

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE INFORMÁTICA E ESTATÍSTICA**

Jeferson Vieira Ramos

**VALIDAÇÃO DO CÁLCULO DE DADOS PETROFÍSICOS
COM BASE NA CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS DE
RESERVATÓRIO**

Florianópolis(SC)

2012

Jeferson Vieira Ramos

**VALIDAÇÃO DO CÁLCULO DE DADOS PETROFÍSICOS
COM BASE NA CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS DE
RESERVATÓRIO**

Dissertação submetida ao Programa
de Pós-graduação em Ciência da
Computação para a obtenção do Grau
de Mestre em Ciências da Compu-
tação.

Orientador: Dr. rer. nat. Aldo von
Wangenheim

Florianópolis(SC)

2012

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>

RESUMO

Esta dissertação tem como objetivo avaliar os cálculos de escoamento monofásico e o comportamento capilar das redes de poros e gargantas baseadas em raios exatos. O modelo usando raios exatos aborda modificações na formação da rede que precisam ser verificadas e analisadas para uma utilização mais confiável dessa abordagem. Para isso é efetuado um levantamento de dados referentes às permeabilidades absolutas, usando métodos bem documentados na literatura, para um conjunto amostral de rochas de reservatório. Após isso é verificado o comportamento da pressão capilar e a formação de resíduo no interior da rede de poros e gargantas. A comparação é realizada através de métodos computacionais desenvolvidos para este propósito. Os testes são feitos de maneira direta, os valores obtidos têm o objetivo de auxiliar o especialista na interpretação das amostras estudadas. Não será apontado qual método é o mais adequado para cada situação, mas sim, apresentados caminhos alternativos de análise e auxílio para avaliação criada pelo geólogo.

Palavras-chave: Fluido, rocha de reservatório, porosidade, permeabilidade absoluta, capilaridade, poros e gargantas.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, por nunca duvidarem e jamais desistirem de mim. Minha dívida será eterna.

Agradeço minha esposa que aceitou trilhar essa jornada ao meu lado, estendendo-me a mão a cada novo desafio, sem nunca temer e sempre me amar.

Não posso esquecer dos meus amigos, que em nenhum momento hesitaram em ajudar, seja durante o desenvolvimento da dissertação ou nos dias onde eu simplesmente precisava de alguém para me animar.

Meus sentimentos jamais serão claros o suficiente para todos me entenderem, mas deixo claro que amo todos vocês.

Por fim, agradeço a Petrobras por permitir a utilização dos dados das simulações obtidas através do eCore na publicação desta dissertação.

SUMÁRIO

Lista de Figuras	
Lista de Tabelas	
1 INTRODUÇÃO	17
1.1 OBJETIVOS	19
1.1.1 Objetivo Geral	20
1.1.2 Objetivos Específicos	20
2 REVISÃO DA LITERATURA	21
2.1 PLANEJAMENTO	21
2.2 CONDUÇÃO	23
1ª etapa	23
2ª etapa	28
Diferenças	28
3 FUNDAMENTO DE FENÔMENOS FÍSICOS EM AMBIENTES POROSOS	31
3.1 POROSIDADE	31
3.2 PRESSÃO CAPILAR	34
3.2.1 Fluidos	34
3.2.2 Curva de Pressão Capilar	38
3.3 PERMEABILIDADE	40
3.3.1 Permeabilidade relativa	41
3.4 POROSIDADE VERSUS PERMEABILIDADE	43
4 CARACTERIZAÇÃO	45
4.1 REPRESENTAÇÃO VOLUMÉTRICA	45
4.2 GERAÇÃO DA REPRESENTAÇÃO VOLUMÉTRICA ...	47
4.3 EXTRAÇÃO DA REDE DE POROS E GARGANTAS ...	49
5 EXTRAÇÃO DE REDES DE POROS E GARGANTAS ..	51
5.1 EXTRAÇÃO CLÁSSICA	51
5.1.1 Binarização	51
5.1.2 Esferas Máximas	52
PREENCHIMENTO DOS ESPAÇOS VAZIOS	52
Formação Hierárquica	54
criação dos poros e gargantas	56
Segmentação do cluster	56
ESFERAS MÁXIMAS EXATAS	57

Distância Euclidiana	57
Esferas Exatas	59
6 AUTOMATIZAÇÃO DA ANÁLISE PETROFÍSICA	61
6.1 PERMEABILIDADE	61
6.1.1 Cálculo de Permeabilidade em Estruturas de Poros e Gargantas	62
Busca de fluxo.	63
Geração da matriz de pressão.	66
Busca da Pressão por Poro.	69
Taxa de fluxo.	71
6.2 PRESSÃO CAPILAR	73
6.2.1 Molhabilidade	73
6.2.2 Modelo	74
6.2.3 Primeira drenagem	75
Método de Mayer, Stowe e Prince	75
Curva de Pressão Capilar	77
7 VALIDAÇÃO E TESTES	79
7.1 VALIDAÇÃO DA PERMEABILIDADE	79
7.1.1 Resultados	83
Diferenças entre as permeabilidade	83
Velocidade	86
Fluxo	89
7.2 VALIDAÇÃO DO COMPORTAMENTO CAPILAR.....	89
7.2.1 Resultados	93
8 CONCLUSÃO	95
Referências Bibliográficas	97
Anexo A	105
PERMEABILIDADE.	105
VELOCIDADE PARA RESOLUÇÃO DE SISTEMAS LINE-ARES.	106
Ramos	107
eCore	112
Silva	114
Mattila	117
Comparação	119
CURVA DE PRESSÃO CAPILAR	121
Anexo B	127
MECANISMOS DE BUSCA	127

DESCRIÇÃO	130
-----------------	-----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Representação esquemática da injeção de mercúrio. . .	32
Figura 2	Secção transversal de uma gota sobre uma superfície lisa (TADMOR, 2004).	36
Figura 3	Diferença de comportamento entre um fluido molhante e um não-molhante.	37
Figura 4	Desenho esquemático para a medição da pressão capilar em uma amostra.	39
Figura 5	Figura esquemática para a medição de permeabilidade em laboratório.	41
Figura 6	Etapas de preenchimento da amostra com fluido multifásico.	43
Figura 7	Amostras de minerais.	43
Figura 8	Representação gráfica de rochas reservatório.	46
Figura 9	Abstração da representação volumétrica da uma imagem 3D	47
Figura 10	Esqueleto criado pelo algoritmo de eixo médio (DONG, 2007).	49
Figura 11	Demonstração da remoção de esferas totalmente contidas.	53
Figura 12	Demonstração da clusterização das esferas.	55
Figura 13	Ligação de duas esferas pais (P1 e P2).	56
Figura 14	Com a utilização dos raios duplos camadas de rochas podem ser ignoradas durante o teste de intersecção (SILVA, 2012).	59
Figura 15	Demonstração da entrada e saída da rede.	63
Figura 16	Representação simplificada da rede com o uso de esferas e cilindros sem rugosidade.	64
Figura 17	Dependendo do fator de forma, o elemento pode ser representado por uma figura geométrica diferente com o círculo inscrito a ela.	68
Figura 18	Aqui são demonstrados os poros que estão conectados a entradas e saídas do sistema. Esses são representados pelos cír-	

culos com um padrão escuro como preenchimento.	72
Figura 19 Representação de um elemento e a camada de fluido que permanece nos cantos. Para esta figura a área clara representa o fluido não-molhante e a escura o molhante.	76
Figura 20 Imagens das secções transversais das amostras.....	80
Figura 21 Gráfico comparativo entre as duas abordagens.....	82
Figura 22 Modelagem da amostra S6.....	85
Figura 23 Gráfico referente às médias de velocidade para o cálculo da permeabilidade para as tabelas 14 e15.	88
Figura 24 Curva de pressão capilar para C1.....	90
Figura 25 Curva de pressão capilar para C2.....	90
Figura 26 Curva de pressão capilar para S1.....	91
Figura 27 Curva de pressão capilar para S2.....	91
Figura 28 Curva de pressão capilar para S3.....	92
Figura 29 Imagens das secções transversais das amostras estudadas.....	105
Figura 30 Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade menores que 3000.....	109
Figura 31 Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade maiores que 3000.	110
Figura 32 Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade menores que 3000. Dados do eCore. . .	113
Figura 33 Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade maiores que 3000. Dados do eCore. . .	114
Figura 34 Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade menores que 4000 (SILVA, 2012).....	116
Figura 35 Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade maiores que 4000 (SILVA, 2012). . . .	117
Figura 36 Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade menores que 4000.....	118
Figura 37 Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade maiores que 4000.	119
Figura 38 O gráfico mostra a diferença dos valores de permeabilidade para as abordagens citadas anteriormente.	120

Figura 39 O gráfico mostra a diferença dos valores de permeabilidade para entradas controladas.....	120
Figura 40 Curva de pressão capilar para a amostra C1	121
Figura 41 Curva de pressão capilar para a amostra C2	121
Figura 42 Curva de pressão capilar para a amostra S1	122
Figura 43 Curva de pressão capilar para a amostra S2	122
Figura 44 Curva de pressão capilar para a amostra S3	123
Figura 45 Curva de pressão capilar para a amostra S4	123
Figura 46 Curva de pressão capilar para a amostra S5	124
Figura 47 Curva de pressão capilar para a amostra S6	124
Figura 48 Curva de pressão capilar para a amostra S7	125
Figura 49 Curva de pressão capilar para a amostra S8	125
Figura 50 Curva de pressão capilar para a amostra S9	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Resumo da tabela do Anexo B . Base de dados com seus critério de busca e suas análises.....	24
Tabela 2	Principais obras bibliográficas	26
Tabela 3	Questionário gerado para verificação de satisfação das obras escolhidas com base no planejamento.	27
Tabela 4	Demonstração do tempo de execução para os métodos de resolução de sistemas lineares.....	71
Tabela 5	Dados das amostras	79
Tabela 6	Cálculo de permeabilidade para o método proposto (Ramos) (Anexo A, tabela 18).....	80
Tabela 7	Cálculo de permeabilidade para o método de Silva (2012) (SILVA, 2012). (Anexo A, tabela 23).	80
Tabela 8	Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo das eixo das abscissas. (Anexo A, tabela 19).	81
Tabela 9	Cálculo de permeabilidade para o método de simulação baseado em LB (eCore) (NUMERICALROCKS, 2004). (Anexo A, tabela 22).	81
Tabela 10	Cálculo de permeabilidade para o método de simulação baseado em Lattice Boltzmann (Mattila) (MATTILA, 2010). (Anexo A, tabela 24).....	82
Tabela 11	Dados discrepantes para a amostra S6 (Resolução 5.1 μm).	83
Tabela 12	Cálculo de permeabilidade com condição de contorno (s6*). Somente os poros que ocupem menos de 10% do volume podem ser transformados em entradas ou saídas.	86
Tabela 13	Configuração das máquinas usadas para a execução dos métodos testados.	87
Tabela 14	Tabela de tempo, em segundos, para a execução do algoritmo de permeabilidade fornecida pelo eCore.	87
Tabela 15	Tabela de tempo, em segundos, para a execução do Ramos.	88

Tabela 16	Dados das amostras	106
Tabela 17	Cálculo de permeabilidade para o método provido por essa dissertação. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.	107
Tabela 18	Cálculo de permeabilidade para o método provido por essa dissertação. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.	108
Tabela 19	Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo x.	110
Tabela 20	Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo y.	111
Tabela 21	Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo z.	111
Tabela 22	Cálculo de permeabilidade obtidos com o uso do eCore. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.	112
Tabela 23	Cálculo de permeabilidade obtidos para a dissertação (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.	115
Tabela 24	Cálculo de permeabilidade obtidos através de Mattila. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.	118
Tabela 25	Base de dados com seus critério de busca e suas análises.	128
Tabela 26	Base de dados com seus critério de busca e suas análises.	129
Tabela 27	Principais obras bibliográficas e suas descrições	130

1 INTRODUÇÃO

Esta dissertação tem como objetivo efetuar a predição do comportamento de fluidos no interior de rochas de reservatório por meio de simulações computacionais. Essas simulações serão desenvolvidas através de técnicas computacionais e têm o objetivo de demonstrar o comportamento dos fluidos nas regiões porosas existentes em rochas do subsolo. Após o desenvolvimento de métricas para o cálculo de valores petrofísicos será efetuado um estudo comparativo com outras metodologias. Esses valores comparativos serão simulados usando o eCore (NUMERICALROCKS, 2004), provido pela Petrobras (PETROBRAS, 1953), usando um algoritmo baseado em *Lattice Boltzmann* por Mattila (MATTILA, 2010) e simulações efetuadas em redes de poros e gargantas para a dissertação Silva (SILVA, 2012).

A predição do comportamento de rochas de reservatório é crucial para o mecanismo de recuperação de fluidos subterrâneos como petróleo. É importante salientar que 40% das rochas contendo petróleo no mundo são rochas carbonáticas (CORDELL, 1992). Por esse motivo, é de vital importância um estudo detalhado do fluxo de fluidos oleosos em seu interior.

Observações microscópicas efetuadas do interior de amostras (especialmente em arenitos e carbonatos) demonstram que estas podem ser caracterizadas como redes tridimensionais irregulares, formadas pelos espaços vazios de seu interior. A representação que caracteriza esse meio poroso possui uma natureza física sofisticada responsável pelo transporte de fluidos.

A importância das leis que governam o comportamento dos fluidos contidos em rochas já despertava interesse desde os anos 50, simplificadas através da utilização de modelos de redes de tubos (FATT, 1956). Mais tarde, com alguns ajustes de parâmetros, dados experimentais puderam ser relacionados e o comportamento de alguns fenômenos puderam ser calculados. Contudo, somente a tendência dos fenômenos na escala de poros, para redes muito simples, podia ser atendida (BLUNT, 1990).

A precisão do cálculo de alguns dos fenômenos físicos, como permeabilidade relativa e pressão capilar, ocorridos na estrutura in-

terna das rochas, é usada para prognosticar o comportamento do fluido através dos poros. Isso é considerado uma das características essenciais usadas por companhias petrolíferas (no processo de recuperação de petróleo) e empresas responsáveis por engenharia ambiental (fluxo de lençóis subterrâneos) (BLUNT, 1990).

Para um estudo profundo sobre o comportamento das substâncias encontradas no interior dos ambientes porosos de rochas, é essencial o entendimento mínimo dos conceitos físicos e químicos que compreendem a natureza dessas substâncias.

Informações como permeabilidade, porosidade, conectividade e curvas de pressão capilar podem ser usadas por especialistas durante a extrapolação do comportamento de um reservatório. Para efetuar esse tipo de processo poderia ser usado um conjunto de amostras menores de um mesmo reservatório, com a finalidade de tentar entender a rocha total. Para esse caso, os cálculos físicos poderiam auxiliar na verificação da representatividade de cada amostra menor, tentando assim prever o comportamento do todo. Para reservatórios com características homogêneas, ou seja, com sua estrutura de poros com comportamento semelhante em toda a sua extensão, essa verificação pode parecer mais simples. Contudo, entender o comportamento de um reservatório sem padrão pode se tornar algo extremamente difícil. Por se tratar de um processo não trivial, o geólogo pode usar esses tipos de informações não somente para obter valores físicos para cada amostra ou fragmento dela, mas também para tentar entender o modelo geológico da rocha e auxiliar na compreensão do reservatório.

Enquanto a permeabilidade pode ser entendida como a capacidade que uma rocha possui de transmitir fluido, a pressão capilar consegue relacionar o fenômeno estático composto pelo comportamento do fluido ao se estabilizar nos poros da amostra. Com a pressão capilar é possível observar as tendências capilares da rocha por meio de um gráfico que representa a curva de pressão capilar. Esse cálculo permite a obtenção de informações importantes como saturação, volume e resíduo impregnado na rocha. Além disso, é possível observar comportamentos como saturação irreduzível, curvas de drenagem e curvas de imbibição.

Dependendo do tipo de simulação pretendida, esta pode levar minutos ou dias. Mesmo que uma simulação leve apenas alguns minutos, é interessante possuir uma alternativa computacional confiável

para a portabilidade e preservação da amostra. Em alguns casos, durante uma simulação laboratorial, a amostra acaba sendo danificada, o que pode prejudicar o estudo já existente. Em outros casos, a amostra possui características (como tamanho, microporosidade, entre outros) que dificultam seu uso em laboratório. Apesar dos contratempos que possam existir ao utilizar uma amostra no formato computacional, a preservação, reutilização e até mesmo a velocidade de simulação computacional podem ser interessantes para o pesquisador ou analista. Equipes sem laboratório de simulação, mas com equipamentos para a obtenção dos dados no formato computacional podem, também, obter resultados preliminares a respeito de suas amostras. Por esses motivos o foco desta dissertação é encontrar meios computacionais para reproduzir o ambiente laboratorial e contribuir com os estudos já existentes na análise e obtenção de dados de rochas de reservatório.

1.1 OBJETIVOS

A extração de petróleo e o estudo de lençóis de águas estão intimamente ligados ao comportamento de fluidos no interior poroso de rochas de reservatório. O objetivo desta dissertação é encontrar uma forma de otimizar o estudo desses materiais e simular seu comportamento com a finalidade de complementar o uso laboratorial.

Muitos estudos nessa área já existem. Em geral, os experimentos em laboratórios e a simulação computacional costumam tomar muito tempo e depender de altos recursos. Para estudos laboratoriais, amostras correm o risco de serem prejudicadas, inviabilizando a sua reutilização e dificultando a análise posterior sobre a mesma amostra.

O uso da simulação computacional pode amenizar esses problemas, mas dependendo do método escolhido este pode tomar muito tempo. Modelos como Lattice Boltzmann, que necessitam de cálculos mais precisos e complexos efetuados diretamente sobre o volume de dados, tendem a tomar muito tempo se comparados aos cálculos efetuados sobre uma rede de poros e gargantas. Em contrapartida, a simplificação dos dados do volume proveniente da geração da rede de esferas e cilindros pode gerar imprecisões que são sanadas por Lattice Boltzmann.

Criar um mecanismo para otimizar o custo e o tempo de pro-

cessamento é vital para qualquer área de pesquisa. Para os campos de pesquisa que necessitam de agilidade e tomadas de decisões rápidas, esses fatores pesam ainda mais. Por esse motivo essa dissertação procura modos para aumentar a produtividade do analista, dando-lhe meios adicionais para a investigação das situações relacionadas à análise de meios porosos.

