



**Mao Ilich Romero Velásquez**

**Escoamento de Emulsões em Meios Porosos:  
Experimentos e Modelo de Rede de Capilares.**

**Tese de Doutorado**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica

Orientador : Prof. Márcio da Silveira Carvalho  
Co-Orientador: Prof. Vladimir Alvarado

Rio de Janeiro  
Agosto de 2009



**Mao Ilich Romero Velásquez**

**Escoamento de Emulsões em Meios Porosos:  
Experimentos e Modelo de Rede de Capilares.**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Mecânica. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Márcio da Silveira Carvalho**

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica — PUC-Rio

**Prof. Vladimir Alvarado**

University of Wyoming

**Prof. Paulo Roberto de Souza Mendez**

Departamento de Engenharia Mecânica — PUC-Rio

**Prof. Paulo Cesar Philippi**

Departamento de Engenharia Mecânica — UFSC

**Dr. Antonio Luis Serra de Souza**

Petrobras

**Prof. Márcio Arab Murad**

Departamento de Matemática Aplicada — LNCC/MCT

**Prof. José Eugenio Leal**

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico — PUC-Rio

Rio de Janeiro, 21 de Agosto de 2009

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Mao Ilich Romero Velásquez**

Graduou-se em Engenharia Naval na *Universidad Nacional de Ingenieria* - UNI (Lima, Perú) em 2003. Concluiu o Mestrado na PUC-Rio (Rio de Janeiro, Brasil) em 2005 na área de Termociências estudando numericamente a Avaliação do Mecanismo de Difusão Molecular para a Modelagem da Deposição de Parafina em Dutos de Petróleo.

#### Ficha Catalográfica

Romero, M. I.

Escoamento de Emulsões em Meios Porosos: Experimentos e Modelo de Rede de Capilares. / Mao Ilich Romero Velásquez; orientador: Márcio da Silveira Carvalho; co-orientador: Vladimir Alvarado. — Rio de Janeiro : PUC-Rio, Departamento de Engenharia Mecânica, 2009.

v., 138 f: il. (color) ; 30 cm

Tese (doutorado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica.

Inclui referências bibliográficas.

1. Engenharia Mecânica – Tese. 2. Emulsões;. 3. Meios porosos;. 4. Modelo de rede;. 5. Recuperação de petróleo;. 6. Capilaridade. I. Carvalho, Márcio. II. Vladimir Alvarado. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

## Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Márcio Carvalho e ao meu co-orientador, Professor Vladimir Alvarado pelo apoio e confiança depositada.

Ao Professor Mohammad Piri pela oportunidade concedida de participar no seu grupo de estudos *Interfacial and Pore-Scale Transport in Porous Media*. Agradeço também aos amigos Arazalan, Belhrooz, Kosro, Yukary, Laerky, leo, Xiuyu, Nina, Rodolfo e especialmente à Srta. Arelys pela amizade durante minha permanência na universidade de Wyoming, Laramie, USA.

Aos professores do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio pelos ensinamentos ao longo destes quatro anos os que contribuíram na minha formação.

Agradeço também aos Professores membros da banca, pela participação, comentários e sugestões feitas ao trabalho apresentado.

Ao meu irmão Oldrich Joel Romero; ao meu pai, o Sr. Pedro Romero Salas; a minha mãe, a Sra. Bartola Velásquez Saldaña, irmãos e toda minha família em Lima-Perú, pelo incentivo, apreço e carinho sempre manifestados, minha eterna gratidão.

A todos os amigos conhecidos em diversas circunstâncias durante minha permanência no curso de doutorado, eles fizeram certamente do caminho percorrido muito mais ameno: Melissa, Juliana, Priscila, Epifanio, Frank, Presvitero, Danmer, Jorge Lafitte, Julio Sierra, Raul; em especial minha gratidão a Ana Paula pelo apoio e carinho.

