

3

Modelo de rede de capilares

O modelo de rede de capilares tem sido intensamente usado para analisar e compreender o fenômeno de transporte multifásico de fluidos em meios porosos. A micro-estrutura de um meio poroso e a característica física do sólido e do fluido que ocupa o espaço poroso determina algumas propriedades de transporte do meio [36]. As predições das propriedades de transporte macroscópicas desde sua origem microscópica requer duas considerações principais: (a) uma descrição geométrica quantitativa da micro-estrutura complexa do meio poroso, e (b) uma solução exata ou aproximada das equações de movimento que governam o fenômeno de transporte de fluidos.

3.1

Descrição do espaço poroso

O meio poroso é representado como uma coleção de poros e capilares (denominados de elementos) interligados, tal como mostrada na Fig. (3.1), formando uma imensa rede de capilares. Uma representação realista do meio poroso dependerá da geometria de cada elemento da rede usada.

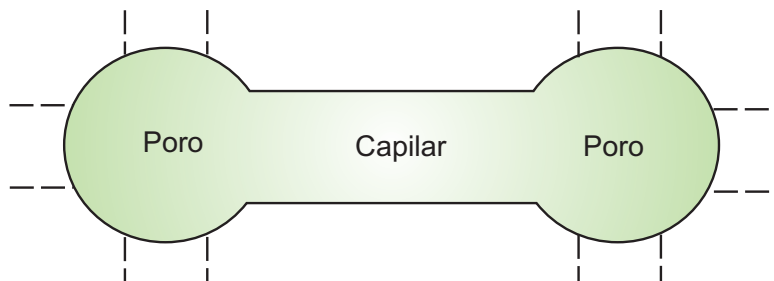


Figura 3.1: Representação do espaço poroso mediante poros interconectados por capilares.

Uma das maiores dificuldades encontradas na simulação utilizando redes de capilares é a adequada representação do meio poroso. Os primeiros modelos eram simples poros interconectados por capilares retos de seção circular e comprimentos constantes. Seções retas com diferentes geometrias idealizadas, tais como triângulos, retângulos e círculos, Fig. (3.3), foram posteriormente consideradas para uma melhor representação do meio poroso. A variação da seção reta em função do seu comprimento foi introduzido no modelo de redes dando uma representação mais realista do meio poroso e poder incluir fenômenos adicionais [37, 38]. Ainda assim a configuração era artificial e não

representava apropriadamente a rocha, pois os parâmetros não eram obtidos diretamente de uma rocha porosa.

Nos últimos anos, muitos avanços têm sido feitos na construção de uma representação realista do meio poroso. Um exemplo é o modelo desenvolvido por Bakke & Oren [39] e Oren & Bakke [33, 34] e que será utilizado neste trabalho.

Neste modelo, as características geométricas de cada elemento foram derivadas a partir de uma imagem tridimensional do espaço poroso obtida ao fazer uma varredura computacional microtomográfica da rocha de interesse. Um exemplo da aplicação desta técnica é mostrada na Fig. (3.2), que é uma representação digital de uma mostra do arenito Berea. A partir desta imagem é realizado um pós-processamento para a construção do modelo de redes que consiste de poros e capilares interconectados no espaço tridimensional. Este pós-processamento consiste na leitura do espaço vazio da superfície plana das laminas na qual foi dividida a imagem tridimensional, estes espaços livres foram representados por seções transversais diferentes e conectados de acordo com imagens das laminas sucessivas, obtendo uma rede tridimensional de poros conectados por capilares.

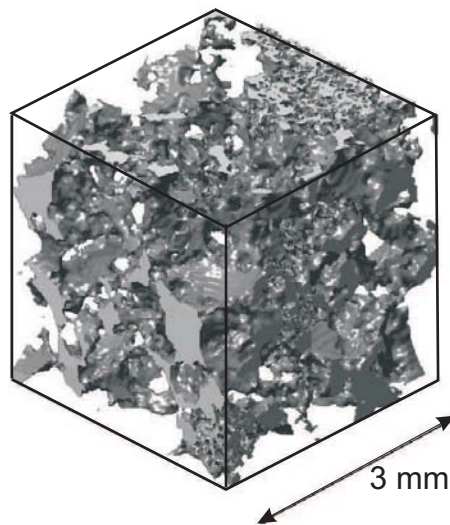


Figura 3.2: Representação do espaço poroso de um arenito Berea [33, 34, 39].

A partir da representação digital do espaço poroso, um fator de forma G [40] foi calculado como sendo a relação entre a área da seção transversal A_t e o quadrado do perímetro P^2 :

$$G = \frac{A_t}{P^2}, \quad (3-1)$$

o valor deste fator de forma define se a seção transversal dos elementos são modelados como sendo circulares, triangulares ou retangulares, tal como mostrado na Fig. (3.3). Um volume de argila associado com a rede é considerado no

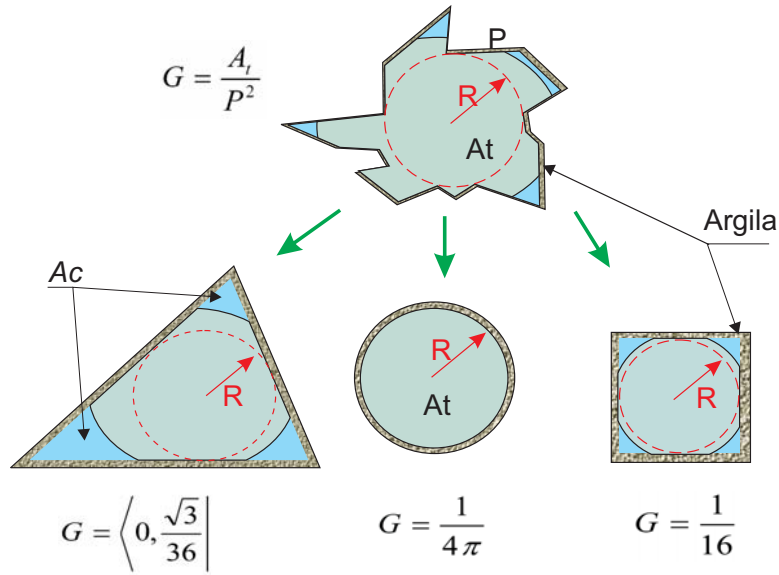


Figura 3.3: Elementos de seção transversal triangular, circular ou retangular.

modelo de redes. Isto representa um volume imóvel que permanece saturado de água durante todos os deslocamentos de fluidos.

3.1.1 Geração da rede de capilares

Os dados geométricos dos elementos do modelo de redes desenvolvido por Bakke & Oren [39] e Oren & Bakke [33, 34], já descrito na seção anterior, são listados na Tabela (2.1). Estes dados estão publicados na internet, pela *Imperial College - Department of Earth Science and Engineering*, em 4 arquivos, dois arquivos com dados referentes aos poros e os outros dois referentes aos capilares. Maiores detalhes sobre a informação destes arquivos é mencionada no apêndice A.

A tabela (3.1) lista os parâmetros geométricos que servirão como dados de entrada para o código computacional desenvolvido neste trabalho para construir um modelo de redes. Piri & Blunt [41] utilizando estes dados geraram a configuração de poros e capilares mostrada na Fig. (3.4). No presente trabalho uma figura similar foi obtida, indicando que o processo de leitura e pós-processamento dos dados foram efetuados da forma correta.

A distribuição dos tamanhos dos poros e capilares do modelo de rede é mostrada na Fig. (3.5). Observa-se que a média dos tamanhos dos poros é maior que a media dos tamanhos dos capilares.

A Tabela (3.2) lista as principais características físicas e geométricas da rede lidas pelo programa desenvolvido neste trabalho.

A rede de poros e capilares da Fig. (3.4) foi gerada para representar

N^0	Detalhe
1	Número total de poros e capilares
2	Comprimento, largura e profundidade da rede
3	Volume de cada poro e capilar
4	Coordenada espacial x , y , e z de cada poro
5	Raio inscrito de cada poro e capilar
6	Número de poros conectados a cada poro
7	Índice de poros conectados a cada poro
8	Poro conectado com a entrada
9	Poro conectado com a saída
10	Índice do capilar conectado a dois poros
11	Fator de forma de cada poro e capilar
12	Volume de argila no poro
13	Índice do primeiro e do segundo poro conectados a cada capilar
14	Volume micro-poroso em cada capilar
15	Distância entre os centros dos dois poros conectados
16	Comprimento do primeiro e segundo poro conectado a cada capilar
17	Comprimento de cada capilar

Tabela 3.1: Parâmetros de entrada para o modelo de rede.

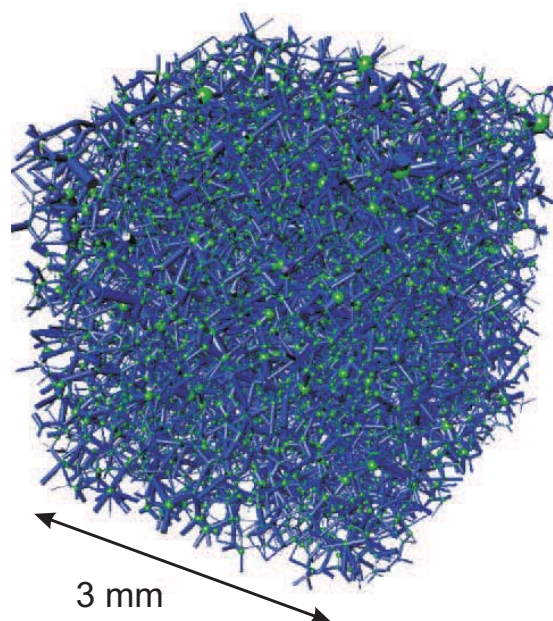


Figura 3.4: Rede Berea obtida por [41] e no presente trabalho.

a topologia do espaço poroso da rocha digitalizada mostrada na Fig. (3.2). Este modelo de redes é denominada de **Berea** e será utilizada para prever propriedades macroscópicas, tais como permeabilidades relativas ou curvas de pressão capilar do meio poroso assim representado, considerando as regras apropriadas que governam o transporte e arranjo dos fluidos na escala de poros, para nosso modelo de fluxo monofásico e bifásico que será descrito

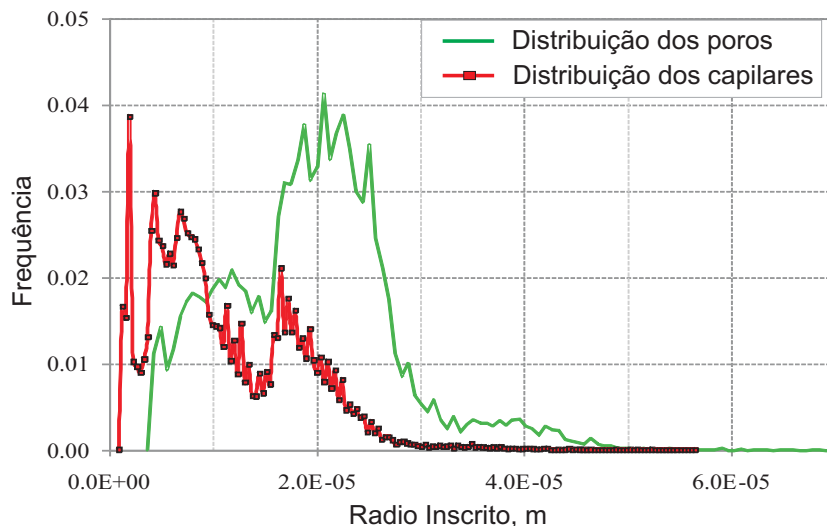


Figura 3.5: Distribuição do tamanho de poros e capilares da rede Berea.