1.1.1 Objetivo Geral

O principal objetivo deste trabalho é avaliar o comportamento da rede de poros e gargantas usando raios exatos, diante da simulação de escoamento monofásico e da capilaridade no espaço poroso de rochas de reservatório.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Estudar os mecanismos de geração otimizada de redes de poros e gargantas.
- Estudar mecanismos de validação de redes de poros e gargantas.
- Estudar a simulação de escoamento em redes de poros e gargantas.
- Propor um modo otimizado para o cálculo das características petrofísicas das redes de poros.
- Propor um método automatizado para o cálculo de permeabilidade em redes de poros.
- Validar o método para o cálculo de permeabilidade absoluta.
- Propor um método automatizado para a encontrar os pontos de invasão de fluido na rede.
- Propor um método automatizado para demonstrar o fluido residual em redes de poros.
- Visualizar o fluido residual em redes de poros.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Buscando definir um escopo bem limitado sobre a área de pesquisa que será efetuada, uma revisão sistemática da literatura será apresentada. A revisão tem como objetivo identificar melhor o problema e buscar uma maneira clara e objetiva de resolvê-lo.

Neste capítulo serão levados em consideração métodos computacionais para o armazenamento de informação, caracterização, visualização e cálculo do escoamento de fluidos no interior de rochas. O objetivo principal é identificar quais são as dificuldades da caracterização dos ambientes porosos e quais são as soluções apresentadas na literatura para esse assunto.

Para efetuar a revisão da literatura foi usada a metodologia proposta por Kitchenham em (KITCHENHAM, 2004).

2.1 PLANEJAMENTO

Visando organizar as informações que a literatura apresenta, mas sem perder o foco principal da dissertação, algumas questões foram levantadas. Com as respostas dessas questões, palavras-chaves podem ser alcançadas e informações sobre a pesquisa sumarizadas.

- Formação dos ambientes porosos:
 - O que são ambientes porosos?
 - * Como são formados os ambientes porosos?
 - * Qual sua importância?
 - * Quais são os diferentes ambientes porosos encontrados em reservatórios?
- Escoamento dos fluidos:
 - Quais fluidos abordar?
 - * Diferença, comportamento e característica.
- Aquisição, armazenamento e representação:

- Como adquirir uma imagem computacional de uma amostra?
 - * Modelos de representação de volumes de rochas.
- Como armazenar a aquisição?
 - * Tamanho do volume de dados.
 - * Diferentes escalas de resolução de dados.
 - * Compactação.
- Como renderizar?
 - * Detalhamento da renderização.
 - * Quantidade de dados a serem renderizados.
 - * Uso de dispositivos gráficos.
 - * Otimizações.
- Caracterização de rochas:
 - Como representar os volumes obtidos?
 - * Modelos do meio poroso.
 - Como calcular as características físicas necessárias para o desenvolvimento de um modelo de predição dos dados referentes ao comportamento do fluido em reservatórios?
 - * Cálculos que auxiliem o geólogo na interpretação da formação geológica do reservatório.
- Métodos de aceleração:
 - Como acelerar a criação e representação dos dados?
 - * Processamento paralelo, Cluster e GPU
- Validação:
 - Como validar os dados?
 - Como os dados são calculados na prática?
 - Qual a precisão em diferentes modos de processamento?
 - Quais são os volumes de dados já validados?

Além das questões técnicas apresentadas anteriormente, dados sobre como conduzir a pesquisa foram vislumbrados. Para isso uma segunda etapa de avaliação sobre a pesquisa foi criada. Nessa etapa foram filtradas pesquisas que trariam resultados irrelevantes ou repetitivos. Isso tornou o processo mais ágil e dinâmico. Para esse filtro de relevância foram seguidos os seguintes critérios:

- Foco no objetivo principal do estudo.
- Critérios de exclusão.
- Busca em banco de dados apropriados.

2.2 CONDUÇÃO

1ª ETAPA

Uma vez que as questões propostas na seção anterior tenham sido respondidas, o tema proposto pode ser delimitado em um determinado escopo. Não significa que todos os levantamentos serão abordados, mas sim pesquisados, com a finalidade de encontrar uma linha de pesquisa promissora. Isso evita que o tema seja abordado de forma muito genérica, restringindo-o a um escopo de estudo detalhado e com qualidade. Para evitar que a busca por bibliografias seja influenciada pelos interesses dos mecanismos de buscas da atualidade, diferentes provedores de busca foram usados.

- Palavras-chave e suas palavras relativas:
 - Pore-scale characterization, pore-network models, pore-network extraction, porous media.
 - Carbonate rock, carbonate reservoir.
 - Flow in porous, hydrocarbon source, computational fluid.
 - Multiphase flow.

A tabela 1 sintetiza as fontes de busca com suas principais palavras-chaves e a quantidade de resultados obtidos. Para mais detalhes e endereços das bases de dados utilizadas, veja o Anexo B.

Base de dados	Palavra-chave	Resultado	Análise	Selecionado
Google Scholar	Pore-scale characterization	5,690	112	9
	Pore-network models	7,830	88	4
One Petro	Pore-scale characterization	506	66	19
	Pore-network models	850	76	6
IEEE Xplore	Pore-scale characterization	0	0	0
	Pore-network models	9	9	2
Science Direct	Pore-scale characterization	1556	34	0
	Pore-network models	1284	48	2
Wiley	Pore-scale characterization	308	22	0
	Pore-network models	1125	54	5
Oxford Journals	Pore-scale characterization	4	4	0
	Pore-network models	6	6	1

Tabela 1: Resumo da tabela do Anexo B . Base de dados com seus critério de busca e suas análises.

Com base nos resultados obtidos foi efetuada uma leitura dinâmica dos artigos, livros e *journals* encontrados. Para agilizar o processo foram analisados principalmente resumos, introduções e conclusões. Quando os documentos demonstravam possuir o conteúdo pesquisado, estes eram estudados integralmente. Isso permitiu uma exclusão rápida dos artigos com pouca relevância ou com abordagens desnecessárias.

Nesta mesma etapa foi percebido que alguns métodos de busca resultaram em conteúdos genéricos ou simplesmente fora do intuito inicial. Para essas palavras-chave foi feito um refinamento posterior. As pesquisas usando como base de busca a palavra "carboneto" demonstraram que muitos resultados acabavam retornando uma abordagem muito específica do assunto. Contudo, isso serviu para mostrar que esses tipos de rochas seriam as mais complexas da pesquisa.

Muitos documentos foram encontrados sobre a caracterização de amostras porosas. Com base no estudo do estado da arte e na clareza dos resultados o modelo baseado em poros e gargantas foi escolhido como mais adequado ao desenvolvimento. Nos capítulos subsequentes outros modelos serão abordados com mais detalhes. Também

serão demonstrados os prós e os contras de suas utilizações.

Os principais artigos ou teses com referências ao modelo de caracterização escolhidos são “Micro-CT imaging and pore network extraction” (DONG; BLUNT, 2009) e “Pore-scale characterization of carbonate rocks” (AL-KHARUSI; BLUNT, 2007). Eles foram escolhidos como sendo as principais bibliografias, já que são os que melhor sintetizam o assunto. Contudo, isso não significa que outros foram totalmente excluídos.

Entre as principais fontes de conhecimento adquiridas para esta dissertação as mais importantes estão citadas na tabela 2. Para uma lista completa das fontes adquiridas e suas descrições, veja o Anexo B. Essas fontes foram escolhidas pois possuem um amplo e bem conceituado material sobre o estudo. Todos os títulos referidos na tabela citada anteriormente são livros ou teses.

Além da sua importância literária, já que possuem material do estado da arte e são referenciados por muitos autores, foi analisado se essas bibliografias eram capazes de prover as respostas para todas as questões feitas na etapa de planejamento. Essa etapa é mostrada na tabela 3. Nessa tabela é possível observar os nomes dos autores de forma compacta (para não prejudicar a visibilidade). Nela estão descritos os nomes dos autores citados na primeira coluna da tabela 2 e se atendem ou não as questões levantadas na Seção Planejamento. As respostas são **sim**, caso o autor aborde o assunto e **não** caso contrário. Alguns dos autores apenas introduzem alguma característica procurada. Para essa situação o autor foi excluído da tabela de características (recebeu não), pois sua abordagem era muito sucinta.

- Conceitos:
 - O autor aborda de forma detalhada os conceitos que respondem as questões referentes às *Formações de Ambientes Porosos*.
 - O autor aborda condições de laboratório para pesquisas em rochas.
- Fluido:
 - O autor descreve as questões propostas em *Escoamento dos fluidos*. Mostra os comportamentos na natureza e como

Autor	Título	Assunto
Hu Dong	Micro-ct imaging and pore network extraction	<i>Desenvolvimento de uma rede de poros e gargantas para simulação numérica de fluidos com duas e três fases.</i>
Al-Kharusi, Anwar Sulaiman Zaher	Pore-Scale characterization of Carbonate Rocks	<i>Predição de fluxo de fluidos no interior de rochas reservatório com base nas redes de poros e gargantas.</i>
Lucia, F. Jerry	Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach 2nd	<i>Descrição de conceitos para geologista, geofísicos, petrofísicos e engenheiros interessados na construção de modelos geológicos e modelos de reservatórios. Usado para obtenção do entendimento adequado do assunto proposto.</i>
Valvatne, Per Henrik	Predictive Pore-Scale Modelling of multiphase flow	<i>Mostra como calcular as propriedades do fluxo para diferentes modelos de redes geológicas</i>

Tabela 2: Principais obras bibliográficas

	Conceitos	Fluido	Dados	Modelo	Aceleração	Validação
Hu Dong	não	sim	sim	sim	não	sim
Al-Kharusi	não	sim	sim	sim	não	sim
Lucia	sim	não	não	não	não	não
Valvatne	não	sim	sim	sim	não	sim

Tabela 3: Questionário gerado para verificação de satisfação das obras escolhidas com base no planejamento.

simulá-los fisicamente.

- Dados:

- O autor mostra como os dados são armazenados e usados. Com foco na integridade, confiabilidade, robustez, eficiência e economia de memória. Essa parte representa as perguntas efetuadas em *Aquisição, armazenamento e representação*.

- Modelo:

- Quais os diferentes tipos de representações das estruturas de rochas reservatório. Prós e contras de cada modelo. Referente às questões em *Caracterização de rochas*.

- Aceleração:

- Diferentes modos de buscar melhor desempenho na construção e cálculo das rochas caracterizadas. *Métodos de aceleração*.

- Verificação:

- Busca por diferentes modos de avaliação. Verificação através de métodos consolidados e validados, principalmente aqueles que são comparados aos testes práticos (físicos) feitos nas próprias amostras de rochas reservatório.

2ª ETAPA

Nessa etapa do levantamento bibliográfico foi percebida a ausência de material referente à parte de aceleração algorítmica. Apesar de ausente, essa premissa não foi descartada. Uma nova etapa de busca, com novas palavras-chave, foi criada e estudos referentes às métricas de aceleração foram encontrados.

Para essa etapa, as palavras-chave foram concatenadas com as da etapa anterior.

- Palavras-chave:
 - High performance, parallel, fast, gpu.

As buscas por essas palavras-chave obtiveram resultados insuficientes para dar continuidade ao levantamento. Por esse motivo que foi criada uma abordagem diferente. As palavras-chave citadas nesta subseção foram usadas para localizar apenas otimizações pontuais em algoritmos similares. Desses algoritmos os que mais se destacaram foram:

- *Pore Space Characterisation and Permeability Prediction Using Fast Network Extraction and Pore Throat Conductance Calculation.*
- *A high performance 3d exact euclidean distance transform algorithm for distributed computing.*
- *Improved pore network extraction methods.*

Para mais detalhes sobre os artigos encontrados com a junção das palavras-chave, veja o anexo B.

DIFERENÇAS

A utilização dos autores descritos na tabela 3 não permitiu contemplar todo o assunto necessário para uma boa dissertação. Contudo, eles são considerados boas referências para uma visão geral sobre o assunto. A seguir será descrito de forma sucinta quais as principais diferenças entre os autores supracitados.

- Al-Kharusi: Aborda a conversão de imagens 2D em 3D através de métodos estatísticos. Extrai um modelo de rede de poros. Finalmente, simula a drenagem e imbibição.
- Hu Dong: Dá continuidade ao trabalho do Al-Kharusi. Mostra outros caminhos a serem seguidos na caracterização. Além disso, propõe uma forma diferente da caracterização por esferas máximas.
- Lucia: Aborda as características fundamentais para o entendimento da análise e metodologias utilizadas para o estudo prático de rochas.
- Valvatne: Mostra de forma clara e didática como efetuar os principais cálculos petrofísicos de rochas reservatório.

3 FUNDAMENTO DE FENÔMENOS FÍSICOS EM AMBIENTES POROSOS

Antes de entrar em uma descrição detalhada dos processos desenvolvidos para a medida automatizada das análises físico-químicas das redes de poros e gargantas é fundamental entender os principais conceitos que circundam esse processo. Aqui será apresentada uma base teórica necessária para o entendimento dos processos subsequentes.

3.1 POROSIDADE

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

A porosidade pode ser dividida em porosidade absoluta e porosidade 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 .

$$\phi_a = \frac{V_{pa}}{V_b}.$$

Diferente da porosidade absoluta, a porosidade efetiva ϕ leva em consideração os poros interconectados. Fatores como tipo de rocha, heterogeneidade, tamanho do grão, entre outros afetam o cálculo da porosidade efetiva (URSIN; ZOLOTUKHIN, 2000).

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}.$$

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

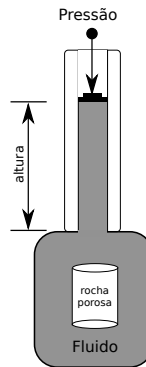


Figura 1: Representação esquemática da injeção de mercúrio.

Na prática a porosidade pode ser medida através de diversos métodos.

Os métodos visuais são dependentes de como são feitas as observações. Para garantir maior grau de confiabilidade os poros são contados através de fatias de rochas imageadas com o auxílio de diferentes instrumentos como microscópicos ou imagens de tomografia e ressonância. O método consiste em contar os espaços vazios da rocha, que pode ser representada por uma fina fatia obtida da amostra (processo destrutivo). Para minerais com poros grandes, as medidas obtidas com o uso de métodos visuais podem alcançar resultados satisfatórios.

Normalmente, os experimentos feitos em laboratório possuem melhores resultados. Isso ocorre pois poros muito pequenos (até mesmo para o microscópico) podem ser ignorados através dos métodos de observação. Erros de contagem de poros ocorrem principalmente por negligência do observador ou por falta de calibração do equipamento usado. Medições precisas podem ser alcançadas através dos métodos de imersão de fluidos não-molhante.

O método conhecido na literatura como *helium expansion* é considerado um dos mecanismos mais precisos para a obtenção da porosidade (LUCIA; KERANS; JR., 2003). O termo expansão de hélio é usado pois ele possui moléculas muito pequenas. Consequentemente esse método consegue alcançar poros que seriam inviáveis para im-

bibição ou injeção de mercúrio. Entretanto qualquer gás poderia ser usado para esse método, caracterizando seu nome, expansão de gás.

A expansão de gás pode ser descrita da seguinte forma:

- 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 .

No momento de equilíbrio, a pressão P_3 pode ser usada para calcular o volume da amostra V_b através da equação 3.1.

$$V_b = \frac{P_1 V_1 + P_2 V_2 - P_3 (V_1 - V_2)}{(P_1 - P_2)} \quad (3.1)$$

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

Outro método que pode ser usado para medir a porosidade é a injeção de mercúrio, simplificado na figura 1. Contudo esse método deve ser usado com cuidado, já que ele é considerado destrutivo. A amostra fica inutilizável, mas é possível reusar parte do mercúrio, ao menos.

Na injeção de mercúrio a rocha é evacuada e colocada em uma câmara com mercúrio. Em experimentos de laboratório o mercúrio não entrará nos poros da maioria das rochas. Por esse motivo, o deslocamento do mercúrio pode ser usado para calcular o volume alcançável 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. Como citado anteriormente, estruturas internas muito pequenas podem ser ignoradas por esse tipo de experimento. Por esse motivo, a porosidade dada por injeção de mercúrio costuma ser menor que a expansão de gás.

Técnicas mais antigas como Fluid-Summation (URSIN; ZOLOTUKHIN, 2000) eram usadas abundantemente, mas com o tempo e devido à baixa precisão, foram abandonadas.

No caso das rochas carbonáticas alguns cuidados devem ser tomados. Seus testes devem ser feitos nas mesmas condições de tensão do ambiente onde elas foram retiradas. Isso ocorre pois as rochas carbonáticas são consideradas rochas compressíveis, nas altas pressões do reservatório, e a sua porosidade diminui com o aumento da tensão efetiva (HARARI; WANG; SANER, 1995).

3.2 PRESSÃO CAPILAR

Um fator importante que pode ser analisado em uma amostra de rocha reservatório é a pressão capilar. Esta é capaz de caracterizar o comportamento de um ou mais fluidos no interior de uma amostra. Isso pode ser feito através da medição da diferença de pressão entre fluidos com diferentes características. Em petróleo essa característica pode ser encontrada através do estudo das pressões óleo e água.

3.2.1 Fluidos

Para uma análise correta da pressão capilar é necessário, primeiramente, entender como um fluido se comporta na presença de outros materiais. Existem três casos importantes que devem receber atenção durante um escoamento multifásico:

- Os fluidos podem ser líquidos. É muito comum a utilização de água e mercúrio para o cálculo da pressão capilar.
- Um dos fluidos pode ser um gás. Muito usado como uma alternativa para a forma líquida de mensuração de pressão capilar. Isso ocorre já que a substituição do líquido pelo gás pode tornar o processo laboratorial mais rápido, alcançando assim, o equilíbrio mais rapidamente (DULLIEN, 1992). Contudo esse caso deve ser estudado cautelosamente. Dependendo de quem controla o escoamento esse tempo pode se inverter.
- As matrizes rochosas caracterizam o comportamento de fluido em contato com sólido. Por esse motivo não faria sentido analisar somente o comportamento dos fluidos internos. Esse caso é

muito comum e acontece com abundância.

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. 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:

$$P_1 - P_2 = \frac{\sigma}{r_1} - \frac{\sigma}{r_2} \quad (3.2)$$

$$P_c = \frac{2\sigma}{r_m} \quad (3.3)$$

Onde σ é a tensão superficial e, na equação 3.2, 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 3.2 pode ser simplificada em 3.3. Esta equação apresenta r_m como raio do círculo.

Apesar da tensão superficial conseguir representar o comportamento em fluidos e suas pressões, ainda é necessário considerar a parte sólida. Ou seja, o equilíbrio deve ocorrer entre pelo menos três materiais.

Em sistemas capilares a fase sólida sempre estará envolvida juntamente 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. Para que o sistema se mantenha em equilíbrio a seguinte equação deve ser satisfeita:

$$\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 = 0,$$

Sendo que σ_i representa as forças no ponto de contato entre os materiais.

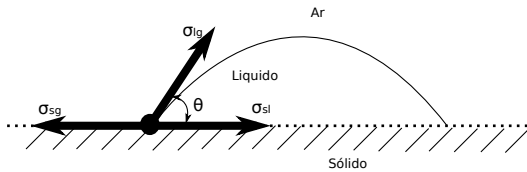


Figura 2: Secção transversal de uma gota sobre uma superfície lisa (TADMOR, 2004).

