

# Modelagem do Sistema Poroso de Rochas Reservatórios de Petróleo e Predição de Propriedades Petrofísicas

**Denise P. Kronbauer, André R. Cunha, Iara F. Mantovani, Celso P. Fernandes**

Universidade Federal de Santa Catarina  
Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais  
Departamento de Engenharia Mecânica  
88040-900, Campus Trindade, Florianópolis, SC  
E-mail: [denise@lmpt.ufsc.br](mailto:denise@lmpt.ufsc.br)

***Resumo:** A pesquisa na área de produção de petróleo tem como principal objetivo elevar a recuperação e otimizar a exploração nos campos de petróleo. Para tanto, a caracterização e a determinação de propriedades petrofísicas de rochas reservatórios são alguns dos intentos da engenharia de petróleo. Muitos dos estudos atuais estão voltados às rochas carbonáticas, tipos de rochas encontrados nos campos reservatórios de petróleo na camada pré-sal do litoral brasileiro. Estas apresentam um sistema poroso bastante complexo, dificultando a modelagem e a simulação de processos de transporte ocorridos no meio. Neste sentido, um modelo de rede de poros-gargantas foi desenvolvido, a fim de representar o meio poroso destas rochas e possibilitar a caracterização dos reservatórios. Imagens microtomográficas são utilizadas como base para a extração das redes, preservando ao máximo a geometria e a topologia do meio poroso real. O modelo de rede desenvolvido permite a determinação de propriedades como porosidade e permeabilidade, sendo estes comparados a dados experimentais. A metodologia fornece um maior conhecimento das características das rochas carbonáticas, bem como a predição das mais importantes propriedades petrofísicas para a qualificação dos reservatórios.*

## 1. Introdução

Muito se tem discutido acerca de reservatórios de petróleo no que diz respeito à descoberta de novos campos, a busca pelo óleo ainda restante nos reservatórios já explorados (recuperação avançada), bem como a redução das reservas mundiais. Desta forma, a indústria de petróleo apresenta-se dependente do desenvolvimento de tecnologias que contribuam para o conhecimento das formações rochosas que compõem tais reservas.

Para otimização nas etapas de recuperação do óleo é imprescindível a caracterização e o entendimento das propriedades do meio poroso. Para tanto, ocorre a obtenção de um testemunho do poço, que é uma amostra real da formação com alterações mínimas nas suas propriedades naturais. Com este, é possível a realização de diversos testes e análises laboratoriais para obtenção de informações a respeito da litologia, textura, porosidade, permeabilidade, saturação de óleo e água, etc. Tais experimentos, porém, demandam a existência de amostras de testemunho de boa qualidade, além de significativos gastos com tempo em laboratório, custos operacionais e, por vezes, a perda da amostra.

Com o objetivo de aperfeiçoar o processo extrativo, novas metodologias têm sido aplicadas de modo que as propriedades destas rochas possam ser determinadas de forma mais rápida, prática e menos onerosa [2].

Neste contexto enquadra-se a análise de imagens digitais. Esta técnica permite, através da obtenção de imagens de testemunhos, realizar a análise de dados qualitativos e quantitativos relacionados à forma, tamanho, distribuição, volume, área e conectividade dos poros, além de porosidade, permeabilidade e simulação de fluidos para diferentes escalas de observação da amostra.

Devido ao elevado custo computacional quando simulados processos diretamente nas estruturas tridimensionais computacionais, foram desenvolvidos diferentes algoritmos para

extração de modelos de rede. Estes modelos são baseados nas imagens obtidas das amostras e simplificam a estrutura porosa complexa, diferenciando-se entre si pela maior ou menor fidelidade com que exprimem a geometria e a conectividade meio real.

Em virtude do exposto, neste trabalho é apresentado um método para modelagem do meio poroso de rochas reservatório de petróleo, em especial rochas carbonáticas, presentes nas recentes descobertas no pré-sal brasileiro.

