



Bernardo Soares Engelke

**Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa
no Escoamento de Emulsões e Óleo**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial
para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-
Rio.

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

Rio de Janeiro

Junho de 2012



Bernardo Soares Engelke

Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa no Escoamento de Emulsões e Óleo

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Marcio da Silveira Carvalho

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica PUC-Rio

Prof. Vladimir Alvarado

Co-orientador

Department of Chemical and Petroleum Engineering – University of Wyoming

Dr. Geraldo Afonso Spinelli Martins Ribeiro

PETROBRAS S.A

Dr. Marcelo Frydman

Schlumberger

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico — PUC-Rio

Rio de Janeiro, 18 de junho de 2012

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

Bernardo Soares Engelke

Bacharel em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), em 2010.
Bacharel em Engenharia de Petróleo pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), em 2010.

Ficha Catalográfica

Engelke, Bernardo Soares

Determinação das curvas de permeabilidade relativa no escoamento de emulsões e óleo / Bernardo Soares Engelke ; orientador: Márcio da Silveira Carvalho ; co-orientador: Vladimir Alvarado. – 2012.

118 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2012.

Inclui bibliografia

1. Engenharia mecânica – Teses. 2. Emulsão. 3. Controle de mobilidade. 4. Recuperação avançada de petróleo. 5. Eficiência de varrido. 6. Eficiência de deslocamento. I. Carvalho, Márcio da Silveira. II. Alvarado, Vladimir. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Agradecimentos

A Deus por tudo;

À Martha pelo seu incentivo e apoio em todas as minhas decisões e por ter estado ao meu lado em todos os momentos durante uma fase importante da minha vida, sempre confiando em mim;

À minha família por ter me apoiado durante esta etapa, em especial ao meu pai, Eduardo, e minha mãe, Regina;

Ao professor Márcio da Silveira Carvalho pela sua confiança e orientação nos últimos dois anos, sempre me ajudando e me estimulando para alcançar o objetivo deste trabalho. Além disso, ainda abriu novas portas para o meu futuro.

Ao professor Vladimir Alvarado pela sua orientação e apoio ao longo do trabalho e que também foi fundamental para a conquista do meu objetivo;

Ao professor Marcos Sebastião de Paula Gomes que me apoiou bastante desde o final da graduação até o início do mestrado;

Ao Geraldo Spinelli pelo apoio no começo do mestrado e por sua contribuição ao trabalho fazendo parte da banca examinadora;

Ao Marcelo Frydman que fez parte da banca examinadora e também contribui ao trabalho com importantes observações;

Ao Felicle e à Ranena que sempre me apoiaram e me estimularam nas inúmeras dificuldades em que enfrentei;

Aos amigos e colegas do grupo do professor Marcio que me ajudaram de inúmeras formas ao longo destes dois anos, em especial ao Victor Raúl pela grande ajuda em me mostrar o dispositivo experimental usado no trabalho;

À PUC-Rio pela bolsa de isenção do curso e ao CNPq pelo auxílio financeiro concedido durante o mestrado.

Resumo

Engelke, Bernardo Soares. Carvalho, Marcio da Silveira. **Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa no Escoamento de Emulsões e Óleo.** Rio de Janeiro, 2012. 118 p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Durante a vida de um campo de petróleo, diferentes métodos de recuperação podem ser usados para manter a pressão do reservatório e aumentar a eficiência de varrido. O método mais utilizado é o de injeção de água. Porém, a eficiência deste método é limitada devido à alta razão de mobilidade entre água e óleo, o que leva a formação de canais preferenciais de escoamento da água. Agentes de controle de mobilidade são usados para minimizar este efeito. Dentre eles, emulsões óleo-água apresentam benefícios em custo, compatibilidade e eficiência. Alguns estudos indicam uma melhor eficiência da fase aquosa com menor razão água-óleo nos poços produtores. A fase dispersa da emulsão é capaz de bloquear as gargantas dos poros e alterar o caminho do escoamento no meio poroso, melhorando não apenas a eficiência de varrido como também a de deslocamento. O objetivo deste trabalho é estudar a injeção de emulsão óleo-água e entender os mecanismos que envolvem seu uso como um agente de controle de mobilidade. O efeito micro e macroscópico da injeção de emulsão será avaliado experimentalmente através da medida das curvas de permeabilidade relativa de emulsão óleo-água e óleo em amostras de arenitos para diferentes concentrações da fase dispersa da emulsão, distribuição do tamanho de gota e número de capilaridade.

