

MÉTODO PARA A DETERMINAÇÃO DA PERMEABILIDADE RELATIVA DE ROCHAS RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO ATRAVÉS DA ANÁLISE DE IMAGENS RECONSTRUÍDAS

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

Magnani F.S. (magnani@demec.ufpe.br)

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

Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas dos Materiais - LMPT

Resumo. Para a simulação do fluxo bifásico dentro de estruturas tridimensionais reconstruídas, é necessário obter as regiões ocupadas por cada fluido, ou seja, localizar geometricamente as fases molhante e não molhante. O problema é complicado pela dificuldade em se determinar as interfaces de equilíbrio, considerando-se as instabilidades dinâmicas devido a competições entre forças inerciais, de tensão superficial e viscosas. Neste trabalho, apresentam-se alterações importantes no algoritmo computacional desenvolvido por Magnani et al. [2000] [Magnani, F.S., Philippi, P.C., Liang, Z., Fernandes, C.P., 2000., Modelling Two-Phase Equilibrium in Three-Dimensional Porous Microstructures. "Int. J. Multiphase Flow"], que possibilitam a sua aplicação para novos arranjos geométricos e sua validação para diferentes rochas reservatório encontradas em território nacional e de interesse estratégico para a indústria de petróleo. Foi adicionado um módulo para a determinação da permeabilidade relativa, utilizando os novos algoritmos. Valida-se os novos algoritmos contra dados experimentais de intrusão de mercúrio e apresentam-se resultados de simulações de embebição, drenagem, histerese e permeabilidade relativa.

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

1 Introdução

A simulação do fluxo bifásico dentro da estrutura porosa tridimensional reconstruída possibilita a determinação de parâmetros físicos importantes, como as curvas de saturação e de pressão capilar. Adicionalmente, de posse das representações e da localização das diferentes fases dentro do meio poroso reconstruído, pode-se realizar simulações de processos de transferência, como a obtenção das curvas de intrusão de mercúrio, de embebição e de drenagem, possibilitando uma melhor compreensão da microestrutura do material. Pode-se ainda, através de simulações numéricas, determinar as curvas de permeabilidade relativa do material.

As permeabilidades intrínseca e relativa são importantes em uma série de estudos e aplicações da engenharia de rochas reservatórios (Bear, 1972; Ioannidis et al., 1996; Gasperi, 1999; Santos et al., 2001; Bueno, 2001). 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 à complexidade da sua micro-estrutura 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; Singh and K.Mohanty, 2000; Santos et al., 2001; Bueno and Philippi, 2002).

O objetivo do presente trabalho é desenvolver um método rápido e suficientemente preciso para predição das curvas de saturação, de histerese e de permeabilidade relativa de rochas reservatório, de forma que os mesmos possam ser utilizados no dia a dia de um laboratório virtual de engenharia de petróleo.

2 Revisão bibliográfica

Apresenta-se aqui uma breve descrição dos conceitos de permeabilidade intrínseca, conceitos básicos no estudo do fluxo bifásico, da permeabilidade relativa, o modelo de Magnani et al., 2000, e o algoritmo de rotulagem de Hoshen and Kopelman, 1976.

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

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

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] e μ [$N.s/m^2$] a viscosidade.

A lei de Darcy esta limitada a fluidos Newtonianos e a baixas velocidades do escoamento. A permeabilidade só considera as propriedades da estrutura porosa e é dada em cm^2 , m^2 , Darcy ($9,81.10^{-13}m^2$) e miliDarcy.

Conceitos básicos no estudo do fluxo bifásico. Quando se estuda a transferência de massa de dois fluidos em um sistema trifásico, necessita-se definir alguns conceitos relacionados à interação entre os fluidos e a matriz sólida. Define-se a porosidade (ε), pela Eq. (2a), onde V_M é o volume de todo o meio poroso [m^3], V_P o volume do espaço poroso [m^3] e V_S o volume da matriz sólida [m^3]. Se o espaço de vazios do meio poroso está tomado por dois ou mais fluidos, pode-se definir o conceito de saturação (S_i) [m^3/m^3], Eq. (2b), como a relação do volume ocupado pelo fluido i , V_i [m^3], em relação ao volume do espaço poroso.

Quando dois fluidos *miscíveis* entram em contato ocorre a difusão de um pelo outro, provocando a completa mistura (dissolução) dos dois, não existindo uma interface clara de separação. Se forem *imiscíveis*, forma-se uma interface de equilíbrio, decorrente do processo de contato entre os dois fluidos, que é função das características moleculares dos fluidos envolvidos, Fig. (1a). Na interface de contato, a diferença de pressão, denominada *pressão capilar* P_c [Pa], é dada pela Eq. (2c), sendo P_{nw} a pressão do fluido não molhante e P_w a pressão do fluido molhante. Na ausência de condições externas, isto é, gravidade ou condições de contorno impostas por superfícies sólidas, uma interface entre dois fluidos tende a minimizar sua energia livre de superfície, pela adoção de uma forma com curvatura constante. De fato, demonstra-se que a superfície de separação é de tal modo que a curvatura média, $C_{w,nw}$, da interface entre os fluidos w e nw , no estado imperturbado é constante, Everet and Haynes, 1972, e definida pela Eq. (2d), onde r' e r'' [m] são os raios de curvatura da superfície e r_m um raio de curvatura equivalente. Por convenção o raio de curvatura é positivo se o vetor raio de curvatura aponta para a fase molhante, na Fig. (1a), r' e r'' são positivos. O equilíbrio desta superfície é dado pela equação de *Young-Laplace*, Eq. (2e), sendo σ a tensão superficial [N/m] e d a dimensão Euclidiana do espaço. Para o mercúrio, a $20^\circ C$, a tensão superficial é de 0.465 [N/m].

$$(a) \varepsilon = \frac{V_P}{V_M} = \frac{V_P}{V_S + V_P} \quad (b) S_i = \frac{V_i}{V_P} \quad (c) P_c = P_{nw} - P_w \quad (d) C_{w,nw} = \frac{1}{r''} + \frac{1}{r'} = \frac{2}{r_m} \quad (e) P_c = \frac{2(d-1)\sigma}{r_m} \quad (2)$$

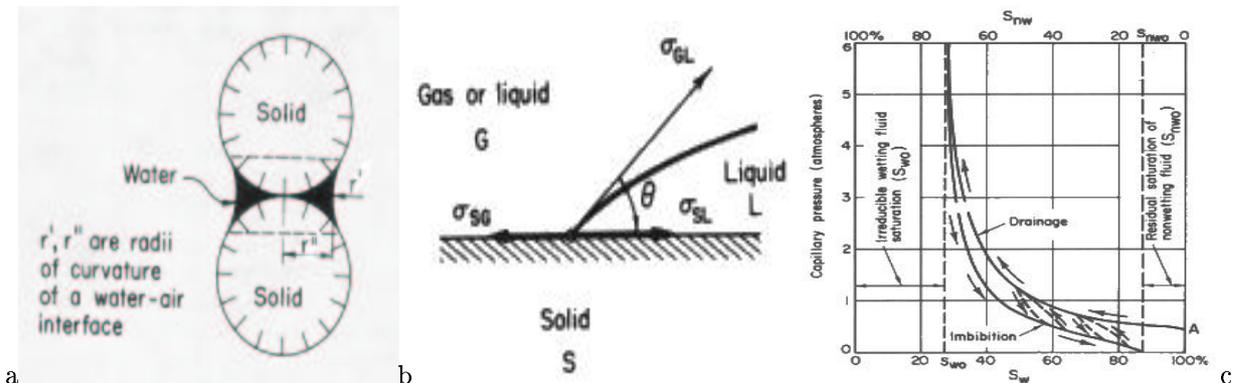


Figura 1: Em (a) ilustra-se os raios de curvatura formados pela água-ar em contato com um sólido. Em (b) a tensão interfacial entre dois fluidos e uma parede sólida, G representa o fluido não molhante e L o fluido molhante. Em (c) curva de drenagem e embebição, Bear, 1972.