Detalhe	Capilares	Poros	Total
Número	26146	12349	38495
Porosidade excl. Argila (%)	4,564	13,745	18,309
Porosidade incl. Argila (%)	6,327	17,784	24,021
Seções transversais circulares %	1,73	0,17	1,23
Seções transversais retangulares %	7,542	4,324	6,51
Seções transversais triangulares %	90,73	96,5	92,26
Raio mínimo (μm)	0,903	3,623	0,903
Raio máximo (μm)	56,8	73,5	73,5
Raio meio (μm)	9,06	19,3	13,1
Conectados com a entrada	254	0	254
Conectados com a saída	267	0	267
Isolados	3	6	9
Número de coordenação mínima	-	1	-
Número de coordenação máxima	-	19	-
Permeabilidade ($m\text{D}$)	-	-	2560
Comprimento (mm)	-	-	3
Largura (mm)	-	-	3
Altura (mm)	-	-	3

Tabela 3.2: Estatística da rede lida pelo programa desenvolvida neste trabalho.

posteriormente.

3.1.2

Seções transversais dos elementos

As seções transversais dos poros ou capilares foram representados por Bakke & Oren [39] e Oren & Bakke [33, 34] como sendo circular, retangular ou triangular e caracterizados por um fator de forma G apresentado na Eq.

(3-1). Este parâmetro é lido pelo algoritmo criado para determinar o tipo de seção transversal assim como o ângulo das seções transversais triangulares. Este procedimento, em forma resumida, é apresentado nas próximas subseções.

3.1.2.1

Elemento de seção transversal circular

Elementos (capilares e poros) com seções transversais circulares é uma forma simplificada de representar a estrutura de um meio poroso. Neste modelo de redes a proporção de elementos circulares é de 1,23 % dos elementos no modelo de redes, como listado na Tabela (3.2). O fator de forma G é de $\frac{\pi}{4}$, como mostrado na Fig. (3.3). A área da seção transversal circular é

$$A_t = \pi R^2, \quad (3-2)$$

sendo R o raio inscrito, parâmetro lido pelo algoritmo.

3.1.2.2

Elemento de seção transversal retangular

Elementos com seções transversais retangulares melhoram a representação do meio poroso quando comparado aos elementos com seções circulares. A proporção destes elementos na rede é de 6,51 % dos elementos no modelo, como listado na Tabela (3.2). O fator de forma com todos seus ângulos médios nos vértices igual a $\frac{\pi}{4}$ é $\frac{1}{16}$, como mostrado na Fig. (3.3). A área da seção transversal retangular é

$$A_t = 4R^2. \quad (3-3)$$

3.1.2.3

Elemento de seção transversal triangular

Elementos de seções transversais triangulares representam melhor a estrutura do meio poroso, sendo 92,26 % dos elementos do modelo de redes, como listado na Tabela (3.2). O fator de forma G pode tomar um valor entre zero e $\frac{\sqrt{3}}{36}$, como mostrado na Fig. (3.3). O fator de forma é utilizado para determinar a metade dos ângulos das seções triangulares denominados e ordenados da seguinte forma: $\beta_1 \leq \beta_2 \leq \beta_3$. O ângulo β_2 é escolhido de forma aleatória dentro do seguinte intervalo

$$\beta_{2,min} = \arctan\left\{\frac{2}{\sqrt{3}} \cos\left[\frac{\arccos(-12\sqrt{3}G)}{3} + \frac{4\pi}{3}\right]\right\}, \quad (3-4)$$

e

$$\beta_{2,max} = \arctan\left\{\frac{2}{\sqrt{3}} \cos\left[\frac{\arccos(-12\sqrt{3}G)}{3}\right]\right\}, \quad (3-5)$$

com β_1 conseqüentemente dado por

$$\beta_1 = -\frac{1}{2}\beta_2 + \frac{1}{2} \arcsin\left(\frac{\tan \beta_2 + 4G}{\tan \beta_2 - 4G}\right), \quad (3-6)$$

e finalmente $\beta_3 = \frac{\pi}{2} - \beta_1 - \beta_2$, conforme descrito por Patzek *et al.* [42, 43]. A área da seção transversal triangular é dada pela seguinte equação:

$$A_t = \frac{R^2}{4G}. \quad (3-7)$$

Uma camada molhante foi considerada no estudo da modelagem na escala de poros para reproduzir um melhor comportamento qualitativo de algumas propriedades macroscópicas, tais como por exemplo: escoamento bifásico e permeabilidades relativas. Esta camada molhante possui nanômetros de espessura, mas tem um significativo impacto sobre a pressão capilar (Tuller *et al.* [44]). No caso de um escoamento bifásico, a fase não molhante (fase 2) ocupa o centro do poro e a fase molhante (fase 1) reside nos vértices dos poros que apresentam seção transversal retangular ou triangular, como é mostrada na Fig. (3.8).

3.1.2.4 Fluido molhante

Define-se molhabilidade como a capacidade que tem um líquido de se espalhar sobre uma superfície sólida, como por exemplo, a parede de um tubo capilar. A molhabilidade é uma função do par fluido e superfície sólida. A Fig. (3.6) mostra o balanço de forças na linha (ponto em uma representação bidimensional) de contato entre duas fases líquidas e uma parede sólida. O ângulo de contato (θ), medida através da fase mais densa, é uma função das tensões interfaciais entre as fases. Ele pode ser determinado pela equação de Young, Eq. (3-8), onde σ_{os} e σ_{ws} são as tensões interfaciais entre cada fluido e o sólido, σ_{ow} é a tensão interfacial entre ambos fluidos imiscíveis.

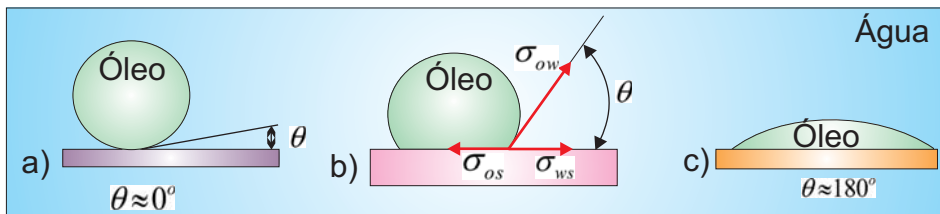


Figura 3.6: Ângulo de contato θ e balanço de forças.

$$\cos(\theta) = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \quad (3-8)$$

Da Eq. (3-8) e da Fig. (3.6) pode-se analisar os seguintes casos:

- $\theta < 90^\circ$, superfície é preferencialmente molhada por água, Fig. (3.8-a).
- $\theta \approx 90^\circ$, superfície tem preferência para ambos fluidos, Fig. (3.8-b).
- $\theta > 90^\circ$, superfície é preferencialmente molhada por óleo, Fig. (3.8-c).

Boa parte do óleo produzido é proveniente de rochas sedimentares. Estas formações consistem de combinações de silício e oxigênio que geram partículas cristalinas parcialmente carregadas (negativamente). Estes cristais têm uma alta afinidade pela água e normalmente são encontrados numa associação estreita com ela (Becker [45]). Esta associação próxima se deve ao fenômeno da vinculação de hidrogênio, onde o hidrogênio da água, parcialmente positivo, interage com o oxigênio parcialmente negativo do silicato (SiO_2). Esta interação e associação resultam numa camada de água rodeando os cristais, a qual é conhecida como água conata. A água conata tende a permanecer estreitamente associada com a superfície do silicato, e tende a manter um equilíbrio com a água livre contida no óleo, como pode se observar na Fig. (3.7). Neste trabalho, é assumido que as amostras de rochas utilizadas nos experimentos são perfeitamente molhadas pela água.

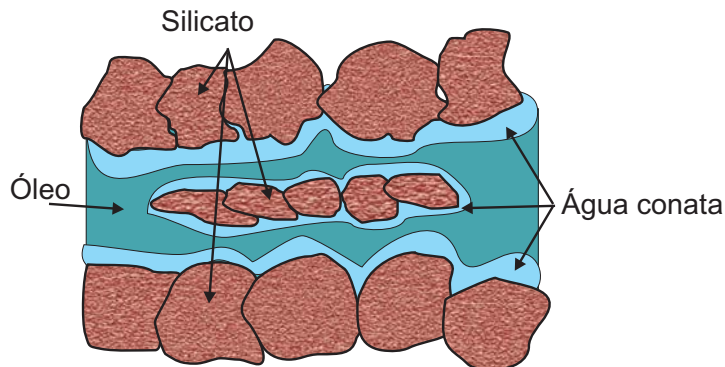


Figura 3.7: Molhabilidade de rochas sedimentares.

