

MODELO DO GRAFO DE CONEXÃO SERIAL PARA DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE DE ROCHAS RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO**Bueno A.D.**[\(\[andre@lmpt.ufsc.br\]\(mailto:andre@lmpt.ufsc.br\)\)](mailto:andre@lmpt.ufsc.br)**Philippi P.C.**[\(\[philippi@lmpt.ufsc.br\]\(mailto:philippi@lmpt.ufsc.br\)\)](mailto:philippi@lmpt.ufsc.br)*Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas dos Materiais - LMPT*

Resumo. A predição da permeabilidade intrínseca de rochas-reservatório, a partir de lâminas delgadas, constitui, atualmente, uma área de intensa pesquisa, apresentando muitas características atrativas, quando considerada como um laboratório petrográfico virtual, de baixo custo, na determinação complementar de propriedades petrofísicas de amostras danificadas e/ou muito fragmentadas. Adicionalmente, a predição de propriedades hidráulicas de meios porosos a partir, unicamente, do conhecimento de sua microestrutura e das propriedades dos fluidos é um tema de grande interesse científico. O presente trabalho apresenta e valida um método de baixo custo computacional, isto é, um método rápido, com baixo consumo de memória e suficientemente preciso para a predição da permeabilidade intrínseca de rochas, viabilizando sua utilização como ferramenta de cálculo na engenharia do petróleo. O método é baseado na construção de um grafo de conexão serial, que é obtido avaliando-se as seções seriais da estrutura tridimensional reconstruída. O método simplifica os fluxos, desconsiderando as resistências laterais e a geometria dos objetos, reduzindo-se o número de nós e evitando as bifurcações em paralelo. O método é único na determinação da permeabilidade de rochas reconstruídas com elevada dimensão. Após descrição do método, resultados simulados são comparados com resultados experimentais para várias rochas reservatório nacionais.

Palavras chave: permeabilidade, grafo de conexão serial, rochas-reservatório de petróleo.

1 Introdução

A permeabilidade intrínseca é importante em uma série de estudos e aplicações da engenharia, Berryman and Blair., 1986, seja no estudo dos mecanismos de recalque em solos, ou no comportamento de rochas reservatórios (Bear, 1972; Ioannidis et al., 1996; Gasperi, 1999; Santos et al., 2002; Bueno, 2001), na avaliação do efeito dos processos de infiltração no solo, na captação de águas subterrâneas, poços artesianos e galerias, e em processos de secagem de grãos (escoamento água-ar).

Berryman and Blair., 1986, assinalam a importância dos métodos de estimação da permeabilidade em função da simplificação e redução de custos na obtenção desta propriedade. Segundo Ioannidis et al., 1996, a determinação da permeabilidade de rochas reservatório é consideravelmente complicada devido a complexidade da sua microestrutura porosa.

Já existem vários modelos e algoritmos para a determinação da permeabilidade dos materiais porosos (veja, Bear, 1972; Koplik et al., 1984; Berryman and Blair., 1986; Adler et al., 1990; Dullien, 1992; Sahimi, 1993; Ioannidis et al., 1996; Mendes, 1997; Zhirong, 1997; Gasperi, 1999; dos Santos et al., 2000; Bueno, 2001). Neste trabalho, o objetivo é desenvolver um método rápido e suficientemente preciso para predição da permeabilidade de rochas reservatório. Um método que substitua com vantagens o método do esqueleto de Zhirong et al., 1997, e que possa ser utilizado no dia a dia de um laboratório virtual de engenharia de petróleo.

Permeabilidade Intrínseca Se o meio poroso é homogêneo e está saturado, o transporte de massa pode ser descrito pela equação empírica de Henri Darcy 1856, que descreve a taxa de fluxo volumétrico em termos da permeabilidade k por:

$$Q = qA = -\frac{k}{\mu} \nabla (P_l + \rho g z) A \quad (1)$$

onde Q é a taxa de transferência volumétrica [m^3/s], q a densidade de fluxo [m/s], A indica a área da seção perpendicular ao fluxo de massa [m^2], P_l a pressão da fase líquida [Pa], ρ a massa específica [kg/m^3], g a gravidade [m/s^2], z a altura [m], μ [$N.s/m^2$] a viscosidade. A permeabilidade pode ter as unidades em cm^2 , m^2 , Darcy ($9,81 \cdot 10^{-11} m^2$) e miliDarcy. A permeabilidade só considera as propriedades da estrutura porosa. A lei de Darcy está limitada a fluidos Newtonianos e a baixas velocidades do escoamento.

2 Revisão Bibliográfica

Uma revisão dos modelos de cálculo da permeabilidade é apresentada em (Bear, 1972; Dullien, 1992; Sahimi, 1993; Mendes, 1997; Zhirong, 1997).

Os modelos baseados em tubos capilares substituem os poros da matriz porosa por um conjunto de cilindros paralelos que considera equivalentes, os fluxos são unidimensionais e descritos pela equação de Poiseuille. O modelo admite algumas variações: todos os tubos com o mesmo diâmetro e comprimento (uniformes e idênticos), tubos paralelos com diâmetros crescentes (tipo órgão), tubos paralelos com diâmetros variáveis e com constrições periódicas idênticas, tubos paralelos com diâmetros variáveis e com constrições periódicas diferentes. A representação obtida, apresenta uma grande simplificação do meio, sendo esta a grande vantagem do modelo (sua simplicidade) e ao mesmo tempo sua maior desvantagem, pois apresenta resultados de permeabilidade super estimados.

O modelo de tubos paralelos mais conhecido é o de Carman-Kozeny, também conhecido como modelo do diâmetro hidráulico médio. Neste modelo objetos de geometria complexa podem ser convertidos em tubos cilíndricos a partir do raio hidráulico do objeto. O modelo gera tubos cilíndricos equivalentes em boa parte dos casos, apresentando resultados de permeabilidade ruins quando a geometria do meio é composta por objetos alongados. Além do problema da correta estimação de um raio hidráulico equivalente, o modelo apresenta resultados de permeabilidade super-estimados em função de desconsiderar as conexões laterais e a correlação do meio em três dimensões, veja Bear, 1972.

Segundo Reznik., 1971, apud Mendes, 1997, modelos do tipo “cut-and-random-rejoin” não são adequados a meios consolidados. Isto se explica porque ao conectar dois poros, estes modelos assumem que o raio hidráulico da conexão é igual ao do menor poro, provocando a super-estimação da permeabilidade. O modelo de Reznik é apresentado e discutido em detalhes em Mendes, 1997.

Os modelos baseados em redes de percolação são baseados na determinação da distribuição de sítios e/ou de ligações do meio poroso e na geração de uma rede regular equivalente. A maior vantagem é a simplicidade decorrente da representação dos objetos como esferas e cilindros. Entretanto, a desconsideração da correlação da estrutura tridimensional e as simplificações na geometria do meio provocam a obtenção de valores de permeabilidade ruins. Koplik et al., 1984, faz uma análise das seções seriais de um arenito de Massilon. O mesmo é representado por uma rede de percolação de cilindros. O autor usa modelo de diâmetro médio efetivo e uma analogia a circuitos elétricos para determinar a permeabilidade.

O modelo de volumes finitos consiste em gerar uma estrutura tridimensional em que a cada volume de controle está associada uma pressão (equação de estado), uma temperatura (conservação de energia) e as velocidades nas diversas direções (equação de Navier-Stokes, quantidade de movimento). O uso do modelo envolve a discretização do problema e a realização do balanço das propriedades físicas nos volumes discretizados. Sua aplicação é complexa, pois envolve a definição: do tipo de malha (co-localizada, desencontrada), do método de aproximação das derivadas (diferenças finitas, upwind, exata), do método para tratamento das condições de contorno (nó de fronteira, volume fictício, balanço para volume de controle), das funções de interpolação (diferenças centrais, upwind, exponencial, wuds), do tipo de formulação (explícita, implícita, totalmente implícita) e finalmente na solução das equações discretizadas considerando os problemas numéricos típicos deste tipo de modelo (como a difusão numérica). A maior vantagem dos modelos baseados em volumes finitos é a solução completa dos escoamentos: determinação da pressão, campos de velocidade e temperatura em cada volume de controle. A desvantagem é a necessidade de uma malha fina para redução das divergências numéricas, o que implica em grande quantidade de memória e tempo de processamento, além do problema do tratamento da geometria complexa do meio poroso. Adler et al., 1990, aplica as equações de Stokes em um meio 3D reconstruído, os resultados obtidos para um “Fontainebleau Sandstone” são sub-estimados por um fator de 5.