Na presença de uma superfície sólida, a interface entre duas regiões fluídicas, toma configurações cujo equilíbrio e estabilidade, dependem das energias livres das interfaces de separação entre as várias fases. Em sistemas trifásicos, compostos por uma matriz sólida (S) e dois fluidos (nw,w), Fig. (1b), o *ângulo de contato* formado pelas três interfaces é dado pela Eq. (3d), sendo $\theta_{nw,w}$ o ângulo de contato na interface entre os fluidos não molhante (nw) e molhante (w) [rad], $\sigma_{S,w}$ a tensão interfacial entre o sólido e o fluido w , $\sigma_{S,nw}$ a tensão interfacial entre o sólido e o fluido nw , e $\sigma_{nw,w}$ a tensão interfacial entre os dois fluidos.

Um fluido é definido como *molhante* se o ângulo de contato (θ), entre a interface de separação dos fluidos e a fase sólida for menor que 90° (θ é ilustrado na Fig. (1b)), sendo *não molhante* se este ângulo for maior que 90° . A *tensão interfacial* (σ), Fig. (1b), surge em função de forças associadas à interação das moléculas dos fluidos e do sólido. Para o mercúrio, o ângulo de contato é de aproximadamente 140° .

Um processo de invasão num meio poroso é denominado *de drenagem* quando o meio está inicialmente saturado com um fluido molhante e *de embebição*, quando um fluido molhante desloca um fluido não molhante que inicialmente está saturando o meio poroso, veja Fig. (1c). Quando se realiza a drenagem, um volume residual de fluido molhante permanece no material, a este volume denomina-se *saturação irredutível*. Na embebição, quando a saturação do fluido molhante não consegue atingir a porosidade do material, a diferença entre a saturação máxima atingida pelo fluido molhante e a porosidade é denominado de *saturação residual*, Bear, 1972.

Permeabilidade relativa. A permeabilidade relativa k' é dada pela Eq. (3 a,b,c)

$$(a) \quad k' = \frac{k}{k_{Fase,raio}} \quad (b) \quad k'_{A,r} = \frac{k}{k_{A,r}} \quad (c) \quad k'_{B,r} = \frac{k}{k_{B,r}} \quad (d) \quad \theta_{nw,w} = \arccos\left(\frac{(\sigma_{S,w} - \sigma_{S,nw})}{\sigma_{nw,w}}\right) \quad (3)$$

sendo k a permeabilidade intrínseca do meio, $k_{A,r}$ a permeabilidade para a fase A num passo r e $k'_{A,r}$ a permeabilidade relativa da fase A .

2.1 Modelo de Magnani *et al.*(2000)

Magnani *et al.*, 2000, apresentam um modelo para determinação das interfaces dos fluidos molhante e não molhante dentro do espaço poroso tridimensional. O modelo foi desenvolvido a partir da transformação do problema físico em um problema geométrico. A solução passa a ser a determinação das regiões que respeitam determinadas condições geométricas, relacionadas ao problema físico em questão. A solução é encontrada com o emprego da operação de abertura da morfologia matemática, Facon, 1996.

Para Magnani *et al.*, 2000, a estrutura porosa é indeformável, os poros não identificados pelo microscópio são considerados como parte da matriz sólida. Observadas estas hipóteses, o meio é considerado deterministicamente conhecido, sem simplificação das irregularidades do mesmo. Os autores desconsideram os processos de mudança de fase, admitindo que o tempo necessário para que o fluido entre em equilíbrio é pequeno, em relação ao tempo necessário para que ocorra mudança de fase em um volume significativo. Os fluidos em estudo não se misturam, ou o tempo necessário para que ocorra a mistura é muito maior que o tempo necessário para que o sistema entre em equilíbrio mecânico. Desconsideram-se os efeitos da gravidade, de interação química e a atuação de campos de força magnéticos.

Os processos estudados envolvem um ou dois fluidos, são *processos primários*¹, *isotérmicos* (espacial e temporalmente), de *invasão*², que ocorrem de uma forma *quase-estática* e assume-se que as condições de equilíbrio são atingidas instantaneamente. A pressão de um fluido A , em determinado instante t , é igual em todos os pontos. Despreza-se os efeitos gravitacionais, a nível de poro e a nível de sistema. Desta forma a curvatura de uma interface é dada pela Eq. (2d), mesmo quando a parede não é plana.

As definições das regiões geométricas são ilustradas na Fig. (2a). U é o sistema composto pela amostra de meio poroso, T representa as paredes da câmara, onde a amostra é colocada. L é a região livre das câmaras, compreende todo o espaço de vazios das câmaras, $L = U - (M \cup T)$. M é todo o meio poroso, ou a união da matriz sólida S e do espaço poroso P , $M = S \cup P$, $M \subset U$. F é a região fluídica, compreende os vazios do meio poroso mais os vazios da câmara $F = U - (T \cup S)$.

Num processo de invasão, um fluido B expulsa um fluido A . Para cada passo i do processo, B^i é o espaço geométrico ocupado por B . No passo $i = 0$, B^0 obedece $B^0 \cap P = \phi$, ou seja, inicialmente o fluido A ocupa todo o espaço poroso S . Para cada passo i , B^i forma uma única região totalmente conectada. A^i é a união de todas as regiões k ocupadas pelo fluido A , e é dada pela Eq. (4a). Pode-se definir ainda uma região isolada, Y^i , dada pela Eq. (4b), onde p representa o número de regiões de A^i que foram isoladas durante a invasão.

Para cada passo i , pode-se definir E_x^i como uma bola de raio r^i , centrada em x , em que cada x pertence a região fluídica F . O raio r^i é dado pela equação de Young-Laplace, Eq. (4c), sendo d a dimensão Euclidiana do espaço, σ_{AB} a tensão interfacial entre os fluidos A e B , P_{A^i} a pressão no fluido A e P_{B^i} a pressão do fluido B no passo i .

$$(a) \quad A^i = A_o^i + \bigcup_{k=1}^{n(i)} A_k^i \quad (b) \quad Y^i = A_o^i - A^i \quad 1 \leq i \leq p \quad (c) \quad r^i = \left| \frac{(d-1) \cdot \sigma_{AB}}{P_{A^i} - P_{B^i}} \right| \quad (4)$$

¹Processos primários são aqueles em que um dos fluidos preenche totalmente os interstícios do meio poroso e na medida que o processo evolue o fluido adentrante jamais retrocede.

²Nos processos de invasão o fluido adentrante está sempre conectado às câmaras.

