



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

## UTILIZAÇÃO DO GRAFO DE CONEXÃO SERIAL PARA A DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE RELATIVA DE ROCHAS RESERVATÓRIO

Bueno A.D<sup>1</sup>., Philippi P.C<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo - LENEPE  
Universidade Estadual do Norte Fluminense - CEP 27925-031- [bueno@lenep.uenf.br](mailto:bueno@lenep.uenf.br)

<sup>2</sup>Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas dos Materiais - LMPT  
Universidade Federal de Santa Catarina - CEP 88040-900 - [philippi@lmpt.ufsc.br](mailto:philippi@lmpt.ufsc.br)

### Resumo

Em trabalho recente Bueno *et.al.* {Bueno A.D., Magnani F. S., Philippi P.C, “*Método para Determinação da Permeabilidade Relativa de Rochas Reservatório de Petróleo Através da Análise de Imagens Reconstruídas*”, IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT, Caxambu - MG - Brasil, 2002.}, desenvolveram uma metodologia para a determinação da permeabilidade relativa de rochas reservatório a partir de sua microgeometria utilizando o algoritmo da abertura para determinação das configurações de equilíbrio das fases água e óleo no meio tridimensional reconstruído e o método do grafo de conexão serial para determinação das permeabilidades de cada fase, a cada passo de pressão. Apresenta-se neste artigo as primeiras comparações do uso desta metodologia contra dados experimentais de permeabilidade relativa.

Palavras chave: configurações de equilíbrio, permeabilidade relativa, rochas-reservatório de petróleo.

### Abstract

In recent work Bueno *et.al.* {Bueno A.D., Magnani F. S., Philippi P.C, “*Método para Determinação da Permeabilidade Relativa de Rochas Reservatório de Petróleo Através da Análise de Imagens Reconstruídas*”, IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT, Caxambu - MG - Brasil, 2002.}, presented a methodology for the determination of relative permeability of reservoir rocks, using an opening algorithm to determine the equilibrium configuration of fluid phases, water and oil in reconstructed 3D media and the serial graph connection method to determine the permeabilities of the phase, at each pressure step. In this paper, the first results of application of this methodology, and comparison with experimental results are presented.

Keywords: equilibrium configuration, relative permeability, petroleum reservoir-rocks.

## 1. Introdução

Embora já existam diversos métodos para determinação da permeabilidade de rochas reservatório, como em (Koplik *et al.* (1984); Berryman e Blair (1986); Ioannidis *et al.* (1996)); Zhirong *et al.* (1999); Singh e Mohanty (2000);, estudos têm sido desenvolvidos por Santos *et al.* (2001), Bueno e Philippi (2002), para montagem de um “Laboratório Virtual”, onde as propriedades das rochas reservatório seriam simuladas.

A área de análise de imagens tem sido aplicada no estudo de rochas reservatório possibilitando a determinação de parâmetros geométricos importantes, como a porosidade, a função distribuição de tamanho de poros e a distribuição de Folk.

Os parâmetros geométricos, que são caracterizados sobre diversas imagens das rochas, são então utilizados na etapa de reconstrução 3D, que é realizada para que a informação essencial da conectividade tridimensional seja recuperada. Os métodos de reconstrução utilizados (Zhirong *et al.* (1998); Santos *et al.* (2002); Bueno *et al.* (2002b)), retornam um meio em três dimensões com 2 fases, uma sólida, estruturante, e outra porosa. As representações tridimensionais são então utilizadas na simulação do fluxo bifásico, possibilitando a determinação das curvas de pressão capilar, de embebição, e de drenagem, Magnani *et al.* (2000), Philippi *et al.* (2000).

O objetivo do presente trabalho é apresentar as primeiras simulações de saturação e de permeabilidade relativa, que foram realizadas utilizando a metodologia descrita em Bueno *et al.* (2002a), e comparar os resultados obtidos com dados experimentais. Avaliando-se, desta forma, os métodos desenvolvidos, sua capacidade de resolver o problema proposto e a identificação das alterações que se fazem necessárias para obtenção de melhores resultados (valores simulados, tempos de processamento, capacidades do sistema computacional).