O algoritmo, denominado inicialmente de Bolas Máximas, utiliza imagens binárias obtidas de amostras de rochas e introduz esferas de tamanho máximo para cada voxel pertencente ao espaço poroso a fim de criar uma rede interconectada de vazios [5] [1] [3]. Os espaços vazios maiores, denominados de poros, são responsáveis pela capacidade de armazenamento de fluidos, e as constrições da rede, chamadas de gargantas, conectam os poros e são responsáveis pelas propriedades de transmissibilidade do meio, gerando, desta forma, uma rede de poros-gargantas.

A partir da rede é possível obter diversos parâmetros para efetiva caracterização das rochas, como porosidade, permeabilidade, número de coordenação<sup>1</sup> e distribuição de tamanho de poros. Esta caracterização através de ferramentas computacionais permite uma análise mais completa e rápida quando comparada aos ensaios laboratoriais.

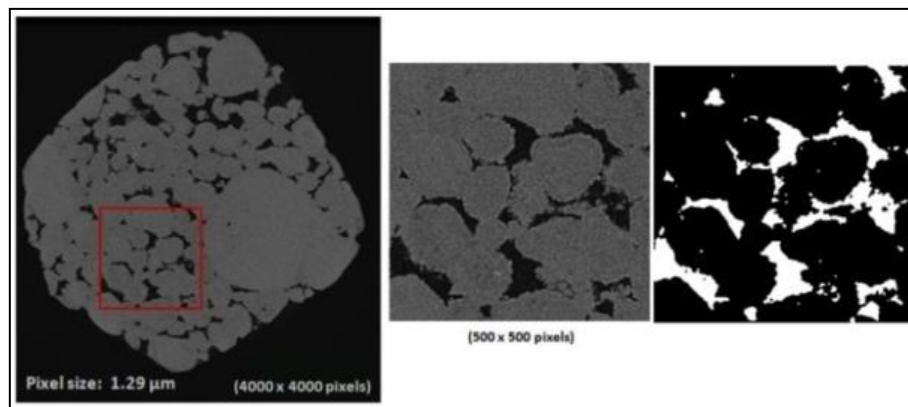
## 2. Materiais e Métodos

As rochas carbonáticas possuem estruturas porosas complexas, com ampla distribuição de tamanho de poros. Desse modo, uma investigação inicial se faz necessário a fim de determinar as resoluções espaciais para imageamento das amostras.

As amostras selecionadas para este estudo, bem como os resultados experimentais, foram cedidas pelo CENPES/Petrobrás. Essas, pertencem a campos geológicos brasileiros, sendo que os nomes originais das mesmas foram alterados por questões de confidencialidade e praticidade.

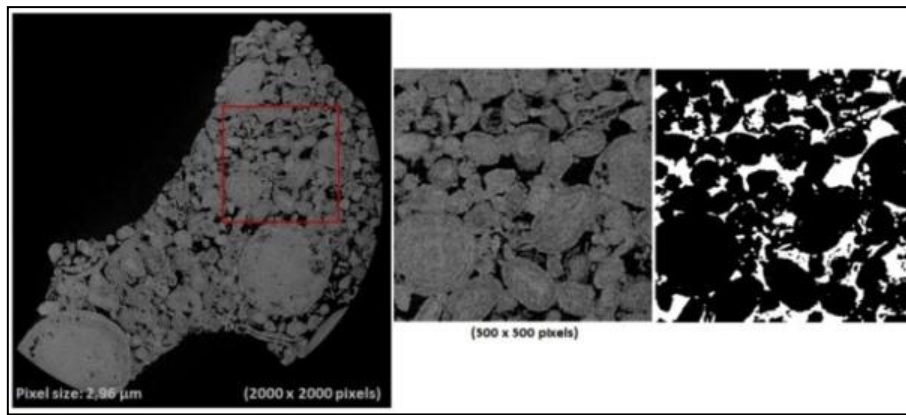
De posse das imagens microtomográficas em níveis de cinza, inicia-se a fase de segmentação. Este processo consiste em definir um limiar no histograma de 256 níveis de cinza da imagem, que melhor separe as fases de interesse. A binarização, um caso específico de segmentação, é de fundamental importância no processo de caracterização, pois definirá as regiões da imagem em pretos e brancos, representando a parte sólida e a parte porosa da amostra, respectivamente.