Define-se ainda a bola E_x^{*i} , Eq (5a), onde d_x é o infimum das distâncias entre o ponto x e o contorno de F , veja Magnani, 1996, para uma descrição detalhada deste ponto. Define-se a seguir uma região abertura H^i , como a união de todas as bolas de raio r^i que satisfazem a Eq. (5b). Pode-se definir G^i , pela Eq. (5c), e seu complemento \underline{G}^i , pela Eq. (5d), veja Fig. (2b). A região G^i é a região abertura mais a região livre L , ou seja, as câmaras sempre farão parte de G^i . Esta solução impede que o fluido molhante utilize as câmaras como meio de invasão.

$$(a) E_x^{*i} = \begin{cases} E_x^i & \text{se } d_x \geq r^i \\ \emptyset & \text{se } d_x < r^i \end{cases} \quad (b) H^i = \bigcup_{x \in F} E_x^{*i} \quad (c) G^i = L \cup H^i \quad (d) \underline{G}^i = F - G^i \quad (5)$$

Seja J e Q duas regiões quaisquer de F e faça $K(J, Q)$, Eq. (6a), um operador união, definido como a união dos J_j objetos conexos com intersecção nula com Q . A equação retorna J , se J está conectado a Q . Pode-se, finalmente, escrever a região solução B^i pela Eq. (6b), sendo u_A o fator compressibilidade do fluido A ($u_A=0$ se A for idealmente compressível) e onde o coeficiente w_B é o fator de molhabilidade do fluido B ($w_A=1$, se B é molhante).

$$(a) K(J, Q) = \bigcup_{k=1}^{n(J)} \begin{cases} J_j & \text{se } J_j \cap Q \neq \emptyset \\ \emptyset & \text{se } J_j \cap Q = \emptyset \end{cases} \quad (b) B^i = \Omega_{w_B}^i - u_A Y^i \quad (c) \Omega_{w_B}^i = K\{[(w_B)\underline{G}^i \cup K(G^i, B^0)], B^0\} \quad (6)$$

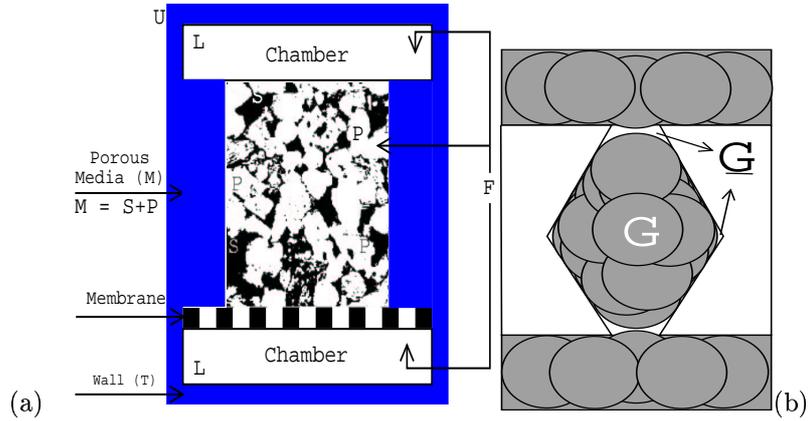


Figura 2: Definição das regiões.

Discussão: No algoritmo original, desenvolvido por Magnani et al., 2000, cria-se uma representação 3D ampliada, onde são desenhadas as câmaras, a membrana e incluída a representação 3D. A seguir determina-se sobre toda representação a imagem de distância ao fundo. O que implica na necessidade de se gerar membranas na interface das câmaras molhantes com o meio poroso, veja Fig. (2). A definição das dimensões das câmaras e da membrana é estática (ou seja, realizada diretamente no código), o que exige a redefinição do código para cada caso a ser estudado, exigindo sua recompilação num processo não amigável. Adicionalmente, a determinação da Eq. (6a) é realizada avaliando-se cada píxel da imagem e sua conexão, em um processo lento. Pode-se melhorar o desempenho com uso do algoritmo de rotulagem descrito a seguir.

2.2 Algoritmo de rotulagem de Hoshen e Kopelman (1976)

O algoritmo permite a determinação dos agrupamentos de sítios e o cálculo do ponto de percolação crítica em uma rede de percolação; é apresentado em artigo de 1976, através da simulação de um cristal bi-molecular. Embora o algoritmo tenha sido desenvolvido no contexto da teoria da percolação, ele se aplica diretamente no processamento de imagens. O objetivo do algoritmo é determinar para cada píxel i, j da imagem, o rótulo do agrupamento ao qual ele pertence. O mesmo trabalha sobre uma imagem binária, em que cada píxel que faz parte do fundo (fase sólida) é considerado inativo, e ativo caso contrário (fase porosa). Utiliza-se um índice k para identificar o rótulo do agrupamento e um vetor $N[k]$ para indicar o número de píxeis que fazem parte do agrupamento k , ou seja, $N[k]$ é o tamanho do agrupamento.

O procedimento de rotulagem consiste em percorrer toda a imagem e definir para cada pixel (posição i,j), um rótulo. Faz-se $k=1$ e escolhe-se uma direção de varredura. Ao encontrar um pixel ativo, dá-se a este o rótulo k . Pula-se para o próximo pixel ($Pixel_{(i,j)}$). Se inativo, o $Pixel_{(i,j)}$ é pulado. Se o $Pixel_{(i,j)}$ é ativo verifica-se o pixel anterior ($Pixel_{(i-1,j)}$). Se o $Pixel_{(i-1,j)}$ é ativo, o $Pixel_{(i,j)}$ recebe o mesmo rótulo deste e o vetor $N[k]$, é incrementado ($N[k] = N[k] + 1$). Se o $Pixel_{(i,j)}$ for ativo e o $Pixel_{(i-1,j)}$ não, incrementa-se k ($k=k+1$) e o $Pixel_{(i,j)}$ recebe este novo rótulo, sendo $N[k]$ igualado a 1. Quando um $Pixel_{(i,j)}$, une dois agrupamentos distintos, por exemplo $Pixel_{(i-1,j)}$, $Pixel_{(i,j-1)}$, este recebe o rótulo do menor,

$$Pixel_{(i,j)} = rotuloMenor = Minimo(Pixel_{(i-1,j)}, Pixel_{(i,j-1)}) \quad (7)$$

e o número total de pixels com rótulo menor é dado pela Eq. (8a). N é definido desta forma, somando o valor de N dos pixels vizinhos +1, porque o pixel atual **aglutinou** o agrupamento do $Pixel_{(i,j-1)}$ e o agrupamento do $Pixel_{(i-1,j)}$. O número N do rótulo maior é dado pela Eq. (8b). O sinal negativo indica aos pixels deste agrupamento que eles foram aglutinados, passando a fazer parte de um novo agrupamento. Os valores são armazenados com sinal negativo para diferenciar o tamanho do agrupamento $N[k]$, positivo; do rótulo do pixel aglutinador armazenado no vetor $N[k]$ com sinal negativo. Com o uso deste mecanismo, $N[k]$ positivo \Rightarrow rótulo válido e $N[k]$ negativo \Rightarrow rótulo indireto, após a primeira passagem, todos o pixels da imagem terão um rótulo temporário (e positivo). Numa segunda passagem sobre a imagem, os rótulos definitivos são encontrados pesquisando-se os valores do vetor $N[k]$. Observe que esta pesquisa pode ser lenta, pois se o $Pixel_{(i,j)}$ tem $N[Pixel_{(i,j)}]$ negativo, deve-se verificar o valor de $N[-N[Pixel_{(i,j)}]]$ e assim sucessivamente, até encontrar um valor positivo.

$$(a) N[rotuloMenor] = N[Pixel_{(i,j-1)}] + N[Pixel_{(i-1,j)}] + 1 \quad (b) N[rotuloMaior] = -rotuloMenor \quad (8)$$

Discussão: A grande vantagem do algoritmo é a classificação e rotulagem de toda imagem com somente duas passagens; carregando-se apenas as linhas i e $i+1$ (de imagens bidimensionais), o que permite o tratamento de imagens grandes. Uma *desvantagem importante é a ocorrência de falhas na seqüência*, que implicam em verificações adicionais, ou seja, a manipulação da imagem rotulada é mais complexa. Outro problema está no cálculo da Eq. (7), o algoritmo faz uma pesquisa no vetor $N[k]$ para encontrar o menor rótulo positivo num processo recursivo. O algoritmo realiza na segunda passagem pela imagem, para cada posição i,j , uma pesquisa no vetor $N[k]$, para encontrar o rótulo final do píxel, num processo recursivo e lento.