## 2. Metodologia e Dados das Amostras

A Figura 1 (a) ilustra o resultado de um ensaio experimental de drenagem e de embebição. O ensaio inicia com a invasão de um fluido não molhante (que assume-se ser o óleo), que expulsa o fluido molhante (a água) que está inicialmente saturando a rocha. No final da etapa de drenagem, o volume de água que permanece aprisionado na rocha recebe o nome de *saturação irreduzível*. Na etapa de *embebição*, o fluido molhante desloca o fluido não molhante. No final desta, ao volume de óleo aprisionado dá-se o nome de *saturação residual*, Bear (1972).

Na engenharia de petróleo os ensaios e as simulações para determinação das curvas de permeabilidade relativa são realizados nesta ordem, drenagem e a seguir embebição. Reproduzindo-se desta forma o processo histórico de formação das rochas reservatório.

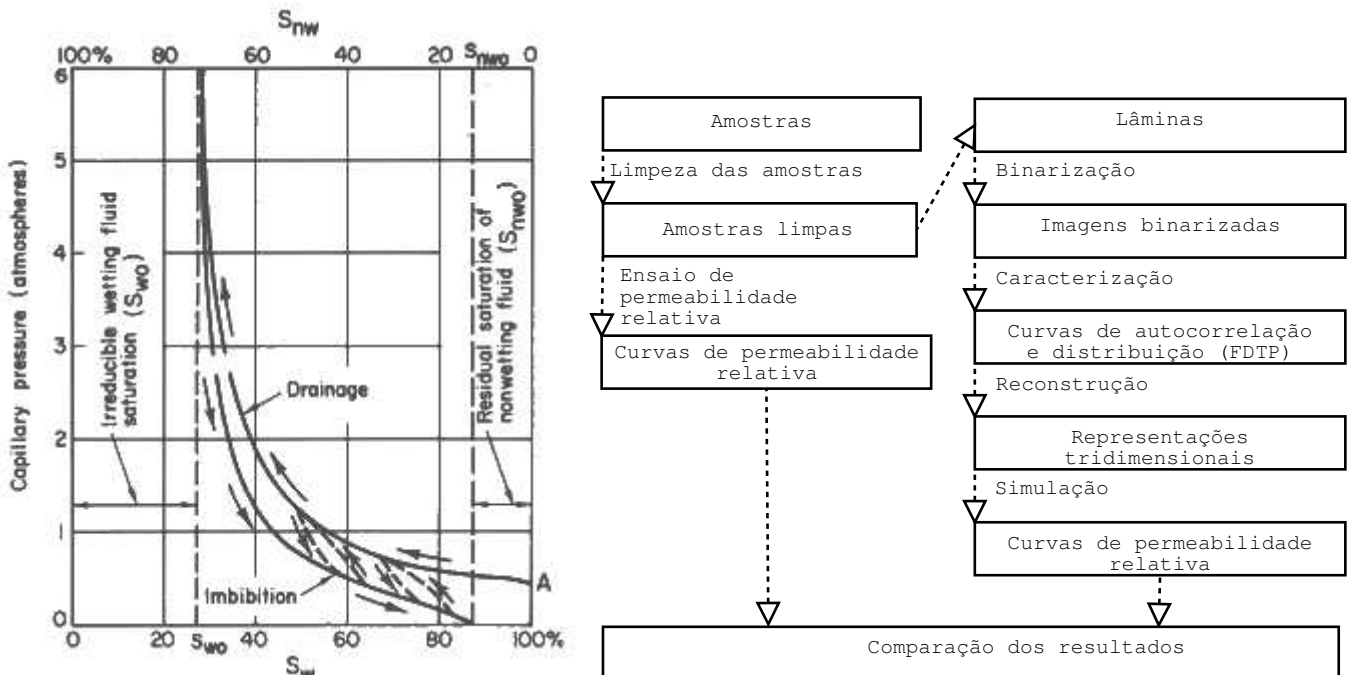


Figura 1: Curva de drenagem e embebição, Bear (1972), e metodologia para determinação da permeabilidade.