Singh and K.Mohanty, 2000, discutem o efeito da autocorrelação espacial e da porosidade em um método de determinação da permeabilidade com uso de modelos de gás em rede. Os autores determinam a constante de Kozeny para meios tridimensionais correlacionados exponencialmente e com porosidade entre 30% e 40%, determinando a seguir a permeabilidade do meio.

Em dos Santos et al., 2000, a permeabilidade intrínseca é simulada utilizando-se modelos de gás em rede, LGA (lattice gás celular automata) e LB (lattice Boltzmann method). O método consiste em popular uma rede regular com partículas, que são transferidas de um sítio a outro a cada etapa de processamento por um processo denominado propagação, após o qual ocorre a etapa de colisão, em que as partículas interagem entre si conservando a massa e o momento. Os processos estudados ocorrem a baixos números de Mach. Segundo os autores, LB é mais poderoso, sendo um método alternativo aos tradicionais métodos de volumes finitos, podendo ser utilizado na simulação de objetos com geometria complexa (isto é meios porosos) com baixo consumo de recursos computacionais. Para uma representação com permeabilidade experimental de 441 mD encontraram 743 mD com LB e 368 mD com LGA, para uma representação com permeabilidade experimental de 316 mD encontraram 458 mD com LB e 238 mD com LGA, ou seja, valores de permeabilidade bastante próximos dos experimentais. Embora baseado em um

modelo mais simples LGA apresentou resultados melhores, segundo os autores isto ocorre porque LB não consegue representar adequadamente os fluxos em pequenas constrições (1 ou 2 pixels). O modelo é paralelizável, podendo-se desenvolver algoritmos usando threads/MPI/PVM (veja Ridge *et al.*(em www.beowulf.org)) o que possibilitará a determinação da permeabilidade de representações com dimensão elevada.

Segundo Berryman and Blair., 1986, os modelos empíricos (tipo Karman-Kozeny) e de rede obtém estimativas apenas para a ordem de grandeza. Os autores apresentam um modelo híbrido, baseado nos modelos variacionais (medição de propriedades estatísticas do meio poroso) e usando processamento de imagens onde valores de porosidade e superfície específica são combinados com valores do fator de formação para estimação da permeabilidade. Os resultados obtidos são bons, mas requerem imagens com grande ampliação (100-500X).

Ioannidis et al., 1996, determinam a permeabilidade de um conjunto de amostras de rochas (com porosidade e permeabilidade variável) usando o conceito de "Integral Correlation Scale" (I_s) dado pela integração da função autocorrelação normalizada, $I_s = \int_0^\infty R_z(u)du$ e a permeabilidade k , pela relação $\log_e(k) = a + b \cdot \log_e(\phi) + c \cdot \log_e(I_s)$, sendo ϕ a porosidade, e $a=9.3252$, $b=5.75$, $c=1.572$ parâmetros ajustados. Segundo os autores uma das vantagens do modelo é que o resultado de permeabilidade é pouco dependente da resolução da imagem e será ruim se a porosidade estiver abaixo de 10%.

2.1 Modelo do Esqueleto de Liang *et al.*(1997)

O modelo consiste em obter sobre uma representação tridimensional do meio poroso, o esqueleto geométrico, com o algoritmo de Ma, 1995. Sobre este esqueleto é feita uma classificação, onde um objeto do esqueleto ou é um sítio ou é uma ligação (conjunto de nós e ramos). A seguir, associam uma condutância a cada ligação (g_l) e a cada sítio (g_i) dada por:

$$(a) d_h = 4r_h \quad (b) g_l = \frac{\pi d_h^4}{128\mu l} \quad (c) g_i = \frac{r_i^3}{3\mu} \quad (d) Q_{ij} = g_{ij}(P_i - P_j) \quad (e) \frac{1}{g_{ij}} = \frac{1}{g_i} + \sum_l^{n(l)} \frac{1}{g_l} + \frac{1}{g_j} \quad (2)$$

sendo d_h o diâmetro equivalente [m], r_h o raio hidráulico, $\mu[N.s/m^2]$ a viscosidade, l o comprimento [m], r_i o raio da seção de intersecção entre o sítio e a ligação. Pode-se determinar o fluxo de massa Q_{ij} entre dois sítios i e j pela Eq. (2d) onde P_i e P_j são as pressões nos sítios i e j respectivamente. A condutância total g_{ij} é dada pela Eq. (2e), ou seja, a condutância entre os sítios i e j é dada pela soma: da condutância de saída do sítio i (g_i), das condutâncias das $n(l)$ ligações entre i e j e da condutância de chegada ao sítio j (g_j).

A conservação da massa em um sítio i , requer que o somatório do fluxo proveniente de seus j vizinhos seja nulo, Eq. (3a), gerando um sistema de equações em que a pressão de cada sítio é uma incógnita. Os autores utilizam o método iterativo SOR (com relaxações) em que a pressão de cada sítio é dada pela Eq. (3b), sendo β o fator de relaxação. Resolvido o sistema de equações, determina-se os fluxos de massa nas interfaces ($\sum_i \sum_j Q_{ij}$) e a permeabilidade k pela Eq. (3c), onde i é o conjunto de sítios localizados na interface (z_0 ou z_n), L é a espessura da representação tridimensional [m] e ΔP o gradiente de pressão entre as faces z_0 e z_n .

$$(a) \sum_j Q_{ij} = 0 \quad (b) P_i = \frac{\beta \sum_j g_{ij} P_j^0}{\sum_j g_{ij}} + (1 - \beta) P_i^0 \quad (c) k = \frac{\mu \cdot L \cdot \sum_i \sum_j Q_{ij}}{A \cdot \Delta P} \quad (3)$$

3 Metodologia e Desenvolvimento

Metodologia. Apresenta-se o método de seleção da representação tridimensional e uma discussão do método do esqueleto. O modelo do grafo de conexão serial e uma discussão de suas características. A seguir, descreve-se as propriedades das rochas reservatório que serão simuladas e os resultados de permeabilidades obtidos com o novo método, finalmente, compara-se os resultados obtidos com outros métodos.

Método de Seleção da Representação Tridimensional. A seleção da representação tridimensional é realizada através dos critérios: i) análise dos planos da representação tridimensional, ii) análise da representatividade através da visualização 3D, iii) definição do melhor fator de amplificação através da comparação das curvas de autocorrelação e distribuição de tamanho de poros e, iv) definição da dimensão da representação considerando a relação das porosidades ótica e conectada. Veja detalhes em Bueno, 2001, exemplos em Bueno et al., 2002b.

3.1 Discussão do Método do Esqueleto

O esqueleto é uma representação geométrica da imagem (bidimensional/tridimensional) que preserva todas as informações topológicas, sua determinação através do descascamento sucessivo foi desenvolvida por Zhang Suen para imagens bidimensionais e adaptado para imagens tridimensionais por Ma, 1995. Uma implementação prática do método de Zhang Suen pode ser vista em Parker, 1997, e do método de Ma, 1995, em Zhirong, 1997.