3 Metodologia e desenvolvimento

Metodologia. Apresenta-se uma revisão do algoritmo computacional de Magnani et al., 2000, e um novo algoritmo de rotulagem para imagens bidimensionais e tridimensionais. A seguir, descreve-se as propriedades das rochas reservatório que serão simuladas e valida-se os algoritmos através de simulações de intrusão de mercúrio. Finalmente, apresentam-se simulações de embebição, drenagem, histerese e permeabilidade relativa.

A *representação tridimensional* é obtida utilizando-se os métodos de reconstrução tridimensional, da gaussiana truncada, de Zhirong et al., 1998, da gaussiana truncada revisada, de Bueno et al., 2002, e com o método das esferas sobrepostas, de Santos et al., 2002.

A seleção da representação tridimensional ideal é realizada seguindo o método de Bueno et al., 2002. Que obedece os critérios: análise dos planos da representação tridimensional, análise da representatividade através da visualização 3D, definição do melhor fator de amplificação através da comparação das curvas de autocorrelação e distribuição de tamanho de poros e a definição da dimensão da representação considerando a relação das porosidades ótica e conectada, veja detalhes em Bueno, 2001, exemplos em Bueno et al., 2002.

As *configurações de equilíbrio* são determinadas com o modelo de Magnani et al., 2000, apresentado brevemente na revisão bibliográfica. Alterações realizadas no algoritmo computacional são apresentadas e os novos algoritmos são validados com resultados de simulações de intrusão de mercúrio.

A *permeabilidade* é determinada com o método do grafo de conexão serial, descrito em Bueno and Philippi, 2002³.

3.1 Revisão do algoritmo computacional de Magnani et al. (2000)

O algoritmo desenvolvido por Magnani et al., 2000, foi reformulado. O uso da membrana era necessário para impedir a invasão precoce do fluido molhante. Eliminando-se a membrana, pode-se determinar as configurações de equilíbrio de representações mais complexas. No novo algoritmo as câmaras dos fluídos molhantes não entram

³Os autores apresentam uma revisão bibliográfica dos métodos de determinação da permeabilidade intrínseca e o modelo do grafo de conexão serial, a seguir, determinam os resultados de permeabilidade para diversas rochas reservatório nacionais.

na definição da região abertura, eliminando-se a necessidade de desenhar as membranas. Assim, algumas equações precisam ser reformuladas.

A operação de abertura é realizada na região definida pela união da fase porosa (P), com a região das câmaras não molhantes (representadas por C_j^{nw}), onde $n(C^{nw})$ é o número de câmaras não molhantes. A região G^i é definida como sendo a região abertura unida com a região das câmaras não molhantes, Eq.(9b). A região \underline{G}^i é dada pela região P descontada a região de $(G^i \cap P)$, ou seja, é o complemento da operação abertura considerando apenas a região P , Eq.(9c).

$$(a) \ H^i = \bigcup E_x^{ni} \quad x \in \left(P \cup \left(\bigcup_{j=0}^{n(C^{nw})} C_j^{nw} \right) \right) \quad (b) \ G^i = H^i \cup \left(\bigcup_{j=0}^{n(C^{nw})} C_j^{nw} \right) \quad (c) \ \underline{G}^i = P - (G^i \cap P) \quad (9)$$

A solução final para o fluido B é dada por:

$$(a) \ B^i = \Omega_{w_B}^i - u_A Y^i \quad (b) \ \Omega_{w_B}^i = (w_B)K(\underline{G}^i, B^0) \cup (1 - w_B)K(G^i, B^0) \quad (10)$$

Com a eliminação da membrana é possível estudar arranjos geométricos mais complexos. Adicionalmente, a região abertura é determinada sobre uma região mais restrita (excluiu-se a região das câmaras molhantes).

Discussão: O algoritmo foi reformulado⁴, com o uso de câmaras dinâmicas e a eliminação da necessidade da membrana. Possibilitando a determinação das configurações de equilíbrio de sistemas mais complexos (com várias câmaras)⁵.

Os novos algoritmos de determinação das configurações de equilíbrio utilizam os novos objetos de rotulagem definidos a seguir.

3.2 Novo algoritmo de rotulagem para imagens bidimensionais e tridimensionais

Apresenta-se nesta seção, um novo algoritmo de rotulagem, desenvolvido usando uma variação do algoritmo de Hoshen and Kopelman, 1976. Este algoritmo apresenta um desempenho 30% superior, e retorna uma imagem final com rótulos seqüenciais, diminuindo o número de verificações a serem realizadas nas etapas posteriores à rotulagem. Foram construídos dois objetos de rotulagem, um para imagens bidimensionais e outro para imagens tridimensionais. A Fig. (3a) mostra a aplicação do algoritmo. As inovações do algoritmo são:

- Incremento do rótulo k a cada linha, eliminando-se a pesquisa para achar o menor rótulo na primeira passagem, Eq. (7). Observe na Fig. (3a), que p aponta para $k=3$. Com o incremento de k a cada linha, elimina-se a pesquisa, assim, o ponto p aponta para $k=7$.
- A seleção e ordenação dos rótulos válidos diretamente no vetor de conversão, garantindo que os rótulos sejam seqüenciais (1,2,3,...). Observe que $N[2]=6$ passa para $N[2]=2$ e $N[7]=15$ para $N[7]=3$, deixando ao final todos os rótulos válidos ordenados (0,1,2,3).
- A correção dos rótulos indiretos (negativos), diretamente no vetor de conversão, eliminando a pesquisa pelo rótulo correto na segunda passagem. Observe na Fig. (3a) que os rótulos ficam positivos e sequenciais, iniciando em 0 e terminando em 3.
- A última função varre toda a imagem, definindo os rótulos finais, que são obtidos diretamente de $N[Pixel_{(i-1,j)}]$, sem nenhuma pesquisa.

Discussão: As principais vantagens do novo algoritmo são: a utilização do próprio vetor de conversão para encontrar os rótulos válidos e colocá-los em ordem crescente e para substituir os rótulos indiretos por rótulos diretos. A utilização de vetores e funções específicas para determinação da área, perímetro e raio hidráulico dos objetos. A determinação de toda rotulagem com rótulos válidos e ordenados em somente duas passagens e com ganho de desempenho de 30%. Além da possibilidade de se trabalhar com imagens binárias ou de distância ao fundo⁶. A Fig. (3b) apresenta nove planos de uma imagem tridimensional, rotulada usando conectividade em c_6 ⁷. Observe que os rótulos são seqüenciais, iniciando em 0 e terminando em 9.

⁴Os algoritmos foram construídos utilizando-se uma formulação orientada a objeto, usando a linguagem de programação C++, as bibliotecas Standart Template Library (STL, descrita em Deitel and Deitel, 1998), COI-LIB 2.0 e ganharam uma formulação genérica facilitando alterações e aperfeiçoamentos futuros. O módulo computacional desenvolvido usando UML/C++ inclui; objetos para verificação da conectividade (2D/3D) e funções para determinação da área, perímetro, raio hidráulico e centro de massa dos objetos.

⁵Um exemplo da utilização dos novos algoritmos é apresentado no artigo de Philippi et al., 2000, em que é realizada uma simulação de intrusão de mercúrio interna, e avaliado o efeito do número de faces de invasão e da dimensão da representação tridimensional.

⁶A imagem de distância ao fundo (IDF) é uma imagem em que o valor de cada pixel da fase porosa é dado pela menor distância à fase de sólidos.

⁷Numa vizinhança bidimensional em c_6 , os pixels vizinhos do pixel (i,j) são $(i-1,j),(i+1,j),(i,j-1),(i,j+1)$.

