

# DETERMINAÇÃO COMPUTACIONAL DA PERMEABILIDADE DE ROCHAS RESERVATÓRIO

## **Henrique C. de Gaspari**

Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Universitário Trindade  
CEP: 88040-900 - Florianópolis SC. E-mail: henrique@lmpt.ufsc.br

## **Celso P. Fernandes**

Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Universitário Trindade  
CEP: 88040 900 - Florianópolis SC. E-mail: celso@lmpt.ufsc.br

## **Paulo C. Philippi**

Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Universitário Trindade  
CEP: 88040 900 - Florianópolis SC. E-mail: philippi@lmpt.ufsc.br

## **Carlos R. O. Rodrigues**

PETROBRAS/CENPES/PDEXP/Tecnologia de Rochas, Cidade Universitária Quadra 7 - Ilha do Fundão, CEP: 21949 900 - Rio de Janeiro RJ. E-mail: rodrigues@cenpes.petrobras.com.br

***Resumo.** No presente artigo objetivou-se a estimativa de valores de permeabilidade intrínseca utilizando métodos computacionais. Os resultados aqui apresentados foram obtidos utilizando dois modelos. O primeiro a ser citado é um modelo do tipo série-paralelo que se caracteriza pela sua simplicidade, fornecendo o resultado de forma rápida. Para este modelo basta informar a distribuição de tamanho de poros do material para que seja feito o cálculo da permeabilidade. A outra forma utilizada foi a realização de simulações do escoamento no interior dos poros com um modelo booleano de gás em rede, utilizando-se meios reconstruídos em três dimensões. Os resultados obtidos para várias rochas reservatório foram comparados entre si e com resultados experimentais fornecidos pela petrofísica no intuito de avaliar os modelos.*

***Palavras-chave:** permeabilidade, série-paralelo, gás em rede, rocha reservatório.*

## **1. INTRODUÇÃO**

Convencionalmente, as propriedades petrofísicas são determinadas realizando-se experimentos em laboratório. Estes experimentos consomem um tempo considerável, e em alguns casos são de custo elevado.

No intuito de otimizar a obtenção das propriedades petrofísicas, surgiram novas técnicas. Destaca-se entre elas a análise de imagens digitais aliada à análise microscópica das lâminas delgadas, sendo possível por exemplo estimar através de métodos computacionais valores de permeabilidade intrínseca de rochas reservatório.

Na obtenção dos resultados apresentados neste trabalho foram utilizados dois métodos computacionais para o cálculo da permeabilidade. O primeiro é um modelo série-paralelo que necessita apenas da distribuição de tamanho de poros da rocha para fornecer o valor da

permeabilidade (Fernandes et al., 2003). O segundo é um modelo booleano de gás em rede que simula o escoamento de um fluido no interior dos poros (Santos et al., 2002).

Uma das diferenças entre os dois métodos é que o primeiro trabalha diretamente com as informações retiradas das imagens bidimensionais (2-D). Já o modelo de gás em rede necessita de um meio tridimensional (3-D) para realizar a simulação do escoamento. Este meio 3-D é obtido através de uma reconstrução feita a partir de informações retiradas das imagens em 2-D. Neste trabalho utilizou-se um modelo de Gaussiana truncada na reconstrução destes meios 3-D (Liang et al., 1998).

O modelo série-paralelo tem como característica principal a simplicidade, o que permite rapidez no fornecimento do resultado final. Já com o gás em rede são necessárias algumas horas de processamento.

Em posse dos dois modelos partiu-se para a estimativa dos resultados, comparando-se um modelo com o outro e os dois com os resultados experimentais fornecidos pela petrofísica.

## 2. DESCRIÇÃO DOS MODELOS

A partir das imagens coloridas (24 bits) em modelo RGB (*Red, Green e Blue*) capturadas das lâminas petrográficas inicia-se o processo de estimativa das propriedades petrofísicas utilizando-se técnicas de análise de imagens digitais. Inicialmente, estas imagens coloridas são segmentadas, definindo-se em uma imagem binária as regiões de poros e sólido.

Nas imagens 2-D segmentadas são medidas as características do meio poroso utilizadas na reconstrução dos modelos 3-D e/ou para a estimativa direta das propriedades petrofísicas.

### 2.1. Modelo Série-paralelo

A idéia fundamental do modelo série-paralelo, também denominado "cut and rejoin", surgiu com Childs e Collis-George em 1950. A equação resultante dos estudos feitos por eles relaciona a permeabilidade intrínseca com a distribuição de tamanho de poros do material. Posteriormente, outras equações foram propostas, citando-se aqui Marshall (1958) e Millington e Quirk (1961).