Na Figura 1 são apresentadas imagens microtomográficas referentes a três amostras de rochas carbonáticas, denominadas de C1, C2 e C3. No detalhe, uma região da amostra escolhida para análise e a imagem binária correspondente.

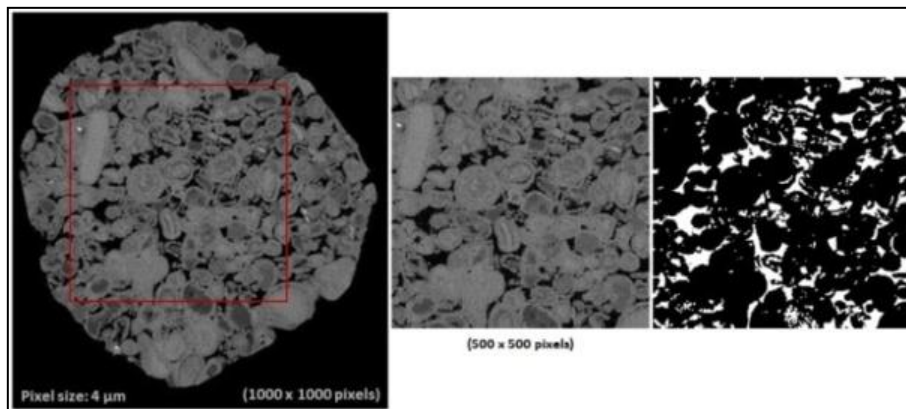


C1 – Resolução espacial: 1,29μm

<sup>1</sup> O número de coordenação é um parâmetro topológico da rede que indica o número de gargantas que deixam (ou chegam) a um poro, ou seja, é o número de conexões de um poro.



C2 – Resolução espacial: 2,96μm



C3 – Resolução espacial: 4μm

Figura 1: Imagens microtomográficas, recorte e correspondente imagem binária.

O procedimento segue com a extração de uma rede de poros-gargantas. O algoritmo denominado inicialmente de bolas máximas [3] foi modificado para definir de forma mais detalhada a estrutura interna do espaço poroso, recebendo o nome de esferas máximas exatas [6]. Quatro etapas principais devem ser cumpridas: a busca de esferas, a remoção das esferas inclusas, a aglomeração das mesmas e a geração da rede de poros-gargantas.

A etapa de busca de esferas é vital para o processo que sucede, uma vez que nessa etapa são encontradas todas as esferas que representam a distância do voxel poro até o voxel pertencente à matriz sólida mais próximo. Para tanto, é utilizado um mapa de distâncias, através da métrica de distância euclidiana quadrática [4], para obter o raio das esferas.

As esferas resultantes do processo de varredura têm de ser checadas por um algoritmo de intersecção, sendo removidas as esferas que estejam contidas em outras.

O próximo passo é agregar as esferas e distingui-las entre poros e gargantas, preservando o volume poroso. Com isso, têm-se formada uma rede de poros-gargantas para representação do meio poroso. As esferas que pertencem à região do poro são modeladas como uma esfera, e as esferas pertencentes às gargantas são modeladas como cilindros, ambas as formas preservando o volume poroso inicial.

A partir da rede podem ser obtidos dados referentes à morfologia e topologia do meio poroso, bem como pode ser aplicado um algoritmo para cálculo da permeabilidade [7].

### 3. Resultados e Discussões

Utilizando volumes de dimensão  $500^3$ , as redes de poros-garganta foram obtidas através do algoritmo de esferas máximas, sendo ilustradas na Figura 2. A partir da escala de cores, é possível visualizar a presença de poros de diversos tamanhos em cada amostra, característica intrínseca das rochas carbonáticas.

