelos de cálculos petrofísicos foram estudados e desenvolvidos.

Aqui serão apresentados algoritmos para o estudo do escoamento de fluido através da rede de poros e gargantas. Serão apresentados métodos para o cálculo de permeabilidade do meio poroso e curva de pressão capilar.

5.1 PERMEABILIDADE

Nesta tese, e usando a Lei de Darcy, para que a permeabilidade possa ser calculada de modo satisfatório algumas restrições devem ser seguidas. O fluxo do fluido é considerado horizontal para não sofrer interferência da gravidade, incompressível, tenha 100% de saturação no meio poroso, seja estacionário, laminar e não reaja com o meio.

Chen e Doolen (1998), White, Borja e Fredrich (2006) usam o método Lattice Boltzmann para calcular a permeabilidade do meio diretamente no Volume. Lattice Boltzmann é um método de simulação usado para modelar o comportamento de um ou mais fluidos através de um volume. Durante a simulação, este método utiliza-se das equações de Navier-Stokes para aproximar o comportamento do fluido. Para isso ele cria uma abstração que satisfaça as formulações baseadas nas velocidades e pressões de uma região considerada como espaço vazio, são efetuados cálculos de comportamento do fluido para cada voxel do volume diretamente (CHEN; DOOLEN, 1998). Esta simulação demanda de um poder computacional muito grande já que precisa discretizar cada voxel. Em alguns casos o volume de dados pode ser tão grande que a simulação pode se tornar impraticável (WHITE; BORJA; FREDRICH, 2006). Nesses casos não é raro dividir o volume em subunidades antes de efetuar a simulação, mesmo correndo o risco de a possível imprecisão causada.

Buscando desempenho aliado à praticidade das redes de poros e gargantas, foi desenvolvido um método para o cálculo de permeabilidade nestas. Apesar de ser uma simplificação de uma caracterização baseada em um volume, o cálculo de permeabilidade fundamentado nas redes de poros tende a ser mais rápido e pode alcançar resultados

satisfatórios.

Enquanto simulações sofisticadas e precisas como Lattice Boltzmann consideram cada voxel, utilizando modelos como a redes de poros as simulações têm sua granularidade reduzida, uma vez que são baseadas apenas na estrutura da rede. Ou seja, em uma simulação por Voxel, poros grandes acarretariam uma degradação rápida do desempenho, enquanto uma simulação em uma rede de poros e gargantas, o tamanho da subestrutura, esferas para poros e cilindros para gargantas, não altera o tempo de execução.

5.2 PERMEABILIDADE EM REDES DE POROS E GARGANTAS

Para efetuar o cálculo da permeabilidade levam-se em conta as Leis de Darcy. A taxa de fluxo é dependente da forma estrutural da rede que será criada na etapa de reconstrução do sistema de poros e gargantas. O processo foi dividido em quatro partes:

- Percolação: Análise do caminho de percolação do fluido pelo meio poroso;
- Geração da matriz de pressão: Montagem do sistema linear para calcular as pressões por poro. Finalizando com a transformação e simplificação na forma matricial;
- Busca da pressão por poro: Busca e análise de algoritmos de cálculos de sistema linear baseado em uma rede de poros e gargantas;
- Taxa de fluxo: Utilização da Lei de Darcy para o cálculo da permeabilidade baseado na pressão nos poros da rede.

5.2.1 Percolação

Como mostrado na Figura 23, a percolação do meio se dará no sentido linear. A amostra terá apenas duas das paredes do volume com vazão de entrada e saída, enquanto as outras são consideradas impermeáveis.

Durante a primeira etapa do algoritmo de cálculo de permeabilidade é verificar a percolação da amostra. Nesse caso, para que a permeabilidade exista é necessário encontrar pelo menos um caminho entre as entradas e as saídas para o eixo simulado. Quando o caminho

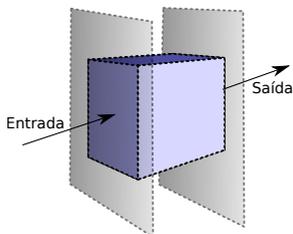


Figura 23 – Representação do Volume como um paralelepípedo influenciado por dois planos em lados paralelos considerados entrada e saída do meio.

não é encontrado o meio é não percolante e que a permeabilidade é zero.

Dada a configuração mostrada na Figura 24, o fluido preenche a rede a partir da entrada de forma homogênea. Ou seja, ocupa cada poro e garganta simultaneamente a medida que sejam alcançados, nesta etapa, sem considerar atrito com a parede nem a forma da geometria.

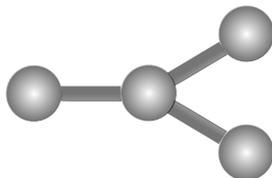


Figura 24 – Representação simplificada da rede com o uso de esferas e cilindros.

Computacionalmente, para encontrar um caminho entre a entrada e a saída é possível considerar, mesmo para uma amostra irregular, a configuração que simplifica a passagem do fluido. Já que para haver permeabilidade absoluta em um regime permanente apenas o caminho é importante e não como ele é percorrido. Contudo, o modelo computacional deve ser sequencial e simular corretamente as ordens de invasão, tentando apresentá-la em suas bifurcações.

Diestel (2005) mostra que o estudo do caminho numa estrutura do tipo vértice-aresta-vértice (ou especificamente poro-garganta-poro) é facilmente resolvida por grafos.

Um grafo é um par do tipo $G = (V, A)$ que satisfaça $A \subseteq [V]^2$.

Ou seja, um grafo é uma estrutura G , contendo arestas A que relacionam dois vértices V . Graficamente eles costumam ser representados por pontos ligados por linhas. O comportamento espacial desses desenhos é irrelevante para o entendimento e estudo do grafo. A análise é feita sobre as informações que são passadas pelas ligações das arestas, vértices e os dados que cada um possui.

As formas para encontrar um caminho, que inicie num vértice de entrada e alcance um vértice de saída, tem entretido estudiosos por séculos e é bem consolidada na literatura. Uma simples busca para cada entrada resultará numa resposta para a existência ou ausência de caminho. Nesse caso o principal cuidado que deve ser tomado é quando *GrafosClicos*. Sabendo que para um grafo a única informação existente é: dado um vértice quem é seu vizinho. A desatenção a isso pode deixar o algoritmo preso numa análise infinita.

Adicionalmente, percorrer apenas um caminho não é o caso realista. Além de entrar por um dos lados e sair do outro, ele também preenche todos os espaços vazios alcançáveis. Significa que é importante encontrar no grafo todos os vértices que são alcançáveis a partir de uma entrada e que faça parte de um caminho. Mesmo que um subgrafo de um grafo que represente um caminho não possua saída, a negligência desse trará resultados errôneos na sua análise posterior.

A maneira para efetuar essa busca é através de uma checagem de vértices visitados. Nesse caso, cada vértice do grafo tem a informação necessária para saber se durante a busca ele já foi preenchido. De grafos temos:

[rightmargin=0cm,leftmargin=0.5cm]

“Dado um grafo G com pelo menos uma aresta é possível encontrar um grafo H que seja um subgrafo de G . Ou seja, $\delta(H) > \varepsilon(H) \geq \varepsilon(G)$.” (DIESTEL, 2005)

Com base nessa preposição de grafos é possível implementar um algoritmo recursivo para visitar todos os vértices alcançáveis a partir de um vértice de entrada. Na literatura esse algoritmo é conhecido como busca em profundidade ou Depth-first search (DFS).

Segundo Dasgupta, Papadimitriou e Vazirani (2006), o algoritmo de busca em profundidade vai receber todos os vértices contidos em um subgrafo criado a partir do grafo de entrada e buscar pelo vértice de saída. Caso seja um vértice visitado, ele verifica se seus vizinhos foram visitados para tentar ou não continuar a busca. Desse modo ele consegue visitar todos os vértices sem permanecer em um caminho cíclico.

Ao final da exploração iniciada a um vértice V_1 , pertencente

aos vértices de entrada, caso ele não tenha alcançado o vértice V_2 , pertencente ao vértice de saída, significa que não existe um caminho entre V_1 e V_2 . Mesmo se em algum momento do algoritmo o vértice V_2 for alcançado a exploração deve continuar, lembrando que é necessário conhecer o subgrafo que contenha todos os vértices entre V_1 e V_2 .

5.2.2 Geração da matriz de pressão

Concluída a busca pela região percolante, inicia-se a montagem da matriz de pressões. É importante deixar claro que para aumentar o poder computacional e o gerenciamento de memória durante o cálculo do sistema linear, somente os poros resultantes da busca pelo caminho serão incluídos na montagem da matriz.

A rede percolante possui valores conhecidos de pressão, tanto na entrada da rede como na saída, com base nesses valores é criado um sistema linear onde cada garganta liga um par de vértices representados como:

$$\begin{aligned}
 c_{11}(p_1 - p_1) + c_{12}(p_2 - p_1) + \dots + c_{1m}(p_m - p_1) &= 0 \\
 c_{21}(p_1 - p_2) + c_{22}(p_2 - p_2) + \dots + c_{2m}(p_m - p_2) &= 0 \\
 \dots & \\
 c_{m1}(p_1 - p_m) + c_{m2}(p_2 - p_m) + \dots + c_{mm}(p_m - p_m) &= 0
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

No sistema 5.2.2, C representa as condutâncias da rede entre os dois poros e P_n a pressão em cada poro. Como as pressões de entrada e saída são conhecidas, o sistema apresenta uma solução finita dada as condutâncias e sua diferença de pressão.

Embora representado por esferas e cilindro, as condutâncias são calculadas com base no formato do poro e sua aproximação com uma esfera (esfericidade ou fator de forma). Como em Valvatne e Blunt (2004), Mason e Morrow (1991), nesta tese o Fator de Forma é representado por círculos, quadrados e triângulos para definir a imperfeição da região porosa. Essas formas são criadas através do corte transversal de um poro ou garganta, e sua relação com as imperfeições do poro (medido através do volume) é dada pelo fator de forma G . Em Valvatne (2009) mostra que dependendo do valor de G , que é calculado como a

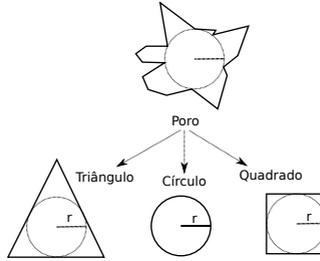


Figura 25 – Dependendo do fator de forma, o elemento pode ser representado por uma figura geométrica diferente com o círculo inscrito a ela..

média da seção transversal da área dividida pelo perímetro ao quadrado, o poro pode assumir uma das seguintes formas exemplificadas na Figura 25 e denominados como:

$$g = [0, \frac{\sqrt{3}}{36}] \longrightarrow \text{tringulo.}$$

$$g = (\frac{\sqrt{3}}{36}, 0.07) \longrightarrow \text{quadrado.}$$

$$g = \frac{1}{4\pi} \longrightarrow \text{cerculos.}$$

Dada a forma de cada poro é possível encontrar a condutância de cada par de poros por:

$$\frac{L_{ij}}{g_{p,ij}} = \frac{R_i}{g_{p,i}} + \frac{L_t}{g_{p,t}} + \frac{R_j}{g_{p,j}} \quad (5.2)$$

onde R_i e R_j são os raios das esferas conectadas a uma garganta t de comprimento L_t , e g_p é a condutância de cada poro ou garganta, e é dado por:

$$g_p = k \frac{A^2 G}{\mu} \quad (5.3)$$

Em Valvatne (2009), define-se que para a equação 5.3, k é uma constante analítica e seu valor depende da forma do poro:

- Triângulo: 3/5
- Quadrado: 0.5623
- Círculo: 1/8

O tamanho deste sistema é diretamente proporcional à quantidade de poros conectados no volume amostral. Poros isolados e que

não faz parte da rede percolante terão sua condutância igual a zero.

A resolução do sistema linear na forma apresentada pode se tornar um grande gargalo do modelo, já que este precisa ser resolvido por redução. A forma matricial produz melhores resultados e possui métodos de resolução consolidados na literatura (BARRETT et al., 1994).

Após isolar as pressões do sistema apresentado na Equação 5.2.2, a forma matricial é apresentada como:

$$\begin{bmatrix} (c_{12} + c_{13}) & -c_{12} & \dots & -c_{1m} \\ -c_{21} & (c_{21} + c_{23}) & \dots & -c_{2m} \\ & \dots & & \\ -c_{n1} & -c_{n2} & \dots & (c_{n1} + c_{n2} + \dots + c_{n(m-1)}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \dots \\ p_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Finalmente, para que a matriz esteja pronta para ser resolvida é necessário inserir os valores conhecidos em suas respectivas pressões. Para isso as linhas da matriz que representam as entradas e saídas são eliminadas e os valores conhecidos são atribuídos. Ao final, para evitar que os valores conhecidos fiquem na mesma matriz de pressões, esses são manipulados matematicamente para que a matriz tenha a seguinte aparência:

$$\begin{bmatrix} (c_{12} + c_{13}) & -c_{12} & \dots & -c_{1m} \\ -c_{21} & (c_{21} + c_{23}) & \dots & -c_{2m} \\ & \dots & & \\ -c_{n1} & -c_{n2} & \dots & (c_{n1} + c_{n2} + \dots + c_{n(m-1)}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \dots \\ p_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=0}^{\alpha} i = c_{1\alpha} * p_{\alpha} \\ \sum_{i=0}^{\alpha} i = c_{2\alpha} * p_{\alpha} \\ \dots \\ \sum_{i=0}^{\alpha} i = c_{n\alpha} * p_{\alpha} \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

Com essa equação a matriz de pressão contém somente as pressões desconhecidas. As pressões conhecidas passam para a matriz resultante, antes totalmente nula. Esta representa a soma dos poros conectados as entradas ao as saídas (α) multiplicadas pelas pressões de entrada ou saída.

5.2.3 Pressão por Poro

O cálculo das pressões pela resolução do sistema linear é um processo computacionalmente desgastante, principalmente se a rede formar um grafo completo. Diestel (2005) chama de grafo completo, um grafo onde todos os vértices se ligam a todos os vértices. Ou seja, no pior caso, as redes com essas características seriam extremamente custosa

para serem simuladas computacionalmente.

Para formações rochosas naturais, a matriz de condutância é uma matriz esparsa. Caracterizada por muitos valores não nulos nas três diagonais principais e por valores diferentes de zero da diagonal principal. Como é impossível afirmar que somente as três diagonais principais não serão nulas, não é possível usar técnicas de otimização para matrizes tri-diagonais.

Para implementar essa matriz é comum criar um modelo de representatividade que elimine a necessidade do conhecimento interno do comportamento da matriz esparsa. Essa modelagem se comporta de forma idêntica a uma matriz padrão. Entretanto, somente valores diferentes de zero são armazenados. Isto é feito através de um mapeamento, como sugerido por Aho, Ullman e Hopcroft (1983) que acelera a performance de acesso.

Durante a resolução do sistema linear muitas abordagens foram pesquisadas. Para os métodos estacionários, Jacobi, Gauss-Seidel e Sucessive Overrelaxation (SOR). Para os métodos não estacionários os focos foram no Conjugate Gradient (CG) e suas variantes (BARRETT et al., 1994).

Por se tratarem de métodos consolidados sua escolha foi baseada em sua complexidade. Como as matrizes de poros não são genéricas ao ponto de usar métodos estacionários, estes logo foram descartados. Com isso os esforços puderam se concentrar nos métodos baseados no CG. Pela da Tabela 1, valores obtidos para métodos simples e genéricos como Gauss e SOR.

- Conjugate Gradient (CG): Caracterizado por gerar sequências de vetores ortogonais (“conjugate”) criados a partir do resíduo das iterações. Esse método é muito eficiente para matrizes positiva-definidas simétricas, armazenando uma quantidade menor de vetores;
- BiConjugate Gradient (BiCG): Semelhante ao método CG, mas são gerados vetores duplos. Um baseado na matriz e outro em sua transposta. Usado para matrizes não simétricas e não singulares. Esse método deve ser usado cautelosamente já que pode ter uma convergência irregular;
- Conjugate Gradient Squared (CBS): Opera atualizações das sequências produzidas pela matriz e sua transposta no mesmo vetor. Teoricamente pode convergir na metade do tempo, mas na prática possui a chance de convergir de forma mais irregular que a BiCG. Ou seja, torna sua convergência mais lenta;

Amostra	Tamanho	Bi-CGStab	Gauss	SOR	CG
s1	2376	2,75	21,77	11,91	5,65
s3	12202	12,58	1532	499,3	246,9
s6	1119	2,28	3,10	3,37	1,58
s8	2142	9,94	46,07	5,91	8,14

Tabela 1 – Demonstração do tempo de execução, em segundos, para os métodos de resolução de sistemas lineares

- Biconjugate Gradient Stabilized (Bi-CGSTAB): Método que torna a convergência de BiCG mais suave.

Como mostrado na Tabela 1, o método com o comportamento mais estável foi o Bi-CGSTAB. Mesmo que em alguns momentos ele seja mais rápido que CGS, em outros não. Ele possui a característica de evitar a frequente convergência irregular proporcionada pelo método Conjugate Gradient Squared. Pela velocidade e confiabilidade o Bi-CGSTAB foi escolhido para resolver os sistemas lineares apresentados para descobrir as pressões de cada poro da rede.

Por convergir de forma lenta, o método de Gauss foi totalmente descartado. Como os sistemas formados pelas redes de poros possuem um bom comportamento, ou seja, resultam na mesma estrutura matricial, Gauss acabou apresentando os piores resultados. A Tabela 1 apresenta uma síntese da Tabela 22 apresentada no Anexo A.

5.2.4 Taxa de fluxo

Com o valor da pressão em cada poro dado pelo sistema, calcular o fluxo e a permeabilidade se torna uma tarefa trivial. Usando a Lei de Darcy 2.10, mostrada no Capítulo 2, é possível calcular a permeabilidade efetiva (K_e) de uma rede de poros usando a taxa fluxo (Q), a viscosidade do fluido (μ), a distância entre entrada e saída (L), a área da secção transversal (A) e a diferença entre pressões na entrada e saída (Δ_p).

$$q_{p,i} = \frac{g_{i,j}}{L_{ij}}(\phi_{p,i} - \phi_{p,j}) \quad (5.6)$$

De Valvatne (2009) a taxa de fluxo pode ser transcrita da Equação 5.6 para 5.7 e 5.8. Com ϕ_{out} definindo o total de poros ligados às

saídas do sistema, $c_{\phi_{out}}$ a condutância entre um poro i e uma saída i_{out} e p as pressões conhecidas, nas entradas e saídas do sistema.

$$F_{in} = \sum_{i=0}^{\phi_{out}} i = C_{\phi_{out}} * (p_{\phi_{out}} - p_{out}) \quad (5.7)$$

$$F_{out} = \sum_{i=0}^{\phi_{in}} i = C_{\phi_{in}} * (p_{\phi_{in}} - p_{in}) \quad (5.8)$$

A Figura 26 destaca os poros que fazem parte do grupo de poros ligados às entradas e a saída. Durante a montagem da matriz para o cálculo do sistema linear esse poros são facilmente encontrados por uma busca em vizinhança. Além disso, esse processo é otimizado efetuando a escolha no momento da montagem da matriz.