A Figura 1 (b) mostra através de um diagrama a seqüência executada para obtenção dos resultados experimentais e numéricos. Dos *plugs* obtidos, foram realizados ensaios de determinação da permeabilidade relativa usando o método de cálculo de JBN/Jones Rozselle. A seguir, foram obtidas lâminas que são utilizadas na etapa de análise de imagens, Adler *et al.* (1990). A Simulação para obtenção das configurações de equilíbrio foi realizada utilizando o algoritmo de Bueno *et al.* (2002a), e os valores de permeabilidades simulados foram obtidos com o modelo do grafo de conexão serial de Bueno e Philippi (2002). O programa utilizado nas simulações foi uma versão customizada do software Imago<sup>1</sup>.

Apresenta-se na Tabela 1 os principais resultados do ensaio de permeabilidade relativa.

As lâminas utilizadas para obtenção das imagens têm uma resolução de  $\alpha = 5[\mu\text{m}/\text{pixel}]$  e possibilitaram a obtenção de 15 imagens por lâmina, cada imagem com a dimensão de 640x480 pixels.

O formato utilizado para nomear as representações tridimensionais é dado pelo modelo de reconstrução (gt1,gt2,esf)<sup>2</sup>, a seguir o fator de amplificação, o número de pontos usados na descrição da curva de autocorrelação e a dimensão da representação. Em algumas imagens coloridas foi aplicado um filtro passa baixa (lp), com uma máscara 3x3. O termo slp indica representação obtida sem aplicação do filtro passa baixa. A imagem reconstruída conectada é determinada através do algoritmo de rotulagem e verificação da conectividade descrito em Bueno *et al.* (2002a).

O método de seleção da representação tridimensional, apresentado em Bueno *et al.* (2002b) é resumidamente dado por: i) análise dos planos da representação tridimensional, ii) análise da representatividade da imagem através da visualização 3D, iii) definição do melhor fator de amplificação através da comparação das curvas de autocorrelação e distribuição de tamanho de poros, iv) definição da dimensão da representação considerando a relação das porosidades ótica e conectada. Estes critérios fornecem os instrumentos adequados para a correta seleção da representação tridimensional.

Tabela 1: Principais resultados experimentais do ensaio de permeabilidade relativa [CENPES-PETROBRAS].

Rocha	A	B	C	D
Porosidade [%]	27.60	25.50	28.60	24.00
Permeabilidade ao ar (mD)	172.00	856.00	499.00	192.00
Permeabilidade absoluta à água (mD)	172.00	856.00	499.00	182.00
Saturação inicial do fluido deslocante (irreduzível)(%)	15.7	16.8	22.10	26.6
Permeabilidade efetiva ao fluido deslocado (mD)	68.00	537.00	195.00	132.00
Saturação final do fluido deslocado (residual)(%)	27.11	20.96	33.85	31.35
Permeabilidade efetiva ao fluido deslocante na sat.final (mD)	17.70	119.00	53.00	46.00

**Sobre o método de simulação da permeabilidade relativa:** A simulação inicia com o fluido molhante ocupando todo o espaço poroso do meio reconstruído. Neste ponto, determina-se a permeabilidade intrínseca da representação tridimensional. A seguir, executa-se um procedimento numérico de drenagem, em que a água é deslocada pelo óleo, e, ao final do qual, determina-se a saturação irreduzível. Observe que na representação tridimensional cada pixel ou é sólido, ou é fluido molhante ou fluido não molhante; obtendo-se, além das configurações de equilíbrio, as saturações de cada fase. A direção de deslocamento dos fluidos é invertida e inicia-se o procedimento de embebição. Na embebição, determina-se, além das configurações de equilíbrio e das saturações, as permeabilidades relativas de cada fase.