3.1.2.5

Cálculo das áreas nos vértices

A existência de dois fluidos num mesmo elemento, denominados de fase 1 ao fluido molhante e fase 2 ao não-molhante, apresentam a configuração mostrada na Fig. (3.8). Parte da fase molhante sempre fica retida nos vértices e é denominado de fluido residual. A área A_c ocupada por este fluido depende principalmente do ângulo nos vértices e do ângulo de contato entre o fluido molhante e a superfície, representada pela seguinte equação

$$A_c = r^2 \left(\cos \theta (\cot \beta - \sin \theta) + \theta + \beta - \frac{\pi}{2} \right), \quad (3-9)$$

onde r é o raio de curvatura que depende da tensão interfacial (σ_i) e a pressão capilar (P_c), dada pela seguinte relação $r = \sigma_i/P_c$; θ é o ângulo que a interface faz com a superfície sólida representada na Fig. (3.8).

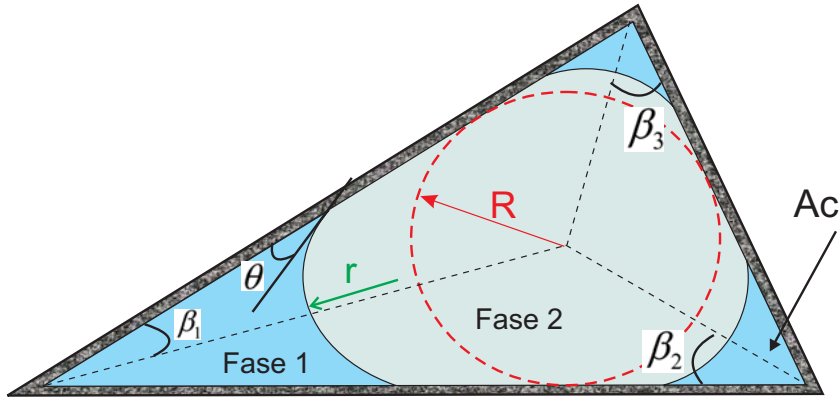


Figura 3.8: Elemento com seção transversal triangular irregular.

3.2

Escoamento de fluidos num capilar

A vazão da fase a entre dois poros, denominados de poro i e poro j , conectados por um capilar, como mostrado na Fig. (3.9), e considerando as hipóteses de fluido incompressível com inércia desprezível (baixos números de Reynolds), é dado pela seguinte equação:

$$Q_{ij}^a = \frac{g_{ij}^a}{L_{ij}} (P_i^a - P_j^a), \quad (3-10)$$

onde P_i^a e P_j^a são as pressões do fluido a nos poros i e j , respectivamente. L_{ij} e g_{ij}^a são a distancia e a condutância entre os centros dos dois poros conectados, respectivamente.

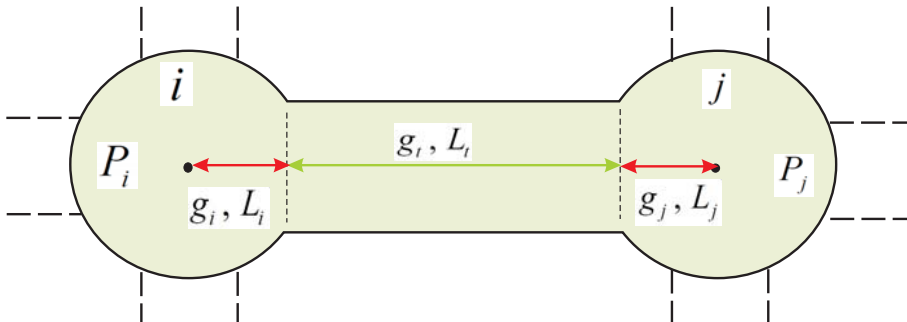


Figura 3.9: Representação geométrica da condutância do poro i , j e do capilar, usados para definir a resistência hidráulica entre poros.

A resistência hidráulica L_{ij}/g_{ij}^a da fase a , entre os centros dos poros conectados por um capilar é considerado como sendo a soma das resistências hidráulicas de cada elemento, poro i - capilar - poro j , dado pela seguinte equação:

$$\frac{L_{ij}}{g_{ij}^a} = \frac{L_i}{g_i^a} + \frac{L_t}{g_t^a} + \frac{L_j}{g_j^a}, \quad (3-11)$$

onde L_t é o comprimento do capilar, g_t^a é a condutividade da fase a no capilar, L_i e L_j são os comprimentos médios dos poros, e g_i^a e g_j^a são as condutâncias dos poros i e j para a fase a , respectivamente.

3.2.1

Condutância do escoamento monofásico através de um capilar

Considerando que o fluido monofásico injetado é o mesmo que o fluido molhante, a Fig. (3.8) terá sua seção transversal preenchida com a fase 1, neste caso, a condutância de cada elemento é calculada usando a seguinte equação (Oren *et al.* [33], Patzek e Silin [42]):

$$g = \frac{A_t^2 G \xi}{\mu}, \quad (3-12)$$

onde A_t é a área da seção transversal dada pelas Eqs. (3-2, 3-3 ou 3-7); G é o fator de forma; μ é a viscosidade do fluido e ξ é uma constante que varia dependendo da forma do elemento (Oren *et al.* [33]) para círculos $\xi = 1/2$, para triângulos $\xi = 3/5$ e para retângulos $\xi = 0,5623$.

3.2.2

Condutância do escoamento bifásico através de um capilar

Consideremos o escoamento de dois fluidos num mesmo elemento, denominada de fase 1 ao fluido molhante e de fase 2 ao fluido não molhante. O fluido não molhante escoar pelos vértices e na parte central da seção transversal, tal como mostrada na Fig. (3.8).

A condutância da fase 2 é calculada substituindo a área da seção transversal A_t pela área efetiva A_{ef} na Eq. (3-12), obtendo-se a seguinte equação:

$$g = \frac{A_{ef}^2 G \xi}{\mu}. \quad (3-13)$$

A área efetiva é a área aberta ao fluxo da fase 2, representada na seguinte equação:

$$A_{ef} = A_t - \sum_{j=1}^m A_{c(j)} \quad (3-14)$$

onde m é o número de vértices na seção transversal.

A condutância da fase 1 para um vértice é calculada usando a expressão proposta por Hui e Blunt [46, 47], válida quando $\theta \leq \pi/2 - \beta$. Neste trabalho

$\theta = 0^\circ$ devido à hipóteses da superfície da rede ser fortemente molhado pela fase 1. A expressão usada é:

$$g = \frac{A_c^2(1 - \sin \beta)^2(\varphi_2 \cos \theta - \varphi_1)\varphi_3^2}{12\mu \sin^2 \beta(1 - \varphi_3)^2(\varphi_2 + \varphi_1)^2}, \quad (3-15)$$

$$\varphi_1 = \left(\frac{\pi}{2} - \beta - \theta\right), \quad (3-16)$$

$$\varphi_2 = \cot \beta \cos \theta - \sin \theta, \quad (3-17)$$

$$\varphi_3 = \left(\frac{\pi}{2} - \beta\right) \tan \beta, \quad (3-18)$$

3.3

Modelagem do escoamento monofásico Newtoniano num meio poroso

O modelo de rede de capilares descrito anteriormente, denominado de Berea, será usado para prever a permeabilidade absoluta da Amostra-M e da Amostra-H injetando um fluido Newtoniano, neste caso água (fluido molhante). Ambas as amostras foram utilizadas nos experimentos de injeção de emulsões descrito no capítulo 2 do presente trabalho.

Para comparar as predições teóricas com os resultados experimentais, foi gerada uma nova rede tendo como referência a rede Berea. Esta rede Berea será reescalada por um fator f_r , proposto por Lopez *et al.* [48], dada pela seguinte equação:

$$f_r = \sqrt{K^{exp}/K^{ber}}, \quad (3-19)$$

onde K^{exp} e K^{ber} é a permeabilidade absoluta da rocha usada nos experimentos e a permeabilidade da rede Berea, respectivamente. A nova rede gerada terá a mesma estrutura topológica da rede Berea, mas com diferente dimensão. Isto é, o comprimento e o raio dos poros e capilares da rede Berea são multiplicados por este fator de escala f_r . Observar que este não é um procedimento *ad-hoc* devido a que o fator de escala é baseado em uma permeabilidade medida experimentalmente.

3.3.1

Procedimento de cálculo

Inicialmente a condutância de cada elemento, Eq. (3-12), é calculada e substituída na Eq. (3-11) para obter a condutância entre os centros dos poros conectados por um capilar. A relação entre as diferenças de pressão e o fluxo através de cada capilar pode ser calculada usando a Eq. (3-10).

Assume-se que o fluido é incompressível e que o sentido do fluxo é direcionado dos poros vizinhos j para o poro principal i , como mostrado na Fig. (3.10). O balanço da conservação de massa em cada poro é dado pela

seguinte equação:

$$\sum_{j=1}^m Q_{i,j} = 0, \quad (3-20)$$

onde $Q_{i,j}$ é o fluxo volumétrico através de um capilar que conecta o poro i com o poro j , m o número de poros vizinhos ao poro i . A conectividade de um poro na rede é de 1 como mínimo e de 19 como máximo. A Fig. (3.10) apresenta um poro conectado com o número máximo de poros, neste caso 19.

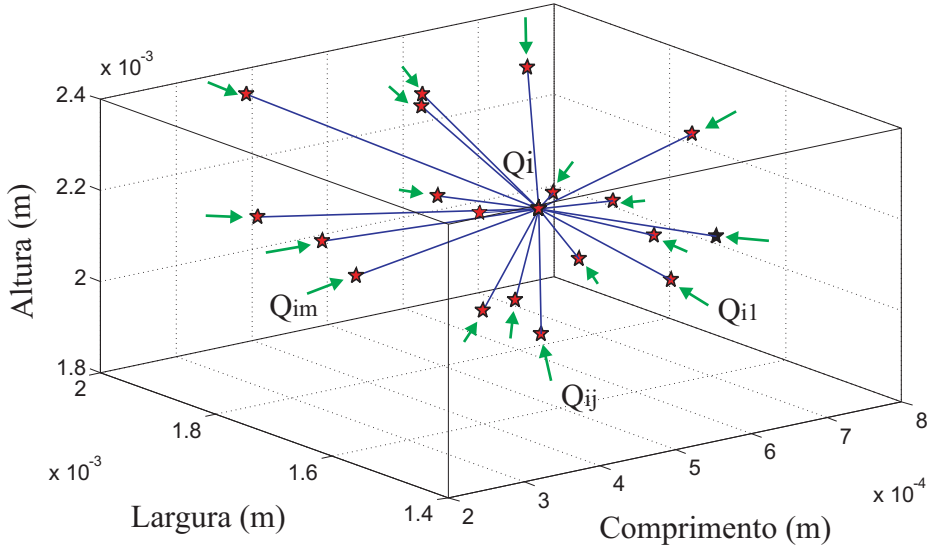


Figura 3.10: Conectividade e posição de um poro na rede Berea.