Finalmente minha gratidão à CAPES e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

## Resumo

Romero, M. I.; Carvalho, Márcio; Vladimir Alvarado. **Escoamento de Emulsões em Meios Porosos: Experimentos e Modelo de Rede de Capilares.** Rio de Janeiro, 2009. 138p. Tese de Doutorado — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

**Objetivo:** Transporte de emulsões num meio poroso é relevante para diversas aplicações em sub-superfície. Muitos processos de recuperação melhorada de petróleo envolvem formação de emulsões. A modelagem do fluxo de emulsões num meio poroso é extremamente desafiante. As descrições disponíveis baseadas na viscosidade efetiva não são validas quando o tamanho das gotas é da mesma ordem de magnitude que o tamanho dos corpos de poros num meio poroso. Neste caso, intercepção e captura de gotas podem bloquear parcialmente a passagem dos poros e um modelo apropriado deve ser capaz de descrever estas mudanças locais de mobilidade. O modelo desenvolvido neste trabalho é baseado na relação vazão e queda de pressão do escoamento de emulsões através de capilares com constricção. Um modelo de redes de capilares é construído com objetivo de obter parâmetros macroscópicos a partir do comportamento microscópico. Os resultados mostram a variação da permeabilidade com o número de capilaridade e propriedades da emulsão. Para baixas vazões, ou baixos números de capilaridade, as gotas maiores bloqueiam parcialmente os poros pequenos, resultando em uma redução da permeabilidade. Para altas vazões, o gradiente de pressão em cada capilar é alto o suficiente para forçar as gotas fluir através da constricção. Conseqüentemente, a permeabilidade aumenta com o número de capilaridade. Um programa, escrito na linguagem Fortran, é desenvolvido neste trabalho para simular o escoamento monofásico e bifásico de emulsões através de um meio poroso utilizando o modelo de rede de capilares. Na modelagem monofásica, os resultados apresentam uma boa concordância com as medidas experimentais feitas em mostras de arenito. Na modelagem bifásica, a comparação dos resultados entre a injeção da fase continua da emulsão e a injeção de emulsões (fase continua mais gotas) sobre uma rede inicialmente saturada com óleo mostra um aumento no fator de recuperação de óleo e uma frente de deslocamento mais uniforme no caso de injeção de emulsão.

## Palavras-chave

Emulsões; Meios porosos; Modelo de rede; Recuperação de petróleo; Capilaridade

## Abstract

Romero, M. I.; Carvalho, Márcio; Vladimir Alvarado. **Flow of Emulsions in Porous Media: Experiments and Capillary Network Model.** Rio de Janeiro, 2009. 138p. DSc. Thesis — Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

**Objective:** Transport of emulsions in porous media is relevant to several subsurface applications. Many enhanced oil recovery processes involve emulsion formation and their flow in some form. Modeling the flow of emulsion in porous media is extremely challenging. The available descriptions based on effective viscosity are not valid when the drop size is of the same order of magnitude as the pore-throat size. In this case, drop straining and capturing may partially block the pore passage and an accurate model should be able to describe this local changes on mobility. The model developed in this work is based on the flow rate-pressure drop relationship of emulsion flow through constricted capillaries. A capillary network model is constructed in order to obtain macroscopic parameters from upscaling of the microscopic behavior. The results show how the permeability changes with Darcy velocity and emulsion properties. At low flow rates, the large drops partially block the smallest pores, leading to a low permeability. At high flow rates, the pressure gradient in each capillary is strong enough to force the drops to flow through the constrictions. Consequently, the permeability rises with capillary number. A program, written in Fortran language, based on network model is developed in this work to simulate the single phase and two phase flow of emulsion through a porous medium. In the single phase model, the results show good agreement with experimental measurements on samples of sandstone. In the two phase model, the comparison of results between the injection of the continuous phase of emulsion and the injection of emulsions (with drops) on a network initially saturated with oil shows an increase in the oil recovery factor and a more uniform displacement front in the case of emulsion injection.