### 3. Resultados das simulações de saturação e de permeabilidade relativa

Apresenta-se os resultados obtidos para mais de uma representação com o objetivo de avaliar o comportamento geral da metodologia utilizada.

#### 3.1 Resultados das simulações para rocha reservatório A

Para rocha A, observou-se que a diferença nas curvas de autocorrelação entre o ponto com comprimento de correlação 60 e 100 é pequeno, o que indica a presença de um grupo de objetos com comprimento de correlação elevado e que dificultam a obtenção de boas representações tridimensionais.

Apresenta-se na Figura 2 (a) a função distribuição de tamanho de poros de representações da rocha A. A curva A-esf-n1-N300-slp tem um número elevado de poros pequenos e reduzido de poros grandes. O inverso ocorre para curva A-gt2-n4-np60-N300-slp. A representação A-gt2-n3-np60-N300-slp apresenta o melhor ajuste.

<sup>1</sup>O Imago é um software de análise de imagens de materiais, multiplataforma, desenvolvido numa parceria do LMPT/PETROBRAS/ESSS.

<sup>2</sup>O termo esf indica que a imagem foi reconstruída com o método de reconstrução das esferas sobrepostas, Santos *et al.* (2002), gt e gt1 indicam representação obtida com gaussiana truncada, Zhirong *et al.* (1998), gt2 representação obtida com gaussiana truncada revisada, Bueno *et al.* (2002b).

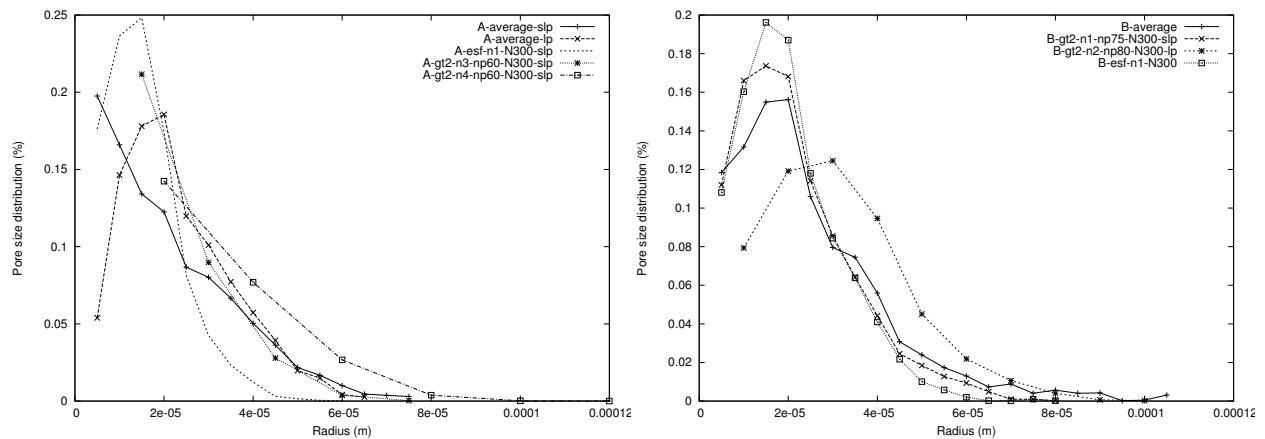


Figura 2: Distribuição de tamanho de poros de representações da rocha A e da rocha B.

Apresenta-se na Figura 3 os resultados da simulação para representação A-esf-n1-N300-slp, e na Tabela 2 uma comparação dos valores de saturação irreduzível e residual encontrada em cada simulação. A Figura 3 (a) apresenta a evolução das saturações na etapa de embebição.