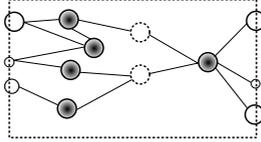


Figura 26 – Poros conectados a entradas e saídas do sistema. Esses são representados pelos círculos com um padrão escuro como preenchimento.

A precisão da diferença entre o fluxo de entrada e saída da rede é proporcional a sua homogeneidade, e isso pode ser verificado pelo cálculo do “Erro de fluxo”, ou diferença entre vazão de entrada e saída, dado por:

$$E = |F_{out} - F_{in}| / F_{out} \quad (5.9)$$

Sendo F os fluxos calculados nas Equações 5.7 e 5.8.

Por fim, a permeabilidade pode ser calculado com base em $k_e = \frac{Q\mu L}{A\Delta p}$, derivado da equação 2.10 vista no Capítulo 2, onde Q é a diferença entre os fluxos F_{in} e F_{out} demonstrados anteriormente.

5.3 MODELO DE PRESSÃO CAPILAR

Baseado em Valvatne e Blunt (2004), Øren e Bakke (1998), Valvatne (2009), nesta seção será abordada a metodologia desenvolvida para a análise dos dados sobre a condição de molhabilidade da rede de poros e ligações. Esta condição de molhabilidade é importante para auxiliar o entendimento do comportamento do fluxo durante a invasão da rede.

Por Valvatne e Blunt (2004) o meio pode ser qualificado nos seguintes tipos:

- Molhante: Poro em contato direto com o fluido molhante;
- Não-molhante: Poro em contato direto com o fluido não molhante;
- Molhabilidade intermediária: Poro contendo múltiplos fluidos.

O modelo de comportamento do fluido seguirá a abordagem sugerida por Øren e Bakke (1998), Al-Gharbi e Blunt (2003), Valvatne (2009). Para isso assume-se que o fluxo é infinitamente lento (quasi-static) e a redução da viscosidade é insignificante.

Valvatne e Blunt (2004) define esta condição em função do número capilar N_{cap} :

$$N_{cap} = \frac{\mu v}{\sigma} \quad (5.10)$$

Definindo μ como viscosidade, σ tensão da interface e v a velocidade do fluido. E a condição deve garantir que $N_{cap} < 10^{-4}$. Ou seja, todas as interfaces são mantidas estáticas na rede com exceção dos fluxos com apenas um fluxo.

5.3.1 Drenagem

Considerando o meio como molhante, o deslocamento deste fluido pelo não-molhante acontece pelo aumento da pressão. Além disso, um elemento só poderá ser invadido se ele tiver um outro adjacente contendo o fluido não-molhante. Estas condições são conhecidas como piston-like displacement (LENORMAND; ZARCONI; SARR, 1983) e para um poro ser invadido é necessário obedecer a Equação 2.4, vista no Capítulo 2.

Ainda visto no Capítulo 2, para poros circulares a Equação 2.4 pode ser simplificada em 2.5.

Usando os métodos de Mayer, Stowe e Prince (MS-P), mostrado em Mason e Morrow (1991), representa-se o fluido molhante presente nas irregularidades dos poros utilizando formas geométricas simples, como da Figura 25.

5.3.2 Método de Mayer, Stowe e Prince

Dado o modelo da rede de poros é possível, para um fator de forma, representar o fluido na região irregular do poro como visto na Figura 27.

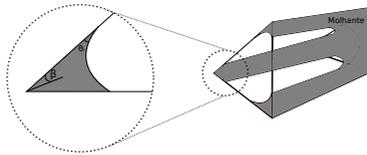


Figura 27 – Representação de um elemento da rede e a camada de fluido que permanece nas irregularidades. Nesta figura a área clara representa o fluido não-molhante e a escura o molhante.

Patzek U. of California (2001) define o fator de forma triangular como “meio arco” (half angle), representado por β , e o calcula como:

$$\beta_{2,min} = atan\left\{\frac{2}{\sqrt{3}}\cos\left[\frac{acos(-12\sqrt{3}G)}{3} + \frac{4\pi}{3}\right]\right\}; \quad (5.11)$$

$$\beta_{2,max} = atan\left\{\frac{2}{\sqrt{3}}\cos\left[\frac{acos(-12\sqrt{3}G)}{3}\right]\right\}; \quad (5.12)$$

$$\beta_1 = -\frac{1}{2}\beta_2 + \frac{1}{2}asen\left(\frac{tan\beta_2 + 4G}{tan\beta_2 - 4G}\right)e \quad (5.13)$$

$$\beta_3 = \frac{\pi}{2} - \beta_1 - \beta_2 \quad (5.14)$$

Inicialmente β_2 deve ser escolhido como um número aleatório entre os resultados das Equações 5.11 e 5.12. Após isso, β_2 deve ser usado para o cálculo de β_1 e β_3 ; onde $\beta_1 \leq \beta_2 \leq \beta_3$.

Para círculos o cálculo do “meio arco” é desnecessário visto que

ele não os possui.

Nos quadrados os valores de β são constantes iguais a $\frac{\pi}{4}$.

Para a pressão é necessário calcular o balanço de forças existentes na interface do tubo através de:

$$P_c = \frac{\sigma \cos \theta_r (1 + 2\sqrt{\pi G})}{r} F_d(\theta_r, G, \beta) \quad (5.15)$$

Para a Equação 5.15, F_d representa o fator de correção adimensional do fluido molhante preso nos cantos da geometria.

Esse fator de correlação adimensional é dado por:

$$F_d(\theta_r, G, \beta) = \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{4GD}{\cos^2 \theta_r}}}{(1 + 2\sqrt{\pi G})} \quad (5.16)$$

$$D = S_1 - 2S_2 \cos \theta_r + S_3 \quad (5.17)$$

E S_1 , S_2 e S_3 são encontrados pela simplificação das fórmulas dadas para o cálculo de área efetiva e comprimento da interface encontrada em Valvatne (2009):

$$S_1 = \sum_{i=1}^3 \left[\frac{\cos \theta_r \cos(\theta_r + \beta_i)}{\text{sen} \beta_i} + \theta_r + \beta_i - \frac{\pi}{2} \right] \quad (5.18)$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^3 \frac{\cos(\theta_r + \beta_i)}{\text{sen} \beta_i} \quad (5.19)$$

$$S_3 = 2 \sum_{i=1}^n \left(\frac{n}{2} - \theta_r - \beta_i \right) \quad (5.20)$$

Para elementos com secção transversal circular, o fator de correção F_d é igual a 1 e 5.15 é simplificado em 2.5.

Por fim o “ângulo de recuo” θ_r . Este é definido em termo do ângulo de contato intrínseco e distribuído de acordo com uma distribuição de Weibull (BEKRI, 2006):

$$Weibull = \begin{cases} \text{arraycc} \theta_{min} + (\theta_{max} - \theta_{min})x & \delta, \eta < 0 (\theta_{max} - \theta_{min}) (-\delta \log(x(1 - e^{-\frac{x}{\delta}}))) \\ \delta, \eta \geq 0 & \end{cases} \quad (5.21)$$

Onde δ e η são parâmetros que definem a forma da distribuição,

x é um número aleatório entre 0 e 1, e $\theta_{min,max}$ são os ângulos mínimos e máximos que a curvatura pode assumir para manter a rede em equilíbrio.

5.3.3 Curva de Pressão Capilar

Para a geração da curva de pressão capilar os poros de entrada da rede são modelados assumindo uma rede de fluido não-molhante. A pressão da fase não-molhante (P_{nw}) é gradativamente aumentada, enquanto a pressão da fase molhante (P_w) é mantida constante, resultando num aumento da pressão capilar (P_c). Os poros são preenchidos de forma ordenada a medida que a pressão aumenta.

Os poros são preenchidos com auxílio da ordenação por P_c em uma lista simples. Sempre que um poro é invadido seu volume é usado para calcular a saturação resultante da invasão. Isso garante que todas as P_c sejam verificadas para a criação da curva de pressão capilar. Demonstrando uma granularidade alta e diminuindo a suavização que normalmente é necessária nas curvas geradas em laboratório.

A fina camada de fluido molhante que existe nos elementos da rede garante a conectividade global. Isso diminui a quantidade de resíduo existente durante a primeira drenagem.

No algoritmo aqui proposto um fluido não-molhante só colapsa se o poro for totalmente liso. Ou seja, somente as estruturas que possuem formato circular. Para estes casos, quando um elemento é invadido pelo fluido não-molhante, este é marcado como uma trap. Neste caso ele se torna não-molhante, não permitindo a passagem do fluido molhante por ele, já que não existe a camada de fluido molhante.

Quando a rede passa a possuir traps é necessário verificar se não existe um cluster de traps. Um cluster de trap é formado quando o fluido molhante foi cercado por traps e não podendo deslocá-lo para a saída da rede. Impedindo que todo o fluido molhante seja removido da rede.

6 CÁLCULOS PETROFISICOS NA REDE DE MÚLTIPLAS ESCALAS

No Capítulo 5 foi apresentado o método para o cálculo de permeabilidade absoluta usando Rede de Poros e Gargantas. Aqui será apresentado o modelo e as variantes para o estudo da permeabilidade sobre a Rede de Poros Bimodal. Os métodos apresentados consideram o modelo apresentado no Capítulo 4, bem como as alterações necessários dos cálculos apresentados em 5 para a utilização dos sub volumes.

6.1 VISÃO GERAL

O cálculo de permeabilidade na rede com múltiplas escalas modifica o processo original e usa outras estruturas para representar os valores indefinidos. O processo descrito aqui considera informações de um Volume Elementar Representativo, bem como diferentes métricas de cálculo de condutância no meio poros. Neste modelo estão presentes a rede e o volume, e o processo necessário para unir as informações de ambas é dado pelos seguintes passos:

- Cálculo de permeabilidade do Volume Elementar representativo;
- Cálculo de condutância para os elementos da Rede de Poros e Gargantas;
- Cálculo de condutância da rede com micro escala;
- Substituição de condutância e permeabilidade.

6.2 CÁLCULO DE PERMEABILIDADE DO VOLUME ELEMENTAR REPRESENTATIVO

O Volume Elementar Representativo da rede contendo a micro porosidade é usado como estimativa para a generalização do sistema poroso. Este possui tamanho e resolução necessárias para poder representar uma porção do volume total. Computacionalmente, este volume se mostrar binário, e como tal, pode ser tratado da mesma forma. Sendo de fonte conhecida, ou utilizando o modelo para o cálculo de permeabilidade apresentado no Capítulo 5, a permeabilidade pode ser calculada considerando um modelo para redes bifásicas.

Após o cálculo da permeabilidade no Volume Elementar Representativo, este valor é usado para calcular a condutância nos diferentes voxels do sub volume. Para voxels representando Micro-poros a condutância baseada na permeabilidade é dada por:

$$g_v = \frac{KA}{\mu} \quad (6.1)$$

Como a condutância do Voxel representando o Macro-poro é independente da permeabilidade, ela pode ser representada do mesmo modo que a Equação 5.3, $g_p = k \frac{A^2 G}{\mu}$.

g_v representa a condutância no Voxel, K permeabilidade, A a área do Voxel, μ viscosidade do fluido, g o fator de forma do quadrado ($g = (\frac{\sqrt{3}}{36}, 0.07)$) e k a constante analítica (0.5623) definida em Valvatne (2009), ambos descritos na seção 5.2.2.

6.3 CÁLCULO DE CONDUTÂNCIA PARA OS ELEMENTO DA REDE DE POROS E GARGANTAS

O Capítulo 5 mostra os detalhes do cálculo de permeabilidade nas Redes de Poros e Gargantas, bem como os métodos para calcular as condutâncias por elementos. O modelo apresentado nesta tese divide a Rede em duas partes. A primeira parte contendo a macro e micro porosidade misturadas, e a segunda, discernindo a micro porosidade usando os sub volumes. Na primeira etapa, para alcançar a condutância de cada elemento da rede, o mesmo processo usando na rede com apenas uma escala é usado. Diferencia-se cada elemento, após a rotulação dos mesmos, e para elementos classificados como Macro-poros a condutância é calculada normalmente como já mostrado. Os elementos que representam Mix ou Micro-poros, não possuem valores de condutância nesta etapa do modelo. Esse valor só é garantido pela consulta dos volumes relacionados com cada elemento da rede.

6.4 CÁLCULO DE CONDUTÂNCIA DA REDE COM MICRO ESCALA

O cálculo para a micro porosidade é efetuado diretamente no sub volume criado para regiões com Mix ou Micro poro e baseados nas condutâncias equivalentes mostradas na seção 6.2. Para isso, baseado em Renard e Marsily (1997), diferentes métodos foram aplicados e

testados.

Renard e Marsily (1997), embora use modelos pequenos e uniformes, mostra que métodos mais diretos como por amostragem, médias aritméticas ou harmônicas demonstram simplicidade e desempenho, contudo, baixa precisão. Porém, o autor também expõe mecanismos para atingir resultados mais precisos, pela utilização da união dos métodos simples.

6.4.1 Amostragem

O método mais simples para “cálculo” de condutância do meio é por amostragem. Neste método a escolha da condutância é feita com base em um limiar escolhido e no tamanho da população. Ou seja, soma-se a quantidade de Micro e Macro poro no sub volume e escolhe-se o valor predominante com base no limiar escolhido.

Nesta tese, os testes fornecidos são com base em um limiar de 50%. Sendo assim, após a contagem da população de Micro-poro, se este representar mais que 50% da população, o valor de Micro-poro é usado como condutância do sub volume.

6.4.2 Aritmética

O próprio nome já caracteriza o método de cálculo de condutância. A média aritmética é calculada para as condutâncias de cada voxel do elemento (V). Ou seja, a condutância no sub volume, g_{sv} é dada por:

$$g_{sv} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n V_k \quad (6.2)$$

6.4.3 Harmônica

Calcular a média harmônica é muito similar ao processo descrito para a média aritmética. A média harmônica é calculada para as condutâncias de cada voxel do elemento (V). Ou seja, a condutância no sub volume, g_{sv} é dada por:

$$g_{sv} = \frac{n}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{V_k}} \quad (6.3)$$

6.4.4 Mixed Bond

A alternativa para o cálculo da condutância equivalente é a utilização das médias aritméticas e harmônicas juntas. Assume-se que o fluxo é estritamente unidimensional e que a permeabilidade / condutância satisfaça a lei de Poiseuille, já que são derivadas do Volume Elementar Representativo. O cálculo da condutância no sub volume é dado pela média harmônica da média aritmética dos planos do sub volume. Sendo assim, dado o fluxo de entrada e saída do sub-volume, usam-se essas informações como referência para tratar o sub volume de forma unidimensional. Para cada plano é calculado a média aritmética, e por fim a média harmônica é calculada de todos os planos.

6.4.5 Baseado em ligações

O método baseado em ligações funciona de forma similar ao usado para a Rede de Poros e Gargantas descrito no Capítulo 3, que por vezes é interpretado de forma semelhante a resolução de resistências em um circuito elétrico. Para o sub volume gerado é preciso gerar um grafo similar a rede completa, porém, usando a escala de voxels. Considerando o grafo mostrado na seção 3.1.4, os vértices deste representam os Voxels e as arestas as ligações de vizinhança entre voxels. Desta forma é possível montar uma rede, similar a uma rede de resistências elétricas, com os respectivos valores de condutâncias. O processo para o cálculo de condutância equivalente do sub volume é o mesmo mostrado no Capítulo 5, porém, derivando somente o fluxo como em:

$$g_{sv} = \frac{Q}{\Delta p} \quad (6.4)$$

Diferente do método usando a Rede, este não possui a ligação entre par de elementos na forma de garganta. Para calcular a condutância equivalente entre dois Voxels usam-se as seguintes regras. Caso dois Voxels vizinhos sejam do mesmo tipo eles recebem o valor de condutância igual aos seus vizinhos; caso diferentes, o cálculo é baseado em:

$$g_m = \frac{1}{\frac{1}{g_{macro}} + \frac{1}{g_{micro}}} \quad (6.5)$$

Ou seja, a condutância em uma conexão do tipo Micro-Macro (ou

vice-versa) g_m , é calculado com base nas condutâncias dos respectivos Voxels, dadas pelas Equações 6.1 e 5.3, também vistos na seção 6.2.

6.5 UNIÃO DE CONDUTÂNCIA E PERMEABILIDADE

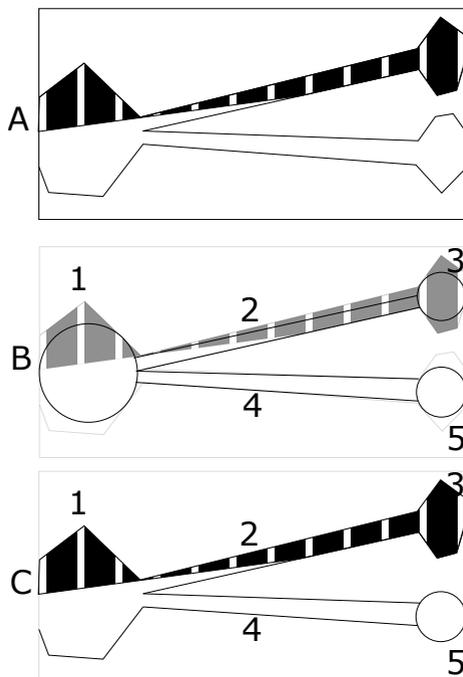


Figura 28 – A. Mostra a fatia de um volume com um sistema poroso, com o mesmo significado da Figura 20. B. Mostra a Rede de Poros e Gargantas formando os elementos Macro, Micro e Mix-poros. C. Mostra a mescla de redes durante o cálculo das condutâncias no sistema poroso.

Diante dos valores calculados na Rede de Poros e Gargantas ou nos sub volumes, cada elemento, Mix, Macro e Micro-poro possui sua respectiva condutância. O processo de União das condutâncias se caracteriza por quantificar cada elemento da rede, que não possui condutância e mencionados em 6.3, com os valores calculados nos sub volumes. Deste modo, os Macro poros não são alterados, enquanto os

Mix e Macro-poros, consultam os seus respectivos sub volumes para receber valores de condutância. Ou seja, poros que possuem incertezas nas categorias de voxels utilizam os valores do sub-volume ao invés do uso da esfera ou do cilindro. Esse processo caracteriza a mistura entre volumes pequenos com elementos simples como ilustrado na Figura 28.

Diante da dualidade entre elementos e sub volumes, a Figura 28 mostra de forma esquemática como é a interpretação da rede durante o processo de busca pelas condutâncias para o cálculo de fluxo. Muito semelhante a Figura 20, esta mostra em C. que após o processo de rotulação, para buscar o valor de condutância para Mix e Micro-poros, representados por 1, 2 e 3 respectivamente; a rede considera a estrutura volumétrica, enquanto para Macro-poros, os elementos 4 e 5 já são representativos.