Palavras-chave

Emulsão; controle de mobilidade; recuperação avançada de petróleo; eficiência de varrido; eficiência de deslocamento.

Abstract

Engelke, Bernardo Soares. Carvalho, Marcio da Silveira (Advisor). **Determination of Relative Permeability Curves of Emulsions and Oil.** Rio de Janeiro, 2012. 118p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

During the life of an oilfield, different oil recovery methods may be used to maintain the reservoir pressure and increase sweep efficiency. The method most commonly used is water injection. The efficiency of the method is limited due to the high mobility ratio between water and oil, that leads to water fingering. Mobility control agents can be used to minimize this effect. Among them, oil-water emulsions (O-W) present several benefits in cost, compatibility and efficiency. Several studies indicate a better sweep efficiency of the water phase with lower water-oil ratio in the production wells. If properly designed, the dispersed phase of the emulsion may block the pore throats and change the flow path at the pore level, improving not only the sweep but also the displacing efficiency. The aim of this research is to study oil-water emulsion flooding and understand the mechanisms involving its use as a mobility control agent. The micro and macro effect of the emulsion injection is going to be evaluated experimentally by measuring the relative permeability curves of water-oil emulsions and oil in sandstone cores for different dispersed phase concentration, droplet size distribution and capillary number.

Keywords

Emulsions; mobility control; enhanced oil recovery; sweep efficiency; displacing efficiency.

Sumário

1	Introdução	17
1.1.	Escopo	21
2	Estado da Arte	22
2.1.	Conceitos Básicos	22
2.2.	Recuperação de Óleo	26
2.3.	Injeção de Água (Recuperação Secundária)	26
2.4.	Recuperação Avançada de Óleo (EOR – <i>Enhanced Oil Recovery</i>)	28
2.5.	Emulsão	29
2.6.	Injeção de Emulsão como EOR	31
2.7.	Objetivo	43
3	Experimento	44
3.1.	Descrição do Dispositivo Experimental	44
3.2.	Procedimento Experimental	49
3.3.	Amostra de Rocha	56
3.4.	Fase Aquosa - Solução Salina	58
3.5.	Injetando Emulsão	70
3.6.	Propriedades dos Fluidos	72
4	Resultados e Discussões	75
4.1.	Porosidade	75
4.2.	Permeabilidade Absoluta	76
4.3.	Permeabilidade Relativa – solução salina e óleo	78
4.4.	Permeabilidade Relativa – emulsão O-W e óleo	86
4.5.	Análise de Incerteza	105
5	Simulação	106
5.1.	Modelagem Numérica	106
5.2.	Resultados Numéricos	108

6 Comentários Finais	112
7 Referências Bibliográficas	117

Lista de figuras

Figura 1 Oferta de energia no mundo em 2007 (Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, 2010)	17
Figura 2 Crescimento da produção de energia primária no Brasil (Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, 2010).....	18
Figura 3 Evolução das reservas provadas de petróleo – 2001 - 2010 (ANP, 2011).....	19
Figura 4 Crescimento da produção de petróleo no Brasil nos últimos 11 anos (Fonte: ANP)	20
Figura 5 Exemplo de uma curva de permeabilidade relativa para um meio poroso saturado com água e óleo	24
Figura 6 Formação de <i>fingerings</i> para uma razão de viscosidade óleo-água de 80 (van Meurs & van der Poel, 1958).....	27
Figura 7 Diferentes tipos de emulsão (Kokal, 2005)	31
Figura 8 Esquema de uma gota de óleo escoando através de um poro com garganta (McAuliffe C. D., 1973).....	32
Figura 9 Esquema da injeção de emulsão como recuperação avançada	33
Figura 10 Redução da permeabilidade efetiva em função do volume de poros do fluido injetado para 1 μm e 12 μm (McAuliffe C. D., 1973)	34
Figura 11 Redução da permeabilidade adimensionalizada em função do tempo adimensionalizado variando o tamanho de gota (Hofman & Stein, 1991) ...	35
Figura 12 Volume de óleo deslocado em função do volume poroso do fluido injetado para água e emulsão adaptado de (McAuliffe C. D., 1973)	36
Figura 13 Produção de fluidos em uma zona de injeção de água (McAuliffe C. D., 1973) - adaptado	37
Figura 14 Produção de fluidos em uma zona com injeção de emulsão (McAuliffe C. D., 1973) - adaptado.....	37
Figura 15 Redução da permeabilidade adimensionalizada em função do tempo adimensionalizado variando a velocidade superficial (Hofman & Stein, 1991)	38
Figura 16 Volume de óleo deslocado adimensional pelo tempo adimensional para $Ca = 2 \times 10^{-5}$ (Guillen, Romero, Carvalho, & Alvarado, 2012)	40