O modelo funciona da seguinte forma: considere uma amostra de material poroso, no formato de um cilindro, onde a microestrutura do material é estatisticamente homogênea e isotrópica. Fazendo-se um corte em uma seção da amostra têm-se duas faces expostas apresentando suas distribuições de tamanho de poros similares. No modelo supõe-se que a coluna de material poroso como um todo é equivalente a uma série de superposições aleatórias destas duas faces (Fernandes et al., 2003). Durante a superposição das faces, supõe-se que os poros de uma dada classe interagem com os poros de todas as classes. Ainda, neste processo de interação entre poros, assume-se que o menor poro é o responsável pela resistência ao escoamento. Este modelo resulta na Eq. (1), cujo dado de entrada é a distribuição de tamanho de poros.

$$k = \sum_{i=1}^n \phi_i \cdot \frac{r_i^2}{8} \cdot P_i \cdot (P_i + 2 \cdot \sum_{j=i+1}^n P_j) : \quad (1)$$

Sendo:  $k$  a permeabilidade intrínseca;  $r_i$  o raio de poro da classe  $i$ ;  $\phi_i$  a porosidade da classe  $i$ ;  $n$  o número de classes.



Figura 1. Amostra de material poroso: microestrutura estatisticamente homogênea e isotrópica

A probabilidade ( $P_i$ ) de interação entre os poros é avaliada no presente artigo com base no número de poros. Considerando-se poros cilíndricos, a probabilidade de um poro da classe  $i$  será dada pela Eq. (2).

$$P_i = \frac{\frac{\phi_i}{r_i^2}}{\sum_{j=1}^n \frac{\phi_j}{r_j^2}} \quad (2)$$

Este modelo é muito simples, permitindo a estimativa rápida da permeabilidade, que é obtida a partir da solução de uma equação cujo dado de entrada, a função distribuição de tamanho de poros, é obtida neste trabalho através de abertura morfológica (Coster e Chermant, 1989). A função distribuição de tamanho de poros é medida nas imagens 2-D, e o resultado referente a uma determinada lâmina é obtido a partir de uma média aritmética da distribuição de tamanho de poros de todas as imagens obtidas para a lâmina em questão.

A unidade de medida mais utilizada para rochas reservatório é o milidarcy (mD). Na Equação (1) a unidade resultante para a permeabilidade depende apenas da unidade utilizada no raio de poro das classes ( $r_i$ ). Como os raios de poros normalmente aparecem em micrometros, vale a seguinte relação:  $1 \text{ D} = 0,987 \mu\text{m}^2$ .

## 2.2. Modelo Booleano de Gás em Rede

Para a estimativa dos valores de permeabilidade através de simulações numéricas do escoamento com o modelo booleano de gás em rede escolhido (Santos et al., 2002) é necessário obter-se antes estruturas porosas tridimensionais (3-D) como a apresentada na Fig. (2). Na obtenção destes meios 3-D utilizou-se neste trabalho uma reconstrução baseada em uma simulação estocástica de uma Gaussiana truncada, procurando preservar os dois primeiros momentos da função de fase  $Z(x)$ . Estes dois momentos são: a porosidade  $\phi$  e a função de autocovariância  $R_z(u)$  (Liang et al., 1998) medidas nas imagens 2-D capturadas a partir das lâminas petrográficas.