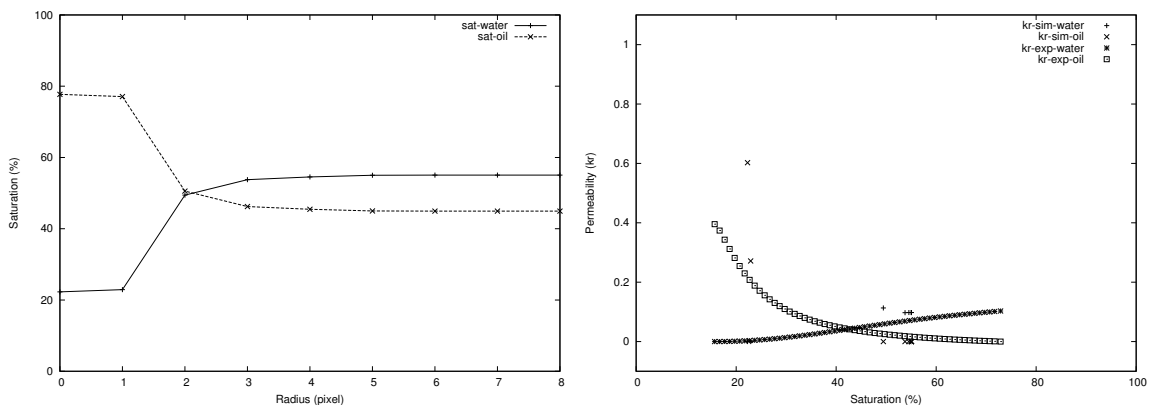


Figura 3: Resultados para representação A-esf-n1-N300-slp.

A representação **A-gt2-n3-np60-N300-slp** não consegue recuperar a saturação irreduzível que ficou em 3.37%, em função do elevado fator de amplificação ( $n=3$ ). Como o processo é um processo de drenagem e a seguir de embebição, os resultados na embebição estão condicionados a correta simulação da drenagem.

A representação **A-esf-n1-N300-slp** tem uma saturação irreduzível de 22.28%, um bom resultado, e que está associado ao uso de um fator de amplificação unitário. Como o fluido mandatório da etapa de drenagem é o óleo, os efeitos associados ao excesso de poros pequenos são atenuados, prevalecendo as relações de forma e de conectividade dos objetos. Já na etapa da embebição, o fluido mandatório é molhante, e adere rapidamente as rugosidades do meio e aos caminhos gerados pelo formato cuneiforme das representações geradas com esferas sobrepostas.

O valor da saturação residual é alto, 44.93% contra 27.11% do experimental. Isto pode ocorrer em função i) do excesso de poros pequenos, ii) da forma dos poros geradas pelo método das esferas sobrepostas, que favorece a formação de objetos cuneiformes que, por sua vez, facilitam a ocorrência de caminhos preferenciais ao fluido molhante.

Tabela 2: Comparação das saturações irreduzíveis e residuais experimentais e simuladas.

Saturação	Irreduzível (%) experimental	Irreduzível (%) numérica	Residual (%) experimental	Residual (%) numérica
A-gt2-n3-np60-N300-slp	17.70	3.37	27.11	46.78
A-esf-n1-N300-slp	17.70	22.28	27.11	44.93
B-gt2-n1-np75-N300-slp	16.80	22.56	20.96	43.24
B-gt2-n2-np80-N300-lp	16.80	27.52	20.96	29.57

### 3.2 Resultados das simulações para rocha reservatório B

Apresenta-se na Figura 2 (b) a distribuição de tamanho de poros para as representações da rocha B. A representação B-gt2-n1-np75-N300-slp apresenta um ajuste razoável, embora não consiga gerar os objetos maiores e apresente um pequeno excesso de poros pequenos.

Observe na Figura 4 (a), que a simulação da representação B-gt2-n1-np75-N300-slp consegue um bom resultado de saturação irreduzível<sup>3</sup> 22.56% (sendo o valor experimental de 16.8%), indicando que com fator de amplificação unitário consegue-se reproduzir bem o valor da saturação irreduzível. A saturação residual de óleo ficou em 43.24%, um valor alto, que pode ser ocasionado pela taxa elevada de poros pequenos.