Figura 17 Volume de óleo deslocado adimensional pelo tempo adimensional para $Ca = 2 \times 10^{-4}$ (Guillen, Romero, Carvalho, & Alvarado, 2012)	40
Figura 18 Esquema do capilar com garganta utilizado no experimento (Cobos, Carvalho, & Alvarado, 2009).....	41
Figura 19 Foto da deformação da gota escoando através de um tubo capilar com garganta (Cobos, Carvalho, & Alvarado, 2009).....	41
Figura 20 Gráfico qualitativo do fator redução de mobilidade pelo número de capilaridade. (Cobos, Carvalho, & Alvarado, 2009).....	42
Figura 21 Foto de dentro do forno em seu formato original, onde está localizado o <i>core holder</i> , além de três acumuladores tipo pistão	44
Figura 22 Visão geral do arranjo experimental, montado dentro do forno	46
Figura 23 Esquema simplificado do experimento	47
Figura 24 Foto do sistema de válvulas do equipamento.....	48
Figura 25 Foto da amostra sendo pesada pela balança OHAUS	49
Figura 26 Foto da bomba de vácuo.....	50
Figura 27 Amostra preparada para ser saturada.....	50
Figura 28 Amostra sendo saturada dentro do recipiente	51
Figura 29 Amostra em dois momentos: a) cerca de cinco minutos após ligar a bomba de vácuo e b) cerca de 16 horas após ligar a bomba de vácuo ...	52
Figura 30 Amostra pesada após ter sido saturada com a solução salina	52
Figura 31 Esquema indicando como calcular a permeabilidade.....	53
Figura 32 Coletor de frações: usado para distribuir a produção dos fluidos em pequenos tubos.....	54
Figura 33 Esquema do procedimento para medir a curva de permeabilidade relativa	55
Figura 34 Foto da centrífuga	56
Figura 35 Amostra de Bentheimer medida com um paquímetro.....	57
Figura 36 Resultado da injeção de água destilada. O aumento contínuo de pressão indica o inchamento da argila presente na Berea	59
Figura 37 Saturação de óleo residual/gradiente de pressão X % NaCl em uma amostra sintética (Bernard, 1967)	61
Figura 38 Emulsão sendo criada com o Ultra-Turrax T25	64
Figura 39 Foto do Mastersizer 2000 da Malvern	64
Figura 40 Distribuição do tamanho de gotas para a solução com o Ultrol L80 ..	65
Figura 41 Distribuição do tamanho de gotas para a solução com o SDS	65
Figura 42 Formação de micelas a partir da CMC (Maniasso, 2001).....	66