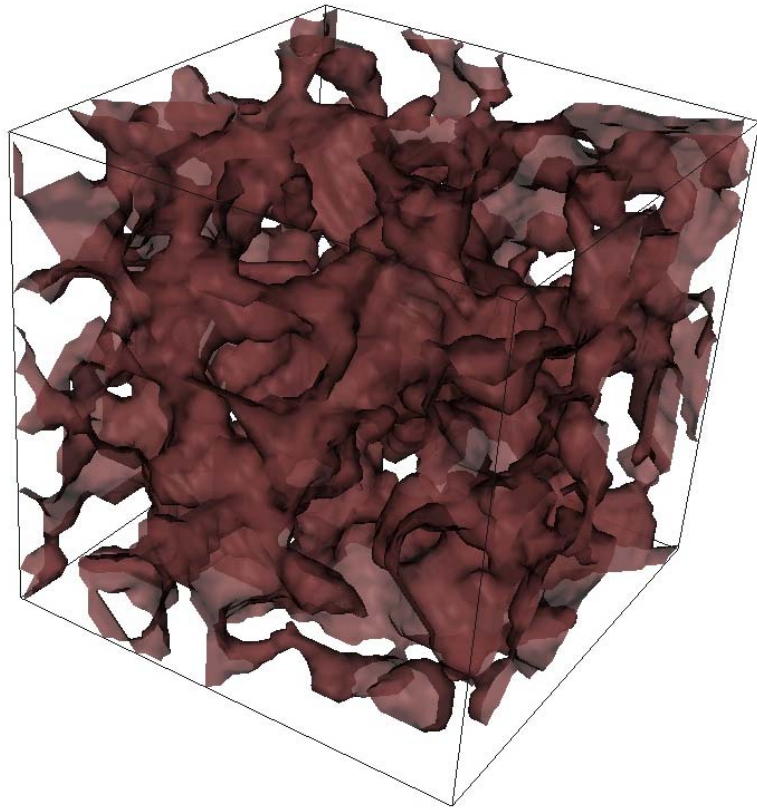


Figura 2. Meio reconstruído com o modelo de Gaussiana truncada.

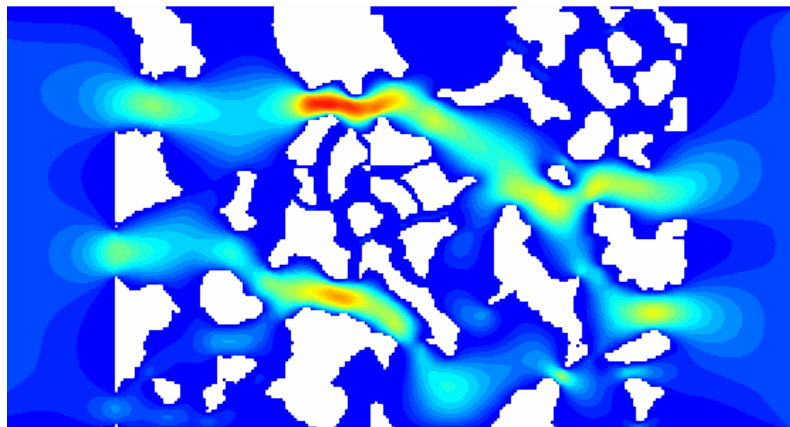


Figura 3. Campo de velocidades de uma simulação de escoamento monofásico.

Os modelos de gás em rede são compostos basicamente de partículas que podem ser encontradas somente nos vértices de uma rede discreta. As partículas podem mover-se na rede saltando de um sítio para outro sítio vizinho num passo de tempo. Todos os modelos de gás em rede apresentam em um passo de evolução no tempo, duas etapas: colisão e propagação. Na etapa de colisão, as partículas interagem entre si trocando quantidade de movimento, o que altera suas velocidades. Após a colisão, as partículas passam pela etapa de propagação, que visa conduzi-las para os sítios vizinhos de acordo com o sentido de suas velocidades. As regras de colisão são específicas de cada modelo e rede utilizada, mas todos esses modelos têm em comum a conservação da quantidade de movimento total e número de partículas no sítio (Wolf, 2002).

### 3. RESULTADOS

O processo de obtenção da permeabilidade intrínseca utilizando técnicas de análise de imagens digitais iniciou-se com a captura das imagens a partir de lâminas petrográficas utilizando microscópio óptico com câmera digital acoplada. Após esta etapa, com ajuda de um software de processamento e análise de imagens, partiu-se para a segmentação das imagens. São nestas imagens segmentadas que se obtém as características do meio, como a porosidade, a distribuição de tamanho de poros e a função de autocorrelação.

Para cada lâmina petrográfica é obtido um conjunto de imagens. O número de imagens contido em cada conjunto deve ser definido em função da resolução utilizada e da superfície da rocha exposta (De Gasperi, 1999), procurando-se obter uma representatividade de 85 a 90% da lâmina.

Após a obtenção da distribuição de tamanho de poros para cada imagem de um determinado conjunto é feita uma média aritmética. O cálculo da permeabilidade intrínseca para uma determinada lâmina utilizando o modelo série-paralelo é feito com esta média.

O meio 3-D utilizado na simulação do escoamento pelo modelo booleano de gás em rede é obtido a partir de uma média aritmética das funções de autocorrelação e das porosidades de cada imagem do conjunto. Além da autocorrelação, outros três itens são importantes na reconstrução do meio 3-D utilizando o modelo de Gaussiana truncada: o fator de amplificação, o alcance de correlação e o tamanho do cubo. O fator de amplificação é referente à resolução da imagem. O alcance de correlação permite que o algoritmo de reconstrução não receba informações repetidas. E o tamanho do cubo é importante para que se obtenha uma imagem representativa do meio real.

