



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE A PARTIR DA DISTRIBUIÇÃO DE TAMANHO DE POROS

Fernandes, C.P.¹, Philippi, P.C.¹, Gaspari, H.C.¹

¹Laboratório 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

Resumo – Este artigo trata de um modelo para a estimativa rápida da permeabilidade intrínseca de materiais porosos. O modelo abordado é do tipo série-paralelo, também denominado "cut and rejoin", cuja idéia fundamental surgiu no ano de 1950, sendo bastante utilizada na área de solos para a estimativa da permeabilidade a partir de dados da distribuição de tamanho de poros. À época esta distribuição era, em geral, avaliada a partir de curvas de pressão capilar água-ar. No presente artigo, um modelo série-paralelo é apresentado, discorrendo-se sobre seus pontos principais. A distribuição de tamanho de poros é determinada com o uso de técnicas de análise de imagens digitais aplicadas em seções bidimensionais do material. O modelo é aplicado para a microestrutura de rochas reservatório de petróleo de campos brasileiros obtendo-se uma boa concordância entre a permeabilidade calculada e os resultados experimentais.

Palavras-Chave: permeabilidade; rocha reservatório de petróleo; modelo série-paralelo

Abstract – This paper focuses in a model utilized to quick estimate intrinsic permeability of porous materials. This model is a serie-parallel, also denominated "cut and rejoin", the fundamental idea appeared in 1950, and it was very utilized in the area of ground to estimate permeability utilizing pore size distribution, determined with curves of water-air capillary pressure. In this paper one serie-parallel model is presented, and the pore size distribution is determined with digital image analysis applied on plane sections of material. This model is applied in microstructures of brazilian petroleum reservoir rocks. The results of permeability calculated accorded with experimental results.

Keywords: permeability, petroleum reservoir rock, serie-parallel model

1. Introdução

Childs e Collis-George (1950) propuseram um modelo para a determinação da permeabilidade de materiais porosos a partir do conhecimento de sua distribuição de tamanho de poros. A equação resultante relaciona a permeabilidade intrínseca com a distribuição de tamanho de poros, determinada a partir de curvas de pressão capilar. A partir da idéia deste trabalho pioneiro, outras equações foram propostas, citando-se aqui Marshall (1958) e Millington e Quirk (1961). Estes modelos foram denominados série-paralelo ou "cut and rejoin". No presente artigo retoma-se a idéia do modelo série-paralelo aplicando-se a equação resultante na determinação da permeabilidade de rochas reservatório. A distribuição de tamanho de poros é determinada em imagens 2-D, obtidas com o uso de microscopia óptica em lâminas delgadas de amostras de rochas.

Vários modelos têm sido propostos com a finalidade de determinação da permeabilidade, relacionando-a com parâmetros descritores da geometria da microestrutura do material. Dentre os principais, citam-se os modelos baseados em redes de percolação mono-escala (Philippi e Souza, 1995) e multi-escala (Fernandes et al. 1996, Xu et al. 1997a, Xu et al. 1997b, Fernandes et al. 2000).

Recentemente, a determinação de propriedades macroscópicas de materiais porosos tem sido feita em modelos realísticos de microestruturas 3-D. Santos et al. (2002) determinaram a permeabilidade de rochas reservatório usando um modelo booleano de gás em rede em microestruturas reconstruídas com o método da gaussiana truncada. Tais modelos permitem o acesso a muitas informações da microestrutura e dos fenômenos físicos envolvidos, contudo, necessitam de um considerável esforço computacional.

O modelo apresentado no presente artigo resulta em uma equação cujo dado de entrada é a distribuição de tamanho de poros. Dada a sua simplicidade, este modelo permite a estimativa rápida da permeabilidade intrínseca.

O estudo abordado no presente artigo visa contribuir para o conhecimento das propriedades petrofísicas das rochas, propriedades que são importantes em estudos do problema de recuperação de petróleo.

2. O Modelo

Considere-se uma amostra de material poroso, por exemplo, uma coluna no formato de um cilindro. Assume-se, a priori, que 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 "cut and rejoin" supõe-se que a coluna de material poroso como um todo é equivalente a uma série de superposições aleatórias destas duas faces.

