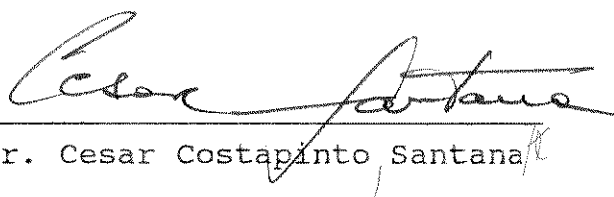


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA
ÁREA DE CONCENTRAÇÃO:
DESENVOLVIMENTO DE PROCESSOS EM SISTEMAS PARTICULADOS

DESLOCAMENTO DE FLUIDOS IMISCÍVEIS EM MEIOS POROSOS
COM UTILIZAÇÃO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

Autora: Damaris Kirsch Pinheiro

Este exemplar corresponde à redação final da Tese de Mestrado defendida pela Eng^a Damaris Kirsch Pinheiro, aprovada pela Comissão Julgadora em 12/06/92.


Prof. Dr. Cesar Costapinto, Santana

12 de junho de 1992
Campinas - SP - Brasil

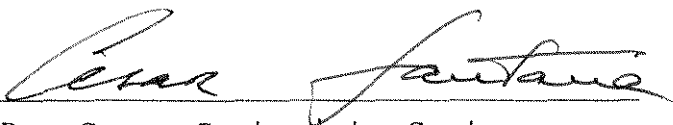
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA
ÁREA DE CONCENTRAÇÃO:
DESENVOLVIMENTO DE PROCESSOS EM SISTEMAS PARTICULADOS

DESLOCAMENTO DE FLUIDOS IMISCÍVEIS EM MEIOS POROSOS
COM UTILIZAÇÃO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

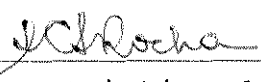
Autora: Damaris Kirsch Pinheiro

Tese submetida à Comissão de Pós - Graduação
da Faculdade de Engenharia Química - UNICAMP
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do Grau de Mestre em Engenharia
Química.

Aprovada por:



Prof. Dr. Cesar Costapinto Santana
(Orientador)



Prof^a Dr^a Sandra Cristina dos Santos Rocha



Prof. Dr. Kelsen Valente Serra

Campinas - SP - Brasil
12 de Junho de 1992

20.9217476

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Cesar Costapinto Santana pela orientação tranqüila e segura.

Ao Prof. Euclides Bonet pelas excelentes sugestões no decorrer do trabalho.

Aos funcionários do laboratório do Departamento de Engenharia de Petróleo, na pessoa de Luiz Benedicto Pompeu Neto, pela paciência e inestimável ajuda na montagem do equipamento e nos testes experimentais.

Aos professores, funcionários e colegas do Departamento de Termofluidodinâmica pela amizade e incentivo ao longo deste trabalho.

Ao Carlos Eduardo pela contribuição no desenvolvimento do programa computacional.

A Andréia e Rogério pelo auxílio durante o trabalho experimental.

Ao meu irmão Ramiro pelo carinhoso apoio em todos os momentos do desenvolvimento deste trabalho.

Ao Conselho Nacional de Pesquisas e Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq - pela concessão da bolsa de estudos.

A meus pais, que me ensinaram o inestimável valor da educação e do trabalho e que estão sempre presentes nos momentos decisivos de minha vida, dedico esta Tese, com todo meu amor.

SUMÁRIO

<i>Assunto</i>	<i>Página</i>
LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE TABELAS	vi
NOMENCLATURA	vii
RESUMO	xi
ABSTRACT	xii
1. INTRODUÇÃO	01
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	03
2.1. MEIO POROSO	03
2.2. FLUIDOS NÃO-NEWTONIANOS	05
2.2.1. Fluidos Não-Newtonianos com Comportamento Reológico Dependente do Tempo	06
2.2.2. Fluidos Não-Newtonianos com Comportamento Viscoelástico	07
2.2.3. Fluidos Não-Newtonianos com Comportamento Reológico Independente do Tempo	07
2.2.3.1. Modelo de Ostwald-de Waele	07
2.2.3.2. Modelo de Bingham	08
2.2.3.3. Modelo de Herschel-Bulkley	08
2.2.4. Medidas Reológicas	10
2.2.4.1. Reômetro Rotatório de Cilindros Concêntricos ..	10
2.3. ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS	13
2.3.1. Lei de Darcy	13
2.3.2. escoamento de Fluidos Não-Newtonianos em Meios Porosos	13
2.3.3. Moléculas Poliméricas em Solução	15
2.3.4. Retenção Polimérica em Meios Porosos	17
2.4. DESLOCAMENTO IMISCÍVEL EM MEIOS POROSOS	20
3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	25
3.1. MODELO DE BUCKLEY-LEVERETT	25

Assunto

Página

3.2. DETERMINAÇÃO DA EQUAÇÃO DO FLUXO FRACIONÁRIO	28
3.3. DETERMINAÇÃO DA FUNÇÃO VISCOSIDADE APARENTE PARA FLUIDOS QUE SEGUEM O MODELO DE OSTWALD-DE WAELE	31
3.4. DETERMINAÇÃO DA FUNÇÃO VISCOSIDADE APARENTE PARA FLUIDOS QUE SEGUEM O MODELO DE HERSCHEL-BULKLEY	33
4. MATERIAIS E MÉTODOS	36
4.1. FLUIDOS UTILIZADOS NOS TESTES EXPERIMENTAIS	36
4.2. PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS	36
4.3. CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS	37
4.4. MEIOS POROSOS UTILIZADOS NOS TESTES EXPERIMENTAIS	37
4.5. CARACTERIZAÇÃO DOS MEIOS POROSOS	39
4.6. PREPARAÇÃO DOS MEIOS POROSOS	39
4.7. INSTALAÇÃO EXPERIMENTAL	40
4.8. METODOLOGIA EXPERIMENTAL	42
4.9. METODOLOGIA DE CÁLCULO	42
5. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	49
5.1. CARACTERIZAÇÃO DOS MEIOS POROSOS	49
5.2. CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA DOS FLUIDOS	50
5.2.1. Caracterização Reológica do Nujol	50
5.2.2. Caracterização Reológica das Soluções Poliméricas.	52
5.3. DADOS DE DESLOCAMENTO EM MEIOS POROSOS	60
6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES	92
6.1. CONCLUSÕES	92
6.2. SUGESTÕES	93
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
ANEXO A	100
ANEXO B	103

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura</i>	<i>Página</i>
- Taxa de Deformação Versus Tensão de Cisalhamento para Fluidos Independentes do Tempo	9
- Esquema de um Reômetro Rotatório de Cilindros Concêntricos.	11
- Estrutura Molecular da Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada	16
- Estrutura Molecular do Biopolímero Xantana	16
- Curva Típica de Permeabilidades Relativas Água - Óleo	22
- Efeito da Molhabilidade na Permeabilidade Relativa	22
- Esquema do Reômetro Rotatório Haake	38
- Esquema da Aparentagem para Determinação de Permeabilidade Relativa Água - Óleo	41
- Curva Reológica do Nujol a 20°C	51
- Curva Reológica, Ajuste do Modelo Herschel-Bulkley para a Solução de Xantana 900 ppm a 28°C	54
- Comportamento da Viscosidade Aparente com a Taxa de Deformação para a Solução de Xantana 900 ppm a 28°C	55
- Curva Reológica, Ajuste do Modelo Ostwald-de Waele para a Solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm a 25°C	57
- Comportamento da Viscosidade Aparente com a Taxa de Deformação para a Solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm a 25°C	58
- Variação da Viscosidade Aparente das Soluções de Xantana Durante os Testes de Deslocamento	62
- Variação da Viscosidade Aparente das Soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada Durante os Testes de Deslocamento	63
- Recuperação de Óleo Obtida para a Amostra 22H	65
- Recuperação de Óleo Obtida para a Amostra 95	66

Figura

Página

- Recuperação de Óleo Obtida para a Amostra 08V	67
- Recuperação de Óleo Obtida para a Amostra 832	68
- Recuperação de Óleo Obtida para a Amostra 770	69
- Recuperação de Óleo Obtida para a Amostra 661	70
- Recuperação de Óleo Obtida para a Amostra 270	71
- Curva de Permeabilidade Relativa Água - Óleo para a Amostra 661 ($\mu_w = 1,295$ cp e $\mu_o = 156,9113$ cp)	75
- Curva de Permeabilidade Relativa Solução de Poliacrilamida 900 ppm - Óleo para a Amostra 770 ($\mu_o = 116,6235$ cp)	76
- Curva de Permeabilidade Relativa Solução de Poliacrilamida 1200 ppm - Óleo para a Amostra 661 ($\mu_o = 123,1292$ cp)	77
- Curva de Permeabilidade Relativa Solução de Poliacrilamida 1500 ppm - Óleo para a Amostra 270 ($\mu_o = 130,2986$ cp)	78
- Curva de Permeabilidade Relativa Solução de Xantana 600 ppm óleo para a Amostra 22H ($\mu_o = 123,1292$ cp)	79
- Curva de Permeabilidade Relativa Solução de Xantana 900 ppm óleo para a Amostra 95 ($\mu_o = 100,3084$ cp)	80
- Curva de Permeabilidade Relativa Solução de Xantana 1200 ppm - Óleo para a Amostra 08V ($\mu_o = 130,2986$ cp)	81
- Curva de Permeabilidade Relativa Solução de Xantana 1500 ppm - Óleo para a Amostra 832 ($\mu_o = 105,2786$ cp)	82
- Variação do Fluxo Fracionário com a Saturação de Fluido Deslocante, Comparação entre as Soluções de KCl e de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 1200 ppm para a Amostra 661	84
- Variação do Fluxo Fracionário com a Saturação de Fluido Deslocante, Comparação entre as Soluções de KCl e de Xantana 1200 ppm para a Amostra 08V	85
- Variação da Mobilidade Relativa com a Saturação de Fluido Deslocante na Amostra 661, Comparação entre as Soluções de KCl e Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 1200 ppm	88
- Variação da Mobilidade Relativa com a Saturação de Fluido Deslocante na Amostra 08V, Comparação entre as Soluções de	

*Figura**Página*

KCl e Xantana 1200 ppm	89
- Fator de Resistência da Solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 1200 ppm na Amostra 661	90
- Fator de Resistência da Solução de Xantana 1200 ppm na Amostra 08V	91

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela</i>	<i>Página</i>
- Sumário de Alguns Fatores que Influenciam nas Propriedades dos Polímeros	17
- Características dos Meios Porosos	49
- Experimentos Realizados	50
- Valores de Viscosidade Medidos para o Nujol	52
- Dados de Tensão de Cisalhamento e Taxa de Deformação Obtidos para a Solução de Xantana 900 ppm a 28°C Utilizando o Método de Yang e Krieger	53
- Ajuste dos Dados Reológicos Apresentados na Tabela 5 por Alguns Modelos para a Solução de Xantana 900 ppm a 28°C ...	53
- Dados de Tensão de Cisalhamento e Taxa de Deformação Obtidos para a Solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm a 25°C Utilizando o Método de Yang e Krieger	56
- Ajuste dos Dados Reológicos Apresentados na Tabela 7 por Alguns Modelos para a Solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm a 25°C	56
- Parâmetros Reológicos do Modelo Ostwald - de Waele para as Soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada	59
- Parâmetros Reológicos do Modelo Herschel - Bulkley para as Soluções de Xantana	59
- Dados Obtidos Experimentalmente no Deslocamento de Nujol por Solução de 1200 ppm de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada	61
- Ajustes Aplicados para o Cálculo das Curvas de Permeabilidades Relativas Água - Óleo	72
- Ajustes Aplicados para o Cálculo das Curvas de Permeabilidades Relativas Solução Polimérica - Óleo	73

NOMENCLATURA

- A - área da seção transversal do meio poroso, L^2
 c_y - fator geométrico, adimensional
 C - constante definida na equação 77, $L^{(n+1)/n}$
 C - constante definida na equação 90, adimensional
 C_1 - constante definida na equação 86, $L^{-1} M T^{(n-2)}$
 C_2 - constante de fluxo, $L^{-3} T$
 C_3 - constante definida na equação 84, $L^{(2n-1)} M^{-n} T^n$
 C_4 - constante definida na equação 85, $L^{2n} M^{-n} T^n$
 C_5 - constante definida na equação 88, $L^{-(n+1)}$
 C_6 - constante definida na equação 89, L^{-n}
 $f(\tau)$ - função taxa de deformação, T^{-1}
 f_1, f_2, f_3 - funções definidas na equação 13, adimensionais
 f_w - fluxo fracionário de água, adimensional
 f_o - fluxo fracionário de óleo, adimensional
 f_{nn} - fluxo fracionário de fluido não-newtoniano, adimensional
 Fr - fator de resistência, adimensional
 g - aceleração da gravidade, $L T^{-2}$
 h - altura do rotor, L
 h_w - orifício de água, L
 H - índice de consistência, $L^{-1} M T^{(n-2)}$
 I_r - injetividade relativa, adimensional
 k - permeabilidade do meio poroso, L^2
 k_w - permeabilidade efetiva à água, L^2
 k_o - permeabilidade efetiva ao óleo, L^2
 k_p - permeabilidade efetiva ao polímero, L^2
 k_{nn} - permeabilidade efetiva ao fluido não-newtoniano, L^2
 k_{rf} - permeabilidade relativa ao fluido, adimensional
 k_{rw} - permeabilidade relativa à água, adimensional
 k_{ro} - permeabilidade relativa ao óleo, adimensional
 k_{rnn} - permeabilidade relativa ao fluido não-newtoniano, adimensional

- K - condutividade hidráulica, $L T^{-1}$
 L - comprimento total do meio poroso, L
 L_e - comprimento efetivo das linhas de corrente nos espaços vazios do meio poroso, L
 M_{sat} - massa da amostra saturada, M
 M_{seca} - massa da amostra seca, M
 n - índice de comportamento, adimensional
 N - variável definida na equação 12, adimensional
 $N^{(1)}$, $N^{(2)}$ - derivadas de primeira e segunda ordem da função N , adimensionais
 O_i - volume acumulado de óleo medido na saída da amostra no intervalo i , L^3
 O_{mi} - volume total médio de óleo produzido, L^3
 p - pressão, $L^{-1} M T^{-2}$
 p_1 - pressão do fluido que "molha" a rocha porosa, $L^{-1} M T^{-2}$
 p_2 - pressão do fluido que não "molha" a rocha porosa, $L^{-1} M T^{-2}$
 p_w - pressão da água, $L^{-1} M T^{-2}$
 p_o - pressão do óleo, $L^{-1} M T^{-2}$
 P_c - pressão capilar, $L^{-1} M T^{-2}$
 q - vazão, $L^3 T^{-1}$
 q_w - vazão de água, $L^3 T^{-1}$
 q_o - vazão de óleo, $L^3 T^{-1}$
 q_t - vazão total, $L^3 T^{-1}$
 q_{nn} - vazão do fluido não-newtoniano, $L^3 T^{-1}$
 Q - vazão do orifício de gás, $L^3 T^{-1}$
 R_b - raio do rotor, L
 R_c - raio do copo, L
 R_f - razão de fluxo água - óleo, adimensional
 s - fator geométrico, adimensional
 S_w - saturação de água, adimensional
 S_o - saturação de óleo, adimensional
 S_{nn} - saturação do fluido não-newtoniano, adimensional
 S_{nn0} - saturação inicial do fluido não-newtoniano, adimensional
 S_{wi} - saturação de água irreduzível, adimensional
 S_{wis} - saturação de água na saída da amostra, adimensional