Para os resultados de permeabilidade obtidos com a simulação do escoamento foram utilizadas imagens 3-D com tamanho linear de 200 pixels. O fator de amplificação e o alcance de correlação foram definidos de acordo com as características de cada conjunto de imagens.

A Tabela (1) apresenta os resultados de porosidade obtidos por análise de imagens (método óptico) e de permeabilidade intrínseca obtidos com os modelos aqui apresentados. Estes resultados são comparados com os dados fornecidos pela petrofísica, sendo a porosidade medida pelo método de expansão a gás e a permeabilidade obtida pelo escoamento de ar no meio poroso.

Tabela 1. Comparativo entre os resultados obtidos com os diferentes métodos

Conjunto de imagens	Porosidade (%)		Permeabilidade (mD)		
	Petrofísica	Análise de Imagens (Óptico)	Petrofísica (experimental)	Série-paralelo	Gás em Rede Booleano
<b>1625</b>	29,2	13,0	471	259	373
<b>1955</b>	30,0	12,1	345	235	270
<b>1995</b>	29,3	10,2	195	227	178
<b>2245</b>	30,7	12,8	337,7	259	345
<b>2295</b>	31,6	13,2	412,7	558	213
<b>0510</b>	25,5	10,9	142,3	211	147
<b>0765</b>	31,5	13,9	486,4	448	247
<b>1005</b>	35,8	15,9	507,3	344	397
<b>1030</b>	35,3	14,0	462,6	327	470

Os valores de porosidade obtidos por métodos ópticos são, normalmente, menores do que os obtidos por outros métodos (Dulien e Metha, 1971/1972). Isto ocorre devido à presença de poros muito pequenos (microporos) que não são contabilizados pelos métodos ópticos. Por isso, a diferença dos valores apresentados na Tab. (1) entre os resultados da petrofísica e os da análise de imagens para a porosidade.

Comparando-se os resultados simulados com os valores experimentais de permeabilidade intrínseca observa-se uma boa concordância entre o que foi obtido pelos modelos numéricos e o que foi fornecido pelo método experimental. Em alguns casos, foram considerados bons resultados de permeabilidade aqueles que tiveram uma variação de até aproximadamente 45% em relação aos resultados experimentais. É difícil colocar uma tolerância rígida ao analisar estes resultados, pois seria necessário ter-se uma condição de análise para cada faixa de valores de permeabilidade. Além dos modelos que estimam a permeabilidade, os passos anteriores ao cálculo da permeabilidade também estão sujeitos a gerar diferenças entre as características do meio real e as características medidas utilizando-se a análise de imagens digitais. Vale ressaltar que a etapa de segmentação é manual o que a torna muito subjetiva, dependente do operador. Mas, apesar das variadas fontes de erros que podem causar a diferença entre os resultados simulados e os experimentais o que se consegue é de grande valia, pois as variações nos valores dos resultados são aceitáveis. Não se pode esquecer que os métodos experimentais também estão sujeitos a variações nos seus resultados.

Neste trabalho, além da comparação dos valores obtidos para a permeabilidade intrínseca com os valores experimentais também foi de grande valia a comparação entre os resultados obtidos pelos dois modelos computacionais. Isto foi feito no intuito de se observar se há casos em que um modelo funciona melhor do que o outro, e também para avaliar se as imagens capturadas representavam estatisticamente a rocha e se a segmentação foi bem feita. Dos resultados apresentados na Tab. (1) apenas dois apresentam uma diferença considerável entre os valores obtidos pelo modelo série-paralelo e o modelo booleano de gás em rede, mostrando que para as rochas analisadas há uma boa concordância entre estes modelos. Quanto à segmentação, é possível observar-se que esta foi feita de forma a preservar ao máximo as características do meio poroso real.

#### **4. CONCLUSÃO**

Comparando-se os resultados de permeabilidade intrínseca obtidos com os modelos aqui apresentados com os resultados experimentais conclui-se que estes modelos computacionais fornecem resultados confiáveis.

Mas, para se ter esta confiança nos resultados, além da preocupação com a parte final do processo de obtenção da permeabilidade intrínseca, deve-se ter uma atenção especial em todas as etapas do processo, iniciado com a captura das imagens digitais.