## Keywords

Emulsion; Porous media; Network modeling; Oil recovery; Capillary

# Sumário

Sumário das notações	15
1 Introdução	17
1.1 Motivação	17
1.2 Processos de recuperação de Petróleo	19
1.2.1 Processo de recuperação primária	19
1.2.2 Processo de recuperação Secundaria	20
1.2.3 Processo de recuperação avançada de óleo	21
1.3 Emulsões	23
1.3.1 Reologia da emulsão	23
1.3.2 Estabilidade de emulsões óleo em água	25
1.4 Revisão bibliográfica	26
1.4.1 Escoamento de emulsões em meios porosos	26
1.4.2 Escoamento de emulsões em capilares	30
1.4.3 Modelos de redes de capilares	30
1.5 Objetivos	32
1.6 Roteiro da tese	33
2 Abordagem experimental	34
2.1 Preparação e caracterização das emulsões	34
2.1.1 Formulação	35
2.1.2 Técnica de emulsificação	35
2.1.3 Preparação das emulsões	35
2.1.4 Distribuição de tamanho de gota das emulsões	36
2.1.5 Reologia das emulsões	36
2.2 Descrição da bancada experimental	37
2.2.1 Corpo de teste	39
2.3 Procedimento experimental	41
2.3.1 Estágio inicial	41
2.3.2 Pressurização da câmara secundária	42
2.3.3 Injeção de água	42
2.3.4 Injeção de emulsões	44
2.4 Discussão de resultados experimentais	47
2.4.1 Injeção da emulsão <i>Small-Drop</i> em amostras com diferentes permeabilidades	48
2.4.2 Injeção de emulsão em amostra inicialmente saturada com emulsão	49
2.5 Resumo	50
3 Modelo de rede de capilares	52
3.1 Descrição do espaço poroso	52
3.1.1 Geração da rede de capilares	54
3.1.2 Seções transversais dos elementos	56
3.2 Escoamento de fluidos num capilar	60
3.2.1 Condutância do escoamento monofásico através de um capilar	61

3.2.2	Condutância do escoamento bifásico através de um capilar	61
3.3	Modelagem do escoamento monofásico Newtoniano num meio poroso	62
3.3.1	Procedimento de cálculo	62
3.3.2	Comparação de resultados	64
3.4	Modelagem do escoamento monofásico não-Newtoniano num meio poroso	65
3.4.1	Breve descrição do experimento de Cannella <i>et al.</i>	65
3.4.2	Modelo reológico do fluido	65
3.4.3	Geração de um modelo rede de capilares	66
3.4.4	Procedimento de cálculo	66
3.4.5	Comparação dos resultados numéricos com dados experimentais	67
3.5	Modelo quasi-estático de um escoamento bifásico em um meio poroso	68
3.5.1	Pressão capilar e diferença de pressão através de uma interface	69
3.5.2	Injeção de óleo (drenagem)	71
3.5.3	Injeção de água (embebição)	75
3.5.4	Validação do modelo de redes no escoamento bifásico	77
3.6	Resumo	80
4	Formulação Matemática do escoamento de Emulsões	<b>82</b>
4.1	Modelagem do escoamento de emulsões através de um meio poroso	82
4.1.1	Comportamento reológico da emulsão	82
4.1.2	Modelo de retardamento do escoamento	83
4.1.3	Mecanismo de captura de gotas	83
4.2	Fluxo de emulsões através de um capilar com constrição	84
4.2.1	Breve descrição do experimento realizado por Cobos [3, 35]	85
4.2.2	Breve descrição do experimento realizado por Montalvo [11]	87
4.3	Formulação matemática do escoamento de emulsões em capilares	89
4.3.1	Fator de bloqueio	89
4.3.2	Fator $f_C$ , obtido dos experimentos de Cobos [3, 35]	90
4.3.3	Fator $f_M$ , obtido dos experimentos de Montalvo [11]	92
4.4	Simulação numérica do escoamento de emulsões através de um meio poroso	94
4.4.1	Procedimento de cálculo	94
4.4.2	Influência do fator de bloqueio	94
4.5	Comparação de dados experimentais com dados numéricos	97
4.5.1	Emulsões diferentes injetadas na mesma rede Berea-M	98
4.5.2	Emulsão <i>Small-Drop</i> injetada em amostras diferentes	99
4.5.3	Discussões	99
4.6	Resumo	100
5	Modelagem dinâmica de embebição através de um meio poroso	<b>101</b>
5.0.1	Escoamento através das finas camadas superficiais no meio poroso	101
5.0.2	Deslocamento pistão	102
5.1	Princípios do modelo dinâmico	102
5.1.1	Hipóteses	103
5.2	Escoamento bifásicos através de um capilar	103
5.2.1	Resistência hidráulica dos fluidos num elemento	104
5.2.2	Configurações e resistências equivalentes dos fluidos entre poros	105
5.3	Modelagem da injeção de emulsões num meio poroso (Embebição)	108