S_{wmi} - saturação média de água, adimensional
 S_{nnis} - saturação de fluido não-newtoniano na saída da amostra, adimensional
 S_{nnmi} - saturação média de fluido não-newtoniano, adimensional
 t - tempo, T
 t_i - tempo acumulado no intervalo i , T
 T - tortuosidade definida na equação 1, adimensional
 T - torque definido na equação 10, $L^2 M T^{-2}$
 $\vec{u}$ - velocidade superficial, $L T^{-1}$
 u_{wx} - velocidade superficial da água na direção x , $L T^{-1}$
 u_{ox} - velocidade superficial do óleo na direção x , $L T^{-1}$
 u_t - velocidade superficial total, $L T^{-1}$
 $\bar{v}$ - velocidade média da solução, $L T^{-1}$
 V_s - volume de sólidos no meio poroso, L^3
 V_t - volume total do meio poroso, L^3
 V_p - volume de poros do meio, L^3
 V_i - volume total acumulado no intervalo i , L^3
 V_{mi} - volume total médio, L^3
 V_{wi} - saturação de água na saída da amostra expressa em volume, L^3
 W_i - volume acumulado de água medido na saída da amostra no intervalo i , L^3
 x - direção do escoamento
 z - cota de altura

LETRAS GREGAS

α - ângulo da direção x com o plano horizontal
 $\vec{\alpha}_0$ - gradiente de início de escoamento, $L^{-2} M T^{-2}$
 β - parâmetro geométrico, adimensional
 ΔL - variação da altura do meio, L
 ΔO_i - incremento na produção de óleo, L^3
 ΔO_{mi} - incremento médio de fluxo de óleo, L^3
 Δp - diferencial de pressão através da amostra, $L^{-1} M T^{-2}$
 ΔS_i - incremento de saturação, adimensional

Δt_i - incremento de tempo no intervalo i , T
 ΔV_i - incremento médio total de fluxo, L^3
 ΔW_i - incremento na produção de água, L^3
 ε - porosidade do meio, adimensional
 $\dot{\gamma}$ - taxa de deformação, T^{-1}
 $\dot{\gamma}_1$ - função definida na equação 13, T^{-1}
 ψ - constante associada ao meio poroso, L^{-1}
 λ - mobilidade da solução, $L^3 M^{-1} T$
 λ_{rf} - mobilidade relativa do fluido, $L M^{-1} T$
 λ_w - mobilidade da água, $L^3 M^{-1} T$
 λ_p - mobilidade do polímero, $L^3 M^{-1} T$
 μ - viscosidade do fluido newtoniano, $L^{-1} M T^{-1}$
 μ_{app} - viscosidade aparente, $L^{-1} M T^{-1}$
 μ_p - viscosidade plástica, $L^{-1} M T^{-1}$
 μ_{eff} - viscosidade efetiva, $L^{-n} M T^{(n-2)}$
 μ_f - viscosidade do fluido, $L^{-1} M T^{-1}$
 μ_w - viscosidade da água, $L^{-1} M T^{-1}$
 μ_o - viscosidade do óleo, $L^{-1} M T^{-1}$
 θ_f - tempo de relaxação da molécula polimérica, T
 ρ_w - densidade da água, $L^{-3} M$
 ρ_o - densidade do óleo, $L^{-3} M$
 τ - tensão de cisalhamento, $L^{-1} M T^{-2}$
 τ_o - tensão residual, $L^{-1} M T^{-2}$
 τ_b - tensão de cisalhamento na parede do cilindro interno,
 $L^{-1} M T^{-2}$
 τ_c - tensão de cisalhamento na parede do cilindro externo,
 $L^{-1} M T^{-2}$
 ω - velocidade angular, T^{-1}

RESUMO

No presente trabalho foram realizados estudos experimentais sobre o fenômeno do deslocamento imiscível de um fluido newtoniano por soluções poliméricas, com comportamento reológico não-newtoniano.

Os testes de bancada foram desenvolvidos utilizando-se amostras de rochas petrolíferas de reservatórios nacionais, saturadas com óleo mineral, promovendo-se o deslocamento com soluções poliméricas de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada e Polissacarídeo Goma Xantana.

Os resultados de tais deslocamentos foram comparados com o deslocamento imiscível de um fluido newtoniano por outro fluido newtoniano, sendo aqui utilizada solução de cloreto de potássio.

Foram obtidas correlações que possibilitam o cálculo da permeabilidade efetiva à solução polimérica através das propriedades do meio poroso, dos parâmetros do modelo reológico que define o comportamento do fluido e dos dados obtidos no deslocamento.

A partir destas correlações foi desenvolvido um programa, baseado no Método de Welge, que possibilita o cálculo das curvas de permeabilidades relativas obtidas do deslocamento imiscível de um fluido newtoniano por um fluido não-newtoniano.

Este programa permite o cálculo para fluidos deslocantes que seguem os modelos reológicos: Newtoniano, Ostwald - de Waele, Bingham e Herschel - Bulkley.

ABSTRACT

The present work is related with experimental studies concerning to the phenomena of imiscible displacement of a Newtonian fluid in a porous media using polymeric solutions with non-Newtonian behavior as the injection fluid.

Bench tests involving samples of brazilian reservoir rocks (Rio Bonito field) saturated with mineral oil were carried out, aiming the oil displacement through the utilization of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions and polysacharide (Xantan Gum) solutions.

Results of the displacement caused by the non-Newtonian solutions were compared to those experiments done with Newtonian fluids (potassium chloride solutions).

The experimental results enable the calculation of the effective permeability for the polymeric solution through established correlations associated to the porous media properties and to the rheological behavior parameters of the solutions.

The Welge method was applied to develop a computer program using the correlations developed in this work to predict the relative permeability curves from the displacement experiments. This program is general enough to include Newtonian, Ostwald-de Waele, Bingham and Herschel-Bulkley rheological models for the injection fluid.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Lake [1989] definiu Recuperação Melhorada de Petróleo (EOR) como a recuperação do óleo pela injeção de materiais que normalmente não estão presentes no reservatório.

A produção natural depende da energia interna do reservatório e é devida à pressão dos fluidos confinados nos poros da rocha. Todos os outros métodos de recuperação dependem do fornecimento de uma energia adicional para aumentar a recuperação das reservas.

Define-se como recuperação primária a produção natural de petróleo. A recuperação secundária consiste na manutenção da pressão no interior dos depósitos pela injeção de gás ou água. E recuperação terciária é qualquer outra técnica aplicada após a recuperação secundária.

A eficiência dos métodos de recuperação depende das características do reservatório, da natureza dos fluidos deslocante e deslocado e do arranjo dos poços de produção e injeção.

A injeção de determinadas quantidades de soluções poliméricas em rochas porosas, seguida da injeção contínua de água, é utilizada como método de recuperação terciária. Esta técnica obtém uma maior eficiência de varredura se comparada com a injeção de água somente, pois ela promove um decréscimo da mobilidade da fase aquosa. Os mecanismos pelos quais a solução polimérica realiza o aumento na recuperação de óleo são complexos e não completamente compreendidos. O decréscimo da mobilidade ocorre a partir de dois mecanismos: aumento da viscosidade e redução da permeabilidade do meio à fase aquosa.

A maior eficiência na recuperação constitui o incentivo econômico para se aplicar o processo de deslocamento por soluções poliméricas. Latil [1980] comenta que este método é recomendado

para reservatórios nos quais a eficiência de varredura é muito importante, em particular aqueles heterogêneos contendo óleo relativamente viscoso (20 a 200 cp) e onde a temperatura não exceda 120 °C.

Este processo de recuperação, ou seja, a injeção de soluções poliméricas seguida da injeção de água, é relativamente bem estudado. Já o mecanismo do deslocamento imiscível de um fluido newtoniano por um fluido não-newtoniano em meios porosos, sem a injeção posterior de água em seu estado natural, não está ainda bem compreendido. Muito poucas pesquisas têm sido publicadas sobre o assunto. Uma das que pode-se citar é a de Wu, Pruess e Witherspoon [1991].

Das diversas propriedades das soluções poliméricas que podem influenciar o desempenho do deslocamento cita-se o comportamento não-newtoniano do polímero e a retenção polimérica que ocorre quando este escoar na matriz porosa. Estas propriedades é que acarretam a dificuldade inerente ao entendimento e, conseqüentemente, aos cálculos do processo.

Considerando de fundamental importância o entendimento dos fenômenos associados ao deslocamento imiscível por fluidos não-newtonianos, este trabalho objetiva estudar experimentalmente este deslocamento comparando os dados obtidos com o processo de deslocamento por fluidos newtonianos.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. MEIO POROSO

Baijal [1982] define meio poroso como um corpo sólido que contém vazios ou poros, que são interconectados ou não, e dispersos de forma aleatória ou em geometria ordenada. Normalmente, ele é formado por uma rede complicada de canais e obstruções (Greenkorn [1983]).

Para a melhor compreensão desta rede, têm-se procurado modelar o meio poroso, pois a associação deste com uma estrutura mais simples facilita o seu estudo. Entre os inúmeros modelos propostos, o modelo capilar foi o primeiro a ser idealizado, sendo encontrado em Bird, Stewart e Lightfoot [1960] .

Neste modelo, o meio poroso é descrito como um feixe de capilares tortuosos, com seção circular constante. Apesar de ser o modelo mais simples existente, ele encontra muita utilização atualmente e prediz resultados com razoável precisão.

Após o modelo capilar, vieram outros modelos tais como o modelo Convergente - Divergente e o modelo em Cadeia. Conforme o modelo prediz com mais acuracidade a realidade física, mais difícil de ser descrito matematicamente e, conseqüentemente, menor a sua utilização.

Um meio poroso é caracterizado por suas propriedades geométricas. A porosidade é uma propriedade quantitativa que fornece a fração do meio que é ocupada pelos poros, sendo definida como a razão do volume de vazios pelo volume total do meio poroso. Para as rochas porosas, o valor da porosidade fica em torno de 0,1 e 0,4 , sendo que em várias ocasiões já foram observados valores fora deste intervalo.

Em geral, a porosidade depende do tamanho dos grãos e da

geometria do empacotamento. Para meios consolidados, como as rochas porosas, depende principalmente do grau de cimentação e para meios não consolidados, depende do empacotamento, da forma, arranjo e distribuição de tamanho dos grãos (Bear [1972]).

Pode-se determinar a porosidade de uma amostra calculando-se o volume de fluido que é necessário para preencher os poros do meio. O método de Washburn - Bunting determina o volume de poros medindo o volume de ar extraído dos poros da amostra sob vácuo. O volume é obtido em um reservatório de mercúrio. O método de expansão de gás é baseado na lei dos gases de Boyle - Mariotte. A amostra é colocada em uma câmara de volume conhecido, na qual é injetado gás. A pressão do gás é determinada. O gás é então expandido a outra câmara de volume conhecido e que está a uma pressão inicial. Com os valores das pressões e os volumes das câmaras, o volume de sólidos é determinado. Outros métodos também são usados tais como compactar a amostra destruindo os vazios e medir a diferença de volume, e o método estatístico.

Outra propriedade do meio é a permeabilidade, que é definida como a habilidade de deixar um fluido escoar através de sua rede de poros. Reflete a condutibilidade do meio.

A permeabilidade normalmente é determinada fazendo-se escoar um fluido newtoniano através do meio poroso, medindo-se a queda de pressão e a vazão, conhecendo-se as características do fluido e as do meio. O cálculo é desenvolvido através da equação de Darcy.

Quando mais de um fluido está presente no meio poroso, a permeabilidade de um fluido na presença de outro é chamada de permeabilidade efetiva. Define-se permeabilidade relativa como a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta do meio, que é aquela quando neste encontra-se apenas um fluido. A permeabilidade relativa é função da saturação do fluido.

A terceira propriedade do meio poroso é a tortuosidade. Representa uma relação entre o comprimento efetivo das linhas de corrente nos espaços vazios do meio poroso (L_e) e o comprimento total do meio (L), sendo definida como:

$$T = (L_e / L)^2 \quad (1)$$

Segundo Lake [1989] , a tortuosidade é sempre maior que 1 e pode ser maior que 10, mas normalmente situa-se no intervalo entre 2 - 5, sendo que o valor mais utilizado para ajustar os dados experimentais é 25/12.

Quando mais de um fluido está presente no meio poroso, outras propriedades tornam-se importantes também.

A saturação de um fluido em um meio poroso é definida como a fração do volume de poros ocupado por este fluido. A geometria definida pela saturação depende do conceito de molhabilidade. Segundo Massarani [1989] , o fluido que "molha" a matriz porosa é aquele que preferencialmente recobre a superfície sólida. A molhabilidade caracteriza a afinidade entre o fluido e a matriz porosa. O grau de molhabilidade é indicado pelo ângulo de contato, e se este for menor que 90° , o fluido "molha" o meio poroso.

Se há dois fluidos imiscíveis em contato em um interstício do meio poroso, existe uma descontinuidade de pressão através da interface que separa os dois fluidos. Assim, a pressão capilar pode ser definida como:

$$P_c = p_2 - p_1 \quad (2)$$

onde o índice 1 denota o fluido que "molha". A pressão capilar depende da tensão superficial e do ângulo de contato, ou seja, da molhabilidade.

2.2. FLUIDOS NÃO - NEWTONIANOS

E. C. Bingham, em 1929, foi quem primeiro utilizou o termo Reologia para definir o estudo da deformação e do escoamento da matéria. Mais tarde, Vinogradov e Malkin [1980] estenderam a definição, afirmando que a reologia cuida da descrição das propriedades mecânicas de vários materiais sob diversas condições de deformação, quando estes materiais podem exibir a habilidade de escoar e acumular deformações recuperáveis, simultaneamente.

O comportamento reologicamente complexo de certos fluidos, quando escoam em meios porosos, está tendo uma constante atenção

desde 1960, devido ao uso das soluções poliméricas em processos de recuperação melhorada de petróleo e também como fluido de perfuração.

A Lei de Viscosidade de Newton, em uma dimensão, pode ser representada pela expressão:

$$\tau = \mu * \dot{\gamma} \quad (3)$$

Esta equação relaciona tensão de cisalhamento (τ) com a taxa de deformação ($\dot{\gamma}$). A constante de proporcionalidade desta equação é chamada de viscosidade. Os fluidos que seguem este modelo são denominados newtonianos.

A viscosidade representa a resistência ao movimento pelo fluido, sendo função somente da temperatura para fluidos newtonianos.

Os fluidos que não seguem a equação (3) são denominados fluidos não-newtonianos. A resistência ao escoamento destes fluidos é denominada viscosidade aparente, sendo definida como a razão entre tensão de cisalhamento e taxa de deformação.

$$\mu_{app} = \tau / \dot{\gamma} \quad (4)$$

A viscosidade aparente é função da taxa de deformação e da temperatura.

Há três classes principais de fluidos não-newtonianos: independentes do tempo, dependentes do tempo e viscoelásticos.

2.2.1. FLUIDOS NÃO - NEWTONIANOS COM COMPORTAMENTO REOLÓGICO DEPENDENTE DO TEMPO

Classificam-se em tixotrópicos e reopéticos. São fluidos que apresentam variações da tensão de cisalhamento com o tempo para valores fixos de taxa de deformação e temperatura, até que se alcance uma estrutura de equilíbrio. Para os fluidos tixotrópicos a tensão de cisalhamento diminui com o tempo e para os reopéticos aumenta com o tempo.

2.2.2. FLUIDOS NÃO - NEWTONIANOS COM COMPORTAMENTO VISCOELÁSTICO

Slattery [1972] classifica um fluido como viscoelástico quando o mesmo obedece às leis de viscosidade de Newton e de elasticidade de Hooke, sendo que fluidos que apresentam um tempo de relaxação finito ou exibem tensão normal em fluxos viscométricos formam subclasses de materiais viscoelásticos.

Os efeitos viscoelásticos manifestam-se sempre que o fluido é submetido a uma rápida variação de deformação.

Savins [1969] , em seu artigo que apresenta uma revisão de escoamento de fluidos não-newtonianos em meios porosos, afirma que a detecção de efeitos elásticos em soluções aquosas muito diluídas é extremamente difícil.