Observe na Figura 4 (b) que a saturação irreduzível da representação B-gt2-n2-np80-N300-lp é de 27.52% e a saturação irreduzível de óleo de 29.57%. Resultados semelhantes foram encontrados para rochas C e D.

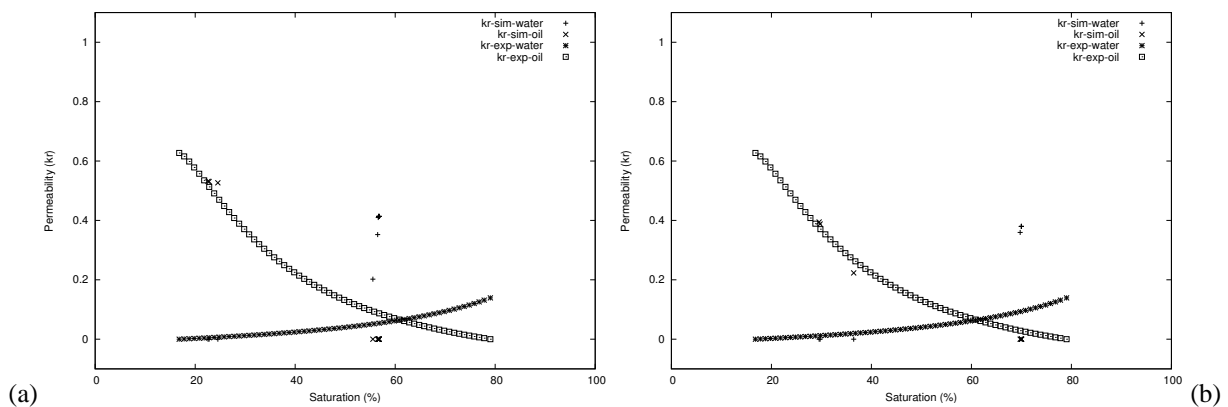


Figura 4: Resultados para representação (a) B-gt2-n1-np75-N300-slp e (b) B-gt2-n2-np80-N300-lp.

## 4 Conclusões Preliminares

Todos os resultados obtidos com fator de amplificação 3 e 4 são excessivamente discretos, com poucos pontos nas curvas e inversões bruscas dos valores de saturação, sendo estas representações consideradas inadequadas.

O resultado da saturação irreduzível para representações com fator de amplificação 1 é satisfatório (22.8% contra 17.7% e 22.56% contra 16.8%). Os efeitos associados ao excesso de poros pequenos são atenuados na etapa de drenagem, pois prevalecem as relações de forma e de conectividade dos objetos. Entretanto, o excesso de poros pequenos prejudica a obtenção de bons valores de saturação residual.

Verificou-se que a determinação da saturação residual é mais complexa e está, num primeiro momento, associada à correta reprodução da saturação irreduzível. Para que os valores de saturação residual possam ser corretamente obtidos, julga-se importante a obtenção das imagens com maior resolução, uso de representações tridimensionais maiores e o uso de fator de amplificação 1.

<sup>3</sup>Primeiro ponto em que a permeabilidade é determinada.

A resolução de captura das lâminas deve ser tal que garanta a captura do raio crítico, entretanto, se for elevada, os comprimentos de correlação em pixels serão elevados e a reconstrução tridimensional com o método da gaussiana truncada fica inviabilizada (até determinado limite pode-se utilizar o método das esferas sobrepostas). Isto é, a duplicação da resolução passando de  $\alpha = 5[\mu\text{m}/\text{pixel}]$  para  $\alpha = 2.5[\mu\text{m}/\text{pixel}]$ , implica na duplicação do comprimento de correlação (em pixels) e na duplicação da dimensão da representação tridimensional. A vantagem associada é a duplicação do número de pontos nas curvas e uma maior precisão nos valores estimados.

Embora não tenham sido detalhados, os resultados de permeabilidade relativa obtidas são bastante satisfatórios.