Diversas representações tridimensionais foram analisadas com o objetivo de avaliar o comportamento do esqueleto de Ma, 1995. Inicialmente foram avaliadas estruturas tridimensionais simples, totalmente simétricas e sem protuberâncias, os esqueletos obtidos são simples. A seguir foram avaliadas estruturas simples com pequenas protuberâncias, neste caso o esqueleto já se torna complexo Fig. (1a), de uma maneira geral, cada protuberância gera um novo ramo no esqueleto. Neste estudo, verificou-se que o esqueleto de Ma, 1995, preserva as informações topológicas. Foi observado que após a etapa de classificação, o esqueleto apresenta um número excessivo de sítios e que os mesmos são gerados em função de um excesso de nós oriundos do esqueleto geométrico de Ma, 1995. Veja na Fig. (1b) uma representação tridimensional do esqueleto de uma representação da rocha reservatório Berea 500, observe o excesso de sítios (os pontos vermelhos indicam os sítios e os azuis as ligações).

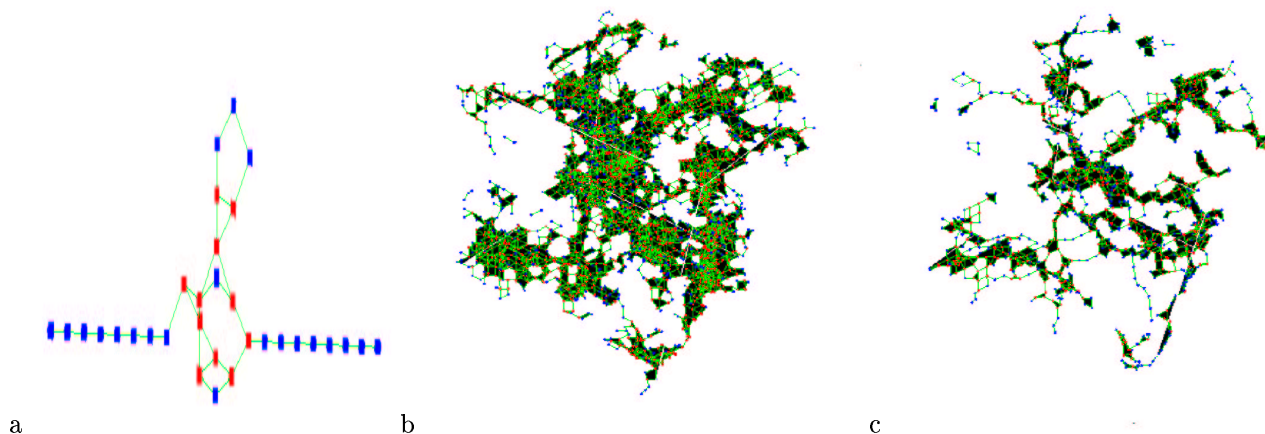


Figura 1: Em (a) esqueleto de representação simples com protuberância, em (b) o esqueleto de uma imagem reconstruída e em (c) o esqueleto da mesma representação após aplicação do filtro de fechamento.

Uma metodologia que ainda esta em teste é a aplicação da operação de fechamento¹ sobre a imagem reconstruída, Fig. (1c), com a operação de fechamento todas as conexões são preservadas e algumas protuberâncias eliminadas. O efeito prático é a obtenção de um esqueleto com número reduzido de nós, mas que preserva as informações essenciais do escoamento. A operação de fechamento pode, entretanto, conectar objetos que não estão de fato conectados e provocar uma sobrestimação das permeabilidades.

Das análises desenvolvidas, concluiu-se que o esqueleto tem falhado na identificação dos sítios e das ligações em função: i) da alta complexidade da imagem reconstruída, ii) do número elevado de irregularidades (protuberâncias) e iii) da discretização da imagem reconstruída.

A maior vantagem do modelo do esqueleto é a não simplificação da geometria (que é correlacionada em todas as direções). A desvantagem é a presença de um excesso de sítios e conexões em paralelo que tornam inviável sua utilização na determinação da permeabilidade. De um modo geral os resultados de permeabilidade obtidos são sub-estimados.

3.2 Modelo do Grafo de Conexão Serial

Para o desenvolvimento conceitual do grafo de conexão serial, procurou-se adotar uma formulação genérica, partindo-se dos conhecimentos existentes da teoria da percolação (Broadbent and Hammersley, 1957; Hammersley, 1983; Stauffer, 1985; Souza, 1993; Rabuske, 1992). e da teoria dos grafos.

A teoria dos grafos fornece um conjunto de ferramentas para construção de modelos e resolução de problemas relacionados com um arranjo de objetos discretos, sendo aplicada no estudo de transmissão de informações e de fluxos de redes. Segundo Rabuske, 1992, um grafo envolve a representação dos objetos e de suas interações (ligações), uma rede tem, adicionalmente, informações armazenadas em seus objetos.

Segundo Rabuske, 1992, “baseado na simples idéia de pontos interligados por linhas, a teoria dos grafos combina estes ingredientes básicos em um rico sortimento de formas e dota estas formas com propriedades flexíveis, fazendo assim, com que esta teoria seja uma ferramenta útil para estudar vários tipos de sistemas”, sendo aplicada no “estudo de transmissão de informações, fluxos em rede” e relata a diferença entre os conceitos de grafo e de rede, “De um modo geral a teoria dos grafos se preocupa com objetos e seus arranjos”, aspectos estruturais. “O termo rede é frequentemente utilizado em vez de grafo, especialmente onde características quantitativas são concebidas aos pontos e linhas, em acréscimo ao relacionamento puramente estrutural que está definido nas características

¹Veja Facon (1996).

de um grafo". Pode-se adicionar o conceito de esqueleto; que armazena a informação dos centros geométricos dos objetos considerados.

O ponto de partida para o modelo do grafo de conexão serial é a consideração de que o fluxo de massa ocorre entre planos bidimensionais do meio poroso reconstruído e que estes planos são formados por objetos conexos. A Fig. (2a e 2b) ilustra esta idéia, observe que os objetos 1 e 2 estão sobre o plano z_0 , os objetos 3 e 4 sobre o plano z_1 ; e que os objetos 1 e 2 tem interseção não nula com o objeto 3, provocando uma conexão de 1 e 2 com 3 (conforme ilustrado pelas setas). Da mesma forma os objetos 3 e 4 estão conectados ao objeto 6 e os objetos 5 e 6 ao objeto 7.

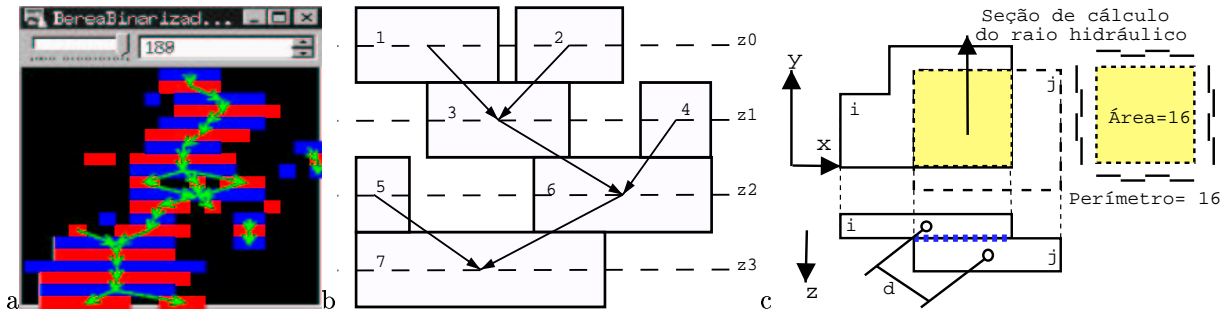


Figura 2: Em (a) seção de um Berea 500, em (b) ilustração do grafo, em (c) ilustração do cálculo da área, do perímetro e do raio hidráulico.