2.2.3. FLUIDOS NÃO - NEWTONIANOS COM COMPORTAMENTO REOLÓGICO INDEPENDENTE DO TEMPO

Ikoku e Ramey [1979] sugerem que o comportamento reológico destes fluidos depende da magnitude da tensão de cisalhamento e não de sua duração.

Estes fluidos apresentam-se na forma de três tipos básicos (Greenkorn [1983]):

⇒ plástico de Bingham, o qual exibe uma tensão residual a taxa de deformação nula, somente escoando após esta tensão residual ser superada. Apresenta uma relação linear entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento.

⇒ fluido pseudoplástico é caracterizado pela diminuição da viscosidade aparente quando há um aumento na taxa de deformação.

⇒ fluido dilatante, do qual a viscosidade aparente aumenta com o aumento da taxa de deformação.

Inúmeros são os modelos experimentais propostos para esta classe de fluidos, dentre os quais cita-se:

2.2.3.1. Modelo de Ostwald - de Waele

Também chamado Power-Law. Possui dois parâmetros experimentais e é apresentado da seguinte forma:

$$\tau = H * \dot{\gamma}^n \quad (5)$$

H é chamado de índice de consistência, pois indica quão "viscoso" é o fluido, e n é o índice de comportamento, que indica o quanto o fluido se afasta do comportamento newtoniano.

O modelo de Ostwald-de Waele falha na predição do comportamento constante da viscosidade aparente a altas e baixas taxas de deformação. Quando $n = 1$, o modelo reduz-se à lei de Newton; quando $n < 1$, o modelo representa o comportamento pseudoplástico e quando $n > 1$, o modelo representa o comportamento dilatante.

2.2.3.2. Modelo de Bingham

Como já citado anteriormente, estes fluidos apresentam tensão residual, que, uma vez vencida, permite o escoamento conforme fluido newtoniano. É um modelo a dois parâmetros e define-se como:

$$\tau = \tau_0 + \mu_p * \dot{\gamma} \quad \text{se } \tau > \tau_0 \quad (6)$$

$$\dot{\gamma} = 0 \quad \text{se } \tau < \tau_0 \quad (7)$$

Slattery [1972] define a tensão residual como o valor crítico da tensão de cisalhamento abaixo do qual o fluido comporta-se como um sólido rígido.

2.2.3.3. Modelo de Herschel - Bulkley

É um modelo a três parâmetros, onde H e n são análogos aos parâmetros do modelo de Ostwald-de Waele e τ_0 é a tensão residual. As equações abaixo representam este modelo:

$$\tau = \tau_0 + H * \dot{\gamma}^n \quad \text{se } \tau > \tau_0 \quad (8)$$

$$\dot{\gamma} = 0 \quad \text{se } \tau < \tau_0 \quad (9)$$

Este modelo é a combinação dos modelos de Bingham e de Ostwald-de Waele. Ele prediz um comportamento de sólido rígido

para valores de tensão de cisalhamento menores que a tensão residual e comportamento pseudoplástico ($n < 1$) ou dilatante ($n > 1$) quando esta é superada.

Outros modelos reológicos podem ser encontrados em Savins [1969] e Skelland [1967] .

Na Figura 1 é apresentada a curva reológica $\tau \times \dot{\gamma}$ para os modelos anteriormente citados.

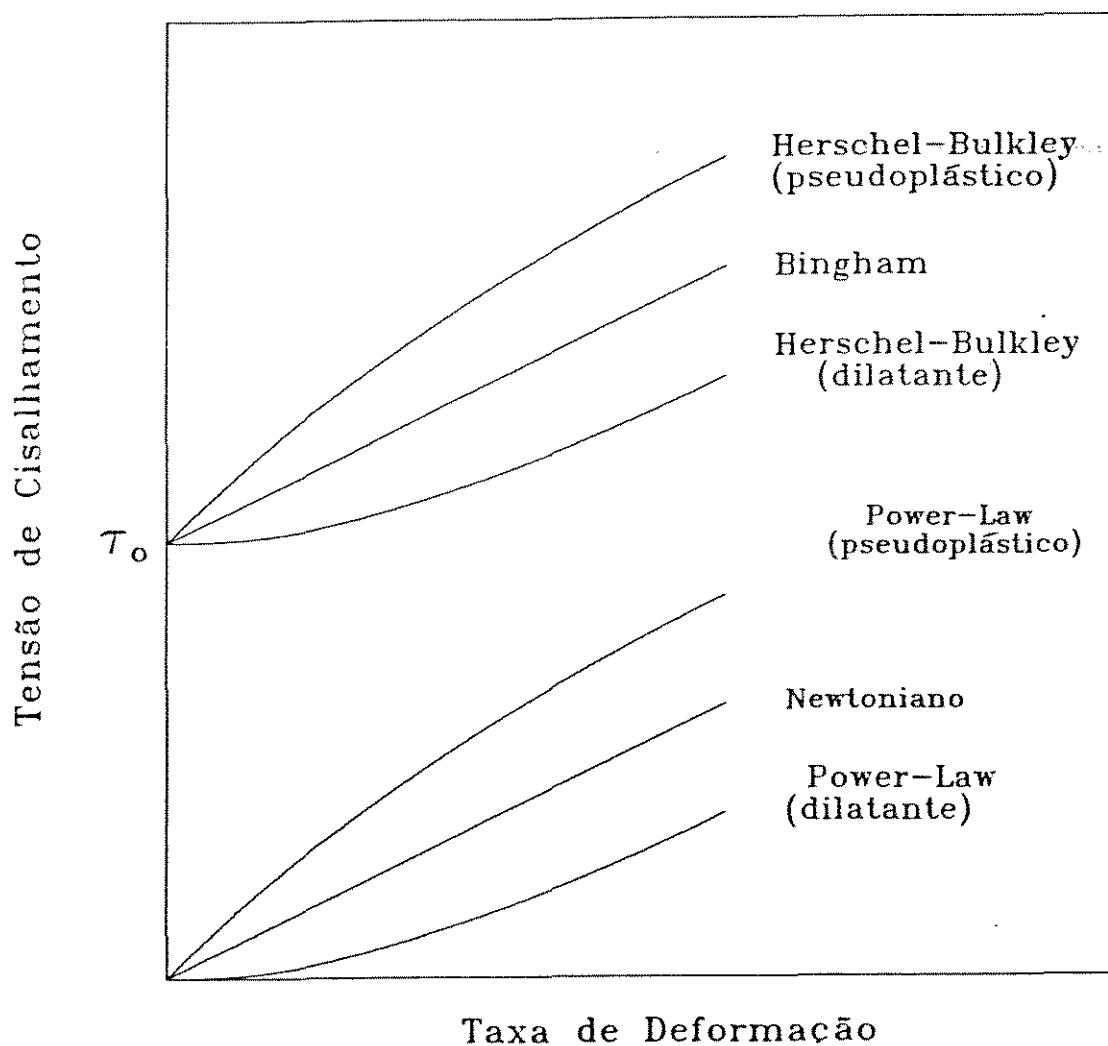


Figura 1: Taxa de deformação versus tensão de cisalhamento para fluidos independentes do tempo (adaptada de Vieira e Rosa [1991]).

2.2.4. MEDIDAS REOLÓGICAS

Para obter-se medidas reológicas, diversos são os aparelhos utilizados atualmente. Além disto, constante é o avanço da tecnologia, novas pesquisas têm sido desenvolvidas e novos equipamentos surgem no mercado, visando sempre facilitar as medidas reológicas e englobar uma maior quantidade de fluidos em seu espectro de medidas.

Os equipamentos que propiciam a obtenção de medidas reológicas são denominados reômetros. Eles medem a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação de um fluido que escoar em seu interior, possibilitando que se estabeleça uma relação entre elas.

Neste trabalho, há o interesse apenas no Reômetro Rotatório de Cilindros Concêntricos.

2.2.4.1. Reômetro Rotatório de Cilindros Concêntricos

É formado por dois cilindros, onde o interno rotaciona a uma certa velocidade angular enquanto o cilindro externo permanece fixo. No espaço anular compreendido entre eles está contido o fluido que é cisalhado. Uma série de medidas da velocidade angular e do torque aplicado a um dos cilindros permite a obtenção dos dados reológicos do fluido (Maegava [1986]).

Na Figura 2 é apresentado um esquema deste reômetro.

A tensão de cisalhamento está relacionada com o torque medido através da equação:

$$\tau = \frac{T}{2 \pi h R_b^2} \quad (10)$$

onde T é o torque aplicado ao cilindro de raio R_b e altura h.

Van Wazer et alli [1963] apresentam a dedução completa da equação (11), a qual relaciona a taxa de deformação com a velocidade angular.

$$\omega = \frac{1}{2} \int_{\tau_b}^{\tau_c} \tau^{-1} f(\tau) d\tau \quad (11)$$

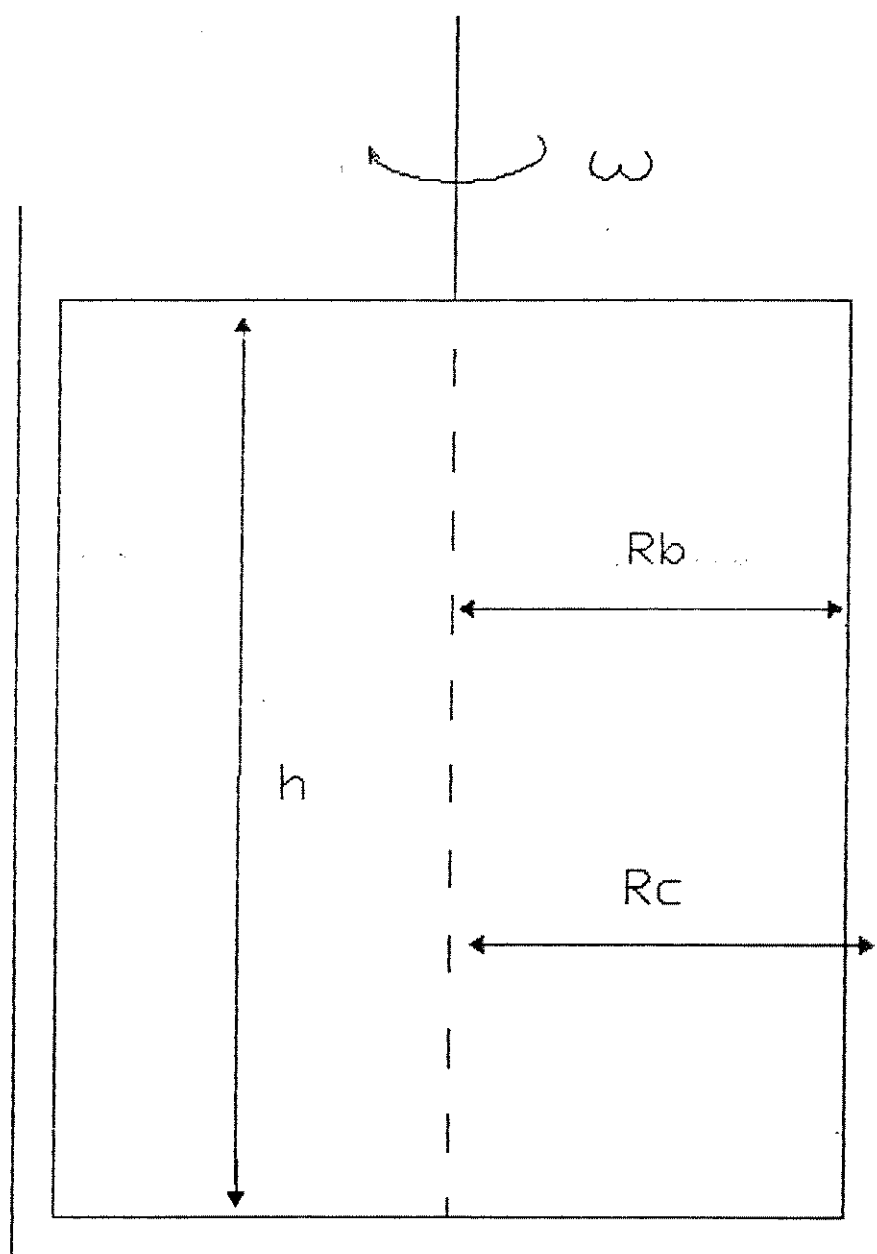


Figura 2: Esquema de um reômetro rotatório de cilindros concêntricos (adaptada de Maegava [1986]).

onde: τ_c é a tensão de cisalhamento na parede do cilindro externo, τ_b é a tensão de cisalhamento na parede do cilindro interno, $f(\tau)$ é a taxa de deformação e ω a velocidade angular.

Krieger e Elrod [1953] propuseram uma solução em série para a equação (11):

$$\dot{\gamma} = \frac{\omega}{\ln s} \left[1 + N \ln s + \frac{(N \ln s)^3}{3} - \frac{(N \ln s)^4}{45} + \dots \right] \quad (12)$$

onde: $s = R_c / R_b$

$$N = d(\log \omega) / d(\log \tau)$$

Yang e Krieger [1978] propuseram a seguinte forma truncada da equação (12):

$$\dot{\gamma} = \dot{\gamma}_1 \left[1 + N^{-2} N^{(1)} f_1(z) + 3 N^{-4} (N^{(1)})^2 f_3(z) + N^{-3} N^{(2)} f_2(z) \right] \quad (13)$$

onde: $\dot{\gamma}_1 = 2 N \omega / (1 - c_y^N)$

$$c_y = R_b^2 / R_c^2$$

$$z = -N \ln c_y$$

$$f_1 = z (e^z - 1)^{-2} (ze^z - 2e^z + z + 2) / 2$$

$$f_2 = z^2 (e^z - 1)^{-3} (-ze^{2z} + 3e^{2z} - 4ze^z - z - 3) / 6$$

$$f_3 = z^3 (e^z - 1)^{-4} (ze^{3z} - 4e^{3z} + 11ze^{2z} - 12e^{2z} + 11ze^z + 12e^z + z + 4) / 24$$

$$N^{(1)} = dN / d(\ln \tau)$$

$$N^{(2)} = d^2 N / d(\ln \tau)^2$$

A equação (13) é válida para todos os fluidos não-newtonianos com comportamento reológico independente do tempo, mesmo os que apresentam tensão residual, desde que a mínima tensão medida no reômetro exceda este valor (Vieira e Rosa [1991]).

2.3. ESCOAMENTO EM MEIOS POROSOS

2.3.1. LEI DE DARCY

Darcy, em 1856, foi quem primeiramente realizou um trabalho experimental de escoamento em meios porosos. Como fluido, ele utilizou a água e como meio poroso utilizou leitos de areia de diferentes comprimentos. Destes experimentos surgiu uma equação que relaciona a vazão do fluido escoando linearmente através de um meio poroso, diretamente à perda de energia, inversamente ao comprimento do meio e diretamente a um fator chamado condutividade hidráulica (K), o qual depende das propriedades do fluido e da estrutura do meio. A Lei de Darcy é expressa:

$$q = K A (h_1 - h_2) / \Delta L \quad (14)$$

A forma clássica da Lei de Darcy é dada como:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k} * \frac{q}{A} \quad (15)$$

Massarani [1971] , em seu estudo sobre a Lei de Darcy, afirma que as seguintes condições são necessárias para a utilização da equação (15):

- ⇒ escoamento viscoso de fluido newtoniano homogêneo;
- ⇒ meio poroso isotrópico e homogêneo;
- ⇒ escoamento isotérmico;
- ⇒ escoamento lento e permanente;
- ⇒ escoamento sob a ação de campo gravitacional sem interações químicas ou físicas entre o fluido e a matriz porosa.

2.3.2. ESCOAMENTO DE FLUIDOS NÃO - NEWTONIANOS EM MEIOS POROSOS

Savins [1969] comenta que uma das formas de se estudar o escoamento de fluidos não-newtonianos em meios porosos é a proposição de um modelo físico particular para a matriz porosa, combinado com uma determinada Equação Reológica de Estado.