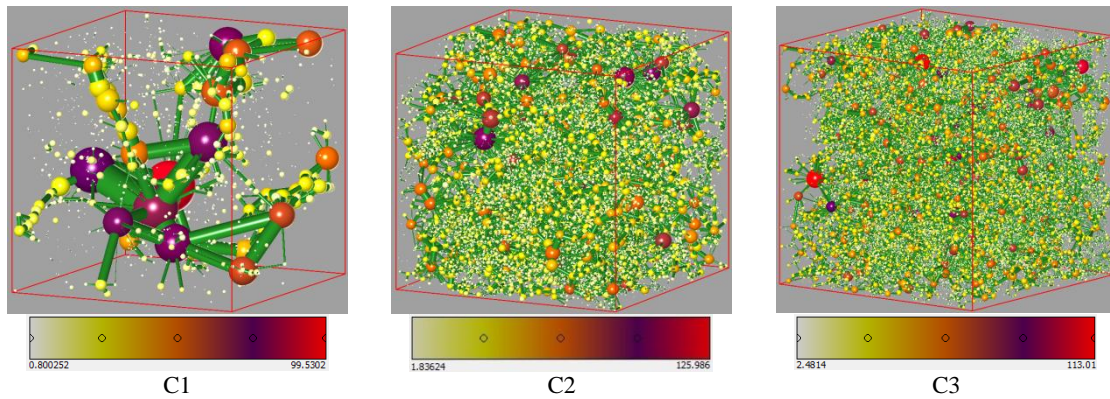


Figura 2: Redes de poros-gargantas.

Na tabela 1 são encontrados diversos parâmetros obtidos a partir das redes de poros-gargantas. Para fins de comparação, foram obtidos resultados experimentais utilizando-se um permeômetro a gás, os quais estão dispostos também na referida tabela.

	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>
Resolução ( $\mu\text{m}$ )	1,29	2,96	4,00
Tamanho (voxels) <sup>3</sup>	500	500	500
Porosidade Experimental (%)	21,30	23,50	27,80
Permeabilidade Experimental (mD)	2300,00	176,00	280,00

*Resultados a partir da Rede de Poros-Gargantas*

Porosidade (%)	15,06	20,07	15,27
Permeabilidade (mD)	1635,37	1305,31	190,63
Nº Poros	1344	16706	39301
Nº Gargantas	773	22135	57063
Nº de Coordenação			
Médio	1,16	2,66	2,91
Máximo	27	64	62
Mínimo	0	0	0
Raio dos Poros ( $\mu\text{m}$ )			
Médio	6,55	11,99	11,25
Máximo	99,53	125,98	113,01
Mínimo	0,80	1,84	2,48
Raio das Gargantas ( $\mu\text{m}$ )			
Médio	3,76	4,03	3,21
Máximo	45,18	31,61	42,18
Mínimo	0,65	1,48	2

Tabela 1: Dados das amostras

Ao visualizar os valores de porosidade, percebe-se que as imagens apresentam sempre menor valor do que os dados experimentais, fato que pode ser justificado pela resolução insuficiente da imagem, podendo existir alguns objetos/poros que não foram capturados em tais resoluções.

Os dados de permeabilidade apresentam diferenças mais significativas. Nas amostras C1 e C3, pode-se dizer que há uma concordância entre os valores experimentais e calculados, estando os dados na mesma ordem de grandeza. Algumas conexões que auxiliam no transporte de fluidos podem não ter sido capturadas nas imagens, impedindo a conexão entre os poros e assim, reduzindo a permeabilidade.