Observe uma diferença conceitual em relação ao esqueleto de Ma, 1995. Neste modelo os objetos são identificados plano a plano e a seguir avaliada a conexão entre objetos em planos consecutivos, não existem processos de descascamento, a única operação de natureza geométrica é a operação de interseção realizada com o objetivo de identificar as conexões entre os sítios, ou seja, o algoritmo é significativamente mais simples e mais rápido. A grande simplicidade do modelo reside na informação de que o escoamento do fluido é ortogonal aos N planos seriais de uma representação N^3 , desprezando-se os escoamentos secundários (baixos Re) e calculando-se as resistências hidráulicas a partir das seções dos objetos (cavidades) presentes em cada seção.

Verificando-se a Fig. (2b), observa-se que cada objeto deve conter um rótulo que o identifica, uma lista dos objetos a quem está conectado e deve armazenar uma propriedade (no caso, o raio hidráulico ou a condutância). Um sítio é um objeto, numa seção bidimensional um agrupamento de pixels conectados formam um sítio. Uma conexão é uma ligação física ou conceitual entre objetos, pode ou não ter uma propriedade associada. A forma das conexões varia de acordo com o tipo de objeto do grafo.

Seqüência para determinação do grafo de conexão serial. i) Lê o plano z_0 da imagem 3D, rotula os objetos do plano z_0 , cria os objetos do grafo. Entra num laço em que ii) Lê o plano z_i da imagem 3D, iii) rotula os objetos do plano z_i , iv) cria os objetos do grafo, v) estabelece as conexões entre os objetos do plano z_i com os objetos do plano z_{i-1} .

Modelos de cálculo das propriedades das conexões (raio hidráulico, condutâncias). Para o cálculo da condutância entre dois objetos conectados foram desenvolvidos 4 modelos. O modelo 1 foi descartado por considerar cada intersecção entre pixels como uma conexão, provocando um excesso de conexões e deixando o mesmo lento. O modelo 2 foi descartado porque considera toda seção do objeto como seção de cálculo do raio hidráulico, superestimando as condutâncias. Veja detalhes destes modelos em Bueno, 2001. O modelo M3 considera somente a área de intersecção entre os dois objetos para o cálculo da condutância, veja na Fig. (2c) a seção de cálculo do raio hidráulico para o modelo 3. Como um objeto do plano z_i pode estar conectado a diversos objetos do plano z_{i+1} , cria-se uma lista onde é armazenado o raio hidráulico associado a cada conexão. Observe que um objeto i terá duas listas, uma com a informação dos objetos a quem está conectado e outra com a informação do raio hidráulico de cada conexão. Apresenta-se na Fig. (2c) a forma de cálculo da área e do perímetro de objetos discretos em uma seção bidimensional. No modelo M4 corrige-se a condutância levando-se em conta a distância (d) entre os centro de massa dos objetos i e j , Fig. (2c).

Seqüência para determinação da permeabilidade com o grafo de conexão serial. i) Determinação do grafo de conexão serial. ii) Definição dos valores de pressão nas interfaces z_0 e z_n (pressão imposta nos objetos de contorno). iii) Definição dos valores iniciais de pressão nos demais sítios do grafo. iv) Conversão dos valores

de raio hidráulico de cada sítio (ou conexão) em condutância, através da equação de Poiseuille². v) Definição dos parâmetros do solver e solução do sistema de equações. vi) Avaliação do fluxo de massa nas interfaces z_0 e z_n . vii) Comparação dos fluxos de massa e definição da necessidade de se refinar a solução obtida. viii) Determinação da permeabilidade.

A Fig. (3) ilustra a simulação de um escoamento em uma representação de um meio poroso. A simulação foi realizada com o programa LG-FLOW³ usando modelos de gás em rede. Observe que nas intersecções entre planos consecutivos os fluxos são efetivos e quando não ocorre a intersecção, surgem regiões de recirculação. Estes resultados indicam que os modelos M3 e M4 são apropriados para o tipo de escoamento a ser estudado.

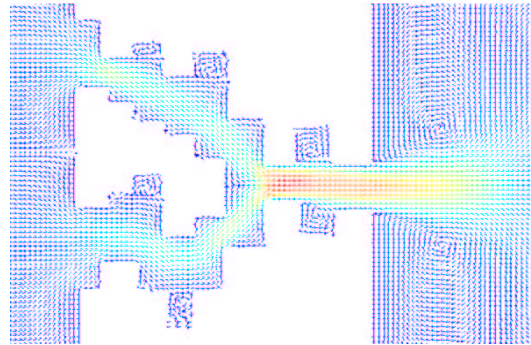


Figura 3: Simulação de um escoamento com o programa LG-FLOW.

3.3 Discussão do Método do Grafo de Conexão Serial

O grafo de conexão serial é genérico sobre certos aspectos (número de conexões entre objetos, propriedades que são armazenadas), mas restrito com relação a necessidade de que os objetos sejam determinados considerando as seções seriais e que estejam conectados aos planos z_0 e z_n .

Levando-se em conta as definições semelhantes mas distintas de grafo, rede e esqueleto, verifica-se que o modelo do grafo de conexão serial desenvolvido se aplica aos três casos. Se ao determinar o grafo desconsidera-se as informações de raio hidráulico, tem-se um grafo. Se as informações de raio hidráulico são armazenadas em sítios obtém-se uma rede de percolação de sítios. Quando a informação do raio hidráulico das conexões é considerada, tem-se uma rede de percolação com sítios e ligações. Se for armazenada a informação do centro de massa dos objetos, obtém-se um esqueleto.

Apresenta-se na Fig. (4) a visualização 3D de uma bola em (a), seu esqueleto em (b) e seu grafo em (c). Observe a geração de um grande número de ramificações no modelo do esqueleto (b) que não ocorrem no modelo do grafo (c). Na Fig. (5a) a visualização de uma representação da rocha reservatório P262_K70 gerada com $N=50$, em (b) seu esqueleto e em (c) seu grafo, novamente observa-se um número reduzido de ramificações no modelo do grafo. Como consequência, a determinação da permeabilidade com o método do grafo será mais rápida.

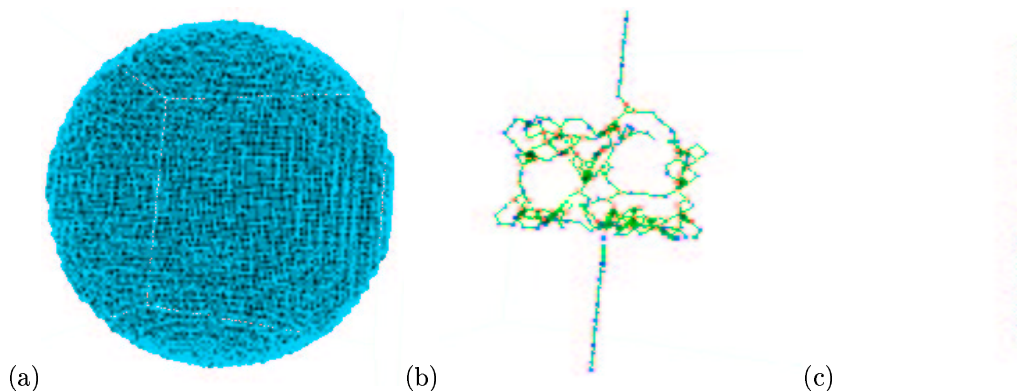


Figura 4: Visualização tridimensional de uma bola (a), seu esqueleto (b) e seu grafo (c).

²Observe que quando o grafo de conexão serial é determinado, a informação armazenada é o raio hidráulico. Quando o grafo de conexão serial é utilizado para cálculo da permeabilidade o raio hidráulico é convertido em condutância.

³O LG-FLOW é um programa para simulação de processos de transferência utilizando modelos de gás em rede. O LG-FLOW foi desenvolvido pelos estudantes N.R.M. Brasiliense, L.A. Hegele, R. Surmas, do LMPT (www.lmpt.ufsc.br).