5.3.1	Processo de invasão do fluido injetado	110
5.3.2	Seleção do passo de tempo	110
5.3.3	Atualização dos volumes dos fluidos	111
5.3.4	Procedimento de cálculo	112
5.4	Resultados numéricos	114
5.4.1	Influência do tamanho de gota no fator de recuperação	114
5.4.2	Influência do número de capilaridade no fator de recuperação	117
5.4.3	Curva de permeabilidade relativa	117
5.5	Resumo	119
6	Conclusões e sugestões	<b>122</b>
6.1	Conclusões	122
6.2	Sugestões	123
	Referências Bibliográficas	<b>125</b>
A	Apêndice A	<b>131</b>
A.1	Modelo de Rede na Escala de Poros	131
A.2	Pre-processador	131
A.2.1	Dados dos capilares	131
A.2.2	Dados dos poros	132
A.2.3	Arquivo gerado no pre-processador	133
A.3	Solver	135
A.3.1	Fenômenos simulados	135
A.4	Pós-processamento	138

## Lista de figuras

1.1	Resultados experimentais da injeção alternada de água e emulsão óleo-em-água numa rocha porosa, obtido por Núñez [5].	19
1.2	Processos de recuperação de petróleo (Satter e Thakur [9]).	22
1.3	Emulsão óleo em água (Montalvo [11]).	24
1.4	Representação esquemática da formação de micelas de surfactante ao redor de uma gota de óleo.	25
1.5	Dependência das propriedades do surfactante Lauril Sulfato de Sódio respeito à Concentração Micelar Crítica (CMC) (Becher [10]).	26
1.6	Representação de uma rocha por um modelo de rede tridimensional de capilares (Oren e Bakke[34]).	32
2.1	Distribuição de tamanho de gotas de emulsões óleo-em-água.	36
2.2	Representação esquemática da bancada experimental.	39
2.3	Vista da seção de teste e da sua montagem interna.	39
2.4	Representação de uma matriz rochosa e espaço poroso.	40
2.5	Testemunho ou amostra da rocha porosa.	41
2.6	Registro da pressão em função da vazão de injeção de água	42
2.7	Registro da pressão em função do volume poroso para diferentes vazões de injeção de água.	43
2.8	Registro da pressão em função da vazão de injeção de emulsão.	45
2.9	Registro da pressão em função do volume poroso para diferentes vazões de injeção de emulsão.	46
2.10	Registro da pressão em função da vazão de injeção de emulsão	47
2.11	Fator de redução causado pela injeção da emulsão <i>Small-Drop</i> em duas amostras de rocha como uma função do número de capilaridade.	48
2.12	Fator de redução causa pela injeção de emulsões aparentemente diferentes na mesma amostra de rocha como uma função do número de capilaridade.	50
2.13	Distribuição do tamanho de gotas da emulsão produzida quando a emulsão <i>Small-Drop</i> é injetada na Amostra M inicialmente saturada com a mesma emulsão.	51
3.1	Representação do espaço poroso mediante poros interconectados por capilares.	52
3.2	Representação do espaço poroso de um arenito Berea [33, 34, 39].	53
3.3	Elementos de seção transversal triangular, circular ou retangular.	54
3.4	Rede Berea obtida por [41] e no presente trabalho.	55
3.5	Distribuição do tamanho de poros e capilares da rede Berea.	56
3.6	Ângulo de contato $\theta$ e balanço de forças.	58
3.7	Molhabilidade de rochas sedimentares.	59
3.8	Elemento com seção transversal triangular irregular.	60
3.9	Representação geométrica da condutância do poro $i, j$ e do capilar, usados para definir a resistência hidráulica entre poros.	60
3.10	Conectividade e posição de um poro na rede Berea.	63