Mesmo que possa parecer inexistir uma tensão superficial na amostra sólida, por se tratar de uma superfície rígida, é possível estimar a magnitude da sua tensão através de alguns experimentos. 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 que demonstra bem 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 claramente as distintas fases do sistema. A superfície onde a gota repousa exibe a parte sólida, enquanto o fluido é apresentado pelo ar (fase gasosa) e a gota (fase líquida).

A figura 2 ilustra o experimento citado. Através desse experimento, e respeitando as leis do triângulo de Neumann, Young conseguiu relacionar o ângulo de contato no ponto de encontro das superfícies em equilíbrio como:

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

Na figura 2 é possível ver 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.

Deve-se lembrar que a equação proposta por Young (TADMOR, 2004), apresentada anteriormente, só abrange a tensão para superfícies lisas. Tendo um sólido rugoso essa perspectiva deve ser alterada e uma adaptação da equação pode ser usada (STACY, 2009). Já

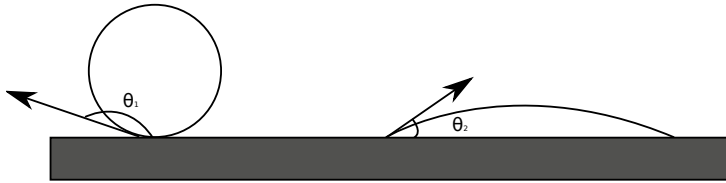


Figura 3: Diferença de comportamento entre um fluido molhante e um não-molhante.

para casos extremos como uma superfície deformável ou que tenham a capacidade de absorver o fluido, a equação de Young apresenta um resultado insatisfatório (MORROW, 1970).

Agora é possível definir a molhabilidade do fluido. 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 pode ser encontrado, o fluido é chamado de *perfeitamente molhante*. Nesse caso ele é, ao mesmo tempo, um fluido *perfeitamente não-molhante*. Essa definição pode variar dependendo do autor. Contudo, para essa dissertação serão usados esses valores para a definição de molhabilidade.

Simplificadamente, um fluido molhante pode ser entendido como um fluido que se espalha pela superfície de um sólido. Por outro lado, o fluido não-molhante tenta evitar o contato com o sólido. Para um fluido líquido não-molhante, este apresentaria um comportamento que se assemelha à gotas bem delimitadas no sólido.

A figura 3 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 ângulo de contato θ_1 apresenta claramente 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.

3.2.2 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.

Entendido como fluidos se comportam em contato com outros materiais, podemos estudar seu comportamento em regiões porosas. Nesse tipo de região 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.

De acordo com Young-Laplace, para um capilar cilíndrico, esse comportamento pode ser regido pela seguinte equação:

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

Lembrando que σ é a tensão da superfície, θ é o ângulo de contato e r é o raio do cilindro (DULLIEN, 1992).

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.

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

$$S = \frac{V_i}{V_{acc}},$$

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 mo-

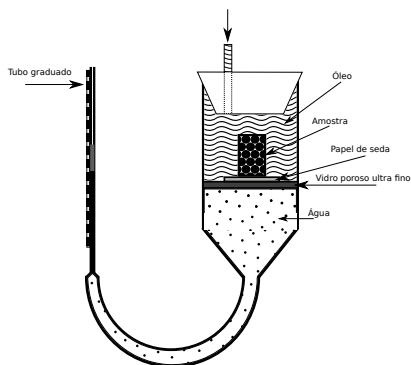


Figura 4: Desenho esquemático para a medição da pressão capilar em uma amostra.

lhante é a drenagem. O processo inverso é a embebição, diminuição da pressão para que o fluido molhante invada os poros.

Com base na figura 4 é concebível um melhor entendimento para esse experimento. Ele consiste em colocar no interior da câmara uma amostra saturada com um fluido molhante. Para a figura 4 esse fluido é representado pela água. Posteriormente a câmara é preenchida com um fluido não-molhante, representado pelo 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 através do 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.

Agora entende-se o porquê da existência do papel de seda e do vidro mostrados na figura 4. Eles são úteis visto que, se a pressão aumentar ao ponto de o fluido não molhante passar para o tubo em U, o experimento estaria comprometido.

Além disso é importante salientar que a medida de pressão deve

ser feita pouco a pouco. Isso acontece pois um aumento excessivo na pressão pode ocasionar um avanço muito rápido no interior da amostra. Esse avanço poderia significar que pressões capilares foram ultrapassadas sem serem percebidas.

Nem sempre é possível alcançar 100% de saturação. Ao fluido que fica aprisionado no interior da amostra dá-se o nome de fluido 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.

3.3 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, forma da rocha, propriedades, 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:

$$Q = \frac{Ak\Delta p}{\mu L} \quad (3.4)$$

onde Q representa a taxa de fluxo volumétrico no interior da

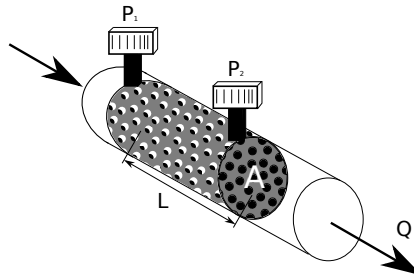


Figura 5: Figura esquemática para a medição de permeabilidade em laboratório.

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 através de plugs de rochas reservatório. Com o auxílio da figura esquemática 5, é possível descrever um 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 de entrada e saída. Ao final é obtida a taxa de fluxo e é medida a permeabilidade através da Lei de Darcy (3.4).

A medida vertical de permeabilidade costuma ter um valor menor que a horizontal. Isso ocorre devido ao modo como a rocha é desenvolvida, através da decomposição e compactação dos sedimentos, que muitas vezes são caracterizadas por permeabilidades muito diferentes.

3.3.1 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.

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.

Por exemplo, ao analisar uma rocha encontrou-se a concentração de dois tipos diferentes de fluidos (óleo e água). Quando o óleo entra em contato com a água no sistema poroso de uma rocha, esse preenche o centro dos poros e gargantas. Por outro lado, a água que existia em seu interior é confinada nas paredes da amostra. Essa disposição torna o fluxo da água e do óleo menor. No final do processo, se mais água for inserida na amostra partes com óleo podem ficar presas nos poros devido às forças capilares.

A figura 6 ilustra as etapas de preenchimento de uma rocha com um fluido multifásico. Cada parte da figura representada pelas letras A, B e C mostra um estágio do preenchimento de uma amostra fictícia. Em A a rocha possui apenas os grãos (esferas pretas) e o fluido molhante (representado pela parte branca). A etapa seguinte (B) mostra um fluido não-molhante (como óleo ou mercúrio) inserido no interior da amostra. Nesse estágio o fluido não-molhante, é representado pela parte cinza. Perceba que próximo às paredes a parte branca continua representando o fluido molhante. Ao final (C) mais fluido molhante foi injetado. Existe uma predominância da parte branca, entretanto é possível perceber a existência do fluido não-molhante preso no interior dos poros. Isso será discutido com mais detalhes em pressão capilar.

Usando a Lei de Darcy com a fórmula dada em (3.4) podemos calcular a permeabilidade efetiva como:

$$k_e = \frac{Q\mu L}{A\Delta P},$$

onde k_e é o valor da permeabilidade efetiva.

Com a generalização da Lei de Darcy podemos reescrever a fórmula para encontrarmos a permeabilidade de uma das fases j de um fluido multifásico (BARENBLATT; ENTOV; RYZHIK, 1987):

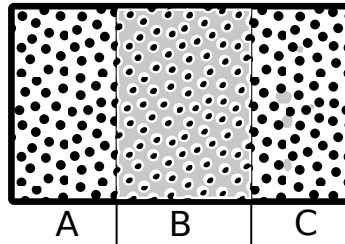
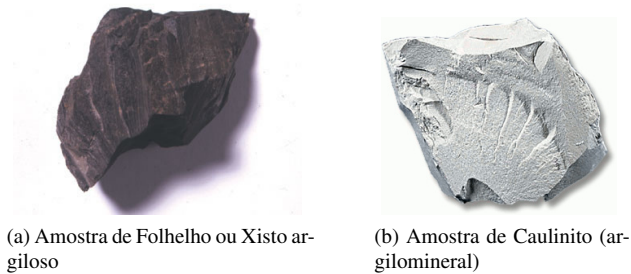


Figura 6: Etapas de preenchimento da amostra com fluido multifásico.



(a) Amostra de Folhelho ou Xisto argiloso

(b) Amostra de Caulinito (argilomineral)

Figura 7: Amostras de minerais.

$$k_{je} = \frac{Q_j \mu_j L}{A \Delta P},$$

Tendo isso podemos calcular a permeabilidade relativa através da decomposição da permeabilidade efetiva em absoluta e relativa:

$$k_{je} = k_{rj} \cdot k$$

3.4 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.

Rochas que apresentam grãos muito finos (Xistos argiloso, figura 7a e argilominerais, figura 7b) costumam apresentar porosidade alta. Contudo, esses tipos de materiais costumam possuir uma estrutura interna com poros e gargantas muito pequena, tornando-os praticamente impermeáveis.

Alguns carbonetos 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 (HALLIBURTON, 2001).

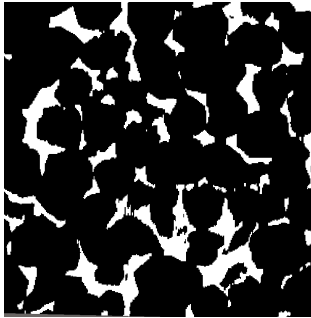
4 CARACTERIZAÇÃO

Para calcular propriedades petrofísicas das amostras de rochas reservatório em um ambiente computacional, faz-se necessário um modelo que represente o volume da amostra. Representar as amostras de forma simplificada pode ser usado para simplificar muitos cálculos efetuados sobre um volume. A representação de sua totalidade poderia dificultar, ou mesmo prejudicar o desempenho da análise das amostras. Geralmente para efetuar cálculos como de porosidade ou permeabilidade é necessário diferenciar os poros da matriz rochosa das amostras. Uma caracterização que contenha a representação de grãos degradaria o desempenho de algumas análises e cálculos matemáticos envolvidos neste estudo.

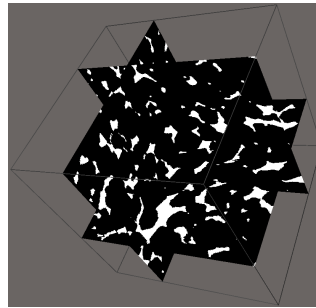
4.1 REPRESENTAÇÃO VOLUMÉTRICA

Para esta dissertação será usada uma série de dados volumétricos extraídos com base em imagens de microtomografia. Também chamada de Micro-CT, essa modalidade de tomografia não destrutiva é capaz de produzir imagens dos poros e grãos através de uma estrutura de representação 3D. Apesar da tomografia em si ser não destrutiva, as técnicas que preparam a amostra para ela são. Ou seja, para usar a amostra a rocha deve passar por processos como cortar e polir. Esse mecanismo usa diferentes posições de observação em conjunto com a tecnologia do raio-X para obter diferentes projeções 2D da amostra. Ao final do processo essas imagens bidimensionais são agrupadas, usando um algoritmo de *filtered back propagation* (KAK; SLANEY, 1988), para formar uma representação volumétrica.

A figura 8a mostra a representação de uma das fatias de uma tomografia. Quando agrupadas, são capazes de formar um volume 3D. Sua estrutura de voxels é mostrada na figura 9. Ao final o volume é representado graficamente através da técnica conhecida na literatura como *Multipplanar Reconstruction* (MPR) como mostrado na figura 8b. Essa técnica é comumente utilizada em softwares da área médica (OSIRIX, 2003; ROSSET; SPADOLA; RATIB, 2004; LILJENQVIST



(a) Representação de uma fatia 2D de uma tomografia 3D



(b) Representação volumétrica da micro-CT de uma rocha amostral.

Figura 8: Representação gráfica de rochas reservatório.

et al., 2002).

Dependendo do modo de captura do volume algumas perdas podem ocorrer. Essas perdas normalmente se mostram como ruídos ou artefatos resultantes do processamento da construção da imagem 3D proveniente da imagem 2D. Para eliminar o máximo de artefatos possível é necessário o uso de filtros de imagem. Filtros para essa correção, em imagens tridimensionais, são normalmente usados em um pós-processamento. Esse pós-processamento se caracteriza principalmente por duas fases distintas.

Em um primeiro momento são removidas as estruturas isoladas. É comum encontrar em amostras ruídos que formam ilhas no interior de espaços vazios. Isto deve ser verificado cuidadosamente, caso contrário esses tipos de estruturas podem prejudicar as análises futuras. De acordo com Liang (LIANG et al., 1998) o pequeno aumento que pode ocorrer na porosidade não afeta a estrutura da reconstrução.

Dado um volume de dados tridimensionais que represente a estrutura interna de uma amostra, teoricamente é possível calcular informações sobre o transporte de substâncias em seu interior usando-o diretamente. Infelizmente, devido ao volume de informações e a quantidade de dados desnecessárias, esse processo poderia ser viável para os cálculos mais simples, como fluxo de um fluido com fase única. Por outro lado, para cálculos complexos e que necessitem de um maior po-

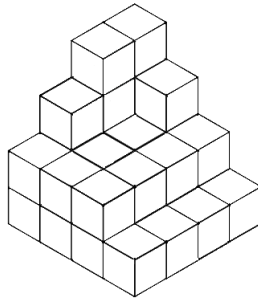


Figura 9: Abstração da representação volumétrica da uma imagem 3D

der computacional, como fluidos multifásicos, o cálculo diretamente no volume poderia ser problemático (VALVATNE; BLUNT, 2004). Tomando tempo demasiado e trazendo resultados que podem não ser satisfatórios.

Mesmo que para a reconstrução de um volume de dados os filtros sejam mais evidentes para os pós-processamentos citados, eles também podem ser usados durante o pré-processamento. No pré-processamento eles auxiliam em muitos pontos. Nas etapas de binarização e segmentação eles demonstram grande importância, que serão percebidas com mais evidência em etapas futuras.

4.2 GERAÇÃO DA REPRESENTAÇÃO VOLUMÉTRICA

Dentre os principais métodos existentes na literatura para a geração de um ambiente poroso de rochas é possível citar:

- **Serial Sectioning:** Método experimental para a obtenção de imagens do meio poroso. Um conjunto bem definido onde imagens 2D são agrupadas com o intuito de formar um volume 3D. Originalmente esse método era incapaz de produzir volumes com resolução menor que $10\mu\text{m}$ (DULLIEN, 1992). Recentemente com o uso de novas tecnologias, como *Focused Ion Bean* (FIB), fizeram com que esse método apresentasse resultados mais precisos na obtenção de informações 3D de geometria

e a topologia (TOMUTSA; RADMILOVIC, 2003).

- ***Stochastic Reconstruction***: Metodologia de obtenção de imagens 3D a partir de imagens 2D. Propriedades geométricas, como porosidade e pontos de correlação (número de ligações de um poro), podem ser medidas a partir de imagens 2D. Estas, por alcançarem altas resoluções com mais facilidade, podem ser usadas para gerar imagens 3D com as mesmas propriedades. Inicialmente eram usadas com base nas condições de *Gaussian Random Field* (GRF) (QUIBLIER, 1984), mas se mostrou insuficiente para detectar as micro estruturas de algumas amostras (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***: Método numérico para a obtenção de um modelo 3D do meio poroso a partir de diferentes informações. 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. Com Oren e Bakke 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 (ØREN; BAKKE, 1998, 2003).

Apesar dos tipos de reconstruções citados anteriormente possuírem uma boa correlação com o formato interno das amostras de rocha, elas ainda possuem algumas limitações. Estudos demonstram que a análise desse tipo de representação pode se tornar ambígua, principalmente para a extração de conectividade (HAZLETT, 1997; ØREN; BAKKE, 2002).

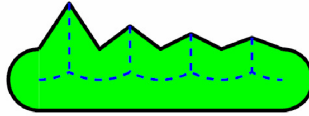


Figura 10: Esqueleto criado pelo algoritmo de eixo médio (DONG, 2007).

4.3 EXTRAÇÃO DA REDE DE POROS E GARGANTAS

Como visto anteriormente, os métodos apresentados são capazes de caracterizar as rochas carbonáticas de modo satisfatório. Porém alguns deles apresentam informações que degradariam o processamento computacional.

Para tornar prático o cálculo das características dos fluidos no interior de ambientes porosos antes é feito uma extração de sua rede de poros e gargantas. A rede de poros e gargantas se caracteriza por procurar uma representação da conectividade da estrutura interna de uma amostra. Entretanto essa estrutura deve se comportar de forma simples e versátil. Com esse comportamento é possível tirar proveito de modelos físicos otimizados para essas configurações, diminuindo o gasto computacional para calcular estas propriedades.

Para esse trabalho foi escolhido um método baseado no algoritmo de esferas máximas. Antes de entrar em mais detalhes sobre esse método será feito um breve comentário sobre outros algoritmos propostos pela literatura.

- **Algoritmo baseado no eixo médio:** Esse método cria uma representação topológica que representa o esqueleto que passa no eixo médio dos espaços vazios. Existem diversos algoritmos para encontrar, de modo eficiente, o eixo médio aproximado. Entre os mais citados, *Pore Space Burning* (LINDQUIST et al., 1996) e *Thinning* (BALDWIN et al., 1996) se destacam. Apesar de ser um bom método para demonstrar a topologia da rede, sua

saída não diferencia poros e gargantas(SILIN; PATZEK, 2006). A figura 10 ilustra o esqueleto para uma figura 2D.

- **Algoritmo 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 as redes geradas por Oren e Bakke (ØREN; BAKKE, 2003) se mostraram mais precisas (DELERUE; PERRIER, 2002).
- **Algoritmos baseado em esferas máximas:** Para cada voxel vazio define-se uma esfera. Seu tamanho inicial normalmente é o maior raio possível para ocupar um voxel. Após a inserção essas esferas são infladas até colidirem com o grão. Ao final do processo é gerado uma rede de cilindros e esferas que representam a topologia da rede (SILIN, 2003; AL-KHARUSI; BLUNT, 2007).

Após a extração da rede de poros e gargantas é possível utilizar técnicas para a determinação das características físicas da rocha de forma eficiente. Nos próximos capítulos serão abordados os principais algoritmos desenvolvidos e suas modificações para atender as necessidades da caracterização das rochas.

5 EXTRAÇÃO DE REDES DE POROS E GARGANTAS

Neste capítulo será abordado de forma detalhada o algoritmo de extração de redes utilizado para a predição dos dados físicos das rochas reservatório. Em um primeiro momento será abordada a forma clássica como é encontrada na literatura. Após isso são mostradas as modificações efetuadas no algoritmo. Essas modificações foram criadas com foco em um algoritmo com melhor desempenho e maior precisão no resultado final. Ao final deste capítulo será efetuada uma comparação entre as abordagens demonstradas.