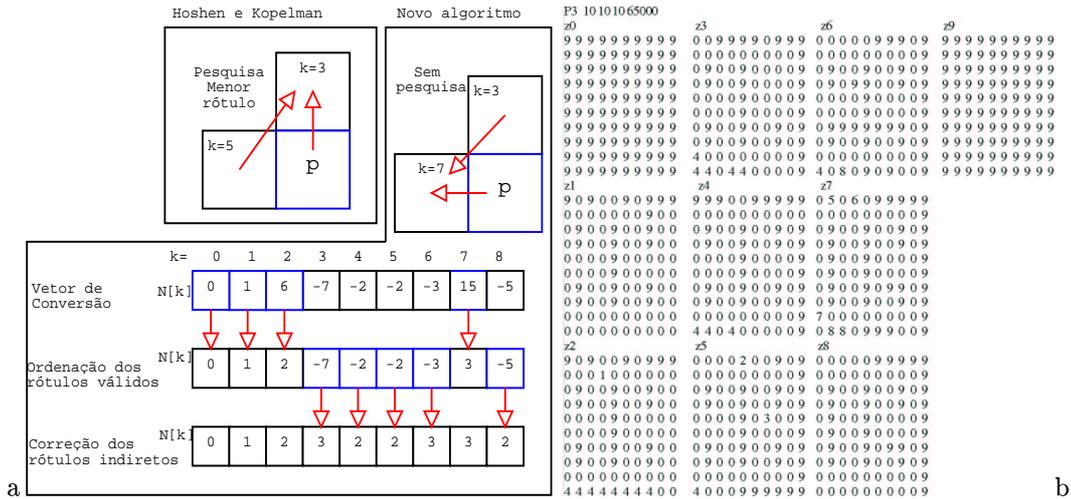


Figura 3: Em (a) algoritmo de rotulagem, em (b) imagem tridimensional rotulada.

4 Resultados

Apresenta-se na Tab. (1) as propriedades das rochas reservatório. A dimensão do pixel $\alpha[\mu m]$, a porosidade experimental (obtida com o método da expansão a gás $\varepsilon_g [m^3/m^3]$), a porosidade ótica $\varepsilon_o, [m^3/m^3]$, 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)⁸, a seguir o fator de amplificação (nA), o número de pontos usados na descrição da curva de autocorrelação (npB) e a dimensão da representação (NC). 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 na seção 3.2, a conexão é em c_6 e verificam-se quais objetos estão simultaneamente conectados aos planos z_0 e z_n .

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

Rocha	$\alpha[\mu m]$	$\varepsilon_g[m^3/m^3]$	$\varepsilon_o[m^3/m^3]$	$k[mD]$	N.Imagens
Berea 500	2.56			500	1
P262_K70	3.125	26.2/26.7	18.3	69.7/66.8	20
P320_K642	4.545	32.0	32.0	642	10

4.1 Validação dos algoritmos através da simulação de intrusão de mercúrio

A *porosimetria a mercúrio* é usada extensivamente para a caracterização de um conjunto de propriedades do meio poroso, como a distribuição de tamanho de poros (Brakel et al., 1981). Alguns destes parâmetros também podem ser obtidos a partir das curvas de adsorção/dessorção (veja Philippi et al., 1994; da Cunha Neto, 1992). A execução do experimento consiste em preparar uma amostra pequena, que é limpa, seca em estufa e colocada na câmara do porosímetro. Em alguns equipamentos, a pressão é gerada por uma bomba hidráulica e toda operação (de injeção/retração) é controlada automaticamente via computador (evitando-se a contaminação do laboratório com mercúrio). Os resultados obtidos estão limitados à pressão máxima que pode ser atingida pelo equipamento, ao tamanho dos poros grandes e ao tamanho da amostra. Os dados de porosimetria utilizados neste trabalho foram fornecidos pelo CENPES-PETROBRAS.

Uma versão de estudo do software desenvolvido, permite a determinação passo a passo das configurações de equilíbrio, possibilitando a obtenção das imagens dos diferentes fluidos a cada etapa do processo. A Fig. (4) apresenta a visualização em 3 dimensões de uma simulação de intrusão de mercúrio em uma face. A intrusão de mercúrio pode ser simulada considerando-se uma face de invasão ou mais (até seis faces). Uma análise do efeito da alteração do número de faces de invasão e da dimensão da representação é apresentada em Philippi et al., 2000.

⁸O 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 indicam representação obtida com gaussiana truncada de Zhiron et al., 1998, e gt2 representação obtida com gaussiana truncada revisada, de Bueno et al., 2002.

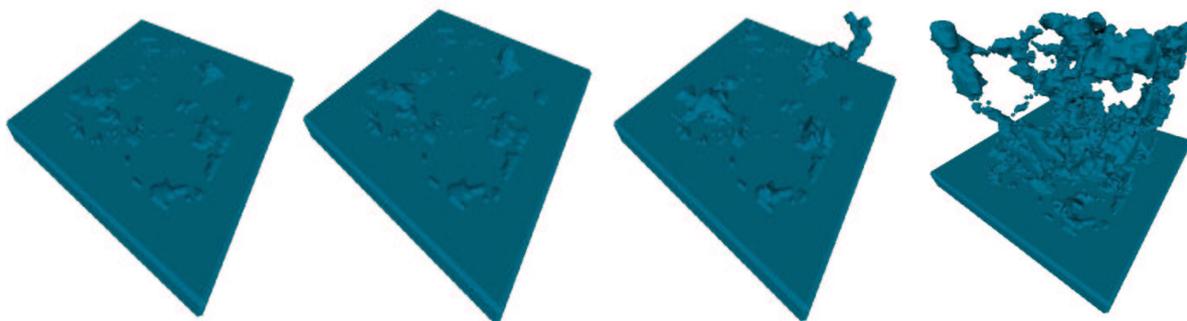


Figura 4: Visualização tridimensional da simulação de intrusão de mercúrio (raios 5,4,3,2).

A Tab. (2) apresenta as porosidades das representações do P262_K70. Com *gt1-n1* a perda de porosidade é elevada 16.90%, com *gt2-n1* esta perda cai para 5.31% na representação *slp* e 5.62% na representação *lp*.

Veja na Fig. (5 a,b,c), que de todas as representações a que apresentou melhor ajuste nas curvas foi a *gt2-n1-np60-N300-slp*. A Fig (5d) apresenta a função conectividade para representações do P262_K70, *gt1-n1* é a menos conectada, *gt2-n1-np60-N300-slp* apresenta um bom ajuste. A representação *gt2-n2* é excessivamente conectada, isto se explica olhando a função distribuição de tamanho de poros, *gt2-n2* apresenta um excesso de poros grandes. Na Fig. (5e) observe que as curvas de intrusão de mercúrio simuladas com *gt2-n1-np60-N300-lp* e *gt2-n1-np60-N300-slp* apresentam um excelente ajuste com a curva experimental, isto se deve ao uso de um fator de amplificação baixo. Observe que o aumento do fator de amplificação provoca um deslocamento das curvas da intrusão de mercúrio para baixo.

Estes resultados indicam a qualidade do modelo de Magnani et al., 2000, e validam os novos algoritmos. Observa-se ainda uma adequação geral da metodologia adotada, quanto melhor a representação 3D melhores os resultados de intrusão de mercúrio (configurações de equilíbrio).

Tabela 2: Porosidade total e conectada para representações do P262_K70.

Representação	ϵ	ϵ_{c6}	$\epsilon - \epsilon_{c6}$	$\frac{\epsilon - \epsilon_{c6}}{\epsilon} \%$
gt2 <i>n</i> =1 np=60 N=300 slp	20.13	19.06	1.07	5.31
gt2 <i>n</i> =1 np=60 N=300 lp	19.21	18.13	1.08	5.62
gt1 <i>n</i> =1 np=60 N=300 lp	20.12	16.72	3.4	16.90
gt1 <i>n</i> =3 np=60 N=300 lp	18.99	16.80	2.3	12.5

4.2 Simulação de embebição e drenagem

Apresenta-se em Philippi et al., 2000, simulações de embebição e drenagem e discute-se o efeito da alteração da dimensão da representação reconstruída e do número de faces de invasão nas simulações de intrusão de mercúrio. Complementando os resultados de simulações de embebição e drenagem apresentados naquele artigo, discute-se a seguir o efeito de uso de fator de amplificação baixo nos resultados de embebição e drenagem.

