

**Título .....**: PREDIÇÃO DE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCHAS RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO A PARTIR DE ANÁLISE DE IMAGENS

**Autores .....**: Fernandes, C. P., Santos L.O.E, Philippi, P.C., Bueno, A. D., Rodrigues, C. R.O. \*, Gaspari, H.C.

**Instituições .:** Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas  
Departamento de Engenharia Mecânica  
Universidade Federal de Santa Catarina  
88040-900 Florianópolis, SC  
E-mail: celso@lmp.ufsc.br  
(\* ) PETROBRAS/CENPES/PDEP/TRO  
Cidade Universitária - Quadra 7 - Ilha do Fundão  
21949-900 Rio de Janeiro, RJ

Propriedades petrofísicas de rochas são, usualmente, obtidas em laboratório através de experimentos padrões em amostras de testemunhos retirados do reservatório. Como propriedades importantes citam-se: porosidade, permeabilidade intrínseca, permeabilidade relativa e parâmetros elétricos como fator de formação e índice de resistividade. Estas medições são, em geral, de alto custo e em alguns casos significativamente demoradas. Por outro lado, o avanço de técnicas de análise de imagens digitais, aplicadas em seções planas de rochas, vem se mostrando uma metodologia rápida e de baixo custo para a predição destas propriedades, a partir unicamente do conhecimento da microestrutura da rocha. Assim, este artigo apresenta um método para a estimativa de propriedades petrofísicas utilizando a análise de imagens. A partir de imagens coloridas obtidas em um microscópio óptico em seções planas polidas, torna-se possível caracterizar a geometria da microestrutura porosa da rocha e gerar um modelo tridimensional (3-D) desta microestrutura preservando determinados parâmetros geométricos. Assumindo-se homogeneidade e isotropia estatísticas, modelos 3-D são gerados a partir de imagens 2-D, conservando as informações de porosidade e de correlação espacial da fase poro. No presente artigo, para a criação do modelo 3-D, utiliza-se um método de gaussiana truncada baseado na transformada de Fourier, como proposto por Liang et Al. (Z.R., Liang, C.P. Fernandes, F.S. Magnani, P.C. Philippi, *A Reconstruction Technique of 3-D Porous Media by Using Image Analysis and Using Fourier Transform*, **Journal of Petroleum Science and Engineering**, **21**, 273-283, 1998). Um estudo é realizado no sentido de avaliar a capacidade do método de reconstrução em preservar as informações impostas, porosidade e correlação espacial, mas também a distribuição de tamanho de poros. A distribuição de tamanho de poros é medida usando-se sucessivas operações de abertura morfológica na imagem, com bolas de raio crescente. No modelo 3-D são realizadas simulações computacionais para a determinação dos parâmetros de permeabilidade intrínseca e de fator de formação. A técnica numérica usada para avaliar a permeabilidade da rocha é baseada no modelo de gás de rede descrito em Santos et. Al. (L.O.E, Santos, P. C., Philippi, M. C., Damiani, *A Boolean Lattice Gas Method for Predicting Intrinsic Permeability of Porous Media*, **Congresso Production 2000**, Puerto Iguazu, Argentina, Anais em CD-ROM, 2000). O modelo de gás em rede adotado utiliza variáveis booleanas visando facilidades computacionais. Para a determinação da condutividade elétrica efetiva de rochas saturadas implementou-se um algoritmo baseado na técnica de "random walks" (M. A. Ioannidis, M. J. Kwiecien and I. Chatzis, *Electrical Conductivity and Percolation Aspects of Statistically Homogeneous Porous Media*, **Transport in Porous Media**, **29**: 61-83, 1997). Os resultados são apresentados em termos do fator de formação, que é a razão entre a condutividade do fluido que satura a fase poro e a condutividade efetiva da rocha. Os métodos são apresentados e aplicados para calcular a permeabilidade e o fator de formação de várias rochas reservatório de petróleo. Os resultados simulados são comparados com os resultados obtidos em laboratório.