5.1 EXTRAÇÃO CLÁSSICA

Esse método é baseado nas técnicas apresentadas por Hu Dong (DONG, 2007). Para melhorar o entendimento, antes de entrar em detalhes sobre o processo de ajuste efetuado no código de Hu Dong, uma breve explicação será efetuada.

5.1.1 Binarização

Antes de efetuar a extração da rede é necessário garantir que o volume de dados esteja preparado e livre de ruídos. O principal processo nesta etapa é converter as imagens de tons de cinza de micro-CT para imagens binarizadas (preto e branco). Os algoritmos de binarização dividem a amostra de dados em duas populações diferentes. Antes de separar essas populações, um algoritmo de erosão e dilatação (GONZALEZ; WOODS, 2001) pode ser usado para remover poros indesejados ou excessivamente pequenos. Dado o histograma gerado a partir dos dados brutos da amostra é usado um filtro da mediana (WATT; POLICARPO, 1998) para separar as partes com mais clareza.

Com a suavização da imagem gerada do processo anterior, esta já se encontra livre do excesso de ruídos. Para a suavização da imagem, normalmente é necessário um algoritmo semi-supervisionado. O

usuário indica parâmetros de entrada para auxiliar o algoritmo.

A extração da rede é feita no discernimento entre vazio e grão. Deste modo a imagem deve estar segmentada para que seja possível a continuidade do algoritmo. Mais uma vez, um algoritmo semi-supervisionado deve ser manuseado para diferenciar o que é grão e o que é vazio. Após esse processo a imagem será representada apenas por 0's e 1's (zeros e uns).

Classicamente o valor de rocha é representado pelo valor 1 e renderizado na cor branca. Entretanto, os valores de rocha e vazio podem ser apresentados de forma diferente dependendo do autor.

5.1.2 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 ocupando 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.

PREENCHIMENTO DOS ESPAÇOS VAZIOS

Durante a primeira fase, cada voxel que represente um vazio recebe uma esfera que o preenche. Para facilitar os cálculos e 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 então são representadas pelo seu valor de raio quadrático. Isso evita o cálculo desnecessário de raízes quadradas nos testes de intersecção.

Após isso 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 representem rocha. Como o centro das esferas são localizados nas mesmas posições dos voxels vazios, ao executar o escalonamento é possível garantir que as esferas, com o centro na posição do voxel, que colidam com as paredes sejam as maiores esferas inscritas naquela posição.

Até esse momento é possível garantir apenas que as esferas que

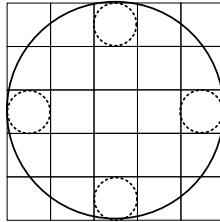


Figura 11: Demonstração da remoção de esferas totalmente contidas.

foram criadas formam um aglomerado da região porosa da representação binária. Entretanto, esta não é a melhor forma de representação. Ao “inflar” as esferas, estas podem sobreescrever outras.

Muitas 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 interrompido precocemente. Assim acabam ficando totalmente contidas em uma esfera maior. Contudo, estas pequenas esferas não podem ser removidas sem uma verificação adequada. Existem situações onde elas representam as imperfeições da rocha e o descarte poderia gerar erros futuros.

A presença de esferas totalmente contidas em outras acontece com tanta frequência que ignorar a etapa de remoção pode se tornar extremamente prejudicial. Para evitar o desperdício de memória e de processamento nos processos posteriores, as esferas que ficam totalmente contidas dentro de outras devem ser removidas. A figura 11 mostra o comportamento das esferas totalmente contidas (esferas pontilhadas). A imagem foi montada didaticamente para demonstrar a existência de esferas que claramente ficarão totalmente contidas dentro da maior (esfera em negrito). Diferente de um poro totalmente quadrado como na figura 11, casos mais complexos devem ser estudados de maneira diferente. A figura também ignora as esferas que teriam sido criadas nos voxels vazios para facilitar a visualização. A análise de inclusão deve ser verificada, já que não são apenas as esferas de bordas que podem ter esse tipo de comportamento.

Para efetuar o método de aglomeração e remoção de esferas Hu

Dong representa a esfera com algumas modificações (DONG; BLUNT, 2009). Devido aos erros que podem afetar a precisão da esfera descontínua formada por voxels, Hu Dong as define 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. Essa área é 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.

Caso seja desconsiderada a descontinuidade do modo de representação das esferas em voxel, a remoção pode ser calculada de forma trivial. Para duas esferas descontínuas E_1E_2 , E_1 será removida se o raio de E_1 for menor que a distância entre E_1 e E_2 . Alguns modelos de representação de esferas (DONG; BLUNT, 2009; AL-KHARUSI; BLUNT, 2007) podem conter imprecisão na intersecção, ocasionando em uma perda considerável de esferas que não estão exatamente contidas em outras.

Tendo removido as esferas redundantes é preciso realizar a execução da divisão hierárquica das esferas para a formação dos *clusters*.

FORMAÇÃO HIERÁRQUICA

Nesta etapa as esferas são divididas em grupos que darão origem aos poros e as gargantas. Para satisfazer essa premissa, é necessário definir uma abordagem de separação para as esferas geradas nos passos anteriores.

Para dividir os *clusters* é usado uma formação em árvore, onde a raiz contém a maior esfera dessa árvore. A busca por filhas é feita através da intersecção com outras esferas até que seja encontrada uma esfera que já esteja em outra árvore. Para facilitar o entendimento são definidas as esferas de uma árvore como uma família, gerada pelos seguintes passos:

- Todas as esferas devem ser organizadas em ordem decrescente de raio. Essas esferas são divididas em grupos de esferas com o mesmo tamanho.
- Para o primeiro grupo de esferas é escolhida uma e essa é inserida na raiz de uma árvore. A figura 12a mostra que as maiores

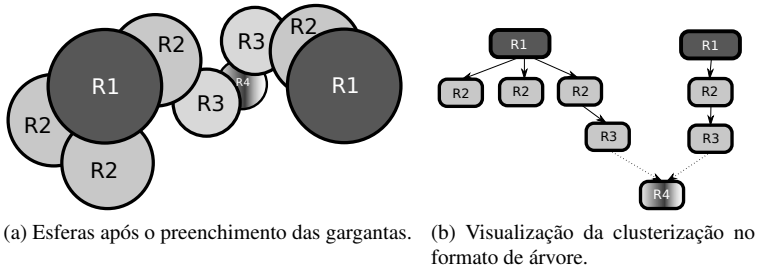


Figura 12: Demonstração da clusterização das esferas.

esferas são representadas pelas esferas $R1$. Já na figura 12b é mostrado como ocorre a inserção destas na raiz da árvore. São feitos testes de intersecção para encontrar as esferas que 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 na criação de uma nova família, esta tentar absorver uma esfera que já possui outra família ela é marcada como um ponto de intersecção de *clusters*.
- O processo é repetido para cada esfera restante até alcançarem um raio delimitado pelo usuário (*threshold*) ou as esferas acabarem.

Ao final deste processo, as raízes das árvores conterão as esferas inscritas em um poro. As filhas das árvores conterão as esferas vizinhas, representando assim uma família. 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, para ver a quantidade de famílias que estão ligadas.

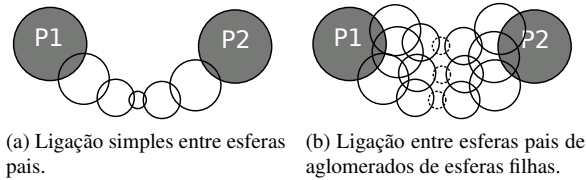


Figura 13: Ligação de duas esferas pais (P1 e P2).

CRIAÇÃO DOS POROS E GARGANTAS

Com base na *cluster* de esferas criadas através dos passos anteriores é possível fazer a divisão de poros e gargantas. A divisão destes aglomerados desta maneira é algo arbitrário e dependente do tipo de rocha a ser analisada. Essa separação utiliza como referência uma comparação entre o raio da esfera pai (na raiz da árvore) com o raio das esferas filhas. O valor de *threshold* para esta divisão foi estudado em (SILVA, 2012).

SEGMENTAÇÃO DO CLUSTER

No caso mais simples, uma esfera pai poderia estar ligada a outra apenas por uma sequência bem comportada de esferas, como mostrado na figura 13a. Contudo, na maior parte dos casos existem muitas esferas conectadas à esfera pai e essas esferas filhas podem estar aglomeradas com muitas outras, como mostrado na figura 13b. Para que todas as esferas sejam contempladas, a cada duas esferas pais é efetuada uma busca em profundidade pelas esferas filhas. Para que os dois poros estejam conectados é necessário que a busca possa alcançar o ponto de conexão entre os dois *clusters*.

Depois que o ponto de ligação foi encontrado através das esferas filhas é usado um critério empírico para separar poro de garganta. Isso normalmente é feito através de uma comparação baseada em uma porcentagem do raio da esfera filha com a esfera pai. Caso esse limiar seja alcançado, o *cluster* pode então ser dividido. Ou seja, não é apenas a esfera pai que se torna poro, mas sim um aglomerado de esferas

resultantes da heurística apresentada.

Em alguns momentos as gargantas precisam de tratamentos mais rebuscados, como nos casos de intersecções nas esferas diretamente ligadas ao pai e intersecções múltiplas. Cada caso precisa ser avaliado cuidadosamente já que seus resultados afetarão a conectividade da rede (AL-KHARUSI; BLUNT, 2007).

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 as câmaras internas 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 m e n , tortuosidade, curva de injeção, curvas de pressão capilar, entre outros. Uma rede que não possua entradas ou saídas representaria uma amostra impermeável.

Buscando uma forma de definição mais intuitiva, são definidos como entrada e saída aqueles poros que têm ligação com o meio externo. Diferente de Al-Kharusi (AL-KHARUSI; BLUNT, 2007) que define as entradas e saídas como sendo os poros responsáveis por uma porcentagem que se encontram próximos da paredes do volume. Aqui será considerado como ligação com o meio externo aqueles poros que estejam encostados com a parede (DONG; BLUNT, 2009).

ESFERAS MÁXIMAS EXATAS

Com o intuito de tornar a criação da rede de poros mais precisa e otimizada, André Ferreira Bem Silva propõe um novo processo de criação da rede de poros (SILVA, 2012). As mudanças são centradas nos subprocessos, alterando cada parte individualmente, sem alterar a macro divisão criada pelo algoritmo.

DISTÂNCIA EUCLIDIANA

A primeira etapa modificada é aquela que descreve o preenchimento dos espaços vazios. O processo de crescimento das esferas requer muita memória 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 burlar esse obstáculo é usado um mapa de distância euclidiana. Processo tipicamente utilizado em processos de esqueletonização (SCHENA; PILLER, 2008).

O algoritmo é dividido em três etapas. Cada uma dessas etapas leva em consideração uma região do espaço, ou seja, 1, 2 e 3D. Iniciando com apenas uma dimensão e utilizando-se somente de somas, para efetuar o cálculo de distância é feita uma varredura horizontal, em ambos os sentidos. Ao final do processo cada célula possui uma distância que é equivalente aos valores acumulados pela varredura. Esses valores ainda não são os finais, mas sim valores intermediários que serão utilizados nos passos seguintes do algoritmos. Os passos 2D e 3D são semelhantes e concluem o algoritmo. A diferença entre o 2D e o 3D é o tipo de varredura que é feita, levando em consideração 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 usado com outro tipo de métrica para o cálculo da distância. Além do aumento de desempenho já obtido, esse algoritmo é um ótimo candidato a paralelização. Apesar das três etapas serem sequenciais, em cada etapa existem regiões que podem ser paralelizadas, já que não possuem dependência de dados, tornando o algoritmo ainda mais rápido.

Antes de iniciar o algoritmo paralelo é necessário dividir o volume. Para a primeira etapa, a representação 1D utiliza uma linha. Para as etapas que seguem, 2D e 3D, são usados planos. Cada um desses planos será executado paralelamente para o primeiro e segundo estágio do algoritmo de distância euclidiana. Somente no terceiro estágio é necessário efetuar trocas de informação, ou seja usar uma memória para ambos. Para aproveitar o paralelismo é preciso um passo adicional, cada plano é escaneado e as informações são compartilhadas através da memória compartilhada. Para concluir, cada processador envia 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).

ESFERAS EXATAS

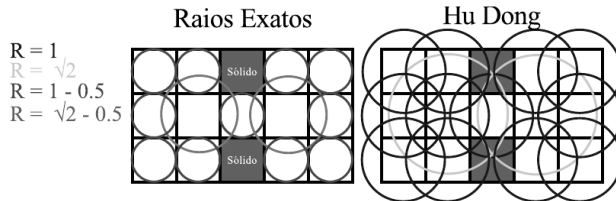


Figura 14: Com a utilização dos raios duplos camadas de rochas podem ser ignoradas durante o teste de intersecção (SILVA, 2012).

De acordo com Hu Dong as esferas poderiam ser discretizadas de forma mais precisa através da utilização de dois raios. Entretanto, esse processo pode acarretar em algumas alterações na estrutura final da rede. Como demonstrado na figura 14, o método oferecido pelos raios duplos pode ignorar partes rochosas que deveriam ser consideradas paredes durante a formação dos aglomerados.

Usando o mapa de distância, mesmo que não existam as esferas 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).

6 AUTOMATIZAÇÃO DA ANÁLISE PETROFÍSICA

Buscando uma análise mais detalhada das redes de poros e gargantas usando esferas máximas alguns métodos foram desenvolvidos para o estudo petrofísico destas redes.

Usando o mesmo aplicativo que Hu Dong (DONG, 2007) apresentou em sua tese, Silva (SILVA, 2012) pôde alcançar resultados expressivos para cálculos relacionados à matriz rochosa. Entretanto, o processo de comparação poderia ganhar mais credibilidade ao ser efetuado contra experimentações de laboratório ou por simulações físicas como Lattice Boltzmann.

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

6.1 PERMEABILIDADE

Em laboratório a permeabilidade pode ser alcançada através da lei de Darcy. Nesta dissertação, para que a permeabilidade possa ser calculada de modo satisfatório algumas restrições devem ser seguidas. É necessário que o fluxo do fluido esteja na horizontal, seja incompressível, tenha 100% de saturação no meio poroso, estacionário, laminar e não reaja com o meio.

O cálculo computacional de permeabilidade é interessante desde a preservação da informação até a análise e comparações de resultados a distância.

Tentando encontrar um método para aprimorar a análise laboratorial e demonstrar um resultado fisicamente plausível, a escolha natural é o uso de Lattice Boltzmann (LB).

LB é um método de simulação usado para modelar o comportamento de um ou mais fluidos através de um volume de dados. Durante a simulação, LB possui a habilidade de simular as equações de Navier-Stokes. Para isso, ele cria uma abstração que satisfaça as formulações baseadas nas velocidades e pressões das equações de Navier-Stokes.

Para isso, dado uma região considerada como espaço vazio, são efetuados cálculos de comportamento do fluido para cada voxel do volume diretamente (CHEN; DOOLEN, 1998). Este tipo de simulação demanda de um poder computacional muito grande, já que precisa discretizar cada voxel para a simulação. Em alguns casos o volume de dados pode ser tão grande que uma simulação pode se tornar impraticável (WHITE; BORJA; FREDRICH, 2006). Para esses casos, não é raro dividir o volume em subunidades e efetuar a simulação, mesmo correndo o risco da possível imprecisão causada.

Tentando aprimorar os resultados das análises efetuadas em rocha reservatório e buscando desempenho aliado à praticidade das redes de poros e gargantas, um método para o cálculo de permeabilidade nestas redes foi desenvolvido. Apesar de ser uma simplificação de uma caracterização baseada em um volume, o cálculo de permeabilidade baseado nas redes de poros tende a ser mais rápido e pode alcançar resultados expressivos.

Enquanto em uma simulação usando volume as leis da física devem levar em consideração cada voxel, nas redes de poros as simulações são baseadas apenas na estrutura da rede. Ou seja, em uma simulação por voxel, poros grandes acarretariam em 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.

6.1.1 Cálculo de Permeabilidade em Estruturas de Poros e Gargantas.

Para efetuar o cálculo da permeabilidade levam-se em conta as Leis de Darcy 3.4. A taxa de fluxo é dependente da forma estrutural da rede que será criada na etapa de reconstrução do sistema de poros e gargantas. Tendo esse sistema é possível encontrar o fluxo.

Para essa busca foi desenvolvido um algoritmo para o cálculo de permeabilidade. Tendo medido as pressões na entrada e na saída da amostra é possível alcançar as taxas de fluxo. Para simplificar a descrição do processo, ele foi dividido em quatro partes:

1. **Busca de fluxo:** Análise do caminho gerado na amostra para a

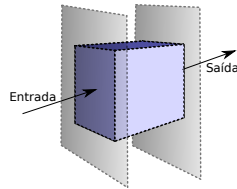


Figura 15: Demonstração da entrada e saída da rede.

verificação e aquisição de poros com fluxo. Isso é, aqueles que ligam as entradas às saídas.

2. **Geração da matriz de pressão:** Montagem do sistema linear para o cálculo das pressões em cada poro. Finalizando com a transformação e simplificação na forma matricial.
3. **Busca da pressão por poro:** Busca e análise de algoritmos de cálculos de sistema linear para um sistema baseado em uma rede de poros e gargantas.
4. **Taxa de fluxo:** Finalmente é utilizada a Lei de Darcy para o cálculo de permeabilidade com base nas informações adquiridas nos passos anteriores.

BUSCA DE FLUXO.

Sabe-se que durante a medição de permeabilidade apenas duas das paredes do volume possibilitarão fluxo do fluido entre o meio externo e interno. A entrada e a saída de fluxo serão escolhidas, essas estarão paralelas e nos extremos opostos da rocha. Esta escolha pode ser observada na figura 15. Nesta figura são apresentadas as duas paredes que serão as entradas e saídas da rede. As outras paredes estarão isoladas, impedindo que o fluido entre ou saia por elas. Ou seja, as paredes responsáveis por impedir a passagem de fluido devem ser impermeabilizadas.

A primeira etapa para um algoritmo de cálculo de permeabilidade é verificar a percolação na amostra. Nesse caso, para que a permeabilidade exista é necessário encontrar pelo menos um caminho

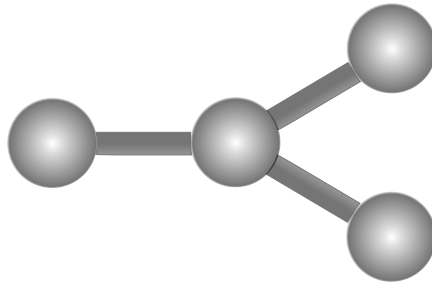


Figura 16: Representação simplificada da rede com o uso de esferas e cilindros sem rugosidade.

entre as entradas e as saídas para o eixo simulado. Caso o caminho não seja encontrado não faz sentido tentar encontrar a permeabilidade, já que o fluxo será zero.