Citar-se-á aqui apenas três trabalhos que são generalizações da Lei de Darcy, todos baseados no modelo capilar para o meio poroso.

Paschal [1981] propõe a seguinte equação para o escoamento de fluidos que seguem o modelo de Bingham:

$$\vec{u} = - \frac{k}{\mu_p} \left(\nabla p - \vec{\alpha}_0 \right) \quad (16)$$

sendo α_0 dado por:

$$\alpha_0 = \frac{\beta \tau_0}{k^{1/2}} \quad (17)$$

onde β é uma constante adimensional obtida experimentalmente.

A equação (16) é válida com as seguintes restrições:

$$\vec{u} \neq 0 \quad \text{para} \quad |\nabla p| > \alpha_0 \quad (18)$$

$$\vec{u} = 0 \quad \text{para} \quad |\nabla p| < \alpha_0 \quad (19)$$

Bird, Stewart e Lightfoot [1960] sugerem a seguinte relação para o escoamento de fluidos que seguem o modelo de Ostwald-de Waele:

$$\vec{u}^n = - \frac{k}{\mu_{eff}} \nabla p \quad (20)$$

onde μ_{eff} é apresentado por Savins [1969] como sendo:

$$\mu_{eff} = \frac{H}{12} \left(9 + \frac{3}{n} \right)^n (150 k \epsilon)^{(1-n)/2} \quad (21)$$

O número 150 desta equação é obtido através da utilização do valor 25/12 para a tortuosidade.

Paschal [1983] sugere a seguinte relação para o escoamento de fluidos que seguem o modelo de Herschel-Bulkley:

$$\vec{u} = \left[- \frac{k}{\mu_{eff}} \left(\nabla p - \vec{\alpha}_0 \right) \right]^{1/n} \quad \text{para } |\nabla p| > \alpha_0 \quad (22)$$

$$\vec{u} = 0 \quad \text{para } |\nabla p| < \alpha_0 \quad (23)$$

onde μ_{eff} é dado pela equação (21) e o gradiente para início de fluxo α_0 é fornecido por:

$$\alpha_0 = \frac{\beta \tau_0}{k^{1/2}} \quad (24)$$

sendo que Al-Fariss e Pinder [1987] sugerem o seguinte valor para β :

$$\beta = (\varepsilon / 2)^{1/2} \quad (25)$$

2.3.3. MOLÉCULAS POLIMÉRICAS EM SOLUÇÃO

Neste trabalho analisar-se-á dois tipos de polímeros: Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada e o Polissacarídeo goma Xantana. A estrutura molecular da Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada é mostrada na Figura 3 e a da Xantana é apresentada na Figura 4.

A Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada é feita pela hidrólise da Poliacrilamida com hidróxido de sódio ou potássio, normalmente em um grau entre 15 a 35 % . A goma Xantana é um biopolímero produzido pela ação microbiana da *xanthomonas campestris* em carboidratos. Ambos polímeros são de grande peso molecular, variando entre 10^6 a 10^7 (Willhite e Dominguez [1977]).

A Tabela 1 apresenta um sumário de alguns fatores que influenciam nas propriedades dos polímeros.

Desde que a Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada é um polieletrólito, seu tamanho em solução e, conseqüentemente, sua viscosidade são sensíveis à concentração de eletrólitos. Como a

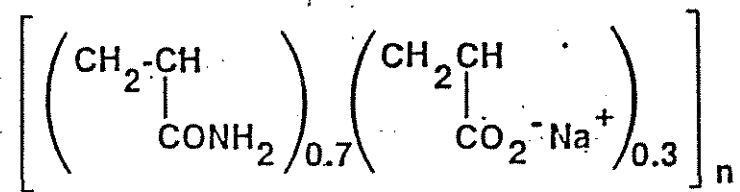


Figura 3: Estrutura molecular da Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada (adaptada de Willhite e Dominguez [1977]).

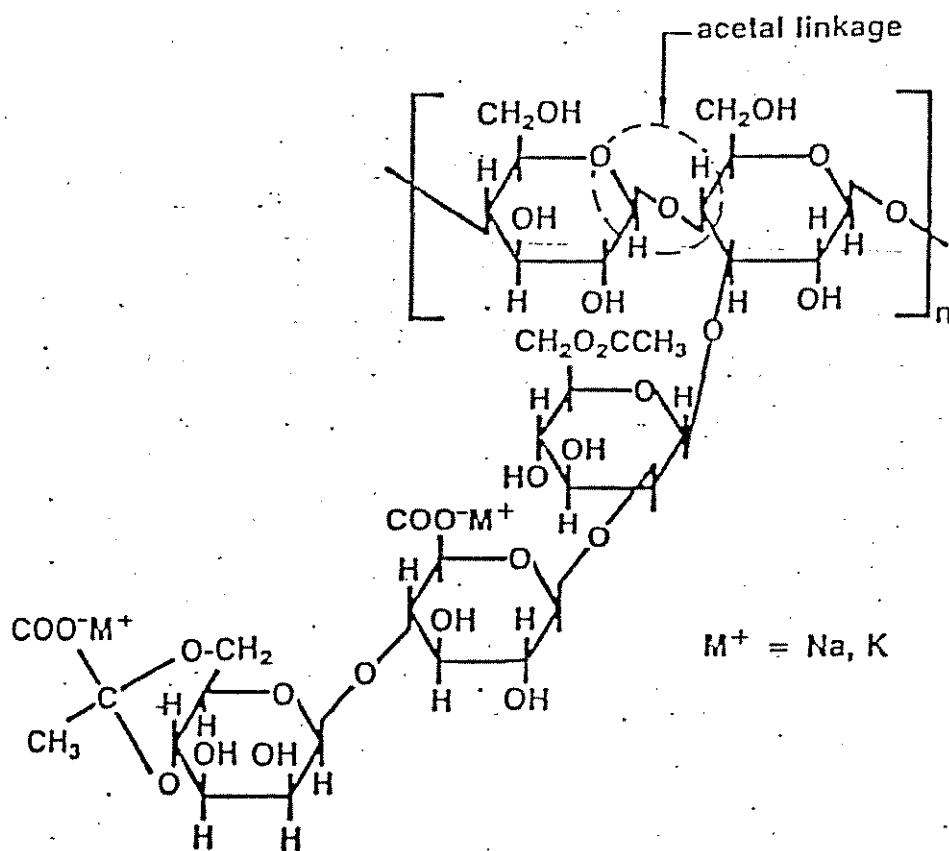


Figura 4: Estrutura molecular do biopolímero Xantana (adaptada de Willhite e Dominguez [1977]).

Tabela 1: Sumário de alguns fatores que influenciam nas propriedades dos polímeros

Fatores	Poliacrilamida	Goma Xantana
Sensibilidade ao sal	aplicada a baixa salinidade	sem limitação
Temperatura	até 204°C sem Ca ⁺⁺ até 70°C com Ca ⁺⁺	até a temperatura de transição
Água marinha até 90°C	instável	dependendo do caso
Oxigênio	suscetível à degradação	suscetível à degradação
Microorganismos	pouco afetada	suscetível à degradação
Degradação Mecânica	alta	baixa

Xantana tem poucos grupos ionizáveis, sua viscosidade em solução aquosa é relativamente insensível à mudança de salinidade.

2.3.4. RETENÇÃO POLIMÉRICA EM MEIOS POROSOS

Muitos pesquisadores têm demonstrado experimentalmente que, quando uma solução polimérica é forçada através de um meio poroso, natural ou artificial, há uma redução da permeabilidade deste.

Esta redução se deve a dois mecanismos: adsorção da molécula polimérica na superfície da matriz porosa e impedimento mecânico desta molécula no interior do meio poroso.

Segundo Willhite e Dominguez [1977], a retenção polimérica parece ser levemente maior quanto maior a concentração polimérica, mas este aumento não é proporcional ao aumento da concentração.

Em geral, o grau de adsorção das moléculas na superfície depende de dois fatores básicos: a natureza química das moléculas e da superfície, e a proximidade que a molécula está desta (Baijal [1982]).

Os experimentos de Szabo [1975] usando Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada concluem que a mesma é adsorvida na forma de monocamada. A adsorção deste polímero depende da natureza do sal dissolvido na solução. Pois, quando há a presença de eletrólitos, há uma diminuição do tamanho hidrodinâmico da molécula polimérica. Isto possibilita aumento da adsorção quando há um aumento na concentração do sal.

O conceito de volume de poros inacessíveis está relacionado com o mecanismo do impedimento mecânico. É definido como o volume ocupado pelos poros que são tão pequenos que não permitem a entrada da molécula polimérica e o volume de poros obstruídos por moléculas adsorvidas ou retidas no espaço entre os poros.

Impedimento mecânico ocorre em meios porosos porque as moléculas poliméricas são pequenas o bastante para passar na entrada e grandes o bastante para a dimensão da saída dos poros.

Gogarty [1967] visualizou o impedimento mecânico como o resultado da obstrução de pequenos poros por moléculas poliméricas, que são grandes o bastante para entrar neles.

A possibilidade das moléculas adsorvidas poderem também

causar redução de permeabilidade sem completamente bloquear os poros foi discutida por Sandiford et alli [1967].

Huh, Lange e Cannella [1990] comentam que quanto menor for a permeabilidade do meio, mais alto o nível de retenção polimérica, pois esta, neste caso, depende fortemente da permeabilidade. O impedimento mecânico em pequenos poros proporciona uma contribuição significativa à retenção polimérica sob estas condições.

Vários modelos empíricos para o cálculo da redução da permeabilidade do meio são apresentados na literatura. Pode-se citar os trabalhos de Gogarty [1967], Jennings, Roger e West [1971], Hirasaki e Pope [1974], Gramain e Myard [1981]. Mais recentemente cita-se: Zaitoun e Kohler [1988], Kolodziej [1988], Huh, Lange e Cannella [1990].

A mobilidade de uma solução escoando em um meio poroso é definida pela razão entre a permeabilidade do meio poroso e a viscosidade do fluido neste.

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \quad (26)$$

Quando há mais de um fluido presente no meio poroso, pode-se definir a mobilidade relativa de um fluido:

$$\lambda_{rf} = \frac{k_{rf}}{\mu_f} \quad (27)$$

A adição de determinados polímeros à água aumenta a viscosidade da solução e a permeabilidade do meio é reduzida pelo escoamento desta solução. Esta redução de mobilidade é definida por Pye [1964] como Fator de Resistência. Este fator é determinado como a razão da mobilidade do solvente, quando escoando no meio, pela mobilidade da solução polimérica a mesma saturação de óleo.

$$Fr = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad (28)$$

Para polímeros que apresentam efeitos viscoelásticos:

$$Fr = \frac{(k_w / \mu_w)}{(k_p / \mu_{app})} \left[1 + \psi * \theta_f * \bar{v} \right] \quad (29)$$

onde ψ é uma constante associada ao meio poroso, θ_f é o tempo de relaxação da molécula polimérica e $\bar{v}$ é a velocidade média da solução.

Na ausência de efeitos viscoelásticos:

$$Fr = \frac{(k_w / \mu_w)}{(k_p / \mu_{app})} \quad (30)$$

2.4. DESLOCAMENTO IMISCÍVEL EM MEIOS POROSOS

O deslocamento de óleo de um meio poroso por água ou gás envolve o fluxo simultâneo de duas ou mais fases imiscíveis. A presença destas fases altera a capacidade da rocha de deixar o fluido escoar.

Interações entre a superfície da matriz porosa e as fases fluidas confinadas nos poros influenciam a distribuição dos fluidos na rocha assim como as propriedades de fluxo. Quando duas fases imiscíveis são colocadas em contato com uma superfície sólida, uma das fases é mais fortemente atraída por esta do que a outra fase. A esta fase identifica-se como fase molhada e a outra como fase não molhada. A molhabilidade, já comentada anteriormente, é um fator de vital importância no deslocamento de duas fases imiscíveis.

Muito do atual conhecimento sobre fluxo multifásico em meios porosos é resultante de diversos estudos desenvolvidos nas décadas de 40 e 50 (Willhite [1986]). Sendo que estes estudos tiveram como base o trabalho pioneiro desenvolvido por Muskat e Meres [1936]. Eles foram os primeiros a formularem uma concepção matemática para o fenômeno do escoamento multifásico em meios porosos.

Para definir-se matematicamente o deslocamento imiscível de

um fluido por outro é necessária a determinação das permeabilidades relativas às duas fases. A obtenção das correlações permeabilidade relativa - saturação a partir dos dados experimentais formam a base para os cálculos.

As permeabilidades efetivas das duas fases podem ser computadas dos dados experimentais, assumindo que a Lei de Darcy possa ser aplicada para cada fase. Quando isto é feito, a permeabilidade da fase varia com a saturação, sendo nula a saturação mínima da fase, chamada saturação irreduzível, e máxima a saturação mínima da outra fase, chamada saturação residual, no caso de ser óleo. Na Figura 5 é apresentada uma curva típica de permeabilidades relativas água - óleo e a Figura 6 mostra o efeito da molhabilidade na curva de permeabilidades relativas.

Uma prova rigorosa da validade da Lei de Darcy para deslocamento em meios porosos ainda não foi desenvolvida. Alguns dados experimentais, que foram coletados em muitos anos de trabalhos, indicam que a permeabilidade relativa de uma fase em uma determinada rocha depende das propriedades dos fluidos e das interações rocha - fluidos, mas não do gradiente de pressão (Willhite [1986]).

O deslocamento de um fluido por outro é um processo não estacionário porque a saturação do fluido varia com o tempo.

Segundo Marle [1981], o processo de deslocamento pode se desenvolver de duas formas: drenagem e embebição. No processo de drenagem tem-se a amostra completamente saturada com a fase molhada e começa-se a injetar vagarosamente a fase não molhada. Este processo finaliza quando é obtida a saturação irreduzível da fase molhada. No processo de embebição a amostra está caracterizada pela saturação irreduzível da fase molhada e começa-se a injetar lentamente a fase molhada deslocando a fase não molhada. O processo finaliza quando é obtida a saturação residual da fase não molhada.