Pretende-se realizar um estudo em lâminas com resolução de  $\alpha = 2.5[\mu\text{m}/\text{pixel}]$ . Modificar o modelo de determinação das configurações de equilíbrio, estabelecendo o conceito de pseudo dinâmica, o objetivo é obter as configurações de equilíbrio intermediárias no ponto de percolação. As rotinas computacionais que foram desenvolvidas serão otimizadas, usando mecanismos de processamento paralelo, e possibilitando o uso de um cluster de computadores para realização das simulações.

## 5. Agradecimentos

Ao CENPES/PETROBRAS pelo fornecimento das imagens e dos resultados de permeabilidade relativa.

## 6. Referências

ADLER, P. M., JACQUIN, C. G., AND QUIBLIER, J. A. Flow in simulated porous media. *Int. J. Multiphase Flow*, v16, p.691-712. 1990.

BEAR, J. Dynamics of Fluids in Porous Media. *American Elsevier*, New York, 1rd edition. 1972.

BERRYMAN, J. G., BLAIR., S. Use of digital image analysis to estimate fluid permeability of porous material: Application of two-point correlation functions. *J.Appl.Phys*, v60, p.1930-1938. 1986.

BUENO, A. D., MAGNANI, F. S., PHILIPPI, P. C. Método para determinação da permeabilidade relativa de rochas reservatório de petróleo através da análise de imagens reconstruídas. Caxambú - MG - Brasil. *IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002*. CIT02-0672. p1-12. 2002a.

BUENO, A. D., PHILIPPI, P. C. Modelo do grafo de conexão serial para determinação da permeabilidade de rochas reservatório de petróleo. Caxambú - MG - Brasil. *IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002*. CIT02-0668. p1-12. 2002.

BUENO, A. D., PHILIPPI, P. C. Reconstrução tridimensional da micro-estrutura de rochas reservatório a partir de lâminas finas. Caxambú - MG - Brasil. *IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002*. CIT02-0671. p.1-12. 2002b.

IOANNIDIS, M. A., KWIECIEN, M., CHATZIS, I. Statistical analysis of the porous microstructure as a method for estimating reservoir permeability. *J.Pet.Sci.Eng*, v16, p.251-261. 1996.

KOPLIK, J., LIN, C., VERMETTE, M. Conductivity and permeability from microgeometry. *J. Appl. Phys*, v56, p.3127-3131. 1984.

MAGNANI, F. S., PHILIPPI, P. C., ZHIRONG, L., FERNANDES, C. P. Modelling two-phase equilibrium in three-dimensional porous microstructures. *Int. J. Multiphase Flow*. v26, p.99-123. 2000.

PHILIPPI, P. C., MAGNANI, F. S., BUENO, A. D. Two phase equilibrium distribution in three-dimensional porous microstructures. *Produccion 2000 - Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería de Petróleo*. 2000.

SINGH, P., MOHANTY, K. Permeability of Spatially Correlated Porous Media. *Chemical Engineering Science*. v55. p.5393-5403. 2000.

SANTOS, L. O. D., PHILIPPI, P. C., FERNANDES, C. P., GASPARI, H. C. D. Reconstrução tridimensional de microestruturas porosas com o método das esferas sobrepostas. Caxambú - MG - Brasil. *IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - ENCIT 2002*. p1-12, 2002.

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. *Journal of Petroleum Science Engineering*. v35, p109-124. 2002.

ZHIRONG, L., PHILIPPI, P. C., FERNANDES, C. P., MAGNANI, F. S. A reconstruction technique for 3-D porous media using image analysis and fourier transform. *Journal of Petroleum Science Engineering*. v21, p.273-283. 1998.

ZHIRONG, L., PHILIPPI, P. C., FERNANDES, C. P., MAGNANI, F. S. Prediction of permeability from the skeleton of 3D pore structure. *SPE Reservoir Eval*. v2, p.161-168. 1999.