Como já mencionado neste documento, a rede é formada por um grafo e uma vez que os vértices (poros na rede) recebam os novos valores de condutância, o processo para o cálculo de permeabilidade absoluta não precisa ser alterado. A seção 5.1 mostra o cálculo de permeabilidade com base nas condutâncias de cada elemento da Rede de Poros e Gargantas.

7 AVALIAÇÃO E TESTES

Baseado na teoria de transportes de fluidos e nas estruturas mostradas nos capítulos anteriores diversos métodos de avaliação foram efetuados para demonstrar e avaliar os resultados de pesquisa. Os métodos e modelos demonstrados permitem facilitar e agilizar o estudo das amostras de ambientes porosos. Além disso, eles apresentam diferentes metodologias que utilizam métodos mais eficientes e com erros reduzidos visando auxiliar tomadas de decisão baseadas em medidas produzidas por procedimentos com tempo computacional muitas vezes proibitivos. Por fim, desvincular a ideia da necessidade de super computadores para estudos comportamentais de rochas reservatório.

Este capítulo tem como objetivo mostrar o poder dos modelos abordados nesta tese. Para isso, testes são efetuados em cada etapa do modelo construído. Inicia-se avaliando o modelo com escala única, demonstrando seu poder computacional, seus resultados e comparando com métodos clássicos existentes na literatura. Usa-se processos como permeabilidade absoluta e pressão capilar para a avaliação com base em métodos numéricos como Lattice Boltzmann para encontrar a vazão e integridade das redes. Por fim, o modelo de representação com múltiplas escalas é conjecturado, demonstrando seu comportamento em diferentes cenários e também, pela simulação e comparação de ambientes validados na literatura.

7.1 PERMEABILIDADE USANDO ESCALA ÚNICA

O primeiro processo de avaliação abordado será com base no cálculo de permeabilidade.

As tabelas que seguem demonstram a permeabilidade calculada para as amostras disponíveis através do Imperial College Lodon (LONDON, 1907).

A Tabela 2 introduz as diferentes amostras e quando citados serão referenciados como “Autor” ou “Ramos”. Além disso, essa e outras tabelas contemplam resultados para as amostras classificadas como C1, C2, S1, S2 e S3. Como referência, suas imagens de secção transversal estão presentes na Figura 29, ademais suas resoluções e tamanhos na Tabela 2. Para mais referências, o Anexo A pode ser consultado para o restante dos testes e resultados.

As medidas obtidas para a permeabilidade absoluta são compa-

Amostra	Resolução (μm)	Tamanho (cúbico)
C1	2.850	400
C2	5.345	400
S1	8.683	300
S2	4.956	300
S3	9.100	300

Tabela 2 – Dados para amostras apresentadas com base em London (1907), e referentes a Tabela 21 no Anexo A

	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	2472	2355	1824
C2	45	137	14
S1	1698	1028	801
S2	7770	5204	5138
S3	120	250	145

Tabela 3 – Cálculo de permeabilidade por Autor (Anexo A, Tabela 24).

radadas com base em Silva (2012) e por métodos fornecidos por Petrobras (1953). Esses dados foram obtidos pela simulação usando Lattice Boltzmann e efetuada com o uso do Software NumericalRocks (2004). Por ser um programa privado, a ajuda da Petrobras, por possuir licença do mesmo, no fornecimento dos dados foi fundamental.

Finalmente, a Tabela 6 mostra os dados de permeabilidade para os mesmos volumes. Os dados são obtidos através de LB, simulado por Mattila (2010).

	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	2525	2673	2564
C2	27	153	250
S1	1252	1458	3078
S2	7174	7372	7387
S3	96	814	531

Tabela 4 – Cálculo de permeabilidade por Silva (2012) (Anexo A, Tabela 28).

	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	930	1772	1135
C2	39	159	20
S1	1971	1650	554
S2	6277	5624	4938
S3	163	436	120

Tabela 5 – Cálculo de permeabilidade por Petrobras (1953) (Anexo A, Tabela 29).

	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	1526	2322	1857
C2	439	811	594
S1	3135	3028	2271
S2	5471	4994	4554
S3	1193	1354	864

Tabela 6 – Cálculo de permeabilidade por Mattila (2010) (Anexo A, Tabela 30).

	Entrada	Saída	Erro
C1	2,782E-12	2,782E-12	5,594E-06
C2	8,300E-14	1,080E-13	0,233275
S1	4,364E-12	4,364E-12	1,784E-07
S2	1,2854E-11	1,2854E-11	7,921E-09
S3	3,240E-13	3,240E-13	7,241E-10

Tabela 7 – Cálculo do fluxo, bem como do erro obtido nos experimentos nas amostras C1, C2, S1, S2, S3, no eixo das abscissas (Anexo A, Tabela 25). Outros eixos podem ser consultados usando o mesmo Anexo, nas Tabelas 26 e 27

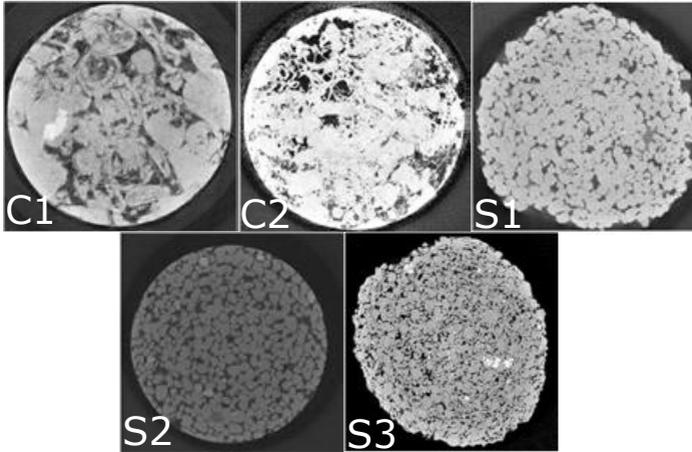


Figura 29 – Imagens das secções transversais das amostras rotuladas C1, C2, S1, S2 e S3. O restante das imagens podem ser consultadas na Figura 46, do Anexo A

Tendo em vista a demonstração da diferença entre os fluxos de entrada e saída na rede, a Tabela 7 demonstra esses resultados unicamente para o eixo X. Outras informações para esses fluxos, principalmente para outros eixos e outras amostras, o Anexo A pode ser consultado.

A Tabela 7 é usada para inferir a diferença existente entre algumas discrepâncias apresentadas entre as tabelas de permeabilidade. Devido ao modelo escolhido para o cálculo da permeabilidade algumas dessas diferenças de valores já eram esperadas.

Interessado em visualizar as Tabelas 3, 4, 5 e 6 graficamente as Figura 30, 31 e 32 apresentam a comparação entre os modelos. No eixo X, são posicionadas as amostras, enquanto as permeabilidades em mD (mili Darcy) estão presentes no eixo Y. Cada um dos gráficos mostra as médias no formato de gráficos de barra para os valores de permeabilidade absoluta para as abordagens usadas como parâmetro de comparação. Desta forma, as barras mostram as médias dos valores demonstrados nas tabelas com permeabilidade excluindo a tabela do Autor. Junto as barras estão presentes o desvio padrão de cada valor, o que mostra a dispersão entre as diferentes metodologias. Finalmente, representado pelo ponto, estão as permeabilidades do Autor.

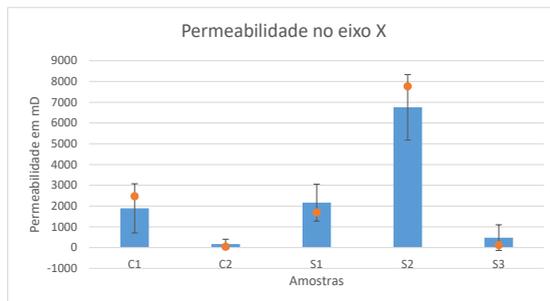


Figura 30 – Gráfico comparativo das permeabilidades no eixo X nas amostras rotuladas C1, C2, S1, S2 e S3. Com barras e desvios baseados nas médias dos outros métodos e o método sendo o resultado apresentado para o método deste trabalho.

7.2 RESULTADOS USANDO ESCALA ÚNICA

Considerando as simplificações do modelo no sistema poroso, transformando um volume em uma simplificação usando representações do tipo poro ou garganta, a apresentação dos valores de permeabilidade são satisfatórios. As pequenas variações existentes nos resultados do modelo não degradam a significância dele, já que a tendência do ambiente poroso e da vazão do sistema se mantém.

Graficamente, o comportamento das permeabilidades calculadas neste documento apresentam valores dentro dos limites impostos pela média e desvio padrão dos outros modelos. Além disso, nos casos estudados praticamente todos os testes possuem um desvio satisfatório em relação à média. Estatisticamente demonstram coerência, por estar dentro dos limites impostos pelo modelo e quando fora dessas fronteiras, apontar valores entre os mínimos e máximos dos outros. Como mencionado anteriormente, considerando que os testes de vazão são exercidos sobre regime permanente, a alteração de elementos como pressão de entrada e saída (desde que diferentes) ou viscosidade do fluido acabam resultando na mesma resposta, já que os elementos equilibram as pressões nas ligações do sistema.

Porém, quando estudado permeabilidade da amostra S6 no eixo X, o valor apresentado nos gráficos das Figuras 47 do Anexo A é consideravelmente mais elevado que suas contra partidas. Seu valor pode ser facilmente visualizado na tabela simplificada 8, onde o valor 166562

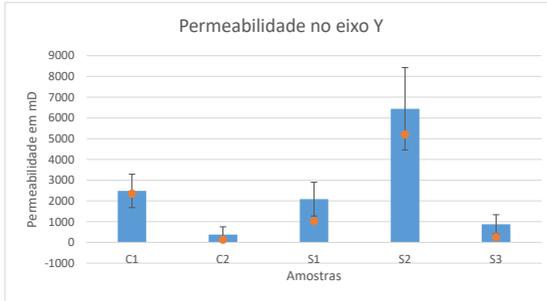


Figura 31 – Gráfico comparativo das permeabilidades no eixo Y nas amostras rotuladas C1, C2, S1, S2 e S3. Com barras e desvios baseados nas médias dos outros métodos e o método sendo o resultado apresentado para o método deste trabalho.

Entrada	Saída
Autor	166562
Petrobras (1953)	14405
Silva (2012)	30296
Mattila (2010)	21700

Tabela 8 – Cálculo de permeabilidade no eixo X, para a amostra S6 (Resolução $5.1 \mu m$). Os valores apresentados pelo Autor são discrepantes quando comparados com os outros modelos. (Anexo A, Figura 47).

mD apresentado é cerca 5 vezes maior que o método mais otimista, com 30296. Essa discrepância poderia demonstrar uma falha no processo proposto.

Como já mencionado, para alcançar um valor de vazão, onde o erro apresentado entre as entradas e saídas da rede seja ínfimo deve a amostra configurar um Volume Elementar Representativo. Durante a geração da rede os elementos visuais da desta mostram um elemento conectado a parede porosa no eixo X que é muito maior que qualquer outro elemento da rede. Além disso, um estudo mais detalhado, avaliando as esferas criadas no interior do poro, mostram que este grande poro (neste caso uma fratura) alcança sozinho metade da amostra. Inicialmente, após a verificação visual deduz-se que este elemento está distorcendo os valores de condutância da rede e apresentando uma va-

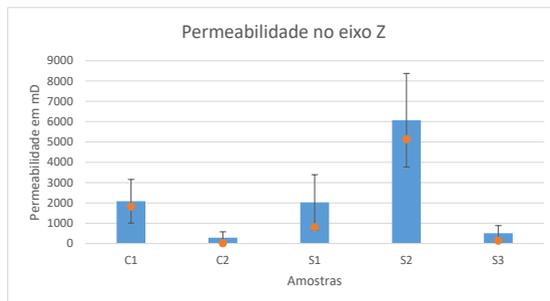


Figura 32 – Gráfico comparativo das permeabilidades no eixo Z nas amostras rotuladas C1, C2, S1, S2 e S3. Com barras e desvios baseados nas médias dos outros métodos e o método sendo o resultado apresentado para o método deste trabalho.

zão muito maior que todo o resto.

Nenhum pré-processamento é feito nas entradas e saídas da rede para tentar deixar a rede mais homogênea. Isso foi uma opção tomada desde o início da pesquisa, já a premissa é usar amostras representativas. Os resultados não deveriam ser providos de adaptações algorítmicas, mas sim dos cálculos físicos práticos baseados em experimentos de laboratório. Isso pode ter ocasionado o valor diferente para a permeabilidade de um poro de entrada grande como da amostra S6. Como esperado ao trocar os eixos de entrada e saída nada muda no valor da permeabilidade.

Oren (1997) menciona uma abordagem diferente para a criação de nodos de entrada e saída e mostram resultados mais controlados para diferentes fatores de contorno. Para o autor todo o fluxo externo, em ambos os eixos, deveriam vir de uma fonte única e controlada. Para isso, um nodo falso é criado e conectado a todas as entradas e saídas. Esse nodo especial substitui as entradas da rede e possivelmente evita problemas com entradas muito grandes.

Demonstrado em Oren (1997), Dong (2007), uma forma mais detalhada de conectar falsos nodos com vértices com a parede do volume é usada. A partir de uma borda especial, ele escolhe o que deve ou não conectar ao nodo falso.

Baseado nos autores citados, a solução desse problema acontece de forma similar. Ao tentar atacar as hipóteses levantadas, as condições de contorno foram modificadas e analisadas. Como proposto por Dong

(2007), todavia sem a inclusão do nodo falso, só foram considerados poros de entrada aqueles que ocupavam uma borda equivalente a um percentual do volume total.

A borda é usado tanto na entrada como na saída da rede e como resultado, dependendo da espessura da borda, a quantidade de elementos de entrada varia. No caso do volume S6 o poro problemático na rede acaba fazendo parte de um poro normal. Simulando novamente, sem nenhuma alteração no algoritmo, um novo resultado foi alcançado e considerado válido para a amostra danificada. O novo valor de permeabilidade da amostra S6 passa de 166562 para 35707. Mesmo subestimando a permeabilidade, este novo valor se aproxima muito do valor esperado. Ou seja, ao tentar atacar as hipóteses levantadas, as condições de contorno foram modificadas e reavaliadas. Como proposto pelos autores já citados e simulando de forma semelhante ao uso do poro falso (com as modificações necessárias para o modelo apresentado neste trabalho) só foram considerados poros de entrada e saída aqueles que ocupavam menos de 10% do volume total. Neste caso o poro que causava a discrepância na rede não é mais considerado entrada, participando somente da rede como um poro interno e equilibrando as pressões do sistema.

7.3 DESEMPENHO USANDO ESCALA ÚNICA

Outro fator notado é o aumento de velocidade. Obteve-se um desempenho maior usando uma caracterização capaz de simplificar as estruturas internas das amostras. Como já esperado, os cálculos efetuados em estruturas simplificadas obtêm velocidade superior quando comparadas as simulações em volumes. É importante realçar que os dados obtidos para o cálculo da permeabilidade usando a rede constituída apenas de esferas e cilindros puderam executados em um equipamento descrito na Tabela 9, com um poder computacional inferior aquela usada em Lattice Boltzman.

As Tabelas 10 e 11 exibem os tempos de execução para o cálculo de permeabilidade entre o método do Autor e de Petrobras (1953). O conjunto de dados mostra os valores de velocidade em segundos, para testes nos eixos X, Y e Z.

As médias das Tabelas 10 e 11 estão representadas pelo gráfico da Figura 33. O gráfico, apresentado com eixo Y no formato logarítmico de base 10, mostra a grande diferença de desempenho entre os dois métodos. Para o gráfico exibido, independente do caso, a rede de poros e

	Configuração
eCore	HP Z800: 2 CPUs Xeon de 6 cores (3.2Ghz), com 72GB de Ram, placa de vídeo NVIDIA Quadro 6000
Autor	HP Compaq 8100 Elite Small Form Factor: Intel® Core™ i5 De 4 cores (2.80GHz), com 8GB de Ram, placa de vídeo NVIDIA GeForce 270

Tabela 9 – Configuração dos equipamentos usados para a execução dos métodos deste trabalho.

	X	Y	Z	Média
S1	217.149	363.792	430.138	337.020
S2	84.175	70.793	163.806	106.258
S3	474.825	136.057	266.603	292.495
S4	864.001	817.638	661.580	781.073
S5	43.706	59.597	50.557	51.280
S6	71.788	51.033	106.523	76.440
S7	48.397	43.541	35.774	42.571
S8	43.857	44.455	44.896	44.403
S9	163.462	86.410	143.615	131.162
C1	365.357	150.913	668.103	394.791
C2	1805.740	1759.110	2129.190	1898.010

Tabela 10 – Tabela de tempo, em segundos, para a execução do algoritmo de permeabilidade por Petrobras (1953).

	X	Y	Z	Média
S1	217.149	363.792	430.138	337.020
S2	84.175	70.793	163.806	106.258
S3	474.825	136.057	266.603	292.495
S4	864.001	817.638	661.580	781.073
S5	43.706	59.597	50.557	51.280
S6	71.788	51.033	106.523	76.440
S7	48.397	43.541	35.774	42.571
S8	43.857	44.455	44.896	44.403
S9	163.462	86.410	143.615	131.162
C1	365.357	150.913	668.103	394.791
C2	1805.740	1759.110	2129.190	1898.010

Tabela 11 – Tabela de tempo, em segundos, para a execução pelo Autor

gargantas demonstra desempenho superior visto a facilidade de se navegar em um grafo formado pela rede, bem como a redução de cálculos matemáticos devido à simplificação do espaço poroso.

7.4 CAPILARIDADE

Nesta seção será exibido resultados referentes a avaliação do comportamento capilar da Rede de Poros e Gargantas. Para isso serão demonstrados de invasão do fluido no meio poroso simulando um experimento de primeira drenagem.

Como demonstrado, devido a simplicidade da rede, é necessário alimetar o simulador para a geração inicial da molhabilidade e angulação dos meios porosos. Para os testes efetuados foram usados: Os dados foram calculados com base nos seguintes atributos (VALVATNE, 2009):

- Tensão superficial: 30 mN/m (miliNewton por metro)
- Ângulo de contato: 0°
- Distribuição de Weibull:
 - Ângulo mínimo: 50°
 - Ângulo máximo: 60°

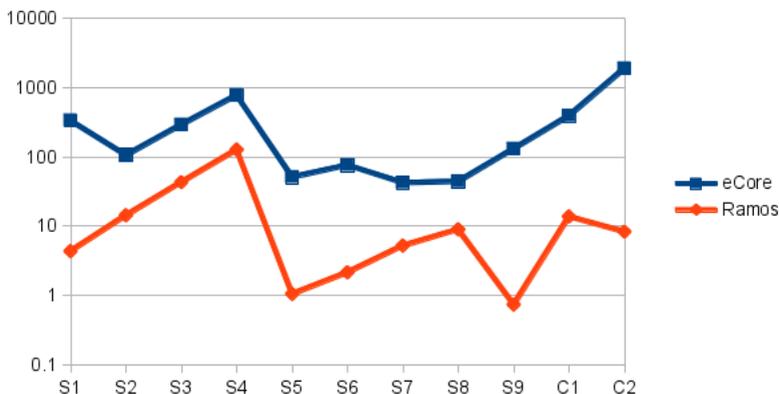


Figura 33 – Gráfico referente às médias de velocidade para o cálculo da permeabilidade das Tabelas 10 e 11.