Sejam as faces da amostra com n classes de poros com raios $r_1 < r_2 < r_3 < \dots < r_n$. As frações de áreas destas classes de poros são, respectivamente, $\phi_1, \phi_2, \phi_3, \dots, \phi_n$ onde $\sum_{i=1}^{i=n} \phi_i = \phi$, sendo ϕ a porosidade do material.

No processo de 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, por razões de simplicidade, assume-se que o menor poro é o responsável pela resistência ao escoamento.

Em função das possibilidades de interação entre as classes de poros, escrevemos a matriz de interações I:

$$\begin{bmatrix} I_{11} & I_{12} & \dots & I_{1n} \\ I_{21} & I_{22} & \dots & I_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ I_{n1} & I_{n2} & \dots & I_{nn} \end{bmatrix}$$

onde I_{ab} denota a interação de poros da classe a com poros da classe b . Assumindo que as interações ocorrem de forma aleatória a probabilidade de interação entre poros das classes a e b será dada por $p_a p_b$ onde p_i é a probabilidade de poros da classe i . Tem-se, então, a matriz de probabilidades de interações associada à matriz de interações I:

$$\begin{bmatrix} p_1 p_1 & p_1 p_2 & \dots & p_1 p_n \\ p_2 p_1 & p_2 p_2 & \dots & p_2 p_n \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p_n p_1 & p_n p_2 & \dots & p_n p_n \end{bmatrix}$$

Assumindo um escoamento de Hagen-Poiseuille, a permeabilidade elementar associada a uma classe de poros i de raios iguais a r_i é tomada como:

$$k_i = \phi_i \frac{r_i^2}{8} \quad (1)$$

Como no processo de superposição assumiu-se que o menor poro comanda o escoamento tem-se a matriz de permeabilidades elementares associada à matriz de interações I:

$$\frac{1}{8} \begin{bmatrix} \phi_1 r_1^2 p_1 p_1 & \phi_1 r_1^2 p_1 p_2 & \dots & \phi_1 r_1^2 p_1 p_n \\ \phi_1 r_1^2 p_2 p_1 & \phi_2 r_2^2 p_2 p_2 & \dots & \phi_2 r_2^2 p_2 p_n \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \phi_1 r_1^2 p_n p_1 & \phi_2 r_2^2 p_n p_2 & \dots & \phi_n r_n^2 p_n p_n \end{bmatrix}$$

Desta forma, somando-se as contribuições de permeabilidades devidas aos processos de interações tem-se a permeabilidade k da amostra dada por:

$$k = \sum_{i=1}^{i=n} \phi_i \frac{r_i^2}{8} p_i \left(p_i + 2 \sum_{j=i+1}^{j=n} p_j \right) \quad (2)$$

Para a determinação da permeabilidade k através da Equação (2), deve-se computar os valores p_i . Estas probabilidades podem ser avaliadas com base no volume dos poros ou com base no número de poros.

No presente artigo as probabilidades são avaliadas com base no número de poros, quer dizer, como a razão entre o número de poros da dada classe e o número total de poros do meio. Considerando-se poros cilíndricos, a probabilidade de um poro da classe i será dada por:

$$p_i = \frac{\phi_i / r_i^2}{\sum_{k=1}^{k=n} \phi_k / r_k^2} \quad (3)$$

3. Aplicação às rochas reservatório de petróleo

As Equações (2) e (3) foram utilizadas para várias rochas reservatório de petróleo de campos brasileiros visando o cálculo da permeabilidade intrínseca. Considerando-se cada amostra de rocha, foram tomadas várias imagens planas, em geral 20 e de tamanho 640x480 pixels.. Na Figura 1(a) mostra-se, a título de exemplo, uma imagem colorida da microestrutura de uma rocha. Para a obtenção desta imagem, o espaço poroso da amostra de rocha foi impregnado a vácuo com uma resina com um corante azul tendo-se confeccionado uma lâmina delgada para observação no microscópio óptico. As regiões de poros se apresentam na cor azul; as regiões mais claras correspondem aos grãos sólidos. As regiões pretas se constituem de minerais opacos ou óleo morto.

Deve ser observado que o espaço poroso que se apresenta na imagem é constituído de poros que podem ser acessados por fluidos, quer dizer, trata-se da porosidade aberta ou porosidade efetiva. Eventuais poros inacessíveis a fluidos não se apresentarão com a cor azul uma vez que não serão impregnados pela resina.