Para entender como o caminho é percorrido na rede de poros criada a partir da amostra, será suposta a seguinte estrutura: uma rede com poros e gargantas totalmente uniformes, de tamanhos iguais e bem comportados, exemplificada na figura 16. No momento em que um fluido começa a invadir a estrutura citada ele tomará conta de todas as regiões.

É importante deixar claro que esta representação não é capaz de reproduzir todos os efeitos físicos existentes na rede. Contudo, esta forma será usada para a demonstração da etapa de preenchimento da rede. Posteriormente a rede será modificada para apresentar comportamento mais realístico.

Para a configuração descrita acima, o fluido vai preencher a rocha, a partir da entrada, de forma homogênea. Ou seja, ocupará cada poro e garganta simultaneamente a medida em que eles são alcançados.

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 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 apresentar a in-

vasão do fluido em suas bifurcações.

Para fazer a análise do caminho em uma estrutura deste tipo é possível interpretar a rede de poros e gargantas como um grafo.

Um grafo é um par do tipo $G = (V, A)$ que satisfaça $A \subseteq [V]^2$. Ou seja, um grafo é uma estrutura nomeada 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 e vértices e os dados que cada um possui (DIESTEL, 2005).

As formas para encontrar um caminho, que inicie em um 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 em uma resposta para a existência ou ausência de caminho. Nesse caso o principal cuidado que deve ser tomado é quando o grafo possuir ciclos. 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 em uma análise infinita.

Adicionalmente, percorrer apenas um caminho não é o caso do fluido. 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 para o cálculo do fluxo.

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:

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

Conhecendo essa 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) (DIESTEL,

2005).

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 (DASGUPTA; PAPANIMITRIOU; VAZIRANI, 2006).

GERAÇÃO DA MATRIZ DE PRESSÃO.

Uma vez concluída a busca pelos poros que farão parte do cálculo de permeabilidade, é possível iniciar a montagem da matriz de pressões. Para evitar o desperdício de poder computacional e memória, e para aumentar o desempenho do cálculo do sistema linear resultante desse processo, somente os poros resultantes da busca pelo caminho serão incluídos na montagem da matriz.

Nessa etapa o objetivo é encontrar as pressões. Para isso é possível interpretar a rede como um sistema linear.

O sistema para a rede onde cada garganta liga apenas dois vértices é representado por:

$$\left\{ \begin{array}{l} c_{11}(p_1 - p_1) + c_{12}(p_2 - p_1) + \dots + c_{1m}(p_m - p_1) = 0 \\ c_{21}(p_1 - p_2) + c_{22}(p_2 - p_2) + \dots + c_{2m}(p_m - p_2) = 0 \\ \dots \\ c_{m1}(p_1 - p_m) + c_{m2}(p_2 - p_m) + \dots + c_{mm}(p_m - p_m) = 0 \end{array} \right. \quad (6.1)$$

Nesse sistema 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.

Nesta etapa a rede simplificada apresentada no estágio de busca de fluxo não pode mais ser usada. Isto acontece pois é necessário calcular a condutância C da rede e esta depende do formato do poro.

Normalmente, para não perder a simplicidade da rede de esferas e cilindro, são usadas formas geométricas simples que aproximam o comportamento angular dos fluidos nas imperfeições da rocha (VALVATNE; BLUNT, 2004). Para esta dissertação serão usados círculos, quadrados e triângulos. Essas formas geométricas 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 (MASON; MORROW, 1991). Dependendo do valor de G , que é calculado como a média da seção transversal da área dividida pelo perímetro ao quadrado, o poro pode assumir uma das seguintes formas, exemplificadas na figura 17 (VALVATNE, 2009):

- $G = [0, \frac{\sqrt{3}}{36}] \rightarrow$ triângulo.
- $G = (\frac{\sqrt{3}}{36}, 0.07) \rightarrow$ quadrado.
- $G = \frac{1}{4\pi} \rightarrow$ círculos.

Sabendo a forma de cada poro é possível encontrar a condutância de cada par de poros através de:

$$\frac{L_{ij}}{g_{p,ij}} = \frac{R_i}{g_{p,i}} + \frac{L_t}{g_{p,t}} + \frac{R_j}{g_{p,j}} \quad (6.2)$$

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:

$$g_p = k \frac{A^2 G}{\mu} \quad (6.3)$$

Para a equação 6.3 k é uma constante analítica e seu valor depende da forma do poro (VALVATNE, 2009):

- Triângulo: 3/5

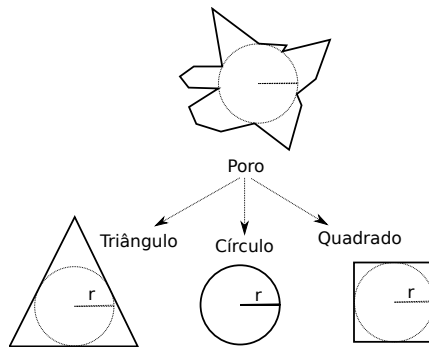


Figura 17: Dependendo do fator de forma, o elemento pode ser representado por uma figura geométrica diferente com o círculo inscrito a ela.

- Quadrado: 0.5623
- Círculo: 1/8

O tamanho deste sistema é diretamente proporcional à quantidade de poros conectados do volume amostral. Poros isolados terão sua condutância igual a zero. Caso os poros que não tenham ligações entre as entradas e as saídas não tenham sido ignorados durante a montagem do sistema, esses também serão nulos e não influenciarão no cálculo da pressão. Contudo, para uma amostra com porosidade alta, mas com muitos desses poros isolados, o sistema será extremamente grande e exigirá processamento desnecessário. Por esse motivo a análise de percolação deve ser efetuada previamente.

Computacionalmente a resolução de um sistema linear na forma apresentada pode se tornar um grande problema. A forma matricial produz melhores resultados e possui métodos de resolução consolidados na literatura (BARRETT et al., 1994).

Após isolarmos as pressões do sistema apresentado em (6.1), a forma matricial é apresentada como:

$$\begin{bmatrix} (c_{12} + c_{13}) & -c_{12} & \dots & -c_{1m} \\ -c_{21} & (c_{21} + c_{23}) & \dots & -c_{2m} \\ & \dots & & \\ -c_{n1} & -c_{n2} & \dots & (c_{n1} + c_{n2} + \dots + c_{n(m-1)}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \dots \\ p_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

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 conhecido 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:

$$\begin{bmatrix} (c_{12} + c_{13}) & -c_{12} & \dots & -c_{1m} \\ -c_{21} & (c_{21} + c_{23}) & \dots & -c_{2m} \\ & \dots & & \\ -c_{n1} & -c_{n2} & \dots & (c_{n1} + c_{n2} + \dots + c_{n(m-1)}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \dots \\ p_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha \\ \sum_{i=0}^{\alpha} = c_{1\alpha} * p_{\alpha} \\ \alpha \\ \sum_{i=0}^{\alpha} = c_{2\alpha} * p_{\alpha} \\ \dots \\ \alpha \\ \sum_{i=0}^{\alpha} = c_{n\alpha} * p_{\alpha} \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

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.

BUSCA DA PRESSÃO POR PORO.

Inicialmente pode parecer que o cálculo das pressões através da resolução de um sistema linear é um processo extremamente desgastante computacionalmente. Isso seria verdade se a matriz de condutância possuísse todos os valores não nulos. Para que este cenário possa existir a rede de poros teria que formar um grafo completo. Ou seja, cada vértice sendo adjacente a todos os outros vértices (DIESTEL, 2005). Neste pior caso, uma rede com essas características seria extremamente custosa para ser simulada computacionalmente.

Para formações rochosas naturais, a matriz de condutância será

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 esse tipo de matriz é comum criar uma interface que livre o usuário da responsabilidade de saber o comportamento da matriz esparsa. Essa interface se comporta de forma idêntica a uma matriz padrão. Contudo, somente valores diferentes de zero são armazenados. Isto é feito através de um mapeamento (AHO; ULLMAN; HOPCROFT, 1983) que acelera a performance de acesso.

Durante a resolução do sistema linear muitas abordagens foram pesquisadas. Para os métodos estacionários, Jacobi, Guass-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. Contudo, é possível observar, através da tabela 4, 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, pois armazenam 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 tipo de 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.

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

De acordo com a tabela 4 apresentada, o método com o melhor comportamento 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.

Como pode ser percebido o método de Gauss foi totalmente descartado. Esse método costuma convergir de forma lenta, isso torna a resolução do sistema lenta e cansativa para o usuário. 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 4 apresenta uma síntese da tabela apresentada no Anexo A.

Amostra	Tamanho	BI-CGSTAB	Gauss	SOR	CG
s1	2376	2,75199	21,7774	11,9103	5,6501
s3	12202	16,582	1532,35	499,384	246,975
s6	1119	2,2863	3,10131	3,37492	1,58423
s8	2142	9,94118	46,0777	5,91994	8,14506

Tabela 4: Demonstração do tempo de execução para os métodos de resolução de sistemas lineares.

TAXA DE FLUXO.

Tendo o valor da pressão em cada poro dado pelo sistema, calcular o fluxo e a permeabilidade se torna uma tarefa trivial. Através da Lei de Darcy 3.4, citada 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 (Δp).

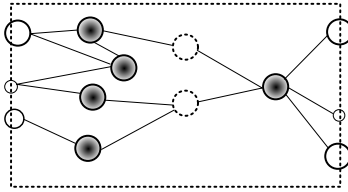


Figura 18: Aqui são demonstrados os poros que estão conectados a entradas e saídas do sistema. Esses são representados pelos círculos com um padrão escuro como preenchimento.

De Valvatne (2009) é possível transcrever a equação da taxa de fluxo:

$$q_{p,i} = \frac{g_{i,j}}{L_{ij}} (\phi_{p,i} - \phi_{p,j}) \quad (6.6)$$

para:

Dado o fluxo de saída:

$$\sum_{i=0}^{\phi_{out}} i = C_{\phi_{out}} * (p_{\phi_{out}} - p_{out}) \quad (6.7)$$

Com ϕ_{out} o total de poros ligados às saídas do sistema. $c_{\phi_{out}}$ a condutância entre um poro i e um poro de saída i_{out} . E por fim, p sendo as pressões informadas, no caso das entradas e saídas, ou encontradas.

Dado fluxo de entrada como:

$$\sum_{i=0}^{\phi_{in}} i = C_{\phi_{in}} * (p_{\phi_{in}} - p_{in}) \quad (6.8)$$

Com o comportamento semelhante ao de saída, mas visando os poros de entrada *in*.

A figura 18 destaca os poros que farão parte da escolha de poros ligados às entradas e a saída. Durante a montagem da matriz para o cálculo do sistema linear, demonstrado anteriormente, esse poros são facilmente encontrados. Esse processo é otimizado efetuando a escolha no momento da montagem da matriz.

Podemos alcançar a média aritmética como sendo o fluxo no interior da amostra. Como o fluxo que entra deve ser igual ao fluxo que sai, podemos analisar a discrepância entre a entrada e a saída através do cálculo do erro entre esses.

Cálculo do erro:

$$E = |F_{out} - F_{in}| / F_{out} \quad (6.9)$$

Com F representando os fluxos calculados anteriormente.

O resultado final é alcançado usando os valores já conhecidos anteriormente em $k_e = \frac{Q\mu L}{A\Delta p}$.

6.2 PRESSÃO CAPILAR

Aqui será apresentada uma metodologia desenvolvida para predição de dados sobre a condição de molhabilidade da rede com base no cálculo da pressão capilar. Esta condição de molhabilidade é importante para auxiliar o entendimento do comportamento do fluxo na rede.

6.2.1 Molhabilidade

Três qualificações podem ser usadas (VALVATNE; BLUNT, 2004):

- Fortemente molhante: região porosa em contato direto com o fluido molhante.

- Fortemente não-molhante: região porosa em contato direto com o fluido não molhante.
- Molhabilidade intermediária: região porosa contendo múltiplos fluidos.

Inicialmente a rede está totalmente saturada com o fluido molhante (ex: água). Isso garante que toda a região porosa seja qualificada como fortemente molhante. Após a primeira drenagem outros tipos de qualificações podem aparecer. Durante a primeira drenagem o fluido não-molhante (ex: óleo) invade as regiões porosas da rede a medida que a pressão aumenta. As partes da rocha que estão em contato direto com este fluido passam para a qualificação de fortemente não-molhante. Entretanto os poros não são completamente polidos. Isso assegura que as pequenas rugosidades presentes neles mantenham uma fina camada de fluido molhante. Para a região porosa que divide o fluido não-molhante com o molhante dar-se-á a qualificação de molhabilidade intermediária. Dependendo da pressão, os filmes de fluido molhante podem colapsar e tornar o poro fortemente não molhante (MASALMEH, 2003).

6.2.2 Modelo

O modelo de comportamento do fluido seguirá a abordagem sugerida por (ØREN; BAKKE, 1998), (AL-GHARBI; BLUNT, 2003) e (VALVATNE, 2009). Para isso será assumido que o fluxo é infinitamente lento (*quasi-static*) e a diminuição da viscosidade é insignificante.

(VALVATNE; BLUNT, 2004) define esta condição em função do número capilar N_{cap} :

$$N_{cap} = \frac{\mu v}{\sigma} \quad (6.10)$$

Com 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.

6.2.3 Primeira drenagem

Como mencionado anteriormente, todos os elementos da rede estão inicialmente preenchidos pelo fluido molhante. Neste contexto, o deslocamento do fluido molhante pelo não-molhante pode acontecer apenas através do aumento da pressão. Além disso, o centro de um elemento só poderá ser invadido se ele tiver um elemento adjacente contendo o fluido não-molhante. Estas condições são conhecidas como *piston-like displacement* (LENORMAND R.; ZARCONI, 1983). Matematicamente para um poro ser invadido é necessário obedecer a equação 3.2.

Como já visto, para poros circulares a equação 3.2 pode ser simplificada em 3.3. Entretanto, a quantidade de elementos com seção transversal circular normalmente é muito pequena, tornando a equação 3.3 insatisfatória para a maioria dos casos.

Através do método de Mayer, Stowe e Prince (MS-P) (MASON; MORROW, 1991) é possível representar o fluido molhante que pode existir nas irregularidades dos elementos após a invasão através de formas poligonais simples, como aquelas demonstradas na figura 17.

MÉTODO DE MAYER, STOWE E PRINCE

Dada a representação equivalente da rede de poros é possível, para um dado fator de forma, representar o fluido nos cantos do elemento. Essa situação pode ser demonstrada através da figura 19.

Para um fator de forma triangular o arco metade (*half angle*), representado por β , pode ser calculado como segue (PATZEK U. OF CALIFORNIA, 2001):

$$\beta_{2,min} = atan\left\{\frac{2}{\sqrt{3}}\cos\left[\frac{acos(-12\sqrt{3}G)}{3} + \frac{4\pi}{3}\right]\right\} \quad (6.11)$$

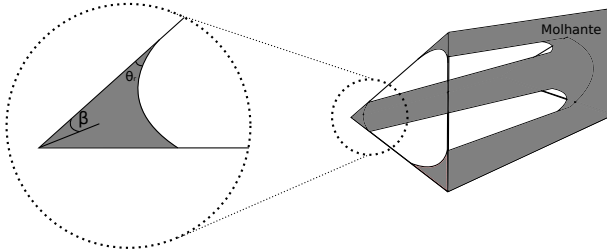


Figura 19: Representação de um elemento e a camada de fluido que permanece nos cantos. Para esta figura a área clara representa o fluido não-molhante e a escura o molhante.

$$\beta_{2,max} = \text{atan}\left\{\frac{2}{\sqrt{3}}\cos\left[\frac{\text{acos}(-12\sqrt{3}G)}{3}\right]\right\} \quad (6.12)$$

$$\beta_1 = -\frac{1}{2}\beta_2 + \frac{1}{2}\text{asen}\left(\frac{\tan\beta_2 + 4G}{\tan\beta_2 - 4G}\right) \quad (6.13)$$

$$\beta_3 = \frac{\pi}{2} - \beta_1 - \beta_2 \quad (6.14)$$

Primeiramente β_2 deve ser escolhido como um número aleatório entre os resultados das equações 6.11 e 6.12. 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 valor de arco metade é desnecessário. Para formas quadradas os valores de β são iguais a $\frac{\pi}{4}$.

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

$$P_c = \frac{\sigma \cos\theta_r (1 + 2\sqrt{\pi G})}{r} F_d(\theta_r, G, \beta) \quad (6.15)$$

Na equação 6.15 F_d representa o fator de correção, adimensional, do fluido molhante que pode estar preso nos cantos.

O fator de correção adimensional é dado por:

$$F_d(\theta_r, G, \beta) = \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{4GD}{\cos^2 \theta_r}}}{(1 + 2\sqrt{\pi G})} \quad (6.16)$$

$$D = S_1 - 2S_2 \cos \theta_r + S_3 \quad (6.17)$$

E S_1 , S_2 e S_3 podem ser encontrados através da simplificação das fórmulas dadas para o cálculo de área efetiva e comprimento da interface encontrada em (VALVATNE, 2009):

$$S_1 = \sum_{i=1}^3 \left[\frac{\cos \theta_r \cos(\theta_r + \beta_i)}{\sin \beta_i} + \theta_r + \beta_i - \frac{\pi}{2} \right] \quad (6.18)$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^3 \frac{\cos(\theta_r + \beta_i)}{\sin \beta_i} \quad (6.19)$$

$$S_3 = 2 \sum_{i=1}^n \left(\frac{n}{2} - \theta_r - \beta_i \right) \quad (6.20)$$

Nos casos de elementos com secção transversal circular o fator de correção F_d será igual a 1 e 6.15 é simplificado em 3.3.

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

$$Weibull = \begin{cases} \theta_{min} + (\theta_{max} - \theta_{min})x & \delta, \eta < 0 \\ (\theta_{max} - \theta_{min}) \left(-\delta \log(x(1 - e^{-\frac{1}{\delta}}) + e^{-\frac{1}{\delta}}) \right)^{\frac{1}{\eta}} + \theta_{min} & \delta, \eta \geq 0 \end{cases} \quad (6.21)$$

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.

CURVA DE PRESSÃO CAPILAR

Para a geração da curva de pressão capilar, os poros de entrada da rede são modelados assumindo que eles estejam conectados a um

reservatório de fluido não-molhante. A pressão da fase não-molhante (P_{nw}) é aumentada, enquanto a pressão da fase molhante (P_w) é mantida constante, isso resulta em um aumento da pressão capilar (P_c). Os poros são preenchidos a medida que a pressão aumenta de forma ordenada.

Para controlar o modo como os poros são preenchidos, estes são armazenados em uma lista, ordenada pela P_c . 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 fortemente não-molhante e não permite 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 existe a possibilidade de deslocá-lo para a saída da rede. Impedindo que todo o fluido molhante seja removido da rede.