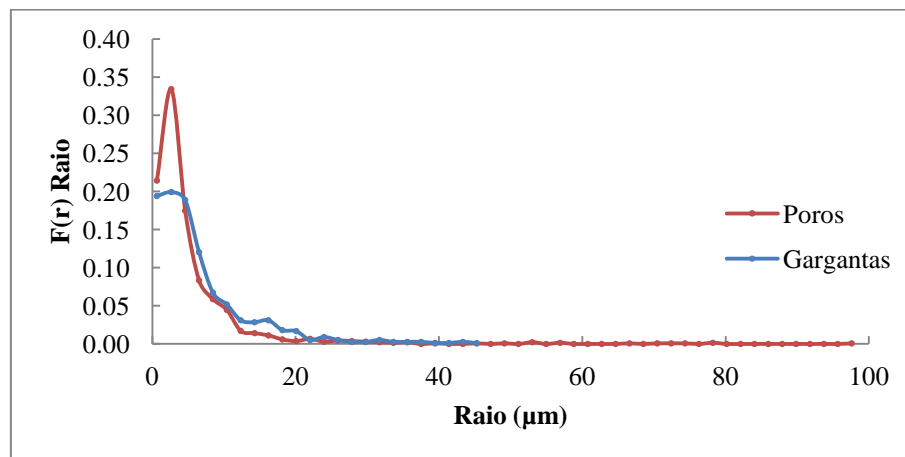
Porém, a amostra C2 superestima o valor de permeabilidade experimental. Neste caso, o volume utilizado para realizar as simulações pode não ser representativo da amostra [8], tendo em vista que as rochas carbonáticas apresentam um sistema poroso heterogêneo e altamente complexo.

Outros dados, como tamanho de poros e gargantas, servem para caracterizar a morfologia do meio poroso, enquanto o número de coordenação está relacionado à sua topologia. Conforme visualizado na referida tabela, para as três amostras o número mínimo de coordenação é zero, indicando a presença de poros isolados, sem conexão. Nas amostras C2 e C3, por exemplo, o tamanho médio dos poros é semelhante, aproximadamente  $11,5\mu\text{m}$ , e para a amostra C1,  $6,5\mu\text{m}$ .

Ainda, ao relacionar os dados da tabela com as imagens da rede, na Figura 1, é visível a menor quantidade de poros e gargantas na amostra C1, ao passo que uma distribuição mais uniforme de tamanhos de raios na amostra C3.

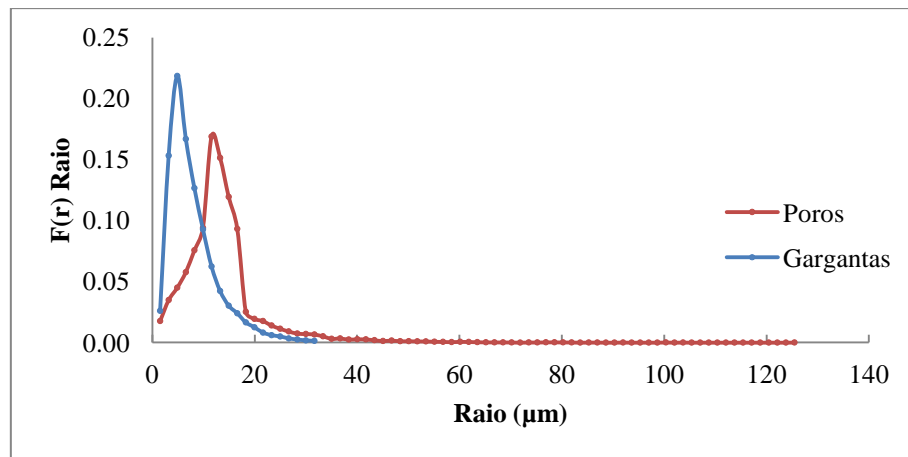
A partir dos gráficos da Figura 2 podem ser observadas as distribuições de tamanhos de poros e gargantas com relação à frequência do raio. Sendo o limite inferior da distribuição a metade da resolução, para que consigamos identificar poros menores é necessário nova obtenção de imagens em uma melhor resolução.

Pode ser visualizado ainda pelos gráficos que uma parcela significativa de raios, para todas as amostras, encontra-se na faixa até  $30\mu\text{m}$ . Da mesma forma, para investigar a existência de poros maiores, pode-se trabalhar com novas imagens em outra resolução espacial.