3.11 Fluxograma usado na modelagem do escoamento de um fluido não-Newtoniano através de um meio poroso.	67
3.12 Comparação entre a simulação na escala de poros (linha) e os experimentos de Cannella <i>et al.</i> [50] sobre um arenito Berea (Círculos).	68
3.13 Deslocamento de um fluido por outro num capilar	69
3.14 Capilar com diâmetro variável	70
3.15 a) Óleo deslocando água num duto de seção triangular molhado por água, b) Vista frontal de um vértice.	71
3.16 Instantes no processo de invasão de óleo (drenagem) no modelo de redes de capilares.	74
3.17 Processo de quebra de gota por água (embebição).	76
3.18 Comparação entre as permeabilidades relativas preditas (linhas) e dados experimentais de Oak [58] (Círculos), para drenagem	79
3.19 Comparação entre as permeabilidades relativas preditas (linhas) e dados experimentais de Oak [58] (círculos) para embebição.	80
3.20 Curvas de pressão capilar para processos de embebição e drenagem	81
4.1 Mecanismo de captura de gotas proposto por Soo & Radke [21].	84
4.2 Fotografia da injeção de emulsão óleo-em-água através de um capilar com constricção utilizado por Cobos [3, 35] e Montalvo [11].	84
4.3 Variação da pressão com o tempo para diferentes vazões, Cobos [35].	85
4.4 Fator de escala usado sobre a definição da mobilidade capilar para fluxos de emulsões, Cobos [3].	86
4.5 Diferença de pressão em função da vazão da emulsão, [11].	87
4.6 Permeabilidade em função do número de capilaridade,[11].	88
4.7 Fluxo de uma gota através de capilares de maior diâmetro.	90
4.8 Fluxo de uma gota através de capilares de menor diâmetro.	91
4.9 Curvas de $f_C$ em função de $N_{Ca}$ para diferentes $r_e/r_c$ .	92
4.10 Curvas de $f_C$ em função de $r_e/r_c$ para diferentes $N_{Ca}$ .	92
4.11 Curvas de $f_M$ em função de $r_e/r_c$ .	93
4.12 Fluxograma usado na modelagem do escoamento da emulsão através de um meio poroso.	95
4.13 Influência dos fatores $f_C$ , $f_M$ e $f_{bq}$ na permeabilidade da rede Berea-M representado pelo fator de redução.	96
4.14 Influência do tamanho de gota sobre o fator de redução $f_{rk}$ considerando o fator de bloqueio $f_{bq}=f_C$ .	97
4.15 Influência do tamanho de gota sobre o fator de redução $f_{rk}$ considerando o fator de bloqueio $f_{bq} = f_M$ .	97
4.16 Comparação das simulações (linhas) e dos experimentos (pontos) da injeção de emulsões aparentemente diferentes num mesmo meio poroso.	98
4.17 Comparação das simulações (linhas) e dos experimentos (pontos) quando injetada a mesma emulsão em meios porosos diferentes.	100
5.1 Representação de dois poros conectado por um capilar.	103
5.2 Seção transversal triangular, retangular e circular.	104
5.3 Configuração de um elemento na condição inicial.	106
5.4 Configuração de um elemento invadido por emulsão.	107

5.5	Configuração de um elemento com interface móvel.	108
5.6	Configuração de um elemento com óleo retido.	108
5.7	Processo de invasão dinâmica em embebição.	111
5.8	Movimento da interface água-óleo.	112
5.9	Fluxograma da modelagem do escoamento de emulsões através de um meio poroso.	113
5.10	Influência do tamanho de gota da emulsão no fator de recuperação de óleo e na pressão de injeção em função do volume injetado através da rede Berea-M.	115
5.11	Comparação do processo de invasão entre a injeção da fase contínua e a emulsão com $r_e = 10\mu m$	116
5.12	Influência da vazão no fator de recuperação de óleo e na pressão de injeção em função do volume injetado através da rede Berea-M para uma emulsão com $r_e = 2\mu m$ .	118
5.13	Influência da vazão no fator de recuperação de óleo e na pressão de injeção em função do volume injetado através da rede Berea-M para uma emulsão com $r_e = 10\mu m$ .	119
5.14	Curvas de permeabilidade relativa para diferentes fluidos injetados através da rede Berea-M à mesma vazão.	120
A.1	Interface usada para assinar um nome à simulação.	135
A.2	Interface usada para assinar um nome à simulação.	136
A.3	Interface usada para escolher a simulação a ser executada.	136
A.4	Interface usada para escolher o tipo de rede de capilares.	137
A.5	Interface usada para escolher o processo de deslocamento dos fluidos.	137
A.6	Interface usada para escolher o modelo de invasão de fluidos para um processo de embebição.	138