Além de apresentar e comparar os resultados de permeabilidade intrínseca, o presente trabalho também objetivou chegar a uma rotina de trabalho confiável para a obtenção de valores de permeabilidade intrínseca utilizando as técnicas de análise de imagens digitais aliada à análise microscópica das lâminas delgadas. Com isto, é necessário o mesmo cuidado em cada etapa do processo, para que não se acumulem erros, causando grandes variações nos resultados finais.

#### **5. AGRADECIMENTOS**

Os autores agradecem a coordenação do MecPetro (Programa de Formação de Recursos Humanos em Engenharia Mecânica e Química com Ênfase em Petróleo e Gás – PRH-09) pelo apoio financeiro e o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES/PETROBRAS) pelos recursos disponibilizados e pelo fornecimento dos dados experimentais e das imagens petrográficas.

#### **6. REFERÊNCIAS**

- Childs, E.C., Collis-George, N., 1950, "The permeability of porous materials", Proc. Roy. Soc., London, A201, p.392-405.
- Coster, M., Chermant, J.L., 1989, "Precis D'analyse D'images", Presses du CNRS, Paris.
- De Gasperi, P.M.S., 1999, "Estimativa de Propriedades Petrofísicas através da Reconstrução 3-D do Meio Poroso a partir da Análise de Imagens", Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual

de Campinas – Faculdade de Engenharia Mecânica – Depto. de Engenharia de Petróleo, Campinas.

Dulien, F. A. L., Metha, P. N., 1971/1972, Powder Technol 5, 179.

Fernandes, C.P., Philippi, P.C., Gaspari, H.C., 2003, “Determinação da Permeabilidade a partir da Distribuição de Tamanho de Poros”, 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás.

Liang, Z.R., Fernandes, C.P., Magnani, F.S., Philippi, P.C., 1998, “A reconstruction technique for three-dimensional porous media using image analysis and fourier transforms”, Journal of Petroleum Science & Engineering, v. 723.

Marshall, T.J., 1958, “A Relation Between Permeability and Size Distribution of Pores”, J. Soil Sci., v. 9, n. 1, p. 1-8.

Millington, R.J., Quirk, J.P., 1961, “Permeability of Porous Solids”, Trans. Faraday Soc.v.37, p.1200-1206.

Santos, L.O.E., Philippi, P.C., Damiani, M.C., Fernandes, C.P., 2002, “Using three-dimensional reconstructed microstructures for predicting intrinsic permeability of reservoir rocks based on a Boolean lattice gas method”, Journal of Petroleum Science & Engineering, v. 35, p.109-124.

Wolf, F.G., 2002, “Simulação de Processos de Deslocamento Miscível Utilizando Modelos de Gás em Rede com Mediadores de Campo”, Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis.

## COMPUTACIONAL DETERMINATION OF THE PERMEABILITY OF RESERVOIR ROCKS

### **Henrique C. de Gaspari**

Porous Media and Termophysical Properties Laboratory, Mechanical Engineering Department,  
Federal University of Santa Catarina, Campus Universitário Trindade  
CEP: 88040 900 - Florianópolis SC. E-mail: henrique@lmpt.ufsc.br

### **Celso P. Fernandes**

Porous Media and Termophysical Properties Laboratory, Mechanical Engineering Department,  
Federal University of Santa Catarina, Campus Universitário Trindade  
CEP: 88040 900 - Florianópolis SC. E-mail: celso@lmpt.ufsc.br

### **Paulo C. Philippi**

Porous Media and Termophysical Properties Laboratory, Mechanical Engineering Department,  
Federal University of Santa Catarina, Campus Universitário Trindade  
CEP: 88040 900 - Florianópolis SC. E-mail: philippi@lmpt.ufsc.br

### **Carlos R. O. Rodrigues**

PETROBRAS/CENPES/PDEXP/Tecnologia de Rochas. Cidade Universitária Quadra 7 - Ilha do  
Fundão. CEP: 21949 900 - Rio de Janeiro RJ. E-mail: rodrigues@cenpes.petrobras.com.br

***Abstract.** This paper focuses in a estimative of values of intrinsic permeability using computational methods. The results presented here had been gotten using two models. The first one is a model of the type cut and rejoin, this model is characterized for its simplicity, quickly supplying the result. For this model is enough to inform pores size distribution of the material to calculate the intrinsic permeability. Another used form it was the accomplishment of simulation of the flow in the interior of the pores with a Boolean lattice gas method using three-dimensional reconstructed microstructures. The results gotten for some reservoir rocks had been compared between itself and with experimental results supplied by the petrophysics in intention to evaluate the models.*

***Keywords:** permeability, cut and rejoin, lattice gas, reservoir rocks*