A vazão que atravessa a rede Berea é encontrada solucionando simultaneamente a Eq. (3-20) em todos os poros da rede. Isto gera um sistema de equações lineares que depende da pressão em cada poro, como mostra a seguinte equação obtida ao substituir a Eq. (3-10) na Eq. (3-20):

$$\sum_{j=1}^m \frac{g_{ij}}{L_{ij}} (P_i - P_j) = 0. \quad (3-21)$$

Para efeitos de comparação, as condições de contorno utilizadas durante a simulação é de pressão constante na entrada e na saída da rede. Isto é, os capilares da rede conectados com a entrada possuem a mesma pressão imposta na entrada da rede e os capilares da rede conectadas com a saída possuem a mesma pressão de saída, neste caso, pressão atmosférica. Utilizando uma notação matricial, o conjunto de equações algébricas derivadas da Eq. (3-21) podem ser representadas como:

$$[A][P] = [B], \quad (3-22)$$

onde $[A]$ é a matriz dos coeficientes ($n \times n$), $[P]$ e $[B]$ são matrizes ($n \times 1$), sendo n o número de poros na rede, neste caso 12.351

poros. A matriz é armazenada em formato esparsa e resolvida mediante o método iterativo *GMRES*, desenvolvido por Saad e Schultz [49]. Subrotinas da biblioteca Sparskit foram baixadas de <http://www-users.cs.umn.edu/~saad/software/SPARSKIT/sparskit.html> e adicionadas no programa principal desenvolvido neste trabalho para resolver o sistema linear resultante. Como resultado, a diferença de pressão em cada elemento da rede é agora conhecida. Portanto, o fluxo em cada capilar também é conhecido.

A vazão que atravessa a rede é calculada somando a vazão de cada capilar que está conectado com a entrada da rede ou somando a vazão de cada capilar que está conectado com a saída da rede. A diferença de pressão entre a entrada e a saída da rede é imposta como condição de contorno.

3.3.2

Comparação de resultados

Para comparar os resultados numéricos com os experimentais, a rede Berea é reescalada pelo fator f_r , dada pela Eq. (3-19). A Amostra-M é representada pela rede denominada **Berea-M**, obtida ao reescalar a rede Berea por $f_r = 0,2172$. A Amostra-H é representado pela rede denominada **Berea-H**, obtida ao reescalar a rede Berea por $f_r = 0,5828$. A Tabela (3.3) mostra a comparação dos dados experimentais, permeabilidade e porosidade medidos no laboratório e especificado na Tab.(2.1), e os resultados numéricos obtidos da modelagem do escoamento monofásico Newtoniano através das redes **Berea-M** e **Berea-H**.

Tipo de Rocha	Permeabilidade (<i>mD</i>)	Porosidade (%)
Berea (Piri e Blunt [41])	2560	24,021
Amostra-M (Exp.)	124,36	27,3
Berea-M	125,84	24,03
Amostra-H (Exp.)	901,606	31,9
Berea-H	904,255	24,03

Tabela 3.3: Comparação e propriedades das novas rochas geradas

Observa-se na Tabela (3.3) que para as redes geradas, Berea-M e Berea-H, estas possuem quase a mesma porosidade da rocha Berea assim como quase a mesma permeabilidade absoluta que a Amostra-M e a Amostra-H, respectivamente.

3.4

Modelagem do escoamento monofásico não-Newtoniano num meio poroso

Há muitas circunstâncias onde um fluido não-Newtoniano, particularmente soluções poliméricas, são injetados em meios porosos, por exemplo, para o controle da água em poços de óleo ou para melhorar a recuperação do óleo. Nesse sentido, o modelo de rede Berea, descrito anteriormente, será usado para prever os resultados experimentais obtidos por Cannella *et al.* [50] que analisou a injeção de uma solução polimérica numa amostra de rocha.

3.4.1

Breve descrição do experimento de Cannella *et al.*

Cannella *et al.* [50] analisou o comportamento do fluxo de goma Xantana em um meio poroso para diferentes concentrações do polímero, tipos de rochas, saturações de óleo residual e permeabilidade das rochas. Eles usaram dados experimentais e teoria de meios porosos para relacionar a velocidade de Darcy com a taxa de cisalhamento *in situ*. Eles realizaram experimentos de injeção de um fluido com propriedades conhecidas, listadas na tabela (3.4), através de uma rocha Berea, similar a nossa rede de capilares descritos anteriormente.

Experimento	Cp	C	n	μ_0	μ_∞	ϕ	K
Cannella <i>et al.</i> [50]	1200ppm	0,17	0,53	0,1	0,0015	0,2	0,264

Tabela 3.4: Parâmetros usados no modelo de Carreau [51] para soluções Xanthan

Os resultados experimentais serão usados para validar o modelo não-Newtoniano desenvolvido nesta tese.

3.4.2

Modelo reológico do fluido

O comportamento reológico do fluido, com parâmetros calculados na Tab. (3.4), é bem descrito por uma expressão empírica baseada no modelo de Carreau [51], que relaciona a viscosidade efetiva (μ_{eff}) com a vazão (Q) em cada capilar, dado pela seguinte equação:

$$\mu_{eff} = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{[1 + (\frac{Q}{Q_{crit}})^2]^{\frac{1-n}{2}}}, \quad (3-23)$$

$$Q_{crit} = \frac{\pi \gamma_{crit} R_{equ}^3}{3}, \quad (3-24)$$

$$\gamma_{crit} = \left(\frac{\mu_0}{C}\right)^{\frac{1}{n-1}}, \quad (3-25)$$

onde os parâmetros μ_0 , μ_∞ , C e n são listados na Tabela (3.4).

3.4.3

Geração de um modelo rede de capilares

O modelo de rede gerado, denominado de **Berea-C**, é obtida ao reescalar a rede Berea por $f_r = 0,3211$, neste caso, a permeabilidade da rocha usada por Cannella *et al.* [50] foi usada na Eq. (3-19). O modelo de rede Berea-C foi transformado numa rede onde todos os elementos são de seção transversal circular, para isto, utiliza-se um raio equivalente R_{equ} , expressão empírica proposto por Lopez *et al.* [48], para cada elemento não circular na rede. O raio equivalente (R_{equ}) depende dos parâmetros geométricos, como mostra a seguinte equação:

$$R_{equ} = \left(\frac{8A_t^2 G \xi}{\pi} \right)^{\frac{1}{4}}. \quad (3-26)$$

A rede Berea-C será usado para prever a relação entre a viscosidade aparente e o fluxo de fluido não-Newtoniano através de um meio poroso, como descrito a seguir.

3.4.4

Procedimento de cálculo

Numa rede de poros e capilares a perda de pressão entre dois corpos de poros não é conhecida *a priori*. Por isso, o cálculo do fluxo e a viscosidade efetiva μ_{eff} requer uma abordagem iterativa. Um chute inicial é feito para a viscosidade efetiva em cada elemento da rede. A escolha deste valor é bastante arbitrária, influencia no índice de convergência, mas não no resultado final. Neste caso, a viscosidade efetiva é considerada como sendo igual à viscosidade da água. Uma vez que para cada poro e capilar é assinalado uma viscosidade efetiva μ_{eff} , e previamente substituído pela viscosidade μ na Eq. (3-12), a solução do campo de pressão na rede Berea C, segue o mesmo procedimento de cálculo, descrito na seção da modelagem do escoamento monofásico Newtoniano num meio poroso.

Calculada a diferença de pressão em cada elemento da rede, o fluxo em cada elemento é conhecido. A viscosidade efetiva em cada elemento é atualizada usando a Eq.(3-23), e a pressão, recalculada. O método é repetido até uma convergência satisfatória ser atingida. Em nosso caso, a convergência deve ser atingida simultaneamente em todos os elementos da rede.

A tolerância, usada para estudos de simulação, foi estabelecido tal que a diferença de pressão deveria ser recalculada se o fluxo em qualquer elemento mudava por mais que 0.1% entre iterações, como mostra a seguinte equação:

$$Tol_{(j)} = \frac{(Q_j^{z+1} - Q_j^z)}{Q_j^{z+1}} < 0.1\% \quad (3-27)$$

onde j é o elemento avaliado e z é o número de iterações. O fluxograma mostrado na Fig. (3.11) representa o processo utilizado no cálculo de um escoamento não-Newtoniano que atravessa a rede Berea C .

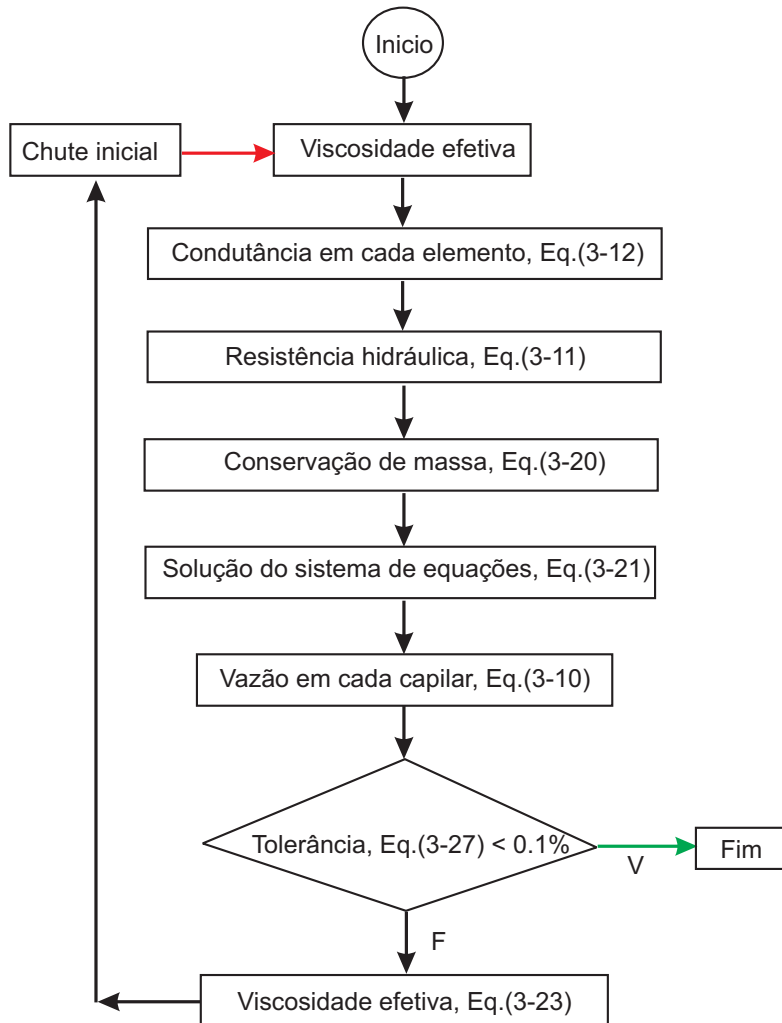


Figura 3.11: Fluxograma usado na modelagem do escoamento de um fluido não-Newtoniano através de um meio poroso.