– δ : -10

– η : -1

Diferentes gráficos (34, 35, 36 e 37) apresentam de forma comparativa os resultados dos testes de capilaridade criada em Petrobras (1953) e pelo Autor (Ramos).

Nos gráficos demonstrados para a curva de pressão capilar, percebe-se que o método proposto consegue produzir muitos pontos amostrais, já que ele mostra todas as pressões capilares possíveis da curva gerada. Valvatne (2009) assume que o fluido molhante durante a primeira drenagem sempre irá manter sua conectividade global. Por esse motivo, as saturações do fluido molhante normalmente alcançam valores muito pequenos. Buscando contornar essa situação, o método desenvolvido neste trabalho produz “traps” para a primeira drenagem. Apesar de produzir saturações relevantes, as “traps” consideram somente o formato do elemento (poro ou garganta). Um estudo mais detalhado pode verificar o formato da lâmina de fluido molhante existente para determinados números de coordenação, já que o método não considera a posição das gargantas em cada poro.

O Anexo B acrescenta resultados para os testes com a capilaridade da rede. De forma satisfatória o método demonstra um comportamento mais aproximado com os valores de comparação quando menor a saturação.

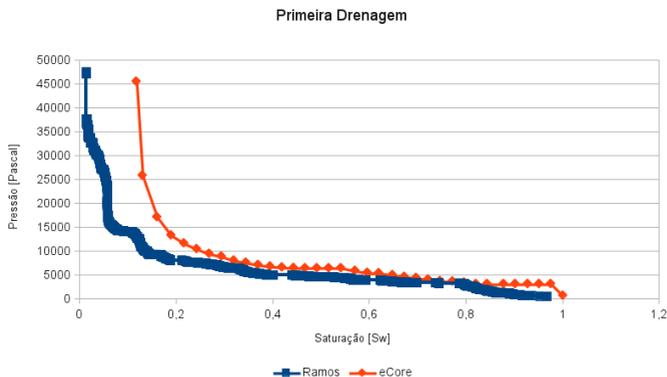


Figura 34 – Curva de pressão capilar usando a amostra C1.

7.5 PERMEABILIDADE USANDO MÚLTIPLAS ESCALAS

Os resultados apresentados anteriormente para o modelo usando a Rede de Poros e Gargantas são assertivos quanto a sua qualidade. Sem entrar no mérito se um modelo é melhor ou pior e considerando as simplificações criadas no sistema poroso, conclui-se que as comparações com os outros métodos produziram resultados satisfatórios a medida que os valores apresentados são equivalentes. Demonstram, portanto, a robustez esperada das indeterminações existentes nos modelos descritos pelos autores usados como embasamento para este trabalho.

Assim como qualquer pesquisa de assuntos considerados estado-da-arte, o maior desafio está na validação estatística dos métodos propostos. Experimentos de laboratórios podem ser usados como auxiliares ao entendimento do modelo, mas estatisticamente eles esbarram, principalmente, no seu tempo de execução, recurso e muitas vezes viabilidade. Até mesmo considerar o grandeza da amostra para validar um experimento desta natureza implica em valores como tamanho total da população para o caso finito, ou falta de dados como desvio padrão, ou prevalência esperada em casos infinitos. Por exemplo, supondo que o tamanho da população de rochas de reservatório seja 1000, com margem de erro de 10% e nível de confiança de 90%, a quantidade mínima para validar um . modelo com estatisticamente seria no mínimo de 64 amostras. Da estatística, usando estimativa de média ou de prevalência, a quantidade de amostras mínimas para validar um experimento

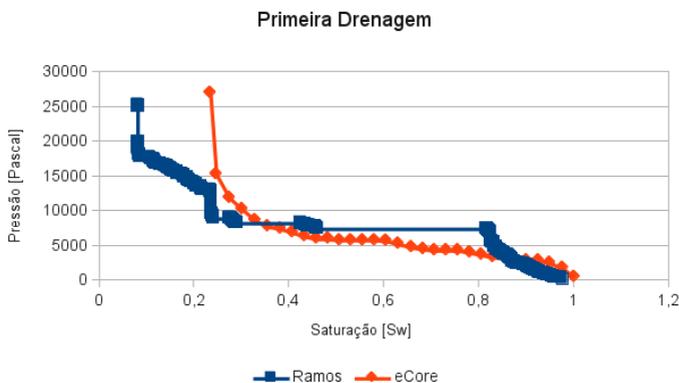


Figura 35 – Curva de pressão capilar usando a amostra C2.

torna-se cada vez maior a medida que a confiabilidade aumenta e a incerteza sobre a população aumenta.

Esta seção tem como objetivo demonstrar os experimentos feitos no modelo usando múltiplas escalas, principalmente vislumbrando a análise comportamental do ambiente testado. A avaliação dos dados se dá junto do entendimento da natureza do experimento e muitas vezes comparando com a Rede de Poros e Gargantas. Para isso serão apresentados diversos métodos que mensuram a conduta da rede perante diferentes metodologias.

7.5.1 Volume Artificial

A geração de volumes com distribuição bimodal de poros extrapola o assunto presente neste trabalho. Contudo, a geração desses volumes ajuda no estudo e análise dos resultados apresentados pelos modelos propostos. Na literatura são apresentados diversos métodos baseados em gaussiana trucada para a geração computacional de volumes bifásicos como em Pinheiro et al. (2016) e Beucher e Renard (2016). Contudo, gerar um volume que apresente as características necessárias para testar a eficiência dos modelos propostos necessitam de grandes ajustes de valores de entradas do sistema, além de produzirem resultados que nem sempre elucidam os questionamentos para os testes deste documento.

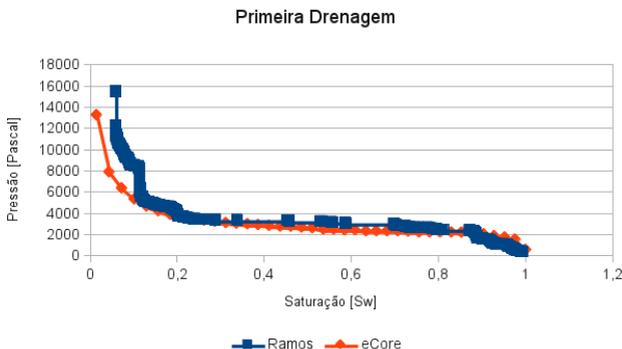


Figura 36 – Curva de pressão capilar usando a amostra S1.

Para os diferentes testes feitos durante o tratamento dos métodos propostos, foram criados efeitos específicos na formação dos volumes de referência. Para tal, cada seção responsável pelo teste demonstrará o modelo de criação de micro porosidade em conjunto com a análise necessária e os valores extraídos.

7.5.2 Super Volume

Como método de avaliação e comparação, neste trabalho foi criado um volume que será referido como “Super Volume”. Este é apresentado como um volume grande suficiente para conter tanto a macro escala com o micro escala, nas devidas proporções. No capítulo 6 é mencionado que para utilizar de forma genuína a simulação de uma rede que apresente mais de uma escala seria necessário muitas vezes um volume proibitivo computacionalmente. O super volume representa uma aproximação deste volume, contudo, ainda com alguma simplificação na sua estrutura.

Considerando que para a utilização do método citado em 6.4 é necessário pelo menos um volume bifásico e trifásico, representando a micro e a macro escala respectivamente. Além disso, ambos representando um volume elementar representativo para que a estatística nele seja compatível com a simplificação de qualquer modelo usado para a sua simulação. O “Super Volume” é criado a partir destes dois volumes, criando um volume resultante de tamanho adequado e equivalente

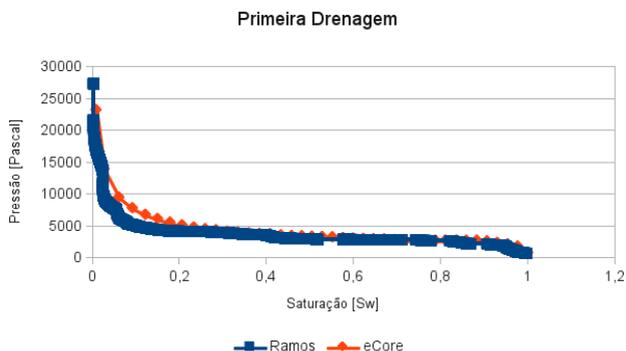


Figura 37 – Curva de pressão capilar usando a amostra S2.

e que possua ambas as escalas.

O processo de criação do volume é composto por:

- Aquisição do volume trifásico (Macro Volume);
- Aquisição do volume bifásico (Micro Volume);
- Escalonamento do Macro Volume;
- Composição dos Volumes.

Como mencionado o Macro Volume é composto por 3 fases, representando o sólido, poro e uma região indefinida. Também foi visto que o Micro Volume é uma porção menor do Macro Volume representando e descrevendo estatisticamente a parcela de micro porosidade do Macro Volume. Idealmente o “Super Volume” é criado pelo cálculo da diferença entre o tamanho das amostras e pela sobreposição em formato de mosaico dos volumes. Durante a sobreposição, as regiões de indefinição são substituídas pela região representando a micro porosidade.

Deve-se deixar claro que a resolução dos volumes é importante para a comparação os seus tamanhos, não necessariamente o tamanho em Voxels.

Por exemplo, o seguinte caso:

Supondo uma amostra da macro escala, representada como um volume cúbico de 200 voxels, e com resolução de $20 \mu\text{m}$. Para a micro escala, um volume cúbico de 200 voxels e resolução de $10 \mu\text{m}$. Neste caso, tem-se apenas o dobro de representatividade da escala micro,

porém, mesmo com o mesmo tamanho em voxels, com uma representatividade do volume total menor. Neste caso, um “Super Volume” representando ambas as escalas resultantes devem possuir 400 voxels e resolução de $10 \mu\text{m}$.

O “Super Volume” então, deve-se adequar a capacidade de computação, considerando memória e tempo de processamento. Para equipamentos, tanto de processamento para um computador ou de aquisição em um tomógrafo; que possa ignorar os requisitos citados, os modelos de simulação usando representação bimodal não seriam necessários. Contudo, como esse cenário não é realístico, mesmo o “Super Volume” precisa ter o seu processo inicial de escalonamento do Macro Volume ajustado à capacidade disponível. Sendo assim, ao invés de aumentar o tamanho do volume para compor exatamente toda a fase micro, que poderia significar aumentos entre 10 e 100 vezes, usam-se pequenas distorções e simplificações durante esta etapa inicial.

7.5.3 Análise baseada em Resistência

De acordo com Renard e Marsily (1997), na seção 6.4 são apresentados diversos modelos para o cálculo da condutância fundamentadas no subvolume criado a partir da Rede de Poros e Gargantas. Já usado para o cálculo da permeabilidade nas redes com uma escala, mesmo mais complexo e com menor desempenho computacional, o método baseado em resistência, demonstrado na seção 6.4.5 (ou simplesmente Baseado em ligações), intuitivamente deve apresentar os melhores resultados para alcançar a etapa de “união das condutâncias” presente no modelo e demonstrado em 6.5.

É importante salientar que o resultado para a métrica baseada em resistências, por possuir um grau menor de simplificações, tende a responder melhor as simulações. Pelo mesmo motivo, sua resolução é mais complexa computacionalmente e deve exigir maior poder computacional.

Volumes resultantes da mesclagem de diferentes amostras provenientes de gaussiana truncada, foram utilizados para os testes com condutância baseada em resistência. Nesta etapa foram gerados dois volumes de tamanhos diferentes, gerados pela gaussiana truncada, transformados para se encaixar no tamanho do maior e posteriormente mesclados com a seguinte regra. Apresentada por Liang et al. (1998), a gaussiana truncada é uma técnica matemática que com base em um alcance de correlação (λ) é possível gerar um volume amostral uni-modal.

	λ	Porosidade (%)	Micro Poro	Macro Poro
T1.1	4	13	11,4	13
T1.2	4	14	12,1	14
T1.3	8	13	11,5	13
T1.4	8	15	12,9	15
T1.5	16	13	11,4	13

Tabela 12 – Volumes T1, para o experimento 1, referente a análise baseada em resistências, criados da mescla das gerações usando gaussiana truncada para porosidades entre 10 e 20%.

Este alcance de correlação designa o comprimento característico onde, até este comprimento o meio é correlacionado. Além deste comprimento o meio é considerado aleatório para uma dada semente inicial.

Dado os volumes A e B, tendo A como um volume de tamanho máximo igual à metade do tamanho de B. A é transformado para ter o mesmo tamanho de B, pelo escalonamento linear. Ambos os volumes são sobrepostos e o resultante C é criado a partir da união entre os voxels na mesma posição de A e B, onde o voxel de B é usado para o volume C, exceto quando Voxel de A e de B sejam diferentes. Neste último caso o Voxel resultante será considerada a terceira fase, isto é, indefinido.

Como definição de notação, para os experimentos e testes efetuados com o auxílio dos volumes gerados, terá como nomenclatura “T”, seguido pelo número do experimento.

Dada a geração de volumes cúbicos com tamanhos entre 50 e 100, conforme descrito, a Tabela 12 exhibe as características geradas para cada amostra e usando um “Super Volume” (em 7.5.2), também cúbico, com tamanho de 600 voxels. O Anexo C, apresenta as imagens das fatias representativas das amostras geradas.

O método para o cálculo da permeabilidade absoluta, baseado em resistências se mostra eficaz para as amostras criadas e exibidas na Tabela 12. Em 13 os valores visivelmente se aproximam, mesmo para amostras que com graus de incertezas tão grandes quanto as apresentadas. Como explicado no método de mesclagem, e sabendo que a geração das amostras usando volume de 50 e 100 voxels resulta em um volumes de tamanho 100 voxels, ao comparar com o “Super Volume”, isso representa uma diferença de tamanhos de 6 vezes. Essa comparação só é possível, pois, ambas as amostras de volumes trifásicos, como os respectivos “Super Volumes”, são estatisticamente equivalentes. Am-

	Super	Resistência (guia aleatório)	Resistência (guia de pressão)
T1.1	12,8	15,9	27,8
T1.2	62,7	53,74	71
T1.3	14,06	9,36	20,9
T1.4	115	91	137,5
T1.5	13,64	10,49	20,8

Tabela 13 – Tabela com os valores absolutos, do experimento T1, para a permeabilidade absoluta na rede multiescalar usando método baseado em resistências. A escala fina é representada por um Volume Elementar Representativo de permeabilidade 2,1 mD.

bos são baseados na mesma gaussiana truncada e na mesma amostra representando a micro escala, com valor de permeabilidade de 2,1 mD.

Uma das vulnerabilidades presentes no método baseado em resistência é a escolha das condições de contorno no próprio poro. Entender como o fluxo entra em um poro e por onde esse fluxo sai durante um regime permanente simulado é um desafio. Esse comportamento depende do arranjo da rede, bem como no regime do fluido no interior poroso. Um dos meios de efetuar essa escolha seria pelo cálculo da capilaridade e com a simulação de intrusão da rede. Contudo, efetuar esse teste antes de calcular a permeabilidade exige uma rede preparada, com sua caracterização de molhabilidade e com os devidos passos da invasão do fluido, o que torna o processo custoso. Desse modo, primeiramente é utilizado uma escolha de entradas e saídas do poro ao acaso. Nesse método, somente uma das gargantas é considerada com fluxo de entrada no poro, enquanto as outras são consideradas saídas. Este primeiro caso é referido como “guia aleatório”. A segunda experiência, considera as pressões em cada poro. Processo não tão custoso quando comparado a capilaridade da rede. A matriz de pressões baseada nas secções transversais de cada poro é criada e o fluxo percorre-a pela diferença de pressão dos poros vizinhos. Saindo do poros de maior pressão para o de menor pressão. Para este segundo caso, a tabela 13 se refere como “Guia de pressão”.

Como mostrado na Figura 38, o gráfico dos experimentos mostra as diferenças de permeabilidade para os diferentes modos de invasão de fluido nos poros. Para os casos apresentados e estudados, o valor usando as pressões como guia de entrada e saída do poro apresenta resultados mais expressivos, demonstrando a importância de uma escolha precisa

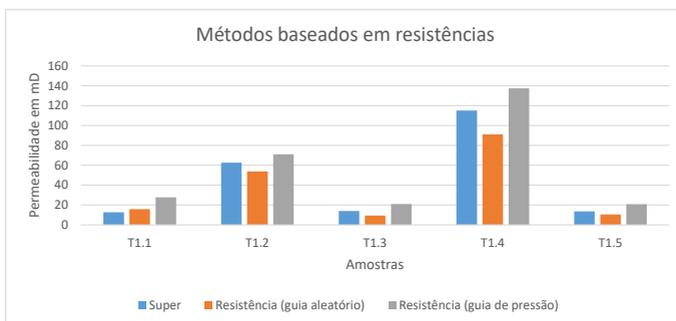


Figura 38 – Gráfico comparativo para a permeabilidade absoluta na rede multiescalar, usando método baseado em resistências, para os volumes artificiais criados. Além disso, como embasamento apresenta a comparação com o “Super Volume”.

do fator de contorno no interior de cada poro.

7.5.4 Vazão mandatória em Macro poros

Volumes com vazão mandatório por macro poros foram testados utilizando o método de permeabilidade com amostras de diferentes escalas. Para esses métodos a micro porosidade tende a subestimar o valor de permeabilidade, reduzindo-o. Como esperado, uma vez que a rede percolante seja representada somente pela rede com macro poros, os micro poros interferem no cálculo de condutância de forma negativa. As amostras na Tabela 14 foram usadas para a avaliação dessa situação. Como mostra o gráfico da Figura 41, os valores de permeabilidade do “Super Volume” são superiores, quando comparados com os valores usando múltiplas escalas. Principalmente para o Volume T2.6, que possui 7% de micro porosidade, esse valor ainda não é suficiente para percolar, demonstrando também uma queda significativa do valor de permeabilidade da rede.

Para os casos apresentados no experimento T2, o comportamento se mantém constante. Como esperado o valor de permeabilidade cai, não somente devidos as simplificações impostas durante o cálculo de condutância usando a fração de subvolume referente a um poro ou a uma garganta, mas também a presença da micro porosidade. Para as situações onde a micro porosidade seja suficiente para permear na

	Macro	Micro
T2.1	30	0,8
T2.2	30	1,4
T2.3	30	2,1
T2.4	30	3,1
T2.5	30	4
T2.6	30,5	7

Tabela 14 – Volumes cúbicos criados com base no método de Gaussiana truncada, e em volumes de 50 e 100 voxels, usados como base para o experimento T2. Todos os volumes possuem como base λ 4.