Como consequência do estudo da imagem reconstruída e da conclusão de que deve-se utilizar o menor fator de amplificação possível (veja Bueno et al., 2002). Houve o interesse de se realizar uma embebição com imagem reconstruída com fator de amplificação baixo (*n*=1,2,3). O uso de fator de amplificação 1, retorna uma representação 3D em que as irregularidades são geradas na mesma escala da imagem 2D. Entretanto, os poros grandes ocupam boa parte do meio, sendo importantes os efeitos estatísticos. As simulações são lentas, isto se deve ao grande número de bolas que podem ser geradas.

Na Fig. (6) apresenta-se o plano 52 de uma representação do Berea 500 (*n6-np60-N100*). Com a cor preta representa-se o sólido e as paredes das câmaras. Com a cor amarela o fluido não molhante que fica isolado (região *Y*), em vermelho o fluido não molhante (região *A*) e em azul o fluido molhante (região *B*). Observe que a medida que a simulação avança, da esquerda para a direita, o fluido invasor aumenta sua saturação e isola o fluido não molhante.

Na Fig. (7a), apresenta-se a visualização 3D da embebição em uma representação do P320_K642 gerada com *n*=2 np=24 N=200. Na Fig. (7b,c) apresenta-se a visualização da embebição em uma representação do Berea 500 gerada com *n*=1 np=60 N=200. Para esta simulação, foram obtidos 18 raios de bola, o que implica na necessidade de câmaras maiores. O número de pontos que influem na simulação é pequeno, para raio 3 o fluido molhante

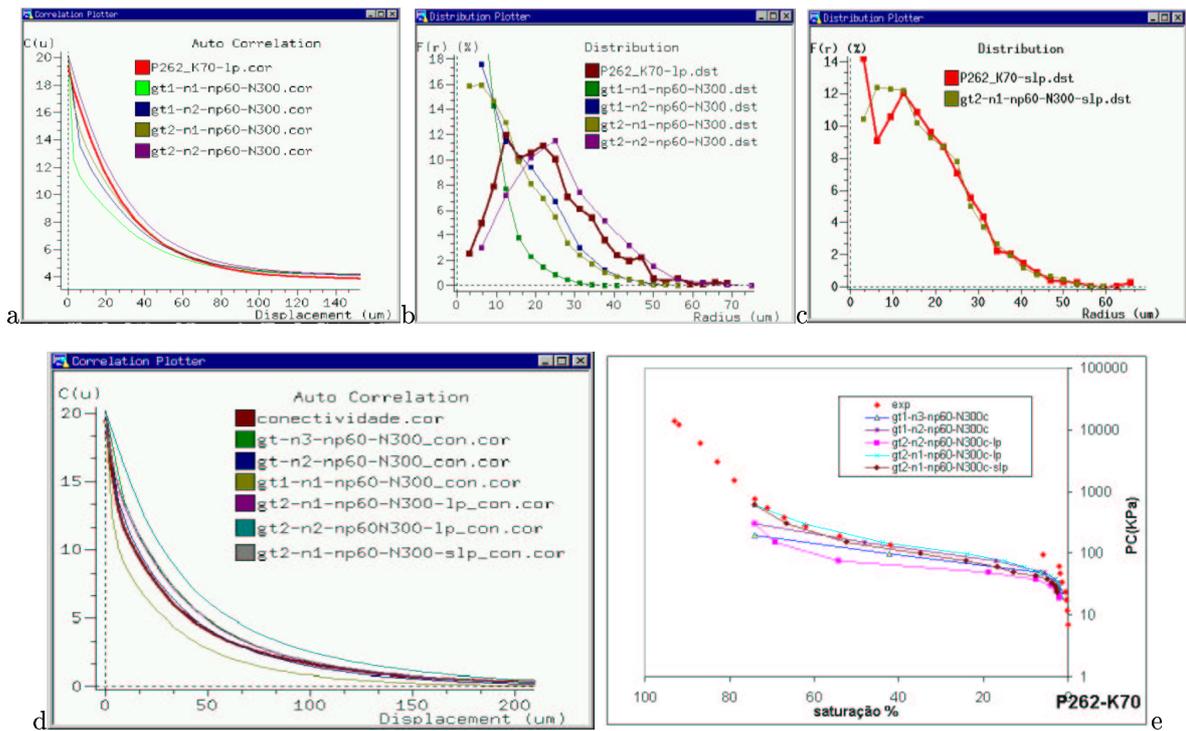


Figura 5: Função autocorrelação (a) função distribuição de tamanho de poros (b,c) função conectividade (d) simulações de intrusão de mercúrio (e) para rocha P262_K70.

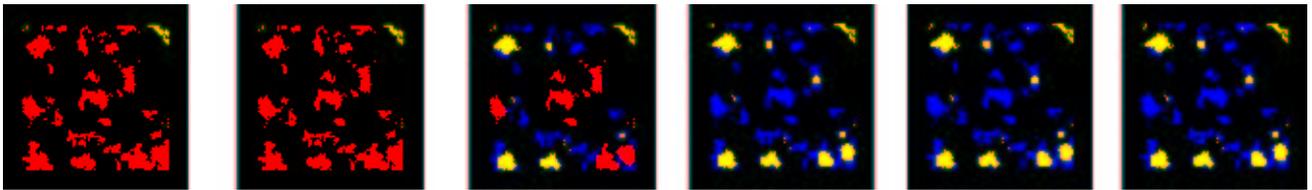


Figura 6: Visualização de planos consecutivos de uma embebição (Berea 500 $n=6$ $np=60$ $N=100$, plano 52).

isola o fluido não molhante, não ocorrendo mais alteração nos valores de saturação. Estes resultados indicam a necessidade de se gerar a representação tridimensional com fator de amplificação baixo, preservando as rugosidades e possibilitando a obtenção de boas estimativas das curvas de pressão capilar. Uma forma de se contornar as necessidades adicionais de memória é desenvolver o conceito de imagens virtuais. Através deste conceito, somente a representação tridimensional é alocada. As partes da imagem relativas às paredes e às câmaras não são alocadas (são substituídas por construções do tipo “if”).

4.3 Simulação de histerese

Os efeitos de histerese, diferença entre as curvas de injeção e retração, estão associados a histerese do ângulo de contato, a presença de poros do tipo garganta, a histerese a nível de poro e a efeitos de conectividade da amostra, veja Everet and Haynes, 1972.

Apresenta-se na Fig. (8) a visualização, do plano 52, de uma simulação de histerese para uma rocha Berea 500. O quadro 0 mostra a representação inicial. Em 1, 2 o meio está tomado pelo fluido não molhante (vermelho), com excessão do canto superior esquerdo que tem uma região do fluido não molhante isolada (amarelo). Em 3 observe que o fluido molhante (azul) adere às rugosidades do meio, preenchendo os contornos dos poros. Em 5, o fluido não molhante foi expulso, com excessão das regiões isoladas. Em 6 atingiu-se o final do primeiro ciclo. O sentido da simulação é invertido, o que pode ser observado pela inversão das cores em 7. Em 8, 9, 10, 11 não ocorrem modificações no plano 52. Em 12, o fluido não molhante invade parte dos poros, isolando em alguns casos o fluido não molhante (regiões isoladas do não molhante aparecem agora na cor amarela). Estes resultados mostram que o método para determinação da histerese é coerente.