3.4.5

Comparação dos resultados numéricos com dados experimentais

Os resultados numéricos obtidos com simulação quando um fluido não-Newtoniano é injetado através da rede Berea C conseguem prever com relativa precisão os dados experimentais obtidos por Cannella *et al.* [50]. Por razões de comparação os resultados serão apresentados na forma de uma viscosidade aparente em função da velocidade de Darcy. A viscosidade aparente, μ_{app} , é definida pela seguinte equação:

$$\mu_{app} = \mu_N \frac{Q_N}{Q_T}, \quad (3-28)$$

sendo Q_T a vazão da emulsão que atravessa a rede **Berea C**, Q_N e μ_N são a vazão e a viscosidade, respectivamente, de um fluido Newtoniano (água) que atravessa a mesma rede com a mesma diferença de pressão utilizada para a injeção da emulsão Q_T . A velocidade de Darcy, U , é definida como

$$U = \frac{Q_T}{A_t}, \quad (3-29)$$

onde A_t é a área transversal da rede **Berea C** por onde escoo o fluido injetado. É importante observar que na injeção de um fluido simples, a viscosidade aparente é a própria viscosidade do fluido.

Os resultados numéricos apresentam uma excelente concordância com os experimentos para velocidade de Darcy acima de $U > 10^{-7}$, como é mostrado na Fig. (3.12). Isto enfatiza a importância de capturar a física na escala de poros e a correta estrutura do meio poroso na obtenção de um resultado mais preciso. Os resultados numéricos não concordam com os dados experimentais para baixos fluxos. Isto pode ser explicado pelo possível bloqueio de poros por absorção, fenômeno que não é considerado no modelo.

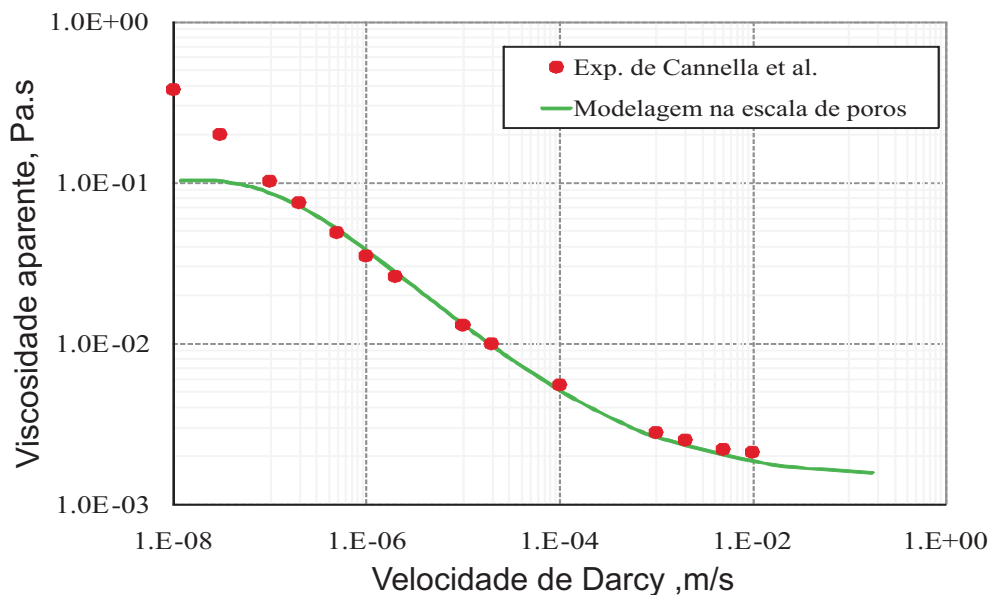


Figura 3.12: Comparação entre a simulação na escala de poros (linha) e os experimentos de Cannella *et al.* [50] sobre um arenito Berea (Círculos).

3.5

Modelo quasi-estático de um escoamento bifásico em um meio poroso

Neste modelo quasi-estático é assumido que os dois líquidos considerados são Newtonianos, incompressíveis, e imiscíveis. É também assumido que o número de capilaridade definido como a relação entre as forças viscosas e as

forças capilares é suficientemente baixo, i.e., 10^{-6} - 10^{-7} ou menor, tal que o fluxo através do meio poroso é controlado inteiramente por forças capilares. Isto é uma hipótese razoável para deslocamento de fluidos num reservatório que estão longe do poço de produção (Fenwick e Blunt [29], Lerdahl *et al.* [52]).

A simulação procede durante a diferença de pressão imposta na rede. Durante este processo, um dos fluidos desloca a outro. O objetivo da simulação é determinar qual dos dois fluidos ocupa cada capilar e poro na rede, isto é a saturação das fases em função da diferença de pressão imposta e a permeabilidade relativa resultante. Dois tipos de processos podem ocorrer:

Drenagem é referido como um processo onde a fase molhante é deslocada pela fase não-molhante com uma pressão capilar *positiva*, conforme indicado na Fig.(3.13). Neste trabalho o processo de drenagem só acontece pelo mecanismo de deslocamento pistão.

Embebição é um processo onde a fase não-molhante é deslocada por uma fase molhante a uma pressão capilar *positiva*, conforme indicado na Fig.(3.13). Neste trabalho o processo de embebição acontece por três mecanismos: (I) deslocamento pistão, (II) quebra de gota e (III) enchimento de poro.

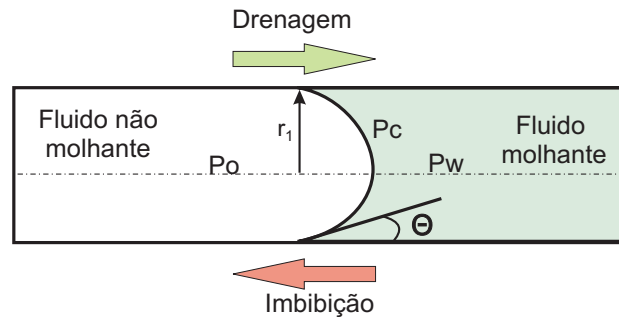


Figura 3.13: Deslocamento de um fluido por outro num capilar

3.5.1

Pressão capilar e diferença de pressão através de uma interface

Pressão capilar P_c é definida como a diferença de pressão entre a fase não molhante e a fase molhante em um meio poroso. Esta diferença de pressão é o resultado da interface curva entre as duas fases, conforme esquematizado na Fig. (3.13). A diferença de pressão através da interface é definida pela equação de Young-Laplace:

$$P_c = P_o - P_w = \sigma_{ow} \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right), \quad (3-30)$$

onde o e w representam o óleo e a água, respectivamente, r_1 e r_2 são os raios principais de curvatura, e P_o e P_w são as pressões do óleo e da água, respectivamente.

Em um capilar com raio variável, a posição da interface é função da pressão capilar, como indicado na Fig. (3.14), de tal forma que

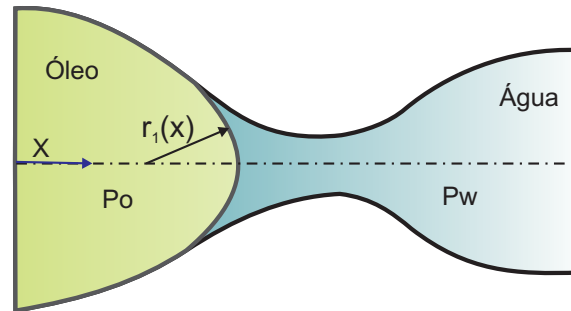


Figura 3.14: Capilar com diâmetro variável

$$P_o - P_w = \frac{2\sigma_{ow}}{r_1(x)} \quad (3-31)$$

Desta forma, cada valor de pressão capilar corresponde a uma saturação de óleo e água no capilar. Se o valor da pressão capilar, isto é, a diferença de pressão entre as fases, for modificada, a interface irá se mover até atingir uma nova posição de equilíbrio de forma de raio de curvatura seja tal que a Eq. (3-31) é satisfeita.

Um meio poroso inicialmente saturado pela fase molhante é invadido pela fase não molhante à medida que a pressão capilar aumenta. Este processo é conhecido como drenagem. A cada valor de pressão capilar, alguns capilares são invadidos até a interface atingir uma nova posição de equilíbrio, mudando assim a saturação das fases no meio. A relação entre a pressão capilar em função da saturação da fase molhante é de fundamental importância no estudo do escoamento bifásico em um meio poroso.

O modelo de rede de capilares pode ser usado para determinar esta relação entre a saturação e a pressão capilar. Ele simula a seqüência de deslocamentos induzido pelas mudanças na pressão capilar.

O processo inverso de invasão da fase molhante a medida que a pressão capilar decai é conhecido como processo de embebição.

A simulação destes dois processos em regime quasi-estático em um modelo de rede é discutida a seguir.