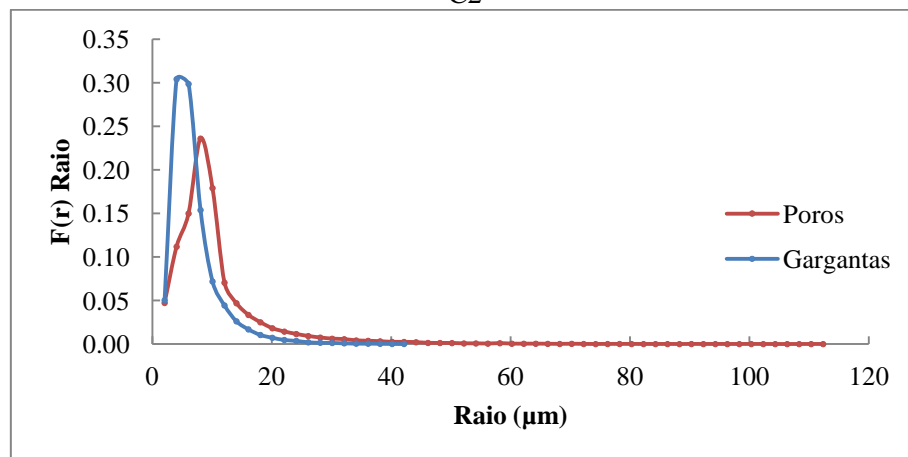


C1





C2



C3

Figura 2: Distribuição de tamanho de poros.

Outra observação visualizada através dos dados, é que o número médio de raios de poros e gargantas, quando muito próximo à resolução da imagem, pode indicar a insuficiência de resolução, devendo haver, portanto, a análise de imagens em diferentes resoluções.

#### 4. Conclusão

Neste trabalho é apresentada a aplicação de um algoritmo para modelagem do meio poroso de rochas reservatórios de petróleo. Redes de poros-ligações foram obtidas com base em imagens microtomográficas para representação, caracterização e determinação de propriedades petrofísicas de amostras de rochas carbonáticas. São observadas consistências entre os valores obtidos para as porosidades através dos ensaios laboratoriais e a metodologia aplicada. Os valores de permeabilidade, contudo, apresentam significativas diferenças. Porém, alguns fatores devem ser levados em consideração, julgando os resultados estimados razoáveis com relação aos dados experimentais. Apesar de fazer uma simplificação da estrutura porosa através do modelo, a utilização de ferramentas computacionais para caracterização completa dos reservatórios petrolíferos ocorre de forma rápida, prática e menos onerosa.

## Referências

- [1] Al-Kharusi, A. S., “Pore Scale Characterization of Carbonate Rocks”, Tese de Doutorado, Imperial College London, 2007.
- [2] Cunha, A. R., “Caracterização de Sistemas Porosos de Rochas Reservatório de Petróleo a partir da Extração de Redes Poro-Ligações”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.
- [3] Dong, H., “Micro-CT Imaging and Pore Network Extraction”, Tese de Doutorado, Imperial College London, 2007.
- [4] Saito, T.; Toriwaki, J. I., New algorithms for Euclidean distance transformation of an n-dimensional digitized picture with applications, *Pattern Recognition*, vol. 27, n. 11, p. 1551-1565, (1994).
- [5] Silin, D. B.; Jin, G.; Patzek, T. W., Robust determination of the pore space morphology in sedimentary rocks. *Society of Petroleum Engineers*, SPE 84296, (2003).
- [6] Silva, A. F. B., “Caracterização do espaço poroso em rochas por esferas máximas exatas”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2012.
- [7] Valvatne, P. H. & Blunt, M. J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. *Water Resources Research*, 40:W07406, (2004).
- [8] Bear, J. *Dynamics of fluids in porous media*. New York, Elsevier, (1972).