	Super	Resistência (guia aleatório)	Resistência (guia de pressão)
T2.1	8893	6597,27	6656,64
T2.2	7407	6029,32	6333,6
T2.3	7484	5485,18	5783,2
T2.4	7537	4357,18	4748,2
T2.5	7520	4637,75	5146,6
T2.6	7704	3528,57	4329,6

Tabela 15 – Valores de permeabilidade absoluta, aplicados aos volumes da Tabela 14, experimento T2, bem como a comparação com o “Super Volume” de tamanho 600.

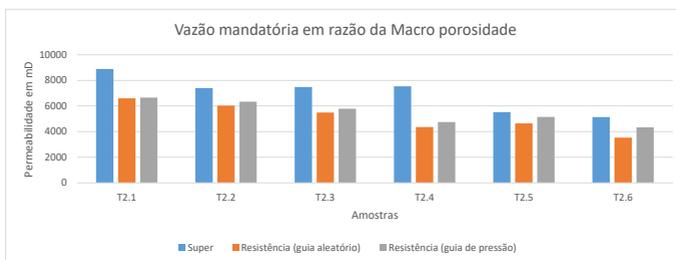


Figura 39 – Gráfico comparativo, referente a tabela 15, para a permeabilidade absoluta na rede multiescalar, usando método baseado em resistências. Este gráfico mostra o “Super Volume” comparado as amostras criadas com predominância da macro escala.

escala indefinida, espera-se que a permeabilidade seja reduzida devido a predominância da região de macro porosidade. Ou seja, enquanto a micro porosidade não permear, a rede equivalente será a mesma rede gerada na primeira etapa, porém com secção transversal de garganta, ou raio de poro menor. Por outro lado, caso a região indefinida seja suficiente para permear na micro porosidade, está não será suficiente para influenciar a vazão da região. Neste último caso, a rede se comporta como um circuito com resistências em paralelo, onde a dominância se dá pela região porosa de maior vazão, deste modo a região micro não influencia ou sua influência é mínima.

Durante os testes, para essas regiões, também se observou uma tendência maior no erro gerado pelo sistema linear. Isso significa uma convergência do algoritmo numérico com passos menores e com mais possibilidades de encontrar mínimos locais. Neste caso o algoritmo demora mais para apresentar as respostas. Isso se deve a grande discrepância entre os valores de condutância entre macro poros e micro poros, uma vez que uma das escalas tem pouca representatividade no sistema. Por exemplo, considerando as imagens apresentadas em 40, enquanto a região com macro porosidade (representada com 30% da porosidade) é abundante e bem distribuída na image, a micro porosidade, apresenta aglomerados delimitados e bem localizados em regiões específicas do volume. O erro desse tipo de sistema é perceptível uma vez que os valores de vazão na entrada e saída da rede possuem erros numéricos muito grandes. Para os métodos apresentados até aqui, usando a solução proposta e resolvendo o sistema por meio do Bi-CGSTAB, alcançar um erro menor significou permitir que o sistema executasse

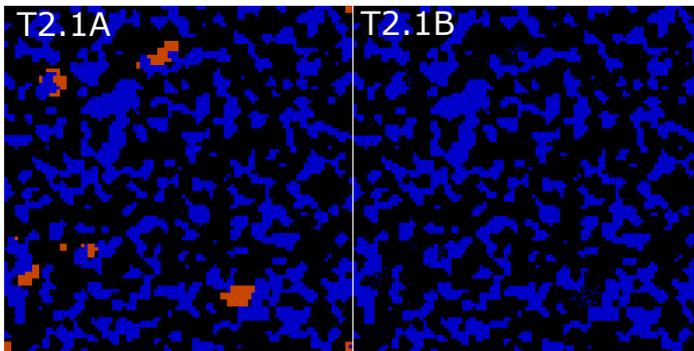


Figura 40 – T2.1A representa uma fatia do volume T2.1, com três fases. Preto representando sólido; Azul poro; e Vermelho indefinido. T2.1B representa uma fatia do volume T2.1, mas após o processo de criação da “Super image”, com Preto como sólido e Azul como poro

mais tentativas de redução do erro numérico.

7.5.5 Equilíbrio entre micro e macro escala

Uma vez que a vazão na escala macro não predomina na rede, o modelo possui um comportamento mais adequado. Para amostras geradas, com o valor de micro porosidade não desprezível, as permeabilidades se aproximam e, como mostrado na Tabela 17, para os volumes da Tabela 16 e comparados no gráfico da Figura 41, essa relação se torna satisfatória para os volumes estudados. Nestes casos existem uma distribuição mais uniforme da micro escala no volume, impedindo que ele forme grandes aglomerados presentes somente em regiões específicas. Para verificar se os valores se mantinham coerentes, para os testes aplicados os volumes “T3.1” e “T3.3” foram testados com base em um volume de permeabilidade 2,1 mD, enquanto o “T3.3”, 1,8 mD. Independente da permeabilidade do volume elementar representativo da fase fina, os valores de permeabilidade usando o método de guia por pressão se mostraram eficientes.

Observa-se também a estabilidade predominante do método usando resistências com guia de pressão. Mesmo que alguns experimentos demonstrem valores absolutos mais próximos com os valores registrados pelo método de resistência com guia aleatórios, este método, assim

	Macro	Micro
T3.1	25,3	15
T3.2	15,2	4,35
T3.3	15	16,9

Tabela 16 – Volumes cúbicos criados com base no método de Gaussina truncada, e em volumes de 50 e 100 voxels. Todos os volumes possuem como base $\lambda 4$.

	Super	Resistência (guia aleatório)	Resistência (guia de pressão)
T3.1	135,6	280	174
T3.2	68,7	68	79,2
T3.3	124	105	140,3

Tabela 17 – Tabela de permeabilidade absoluta em mD, baseada nos métodos de resistência e no “Super Volume” cúbico de tamanho 600.

como o nome mostra, demonstra instabilidade devido a aleatoriedade das escolhas de entrada e saída de cada poro e as possível indefinições e inconsistências criadas pela característica do método. Ou seja, nos casos testados e apresentados, utilizar uma métrica bem definida e mais fiel ao comportamento físico, como esperado, mostra resultados mais estáveis.

7.5.6 Predomínio da micro escala

O modelo foi exposto à duas situações extremas, com a intenção de testar a robustez do modelo. Além disso, devido à alta demanda por processamento exigido nos modelos baseados em Resistência, o modelo de vazão aleatório foi abandonado para o restante dos testes, e novos cálculos de condutância, já apresentados, foram utilizados como forma de comparação em conjunto com o “Super Volume”.

Durante o primeiro experimento a micro porosidade é distribuída mais uniformemente no interior da rocha. Uma grande parte da região formada, forma caminhos que criam novas conexões entre macro poros, que graças a micro porosidade tem a possibilidade de se tornarem percolantes. Em um segundo experimento, grandes aglomerados de micro

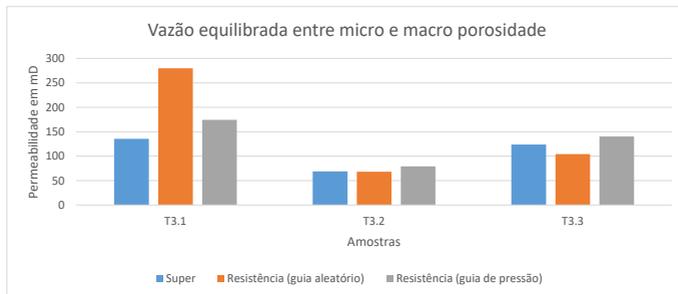


Figura 41 – Gráfico comparativo, referente a tabela 15, para a permeabilidade absoluta na rede multiescalar, usando método baseado em resistências. Este gráfico mostra o “Super Volume” comparado as amostras criadas com predominância da macro escala.

porosidade formam criadas no interior do volume, ao mesmo tempo, a maior parte dos macro poros foram conectados diretamente ou posicionados no interior desses aglomerados. A Figura 42, exibe uma fatia das amostras citadas. Na Figura 42.A, a fase vermelha representa a micro porosidade, dominante e envolvendo a macro porosidade, enquanto que a Figura 42.B exibe ligações que conectam regiões de macro escala da amostra. O Anexo B, apresenta as imagens referentes das outras amostras. Além disso, e da seção 7.5.4, pode-se concluir que as falhas são semelhantes em ambos os casos. Independente da quantidade de micro ou macro porosidade, quando esses formam grandes aglomerados, possuem caráter heterogêneos e apresentam subvolumes muito grandes baseados na primeira etapa de construção da rede, o modelo apresentado neste documento tende a não resultar em valores coerentes quando comparados com o “Super Volume”. Ainda sim, os as mesmas hipóteses levantadas em 7.5.4 sobre a in adequação do “Super Volume” para extrapolar valores de aglomerados muito grandes também precisam ser levados em consideração e testes com experimentos reais podem ser efetuados para afirmações mais precisas.

Para estes testes foram usados volumes representando a micro escala de tamanho 400 e com permeabilidade de 1,6 mD. Além disso, os “Super Volumes” criados possuem tamanho 1000 Voxels e resolução de 6 microns.

Por meio dos gráficos apresentados nas Figuras 43 e 44 é visível a diferença dos resultados entre os dois cenários. Na Figura 43 o gráfico demonstra o comportamento das permeabilidades comparadas com os

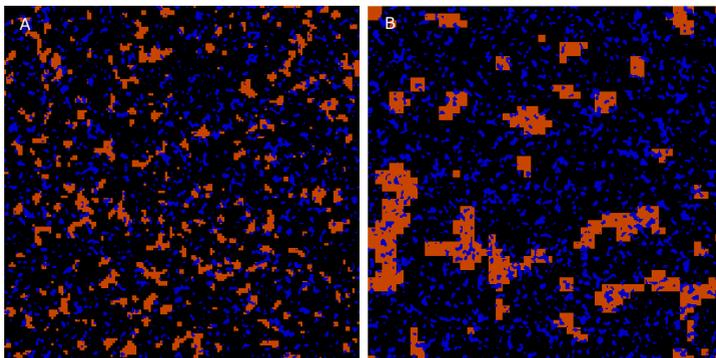


Figura 42 – Amostras com diferentes comportamentos de micro porosidade. A. Micro porosidade homogênea e bem distribuída, conectada entre si e possibilitando conectividade com a macro escala. B. Micro escala em aglomerados, concentrada em partes específicas do volume, e absorvendo partes de macro poros.

“Supre Volume” cúbico de 1000 voxels. Para as três primeiras amostras geradas os valores se aproximam e complementam os estudos anteriores. Porém, para os três últimos volumes o experimento 2, mostrado no gráfico logarítimo de base 10 44, revela a grande diferença que existe entre as medições do “Super Volume” e da rede multi modal.

Tendo visto as imagens e comparando com os resultados, chega-se as seguintes hipóteses. No primeiro experimento a primeira etapa de criação da rede parece ter funcionado satisfatoriamente. Lembrando que durante a criação do modelo multiescalar, a Rede clássica é criada no volume trifásico, usando tanto fase poro, como fase indefinida para

	Macro	Micor
T4.1	12	10,6
T4.2	13	10,1
T4.3	12	13,2
T4.4	13	10,1
T4.5	12	13,2
T4.6	12	13,2

Tabela 18 – Descrição de porosidade dos volumes gerados.

	Super	Resistência	Aritmética	Harmônica	Amostrada	Mixed Bonds
T4.1	1,2	2,7	8,2	0,6	1	1,6
T4.2	39,4	37,7	49,6	1,2	4,1	67,1
T4.3	1,6	3,9	10,8	0,05	0,1	2,7
T4.4	54,9	794	677	485	52,7	178
T4.5	8,7	28,9	12,6	1,4	1	16,8
T4.6	6,23	14,5	13	0,3	1,1	7,7

Tabela 19 – Valores de permeabilidade em mD, para modelos usando Resistência, Média Aritmética, Média Harmônica, Amostrada da condutância mais predominante e Mixed Bonds.

formação da rede. Nesse primeiro instante, a rede foi criada e por possuir mais elementos, sua representatividade se mostrou muito maior. Todavia, para o segundo experimento a criação da Rede clássica, por possuir muitas regiões de macro poro, e apresenta heterogeneidade no seu posicionamento, ela forma grandes elementos contendo ambas as escalas, consequentemente reduzindo a representatividade da primeira. Nesse experimento, e considerando as hipóteses levantadas, conclui-se que a representatividade da primeira rede é importante para reduzir o grau de incerteza entre as múltiplas escalas. Assim, assume-se com alto grau de certeza que o método utilizado não origina boas aproximações para elementos representando sub volumes muito grandes.

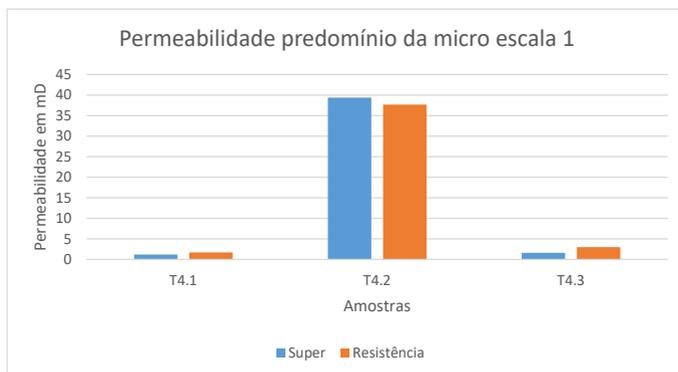


Figura 43 – Gráfico comparativo das amostras citadas na Tabela 18.

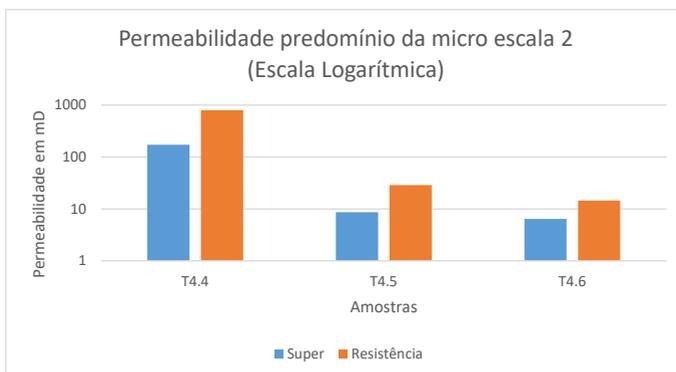


Figura 44 – Gráfico em escala logarítmica dos valores usando o experimento 2 das amostras citadas na Tabela 18 .

7.5.7 Preenchimento de gargantas sequencial

Considerando que o preenchimento de poros é menos relevante para a permeabilidade que a redução da vazão em um estreitamento do sistema, este experimento tem como objetivos verificar a influência da micro escala no meio poroso. Para efetuar este teste, usa-se um volume bifásico, durante o processo inicial as gargantas do sistema poroso foram identificados conforme os critérios de criação de gargantas para as Redes de Poros e Gargantes, e essas são escolhidas de forma sequencial para serem completamente preenchidas com micro porosidade. Deste modo e para diferentes testes, ao aumentar a quantidade de micro porosidade na rede, garante-se que as mesmad gargantas são preenchidas sequencialmente. Para representar essa micro porosidade das gargantas o volume representando a micro escala possui permeabilidade absoluta de 1,6 mD. Por não se tratar de uma comparação totalmente quantitativa com base em outro experimento, para verificar a tendência criada sobre o sistema com a inserção da micro porosidade foi utilizado o método Mixed Bond. Além de não necessitar a navegação pela rede completa para o cálculo das pressões por poro, o Mixed Bond se mostrou efetivo e com resultados bem comportados (com a mesma tendência) quando comparados aos “Super Volumes” e métodos baseados em resistência.

Preenchendo sempre as mesmas gargantas de forma gradativa, demonstrou que a tendência de permeabilidade se mantém. Mesmo

	% de gargantas	0	20	40	60	80
T5.1	%micro	0	6,8421	13,8844	21,0251	27,8521
	permeabilidade (mD)	27,6	7	1,8	0,27	0,13
T5.2	%micro	0	8,7985	17,7539	27,042	36,1056
	permeabilidade (mD)	347	183	91	33	4
T5.3	%micro	0	10,3528	20,7955	31,3543	42,598
	permeabilidade (mD)	1080	684	423	234	123
T5.4	%micro	0	11,8744	23,9554	36,2124	48,7458
	permeabilidade (mD)	2468	1623	1028	589	252
T5.5	%micro	0	7,7149	15,4333	23,3985	31,7219
	permeabilidade (mD)	170	74	39	21	7
T5.6	%micro	0	10,1074	19,9829	29,8497	39,4025
	permeabilidade (mD)	1109	543	289	138	59

Tabela 20 – Valores de permeabilidade pelo aumento gradativo de micro escala nas gargantas.

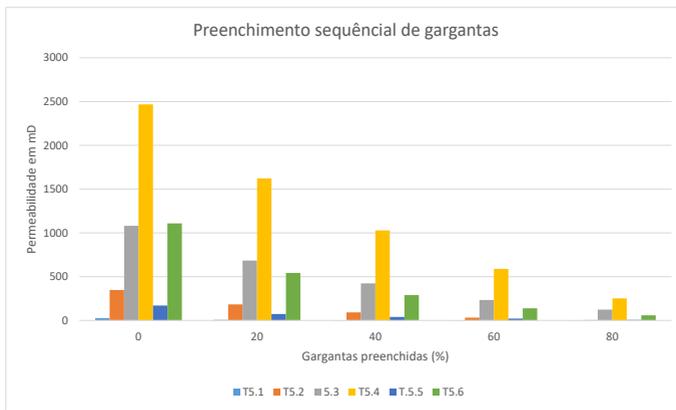


Figura 45 – Gráfico comparativo para os valores de gargantas preenchidas referentes a Tabela 20.

desconhecendo exatamente a garganta preenchida, a tabela demonstra o indicativo que, mantendo a micro porosidade em uma mesma sequência de poros, a permeabilidade final é invariante, e está sempre reduz.

8 CONCLUSÃO

Esta tese de doutorado se inicia introduzindo a importância do estudo do comportamento de rochas de reservatório pelo uso de métodos numéricos computacionais. Historicamente, iniciando por métodos que envolviam principalmente rochas siliciclásticas, com distribuição de tamanhos de poros mais regulares, ou simplesmente poro uni-modal. Com o avanço da tecnologia e dos modelos empregados para a determinação do comportamento do meio poroso, hoje, consideram-se novas abordagens para analisar sistemas porosos mais complexos. Foi abordado, portanto, meios porosos com grandes variedades de tamanhos de poros, como arenitos com significativas fases de argila e carbonetos, caracterizando estes meios heterogêneos de poros (classificados como microporos e macroporos). O grande desafio apresentado se encontra principalmente na necessidade de representar essas amostras mais complexas com descrições de duas ou mais escalas espaciais. Para tanto é proposto um método de extração de redes de poros baseados na ideia de bolas (ou esferas) máximas, descrevendo o sistema em múltiplas etapas. Além disso, apresenta um modelo matemático que estima a permeabilidade intrínseca (ou absoluta) do sistema poroso bimodal.