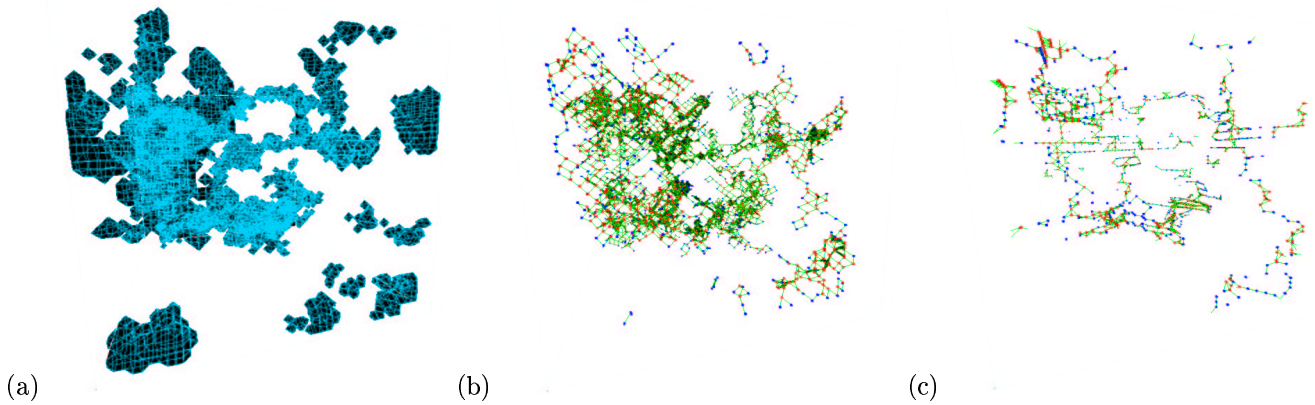


Figura 5: Visualização tridimensional de uma representação do P262_K70 (a), seu esqueleto (b) e seu grafo (c).

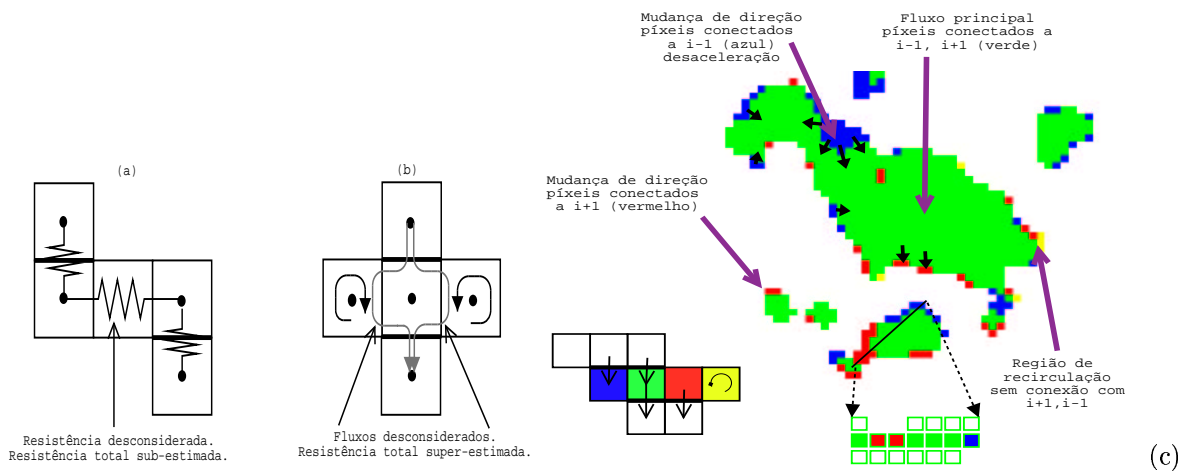


Figura 6: Em (a) resistência desconsiderada, em (b) fluxos desconsiderados, em (c) ilustração dos fluxos.

Uma característica do modelo é a atenuação da resistência ao fluxo lateral, veja Fig. (6), em (a) a resistência usada nas simulações é sub-estimada, em (b) super-estimada, ou seja, existe aí uma compensação, cujos efeitos dependem da geometria do meio. Apresenta-se na Fig. (6c) a ilustração de uma seção do P262_K70 gerada com gaussiana truncada, extraíu-se o plano 100, aplicou-se um zoom e foi selecionada uma pequena região da imagem. A região verde ilustra os pixels com conexão a $i+1$ e $i-1$ (fluxo principal), a região azul ilustra os pixels conectados a $i-1$, a região vermelha ilustra os pixels conectados a $i+1$, a região amarela ilustra pixels sem conexão com $i+1$ e $i-1$ (regiões de recirculação). Os casos descritos na Fig. (6a e 6b) seriam representados por: (1) região amarela conectada a dois pixels de outra cor (não localizado), (2) região amarela conectada a um pixel de outra cor (localizado apenas nas bordas e em pequeno número), donde pode-se concluir que (a) e (b) da Fig. (6a e 6b) ocorrem pouco para a representação analisada.

4 Resultados

Propriedades das Rochas Analisadas. Apresenta-se na Tab. (1) as propriedades das rochas. A dimensão do pixel $\alpha[\mu m]$, a porosidade experimental (obtida com o método da expansão a gás (ϵ_g)), a porosidade ótica ϵ_o , [m^3/m^3], a permeabilidade experimental $k[mD]$, além do número de imagens bidimensionais (N.Imagens). O formato utilizado para nomear as imagens reconstruídas é Modelo_de_reconstrução- nA - npB - NC . Primeiro o modelo utilizado (gt1,gt2,esf)⁴, a seguir o fator de amplificação (nA), o número de pontos usados na descrição da curva de autocorrelação (npB) e a dimensão da imagem (NC). Em algumas imagens coloridas foi aplicado um filtro passa baixa (lp) com uma máscara 3×3 , já slp indica 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.,

⁴O termo *esf* indica que a imagem foi reconstruída com o método de reconstrução das esferas sobrepostas, descrito em Santos et al., 2002, gt e gt1 indica representação obtida com gaussiana truncada de Zhirong et al., 1998 e gt2 representação obtida com gaussiana truncada revisada, veja Bueno et al., 2002b.

2002a, a conexão é em c_6 e verificam-se quais objetos estão simultaneamente conectados aos planos z_0 e z_n . Nas tabelas aparecem ainda, a permeabilidade simulada com o grafo de conexão serial (k-gcs), o número de sítios do grafo (NSG), o tempo para determinação do grafo (grafo(s)) e o tempo total para determinação da permeabilidade (T(s)), ambos em segundos.

Os parâmetros do solver (SOR) são: fator de relaxação FR=0.7, limite de iterações do solver (a cada iteração do cálculo das permeabilidades), limite de erro LES=1e-10, limite de erro da permeabilidade LEP=5%.

Tabela 1: Propriedades das Rochas [CENPES-PETROBRAS].

Propriedade	P275_K316	P223_K154	P262_K70	P238_K145	P320_K642	P240_K104	Berea 500	Berea 200
$\alpha[\mu m]$	3.125	3.125	3.125	3.125	4.545	4.545	2.56	2.56
$\varepsilon_g[m^3/m^3]$	27.5/27.2	22.3/22.2	26.2/26.7	23.8/23.7	32.0	24.0		
$\varepsilon_o[m^3/m^3]$	18.9	12.8	18.3	19.2	32.0	20.8		
k[mD]	316/275	154/132	69.7/66.8	145/121	642	104	500	200
N.Imagens	20	20	20	20	10	10	1	1

Resultados para rocha reservatório Berea 500. Na Tab. (2) verifica-se que com o aumento do fator de amplificação ocorre um aumento da permeabilidade. Para fator de amplificação 2, N=100, a permeabilidade é de 92 mD. Para N=300, verifica-se um acréscimo dos valores de permeabilidade, K=772 mD para $n=2$, que se deve a um aumento da conectividade e um aumento do tamanho dos objetos, visto que, N=100 não consegue recuperar os poros maiores, veja Fig. (7a). Para as representações geradas com fator de amplificação 2 as perdas de porosidade foram, N=100 (8.9%), N=200 (4.9%), N=300 (3.0%), ou seja, com o aumento da dimensão da imagem a perda de porosidade diminui e os valores de permeabilidade tendem a se estabilizar. Na Tab. (3), observe que com o método das esferas sobrepostas foram geradas representações com dimensão até N=600, para N=500 k=342 mD. De um modo geral, verificou-se que a partir de determinada dimensão a porosidade conectada é preservada e os valores de permeabilidade tendem a se estabilizar.