3.5.2 Injeção de óleo (drenagem)

Assume-se que inicialmente todos os elementos (poros e capilares) na rede de capilares contêm unicamente água. O deslocamento pode unicamente ocorrer pelo mecanismo de deslocamento pistão, na qual, o centro de um elemento pode ser preenchido por óleo se este tem um elemento adjacente contendo óleo. A **pressão capilar de entrada** P_{ce} ou a pressão requerida para um menisco de óleo invadir um elemento preenchido com água é dada pela Eq. (3-30). A pressão capilar de entrada pode ser avaliada conhecendo-se a forma da seção transversal de cada elemento e o ângulo de contato (θ) na qual a interface atinge a superfície sólida. **Para um elemento circular**, Fig. (3.13), a pressão capilar de entrada é

$$P_{ce} = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta_{ow}}{r_1}, \quad (3-32)$$

onde r é o raio do capilar. **Para elementos regulares de n -lados** a equação de pressão capilar é complexa devido ao fluido molhante remanescente nas esquinas da seção transversal como esquematizado na Fig. (3.15-a). A pressão capilar de entrada é encontrada fazendo um balanço de forças atuando na interface com o sólido, como ilustrado na Fig. (3.15-b).

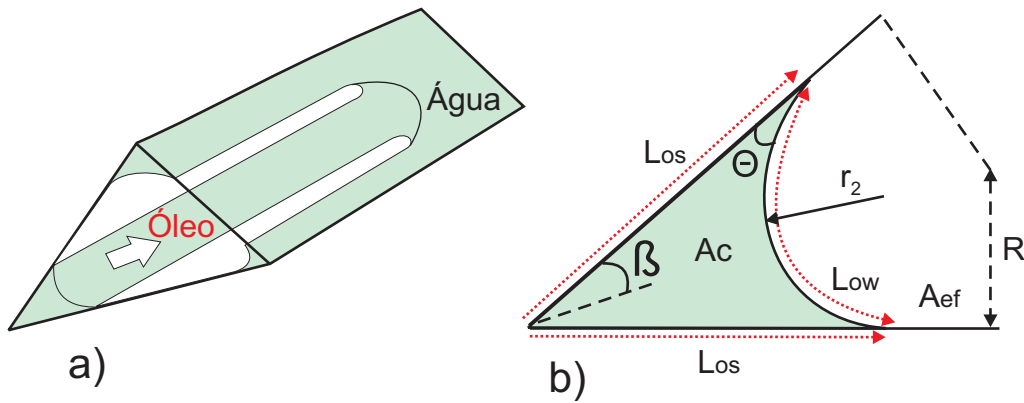


Figura 3.15: a) Óleo deslocando água num duto de seção triangular molhado por água, b) Vista frontal de um vértice.

Neste trabalho será usada a equação proposta por Øren *et al.* [33] para calcular a pressão capilar de entrada:

$$P_{ce} = \frac{\sigma_{ow} \cos \theta (1 + 2\sqrt{\pi G})}{R} F_{d(\theta, G, D)}, \quad (3-33)$$

onde F_d é um fator de correção adimensional para o fluido molhante que fica retido nos vértices da seção transversal. O balanço de forças pode ser calculado considerando um pequeno deslocamento d_x da interface no duto, resultando

na seguinte equação:

$$P_c A_{ef} = (L_{ow}\sigma_{ow} + L_{os}\sigma_{os} + L_{os}\sigma_{ws})d_x, \quad (3-34)$$

onde A_{ef} é a área efetiva ocupada pelo óleo, L_{os} é o comprimento da interface óleo-superfície e L_{ow} é o comprimento da interface água-óleo. Um balanço da força horizontal é dado pela equação de Young,

$$\sigma_{os} = \sigma_{ws} + \sigma_{ow} \cos \theta, \quad (3-35)$$

que é usada para simplificar a Eq. (3-34),

$$\frac{P_c}{\sigma_{ow}} = \frac{1}{r_2} = \frac{L_{ow} + L_{os} \cos \theta}{A_{ef}}, \quad (3-36)$$

onde r é o raio de curvatura. O comprimento da interface L_{ow} pode ser determinado a partir da geometria elementar,

$$A_{ef} = A - r_2^2 \sum_{i=1}^n \left[\frac{\cos \theta \cos(\theta + \beta_i)}{\sin \beta_i} + \theta + \beta_i - \frac{\pi}{2} \right] = \frac{R^2}{4G} - r_2^2 S_1, \quad (3-37)$$

$$L_{os} = \frac{R^2}{4G} - 2r_2 \sum_{i=1}^n \left[\frac{\cos(\theta + \beta_i)}{\sin \beta_i} \right] = \frac{R}{2G} - 2r_2 S_2, \quad (3-38)$$

$$L_{ow} = 2r_2 \sum_{i=1}^n \left[\frac{\pi}{2} - \theta - \beta_i \right] = r_2 S_3, \quad (3-39)$$

onde n é o número total de vértices na seção transversal com $\beta < \pi/2 - \theta$ e $A = R^2/(4G)$ é a área total transversal. O fator de correção adimensional na Eq.(3-33) é dado por

$$F_{d(\theta,G,D)} = \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{4GD}{\cos^2 \theta}}}{1 + 2\sqrt{\pi G}}, \quad (3-40)$$

onde

$$D = S_1 - 2S_2 \cos \theta + S_3. \quad (3-41)$$

No caso de uma seção transversal circular $F_d = 1$ e a Eq.(3-33) é reduzida para a Eq.(3-32).

3.5.2.1

Processo de invasão de óleo (drenagem)

No processo de simulação, os capilares localizados na entrada da rede são assumidos conectados ao reservatório de óleo. A pressão da fase óleo P_o é logo incrementada enquanto a pressão da fase água P_w é mantida constante através de toda a rede, resultando num incremento da pressão capilar P_c , Eq. (3-30). Neste trabalho a rede é considerada como sendo fortemente molhada pela água, portanto, $\cos \theta = 1$.

Os elementos são invadidos por óleo, em ordem, ao incremento da pressão

capilar de entrada, dada pelas Eqs. (3-32 e 3-33). O primeiro capilar invadido ou preenchido com óleo, será o capilar conectado à entrada da rede que é a maior pressão capilar de entrada P_{ce} . O próximo elemento a ser invadido poderia ser o próximo capilar conectado com a entrada que apresente a maior pressão capilar de entrada P_{ce} , ou o poro adjacente ao capilar invadido. O processo de invasão continua passo a passo; em cada passo um poro ou capilar é preenchido com óleo. Este poro ou capilar é adjacente à entrada ou com um elemento vizinho preenchido com óleo e possui a pressão capilar de entrada menor à pressão imposta na entrada da rede. Na rede toda, a pressão capilar incrementa, conforme incrementa a pressão capilar de entrada apresentada pelos elementos adjacentes ao elemento preenchido. Não obstante, a pressão capilar pode diminuir entre dois deslocamentos, em particular depois de preencher um capilar devido a que o poro adjacente apresenta uma pressão capilar de entrada menor. Isto é um processo de percolação por invasão (Wilkinson e Willemsen [53]) e modela a invasão para uma vazão muito baixa, onde todas as interfaces óleo-água estão congeladas ou estáticas no seu lugar pelas forças capilares com exceção de uma interface se deslocando no elemento que está sendo preenchido pelo óleo. Porém, a configuração do fluido é estritamente equivalente à baixa vazão limite de invasão quando a pressão capilar atinge um novo valor máximo. A quantidade de água nos vértices dos elementos com seção transversal retangular ou triangular é calculado usando a pressão capilar do último elemento preenchido. Esta pressão predominante é aplicada em todos os elementos para determinar a curvatura de qualquer interface óleo-água. A equação (3-36) é usada para calcular o raio r_2 , mostrada na Fig. (3.15). Neste processo de invasão não é considerada a captura de água nos elementos já que é assumido que a água sempre pode escapar através da camada molhante aderida na superfície da rede, como mostrado na Fig. (3.7).

Este processo continua até uma saturação pré-definida ser atingida ou quando todos os elementos foram invadidos por óleo. Uma vez que um elemento poligonal for preenchido com óleo, água ainda remanescerá nos vértices devido à superfície ser fortemente molhada por água. Isto irá assegurar que a água, como a fase molhante, permaneça conectada desde a entrada até a saída durante a injeção de óleo.

Na figura (3.16) pode-se observar diferentes instantes do processo de invasão de óleo, como foi descrito anteriormente. A Fig. (3.16-a) mostra a vista tridimensional da rede de capilares usada neste trabalho. As linhas vermelhas na figura mostram os capilares preenchidos com óleo. As Figs. (3.16)-(b-g) mostram a parte superior da rede de capilares e o processo de invasão para diferentes pressões capilares impostas na entrada da rede. A Fig. (3.16-h)

mostra a vista tridimensional no momento em que todos os elementos foram invadidos por óleo.