7 VALIDAÇÃO E TESTES

Com base na teoria de transportes de fluidos e estruturas de poros foi possível desenvolver algoritmos capazes de calcular automaticamente as mensurações necessárias para as análises petrofísicas. Esses métodos permitem facilitar e agilizar a análise das amostras de rochas reservatório com bases em micro tomografias. Além disso, eles procuram otimizar o tempo usado em laboratórios para o estudo desses comportamentos. Por fim, desvincular a ideia da necessidade de super computadores para estudos comportamentais de rochas reservatório.

Neste capítulo serão demonstrados os resultados dos métodos propostos. Com base nesses resultados, testar condições hipotéticas e estabelecer tendências.

7.1 VALIDAÇÃO DA PERMEABILIDADE

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

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

A tabela 6, mostra o resultado para o cálculo de permeabilidade com base no método vislumbrado nesta dissertação, aqui ele será referenciado apenas como Ramos. As tabelas deste capítulo demonstram resultados para as amostras C1, C2, S1, S2 e S3, com sua secção transversal demonstradas na figura 20 e sua resolução e tamanho na tabela 5. Para outras amostras, o Anexo A pode ser consultado.

	Resolução (μm)	Tamanho (cubico)
C1	2.85	400
C2	5.345	400
S1	8.683	300
S2	4.956	300
S3	9.1	300

Tabela 5: Dados das amostras

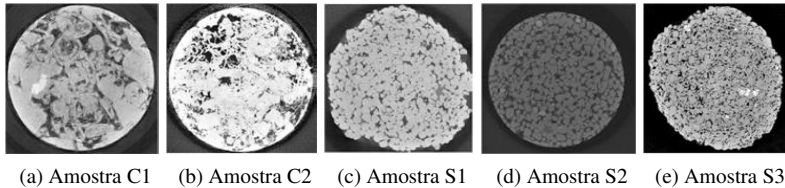


Figura 20: Imagens das secções transversais das amostras.

	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	2472	2355	1824
C2	45	137	14
S1	1698	1028	801
S2	8770	5204	5138
S3	120	250	145

Tabela 6: Cálculo de permeabilidade para o método proposto (Ramos) (Anexo A, tabela 18).

	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	2525,86	2673,77	2564,57
C2	27,5	153,56	250,18
S1	1252,98	1458,98	3078,16
S2	7174,6	7372,87	7387,01
S3	96,51	814,5	531,22

Tabela 7: Cálculo de permeabilidade para o método de Silva (2012) (SILVA, 2012). (Anexo A, tabela 23).

Para efetuar a comparação de permeabilidade será usada como referência a tabela de permeabilidade obtida em Silva (2012) (SILVA, 2012).

	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

Tabela 8: Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo das abscissas. (Anexo A, tabela 19).

Outro dado para comparação é fornecido pela Petrobras (PETROBRAS, 1953). Esses dados foram obtidos através da simulação por Lattice Boltzmann. Essa simulação foi efetuada com o uso do software conhecido como eCore (NUMERICALROCKS, 2004). Por ser um programa privado, a ajuda da Petrobras no fornecimento dos dados foi fundamental.

	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	930,593	1772,83	1135,72
C2	39,3818	159,005	20,9036
S1	1971,6	1650,6	554,422
S2	6277,98	5624,09	4938,7
S3	163,331	436,11	120,827

Tabela 9: Cálculo de permeabilidade para o método de simulação baseado em LB (eCore) (NUMERICALROCKS, 2004). (Anexo A, tabela 22).

Finalmente, a tabela 10 mostra os dados de permeabilidade para os mesmos volumes. Os dados são obtidos através de LB, simulado por Mattila (MATTILA, 2010)

	K_x (mD)	K_y (mD)	K_z (mD)
C1	1526,663	2322,120	1857,810
C2	439,758	811,310	594,84
S1	3135,777	3028,976	2271,936
S2	5471,533	4994,23	4554,393
S3	1193,018	1354,9	864,118

Tabela 10: Cálculo de permeabilidade para o método de simulação baseado em Lattice Boltzmann (Mattila) (MATTILA, 2010). (Anexo A, tabela 24).

Por fim a tabela 8 demonstra o cálculo dos fluxos de entrada e saída da rede somente para o eixo X. Caso exista a necessidade de mais informações sobre os valores dos fluxos de entrada e saída para outros eixos e outras amostras, o Anexo A pode ser consultado.

A tabela 8 é usada para o entendimento da 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.

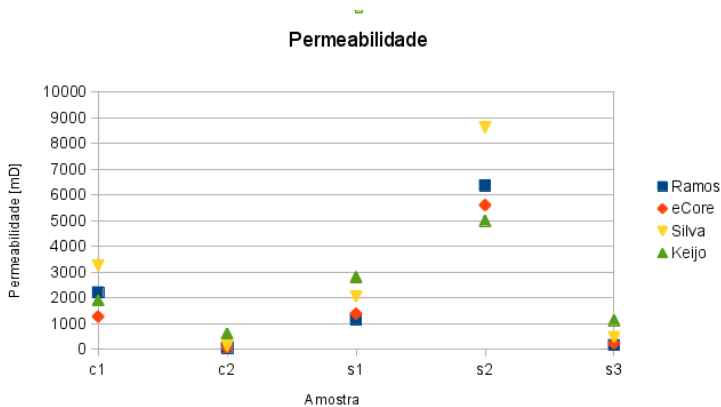


Figura 21: Gráfico comparativo entre as duas abordagens.

A fim de visualizar as tabelas 6, 10 e 7 com mais facilidade a figura 21 representa um gráfico criado com base nas tabelas citadas.

Como pode ser verificado na legenda da tabela, cada ponto representa um valor de permeabilidade para o método de um autor específico.

7.1.1 Resultados

Aqui serão apresentados os resultados e algumas conclusões pontuais.

DIFERENÇAS ENTRE AS PERMEABILIDADE

As diferenças apresentadas nos cálculos de permeabilidade são satisfatórias. A pequena variação existente não é significativa para invalidar ou deturpar a análise feita sobre o fluxo do fluido no interior das amostras.

Embora a maior parte dos resultados de permeabilidade tenham sido satisfatórios, existiu uma amostra fora do padrão. Essa amostra teve um erro significativo no eixo x. Sua permeabilidade pode ser vista na tabela 11. Esse resultado de permeabilidade, 166562, difere totalmente dos apresentados nas outras abordagens.

Algumas hipóteses foram levantadas para essa diferença:

	S6 _x (mD)
Ramos	166562
eCore	14405
Silva	30296
Mattila	21700

Tabela 11: Dados discrepantes para a amostra S6 (Resolução 5.1 μm).

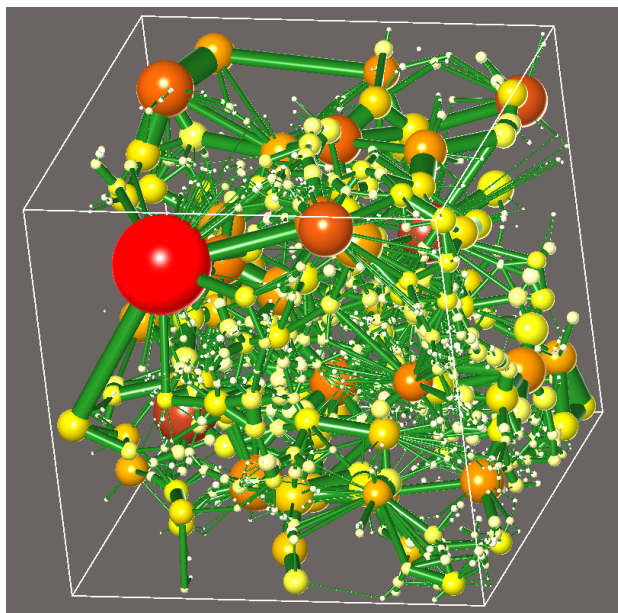
- Geração da rede de poros e gargantas: Durante a geração da rede, esta apresentou um poro de entrada extremamente grande. Além disso ele quase se conecta diretamente com a saída. Passando por apenas um poro. As figuras 22a, 22b e 22c mostram a rede que caracteriza esse problema. A rede de poros em 22a possui uma função de transferência onde a cor vermelha realça

o tamanho dos maiores raios. Além disso nas figuras 22b e 22c, que representam a mesma rede com diferentes graus de complexidade, o poro pode ser visto inteiramente. O tamanho exagerado desse poro pode ter acarretado em um fluxo muito alto e ter refletido no resultado. Apesar de que através das figuras de *cluster* possa parecer que no eixo y esse problema também poderia ocorrer, a rede de poros e gargantas revela que existe um caminho bem mais complexo para o fluxo nesta direção.

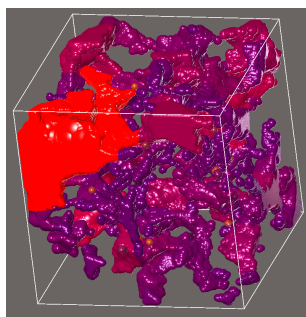
- Método de aquisição dos fluxos de entrada e saída: Nenhum pré-processamento é feito nas entradas e saídas da rede para tentar deixar a rede mais homogênea. Isso foi uma opção tomada desde o início da pesquisa. Os resultados não deveriam ser providos de adaptações algorítmicas, mas sim dos cálculos 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 lados da entrada e saída nada muda no valor da permeabilidade. Esse método difere das abordagens onde nodos falsos são criados. Esses nodos falsos ligam as entradas e saídas da rede. Nesse caso a rede teria apenas uma entrada e uma saída. Todo fluxo seria baseado nesses nodos e a permeabilidade seria apresentada de forma mais comportada (OREN, 1997).

Ao tentar atacar as hipóteses levantadas, as condições de contorno foram modificadas e analisadas. Como proposto por (DONG, 2007) só foram considerados poros de entrada aqueles que ocupavam menos de 10% do volume total. Neste caso o poro que causava a discrepância na rede não é mais considerado entrada. Simulando novamente, sem nenhuma alteração no algoritmo de permeabilidade, um novo resultado foi alcançado.

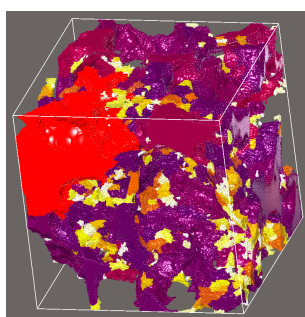
- Permeabilidade da amostra S6 usando condições de contorno de 10%: 35707 mD



(a) Rede de poros e gargantas para a amostra S6.



(b) Divisão simplificada dos *cluster* da região porosa.



(c) Divisão completa dos *cluster* da região porosa.

Figura 22: Modelagem da amostra S6.

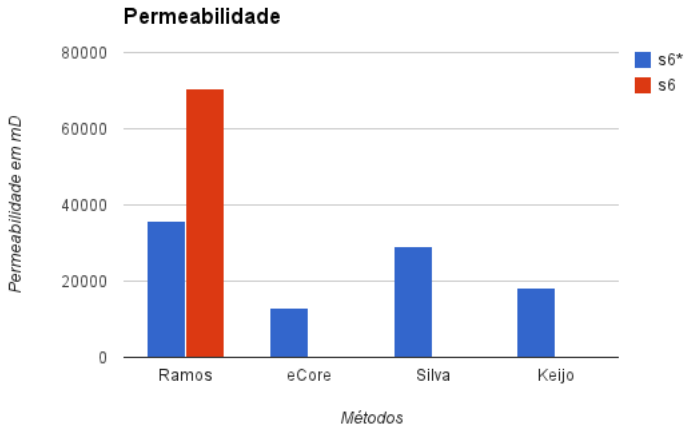


Tabela 12: Cálculo de permeabilidade com condição de contorno (s6*). Somente os poros que ocupem menos de 10% do volume podem ser transformados em entradas ou saídas.

VELOCIDADE

Outro fator que pode ser notado é o aumento de velocidade. Foi possível obter um desempenho maior usando uma caracterização capaz de simplificar as estruturas internas das amostras. Como já era esperado, os cálculos efetuados em estruturas simples obtiveram uma velocidade maior que em cada *voxel* do volume. Perceba também que os dados obtidos para o cálculo da permeabilidade usando a rede de esferas e cilindros puderam ser efetuados em uma máquina, descritas na tabela 13, com um poder computacional inferior aquela usada em LB.

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

Tabela 13: Configuração das máquinas usadas para a execução dos métodos testados.

As tabelas 14 e 15 mostra diferença entre a velocidade de execução entre LB do eCore e Ramos.

	x	y	z	média
S1	217.149	363.792	430.138	337.02
S2	84.1756	70.7934	163.806	106.258
S3	474.825	136.057	266.603	292.495
S4	864.001	817.638	661.58	781.073
S5	43.7063	59.5972	50.5571	51.28
S6	71.7885	51.0336	106.523	76.44
S7	48.3973	43.5413	35.7744	42.571
S8	43.8576	44.4552	44.8968	44.4032
S9	163.462	86.4105	143.615	131.1625
C1	365.357	150.913	668.103	394.791
C2	1805.74	1759.11	2129.19	1898.01

Tabela 14: Tabela de tempo, em segundos, para a execução do algoritmo de permeabilidade fornecida pelo eCore.

	x	y	z	média
S1	6.9274	3.7055	2.4607	4.36
S2	14.1	14.56	14.45	14.37
S3	14.1	93.1806	22.53	43.27
S4	165.5	162.03	55.67	127.7
S5	1.037	1.07	1.05	1.05
S6	2.13	2.15	2.2	2.16
S7	5.2	5.34	5.2	5.24
S8	9.89	9.82	7.29	9
S9	0.741	0.734	0.739	0.73
C1	25.2424	3.96831	12.3375	12.84
C2	10.1864	2.2956	12.5367	8.33

Tabela 15: Tabela de tempo, em segundos, para a execução do Ramos.

Para facilitar a visualização, as médias das tabelas 14 e 15 são representadas pelo gráfico da figura 23. Nessa tabela a representação é feita de forma logarítmica, para melhorar a visibilidade dos ganhos.

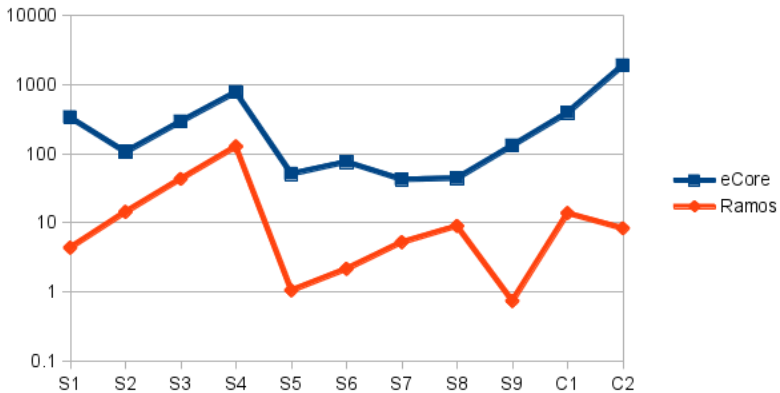


Figura 23: Gráfico referente às médias de velocidade para o cálculo da permeabilidade para as tabelas 14 e 15.

FLUXO

Através da tabela 8 é possível perceber que em alguns momentos o fluxo na entrada difere muito do fluxo da saída. Isso pode acontecer pois a conservação da massa acontece em toda a rede. Para o cálculo da permeabilidade somente os fluxos na entrada e saída são usados. Um fluxo muito diferente pode indicar que existe uma diferença muito grande entre a entrada e a saída da rede. Esse resultado pode ser usado por um especialista na verificação de homogeneidade da amostra.

7.2 VALIDAÇÃO DO COMPORTAMENTO CAPILAR

Aqui será demonstrado o comportamento do cálculo de pressão capilar. Para isso serão demonstrados os resultados para a primeira drenagem.

Os dados foram calculados com base nos seguintes atributos:

- Tensão superficial: 30 mN/m (*miliNewton por metro*)

- Ângulo de contato: 0°

- Distribuição de Weibull:
 - Ângulo mínimo: 50°
 - Ângulo máximo: 60°
 - δ : -10
 - η : -1

Os gráficos demonstram os resultados para Ramos e eCore.

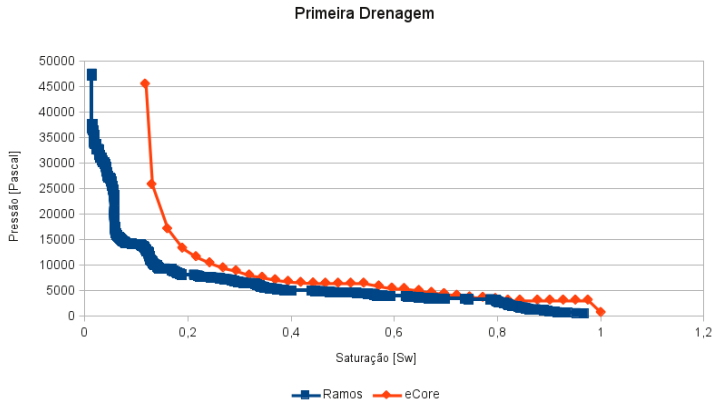


Figura 24: Curva de pressão capilar para C1.

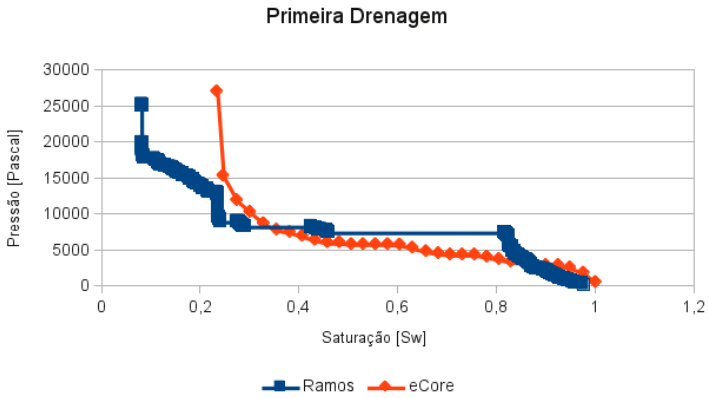


Figura 25: Curva de pressão capilar para C2.

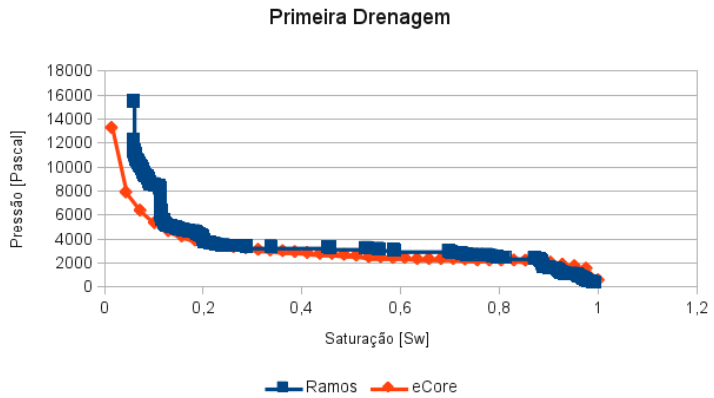


Figura 26: Curva de pressão capilar para S1.