Tabela 2: Efeito do fator de amplificação sobre a permeabilidade de representações do Berea 500, geradas com gaussiana truncada usando np=60 N=100 e N=300, M3.

	n	1	2	3	4	5	6
N=100	500	5	92	489	851	776	941
N=200	500		769				
N=300	500	205	772	1114	1135	1231	1266

Tabela 3: Permeabilidade de representações do Berea 500 geradas com esferas sobrepostas $n=1$, K-exp=500.

Dimensão	100	200	300	400	500	600
k-gcs (M3)	393	406	352	380	342	356

Os resultados para o Berea 500 N=300 (k=772 mD com gaussiana truncada e k=352 mD com esferas sobrepostas) são bastante elucidativos. Para $n=1$ a representação obtida com a gaussiana truncada gera um excesso de objetos isolados, ficando com uma permeabilidade de 205 mD; ainda com $n=1$ mas usando a representação obtida com o método das esferas sobrepostas, obteve-se uma permeabilidade na faixa de 342-380 mD, em função de uma melhor preservação da função distribuição de tamanho de poros. Para $n=2$, a representação obtida é mais discretizada e o valor de permeabilidade é de 772 mD, ou seja, imagens mais discretas apresentam condutâncias mais elevadas. Este comportamento é verificado para diferentes fatores de amplificação.

Resultados para rocha reservatório P320_K642. Observe na Tab. (5) que os valores de permeabilidade crescem para fator de amplificação entre 1 e 3 e se estabilizam para fator de amplificação acima de 4.

Na Tab. (7) mostra-se os tempos para determinação do grafo, grafo(s), e da permeabilidade, T(s), o número de sítios do grafo, NSG, cresce numa relação direta com N^3 , visto que os sítios são determinados plano a plano. Os valores de permeabilidade para $N > 100$ estão na faixa de 428-461 mD.

Tabela 5: Efeito do fator de amplificação sobre a permeabilidade de representações do P320_K642, geradas com gaussiana truncada usando $np=24$ $N=200$, $k\text{-exp}=642$.

<i>n</i>	1	2	3	4	5	6
k-gcs	171	828	1369	1584	1621	1519

Tabela 7: Permeabilidade de representações do P320_K642 (esf. $n=1$, $N=100$ a $N=500$).

Dimensão	k-exp	k-gcs	NSG	grafo(s)	T (s)	M
100	642	375	1880	3	19	M3
200	642	444	12581	30	269	M3
300	642	447	40371	118	357	M3
400	642	428	95018	433	17881	M3
500	642	461	184339	1657	11073	M3

A Fig. (7b) mostra a função distribuição de tamanho de poros de um conjunto de representações do P320_K642. Observe a qualidade da representação tridimensional gerada com o método das esferas sobrepostas, a concordância das curvas é muito boa.

Na Tab. (9) a permeabilidade do P320_K642 fica em 447 mD para representações obtidas com esferas sobrepostas. Para $gt1-n2$ obteve-se 828 mD (M3) e 480 (M4). A representação $gt2-n1-np24-N200$ tem uma permeabilidade de 1165 mD (M3) e de 673 mD (M4). A representação $gt2-n1-np30-N300$ tem uma permeabilidade de 3099 mD (M3), um valor alto, contra 928 mD (M4).

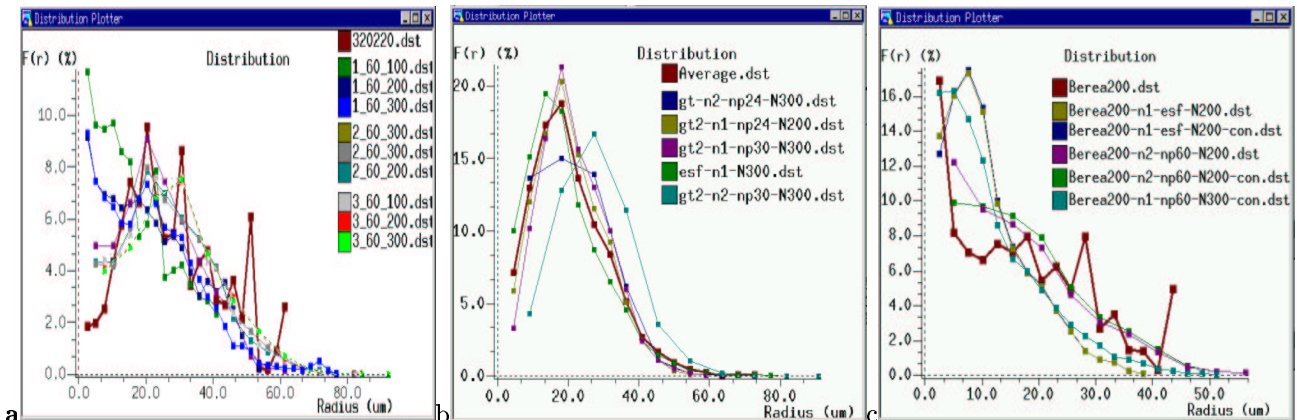


Figura 7: Função distribuição de tamanho de poros para representações Berea 500 (a), P320_K642 (b) e Berea 200 (c).

Tabela 9: Porosidade total, conectada e permeabilidade de representações do P320_K642 .

P320_K642	ϵ_o	ϵ_{c6}	$\frac{\epsilon_o - \epsilon_{c6}}{\epsilon_o} \%$	k-exp	k-gcs (M3)	k-gcs (M4)
gt1 n=2 np=24 N=200	29.81	28.60	4.0	642	828	480
gt2 n=1 np=24 N=200	29.67	28.28	1.31	642	1165	673
gt2 n=1 np=30 N=300	29.84	29.54	0.9	642	3099	928
esferas n=1 N=200	30.25	30.12	0.4	642	444	
esferas n=1 N=300	30.28	30.18	0.3	642	447	

Resultados para rocha reservatório P262_K70. Observe na Fig. (8a) que a representação gt2-n1 apresenta uma melhor concordância. Observa-se na Fig. (8b) que a aplicação do filtro passa baixa reduz o número de poros abaixo de 15 μm , aumentando a fração de poros grandes. Na Fig. (8c) a representação gt2-n1-np60-N300-slp é gerada sem aplicação do filtro passa baixa, observa-se uma excelente concordância entre as curvas na região acima de 15 μm . Na Tab. (10) verifica-se que com gt1 a perda de porosidade é elevada 16.90%, com gt2 esta perda cai para 5.31% na representação slp e 5.62% na representação lp.

A melhor representação é obtida com gt2-n1-slp, para esta representação a permeabilidade é de 139 mD (usando M3) e de 91 mD (usando M4). Já para representações com aplicação do filtro passa baixa (lp), o melhor ajuste foi obtido com gt2-n1-lp, para o qual a permeabilidade é de 86 mD (M3).