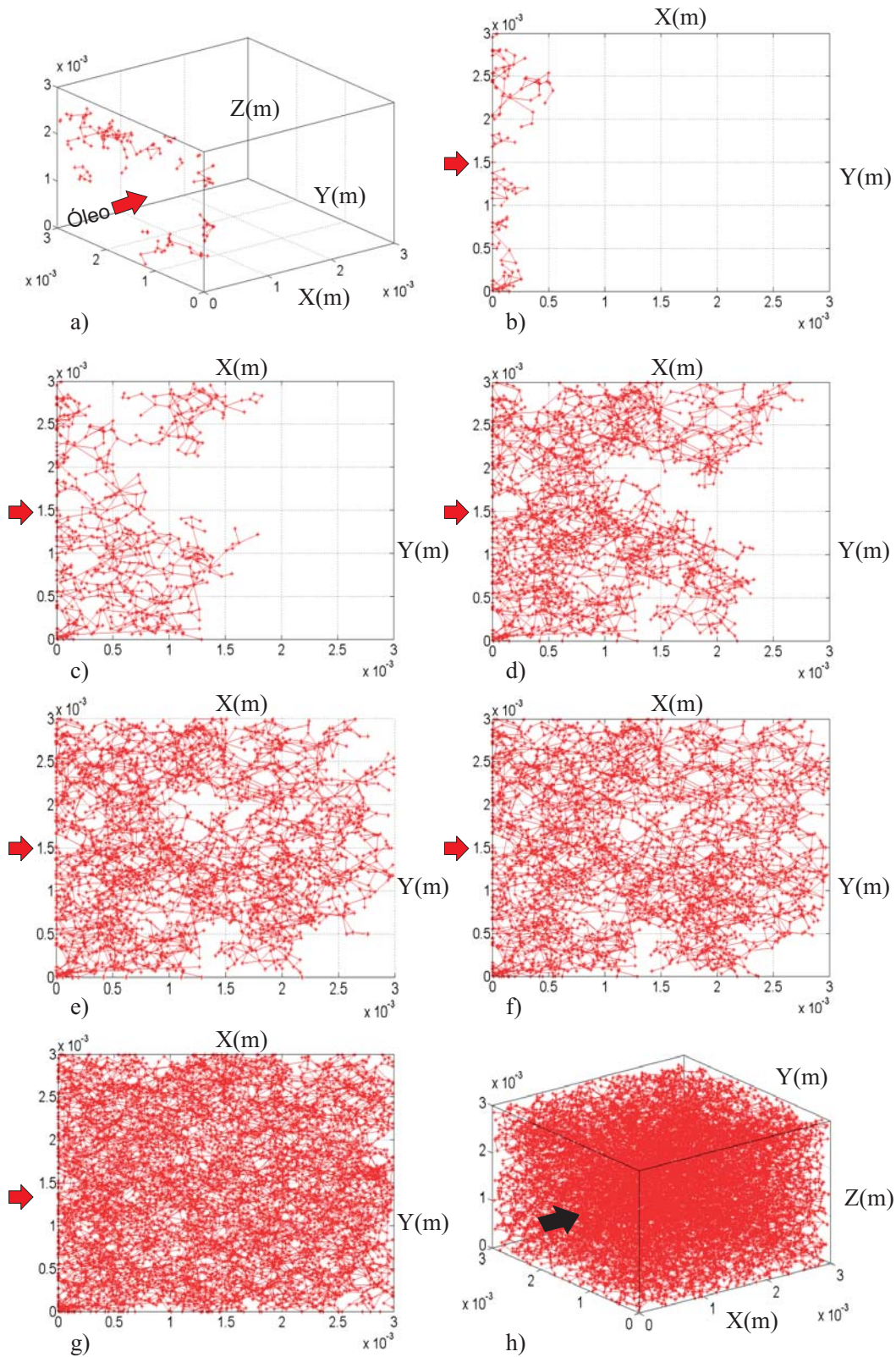


Figura 3.16: Instantes no processo de invasão de óleo (drenagem) no modelo de redes de capilares.

3.5.3

Injeção de água (embebição)

Depois da injeção primária de óleo, é assumido que a pressão de óleo é mantida constante na saída da rede e água é injetada lentamente na entrada da rede. Em geral, a pressão capilar diminui. O deslocamento de óleo por água num elemento de seção transversal poligonal, contendo água nos vértices, é mais complexo (Lenormand *et al.* [54]). A rede Berea, descrita inicialmente, é considerada como sendo fortemente molhada por água. Neste trabalho, é assumido que a molhabilidade não é alterada depois de uma injeção primária de óleo e que o ângulo de contato de avanço é igual ao ângulo de contato $\theta = 0^\circ$ usado no processo de drenagem. Os mecanismos, considerados neste trabalho, responsáveis pelo processo de embebição são: deslocamento pistão, enchimento de poro e quebra de gota; os quais são descritos a seguir.

3.5.3.1

Deslocamento pistão

O deslocamento do óleo pela água num capilar, levando em consideração as hipóteses descritas no parágrafo anterior, ocorre devido a uma pequena redução na pressão capilar. A curvatura da interface óleo-água é a mesma com a qual o óleo deslocou a água no processo de drenagem, Fig. (3.13). Por tanto, a pressão capilar de entrada P_{ce} é calculada usando a Eq. (3-32) (Piri e Blunt [41], Oren *et al.* [33], Patzek [55]).

3.5.3.2

Enchimento de poro

O deslocamento do óleo, localizado no centro de um poro, ocorre pela movimentação da água proveniente dos capilares vizinhos. A pressão capilar de entrada P_{ce} para o enchimento de um poro durante a injeção espontânea de água depende do raio inscrito do poro e do número de capilares adjacentes que não contribuem ao enchimento de água no poro (Blunt [56, 57]), como mostrado na equação:

$$P_{ce} = \frac{2\sigma_{ow} \cos \theta}{R_p} - \sigma_{ow} \sum_{i=1}^n e_i x_i, \quad (3-42)$$

onde n é o número de capilares que não contribuem à invasão de água no poro, R_p é o raio inscrito no poro, e_i e $(m - 1)$ são parâmetros predefinidos por Blunt [56], x_i é um número randômico adimensional entre 0 e 1, $\cos \theta = 1$. Por exemplo, imagine um poro com seção transversal circular cheio com óleo com sete capilares conectados a este. Se três dos capilares contem óleo no seu centro

e dois dos capilares contem água retida (considera-se que estes capilares não contribuem com a invasão de água), e só dois capilares contem água contínua; logo, o número de capilares n que não contribuem para a invasão de água deste poro: $n = 3 + 2 = 5$.

3.5.3.3 Mecanismo de quebra de gota

Este mecanismo corresponde a um processo de embebição, onde o óleo no centro do poro ou capilar é deslocado pelo arco do menisco da água residente na quina da seção transversal poligonal. Quando a pressão capilar de entrada é reduzida, o arco de menisco de cada ângulo cresce e avança lentamente para o centro do elemento até se encontrar e encher o elemento com a água (Lenormand *et al.* [54]), como mostrado na Fig. (3.17). O mecanismo de quebra de gota não é favorecido sobre um deslocamento pistão ou enchimento de poro quando há um elemento vizinho com água.

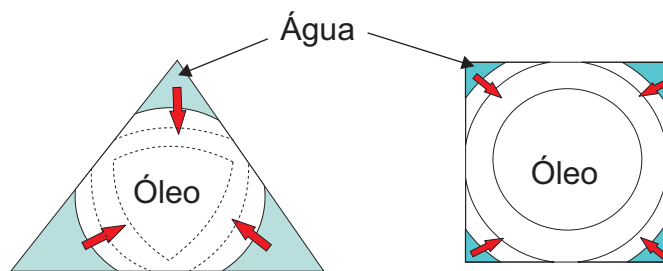


Figura 3.17: Processo de quebra de gota por água (embebição).

Neste trabalho, considerando a hipótese ângulo de contato de $\theta = 0^\circ$, o cálculo da pressão de entrada depende da tensão interfacial σ_i e do raio inscrito r , dada pela seguinte equação:

$$P_{ce} = \frac{\sigma_i}{r}. \quad (3-43)$$

3.5.3.4 Processo de invasão de água (embebição)

Depois da injeção de óleo, a rede tem elementos completamente preenchidos com água, e elementos preenchidos com óleo e água nos vértices (Fig. (3.17)). Um deslocamento é um processo que muda a configuração dos poros e capilares na rede, e acontece pelos três mecanismos considerados neste trabalho descritos anteriormente. A configuração de cada elemento em cada fase é conhecida. A pressão capilar de entrada P_{ce} é calculada para todos os possíveis deslocamentos usando as Eqs.(3-32, 3-42 e 3-43). Foram classificadas todas

as possíveis mudanças de configurações para todos os elementos possíveis de ser invadidos numa lista ordenada de acordo com a pressão capilar. Para um processo de injeção de água a próxima mudança de configuração ocorre para o elemento que possui a maior pressão capilar de entrada (correspondendo à pressão de água mais baixa). A configuração dos elementos selecionados é atualizada e a pressão capilar de entrada é recalculada para os elementos listados anteriormente e para os elementos adjacentes ao elemento preenchido. Logo, a lista é reorganizada de forma a preservar a classificação ordenada das pressões capilares de entrada. O processo continua até uma condição imposta ter sido atingida ou todos os elementos ter sido preenchidos com água.

3.5.4

Validação do modelo de redes no escoamento bifásico

O modelo de rede Berea descrito no início de este capítulo, será usado para prever as permeabilidades relativas de dois fluidos, óleo e água, escoando através da rede Berea.

As predições serão comparados com os dados experimentais de Oak [58]. Ele mediu a permeabilidade relativa de dois fluidos quando atingido o estado permanente para uma condição de contorno controlada. A rocha utilizada foi um arenito Berea, molhada pela água, com permeabilidade de 1000 mD . A tensão interfacial σ_{ow} similar aos fluidos usados nos experimentos é de 48 mN/m (Firincioglu *et al.* [59], Hui e Blunt [46]).

O modelo de rede Berea, inicialmente descrito, foi reescalado usando a permeabilidade da rocha usada por Oak [58], com $fr = 0,6143$ dada pela Eq. (3-19). Esta nova rede gerada, denominada de modelo de **Berea-D**, será usada para a comparação dos resultados numéricos com dados experimentais.

3.5.4.1

Cálculo das permeabilidades relativas

Permeabilidades relativas são calculadas só quando a rede tem mais de duas fases e cada fase apresenta um caminho contínuo desde a entrada até a saída. Estes resultados são apresentados em função da saturação da fase molhante, neste caso água. A saturação é calculada usando a seguinte equação:

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^{ne} V_{ip}}{\sum_{i=1}^{np} \sum_{i=1}^{ne} V_{ip}}, \quad (3-44)$$

onde np é o número de fases (dois para escoamento óleo/água) e ne é o número total de poros e capilares na rede, V_{ip} é o volume da fase p no elemento i (incluindo o volume da água na argila, Fig. (3.3)).

A pressão capilar é simplesmente a pressão capilar associada com a última mudança de configuração no processo de invasão de fluidos na rede simulada. Definido desta forma, a pressão capilar varia durante um processo de deslocamento. Para comparações com dados experimentais, onde a pressão capilar é imposta sobre uma amostra, a pressão capilar é definida como a máxima pressão capilar obtida para injeção de óleo, ou a mínima pressão capilar para injeção de água.

A permeabilidade relativa da fase 2 (óleo), dada pela Eq.(3-45), segue o seguinte procedimento: calcula-se a condutância, usando a Eq.(3-13), em todos os poros e capilares contendo a fase 2, como ilustrado na Fig.(3.8). Usando o mesmo procedimento de cálculo para a modelagem de um escoamento monofásico Newtoniano através de um meio poroso, as pressões nos poros que são membros do caminho contínuo da fase 2 são encontradas usando a mesma diferença de pressão através da rede usada para o cálculo do fluxo monofásico. A permeabilidade relativa do óleo é dada por

$$k_{r,o} = \frac{Q^o}{Q_{total}^o}, \quad (3-45)$$

onde Q^o é o fluxo da fase óleo que escoou pelo caminho contínuo entre a entrada e a saída da rede Berea-D e Q_{total}^o é a vazão do escoamento monofásico da fase óleo, que fluiu através de toda a rede.