As imagens coloridas foram submetidas a um processamento de binarização de forma a definir as regiões de poros e de sólidos. Utilizou-se um processamento de binarização que consiste na definição pelo usuário dos níveis de corte nos histogramas dos canais HSI (Hue, Saturation, Intensity). Considerando-se o lote de imagens de cada rocha, como dito acima, em geral em número de 20, este se apresenta com imagens razoavelmente uniformes. Desta forma para cada lote tomou-se uma imagem para a definição dos níveis de corte nos histogramas usando-se os mesmos níveis de corte para as demais imagens do lote. Tendo-se as imagens binárias, veja-se o exemplo da Figura 1(b), partiu-se para a determinação das distribuições de tamanhos de poros, utilizando-se para este fim a operação de abertura morfológica, Coster e Chermant (1989). Para cada rocha, obteve-se a distribuição média de tamanho de poros do lote de imagens.

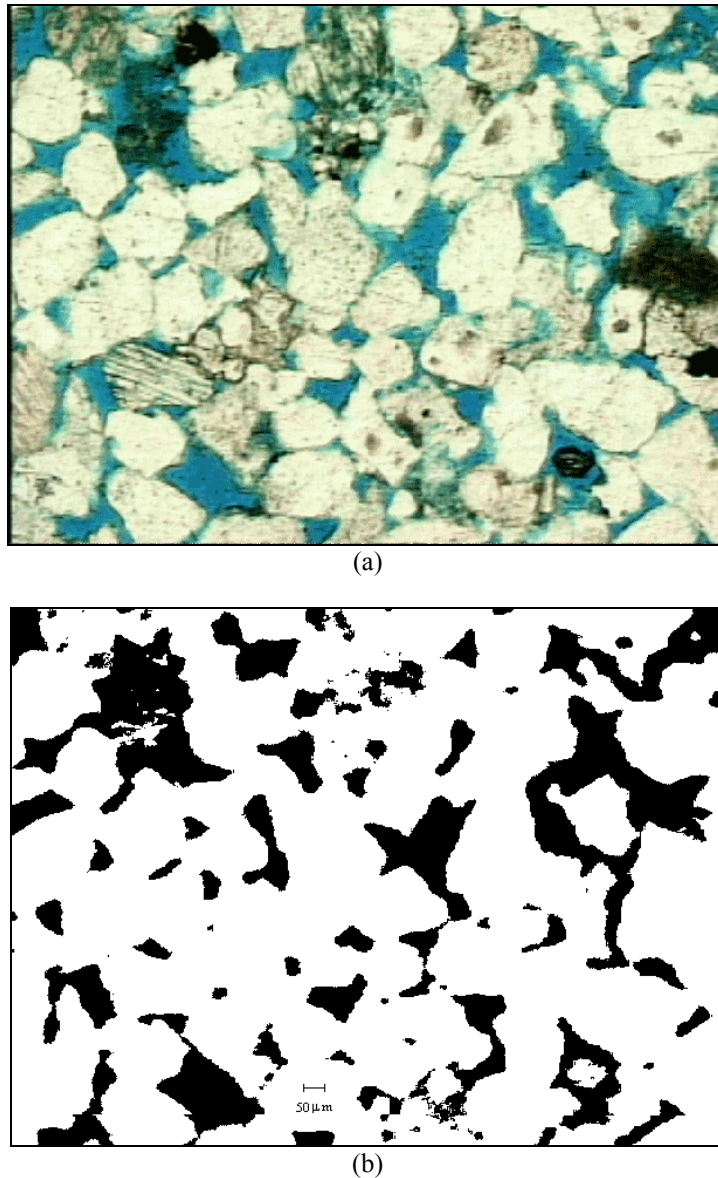


Figura 1. Em (a) um exemplo de imagem colorida de uma seção plana de rocha reservatório de petróleo. Em (b) a imagem binária correspondente: o espaço poroso se apresenta na cor preta e o pixel equivale a 2,6 μm .

3.1. Resultados

Os resultados de permeabilidade obtidos para várias rochas são apresentados na Tabela 1. A terminologia $\phi 24.0k104$ designa uma rocha com porosidade experimental nominal de 24.0% e permeabilidade experimental nominal de 104 mD.