Figura 43 Método para determinação da CMC - gráfico de Tensão Superficial x Concentração (Santos <i>et al</i> , 2007).....	67
Figura 44 Amostra com surfactante no banho termostático para que a temperatura se mantenha estável a 20°C.....	68
Figura 45 Tensiômetro Lauda	68
Figura 46 Detalhes da medida da tensão superficial	69
Figura 47 Tensão Superficial X Concentração do Ultrol L80 a 20°C	70
Figura 48 Foto do cilindro de acrílico sobre o agitador magnético.....	71
Figura 49 Estabilidade da emulsão no cilindro de acrílico a T=44°C	72
Figura 50 Comportamento da viscosidade do óleo em função da temperatura .	73
Figura 51 Comportamento da viscosidade da solução salina em função da temperatura	73
Figura 52 Comportamento praticamente linear da pressão com a vazão para amostra 1.....	77
Figura 53 Comportamento da pressão x vazão para a amostra 2	78
Figura 54 Comportamento da pressão em função do óleo injetado (em VP).....	79
Figura 55 Comportamento da pressão em função do volume total injetado	81
Figura 56 Recipiente com produção de óleo e solução salina para cada ponto	81
Figura 57 Permeabilidade relativa da solução salina e óleo para a amostra 1 ..	82
Figura 58 Comportamento da pressão em função do volume total injetado	84
Figura 59 Permeabilidade relativa da solução salina e óleo para a amostra 2 ..	85
Figura 60 Injeção de óleo na amostra 1	86
Figura 61 Distribuição do tamanho de gotas para a emulsão com 3% de óleo...	87
Figura 62 Comportamento da diferença de pressão na injeção de emulsão e óleo – caso base.....	89
Figura 63 Permeabilidade relativa de emulsão O-W (Co=3%; d[0,9]=37,8 µm) e óleo.....	89
Figura 64 Distribuição do tamanho de gotas da emulsão de 1,5% de óleo	91
Figura 65 Comportamento da diferença de pressão na injeção de emulsão e óleo – efeito de concentração	93
Figura 66 Permeabilidade relativa da emulsão O-W (Co=1,5%;d[0,9]=53,1µm) e óleo.....	93
Figura 67 Distribuição do tamanho de gota da emulsão O-W com Co = 3%	95
Figura 68 Comportamento da diferença de pressão na injeção de emulsão e óleo – efeito de tamanho de gota.....	96
Figura 69 Permeabilidade relativa da emulsão O-W (Co=3,0%;d[0,9]=31,3µm)	

e óleo.....	97
Figura 70 Distribuição do tamanho de gota da emulsão O-W com $Co=3\%$ - efeito do número de capilaridade 1	99
Figura 71 Comportamento do diferencial de pressão na injeção de emulsão e óleo – efeito do número de capilaridade	100
Figura 72 Permeabilidade relativa da emulsão O-W ($Co=3,0\%$ e $d[0,9]=43,7$ μm) e óleo	101
Figura 73 Distribuição do tamanho de gota da emulsão O-W ($Co=3\%$)-efeito número de capilaridade 2	102
Figura 74 Comportamento do diferencial de pressão na injeção de emulsão e óleo – efeito do número de capilaridade 2	103
Figura 75 Permeabilidade relativa da emulsão O-W ($Co = 3,0\%$ e $d[0,9] =$ $357,3 \mu\text{m}$) e óleo.....	104
Figura 76 Mapa de porosidade da malha usada na simulação.....	107
Figura 77 Fator de Recuperação de Óleo para os dois casos simulados	108
Figura 78 Comportamento da saturação de óleo ao longo do tempo Coluna a) injeção de emulsão; Coluna b) injeção de água	109
Figura 79 Razão Água-Óleo para os dois casos	110
Figura 80 BHP do injetor para os dois casos	111

Lista de tabelas

Tabela 1 Tabela com detalhes técnicos de cada componente.....	48
Tabela 2 Aumento do gradiente de pressão com a injeção de água destilada, indicando uma redução da permeabilidade absoluta da rocha (Bernard,1967) ..	60
Tabela 3 Tensão superficial da solução com diferentes concentrações de Ultral L80 a 20°C	69
Tabela 4 Viscosidade e densidade do óleo e da solução salina	72
Tabela 5 Viscosidade e razão de viscosidade dos fluidos na temperatura do experimento.....	74
Tabela 6 Densidade dos fluidos na temperatura do experimento	74
Tabela 7 Medidas de diâmetro e comprimento da amostra 1	75
Tabela 8 Medidas de diâmetro e comprimento da amostra 2	75
Tabela 9 Dados medidos usados para o cálculo da porosidade	76
Tabela 10 Volume poroso e porosidade das duas amostras	76
Tabela 11 Valores de vazão e diferencial de pressão usados para o cálculo da permeabilidade absoluta para a amostra 1.....	77
Tabela 12 Diferencial de pressão medido para cada vazão de óleo	79
Tabela 13 Pontos da curva de permeabilidade relativa da solução salina e óleo - amostra 1	80
Tabela 14 Saturações relevantes da injeção de solução salina na amostra 1	82
Tabela 15 Pontos da curva de permeabilidade relativa da solução salina e óleo - amostra 2.....	84
Tabela 16 Saturações relevantes da injeção de solução salina na amostra 2.....	85
Tabela 17 Pontos da curva de permeabilidade relativa da emulsão (3% óleo e $d[0.9] = 37,8 \mu\text{m}$) e óleo – amostra 1	88
Tabela 18 Saturações relevantes da injeção de emulsão	90
Tabela 19 Pontos da curva de permeabilidade relativa emulsão (1,5% óleo e $d[0.9] = 53,1 \mu\text{m}$) e óleo	92
Tabela 20 Pontos da curva de permeabilidade relativa emulsão (3% óleo e $d[0.9] = 231,3 \mu\text{m}$) e óleo	95
Tabela 21 Saturações relevantes da injeção de emulsão – efeito de tamanho de gota.....	97