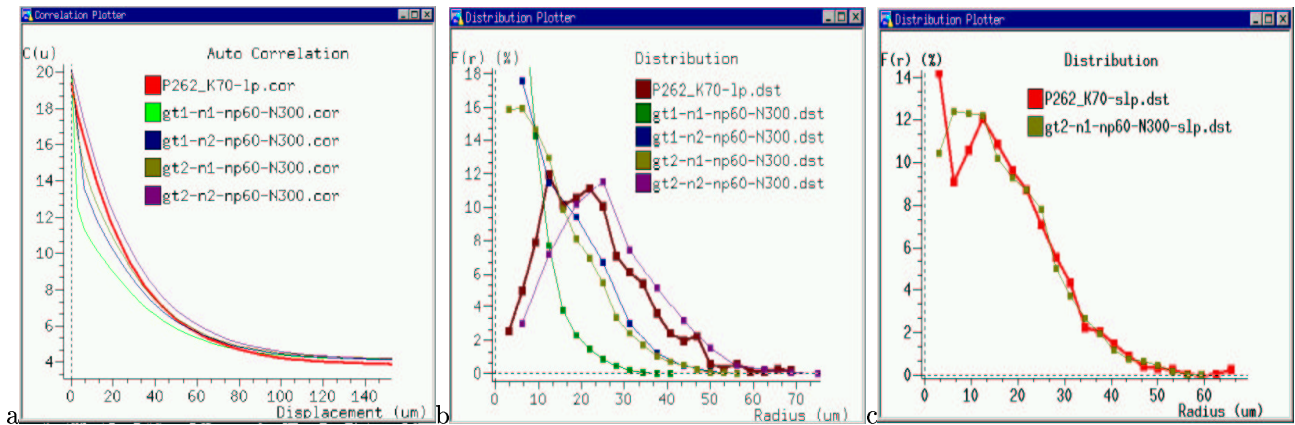


Figura 8: Função autocorrelação (a) e função distribuição de tamanho de poros para P262_K70-lp (b) e P262_K70-gt2-slp (c)

Tabela 10: Porosidade total, conectada, e permeabilidade para representações do P262_K70.

Representação	ϵ	ϵ_{c6}	$\frac{\epsilon - \epsilon_{c6}}{\epsilon} \%$	k-exp	k-gcs (M3)	k-gcs (M4)
gt2 n=1 np=60 N=300 slp	20.13	19.06	5.31	69.7	139	91
gt2 n=1 np=60 N=300 lp	19.21	18.13	5.62	69.7	86	
gt1 n=1 np=60 N=300 lp	20.12	16.72	16.90	69.7		
gt1 n=2 np=60 N=300 lp				69.7	94	
gt1 n=3 np=60 N=300 lp	18.99	16.80	12.5	69.7		

Resultados para rocha Berea 200. Observando a Fig. (7c) seleciona-se a representação gerada com Berea200-gt1-n2-np60-N200. Na Tab. (11) n=1 subestima a permeabilidade, tanto para representação gerada com o método da gaussiana truncada (35 mD) como para representação gerada com o método das esferas sobrepostas (86 mD). Quando n=2, a representação obtida com gaussiana truncada e N=200 tem uma permeabilidade de 155 mD; a mesma representação gerada a partir de uma imagem bidimensional que sofreu aplicação do filtro passa baixa, tem uma permeabilidade de 157 mD. A representação gerada com n=2 np=60 e N=300 tem uma permeabilidade de 157 mD, praticamente o mesmo valor obtido quando se usa N=200.

Tabela 11: Porosidade total, conectada, e permeabilidade de representações do Berea 200.

<i>Imagem</i>	ε_o	ε_{c6}	$\frac{\varepsilon_o - \varepsilon_{c6}}{\varepsilon_o} \%$	k-exp	k-gcs	NSG	M
<i>n=1 np=60 N=300</i>	21.09	19.62	6.97	200	35	44234	M3
<i>n=1 esf N=200</i>	19.61	19.30	1.58	200	86	12300	M3
<i>lp n=2 np=60 N=200</i>				200	157	16474	M3
<i>n=2 np=60 N=200</i>	20.09	18.00	10.4	200	155	17334	M3
<i>n=2 np=60 N=300</i>				200	157	59206	M3

4.1 Comparação dos resultados com outros modelos

Na Tab. (12) compara-se os resultados de permeabilidade obtidos com o método do grafo de conexão serial, K-gcs, com os métodos do esqueleto, k-ske, de Zhirong et al., 1997, de Gás em Rede, k-LG, de dos Santos et al., 2000, e de Rede de Percolação, k-rede, de Gasperi, 1999. As permeabilidades obtidas para as representações tridimensionais ideais estão em **negrito**, e as obtidas com o modelo 4 em *itálico*.

Para P275_K316 os melhores resultados são obtidos com os métodos de gás em rede e do grafo de conexão serial, os valores de permeabilidade 290 mD e 286 mD estão muito próximos do experimental de 316 mD.

Para P223_K154 o melhor resultado é obtido com o método de rede de percolação 140 mD, o valor experimental é de 154 mD. Esta é uma imagem cuja representação tridimensional de qualidade é difícil de ser obtida, pois a mesma tem um comprimento de correlação elevado. Para representações geradas com o método das esferas sobrepostas, encontrou-se uma permeabilidade na faixa de 85-94 mD.

Para P238_K145 a permeabilidade experimental é de 145 mD, o melhor resultado de permeabilidade simulada é obtido com grafo de conexão serial usando o modelo M4, 123 mD.

Para P262_K441, o método do grafo de conexão serial obteve o melhor resultado de permeabilidade 410 mD sendo a experimental de 441 mD. O método de gás em rede obteve o valor de 368 mD.

Para Berea 500 que tem uma permeabilidade experimental de 500 mD, o método de gás em rede obteve o melhor resultado, 509 mD. O método do grafo de conexão serial obteve para representações geradas com gaussiana truncada um valor de 772 mD e para representações geradas com o método das esferas sobrepostas um valor de 342-406 mD.

Para Berea 200, k-exp=200 mD, o método de gás em rede apresentou o melhor resultado, 213 mD, contra 157 mD do método do grafo de conexão serial.

A rocha P320_K642 tem permeabilidade experimental de 642 mD e o melhor resultado de permeabilidade simulada (611 mD) é obtido com gás em rede. O método do grafo de conexão serial obteve uma permeabilidade de 828 mD para representações tridimensionais obtidas com o método da gaussiana truncada e 428-461 mD para representações tridimensionais obtidas com o método das esferas sobrepostas.

Para P262_K70, que tem permeabilidade experimental de 69.7 mD. O método de gás em rede obteve uma permeabilidade de 60 mD, contra 75 mD do método do grafo de conexão serial e 106 mD do método de rede de percolação.

Em todos os casos, o método do esqueleto, de Zhirong et al., 1997, apresentou resultados ruins, sempre subestimando a permeabilidade.

Tabela 12: Comparação dos resultados de permeabilidade (mD) obtidos pelo método do grafo de conexão serial (k-gcs), com os métodos do esqueleto (k-ske), de gás em rede (k-LG) e de rede de percolação (k-rede).

Imagem	k-exp	k-ske	k-rede	k-LG	k-gcs		k-gcs
					gt1	esferas	
Lâm. P275_K316	316-275	67	100	290	286	-	309-176
Lâm. P223_K154	154-132	0	140	50	26	85-94	32
Lâm. P238_K145	145-121	14	112	170	208-123	-	
Lâmina P262_K441	441	84	311	368	410	-	
Lâmina Berea 500	500	15	-	509	772	342-406	
Lâmina Berea 200	200	-	-	213	157	-	
Lâm. P320_K642	642	34	-	611	828-480	428-461	1165-675
Lâm. P262_K70	69.7-66.8	4	106	60	75	-	139-91
Lâm. P240_K104	104	-	-	-	109	142-80	
Lâmina P148_K2	1.8	-	-	-	-	1.7	

5 Conclusões

Um melhor entendimento das representações tridimensionais só ocorreu quando um grande número de imagens e representações foram estudados, o que evidencia a necessidade de se trabalhar com um conjunto representativo de dados. O “Método de Seleção da Representação Tridimensional” se mostrou adequado. As representações obtidas com gaussiana truncada de Zhirong et al., 1998, foram as que apresentaram a maior perda de porosidade conectada, seguida por gaussiana truncada revisada, Bueno et al., 2002b, e esferas sobrepostas, Santos et al., 2002. Quanto menor a perda de porosidade conectada mais confiáveis os resultados.