Tabela 1. Comparação entre os resultados de permeabilidade calculados pelas Equações (2) e (3) com os experimentais

Rocha	k experimental (mD)	k calculado (mD)
$\phi 24.0k104$	104	137
$\phi 21.3k92$	92	150
$\phi 25.4k153$	153	183
$\phi 22.5k198$	198	162
$\phi 27.6k172$	172	104
$\phi 22.3k154$	154	119
$\phi 26.7k70$	70	42
$\phi 23.8k145$	145	95

4. Conclusões

No presente artigo retomou-se o modelo "cut and rejoin" para a determinação da permeabilidade intrínseca aplicando-o à microestrutura de rochas reservatório de petróleo. Na utilização da equação resultante do modelo dois pontos principais são colocados:

i) a distribuição de tamanho de poros é obtida a partir de imagens de seções bidimensionais do meio poroso. Originalmente esta distribuição foi determinada a partir de dados de curvas de pressão capilar (água-ar ou mercúrio). A distribuição oriunda destes dados está associada ao espaço poroso tridimensional do meio e como é bem conhecido tem problemas na sua interpretação que, em geral, assume um modelo de capilares independentes (sem conexão entre eles). Por outro lado, o uso de imagens 2-D do meio está diretamente ligado à idéia fundamental de seccionamento utilizada no modelo "cut and rejoin".

ii) a ocorrência de poros de uma dada classe, foi formulada em termos de uma probabilidade que foi avaliada como a razão entre o número de poros da dada classe e o número total de poros do sistema.

Para as rochas ensaiadas neste artigo, os resultados de permeabilidade calculados concordaram bem com os resultados experimentais. Este é um estudo preliminar que deve ser aprofundado, analisando-se um maior número e variedade de rochas.

5. Agradecimentos

Os autores agradecem ao Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES/PETROBRAS) pela cessão das imagens das rochas bem como dos dados experimentais. H.C. de Gaspari agradece o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo (ANP) da qual é bolsista de Iniciação Científica junto ao Programa de Formação de Recursos Humanos em Engenharia Mecânica com ênfase em Petróleo e Gás (MECPETRO) da Universidade Federal de Santa Catarina.

6. Referências

- CHILDS, E. C., COLLIS-GEORGE, N. The permeability of porous materials. *Proc. Roy. Soc., London*, A201, p.392-405, 1950.
- COSTER, M., CHERMANT, J.L., *Precis D'analyse D'images*. Presses du CNRS, Paris, 1989.
- FERNANDES, C.P., MAGNANI, F.S.; PHILIPPI, P. C., DAÍAN, J.F. Multiscale geometrical reconstruction of porous structures, *Physical Review E*, v.54, n.2, p.1734-1741, 1996.
- FERNANDES, C.P., PHILIPPI, P.C., DAÍAN, J.F., DAMIANI, M.C., CUNHA NETO, J.A.B. Determinação da permeabilidade de rochas reservatório reconstruídas em sistemas de percolação multiescala, In: *ENCIT 2000 - 8th Brazilian Conference on Thermal Engineering and Sciences*, Porto Alegre, outubro, 2000.
- MARSHALL, T.J. A relation between permeability and size distribution of pores. *J. Soil Sci.*, v. 9, n.1, p.1-8, 1958.
- MILLINGTON, R.J., QUIRK, J.P., Permeability of porous solids. *Trans. Faraday Soc.* v.37, p.1200-1206, 1961.
- PHILIPPI, P.C., SOUZA, H.A. *Int. J. Multiphase Flow*, v.21, p. 667, 1995.
- SANTOS, L.O. E., PHILIPPI, P.C., DAMIANI, M.C., FERNANDES, C.P. Using three-dimensional reconstructed microstructures for predicting intrinsic permeability of reservoir- rocks based on a boolean lattice gas method, *J. Pet. Sci. Eng.*, v.35, p.109-104, 2002.
- XU, K., DAÍAN, J.F., QUENARD, D. Multiscale Structures to Describe Porous Media Part I: Theoretical Background and Invasion by Fluids. *Transport in Porous Media*, v.26, p.51 – 73, 1997a
- XU, K., DAÍAN, J.F., QUENARD, D. Multiscale Structures to Describe Porous Media Part II: Transport Properties and Application to Test Materials. *Transport in Porous Media*, v.26, p.319 – 338, 1997b.