No capítulo 2, foi feita a fundamentação teórica sobre os aspectos físicos envolvidos nos modelos mostrados, assim como são apresentados e interpretados os dados brutos e as imagens microtomográficas das rochas. Observaram-se diversos aspectos teóricos, bem como diferentes modelos para a representação da região porosa baseada em poros bimodais. Constatou-se que a partir dos modelos existentes na literatura, diversas otimizações poderiam ser aplicadas para representar o problema de pesquisa.

Em seguida, no capítulo 5, foi apresentado o modelo de redes baseados em bolas máximas, bem como suas modificações e melhorias das características quando baseadas na extração clássica apresentada por Dong e Blunt (2009) e Al-Kharusi e Blunt (2007). O algoritmo proposto demonstrou aspectos de otimização do preenchimento dos espaços vazios, além da utilização de distância euclidiana na representação das esferas, aspecto que torna o modelo mais conciso e eficiente.

Após abordar a criação da Rede de Poros, referenciada simplesmente como rede clássica por apresentar escalas bem definidas, no capítulo 6, foi tratado o Modelo de Rede de Poros bimodal. Este modelo foi criado para responder o problema de pesquisa, assim como fortalecer o objetivo específico desta tese. Foram apresentadas as distinções

de Macro-poro, Micro-poro e Mix-poro com diferentes definições de elementos presentes na rede, representando assim a variedade de tamanhos de poros, bem como caracterizando as regiões indefinidas das escalas distintas. O modelo de Rede de Poros bimodal evidenciou a estrutura hierárquica de diferentes fragmentos da amostra de dados, representando em detalhes regiões com indefinições, e usando as mesmas simplificações abordadas na rede de Poros e gargantas para representar sub-regiões mais simplificadas.

Diante dos modelos sugeridos foram efetuados testes para a avaliação dos resultados obtidos por ambas as etapas de modelagem, abordado no capítulo 7. Inicialmente, usando volumes abertos a comunidade acadêmica, foi efetuada a avaliação das modificações geradas na rede clássica. Dos dados obtidos, demonstrou-se que a rede clássica apresentada nesta tese pode caracterizar, bem como apresentar o aspecto do escoamento para diferentes tipos de amostras. Na área de estudo de reservatórios de petróleo e gás, muitas vezes a extrapolação dos resultados é algo não só necessário, mas essencial. As determinações de propriedades petrofísicas em rocha digital, como as realizadas neste trabalho para a permeabilidade e pressão capilar, devem ser consideradas estimativas. Trata-se de um método com várias etapas e simplificações: a amostragem para a obtenção de imagens 3D, o processamento das imagens, onde a segmentação (binária ou ternária) é bastante crítica, posta a complexidade das imagens e as simplificações (a modelagem do sistema poroso), neste trabalho em rede de poros e ligações. Na caracterização de reservatórios de petróleo tem-se, em geral, uma grande incerteza envolvida nos dados obtidos e muitas vezes torna-se importante responder apenas qual é a ordem de grandeza da permeabilidade, por exemplo. Certamente, para sistemas com distribuição bi-modal de poros as incertezas se acentuam. Considerando esse quesito, a rede demonstrou avanços, não só por mostrar resultados com uma menor variação quando comparados com outros métodos, mas por possuir desempenho otimizado e apresentar valores correlacionados com características físicas que facilitam o entendimento de possíveis discrepâncias de valores. Como exemplo é possível citar a amostra S6, onde após a verificação do grande erro numérico apresentado nos fluxos de entradas e saídas da rede, um estudo posterior mostrou ampla influência de um poro discrepante no sistema. Outro fator importante foram os testes de capilaridade do sistema. Mesmo após a simplificação de um ambiente poroso irregular em uma amostra simplificada por esferas e cilindros, a rede foi capaz de capturar a característica capilar do sistema. Testes comparativos demonstraram razões de invasão de poros semelhantes,

onde compreende a tendência do sistema e o comportamento do fluido no interior dos poros.

Uma vez que a rede clássica foi capaz de estimar os valores de permeabilidade intrínseca, quando comparados com outros métodos presentes na literatura, assim como modelar o comportamento capilar da estrutura porosa, foram elaborados avaliações para os sistemas de poros multiescalar. Esta etapa propendeu a avaliação do comportamento de uma rede com distribuição de poros bi-modal, comparando seus valores a volumes artificiais denominados “Super Volumes”. Os “Super Volumes” tiveram por objetivo tentar apresentar de forma simplificada a amostra na hipótese de uma representação global total. Para fins de estudo esses volumes apresentaram as escalas de forma ineficiente, porém, com a totalidade de poros, independente dos seus tamanhos. Nesta etapa, os meios de avaliação foram o cálculo da permeabilidade intrínseca da rede pelo desenvolvimento de diversos ambientes que podem ser apresentados de forma natural em rochas de reservatório.

O modelo de rede de poros apresentado para sistemas uni-modais se mostrou bastante satisfatório. Da mesma forma, considerando-se os testes realizados em sistema bi-modais virtuais, os resultados são razoáveis quando se pensa na complexidade destes sistemas, bem como nas limitações impostas ao se comparar os resultados com aqueles obtidos nos que se chamou de super volumes. Um volume maior de testes deve ser realizado visando uma melhor compreensão das limitações do modelo proposto. Como esperado, os métodos para o cálculo numérico da condutância em sub-volumes de regiões caracterizadas ou como Micro-poro ou como Mix-poro, são conhecidamente mais simples. Por representar um aglomerado posicionado em uma região espacial da amostra, e por ser caracterizado pela união desses aglomerados, cálculos complexos nesses volumes acarretariam grande impacto sobre o modelo. Sendo assim, o modelo demonstra limites nos valores de permeabilidade quando a rede criada na primeira etapa possui poucos elementos, acarretando em grande influência dos sub-volumes sobre o sistema poroso. Essa limitação se mostrou evidente no teste de domínio da micro escala no sistema e por meio das imagens geradas das amostras artificiais, com fatores de forma de quadrados e grandes poros, pouco representativos e que acabam descaracterizando o volume como elementar representativo. Por fim, o modelo é testado com um comportamento essencial do sistema, onde na seção de preenchimento de gargantas sequencial, existe uma diminuição, inicialmente abrupta, e posteriormente gradativa da permeabilidade do sistema que recebe uma massiva quantidade de micro porosidade obstruindo regiões de estreiti-

tamento. Experimento semelhante a inclusão de grandes quantidades de argila em locais significantes da rede.

Apesar de os dados obtidos nesta tese de doutoramento possuírem diversos resultados positivos, ha uma série de trabalhos futuros ou correlatos que podem ser vislumbrados como possíveis e o tema retomado e ampliado.

8.1 TRABALHOS FUTUROS

Infelizmente esta tese não dispunha de material disponível para a avaliação do sistema quando comparados com sistemas reais. A aquisição, limpeza, tomografia e ternarização deste tipo de estrutura ainda são muito limitados e de difícil acesso. Ademais, as amostras de rocha necessitam de dados da estimativa K (permeabilidade absoluta) medida em laboratório. Assim, a comparação é vista como um trabalho futuro, principalmente como validação de técnica e utilização destes modelos como padrão outro do sistema.

Como esperado, outro aspecto importante que deve ser considerado como trabalho futuro é a adaptação, ou modificação do modelo para atender a hipótese de amostras dominadas por micro estruturas. Muito embora essas amostras possam representar sistemas porosos percolantes somente em uma única fase, vez ou outra, e este demonstra mais interesse, a micro porosidade acrescenta seu comportamento a macro porosidade. Do ponto de vista do modelo de esferas máximas, isso poderia significar a sobreposição de elementos das diferentes escalas, com bases nas redes clássicas com conexão direta entre elementos, semelhante as técnicas abordadas por Jiang et al. (2013), mas sem a construção de uma rede estocástica.

Por fim, considerando a existência da hierarquia de sub-volumes da rede bimodal, seria possível obter valores de capilaridade de regiões porosas definidas como Micro-poro ou Mix-poro, repetindo assim os experimentos de pressão capilar demonstrados para redes clássicas.

REFERÊNCIAS

- AHO, A. V.; ULLMAN, J. D.; HOPCROFT, J. E. *Data Structures and Algorithms*. [S.l.]: Addison-Wesley, 1983.
- AL-GHARBI, M.; BLUNT, M. J. A 2d dynamic pore network model for modeling primary drainage. *European Science Foundation*, v. 1, p. 1, 2003.
- AL-KHARUSI, A. S.; BLUNT, M. J. *Pore Scale Characterization of Carbonate Rocks*. Tese (Doutorado) — Imperial College, 2007.
- APPOLONI, C.; FERNANDES, C. P.; RODRIGUES, C. R. O. X-ray microtomography study of a sandstone reservoir rock. v. 580, p. 629–632, 09 2007.
- BALDWIN, C. A. et al. Determination and characterization of the structure of a pore space from 3d volume images. *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 181, n. 1, p. 79 – 92, 1996. ISSN 0021-9797. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0021979796903586>>.
- BARRETT, R. et al. *Templates for the Solution of Linear Systems: Building Blocks for Iterative Methods, 2nd Edition*. Philadelphia, PA: SIAM, 1994.
- BAUER, D. et al. Improving the estimations of petrophysical transport behavior of carbonate rocks using a dual pore network approach combined with computed microtomography. *Transport in Porous Media*, v. 94, p. 505–524, Sep 2012. ISSN 1573-1634. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11242-012-9941-z>>.
- BEKRI, O. V. S. Pore network modeling of rock transport properties: applications to a carbonate. *International Symposium of the Society of Core Analysts*, v. 22, p. 12, 2006.
- BEUCHER, H.; RENARD, D. Truncated gaussian and derived methods. *Comptes Rendus Geoscience*, v. 348, n. 7, p. 510 – 519, 2016. ISSN 1631-0713. Modelling approaches in sedimentology. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1631071315001698>>.

BRYANT, S.; BLUNT, M. Prediction of relative permeability in simple porous media. *Phys. Rev. A*, American Physical Society, v. 46, p. 2004–2011, Aug 1992. Disponível em: <<http://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRevA.46.2004>>.

BULTREYS, T.; HOOREBEKE, L. V.; CNUDDÉ, V. Multi-scale, micro-computed tomography-based pore network models to simulate drainage in heterogeneous rocks. *Advances in Water Resources*, v. 78, p. 36 – 49, 2015. ISSN 0309-1708. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0309170815000299>>.

BÉKRI, S.; LAROCHE, C.; VIZIKA, O. Pore network models to calculate transport and electrical properties of single or dual-porosity rocks. 01 2005.

CHEN, S.; DOOLEN, G. D. Lattice boltzmann method for fluid flows. *Annual Review of Fluid Mechanics*, v. 30, n. 1, p. 329–364, 1998. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1146/annurev.fluid.30.1.329>>.

COSTANZA-ROBINSON, M. S.; ESTABROOK, B. D.; FOUHEY, D. F. Representative elementary volume estimation for porosity, moisture saturation, and air-water interfacial areas in unsaturated porous media: Data quality implications. *Water Resources Research*, v. 47, n. 7, 2011. Disponível em: <<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1029/2010WR009655>>.

DASGUPTA, S.; PAPADIMITRIOU, C.; VAZIRANI, U. *Algorithms*. <http://www.cs.berkeley.edu/~vazirani/algorithms.html>: McGraw-Hill Higher Education, 2006. 93-118 p.

DELERUE, J.-F.; PERRIER, E. Dxsoil, a library for 3d image analysis in soil science. *Computers & Geosciences*, v. 28, n. 9, p. 1041 – 1050, 2002. ISSN 0098-3004. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098300402000201>>.

DIESTEL, R. *Graph Theory*. Third. Springer-Verlag, Heidelberg, 2005. (Graduate Texts in Mathematics, v. 173). Disponível em: <<http://vg00.met.vgwort.de/na/ddfc84df913d6ef96f8f?l=http://www.math.uni-hamburg.de/home/diestel/books/graph.theory/GraphTheoryIII.pdf>>.

DONG, H. *Micro-CT Imaging and Pore Network extraction*. Tese (Doutorado) — Imperial College, 2007.

DONG, H.; BLUNT, M. J. Pore-network extraction from micro-computerized-tomography images. *Phys. Rev. E*, American

Physical Society, v. 80, p. 036307, Sep 2009. Disponível em:
<<http://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRevE.80.036307>>.

DULLIEN, F. A. L. *Porous media: fluid transport and pore structure*. 2. ed. Academic Press, 1992. ISBN 9780122236518. Disponível em:
<<http://www.worldcat.org/isbn/9780122236518>>.

ERICSON, C. *Real-Time Collision Detection*. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, Inc., 2004. ISBN 1558607323, 9781558607323.

GHOUS, A. et al. 3d characterisation of microporosity in carbonate cores. *Middle East Regional SPWLA Symposium: Petrophysics and Brown Field Resource Optimization*, 2007. Disponível em:
<https://www.researchgate.net/publication/237837624_3D_characterisation_of_M

GONZALEZ, R. C.; WOODS, R. E. *Digital Image Processing*. 2nd. ed. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 2001. ISBN 0201180758. Disponível em:
<<http://dl.acm.org/citation.cfm?id=559707>>.

GORBATSEVICH, F. F.; IKOPSKY, S. V.; ZHARIKOV, A. V. Structure and permeability of deep-seated rocks in the kola superdeep borehole section. *Geomater*, v. 7, p. 145–152, 2010.

HALLIBURTON. *Basic Petroleum Geology and Log Analysis*. Halliburton, 2001. Disponível em: <<http://petroleum-technology.blogspot.com/2011/04/basic-petroleum-geology-and-log.html>>.

HARARI, Z.; WANG, S.-T.; SANER, S. Pore-compressibility study of arabian carbonate reservoir rocks. *SPE Formation Evaluation*, Society of Petroleum Engineers, v. 10, p. 207–214, 1995. Disponível em:
<<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00027625>>.

HAZLETT, R. Statistical characterization and stochastic modeling of pore networks in relation to fluid flow. *Mathematical Geology*, Springer Netherlands, v. 29, p. 801–822, 1997. ISSN 0882-8121. 10.1007/BF02768903. Disponível em:
<<http://dx.doi.org/10.1007/BF02768903>>.

HAZLETT, R. D. Simulation of capillary-dominated displacements in microtomographic images of reservoir rocks. *Transport in Porous Media*, Springer Netherlands, v. 20, p. 21–35, 1995. ISSN 0169-3913. 10.1007/BF00616924. Disponível em:
<<http://dx.doi.org/10.1007/BF00616924>>.

HAZLETT, R. D.; COLES, E. Developments in synchrotron x-ray microtomography with applications to flow in porous media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Society of Petroleum Engineers, v. 1, n. 4, p. 288–296, 1998. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetroreview?id=00050985&soc=SPE>>.

HILFER, R. Geometric and dielectric characterization of porous media. *Phys. Rev. B*, American Physical Society, v. 44, p. 60–75, Jul 1991. Disponível em: <<http://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRevB.44.60>>.

JIANG, Z. et al. Representation of multiscale heterogeneity via multiscale pore networks. *Water Resources Research*, v. 49, n. 9, p. 5437–5449, 05 2013. Disponível em: <<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/wrcr.20304>>.

KAINOURGIAKIS, M. et al. Structural and transport properties of alumina porous membranes from process-based and statistical reconstruction techniques. *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 231, n. 1, p. 158 – 167, 2000. ISSN 0021-9797. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0021979700971157>>.

KNACKSTEDT, M. et al. 3d imaging and characterization of the pore space of carbonate core; implications to single and two phase flow properties. 01 2006.

LENORMAND, R.; ZARCONE, C.; SARR, A. Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts. *Journal of Fluid Mechanics*, v. 135, p. 337–353, 1983.

LIANG, Z. R. et al. A reconstruction technique for three-dimensional porous media using image analysis and fourier transforms. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 21, n. 3, p. 273–283, 1998. ISSN 0920-4105. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410598000771>>.

LILJENQVIST, U. R. et al. Analysis of vertebral morphology in idiopathic scoliosis with use of magnetic resonance imaging and multiplanar reconstruction. *The Journal of Bone & Joint Surgery*, v. 84, n. 3, p. 359–368, March 2002. Disponível em: <<http://jbjs.org/article.aspx?articleid=25319>>.

LINDQUIST, W. B. et al. Medial axis analysis of void structure in three-dimensional tomographic images of porous media. *Journal of Geophysical Research*, v. 101, 1996.

LONDON, I. C. *Micro-CT Images and Networks*. [S.l.], 1907.
Disponível em: <<http://www3.imperial.ac.uk/>>.

LUCIA, F. J.; KERANS, C.; JR., J. W. J. *Carbonate Reservoir Characterization*. <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00082071&soc=SPE>: Journal of Petroleum Technology, 2003. 70-72 p.

MANWART, C.; TORQUATO, S.; HILFER, R. Stochastic reconstruction of sandstones. *Phys. Rev. E*, American Physical Society, v. 62, p. 893–899, Jul 2000. Disponível em: <<http://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRevE.62.893>>.

MASON, G.; MORROW, N. R. Capillary behavior of a perfectly wetting liquid in irregular triangular tubes. *Journal of Colloid and Interface Science*, v. 141, n. 1, p. 262 – 274, 1991. ISSN 0021-9797. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/002197979190321X>>.

MATTILA, K. *Implementation Techniques for the Lattice Boltzmann Method*. Tese (Doutorado) — University of Jyväskylä, 2010.

MEHMANI, A.; PRODANOVIĆ, M. The effect of microporosity on transport properties in porous media. *Advances in Water Resources*, v. 63, p. 104 – 119, 2014. ISSN 0309-1708. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0309170813001966>>.

MORROW, N. R. Flow through porous media. *American Chemical Society*, v. 62, p. 32, 1970.

NUMERICALROCKS. *e-Core*. [S.l.], 2004. Disponível em: <<http://www.numericalrocks.com/>>.

OKABE, H.; BLUNT, M. J. Prediction of permeability for porous media reconstructed using multiple-point statistics. *Phys. Rev. E*, American Physical Society, v. 70, p. 066135, Dec 2004. Disponível em: <<http://link.aps.org/doi/10.1103/PhysRevE.70.066135>>.

OKABE, H.; BLUNT, M. J. Pore space reconstruction using multiple-point statistics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 46, n. 1-2, p. 121 – 137, 2005. ISSN 0920-4105. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092041050400124X>>.

OREN, S. B. P.-E. 3-d pore-scale modelling of sandstones and flow simulations in the pore networks. *SPE Journal*, v. 2, n. 2, p. 136–149, jun 1997.

OSIRIX. *Osirix Image Software*. 2003. Disponível em:
<<http://www.osirix-viewer.com/>>.

PATZEK U. OF CALIFORNIA, B. T. W. Verification of a complete pore network simulator of drainage and imbibition. *SPE Journal*, v. 6, p. 144–156, 2001.

PETROBRAS. *Petrobras*. Brasil: [s.n.], 1953. Disponível em:
<<http://www.petrobras.com/>>.