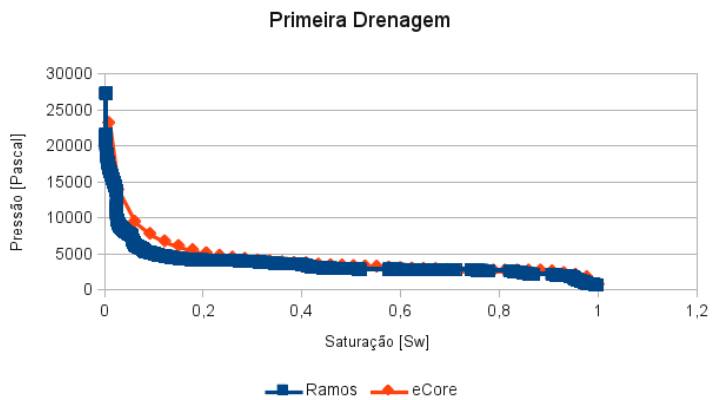


Figura 27: Curva de pressão capilar para S2.

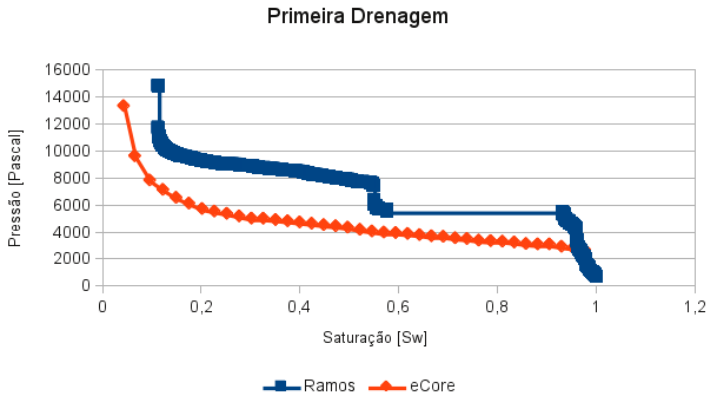


Figura 28: Curva de pressão capilar para S3.

Nos gráficos demonstrados para a curva de pressão capilar, é possível perceber que o método proposto consegue produzir muitos pontos, já que ele mostra todas as pressões capilares possíveis da curva. (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 desta dissertação produz *traps* para a primeira drenagem. Apesar de produzir saturações interessantes, as *traps* levam em consideração somente o formato do elemento (poro ou garganta). Um estudo mais detalhado poderia verificar se essa lamina de fluido molhante realmente existe para determinados números de coordenação, já que o método não leva em consideração a posição das gargantas em cada poro.

O Anexo A mostra outros resultados. É possível perceber que o método produz ótimos resultados para curvas que alcançam baixa saturação.

7.2.1 Resultados

Os resultados da pressão capilar se comportaram de forma satisfatória. Os valores se correlacionam na maior parte dos casos, principalmente em amostras que próximo à pressão máxima alcançam baixa saturação de fluido molhante. Além disso, o método produziu muitos valores de pressão e saturação durante a simulação. Isso aconteceu pois ele procura pelos valores de pressão com base nos poros acessíveis. Um poro só é acessível se o fluido molhante que ele contém estiver em contato com um fluido não-molhante do lado externo da amostra ou em outro elemento. Diminuindo a interpolação necessária que pode existir durante uma medição baseada somente no aumento da pressão.

8 CONCLUSÃO

Usando a rede de esferas e gargantas baseada em esferas exatas, foi possível alcançar redes mais simplificadas e evitar a simulação baseada diretamente no volume de dados. A simplicidade das informações, provida pelas simplificações impostas pela reconstrução da rede, possibilitaram a visualização e simulação dos dados numéricos com agilidade e eficiência.

Mesmo com as diferenças nos cálculos e na granularidade de uma simulação realística, como a usada em Lattice Boltzmann, as análises numéricas efetuadas sobre as redes de poros e ligações demonstraram resultados satisfatórios. Uma porcentagem significativa dos resultados para os cálculos de permeabilidade puderam ser correlacionadas com os valores obtidos por métodos bem validados, sem a necessidade de subterfúgios algorítmicos que modificam a estrutura natural da rede. Neste sentido a simulação baseada em redes de poros e gargantas pode acrescentar informações às análises feitas em simulações a nível de *voxel*.

A implementação, teste e análise das curvas de pressão capilar puderam revelar que as redes, mesmo com menos informações, podem ser relacionadas às redes que usam diretamente o modelo provido por um volume complexo.

Todas essas análises físicas puderam ser feitas diretamente na rede de poros e gargantas. Esse mecanismo possibilitou a convergência rápida e esperada dos resultados. Essa velocidade se fez presente, já que o número de cálculos que devem ser computados diminuiu de um *voxel* para uma estrutura simples e maior.

Cabe lembrar que, mesmo que a estrutura tenha sido simplificada e os cálculos acelerados devido a esse processo, a velocidade ainda pode ser um problema. Como acontece em simulações baseadas no volume, enquanto o tamanho da rede aumenta não tem como evitar o aumento no tempo necessário para a obtenção das informações.

Com a ajuda da Petrobras foi possível avaliar os resultados para os cálculos efetuados sobre a rede. Essa avaliação se deu através da comparação dos dados simulados usando o eCore e os métodos baseados em Mattila (2010). Mesmo que o funcionamento computacional

usado para a simulação seja desconhecido, os resultados conseguiram ter uma pequena margem de erro.

Ainda falta um longo caminho para que todas as necessidades do estudo geológico sejam totalmente sanadas. No estudo do comportamento das amostras de rochas de reservatórios, muitos outros dados podem ser verificados para que estudos mais detalhados possam ser alcançados.

Para trabalhos futuros, é interessante verificar os diferentes ciclos existentes durante a medição de pressão capilar, aprimorar a rede para permitir a reconstrução e análise petrofísica de forma paralela. Além disso, para amostras muito grandes a reconstrução ainda pode consumir muita memória. Em casos de amostra com tamanho de 750 voxels cubo, a reconstrução da rede consome cerca de 6Gb de memória RAM. Estudar métodos para a diminuição ou distribuição otimizada da memória é fundamental para a análise de amostras maiores. Aspectos como otimização da reconstrução usando processadores distribuídos ou gráficos também podem ser verificados se houver a necessidade de respostas ainda mais rápidas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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.

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>>.

BARENBLATT, G.; ENTOV, V.; RYZHIK, V. *Theory of non-stationary filtration of liquids and gases*. 1987.

BARRETT, R. et al. *Templates for the Solution of Linear Systems: Building Blocks for Iterative Methods, 2nd Edition*. Philadelphia, PA: SIAM, 1994.

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.

BLUNT, M. The effect of pore-structure on hysteresis in relative permeability and capillary pressure: pore-level modeling. *Transport in Porous Media*, v. 5, p. 103–151, 1990. Disponível em: <<http://www.springerlink.com/index/h535333571167678.pdf>>.

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>>.

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>>.

CORDELL, R. J. Carbonates as hydrocarbon source rocks. *Developments in Petroleum Science*, v. 30, p. 271–329, 1992. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0376736109701281>>.

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/ddfc84df913d6ef96f8f7l=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>>.

FATT, I. The network model of porous media. *Petroleum Transactions*, v. 207, p. 144–181, 1956. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=SPE-000574-G&societyCode=SPE>>.

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/onepetropreview?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>>.

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>>.

KAK, A. C.; SLANEY, M. *Principles of Computerized Tomographic Imaging*. New York: IEEE Press, 1988.

KITCHENHAM, B. Procedures for performing systematic reviews. *Technical Report TR/SE-0401*, v. 1, p. 1–21, 2004.

LENORMAND R.; ZARCONI, C. S. 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. 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. 3-4, 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>>.

MASALMEH, S. K. The effect of wettability heterogeneity on capillary pressure and relative permeability. *Journal of petroleum science & engineering*, v. 39, p. 399–408, 2003.

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.

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/>>.

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>>.

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=SPE>>.

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**PERMEABILIDADE.**

Resultados dos cálculos de permeabilidade para os diferentes métodos.

As secções transversal das amostras podem ser vistas na figura 29.

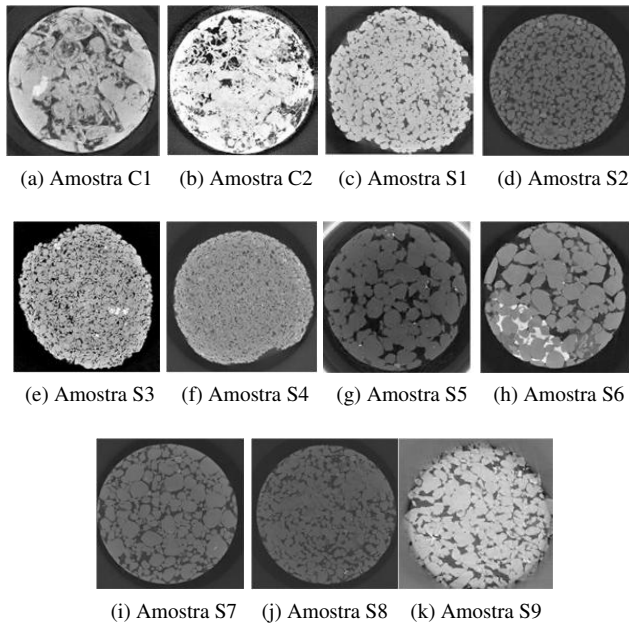


Figura 29: Imagens das secções transversais das amostras estudadas.

A Tabela 16 mostra os dados de resolução e tamanho da amostra.

	Resolução (μm)	Tamanho (cubico)
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
S9	3.398	300

Tabela 16: Dados das amostras

VELOCIDADE PARA RESOLUÇÃO DE SISTEMAS LINEARES.

Os diferentes métodos de sistemas lineares apresentam velocidades variáveis para sua conclusão. Essas velocidades podem ser vistas através da tabela 17. Ela mostra o tamanho do sistema linear. Esse tamanho é mostrado em apenas uma dimensão. Ou seja, a obtenção da quantidade de elementos no sistema é o dobro deste tamanho. Ou seja, para S1 que tem tamanho 2376, sua matriz esparsa tem tamanho 2376x2376. Os tempos para BI-CGSTAB, GAUSS, SOR e CG são dados em segundos.

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 17: Cálculo de permeabilidade para o método provido por essa dissertação. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

RAMOS

As permeabilidades mostradas na tabela 18 foram calculadas para a validação desta dissertação. O método para obtenção destes resultados pode ser verificado no capítulo **Automatização da Análise Petrofísica**.

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
S9	9927,47	5150,82	3191,34
A1	17788,1	11458,9	7314,93

Tabela 18: Cálculo de permeabilidade para o método provido por essa dissertação. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

Os gráficos representados pelas figuras 30 e 31 demonstram visualmente os valores de permeabilidade da tabela 18. Para facilitar a visualização eles foram divididos.

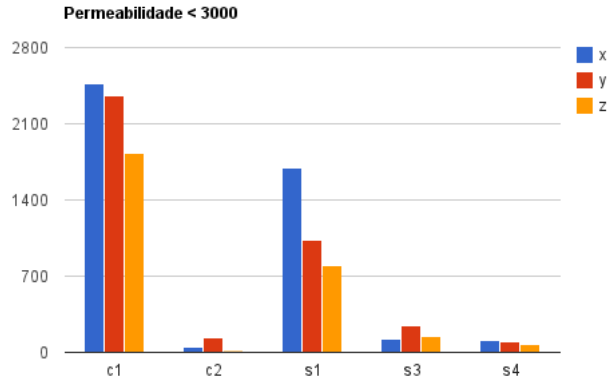


Figura 30: Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade menores que 3000.

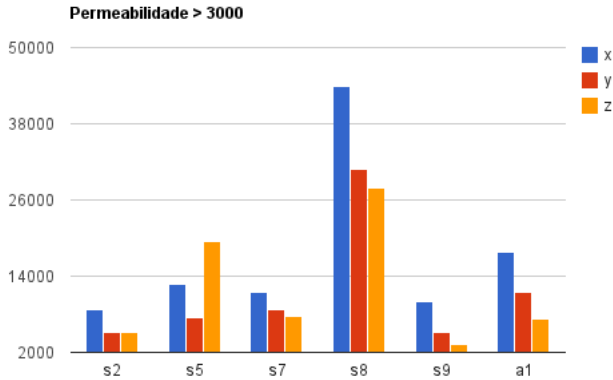


Figura 31: Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade maiores que 3000.

As tabelas 19, 20 e 21 mostram o comportamento do fluxo do fluido na entrada e saída da rede de poros e gargantas.

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
S9 _x	9,935E-12	9,935E-12	7,83471E-07
A1 _x	2,0277E-11	2,0277E-11	2,42764E-09

Tabela 19: 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
S9 _y	5,155E-12	5,155E-12	8,19184E-07
A1 _y	1,3062E-11	1,3062E-11	1,23135E-08

Tabela 20: 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
S9 _z	3,194E-12	3,194E-12	2,14829E-07
A1 _z	8,338E-12	8,338E-12	3,03776E-07

Tabela 21: Cálculo do fluxo de entrada e saída da rede para o eixo z.

ECORE

A tabela 22 mostra os valores disponibilizados pelo eCore (NUMERICALROCKS, 2004). Os gráficos 32 e 33 demonstram visualmente a homogeneidade das amostras com base nas permeabilidades nos três eixos.

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
S9	19621,6	15720	13952,3
A1	8508,09	8042,62	5623,73

Tabela 22: Cálculo de permeabilidade obtidos com o uso do eCore. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

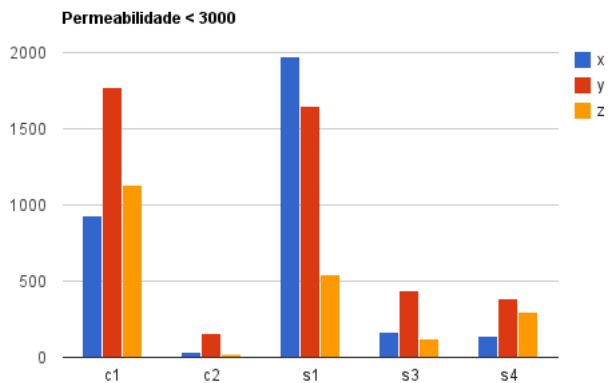


Figura 32: Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade menores que 3000. Dados do eCore.

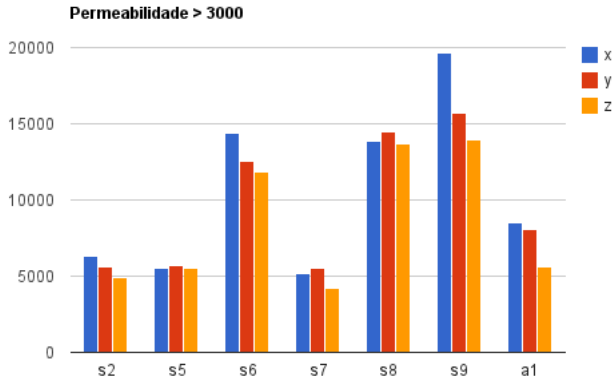


Figura 33: Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade maiores que 3000. Dados do eCore.

SILVA

A fim de obter valores físicos para a rede de esferas exatas Silva provê alguns valores para o cálculo de permeabilidade (SILVA, 2012). Esse valores são apresentados na tabela 23 e visualizados graficamente nas figuras 34 e 35.

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
S9	8910,84	8950,63	8736,54
A1	15685,5	16448,6	16883,2

Tabela 23: Cálculo de permeabilidade obtidos para a dissertação (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.

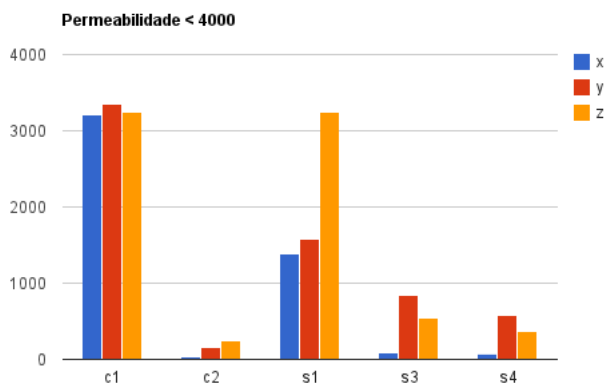


Figura 34: Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade menores que 4000 (SILVA, 2012).

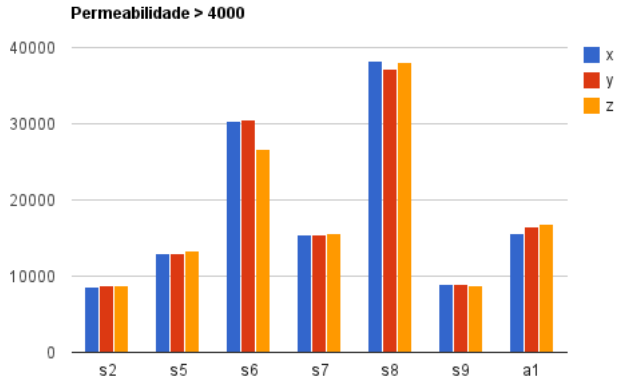


Figura 35: Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade maiores que 4000 (SILVA, 2012).

MATTILA

Outros dados de permeabilidade podem ser obtidos pela simulação em Lattice Boltzmann descrita por Mattila (MATTILA, 2010). Os valores numéricos para permeabilidade através dessa abordagem podem ser vistos na tabela 24. A visualização gráfica é mostrada nas figuras 36 e 37.

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	7503149	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
S9	3756,83	2936,484	3168,37
A1	10335,22	9689,1564	7080,133

Tabela 24: Cálculo de permeabilidade obtidos através de Mattila. Na primeira coluna é mostrado o nome da amostra de teste. As três colunas seguintes a permeabilidade para os eixos x, y e z.

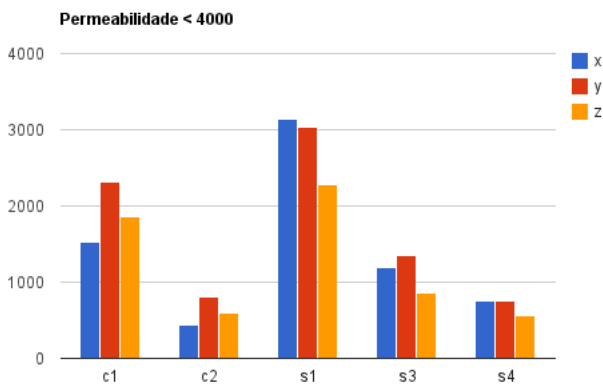


Figura 36: Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade menores que 4000.