Um fundamental entendimento do deslocamento imiscível de fluidos newtonianos em meios porosos foi contribuição de Buckley e Leverett [1942] em seu já clássico estudo. Em seu desenvolvimento matemático, ignorando efeito gravitacional e pressão capilar, a ser apresentado no capítulo de Formulação Matemática, eles

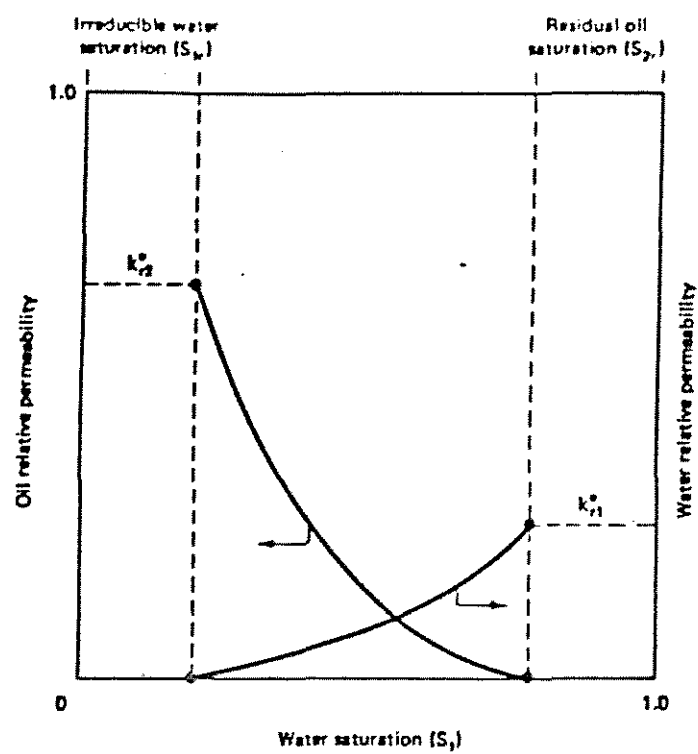


Figura 5: Curva típica de permeabilidades relativas água - óleo (Lake [1989])

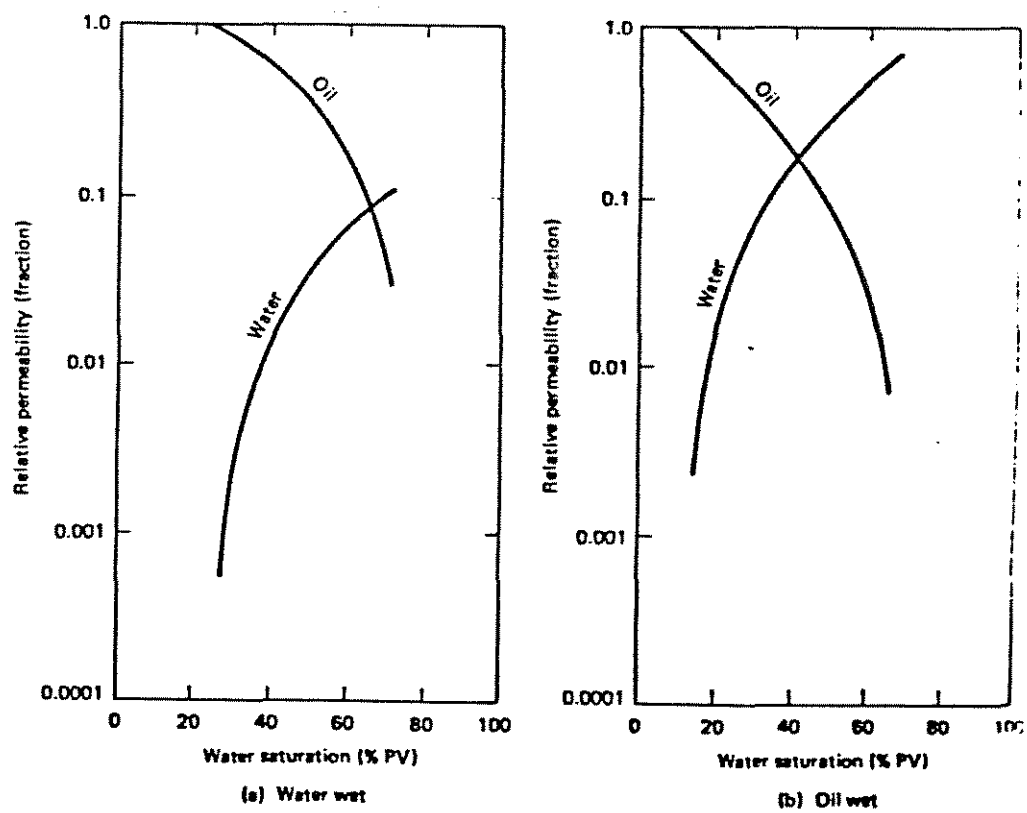


Figura 6: Efeito da molhabilidade na permeabilidade relativa (Lake [1989])

chegaram a uma equação diferencial parcial de primeira ordem:

$$\frac{u}{\varepsilon} \frac{df_w}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial x} + \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0 \quad (32)$$

O desenvolvimento teórico de Buckley e Leverett assume que um deslocamento imiscível pode ser modelado matematicamente. Para isto, fizeram as seguintes considerações:

- ⇒ escoamento unidimensional;
- ⇒ fluxo isotérmico;
- ⇒ meio poroso isotrópico e homogêneo;
- ⇒ fluidos e rocha incompressíveis;
- ⇒ fluidos imiscíveis;
- ⇒ força da gravidade desprezada;
- ⇒ o gradiente de pressão deve ser grande o bastante para minimizar os efeitos de pressão capilar;
- ⇒ não ocorre o fenômeno de "fingering".

Mais tarde esta teoria foi estendida por Welge [1952] permitindo um detalhamento da eficiência de varredura que pode ser obtida depois do "breakthrough" da fase deslocante na saída do meio. Este ocorre no primeiro instante em que a fase deslocante aparece na saída do meio.

Segundo Smith [1983], a maior limitação da teoria de Buckley e Leverett e da extensão de Welge é o fato de que ela aplica-se somente a sistemas lineares.

Posteriormente, o trabalho de Welge foi estendido por Johnson, Bossler e Naumann [1959] para obter uma técnica que calcule as permeabilidades relativas de cada fase a partir dos dados obtidos no teste não estacionário. As equações propostas por eles são:

$$k_{ro} = \frac{f_o}{d \left(\frac{1}{q_w I_r} \right) / d \left(\frac{1}{q_w} \right)} \quad (33)$$

$$k_{rw} = \frac{(1 - f_o)}{f_o} \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro} \quad (34)$$

onde I_r é a injetividade relativa definida pela razão entre

injetividade e injetividade inicial.

$$I_r = \frac{(q_w / \Delta p)}{(q_w / \Delta p)_{\text{no início da injeção}}} \quad (35)$$

Diversas técnicas alternativas para a determinação das permeabilidades relativas têm sido propostas. É válido citar aqui a técnica gráfica de Jones e Roszelle [1978] e mais recentemente o trabalho que inclui efeitos de pressão capilar de Chen [1988]. Vários outros métodos são utilizados para reservatórios heterogêneos, tais como o método de Stiles, método de Dykstra-Parsons e método de Johnson.

Muito poucos trabalhos têm sido publicados sobre o deslocamento imiscível de um fluido newtoniano por um fluido não-newtoniano. Assim, o fluxo multifásico envolvendo fluidos com comportamento não-newtoniano em meios porosos é muito pouco entendido.

A eficiência de deslocamento, neste caso, é controlada não somente pelas permeabilidades relativas, como na solução de Buckley e Leverett, mas também pela complexidade inerente aos fluidos não-newtonianos.

Wu, Pruess e Witherspoon [1991] apresentam uma solução para o deslocamento imiscível de um fluido newtoniano por um fluido não-newtoniano similar a técnica gráfica de Welge, podendo ser considerado como uma aproximação do trabalho de Buckley e Leverett. A desvantagem deste desenvolvimento está no fato de partir da premissa que as permeabilidades relativas solução polimérica - óleo já estão determinadas.

CAPÍTULO 3

FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

3.1. MODELO DE BUCKLEY - LEVERETT

Considera-se um meio poroso cilíndrico, com eixo OX, sendo o escoamento paralelo a este. As pressões são consideradas uniformes para cada camada perpendicular a OX. As considerações citadas no item 2.4 são válidas. O subscrito o denota óleo e o subscrito w denota água.

O modelo de Buckley - Leverett foi desenvolvido a partir da aplicação da Lei da Conservação de Massa ao fluxo de dois fluidos em uma direção.

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_o u_{ox}) + \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o S_o \varepsilon) = 0 \quad (36)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_w u_{wx}) + \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w S_w \varepsilon) = 0 \quad (37)$$

As equações (36) e (37) podem ser inscritas em função das vazões q_o e q_w multiplicando as equações pela área da seção transversal A.

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_o q_o) + A \frac{\partial}{\partial t} (\rho_o S_o \varepsilon) = 0 \quad (38)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho_w q_w) + A \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w S_w \varepsilon) = 0 \quad (39)$$

A partir da consideração de fluidos incompressíveis, ou seja, ρ_w e ρ_o constantes, e a porosidade também constante, as equações (38) e (39) ficam:

$$\frac{\partial q_o}{\partial x} + A \varepsilon \frac{\partial S_o}{\partial t} = 0 \quad (40)$$

$$\frac{\partial q_w}{\partial x} + A \varepsilon \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0 \quad (41)$$

Somando as equações (40) e (41):

$$\frac{\partial}{\partial x} (q_o + q_w) + A \varepsilon \frac{\partial}{\partial t} (S_o + S_w) = 0 \quad (42)$$

Como $S_o + S_w = 1$, a equação (42) fica:

$$\frac{\partial}{\partial x} (q_o + q_w) = 0 \quad (43)$$

Assim, determina-se que a vazão total, dada pela soma das vazões do óleo e da água, não varia com a posição, somente com o tempo.

Definindo-se o fluxo fracionário (f) de uma fase como a fração de volume da fase que escoar em um tempo qualquer t em uma posição x . Para as fases água e óleo,

$$f_o = \frac{q_o}{q_t} = \frac{q_o}{q_w + q_o} \quad (44)$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (45)$$

Por esta definição, o balanço de volume fica:

$$f_w + f_o = 1 \quad (46)$$

Substituindo a equação (45) na (41), obtém-se:

$$\frac{\partial f_w}{\partial x} + \frac{A \varepsilon}{q_t} \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0 \quad (47)$$

Como a saturação de água num meio poroso é função das

variáveis independentes x e t , pode-se escrever:

$$S_w = S_w (x, t) \quad (48)$$

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t dx + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x dt \quad (49)$$

Se há interesse na ocorrência de uma saturação particular S_w , é possível fixar-se $dS_w = 0$ na equação (49) e depois rearranjá-la obtendo:

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t} \right)_{S_w} = - \frac{\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x}{\left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t} \quad (50)$$

O termo $(dx/dt)_{S_w}$ na equação (50) é a velocidade na qual a saturação, S_w , move-se através do meio poroso.

Considerando-se o fluxo fracionário de água somente função da saturação de água, pode-se fazer:

$$f_w = f_w (S_w) \quad (51)$$

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right)_t = \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t \quad (52)$$

Substituindo (52) na equação (47):

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t + \frac{A \epsilon}{q t} \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x = 0 \quad (53)$$

e rearranjando:

$$\frac{u_t}{\varepsilon} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x = 0 \quad (54)$$

A equação (54) é a mesma equação (32) apresentada na seção 2.4.

Substituindo a equação (50) na (53):

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t - \frac{A \varepsilon}{q_t} \left(\frac{\partial S_w}{\partial x} \right)_t \left(\frac{\partial x}{\partial t} \right)_{S_w} = 0 \quad (55)$$

Assim:

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{q_t}{A \varepsilon} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_t \quad (56)$$

A equação (56) é a equação de Buckley - Leverett, também chamada equação do avanço frontal. Ela estabelece que num processo de deslocamento linear, cada saturação de água move-se através do meio poroso a uma velocidade que pode ser calculada a partir da derivada do fluxo fracionário com respeito à saturação de água.

Este desenvolvimento é apresentado por extenso em Willhite [1986] .

3.2. DETERMINAÇÃO DA EQUAÇÃO DO FLUXO FRACIONÁRIO

Para esta dedução, o eixo OX considera-se como tendo um ângulo α com o plano horizontal.

Desde que o escoamento de dois fluidos imiscíveis através de um meio poroso pode ser modelado, a aproximação lógica é escrever a equação de Darcy para cada um dos fluidos:

$$q_o = - \frac{k_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right) \quad (57)$$

$$q_w = - \frac{k_w A}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right) \quad (58)$$

Da definição de fluxo fracionário, as equações (57) e (58) ficam:

$$(1 - f_w) q_t = - \frac{k_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right) \quad (59)$$

$$f_w q_t = - \frac{k_w A}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right) \quad (60)$$

Rearranjando as equações (59) e (60):

$$-(1-f_w) \frac{q_t \mu_o}{A k_o} = \frac{\partial p_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \quad (61)$$

$$- f_w \frac{q_t \mu_w}{A k_w} = \frac{\partial p_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \quad (62)$$

As três causas do movimento de fluidos num meio poroso foram incluídas nas equações (61) e (62), e são: capilaridade, gravidade e pressão externa aplicada.

Desde que o contato entre fluido molhado e fluido não molhado, ou seja, água e óleo, acontece ao longo de interfaces, é necessário incluir o conceito de pressão capilar.

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_w}{\partial x} \quad (63)$$

Subtraindo a equação (62) da equação (61) e utilizando (63):

$$- \frac{q_t \mu_o}{A k_o} + \frac{q_t}{A} f_w \left(\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{\mu_w}{k_w} \right) = \frac{\partial P_c}{\partial x} + (\rho_o - \rho_w) g \sin \alpha \quad (64)$$

Isolando f_w na equação (64):

$$f_w = \frac{\frac{\mu_o}{k_o}}{\left(\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{\mu_w}{k_w} \right)} + \frac{\frac{A}{q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + (\rho_o - \rho_w) g \sin \alpha \right)}{\left(\frac{\mu_o}{k_o} + \frac{\mu_w}{k_w} \right)} \quad (65)$$

Rearranjando:

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{k_o}{k_w} \frac{\mu_w}{\mu_o} \right)} + \frac{\frac{k_o A}{\mu_o q_t} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + (\rho_o - \rho_w) g \sin \alpha \right)}{1 + \left(\frac{k_o}{k_w} \frac{\mu_w}{\mu_o} \right)} \quad (66)$$

Esta dedução é apresentada por Smith [1983] .

É necessário enfatizar que a equação de fluxo fracionário inclui, em uma relação relativamente simples, todos os fatores que afetam a eficiência de deslocamento imiscível em meios porosos.

Normalmente, o fluxo fracionário de água vem apresentado de forma gráfica em função da saturação de água. O deslocamento da curva para a esquerda no diagrama representa menos óleo recuperado, a um dado volume de injeção, do que se a curva for deslocada para a direita. O deslocamento com solução polimérica normalmente desloca a curva para a direita, em relação ao deslocamento de água.

Se o gradiente de pressão capilar e a contribuição do termo da gravidade podem ser ignorados, a equação (66) do fluxo fracionário fica:

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{k_o}{k_w} \frac{\mu_w}{\mu_o} \right)} \quad (67)$$

Ambas as deduções, dos itens 3.1 e 3.2, também são válidas para fluido deslocante não - newtoniano. Isto é devido ao fato do comportamento não-newtoniano estar inserido no cálculo da viscosidade aparente. No caso de fluido newtoniano, a viscosidade mantém-se constante durante todo o deslocamento, se não houver variação de temperatura. Para o caso do fluido não-newtoniano, a viscosidade aparente, além de variar com a temperatura, varia também com a taxa de deformação que o fluido sofre no interior do meio poroso, ou seja, com a velocidade do fluido durante o deslocamento. Assim, a viscosidade irá modificar-se com o tempo. Nos itens a seguir, está apresentada a dedução das expressões de viscosidade aparente em função das propriedades do meio e do fluxo, e do modelo reológico considerado.

3.3. DETERMINAÇÃO DA FUNÇÃO VISCOSIDADE APARENTE PARA FLUIDOS QUE SEGUEM O MODELO DE OSTWALD - DE WAELE

Para fluidos não-newtonianos que seguem o modelo de Ostwald-de Waele, a viscosidade aparente é definida como:

$$\mu_{app} = H * \dot{\gamma}^{(n-1)} \quad (68)$$

Para o escoamento de uma só fase em um fluxo unidimensional, a equação (20), apresentada no item 2.3.2 deste trabalho, fica:

$$u = \left(\frac{k}{\mu_{eff}} \frac{\Delta p}{L} \right)^{1/n} \quad (69)$$

onde μ_{eff} é a viscosidade efetiva, definida na equação (21).