Foram identificados problemas na geração do esqueleto que levam a uma sub-estimação dos resultados de permeabilidade. Os problemas do método do esqueleto motivaram o desenvolvimento do método do grafo de conexão serial.

Com o desenvolvimento dos modelos M3 e M4 para cálculo da permeabilidade, foi possível estabelecer um intervalo para a permeabilidade, de um modo geral M3 indica um valor máximo e M4 um valor mínimo.

O método do grafo de conexão serial apresentou resultados muito satisfatórios. De uma maneira geral, os valores de permeabilidade estão bastante próximos dos experimentais, fornecendo uma boa e rápida estimativa da permeabilidade. Sua maior vantagem é a capacidade de determinar a permeabilidade de imagens com grande comprimento de correlação e/ou baixa porosidade; Poderão, se necessário, ser geradas representações com grande dimensão linear $N > 300$ e ser simuladas em computadores com pouca memória. Representações, geradas com esferas sobrepostas e $N=600$ foram simuladas em computadores com apenas 64Mb de memória ram.

A comparação dos resultados obtidos indica o uso dos modelos de gás em rede (dos Santos et al., 2000), quando se deseja uma estimativa precisa da permeabilidade ou o modelo do grafo de conexão serial quando se deseja uma estimativa da permeabilidade com baixo custo computacional.

Agradecimentos. Ao CENPES/PETROBRAS pelo fornecimento das imagens e dos resultados de intrusão de mercúrio. Documento gerado usando programa livre (GNU/Linux, L^AT_EX, L^AT_EX, gimp).

6 Referências

- Adler, P. M., Jacquin, C. G., and Quiblier, J. A., 1990, Flow in Simulated Porous Media, “Int. J. Multiphase Flow”, Vol. 16, pp. 691–712.
- Bear, J., 1972, “Dinamics of Fluids in Porous Media”, series, American Elsevier, New York, 1rd edition.
- Berryman, J. G. and Blair., S., 1986, Use of Digital Image Analysis to Estimate Fluid Permeability of Porous Material: Application of Two-Point Correlation Functions, “J.Appl.Phys”, Vol. 60, No. pp.1930-1938.
- Broadbent, S. R. and Hammersley, 1957, Percolation Processes I: Crystals and Mazes, “Journal of the American Chemical Society”, Vol. 73, pp. p.629–641.
- Bueno, A. D., 2001, “Estudo Geométrico das Representações Tridimensionais da Estrutura Porosa e Grafo de Conexão Serial Para a Determinação da Permeabilidade Intrínseca de Rochas-Reservatório de Petróleo”, PhD thesis, UFSC.
- Bueno, A. D., Magnani, F. S., and Philippi, P. C., 2002a, Método para Determinação da Permeabilidade Relativa de Rochas Reservatório de Petróleo Através da Análise de Imagens Reconstruídas, p. 12, Caxambú - MG - Brasil. CIT02-0672.
- Bueno, A. D., Santos, L. O. D., Fernandes, C. P., and Philippi, P. C., 2002b, Reconstrução Tridimensional da Micro-Estrutura de Rochas Reservatório a Partir de Lâminas Finas, p. 12, Caxambú - MG - Brasil. CIT02-0668.
- dos Santos, L. O. E., Philippi, P. C., and Damiani, M. C., 2000, Lattice Gas Methods For Predicting Intrinsic Permeability Of Porous Media, Porto Alegre.
- Dullien, F. A. L., 1992, “Porous Media - Fluid Transport and Pore Structure”, Academic Press, San Diego, 1rd edition.
- Gasperi, P. M. S. D., 1999, Estimativa de Propriedades Petrofísicas Através da Reconstrução 3D do Meio Poroso a Partir da Análise de Imagens, Master’s thesis, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
- Hammersley, J. M., 1983, Origins of Percolation Theory, “Anais of the Israel Physical Society”, Vol. 5.
- Ioannidis, M. A., Kwicien, M., and Chatzis, I., 1996, Statistical Analysis of The Porous Microstructure as a Method for Estimating Reservoir Permeability, “J.Pet.Sci.Eng”, Vol. 16, pp. pp.251–261.

- Koplik, J., Lin, C., and Vermette, M., 1984, Conductivity and Permeability From Microgeometry, "J. Appl. Phys", Vol. 56, pp. 3127–3131.
- Ma, C. M., 1995, A 3D Fully Parallel Thinning Algorithm for Generating Medical Faces, " Patt. Recog. Lett", Vol. 16, pp. 83–87.
- Mendes, N., 1997, "Modelos Para Previsão da Transferência de Calor e de Umidade em Elementos Porosos de Edificações", Tese de doutoramento, Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis.
- Parker, J. R., 1997, "Algorithms For Image Processing and Computer Vision", John Wiley & Sons, New York, ISBN.
- Rabuske, M. A., 1992, "Introdução a Teoria dos Grafos", Editora da UFSC, Florianópolis.
- Sahimi, M., 1993, Flow Phenomena in Rocks: From continuum Models to Fractal, Percolation, Cellular Automata, and Simulating Annealing, "Reviews of Modern Physics", Vol. 65, pp. pp1393–1534.
- Santos, L. O. D., Philippi, P. C., Fernandes, C. P., and Gaspari, H. C. D., 2002, Reconstrução Tridimensional de Microestruturas Porosas com o Método das Esferas Sobrepostas, p. 12, Caxambú - MG - Brasil.
- Singh, P. and K.Mohanty, 2000, Permeability of Spatially Correlated Porous Media, "Chemical Engineering Science", Vol. 55, pp. p5393–5403.
- Souza, H. A., 1993, "Estudo dos Processos de Fixação e Transferência Isotérmica de Umidade em Meios Porosos Heterogêneos", Tese de doutoramento, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Stauffer, D., 1985, "Introduction of Percolation Theory", Taylor and Francis, Londres.
- Zhirong, L., 1997, "Computer Generation and Application of 3-D Reconstructed Porous Structure: From 2-D Images to the Prediction of Permeability", Tese de doutorado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Zhirong, L., Philippi, P. C., Fernandes, C. P., and Magnani, F. S., 1997, Prediction of Permeability of Porous Media Based on 3-D Pore Skeleton Network of Reconstructed Porous Structure, "Int. J. Multiphase Flow".
- Zhirong, L., Philippi, P. C., Fernandes, C. P., and Magnani, F. S., 1998, A Reconstruction Technique For 3-D Porous Media Using Image Analysis And Fourier Transform, "Journal of Petroleum Science Engineering".

MODEL OF SERIAL GRAPH CONNECTION TO CALCULATE THE PERMEABILITY OF PETROLEUM RESERVOIR ROCKS

Bueno A.D. (andre@lmpt.ufsc.br);

Philippi P.C. (philippi@lmpt.ufsc.br);

Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas dos Materiais - LMPT

Abstract. The prediction of intrinsic permeability of reservoir-rocks, from thin plate, are, actually, an area of intensify research, with much attractive characteristic, when considered with a virtual petrophysic laboratory, with low cost, in determination of complementary properties of damaged and/or much fragmented. Additionally, the prediction of hydraulic properties of porous media from, solely, the knowledge of the micro-structure and the fluid properties, are the great interest scientific research. This work presents and validate a method with low computational cost, that is, a speed method, with low memory cost and sufficiently accurate to predict the reservoir intrinsic permeability, making possible its use as a tool in petroleum engineering. The method is based in the construction of a serial graph which is obtained estimating the serial sections of three-dimensional representation. The method simplify the flux, ignoring the lateral resistance, reducing the number of nodes and avoiding the parallel bifurcation. The method are unique in permeability determination of reservoir-rocks with high length. After the description of method, simulated results are compared with experimental results for various Brazilian reservoir rocks.

Keywords. *permeability, graph of serial conection, petroleum reservoir-rocks.*