## Lista de tabelas

2.1	Dimensões e propriedades das duas amostras utilizadas como corpos de teste.	41
3.1	Parâmetros de entrada para o modelo de rede.	55
3.2	Estatística da rede lida pelo programa desenvolvida neste trabalho.	56
3.3	Comparação e propriedades das novas rochas geradas	64
3.4	Parâmetros usados no modelo de Carreau [51] para soluções Xanthan	65
A.1	Informação dos parâmetros geométricos dos poros.	134
A.2	Informação dos parâmetros geométricos dos capilares.	134

*Que hay quien intente reinar viendo que ha de despertar en el sueño de la muerte? Sueña el rico en su riqueza, que mas cuidados le ofrece; sueña el pobre que padece su miseria y su pobreza; sueña el que a medrar empieza, sueña el que afana y pretende, sueña el que agravia e ofende, y en el mundo, en conclusión, todos sueñan lo que son, aunque ninguno lo entiende.*

*Que es la vida? Un frenesí. Que es la vida? Una ilusión, una sombra, una ficción, y el mayor bien es pequeño; que toda la vida es sueño, y los sueños, sueños son.*

**Pedro Calderón de la Barca, *La vida es sueño.***

## Sumário das notações

### Símbolos Romanos

$CMC$	concentração molar crítica (mol/l)
$Q$	vazão ( $m^3/s$ )
$r$	raio de curvatura (m)
$K$	permeabilidade absoluta (D)
$V_p$	volume poroso ( $m^3$ )
$m_d$	diferença de massa (kg)
$P_e$	pressão na entrada (Pa)
$P_s$	pressão na saída (Pa)
$L$	comprimento (m)
$A_t$	área transversal ( $m^2$ )
$Q_N$	vazão de um fluido Newtoniano ( $m^3/s$ )
$Q_T$	vazão de um fluido não Newtoniano ( $m^3/s$ )
$N_{Ca}$	número de capilaridade
$U$	velocidade de Darcy (m/s)
$f_{rk}$	fator de redução
$G$	fator de forma
$P$	perímetro (m)
$R$	raio inscrito (m)
$A_c$	área transversal num vértice ( $m^2$ )
$P_c$	pressão capilar (Pa)
$g$	condutividade ( $m^4/Pa.s$ )
$n$	número de poros na rede
$m$	número de poros vizinhos a um poro
$R_{equ}$	raio equivalente (m)
$Tol$	tolerância
$P_o$	pressão no óleo (Pa)
$P_w$	pressão na água (Pa)
$P_{ce}$	pressão capilar de entrada (Pa)
$A_{ef}$	área efetiva ( $m^2$ )
$R_p$	raio inscrito no poro (m)
$V$	volume ( $m^3$ )
$k_r$	permeabilidade relativa
$S_w$	saturação de água

$r_c$	raio do capilar (m)
$r_e$	raio da emulsão (m)
$N_{Cac}$	número de capilaridade crítico
$f_{bq}$	fator de bloqueio
$f_{inv}$	fator de invasão
$f_C$	fator de correção Cobos
$f_M$	fator de correção Montalvo

### Símbolos Gregos

$\dot{\gamma}$	taxa de cisalhamento ( $s^{-1}$ )
$\phi$	porosidade
$\rho_m$	massa específica ( $kg/m^3$ )
$\mu$	viscosidade (Pa.s)
$\mu_{app}$	viscosidade aparente (Pa.s)
$\mu_N$	viscosidade de um fluido Newtoniano (Pa.s)
$\mu_{fc}$	viscosidade da fase contínua de uma emulsão (Pa.s)
$\sigma_i$	tensão interfacial (N/m)
$\beta$	ângulo meio de um vértice
$\theta$	ângulo de contato fluido/superfície
$\xi$	constante adimensional

### Sub-índice

$cp$	corpo de prova
$emu$	emulsão
$c$	capilar
$p$	poro
$min$	mínimo
$max$	máximo
$o, w, s$	óleo, água, sólido
$exp$	experimental
$ber$	Berea
$crit$	crítico
$eff$	efetivo
$wc$	água no vértice