A permeabilidade relativa da fase 1 (água) é calculada, usando a Eq. (3-46), da mesma forma que foi calculada a permeabilidade da fase 2 (óleo) com a diferença que a condutância de cada elemento é calculada usando a Eq.(3-15). A permeabilidade relativa da água é dada por:

$$k_{r,w} = \frac{Q^w}{Q_{total}^w}, \quad (3-46)$$

onde Q^w é o fluxo da fase água que fluiu pelo caminho contínuo entre a entrada e a saída da rede Berea-D e Q_{total}^w é a vazão do escoamento monofásico da fase água, que escoou através de toda a rede.

3.5.4.2 Simulação bifásica/ Drenagem

Durante o processo de drenagem ou injeção de óleo na rede Berea-D, inicialmente saturada com água, o ângulo de contato é assumido como sendo igual a zero ($\theta = 0^\circ$). Na previsão dos resultados não há outros parâmetros para serem ajustados. A figura (3.18) mostra a comparação dos resultados numéricos com os dados experimentais obtidos por Oak [58]. As previsões são excelentes, e similares aos resultados numéricos obtidos, usando um modelo de rede para fluxo bifásico, por Valvatne e Blunt [60, 61] e Piri e Blunt [41, 62].

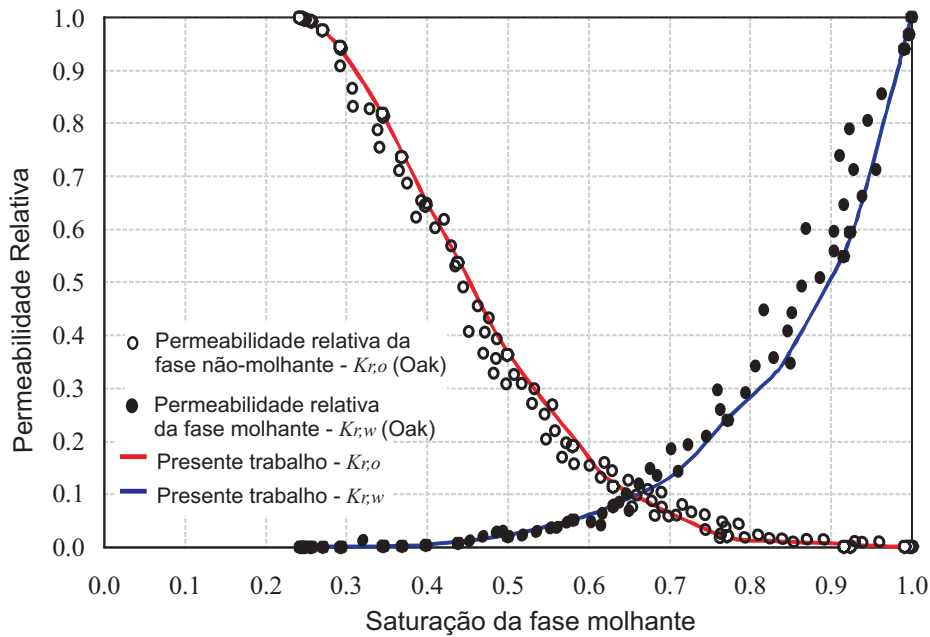


Figura 3.18: Comparação entre as permeabilidades relativas previstas (linhas) e dados experimentais de Oak [58] (Círculos), para drenagem

3.5.4.3 Simulação bifásica/ Embebição

Durante o processo de embebição ou injeção de água na rede Berea-D, assume-se uma distribuição uniforme do ângulo de contato e igual a zero ($\theta = 0^\circ$). A condição inicial do processo de embebição é a condição final do processo de drenagem, onde, todos os poros e capilares estão cheios de óleo e uma saturação irreduzível de água que fica aderida à superfície da rede.

Em embebição existe uma competição entre os mecanismos de enchimento dos poros e a quebra de gotas. Uma proporção alta de poros maiores que capilares e um baixo ângulo de contato favorece o mecanismo de quebra de gotas, permitindo maiores descontinuidades da fase não-molhante (óleo) na rede. Isto diminui a conectividade da fase molhante (água) e conseqüentemente diminui a sua permeabilidade relativa (Jerauld e Salter [63], Blunt [56]).

A Figura (3.19) apresenta a permeabilidade relativa obtida com o presente modelo e a obtida experimentalmente por Oak [58] durante embebição. A diferença quantitativa entre os resultados numéricos e experimentais pode ser devido ao valor do ângulo de contato considerado.

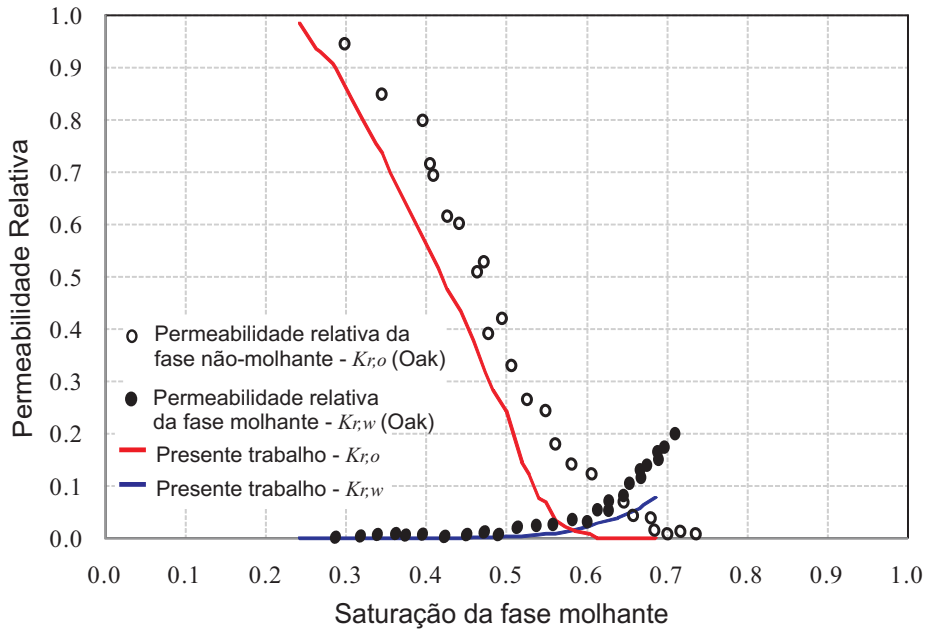


Figura 3.19: Comparação entre as permeabilidades relativas preditas (linhas) e dados experimentais de Oak [58] (círculos) para embebição.

3.5.4.4

Curvas de pressão capilar

A figura (3.20) apresenta as curvas de pressão capilar em função da saturação da fase molhante, neste caso água, registradas durante o processo de drenagem (linha contínua) e de embebição (linha descontínua). A rede Berea-D encontrava-se originalmente saturada com 100 % de água. À medida que a pressão capilar (diferença de pressão entre o óleo e a água) aumenta, a água é deslocada pelo óleo e a sua saturação diminui. Este processo continua até não ter mais água saindo da rede, neste ponto, a saturação residual de água foi aproximadamente 23,9%. O processo de injeção de água é iniciado, a pressão capilar decresce e o processo é representado pela linha descontínua. Pode-se observar que ao final do processo de injeção de água, a saturação de água é de aproximadamente 69%.

3.6

Resumo

Nós desenvolvemos um modelo de redes capilares na escala de poros para estudar as propriedades do fluxo monofásico de fluidos Newtoniano e não-Newtoniano e de um fluxo bifásico de fluidos Newtoniano. O modelo usa redes topologicamente desordenada de formas irregulares de poros conectados com capilares para a representação tridimensional de um meio poroso. A rede

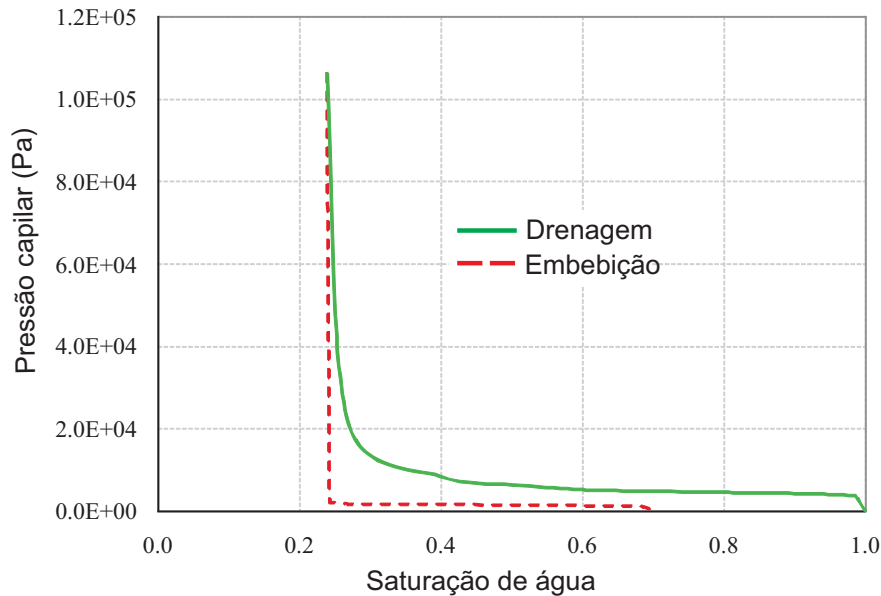


Figura 3.20: Curvas de pressão capilar para processos de embebição e drenagem

considerada aqui representa a estrutura porosa de um arenito Berea.

Na modelagem de um escoamento não-Newtoniano, o fluido foi assumido como sendo bem descrito pelo modelo de Carreau, que relaciona a viscosidade efetiva com o escoamento em cada elemento. Um procedimento iterativo foi utilizado para calcular o fluxo através da rede. Um fator de escala foi aplicado para prever resultados de um meio poroso com diferente permeabilidade que o do modelo de redes utilizado. A viscosidade aparente do fluido num meio poroso foi obtida em função da vazão. Uma boa concordância entre os resultados da simulação com os dados experimentais foi obtida.

Na modelagem do escoamento bifásico de fluidos Newtonianos, a boa representação da estrutura porosa do arenito Berea e a boa descrição dos mecanismos físicos do deslocamento na escala de poros tornaram possível uma boa previsão dos resultados da simulação com dados experimentais.