PINHEIRO, M. et al. Truncated gaussian simulation to map the spatial heterogeneity of rock mass rating. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, v. 49, n. 8, p. 3371–3376, Aug 2016. ISSN 1434-453X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s00603-016-0928-x>>.

PRODANOVIĆ, M.; MEHMANI, A.; SHEPPARD, A. P. Imaged-based multiscale network modelling of microporosity in carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, Geological Society of London, v. 406, 2014. ISSN 0305-8719. Disponível em: <<http://sp.lyellcollection.org/content/early/2014/06/03/SP406.9>>.

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 – 102, 1984. ISSN 0021-9797. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0021979784904818>>.

RAMAKRISHNAN, T. S. et al. Spe-71704-ms. In: _____. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers, 2001. cap. A Model-Based Interpretation Methodology for Evaluating Carbonate Reservoirs, p. 15. ISBN 978-1-55563-154-3. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/71704-MS>>.

RAMOS, J. V. *Validação do cálculo de dados petrofísicos com base na caracterização de rochas de reservatório*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

RENARD, P.; MARSILY, G. de. Calculating equivalent permeability: a review. *Advances in Water Resources*, v. 20, n. 5, p. 253 – 278, 1997. ISSN 0309-1708. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0309170896000504>>.

ROSSET, A.; SPADOLA, L.; RATIB, O. Osirix: An open-source software for navigating in multidimensional dicom images. *JOURNAL OF DIGITAL IMAGING*, v. 17, p. 205–216, 2004. Disponível em: <<http://www.springerlink.com/content/x57mul0frg64apmh/>>.

SAITO, T.; TORIWAKI, J.-I. New algorithms for euclidean distance transformation of an n-dimensional digitized picture with applications. *Pattern Recognition*, v. 27, n. 11, p. 1551–1565, nov 1994.

SCHENA, G.; PILLER, S. F. M. Pore space characterisation and permeability prediction using fast network extraction and pore throat conductance calculation. Society of Petroleum Engineers, 2008. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-113511-MS>>.

SERRA, J. *Image Analysis and Mathematical Morphology*. Orlando, FL, USA: Academic Press, Inc., 1983. ISBN 0126372403.

SILIN, D.; PATZEK, T. Pore space morphology analysis using maximal inscribed spheres. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, v. 371, n. 2, p. 336 – 360, 2006. ISSN 0378-4371. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037843710600464X>>.

SILIN, D. B. Robust determination of the pore space morphology in sedimentary rocks. Society of Petroleum Engineers, 2003. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00084296&soc=S>>.

SILVA, A. F. B. *Caracterização do Espaço Poroso em Rochas por Esferas Máximas Exatas*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.

STACY, R. *Contact Angle Measurement Technique for Rough Surfaces*. Dissertação (Mestrado) — Michigan Technological University, 2009.

TADMOR, R. Line energy and the relation between advancing, receding, and young contact angles. *American Chemical Society*, v. 20, p. 7659–7664, July 2004. Disponível em: <<http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/la049410h>>.

TOMUTSA, L.; RADMILOVIC, V. Focussed ion beam assisted three-dimensional rock imaging at submicron scale. Lawrence Berkeley National Laboratory: Lawrence Berkeley National Laboratory, mai 2003. Disponível em: <<http://escholarship.org/uc/item/4045j24n>>.

TORELLI, J. C. et al. A high performance 3d exact euclidean distance transform algorithm for distributed computing. *IJPRAI*, v. 24, n. 6, p. 897–915, 2010.

URSIN, J.-R.; ZOLOTUKHIN, A. B. *Reservoir Engineering*. [S.l.]: Stavanger, 2000.

VALVATNE, P. *Predictive Pore-Scale Modelling of Multiphase Flow*. VDM Publishing, 2009. ISBN 9783639053289. Disponível em: <<http://books.google.com.br/books?id=Er6XPQAACAAJ>>.

VALVATNE, P. H.; BLUNT, M. J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. *WATER RESOURCES RESEARCH*, Department of Earth Science and Engineering, v. 40, 2004. Disponível em: <<http://www.agu.org/pubs/crossref/2004/2003WR002627.shtml>>.

WATT, A.; POLICARPO, F. *The Computer Image*. [S.l.]: ACM SIGGRAPH Series, 1998.

WHITE, J.; BORJA, R.; FREDRICH, J. Calculating the effective permeability of sandstone with multiscale lattice boltzmann/finite element simulations. *Acta Geotechnica*, Springer-Verlag, v. 1, p. 195–209, 2006. ISSN 1861-1125. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1007/s11440-006-0018-4>>.

ØREN, P.-E.; BAKKE, S. Extending predictive capabilities to network models. Society of Petroleum Engineers, 1998. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/-onepetropreview?id=00038880&soc=SPE>>.

ØREN, P.-E.; BAKKE, S. Process based reconstruction of sandstones and prediction of transport properties. *Transport in Porous Media*, Springer Netherlands, v. 46, p. 311–343, 2002. ISSN 0169-3913. 10.1023/A:1015031122338. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1023/A:1015031122338>>.

ØREN, P.-E.; BAKKE, S. Reconstruction of berea sandstone and pore-scale modelling of wettability effects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 39, n. 3-4, p. 177 – 199, 2003. ISSN 0920-4105. <ce:title>Reservoir Wettability</ce:title>. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410503000627>>.

ANEXO A - Amostra uni-modal

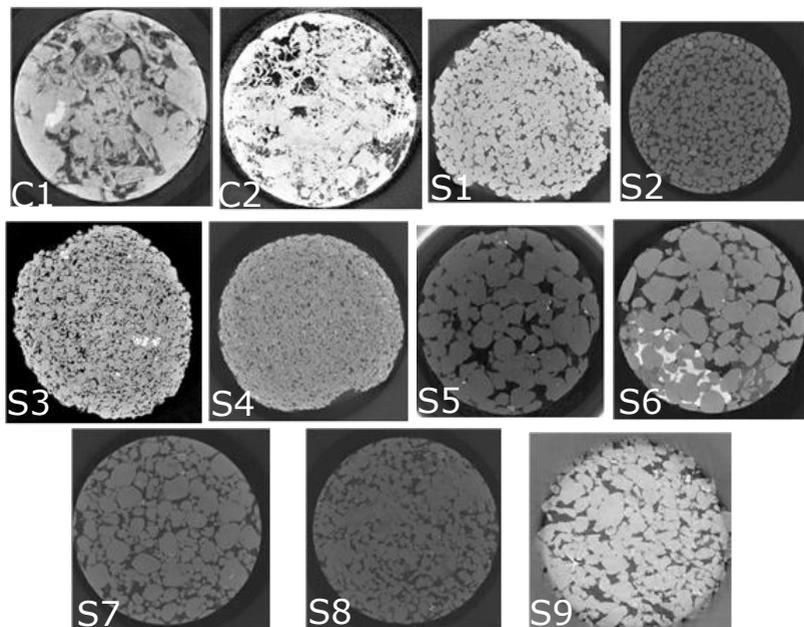


Figura 46 – Imagens das secções transversais das amostras uni-modais estudadas.

Amostra	Resolução (μm)	Tamanho (cúbico)
C1	2.85	400
C2	5.345	400
S1	8.683	300
S2	4.956	300
S3	9.1	300
S4	8.96	300
S5	3.997	300
S6	5.1	300
S7	4.803	300
S8	4.892	300

Tabela 21 – Dados de resolução e tamanho da amostra.

Amostra	Tamanho	BI-CGSTAB	GAUSS	SOR	CG
S1	2376	2,75199	21,7774	11,9103	5,6501
S2	3098	14,7238	92,2752	17,0266	12,9531
S3	12202	16,582	1532,35	499,384	246,975
S4	11904	174,888	652,451	352,167	171,771
S5	786	1,08868	1,22295	1,5663	0,714639
S6	1119	2,2863	3,10131	3,37492	1,58423
S7	1751	5,26377	20,6683	1,98411	4,33036
S8	2142	9,94118	46,0777	5,91994	8,14506

Tabela 22 – Tempo de processamento, em segundos, para a resolução do sistema linear com um dado tamanho.

Amostra	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	2472,7	2355,59	1824,26
C2	45,2763	137,127	14,2231
S1	1698,26	1028,75	801,591
S2	8770,32	5204,73	5138,45
S3	120,191	250,321	145,814
S4	104,404	95,705	68,0901
S5	12679,6	7375,32	19411,4
S6	166562	23493,8	21444,3
S7	11472,5	8675,76	7585,03
S8	43868,6	30926,2	27848,2

Tabela 23 – Cálculo de permeabilidade para o método provido por este documento. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

Amostra	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	2472,7	2355,59	1824,26
C2	45,2763	137,127	14,2231
S1	1698,26	1028,75	801,591
S2	8770,32	5204,73	5138,45
S3	120,191	250,321	145,814
S4	104,404	95,705	68,0901
S5	12679,6	7375,32	19411,4
S6	166562	23493,8	21444,3
S7	11472,5	8675,76	7585,03
S8	43868,6	30926,2	27848,2

Tabela 24 – Cálculo de permeabilidade para o método provido por este documento. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

Amostra	entrada	saída	erro
$C1_x$	2,782E-12	2,782E-12	5,59459E-06
$C2_x$	8,3E-14	1,08E-13	0,233275
$S1_x$	4,364E-12	4,364E-12	1,78466E-07
$S2_x$	1,2854E-11	1,2854E-11	7,92155E-09
$S3_x$	3,24E-13	3,24E-13	7,24174E-10
$S4_x$	2,77E-13	2,77E-13	0,000640551
$S5_x$	1,4979E-11	1,4979E-11	3,0925E-07
$S6_x$	2,51508E-10	2,51508E-10	7,11863E-08
$S7_x$	1,2908E-11	1,2908E-11	2,00435E-08
$S8_x$	6,3514E-11	6,3514E-11	9,7544E-09

Tabela 25 – Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo x.

Amostra	entrada	saída	erro
$C1_y$	2,65E-12	2,65E-12	6,14135E-06
$C2_y$	2,91E-13	2,87E-13	0,0122663
$S1_y$	2,644E-12	2,644E-12	3,28825E-05
$S2_y$	7,628E-12	7,628E-12	2,04497E-09
$S3_y$	6,74E-13	6,74E-13	5,2858E-08
$S4_y$	2,54E-13	2,54E-13	1,8649E-11
$S5_y$	8,713E-12	8,713E-12	4,22838E-07
$S6_y$	3,5476E-11	3,5476E-11	5,98289E-08
$S7_y$	9,761E-12	9,761E-12	1,6257E-08
$S8_y$	4,4775E-11	4,4775E-11	2,28609E-07

Tabela 26 – Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo y.

Amostra	entrada	saída	erro
C1_z	2,052E-12	2,052E-12	2,65989E-08
C2_z	3E-14	3E-14	0,0302634
S1_z	2,06E-12	2,06E-12	7,66576E-05
S2_z	7,531E-12	7,531E-12	1,44938E-06
S3_z	3,92E-13	3,94E-13	0,00584959
S4_z	1,81E-13	1,81E-13	9,43434E-10
S5_z	2,2932E-11	2,2932E-11	1,1263E-06
S6_z	3,2381E-11	3,2381E-11	1,4793E-07
S7_z	8,534E-12	8,534E-12	1,68576E-07
S8_z	4,0319E-11	4,0319E-11	4,76697E-08

Tabela 27 – Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo z.

Amostra	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	3215,22	3355,44	3250,06
C2	29,91	153,25	251,51
S1	1387,24	1586,74	3244,79
S2	8516,4	8703,11	8720,45
S3	85,69	834,65	544,46
S4	78,71	583,55	373,27
S5	12946,3	12922,2	13307,5
S6	30296	30613,9	26688,8
S7	15479,3	15398,9	15595,5
S8	38188	37107,7	38009,5

Tabela 28 – Cálculo de permeabilidade para o método provido pelo Silva (2012). Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

Amostra	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	930,593	1772,83	1135,72
C2	36,3818	159,005	20,9036
S1	1971,6	1650,6	544,422
S2	6277,98	5624,09	4938,7
S3	163,331	436,11	120,827
S4	140,727	385,576	302,604
S5	5500,26	5673,39	5554,5
S6	14405,9	12515,3	4219,17
S7	5172,02	5551,48	4219,71
S8	13881,1	14459,7	13659,3

Tabela 29 – Cálculo de permeabilidade para o método provido em Petrobras (1953). Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

Amostra	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	1526,663	2322,12	1857,81
C2	439,758	811,31	594,84
S1	3135,777	3028,976	2271,936
S2	5471,533	4994,23	4554,393
S3	1193,018	1354,9	864,118
S4	75,03149	754,32	569,152
S5	6394,5058	6953,139	6883,857
S6	21700,9	17806,5	15379,32
S7	6121,38	6550,28	5080,49
S8	16343,215	16962,26	5080,495

Tabela 30 – Cálculo de permeabilidade para o método provido pelo Mattila (2010). Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

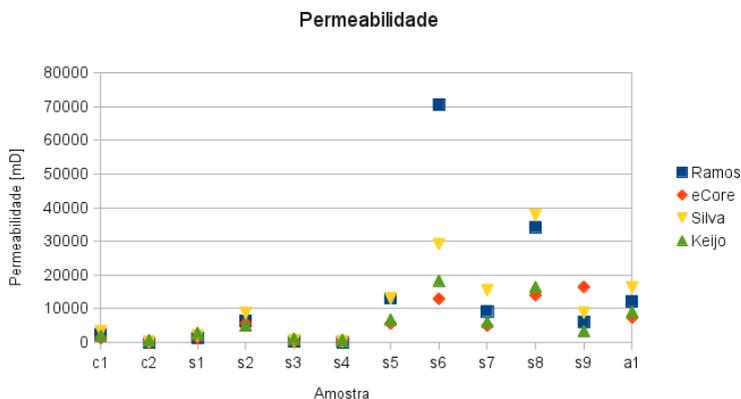


Figura 47 – Gráfico mostra a permeabilidade sem condição de contorno. Qualquer poro tocando a parede do volume é usado como entrada ou saída do sistema.

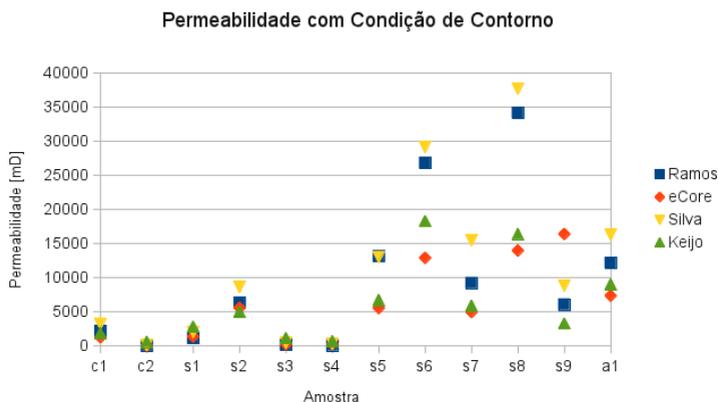


Figura 48 – Gráfico mostra a permeabilidade usando 10% de condição de contorno. Somente poros tocando a parede do volume e com tamanho inferior a 10% o tamanho do volume total são usados ou como entrada ou como saída do sistema.

ANEXO B - Capilaridade

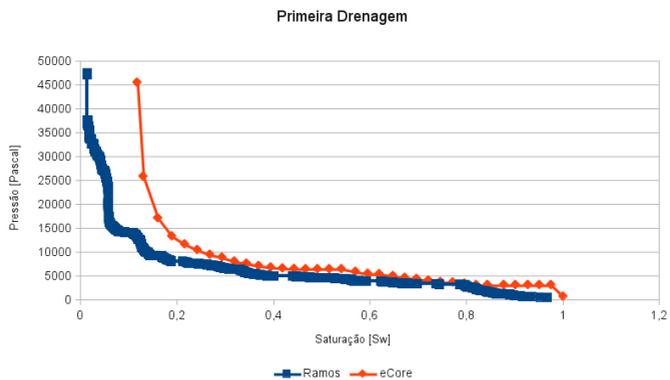


Figura 49 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra C1.

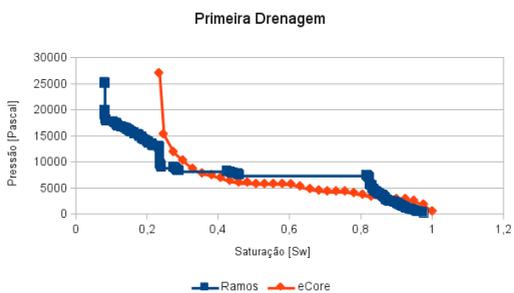


Figura 50 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra C2.

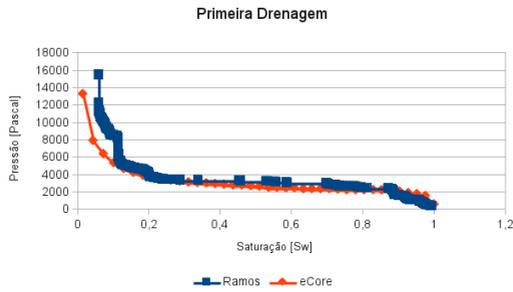


Figura 51 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S1.

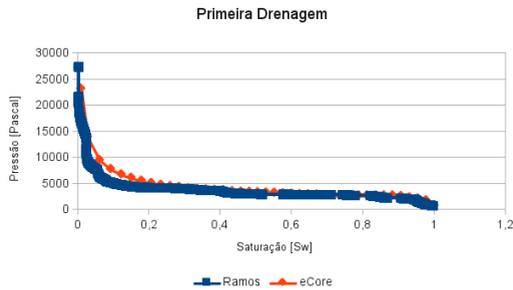


Figura 52 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S2.

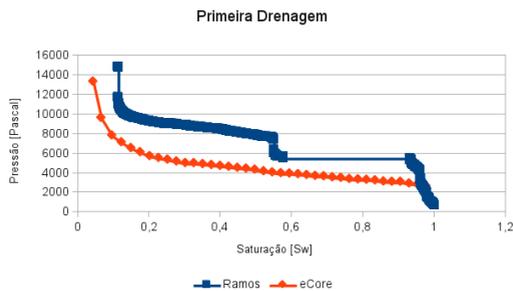


Figura 53 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S3.

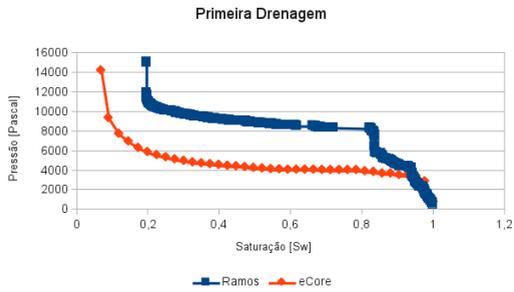


Figura 54 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S4.

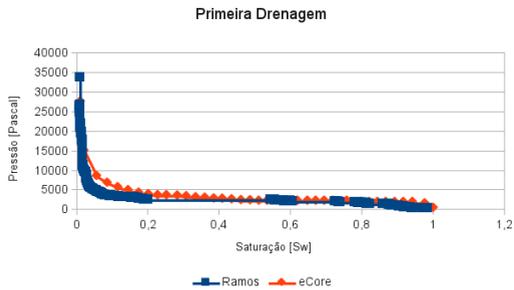


Figura 55 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S5.