Apresenta-se na Fig. (9) a curva de saturação para os fluidos A e B, em simulações onde ambos os fluidos são

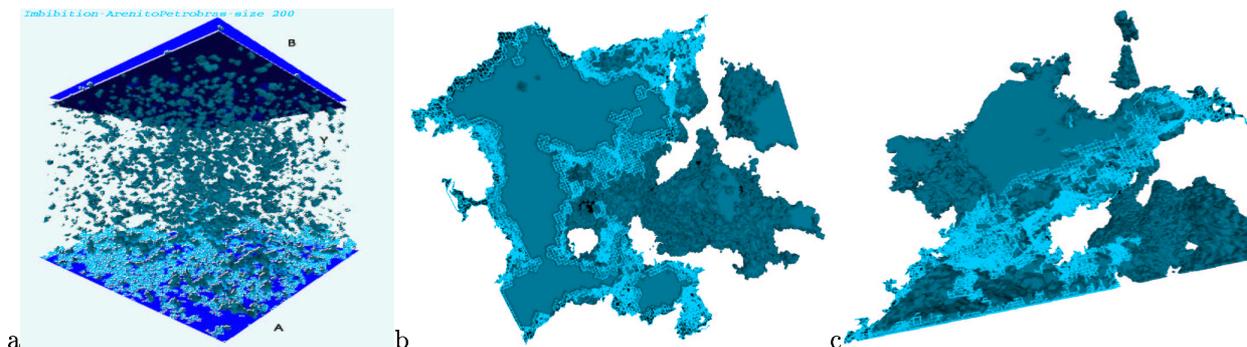


Figura 7: Em (a) visualização 3D da embebição em uma representação do P320_K642 ($n=2$ np=24 N=200). Em (b,c) visualização 3D da embebição em uma representação do Berea 500 ($n=1$ np=60 N=200).

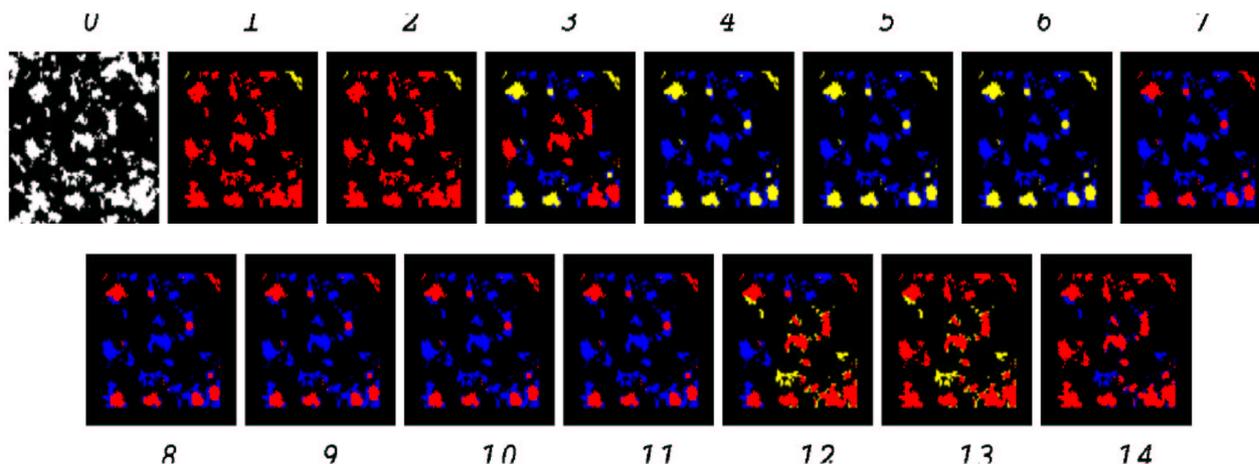


Figura 8: Visualização da histerese em planos bidimensionais (Berea 500, plano 52).

incompressíveis. Foram realizados quatro ciclos, identificando-se as curvas de histerese. Em (a,b) resultados para P262_K70, e em (c) para Berea 500. Pode-se observar o efeito da histerese em (a,c) e a evolução das saturações em (b).

4.4 Simulação de permeabilidade relativa

Observe na Fig. (10) resultados preliminares de simulações de permeabilidade relativa. Na região de contato das câmaras com o meio, existem efeitos de borda, que são minimizados fazendo-se um corte na representação.

4.5 Próxima etapa: comparação dos resultados com dados da rocha padrão

No convênio desenvolvido entre o LMPT (Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas) e o CEN-PES/PETROBRAS, está prevista a determinação de uma série de dados experimentais de uma rocha denominada de rocha padrão, que será utilizada para a validação dos algoritmos de histerese e de permeabilidade relativa que foram desenvolvidos. A previsão é de que até o final de 2003 estes dados já estejam disponíveis, possibilitando a comparação dos resultados simulados com os experimentais.

5 Conclusões

Para todos os casos analisados, quanto melhor a *representação tridimensional*, melhores os resultados de intrusão de mercúrio e de permeabilidade. Com gaussiana truncada revisada, veja Bueno et al., 2002, conseguiu-se melhores representações 3D em função do uso de um fator de amplificação mais baixo e de uma redução nas perdas de porosidade conectada. Também foram obtidos boas representações com o método das esferas sobrepostas, de Santos et al., 2002.

Os algoritmos computacionais de Magnani et al., 2000, foram revisados neste trabalho, possibilitando determinar as configurações de equilíbrio mais rapidamente, e a simulação de processos em sistemas genéricos (como a intrusão

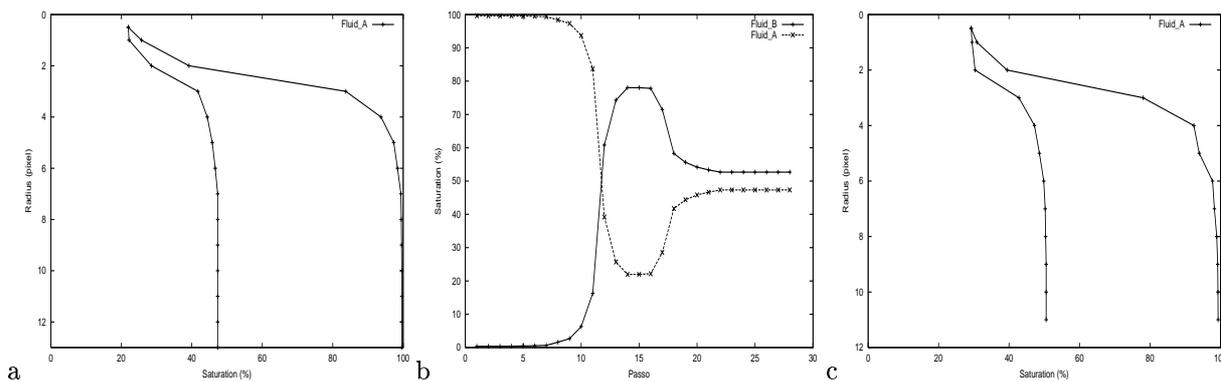


Figura 9: Simulação das curvas de histerese para representação P262_K70-gt2-n1-np60-N300-slp (a,b) e Berea500-gt-n2-np60-N300 (c).