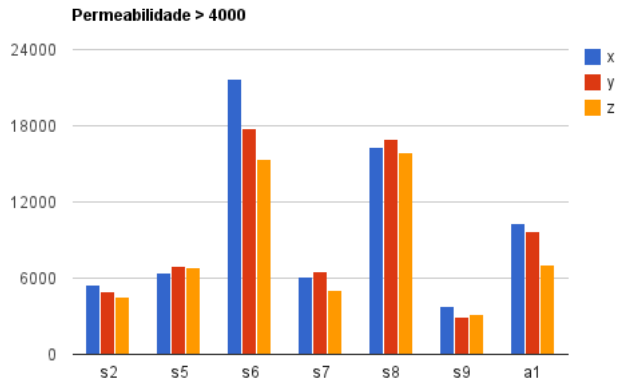


Figura 37: Gráfico para a demonstração de homogeneidade para valores de permeabilidade maiores que 4000.

COMPARAÇÃO

A diferença entre as abordagens pode ser visualmente percebidas através do gráfico 38.

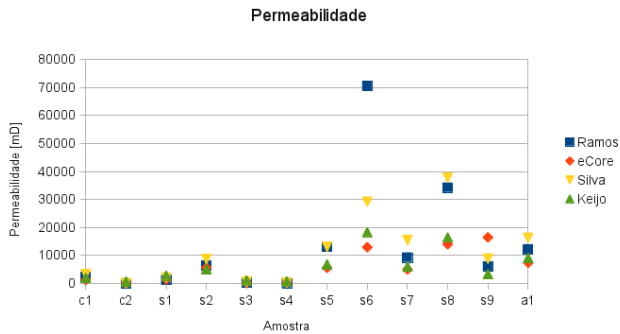


Figura 38: O gráfico mostra a diferença dos valores de permeabilidade para as abordagens citadas anteriormente.

Modificando as entradas da rede para respeitar a condição de contorno mencionada durante a dissertação, novos valores são apresentados na tabela 39. Ou seja, para que um um poro seja um *inlet*, ele deve intersectar o volume e ocupar menos de 10% do tamanho total do volume.

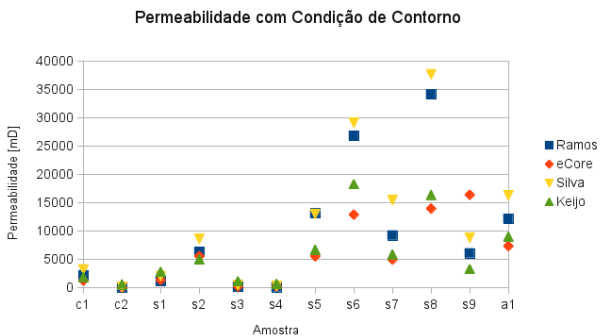


Figura 39: O gráfico mostra a diferença dos valores de permeabilidade para entradas controladas.

CURVA DE PRESSÃO CAPILAR

Gráficos de curva de pressão capilar comparando eCore (NUMERICALROCKS, 2004) e Ramos.

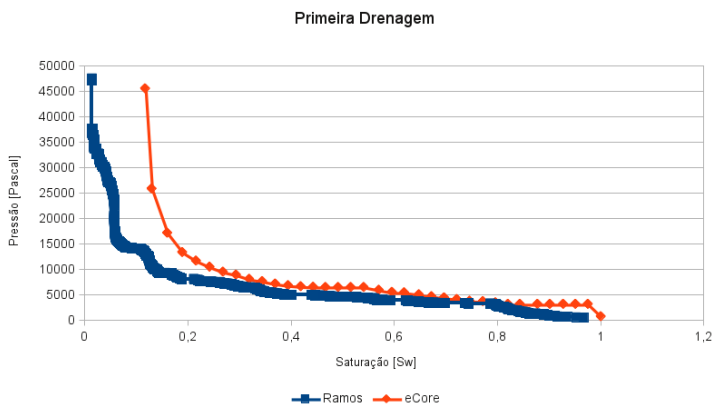


Figura 40: Curva de pressão capilar para a amostra C1

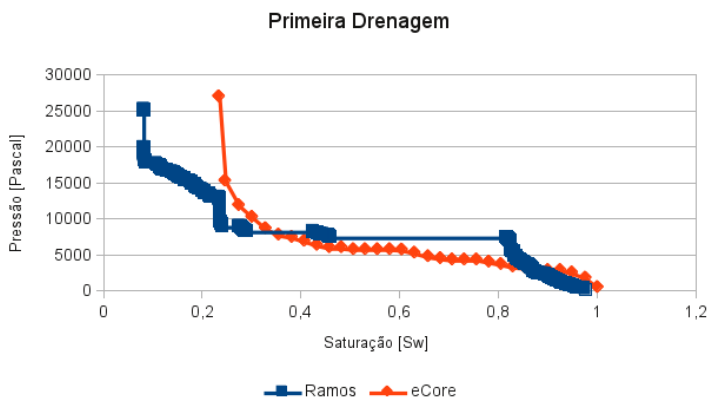


Figura 41: Curva de pressão capilar para a amostra C2

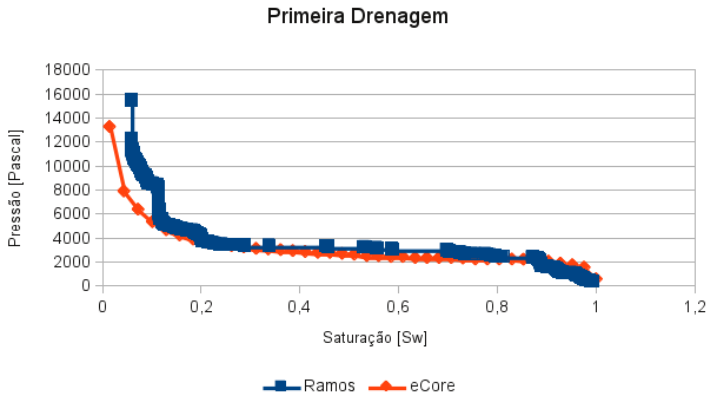


Figura 42: Curva de pressão capilar para a amostra S1

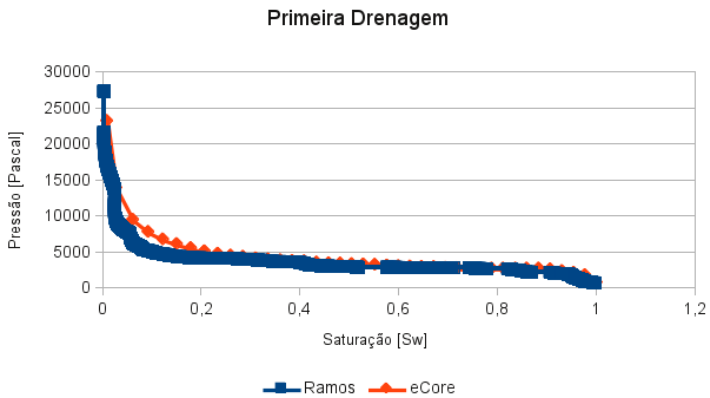


Figura 43: Curva de pressão capilar para a amostra S2

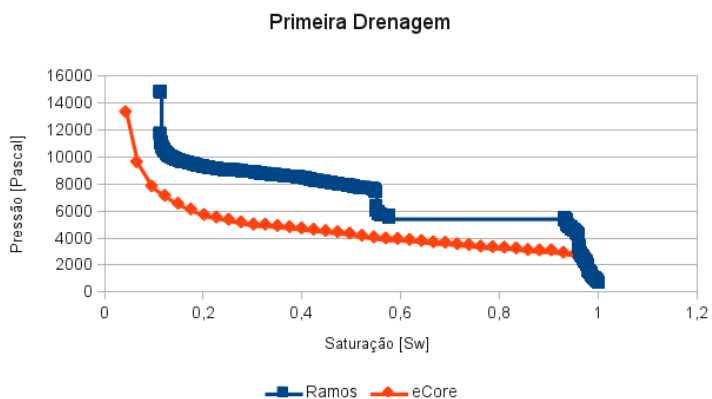


Figura 44: Curva de pressão capilar para a amostra S3

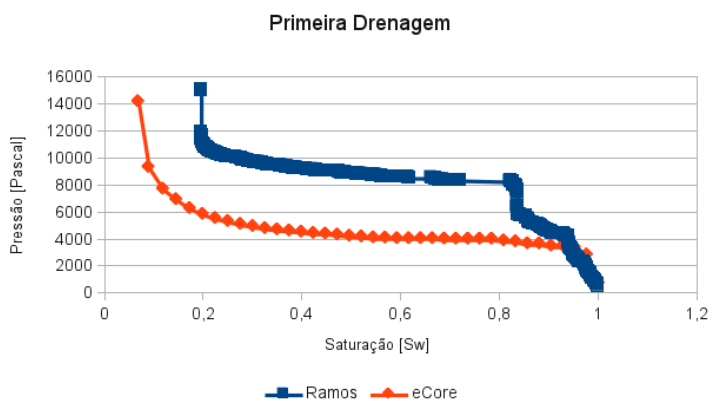


Figura 45: Curva de pressão capilar para a amostra S4

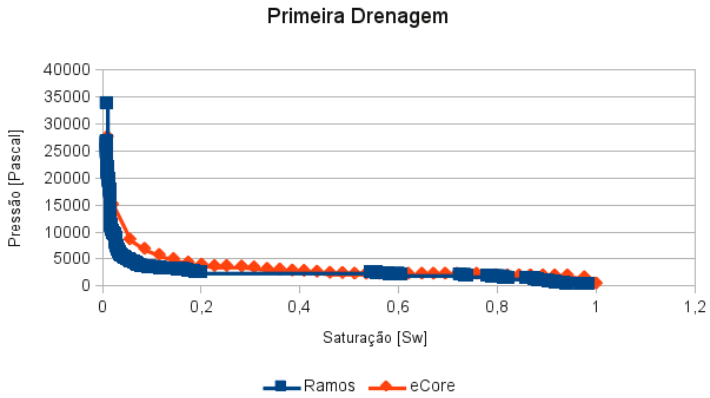


Figura 46: Curva de pressão capilar para a amostra S5

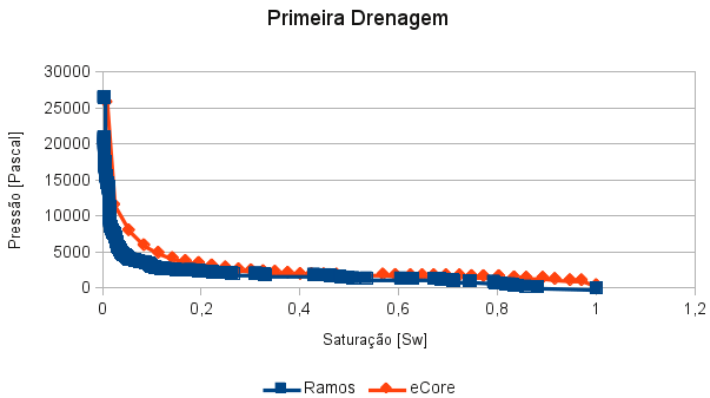


Figura 47: Curva de pressão capilar para a amostra S6

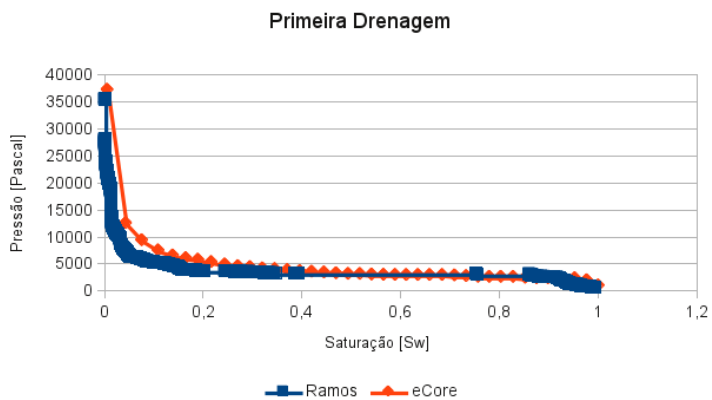


Figura 48: Curva de pressão capilar para a amostra S7

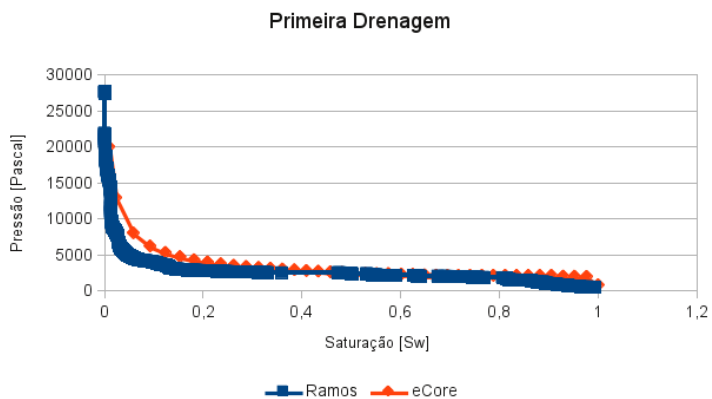


Figura 49: Curva de pressão capilar para a amostra S8

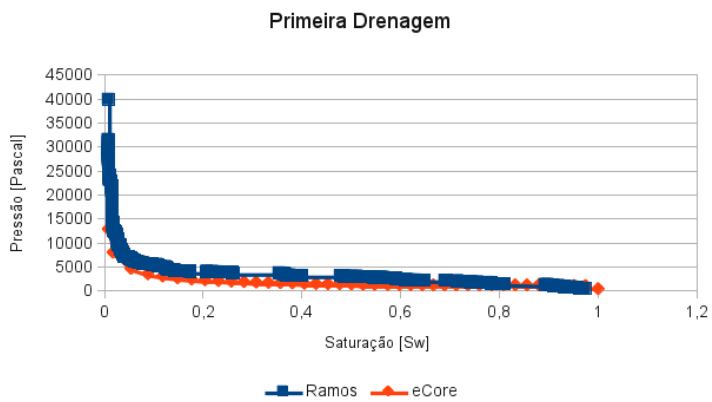


Figura 50: Curva de pressão capilar para a amostra S9

ANEXO B

MECANISMOS DE BUSCA

As bases de dados e seus respectivos endereços usadas foram:

- **Google Scholar:** <http://scholar.google.com/>

- **One Petro:** <http://scholar.google.com/>

- **IEEE Explore:** <http://ieeexplore.ieee.org/>

- **Science Direct:** <http://www.sciencedirect.com/>

- **Wiley:** <http://onlinelibrary.wiley.com/>

- **Oxford Journals:** <http://www.oxfordjournals.org/>

Base de dados	Palavra-chave	Resultado	Análise	Selecionado
Google Scholar	Pore-scale characterization	5690	112	9
	Pore-network models	7830	88	4
	Pore-network extraction	3070	22	8
	Porous media	1530000	12	2
	Carbonate rock	806000	10	0
	carbonate reservoir	335000	15	1
	Flow in porous	1730000	9	0
	hydrocarbon source	1630000	5	1
	computational fluid	1630000	12	0
	Multiphase flow	472000	8	1
One Petro	Pore-scale characterization	506	66	19
	Pore-network models	850	76	6
	Pore-network extraction	151	29	3
	Porous media	17600	5	0
	Carbonate rock	11700	5	1
	carbonate reservoir	14400	5	0
	Flow in porous	18900	10	2
	hydrocarbon source	15200	2	0
	computational fluid	7730	5	0
	Multiphase flow	10500	17	0
IEEE Xplore	Pore-scale characterization	0	0	0
	Pore-network models	9	9	2
	Pore-network extraction	1	1	0
	Porous media	922	25	1
	Carbonate rock	60	1	0
	carbonate reservoir	32	2	0
	Flow in porous	777	2	0
	hydrocarbon source	463	0	0
	computational fluid	5600	2	0
	Multiphase flow	492	10	0

Tabela 25: Base de dados com seus critério de busca e suas análises.

Base de dados	Palavra-chave	Resultado	Analise	Selecionado
Science Direct	Pore-scale characterization	1556	34	0
	Pore-network models	1284	48	2
	Pore-network extraction	361	10	1
	Porous media	3234	5	0
	Carbonate rock	1571	0	0
	carbonate reservoir	739	2	0
	Flow in porous	3812	10	1
	hydrocarbon source	3871	5	0
	computational fluid	2679	10	0
	Multiphase flow	980	5	0
Wiley	Pore-scale characterization	308	22	0
	Pore-network models	1125	54	5
	Pore-network extraction	275	5	0
	Porous media	53921	5	0
	Carbonate rock	21800	3	1
	carbonate reservoir	10908	2	2
	Flow in porous	58170	5	0
	hydrocarbon source	60643	0	0
	computational fluid	38164	0	0
	Multiphase flow	12012	0	0
Oxford Journals	Pore-scale characterization	4	4	0
	Pore-network models	6	6	1
	Pore-network extraction	65757	3	1
	Porous media	215043	2	0
	Carbonate rock	49838	1	0
	carbonate reservoir	26975	2	0
	Flow in porous	1388805	5	1
	hydrocarbon source	412257	0	0
	computational fluid	118234	0	0
	Multiphase flow	150194	1	0

Tabela 26: Base de dados com seus critério de busca e suas análises.

DESCRICHÃO

Autor	Titulo	Assunto
Hu Dong	Micro-ct imaging and pore network extraction	<i>Desenvolvimento de uma rede de poros e gargantas para simulação numérica de fluidos com duas e três fases.</i>
Al-Kharusi, Anwar Sulaiman Zaher	Pore-Scale characterization of Carbonate Rocks	<i>Predição de fluxo de fluidos no interior de rochas de reservatório com base nas redes de poros e gargantas.</i>
Lucia, F. Jerry	Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach 2nd	<i>Descrição de conceitos para geologista, geofísicos, perfísicos e engenheiros interessados na construção de modelos geológicos e modelos de reservatórios.</i>
Valvatne, Per Henrik	Predictive Pore-Scale Modelling of multiphase flow	<i>Mostra como calcular as propriedades do fluxo para diferentes modelos de redes geológicas</i>
Diestel, Reinhard	Graph Theory	<i>Livro com embasamento teórico sobre grafos.</i>
Papdimitriou, C. H.	Algorithms	<i>Livro com embasamento teórico sobre algoritmos de estruturas de dados.</i>
Oren, Pal-Eric	3-D Pore-Scale Modelling of Sandstones and Flow Simulation in the Pore Networks	<i>Descrição de permeabilidade com base na criação de nodos adicionais de entrada e saída.</i>
Dullien, F. A. L.	Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure	<i>Descrição do comportamento físico de um fluido no interior de uma rocha de reservatório.</i>

Tabela 27: Principais obras bibliográficas e suas descrições