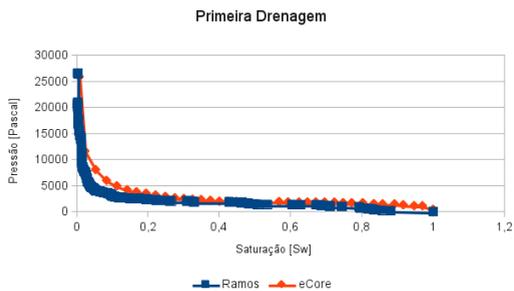


Figura 56 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S6.

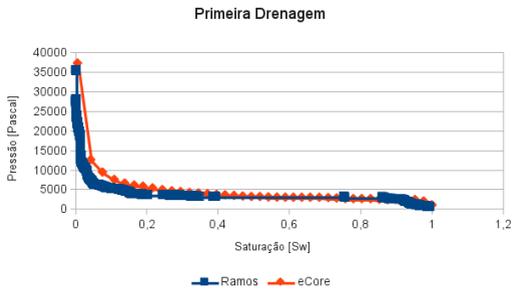


Figura 57 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S7.

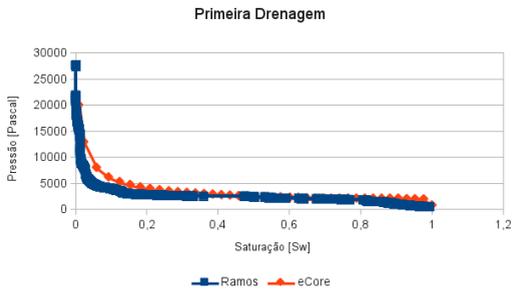


Figura 58 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S8.

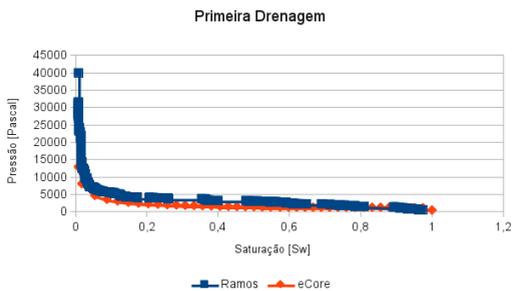


Figura 59 – Curva de pressão capilar Autor (Ramos) e eCore para a amostra S9.

ANEXO C - Imagens das amostras ternárias

- Preto: sólido

- Azul: poro

Para imagens de amostras ternárias:

- Preto: sólido

- Azul: macro poro

- Vermelho: micro poro

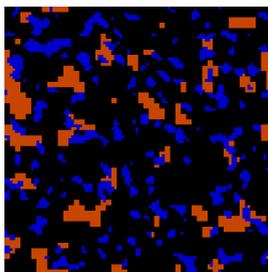


Figura 60 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.1.

T1.1

Micro porosidade	11,4 %
Macro porosidade	13 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	15,9 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	27,8 mD
Resolução	1 μm

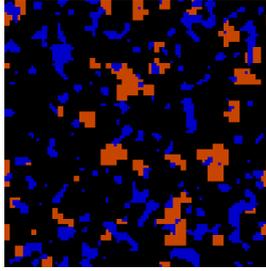


Figura 61 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.2.

T1.2

Micro porosidade	12,1 %
Macro porosidade	14 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	53,74 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	71 mD
Resolução	1 μm

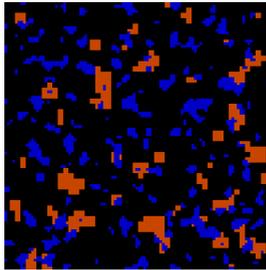


Figura 62 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.3.

T1.3

Micro porosidade	11,5 %
Macro porosidade	13 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	9,36 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	20,9 mD
Resolução	1 μm

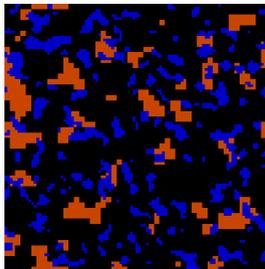


Figura 63 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.4.

T1.4

Micro porosidade	12,95 %
Macro porosidade	15 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	91 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	137,5 mD
Resolução	1 μm

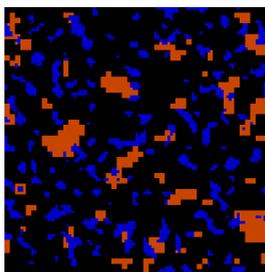


Figura 64 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T1.5.

T1.5

Micro porosidade	11,4 %
Macro porosidade	13 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	10,49 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	20,8 mD
Resolução	1 μm

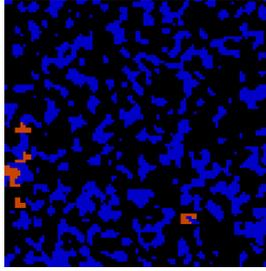


Figura 65 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.1.

T2.1

Micro porosidade	0,8 %
Macro porosidade	30 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	6597,27 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	6656,64 mD
Resolução	40 μm

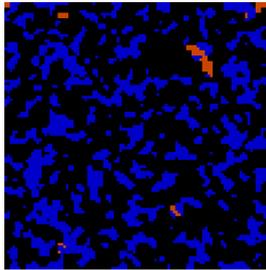


Figura 66 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.2.

T2.2

Micro porosidade	1,4 %
Macro porosidade	30 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	6029,32 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	6333,6 mD
Resolução	40 μm

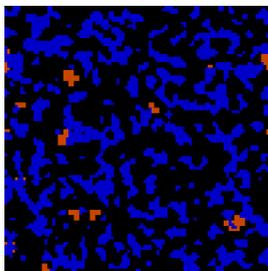


Figura 67 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.3.

T2.3

Micro porosidade	2,1 %
Macro porosidade	30 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	5485,18 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	578,2 mD
Resolução	40 μm

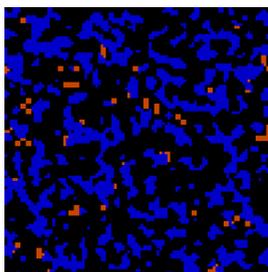


Figura 68 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.4.

T2.4

Micro porosidade	3,1 %
Macro porosidade	30 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	4357,18 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	4748,2 mD
Resolução	40 μm

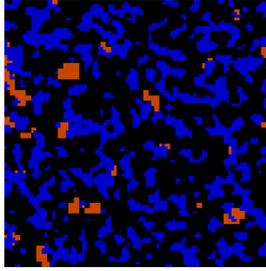


Figura 69 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.5.

T2.5

Micro porosidade	4 %
Macro porosidade	30 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	4637,75 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	5146,6 mD
Resolução	40 μm

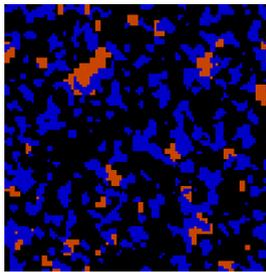


Figura 70 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T2.6.

T2.6

Micro porosidade	7 %
Macro porosidade	30,1 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	3528,57 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	4329,6 mD
Resolução	40 μm

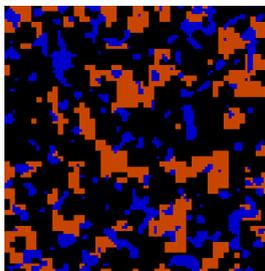


Figura 71 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T3.1.

T3.1

Micro porosidade	15 %
Macro porosidade	25,3 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	279,9 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	174,4 mD
Resolução	1 μm

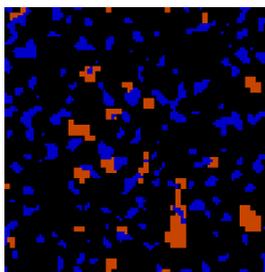


Figura 72 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T3.2.

T3.2

Micro porosidade	4,35 %
Macro porosidade	15,02 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	68,16 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	79,2 mD
Resolução	1 μm

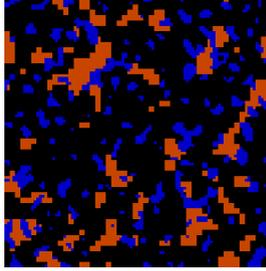


Figura 73 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T3.3.

T3.3

Micro porosidade	16,9 %
Macro porosidade	15 %
Permeabilidade absoluta (guia aleatório)	104,239 mD
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	140,3 mD
Resolução	1 μm

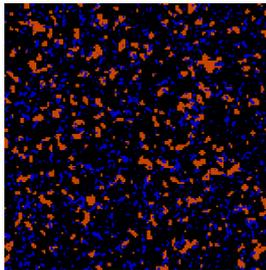


Figura 74 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T4.1.

T4.1

Micro/Macro porosidade	10,6/12 %
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	1,7 mD
Permeabilidade aritmética	8,2 mD
Permeabilidade harmônica	0,6 mD
Permeabilidade sample (por amostra)	1 mD
Permeabilidade mixed-bound	1,6 mD
Permeabilidade na macro escala	0 mD
Resolução	6 μm

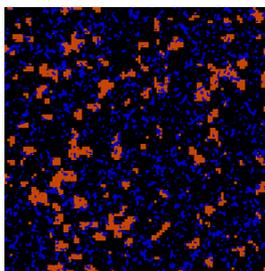


Figura 75 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T4.2.

T4.2

Micro/Macro porosidade	10,1/13 %
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	37,7 mD
Permeabilidade aritmética	49,6 mD
Permeabilidade harmônica	1,2 mD
Permeabilidade sample (por amostra)	4,1 mD
Permeabilidade mixed-bound	67,1 mD
Permeabilidade na macro escala	18,7 mD
Resolução	6 μm

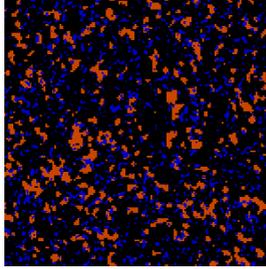


Figura 76 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T4.3.

T4.3

Micro/Macro porosidade	13,2/12 %
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	3 mD
Permeabilidade aritmética	10,8 mD
Permeabilidade harmônica	0,05 mD
Permeabilidade sample (por amostra)	0,1 mD
Permeabilidade mixed-bound	2,7 mD
Permeabilidade na macro escala	0 mD
Resolução	6 μm

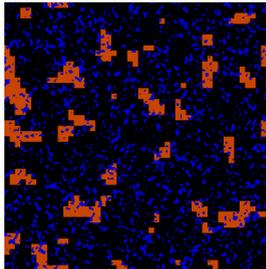


Figura 77 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T4.4.

T4.4

Micro/Macro porosidade	10,1/13 %
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	793 mD
Permeabilidade aritmética	677 mD
Permeabilidade harmônica	485 mD
Permeabilidade sample (por amostra)	52,7 mD
Permeabilidade mixed-bound	178 mD
Permeabilidade na macro escala	468 mD
Resolução	6 μm

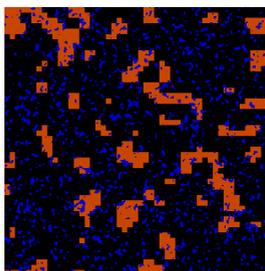


Figura 78 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T4.5.

T4.5

Micro/Macro porosidade	13,2/12 %
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	28,7 mD
Permeabilidade aritmética	12,6 mD
Permeabilidade harmônica	1,4 mD
Permeabilidade sample (por amostra)	1 mD
Permeabilidade mixed-bound	16,8 mD
Permeabilidade na macro escala	15 mD
Resolução	6 μm

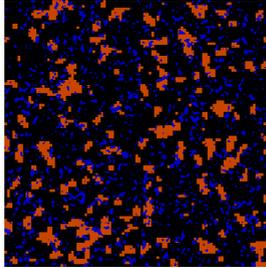


Figura 79 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T4.6.

T4.6

Micro/Macro porosidade	13,2/12 %
Permeabilidade absoluta (guia de pressão)	14,5 mD
Permeabilidade aritmética	13 mD
Permeabilidade harmônica	0,3 mD
Permeabilidade sample (por amostra)	1,1 mD
Permeabilidade mixed-bound	7,7 mD
Permeabilidade na macro escala	0 mD
Resolução	6 μm

ANEXO D - Imagens de preenchimento

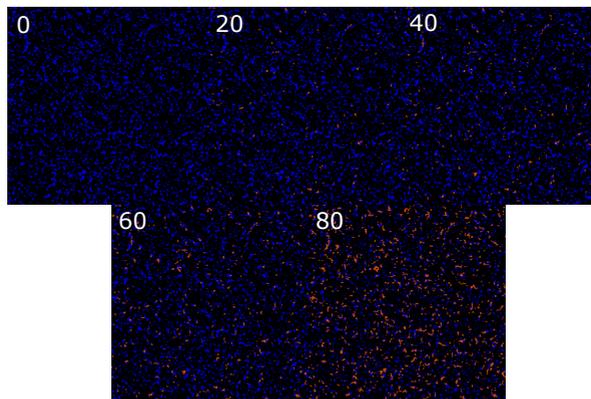


Figura 80 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T5.1 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.

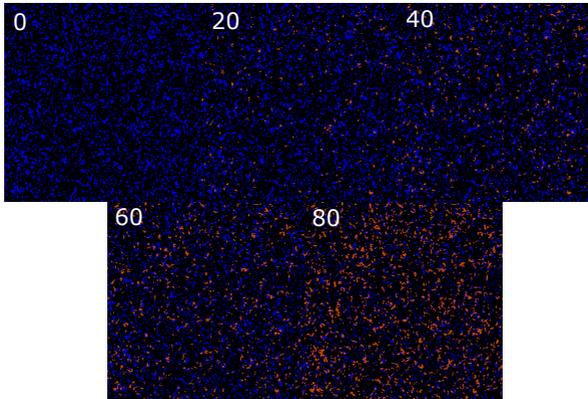


Figura 81 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T5.2 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.

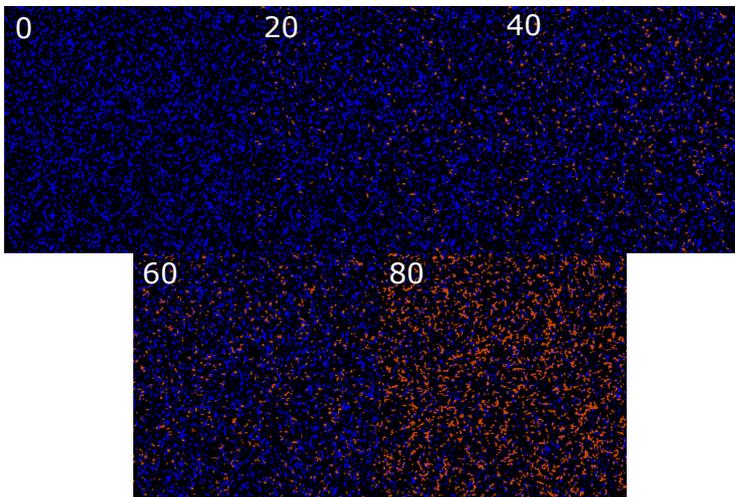


Figura 82 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T5.3 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.

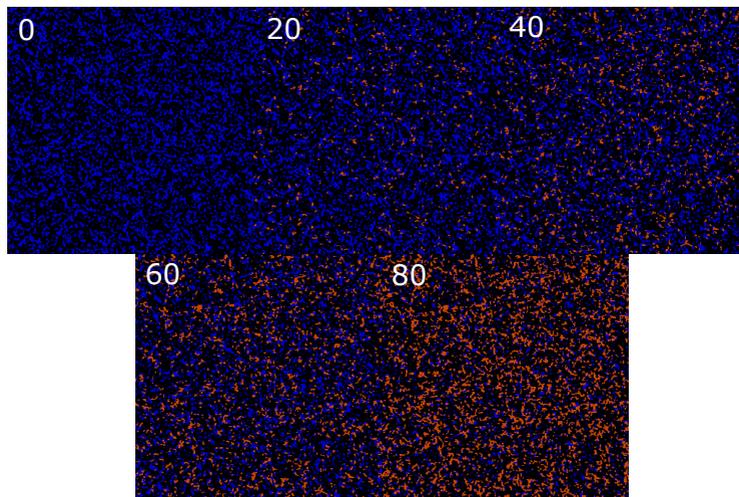


Figura 83 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T5.4 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.

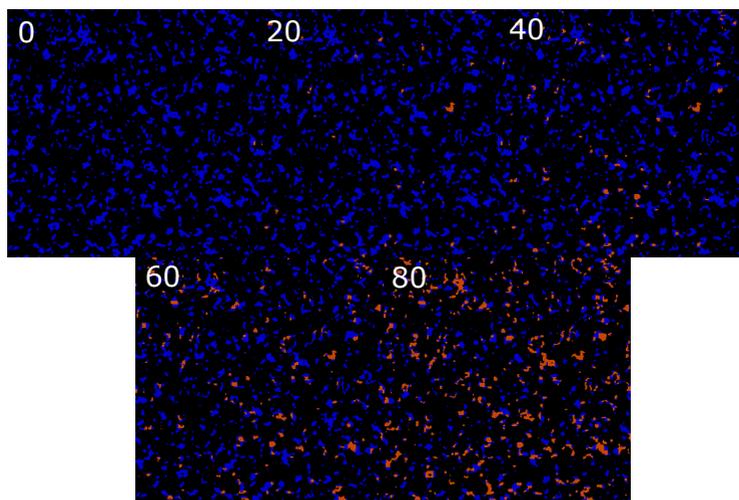


Figura 84 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T5.5 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.

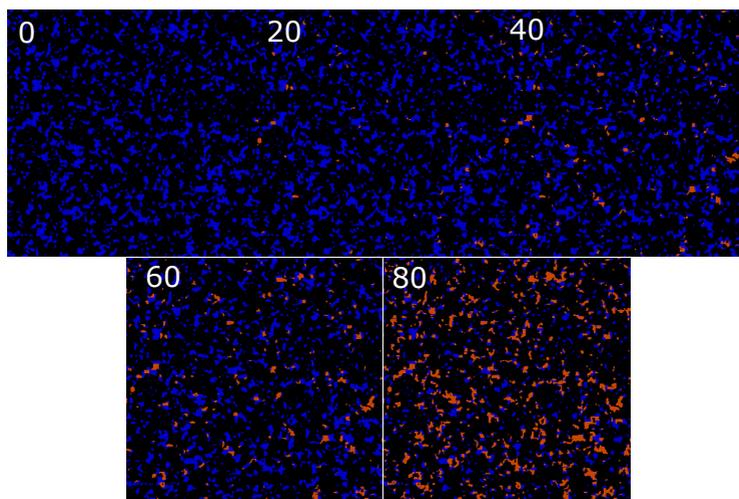


Figura 85 – Fatia representativa do volume ternário do caso de teste T5.6 e seu preenchimento de gargantas em porcentagem. 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.