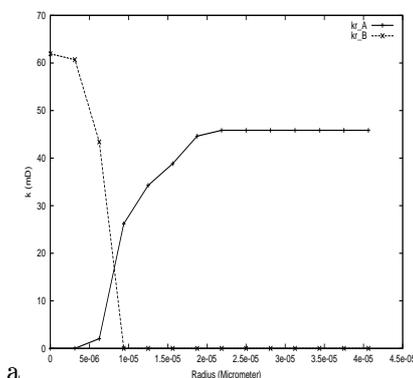


Figura 10: Permeabilidade relativa para representação P262_K70-gt2-n1-np60-N300-slp, (a) borda 25.

de mercúrio interna). Os novos algoritmos são mais rápidos em função da eliminação da necessidade da membrana, eliminando-se a determinação da imagem de distância ao fundo em parte da representação tridimensional, e do uso do novo algoritmo de rotulagem tridimensional (aqui apresentado). Os resultados obtidos validam o modelo de Magnani et al., 2000, e os novos algoritmos.

De um modo geral, os resultados de *Intrusão de mercúrio* obtidos são muito satisfatórios. Se a representação tridimensional é menos conectada que a imagem bidimensional, sua curva de intrusão de mercúrio ficará acima da experimental. Por outro lado, o aumento da discretização, provoca um rebaixamento da curva simulada. Observou-se que os resultados de intrusão de mercúrio são mais dependentes da discretização (fator de amplificação) do que da conectividade. Neste sentido, aconselha-se o uso de representações com fator de amplificação baixo, reduzindo os erros associados a discretização.

Com uso de fator de amplificação um foi possível representar as rugosidades do meio na mesma escala das imagens bidimensionais. Entretanto, a representatividade dos objetos maiores é pequena (poucos objetos com grande dimensão), e os resultados de saturação, de histerese e de permeabilidade relativa ficam dependentes desta falta de representatividade. A solução é gerar representações com N grande ($N \sim 600$). O que implica no uso de mais memória e poder de processamento, ou no desenvolvimento de novos algoritmos usando processamento paralelo (em cluster de computadores).

As representações tridimensionais de cada fase, a cada passo de pressão, foram determinados com o novo algoritmo de determinação das configurações de equilíbrio, aqui apresentado. A seguir, a permeabilidade de cada representação é determinada usando o método de determinação da permeabilidade do grafo de conexão serial, descrito em Bueno and Philippi, 2002. Podendo-se então determinar as curvas de permeabilidade relativa. Os resultados de permeabilidade são bons, considerando-se que o método do grafo de conexão serial é um método rápido e que possibilita a determinação da permeabilidade de representações de grande dimensão linear.

Não foi possível comparar os resultados de histerese e de permeabilidade relativa com dados experimentais, em função da falta de dados experimentais, que estarão disponíveis até o final de 2003.

Pretende-se ampliar a análise das representações tridimensionais e desenvolver modelos de reconstrução para meios não isotrópicos. Com o desenvolvimento de algoritmos usando processamento paralelo será possível a simulação de representações com grande dimensão, possibilitando, na prática, a obtenção das curvas de saturação,

histerese e permeabilidade relativa de meios gerados com fator de amplificação um.

Agradecimentos. Ao CENPES/PETROBRAS pelo fornecimento das imagens e dos resultados de intrusão de mercúrio. Documento gerado usando software livre (GNU/Linux, 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.
- Brakel, V. J., Modry, S., and Svata, M., 1981, Mercury Porosimetry: State of the Art, Vol. v.29, p. p.1.
- 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. and Philippi, P. C., 2002, Modelo do Grafo de Conexão Serial para Determinação da Permeabilidade de Rochas Reservatório de Petróleo, p. 12, Caxambú - MG - Brasil. CIT02-0668.
- Bueno, A. D., Santos, L. O. D., Fernandes, C. P., and Philippi, P. C., 2002, Reconstrução Tridimensional da Micro-Estrutura de Rochas Reservatório a Partir de Lâminas Finas, p. 12, Caxambú - MG - Brasil. CIT02-0668.
- da Cunha Neto, J. A. B., 1992, "Transport D'Humidité en Matériau Poreux en Présence D'un Gradient de Température. Caractérisation Expérimentale D'un Béton Cellulaire", Thèse de doctorat, Université Joseph Fourier, Grenoble.
- Deitel, H. and Deitel, H., 1998, "C++ How To Program", Vol. 1, Prentice Hall, New Jersey, 2 edition.
- Dullien, F. A. L., 1992, "Porous Media - Fluid Transport and Pore Structure", Academic Press, San Diego, 1rd edition.
- Everet, D. H. and Haynes, J. M., 1972, Model Studies of Capillary Condensation I. Cylindrical Pore Model with Zero Contact Angle, "Journal of Coloidal and Interface Science", Vol. 38, N° 1, pp. 691–712.
- Facon, J., 1996, "Morfologia Matemática: Teoria e Exemplos", PUC PR, Curitiba, 1rd edition, ISBN.
- 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.
- Hoshen, J. and Kopelman, R., 1976, Percolation and Cluster Distribution. I. Cluster Multiple Labeling Technique and Critical Concentration Algorithm, "Physical Review B", Vol. 8, pp. 3438–3445.
- Ioannidis, M. A., Kwiecien, 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.
- Magnani, F. S., 1996, "Determinação das Configurações de Equilíbrio em Meios Porosos Indeformáveis", PhD thesis, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Magnani, F. S., Philippi, P. C., Zhirong, L., and Fernandes, C. P., 2000, Modelling Two-Phase Equilibrium in Three-Dimensional Porous Microstructures, "Int. J. Multiphase Flow".
- 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.
- Philippi, P. C., Magnani, F. S., and Bueno, A. D., 2000, Two Phase Equilibrium Distribution in Three-Dimensional Porous Microstructures, Puerto Iguazu.

- Philippi, P. C., Yunes, P. R., Fernandes, C. P., and Magnani, F. S., 1994, The Microstructure of Porous Building Materials: Study of a Cement and Lime Mortar, "Transport in Porous Media", Vol. 14, pp. 219–245.
- 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.
- Santos, L. O. E., Philippi, P. C., Damiani, M. C., and Fernandes, C. P., 2001, Using Three-Dimensional Reconstructed Microstructures For Predicting Intrinsic Permeability of Reservoir- Rocks Based on a Boolean Lattice Gas Method.
- Singh, P. and K.Mohanty, 2000, Permeability of Spatially Correlated Porous Media, "Chemical Engineering Science", Vol. 55, pp. p5393–5403.
- 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., 1998, A Reconstruction Technique For 3-D Porous Media Using Image Analysis And Fourier Transform, "Journal of Petroleum Science Engineering".

METHOD FOR DETERMINATION OF THE RELATIVE PERMEABILITY OF ROCKS RESERVOIR OF OIL THROUGH THE ANALYSIS OF RECONSTRUCTED PICTURES

Bueno A.D. (andre@lmpt.ufsc.br); **Magnani F.S.** (magnani@demec.ufpe.br); **Philippi P.C.** (philippi@lmpt.ufsc.br);

Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas dos Materiais - LMPT

Abstract. *For the simulation of the two-phase flow inside reconstructed three-dimensional structure, it is necessary to identify the regions occupied by each fluid, i.e., to locate the wetting and non-wetting phases. The problem is complicated by the difficulty in determining the equilibrium interfaces, considering the dynamic instabilities due to the competitions between the inertial, superficial tension and viscous forces. In this work, important alterations in the computational algorithm developed by Magnani et al.[2000] [Magnani, F.S., Philippi, P.C., Liang, Z., Fernandes, C.P., 2000., Modelling Two-Phase Equilibrium in Three-Dimensional Porous Microstructures. "Int. J. Multiphase Flow"], are presented, which make possible its application for new geometries for the deepening of through tests and the validations, for different reservoir rocks found in Brazil. These rocks being of strategical importance for the oil industry. A module for the determination of the relative permeability has been added using the new algorithms. The new algorithm is validated against experimental data of mercury intrusion, and new results are presented for the simulation of imbibition, drainage, hysteresis and relative permeability.*

Keywords. *equilibrium configuration, hysteresis, relative permeability, petroleum reservoir-rocks.*