Para o problema de escoamento de duas fases, a extensão da equação (69) é necessária. Para isto, insere-se os conceitos de

permeabilidade efetiva e porosidade efetiva nas equações (69) e (21).

$$u = \left(\frac{k_{nn}}{\mu_{eff}} \frac{\Delta p}{L} \right)^{1/n} \quad (70)$$

$$\mu_{eff} = \frac{H}{12} \left(9 + \frac{3}{n} \right)^n \left[150 k_{nn} \varepsilon (S_{nn} - S_{nn0}) \right]^{(1-n)/2} \quad (71)$$

Como visto na seção anterior, pode-se estender a Lei de Darcy para o escoamento multifásico, sendo que o comportamento não-newtoniano é inserido na equação através do conceito de viscosidade aparente.

$$u = \frac{k_{nn}}{\mu_{app}} \frac{\Delta p}{L} \quad (72)$$

A velocidade de uma fase escoando em um fluxo multifásico deve ser a mesma tanto para a equação (70) quanto para a equação (72). Assim, igualando-se as duas:

$$\frac{k_{nn}}{\mu_{app}} \frac{\Delta p}{L} = \left(\frac{k_{nn}}{\mu_{eff}} \frac{\Delta p}{L} \right)^{1/n} \quad (73)$$

Rearranjando para μ_{app} obtém-se:

$$\mu_{app} = \mu_{eff} \left(\frac{k_{nn}}{\mu_{eff}} \frac{\Delta p}{L} \right)^{(n-1)/n} \quad (74)$$

Utilizando-se a definição de μ_{eff} , dada pela equação (71), na equação (74) e resolvendo:

$$\mu_{app} = \left(\frac{H}{12} \right)^{1/n} \left(9 + \frac{3}{n} \right) \left[150 \varepsilon (S_{nn} - S_{nn0}) \right]^{(1-n)/2n} \left(\frac{\Delta p}{L} \right)^{(n-1)/n} \left(k_{nn} \right)^{(n-1)/2n} \quad (75)$$

Utilizando-se a equação (72), colocando-a em função da vazão do fluido, a equação (75) fica:

$$k_{nn} = C^{2n/(n+1)} \quad (76)$$

onde a constante C é dada por:

$$C = \left(\frac{H}{12} \right)^{1/n} \left(9 + \frac{3}{n} \right) \left[150 \varepsilon (S_{nn} - S_{nn0}) \right]^{(1-n)/2n} \left(\frac{\Delta p}{L} \right)^{-1/n} \left(\frac{q_{nn}}{A} \right) \quad (77)$$

Assim, verifica-se que através das propriedades do meio (L, A e ε), dos parâmetros do fluido Power-Law (H e n) e dos dados do fluxo (S_{nn0} , S_{nn} , Δp e q_{nn}), pode-se determinar a permeabilidade efetiva do fluido não-newtoniano em um escoamento multifásico.

3.4. DETERMINAÇÃO DA FUNÇÃO VISCOSIDADE APARENTE PARA FLUIDOS QUE SEGUEM O MODELO DE HERSCHEL - BULKLEY

Para fluidos não-newtonianos que seguem o modelo de Herschel-Bulkley, a viscosidade aparente é definida como:

$$\mu_{app} = H * \dot{\gamma}^{(n-1)} + \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} \quad (78)$$

A dedução é análoga àquela desenvolvida no item 3.3, com a diferença que aqui a equação do fluxo unidimensional é dada por (22), que fica da seguinte forma para escoamento multifásico:

$$u = \left[\frac{k_{nn}}{\mu_{eff}} \left(\frac{\Delta p}{L} + \alpha_0 \right) \right]^{1/n} \quad (79)$$

onde μ_{eff} é dado pela equação (71), α_0 e β são dados por:

$$\alpha_o = \frac{\beta \tau_o}{\left(k_{nn} \right)^{1/2}} \quad (80)$$

$$\beta = \left[\frac{\varepsilon (S_{nn} - S_{nn0})}{2} \right]^{1/2} \quad (81)$$

Igualando (79) com (72), tem-se:

$$\left[\frac{k_{nn}}{\mu_{eff}} \left(\frac{\Delta p}{L} + \alpha_o \right) \right]^{1/n} = \frac{k_{nn}}{\mu_{app}} \frac{\Delta p}{L} \quad (82)$$

Resolvendo esta equação para μ_{app} :

$$\mu_{app} = \left(C_3 k_{nn}^{(1-n)/2} + C_4 k_{nn}^{-n/2} \right)^{-1/n} \quad (83)$$

onde:

$$C_3 = \frac{1}{C_1} \left(\frac{\Delta p}{L} \right)^{1-n} \quad (84)$$

$$C_4 = \frac{\beta \tau_o}{C_1} \left(\frac{\Delta p}{L} \right)^{-n} \quad (85)$$

$$C_1 = \frac{H}{12} \left(9 + \frac{3}{n} \right)^n \left[150 \varepsilon (S_{nn} - S_{nn0}) \right]^{(1-n)/2} \quad (86)$$

Utilizando-se a equação (72), em função da vazão do fluido, a equação (83) fica:

$$C_5 k_{nn}^{(1-n)/2} + C_6 k_{nn}^{-n/2} - k_{nn}^{-n} = 0 \quad (87)$$

onde:

$$C_5 = C_3 \left(\frac{\Delta p}{L} \right)^n \left(\frac{q_{nn}}{A} \right)^{-n} \quad (88)$$

$$C_6 = C_4 \left(\frac{\Delta p}{L} \right)^n \left(\frac{q_{nn}}{A} \right)^{-n} \quad (89)$$

Da mesma forma que no item anterior, pode-se determinar a permeabilidade efetiva do fluido não-newtoniano em um escoamento multifásico através das propriedades do meio, dos parâmetros do fluido e dos dados de fluxo. A equação (87) necessita de uma resolução numérica, sendo utilizado neste trabalho o Método de Newton - Raffson acoplado ao Método da Bissecção. Esta resolução numérica foi retirada do trabalho de Press et alli [1986] .

Como não deveria deixar de ser, a equação (87) prevê a equação (76) quando $\tau_0 = 0$, podendo ser usada para fluidos não-newtonianos com comportamento reológico que segue o modelo de Ostwald - de Waele. Além disto, a equação (87) também prevê o comportamento que segue o modelo de Bingham ($n = 1$) e o comportamento dos fluidos newtonianos ($\tau_0 = 0$, $n = 1$ e $H = \mu$).

Como já citado anteriormente, o deslocamento imiscível é um processo não estacionário e as deduções dos itens 3.3 e 3.4 são válidas para processos estacionários. Neste trabalho, considera-se que, a nível de cálculos, para cada intervalo de tempo, ou seja, para cada valor de saturação, tem-se um processo pseudo-estacionário. Para cada ponto de saturação determina-se a vazão do fluido não-newtoniano e a queda de pressão no meio, obtendo-se, assim, a permeabilidade efetiva do meio ao fluido não-newtoniano.

CAPÍTULO 4

MATERIAIS E MÉTODOS

4.1. FLUIDOS UTILIZADOS NOS TESTES EXPERIMENTAIS

Os fluidos utilizados nos experimentos foram:

- ⇒ óleo mineral Nujol^R ;
- ⇒ solução aquosa de 10.000 ppm de KCl;
- ⇒ solução aquosa de Xantana (Rhodopol^R 23, Rhodia do Brasil) preparada a 600, 900, 1200 e 1500 ppm;
- ⇒ solução aquosa de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada (Cyanatrol^R 920, Cyanamid Co.) preparada a 900, 1200 e 1500 ppm.

4.2. PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS

O óleo Nujol foi utilizado sem diluições.

Foi adicionado KCl à água com a finalidade de evitar o inchamento de argilas que possam estar presentes nas amostras.

O preparo das soluções poliméricas foi diferenciado, pois a Xantana apresenta-se na forma de pó e a Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada na forma de suspensão aquosa com teor ativo de 30 %.

A quantidade necessária de Xantana foi inicialmente pesada em balança analítica LIBROR. Após, esta quantidade foi adicionada ao volume de água necessária para o preparo da solução, em um recipiente de plástico, sempre sob leve agitação manual, até a completa dissolução. Quando a solução tornou-se homogênea, adicionou-se 10.000 ppm de KCl e 2 ml de Formaldeído PA, sendo este último utilizado como bactericida. Finalmente transferiu-se a solução para um balão volumétrico.

Já a quantidade necessária de Poliacrilamida foi medida em

uma proveta graduada e adicionada à água em um balão volumétrico. Este, então, foi levemente aquecido em uma placa de aquecimento FISATOM até a completa dissolução da Poliacrilamida. Isto foi assim desenvolvido porque esta pode ser degradada por efeitos cisalhantes. Após o resfriamento natural da solução, foi adicionado 10.000 ppm de KCl e 2 ml de Formaldeído PA.

4.3. CARACTERIZAÇÃO DOS FLUIDOS

Os fluidos foram caracterizados através de sua curva reológica.

A curva reológica do Nujol foi obtida em um reômetro rotatório de cilindros concêntricos Haake - ROTOVISCO RV2 - que fornece dados de velocidade angular e leitura de escala. Utilizando-se o software REOLOGIA de Vieira e Rosa [1991], baseado na metodologia proposta por Yang e Krieger [1978], transformou-se os dados fornecidos pelo reômetro em dados de taxa de deformação e tensão de cisalhamento.

Já as curvas reológicas das soluções poliméricas foram obtidas em um outro reômetro rotatório de cilindros concêntricos - RHEOTEST 2.1 - e os dados analisados em uma outra versão do software REOLOGIA, o REO 2, efetuada por Mendes [1991]. Foi utilizado este reômetro devido à impossibilidade da cabeça de medida do ROTOVISCO RV2 fornecer dados para o cálculo da curva reológica de fluidos com viscosidade próxima a da água.

Um esquema de reômetro rotatório de cilindros concêntricos Haake pode ser observado na Figura 7.

4.4. MEIOS POROSOS UTILIZADOS NOS TESTES EXPERIMENTAIS

Foram utilizadas amostras de rochas naturais do afloramento de Rio Bonito - RJ, na forma de cilindros de 3,7 cm de diâmetro e comprimentos variáveis em torno de 7 cm. A composição das rochas é basicamente arenito.

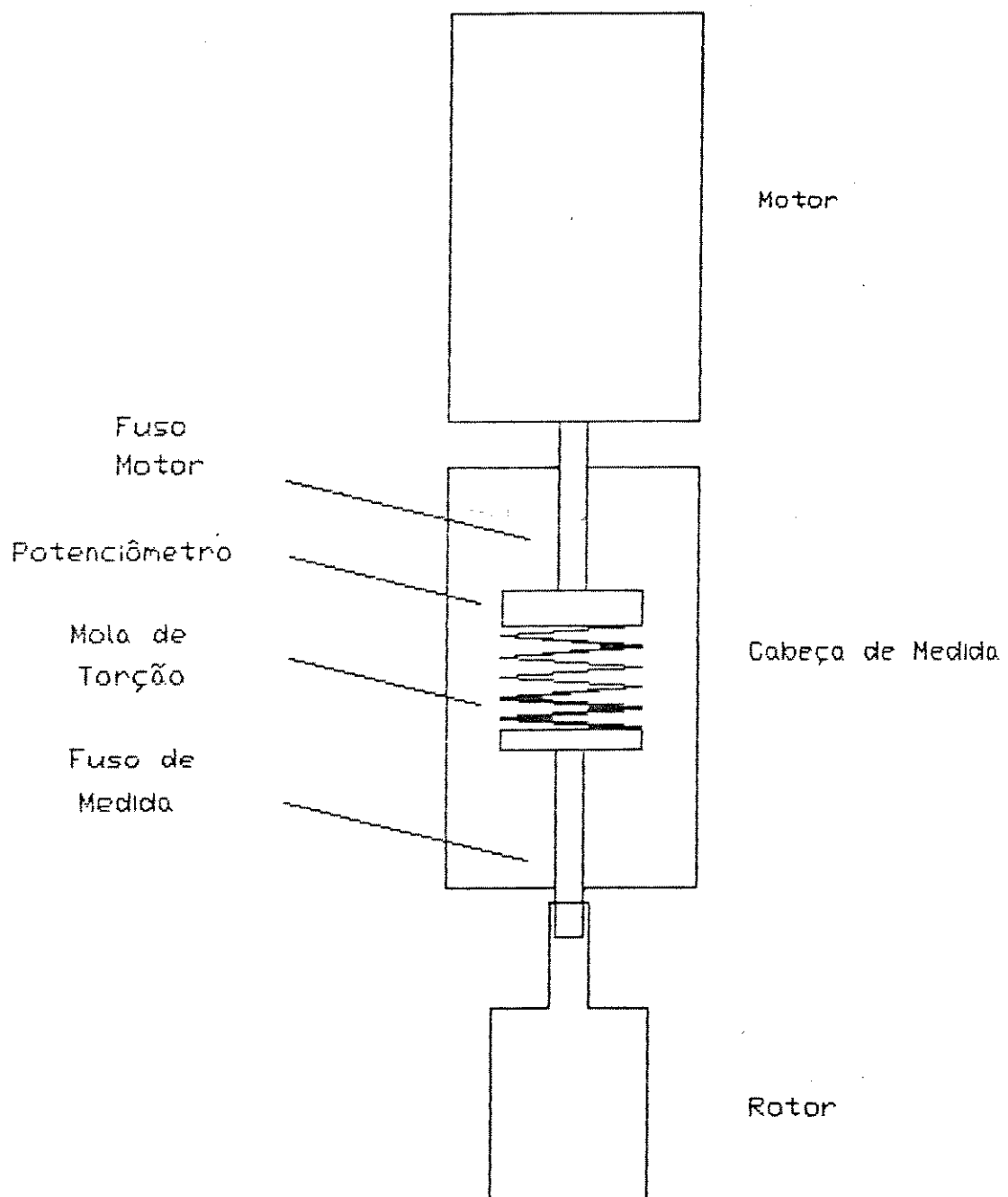


Figura 7: Esquema do reômetro rotatório Haake (adaptada de Vieira e Rosa [1991]).

4.5. CARACTERIZAÇÃO DOS MEIOS POROSOS

As amostras secas foram pesadas, medidas e determinadas sua permeabilidade e porosidade. Suas características geométricas foram medidas com paquímetro da marca Mitutoyo.

A permeabilidade foi determinada em um permeabilímetro a gás, da marca Core Laboratories, utilizando-se nitrogênio. Conforme o catálogo do referido equipamento, a equação (90) é utilizada neste cálculo:

$$k = \frac{C Q h_w L}{A 200} \quad (90)$$

onde C é o fator que agrupa pressões e viscosidade, Q é a vazão constante fornecida por um orifício e h_w é a altura da coluna da água, que junto com C, fornece a queda de pressão entre as faces do meio poroso. Estes três fatores são lidos no equipamento.

A porosidade do meio é determinada em um porosímetro a gás, da marca Core Laboratories, que baseia-se na Lei de Boyle-Mariotte para fornecer o volume de sólidos presentes na amostra, conforme afirmado pelo catálogo do referido equipamento. Com este volume e o volume total calcula-se a porosidade:

$$\epsilon = 1 - \frac{V_s}{V_t} \quad (91)$$

O volume poroso da amostra é calculado por:

$$V_p = V_t - V_s \quad (92)$$

4.6. PREPARAÇÃO DOS MEIOS POROSOS

Como preparação, efetuou-se a saturação dos meios com solução aquosa de 10.000 ppm de KCl. Colocou-se as amostras em uma garrafa de aço inox e admitiu-se vácuo de 0,1 mbar por aproximadamente 3 horas. Após, injetou-se a solução aquosa até encher a garrafa, pressurizando lentamente até atingir 1.000 psi. As amostras permaneceram na garrafa sob pressão por 24 horas, quando então

foram retiradas e pesadas.

O volume poroso foi calculado por:

$$V_p = \frac{M_{sat} - M_{seca}}{\rho_w} \quad (93)$$

O valor calculado foi comparado com o valor fornecido pelo teste de porosidade. Caso o primeiro fosse menor que 10 % do segundo, efetuar-se-ia uma ressaturação da amostra.

As amostras após saturadas foram colocadas em um dessecador com solução aquosa de KCl, onde permaneceram até a sua utilização.

4.7. INSTALAÇÃO EXPERIMENTAL

O equipamento utilizado, um Hassler Coreholder, está esquematizado na Figura 8. A amostra é confinada na célula Hassler que apresenta em seu interior uma camisa de borracha, a qual é pressurizada para evitar caminhos preferenciais na superfície lateral do meio. O equipamento foi dimensionado de forma a minimizar os efeitos de extremidade.