Tabela 22 Índices em relação ao óleo recuperado para cada caso – $Ca = 6,1 \times 10^{-7}$	98
Tabela 23 Pontos da curva de permeabilidade relativa emulsão (3% óleo e $d[0.9] = 43,7 \mu\text{m}$) e óleo	100
Tabela 24 Saturações relevantes da injeção de emulsão – efeito Número de Capilaridade (diâmetro de gota pequeno)	102
Tabela 25 Pontos da curva de permeabilidade relativa emulsão (3% óleo e $d[0.9] = 357,3 \mu\text{m}$) e óleo	103
Tabela 26 Saturações relevantes da injeção de emulsão – efeito Número de capilaridade (diâmetro de gota grande)	104
Tabela 27 Propriedades do reservatório	107
Tabela 28 Tabela-resumo com alguns resultados	113

Nomenclatura

Letras Latinas

A :	área [L ²];
d :	diâmetro das gotas [L];
$d_{[0,9]}$:	diâmetro maior que 90% das gotas da emulsão [L];
Ca :	Número de capilaridade [1];
f :	fator de redução de mobilidade [1];
L :	comprimento [L];
k :	permeabilidade [L ⁻²];
k_{abs} :	permeabilidade absoluta [L ⁻²];
k_{ef} :	permeabilidade efetiva [L ⁻²];
k_{efw} :	permeabilidade efetiva da fase deslocante (solução salina ou emulsão) [L ⁻²];
k_{efo} :	permeabilidade efetiva da fase deslocada (óleo) [L ⁻²];
k_{rel} :	permeabilidade relativa [1];
K_c :	mobilidade da fase contínua [L ⁻²];
M :	razão de mobilidade [1];
p :	pressão [ML ⁻¹ T ⁻²];
p_c :	pressão capilar [ML ⁻¹ T ⁻²];
q :	vazão [L ³ T ⁻¹];
R :	raio da gota [L];
S_{or} :	satuação residual de óleo [1];
S_{wc} :	satuação conata de solução salina [1];,
\forall :	volume [L ³];
V :	velocidade [LT ⁻¹];
V_s :	velocidade superficial [LT ⁻¹];

Letras Gregas

δ :	incerteza da grandeza medida [1];
μ :	viscosidade dinâmica da emulsão [$L^{-1}MT^{-1}$];
μ_o :	viscosidade dinâmica do óleo [$L^{-1}MT^{-1}$];
μ_w :	viscosidade dinâmica do meio contínuo [$L^{-1}MT^{-1}$];
λ :	mobilidade [$L^{-1}MT$];
λ_w :	mobilidade da fase deslocante (solução salina ou emulsão) [$L^{-1}MT$];
λ_o :	mobilidade da fase deslocada (óleo) [$L^{-1}MT$];
σ_s :	tensão superficial [MT^{-2}];
σ_i :	tensão interfacial [MT^{-2}];

Siglas

CMC:	Concentração Micelar Crítica
BHP:	Pressão de fundo de poço (<i>Bottom-hole Pressure</i>)
EOR:	Recuperação Avançada de Óleo (<i>Enhanced Oil Recovery</i>)
O-W:	Emulsão de óleo em água
RAO:	Razão Água-Óleo
VP:	Volumes Porosos
W-O:	Emulsão de água em óleo
W-O-W:	Emulsão de água em emulsões de óleo em água