O reservatório de fluidos é pressurizado com nitrogênio fazendo-se com que seja sempre injetado fluido à pressão constante na amostra. Um transdutor de pressão do tipo Sodmex^R mede a pressão na entrada do meio poroso. Os volumes de óleo são coletados no separador água/óleo por diferença de densidades e os volumes de água são coletados em uma proveta graduada.

Foi desenvolvido um teste em branco, sem amostra, com a finalidade de obter-se a queda de pressão no equipamento. Esta foi considerada desprezível em relação às pressões de injeção utilizadas nos experimentos.

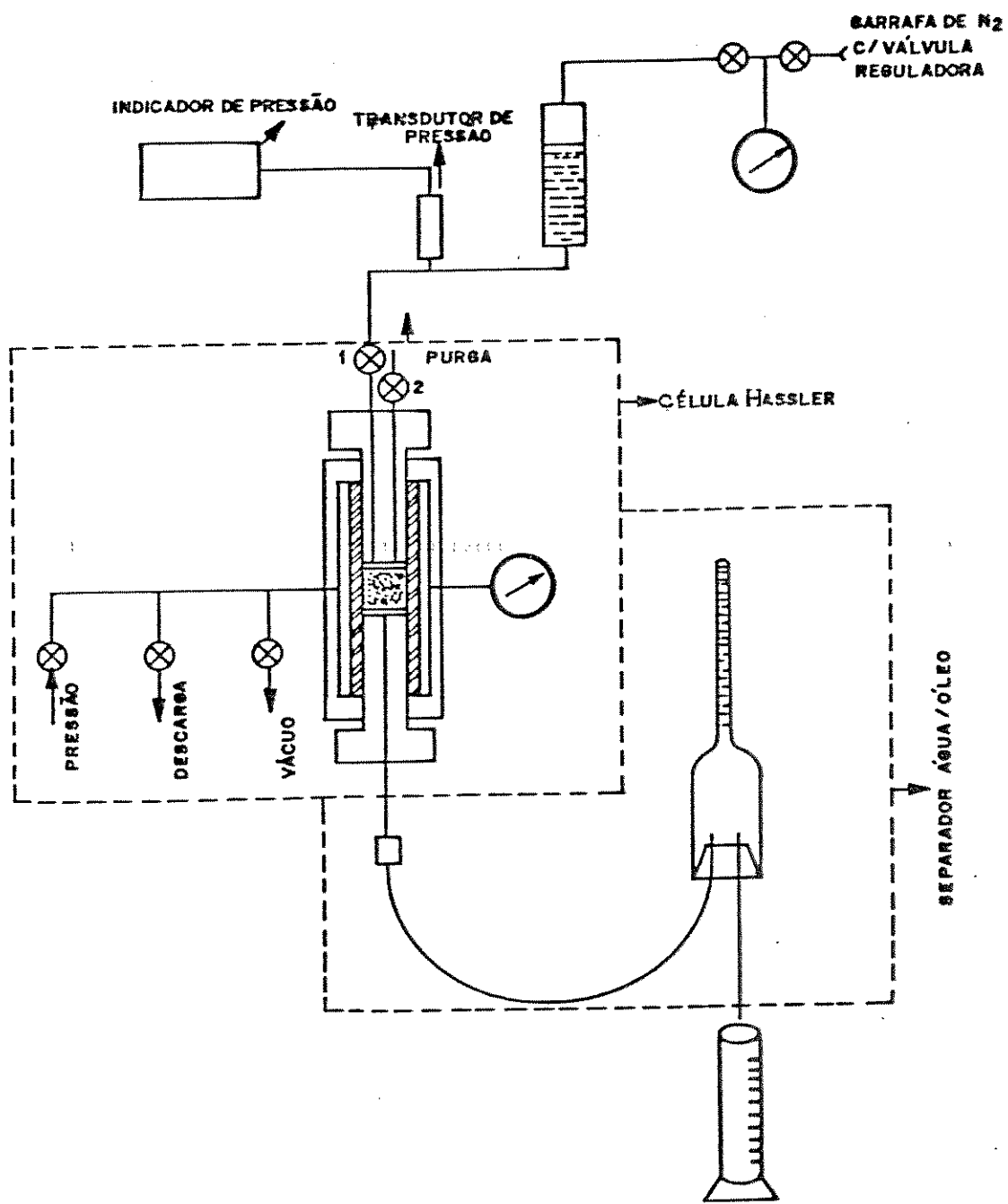


Figura 8: Esquema da aparelhagem para determinação de permeabilidade relativa água - óleo.

4.8. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

O procedimento aqui realizado foi sugerido no catálogo do Hassler Coreholder.

Primeiramente, efetuou-se a saturação do meio, por deslocamento, injetando-se óleo até não se produzir mais água, ou seja, até o estado de saturação irreduzível de água.

A seguir, iniciou-se o deslocamento do óleo pela solução aquosa de KCl, à pressão constante. A obtenção dos volumes de solução foi efetuada em incrementos pré-selecionados de modo a proporcionar uma distribuição relativamente uniforme dos dados coletados. A cada medida de volume de solução determinou-se o volume de óleo e o tempo correspondente.

O próximo passo foi a ressaturação da amostra com óleo até a saturação irreduzível de água. Efetuou-se, então, o deslocamento do óleo com a utilização de solução polimérica, como descrito anteriormente.

O deslocamento foi desenvolvido à pressão constante e a temperatura dos fluidos foi determinada no início, durante e no fim de cada etapa do experimento, não variando mais de 1°C.

O teste de deslocamento seguiu rigorosamente o que sugere a norma N2086 da Comissão de Normas Técnicas da Petrobrás - CONTEC, a qual baseia-se no Método de Welge.

4.9. METODOLOGIA DE CÁLCULO

Para determinar-se as permeabilidades relativas ao óleo e à água por deslocamento, um pequeno meio poroso, normalmente saturado com água, sofre a injeção de óleo até o estado de saturação irreduzível de água. Posteriormente, injeta-se água para deslocar o óleo e, durante o processo, a queda de pressão é determinada. As frações efluentes são coletadas e os volumes de água e óleo são medidos. Somam-se os valores da permeabilidade absoluta da matriz porosa, do volume de poros do meio e das viscosidades do óleo e da água. Estes dados são suficientes para o desenvolvimento das curvas de permeabilidades relativas.

Deve-se observar que sempre que for citado água, entende-se solução aquosa de KCl.

Antes do teste ter início, calcula-se a saturação irreduzível de água medindo-se o volume de água que foi deslocado pelo óleo. Supondo que todo volume de poros esteja ocupado por óleo e água somente,

$$S_{wi} = \left[\frac{V_p - \text{Volume de água deslocado}}{V_p} \right] \quad (94)$$

Antes do teste com a solução polimérica, a saturação irreduzível de água é obtida. Esta saturação é usada como a saturação irreduzível do fluido não-newtoniano (S_{nn0}). Isto é feito porque considerar S_{nn0} nula acarreta um erro no cálculo da porosidade efetiva.

Durante o teste mede-se o volume acumulado de água na saída da amostra (W_i), o volume de óleo também na saída da amostra (O_i), o tempo acumulado (t_i) e o diferencial de pressão através da amostra (Δp). A pressão deve ser mantida constante durante cada intervalo de produção.

A metodologia dos cálculos aqui citada foi extraída da norma N2086 da Comissão de Normas Técnicas da Petrobrás. Em Anexo está apresentada a planilha de cálculo do teste de permeabilidade relativa água-óleo, extraída desta norma.

Os seguintes cálculos são desenvolvidos no processamento dos dados experimentais do deslocamento imiscível água-óleo.

⇒ incremento na produção de água na saída da amostra à pressão atmosférica,

$$\Delta W_i = W_i - W_{i-1} \quad (95)$$

⇒ incremento na produção de óleo na saída da amostra à pressão atmosférica,

$$\Delta O_i = O_i - O_{i-1} \quad (96)$$

⇒ razão de fluxo água - óleo na amostra, em um intervalo i de

produção,

$$R_{fi} = \frac{\Delta W_i}{\Delta O_i} \quad (97)$$

⇒ razão de permeabilidade relativa água - óleo na saída da amostra,

$$\frac{k_w}{k_o} = R_{fi} \frac{\mu_w}{\mu_o} \quad (98)$$

⇒ volume total acumulado na saída da amostra,

$$V_i = W_i + O_i \quad (99)$$

⇒ incremento médio total de fluxo no intervalo i,

$$\Delta V_i = (\Delta O_i + \Delta W_i) / 2 \quad (100)$$

⇒ volume total médio de óleo e água produzido no intervalo de produção i,

$$V_{mi} = V_{i-1} + \Delta V_i \quad (101)$$

⇒ incremento médio de fluxo de óleo no intervalo de produção i,

$$\Delta O_{mi} = 0,5 \Delta O_i \quad (102)$$

⇒ volume total médio de óleo produzido no intervalo i,

$$O_{mi} = O_{i-1} + \Delta O_{mi} \quad (103)$$

⇒ fração de óleo no fluxo total no intervalo i,

$$f_{oi} = \frac{1}{R_{fi} + 1} \quad (104)$$

⇒ incremento de saturação; diferença entre a saturação média de água e a saturação de água na saída da amostra, expressa em volume,

$$\Delta S_i = f_{oi} V_{mi} \quad (105)$$

⇒ saturação de água na saída da amostra, expressa em volume,

$$V_{wi} = O_{mi} - \Delta S_i \quad (106)$$

Nota: ΔS_i é a correção da saturação utilizada para obter-se a mesma na saída da amostra.

⇒ saturação de água na saída da amostra,

$$S_{wis} = \frac{V_{wi}}{V_p} + S_{wi} \quad (107)$$

⇒ incremento de tempo no intervalo i ,

$$\Delta t_i = t_i - t_{i-1} \quad (108)$$

⇒ constante de fluxo,

$$C_2 = \frac{\mu_w L}{A k \Delta p} \quad (109)$$

⇒ vazão de água,

$$q_{wi} = \frac{\Delta W_i}{\Delta t_i} \quad (110)$$

⇒ permeabilidade relativa à água,

$$k_{rw} = C_2 q_{wi} \quad (111)$$

⇒ saturação média de água,

$$S_{wmi} = \frac{O_{mi}}{V_p} + S_{wi} \quad (112)$$

A seguinte seqüência é utilizada na geração dos resultados de permeabilidades relativas.

⇒ Plotar em um papel semilog a razão de permeabilidade relativa (k_w/k_o) contra a saturação de água na saída da amostra (S_{wis}). Traçar a curva que melhor ajusta os pontos.

⇒ Plotar, no mesmo papel, a permeabilidade relativa à água

(k_{rw}) contra a saturação média de água (S_{wmi}). Traçar a curva que melhor ajusta os pontos.

⇒ Selecionar saturações de água (S_w) e ler os valores correspondentes de k_w/k_o e k_{rw} nas respectivas curvas ajustadas.

⇒ Calcular a permeabilidade relativa ao óleo (k_{ro}) a partir destas leituras:

$$k_{ro} = \frac{k_{rw}}{k_w / k_o} \quad (113)$$

⇒ Plotar os dados de k_{rw} e k_{ro} contra S_w , determinando-se as curvas de permeabilidade relativa da amostra.

Segundo a norma N2086, até agora, infelizmente, não foram realizadas correlações que permitissem calcular estatisticamente a repetibilidade ou reprodutibilidade dos resultados obtidos.

O ponto mais determinante desta metodologia de cálculo é a escolha dos incrementos de água que irão proporcionar uma distribuição relativamente uniforme dos dados coletados. Uma escolha incerta pode propiciar erros no cálculos dos incrementos e valores médios, fazendo até que um ponto apresente o mesmo valor de saturação na saída da amostra que o imediatamente anterior, o que fisicamente é improvável antes da obtenção da saturação residual de óleo.

Devido ao grande número de curvas de permeabilidades a serem determinadas neste trabalho, o traçado das curvas foi efetuado no computador e os ajustes desenvolvidos no software GRAPHER. Este software apresenta ajuste linear, logaritmo, exponencial, potencial e polinomial, sendo este até de grau 10.

Para soluções poliméricas esta metodologia de cálculo precisa ser modificada. O comportamento não-newtoniano da solução é embutido no cálculo da sua viscosidade aparente. Este dado é necessário no cálculo da razão de permeabilidade relativa solução polimérica - óleo (k_{rn}/k_o) e da permeabilidade relativa à solução polimérica (k_{rnn}).

Utilizando a equação (76) para fluidos com comportamento reológico definido pelo modelo de Ostwald - de Waele, calcula-se a permeabilidade efetiva do meio à solução polimérica, onde a vazão

q_{nn} é obtida da equação (110) e a saturação do fluido não-newtoniano é obtida da equação (112).

Os dados utilizados nestes cálculos são coletados no deslocamento polímero - óleo.

Com o valor da permeabilidade efetiva calcula-se a viscosidade aparente pela equação (75). Com este valor, todos os outros cálculos podem ser efetuados e a metodologia torna-se a mesma.

Para fluidos que seguem o modelo de Herschel - Bulkley, o cálculo é o mesmo explicado anteriormente com a diferença de que a permeabilidade efetiva à solução polimérica é calculada pela equação (87) e a viscosidade aparente é fornecida pela equação (83).

Com esta metodologia de cálculo para fluidos Herschel-Bulkley foi desenvolvido um programa que calcula a viscosidade aparente do fluido, as saturações média e na saída, a razão de permeabilidades e a permeabilidade relativa à solução. Como ele usa a equação (87) para o cálculo da permeabilidade efetiva, este programa pode ser utilizado para a determinação do deslocamento imiscível de um fluido newtoniano, por fluido deslocante newtoniano, Power-Law, Bingham e Herschel-Bulkley.

Com os dados do deslocamento calcula-se a recuperação de óleo em função do volume de poros injetado, comparando-se os resultados para a água e solução polimérica. O volume de poros injetado é calculado por:

$$VPI = \frac{\text{volume de solução injetada}}{V_p} \quad (114)$$

A recuperação de óleo é dada pela razão entre o volume de óleo acumulado na saída da amostra e o volume de óleo inicialmente presente nesta.

$$\text{Óleo Recuperado (\%)} = \frac{\text{Vol. óleo acumulado na saída}}{\text{Vol. óleo inicial}} * 100 \quad (115)$$

Através dos dados de permeabilidades relativas calcula-se o fluxo fracionário da solução polimérica e compara-se com o obtido do deslocamento com solução de cloreto de potássio. Também é

calculada a mobilidade relativa do polímero e da solução de cloreto de potássio, determinando-se o fator de resistência ao escoamento da solução polimérica no meio poroso durante o deslocamento de óleo.

CAPÍTULO 5

APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1. CARACTERIZAÇÃO DOS MEIOS POROSOS

Conforme os métodos descritos no capítulo anterior, item 4.5, foi desenvolvida a caracterização dos meios porosos. A Tabela 2 apresenta as características físicas e geométricas das amostras utilizadas neste trabalho.

Tabela 2 : Características dos meios porosos

Meio	L (cm)	A (cm ²)	ε (%)	k (md)	V _p (cm ³)
08V	6,8780	11,3310	33,80	269,30	24,23
22H	6,9380	11,2320	35,60	185,31	25,32
95	7,6275	11,1135	20,37	202,36	15,75
270	7,5850	10,7134	20,01	177,00	14,59
661	7,6350	10,9565	21,10	170,73	16,89
770	6,9875	11,0054	21,33	168,26	14,86
832	6,0350	10,8297	23,50	351,10	13,65

O volume poroso apresentado na Tabela 2 foi obtido após a saturação das amostras com solução aquosa de cloreto de potássio. Este volume foi utilizado nos cálculos das saturações pois ele é o que melhor representa o volume efetivo de fluidos no interior do meio poroso.

Como este volume ficou no intervalo entre 90 % e 100 % do

volume poroso obtido no porosímetro a gás, não houve necessidade de fazer-se uma nova saturação dos meios, já que a primeira ficou dentro da margem de erro admitida pela norma N2086 da Petrobrás.

Na Tabela 3 está apresentado um sumário que identifica os experimentos realizados, as amostras e as soluções poliméricas utilizadas.

As concentrações poliméricas utilizadas normalmente em aplicações em Engenharia de Petróleo são da ordem de 300 a 600 ppm. Neste trabalho foram utilizadas concentrações maiores, de 600 a 1500 ppm, devido à falta de um equipamento que determine a reologia de fluidos menos concentrados com satisfatória precisão. Os reômetros rotatórios de cilindros concêntricos utilizados neste trabalho não são adequados a baixas concentrações.

Tabela 3: Experimentos realizados

Experimento	Amostra	Polímero	Concentração (ppm)
1	661	Poliacrilamida	1200
2	08V	Xantana	1200
3	22H	Xantana	600
4	95	Xantana	900
5	832	Xantana	1500
6	270	Poliacrilamida	1500
7	770	Poliacrilamida	900

5.2. CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA DOS FLUIDOS

5.2.1 CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA DO NUJOL

Como os deslocamentos foram conduzidos à temperatura ambiente, a reologia do óleo Nujol foi obtida a diferentes temperaturas para englobar a faixa de análise experimental.

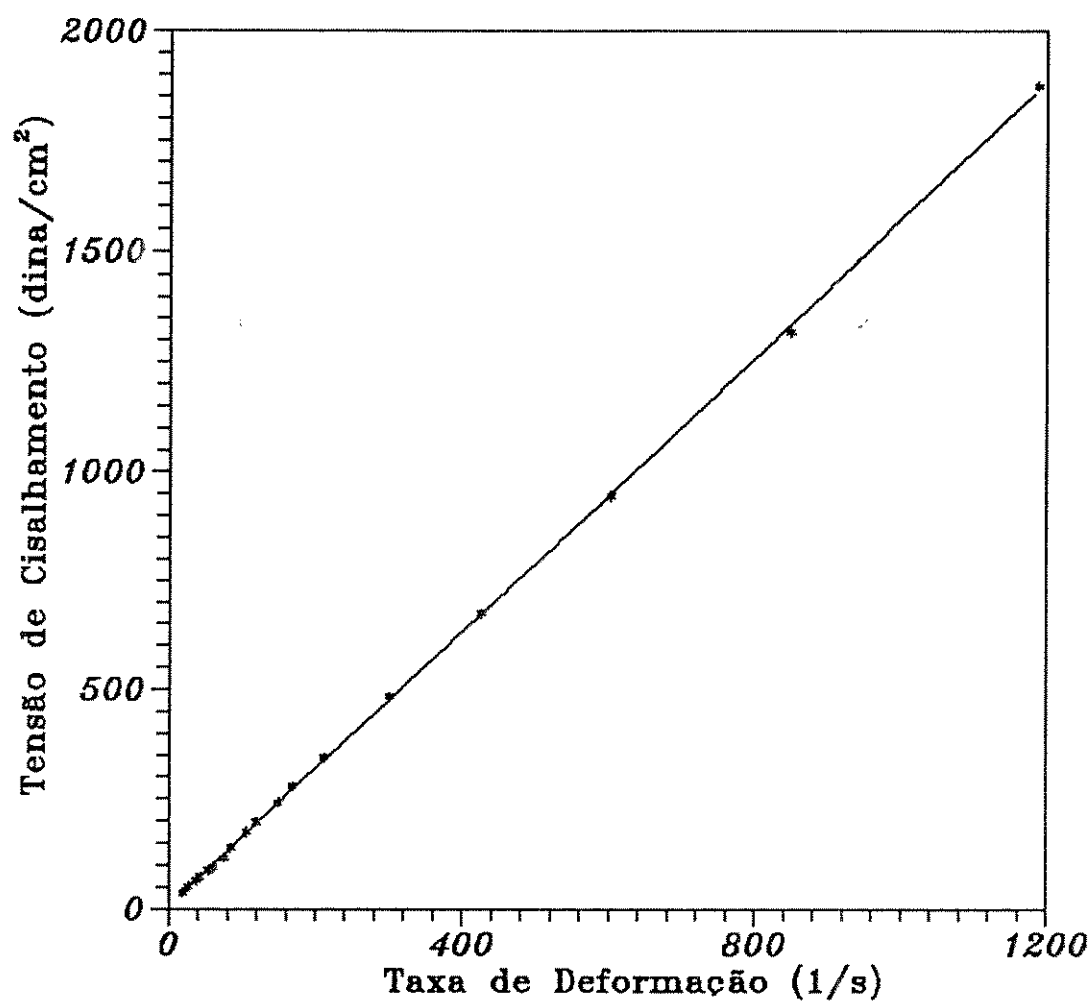


Figura 9: Curva reológica do Nujol a 20°C.

A Figura 9 apresenta a curva reológica do Nujol obtida a 20°C. Como pode ser observado o óleo Nujol comporta-se como um fluido newtoniano, pois a relação entre tensão de cisalhamento e taxa de deformação é linear passando na origem dos eixos.

Como todo fluido newtoniano, sua viscosidade varia apenas com a temperatura. A reologia do Nujol foi obtida a temperaturas entre 8 e 40°C, mas a faixa de interesse para os testes de deslocamento reduziu-se aos dados de temperatura e viscosidade apresentados na Tabela 4. Estes dados foram ajustados pela equação (116), obtendo uma correlação de 99,97 %.

$$\mu \text{ (cp)} = 8.428,0753 * T \text{ (}^{\circ}\text{C)}^{-1,3298}$$

(116)

Tabela 4: Valores de viscosidade medidos para o Nujol.

Temperatura (°C)	18,5	20	21,5	23,5	25,5
Viscosidade (cp)	174,05	156,91	142,52	126,63	113,59

Em cada teste de deslocamento é determinada a temperatura no início, meio e fim de cada etapa, não variando mais de 1°C, sendo a viscosidade do Nujol obtida através da equação (116).

5.2.2. CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA DAS SOLUÇÕES POLIMÉRICAS

Antes da cada deslocamento, foram retiradas amostras das soluções poliméricas e, como já comentado anteriormente, as suas reologias foram obtidas apenas na temperatura média do experimento. Os dados reológicos das soluções de Xantana 900 ppm e de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm, bem como seus ajustes para os modelos de Bingham, Ostwald-de Waele e Herschel-Bulkley, estão apresentados nas Tabelas 5, 6, 7 e 8. As suas curvas reológicas e a respectiva variação da viscosidade aparente com a taxa de deformação podem ser visualizadas nas Figuras 10, 11, 12 e 13.

Tabela 5: Dados de tensão de cisalhamento e taxa de deformação obtidos para a solução de Xantana 900 ppm a 28°C utilizando o Método de Yang e Krieger.

$\dot{\gamma}$ (s ⁻¹)	τ (dina/cm ²)	$\dot{\gamma}$ (s ⁻¹)	τ (dina/cm ²)
82,279	7,720	365,416	16,984
119,968	9,264	436,537	19,300
144,293	11,580	636,681	27,020
217,903	13,124	702,606	30,880
243,571	15,440	1394,617	46,320

Tabela 6: Ajuste dos dados reológicos apresentados na Tabela 5 por alguns modelos para a solução de Xantana 900 ppm a 28°C.

Modelo	Parâmetros Reológicos	Desvio (%)
Power - Law	H = 0,4700 (dina s ⁿ /cm ²) n = 0,6274	5,722
Bingham	τ_o = 6,9076 (dina/cm ²) μ_p = 0,0296 (dina s/cm ²)	7,381
Herschel - Bulkley	τ_o = 2,5896 (dina/cm ²) H = 0,1941 (dina s ⁿ /cm ²) n = 0,7477	4,832

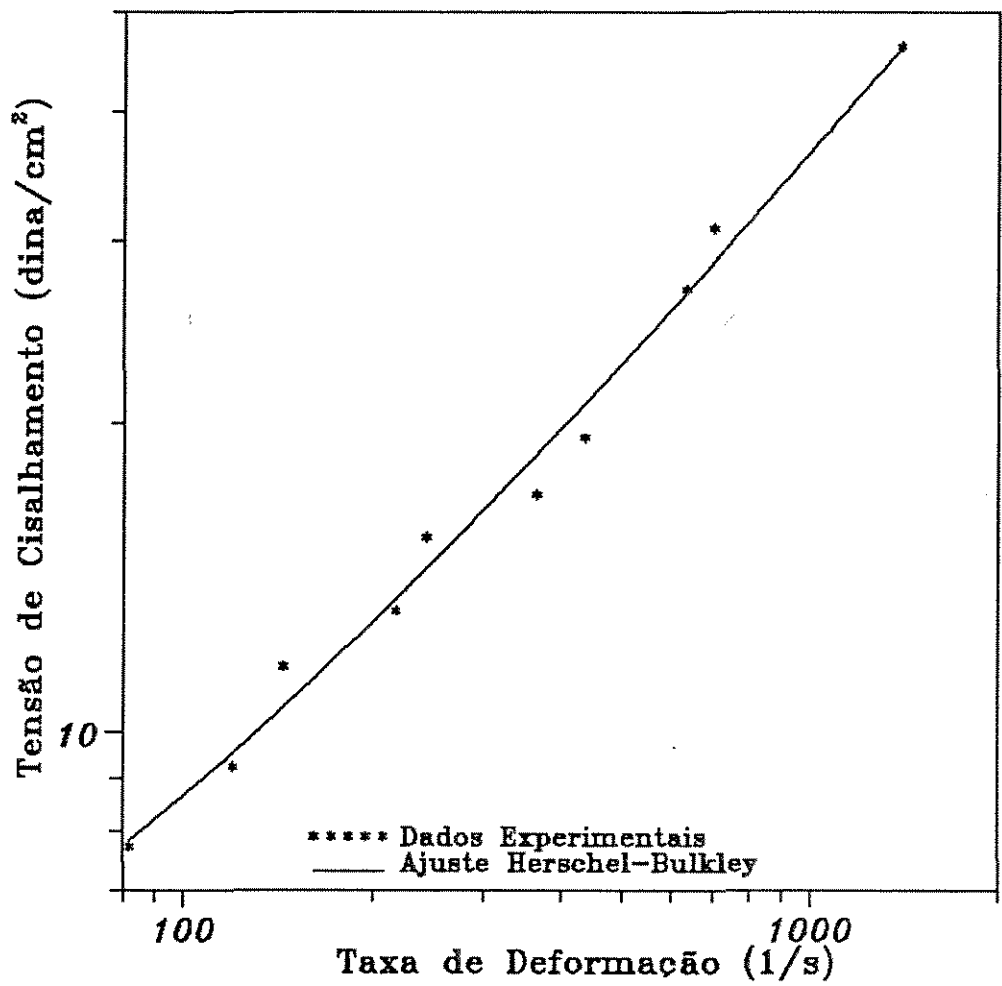


Figura 10: Curva reológica, ajuste do modelo Herschel-Bulkley para a solução de Xantana 900 ppm a 28°C.

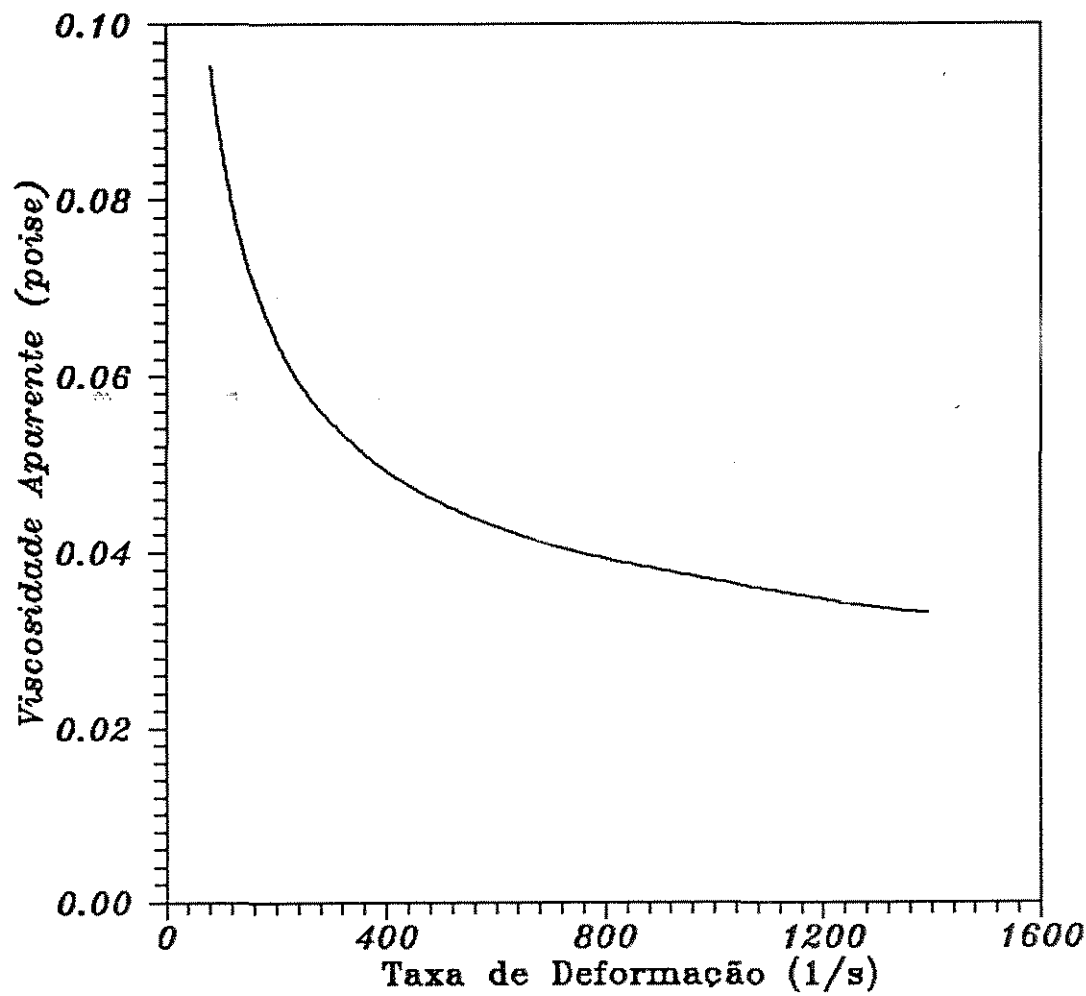


Figura 11: Comportamento da viscosidade aparente com a taxa de deformação para a solução de Xantana 900 ppm a 28°C, dados ajustados pelo modelo de Herschel-Bulkley

Tabela 7: Dados de tensão de cisalhamento e taxa de deformação obtidos para a solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm a 25°C utilizando o Método de Yang e Krieger.

$\dot{\gamma}$ (s ⁻¹)	τ (dina/cm ²)	$\dot{\gamma}$ (s ⁻¹)	τ (dina/cm ²)
81,569	3,860	360,642	15,440
118,009	5,404	431,593	16,984
142,487	7,720	644,189	19,300
215,318	9,264	705,808	30,880
240,718	11,580	1339,845	47,864

Tabela 8: Ajuste dos dados reológicos apresentados na Tabela 7 por alguns modelos para a solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm a 25°C.

Modelo	Parâmetros Reológicos	Desvio (%)
Power - Law	H = 0,0924 (dina s ⁿ /cm ²) n = 0,8642	8,846
Bingham	τ_o = 2,0944 (dina/cm ²) μ_p = 0,0344 (dina s/cm ²)	11,049
Herschel - Bulkley	τ_o = 0,0018 (dina/cm ²) H = 0,0923 (dina s ⁿ /cm ²) n = 0,8643	8,846

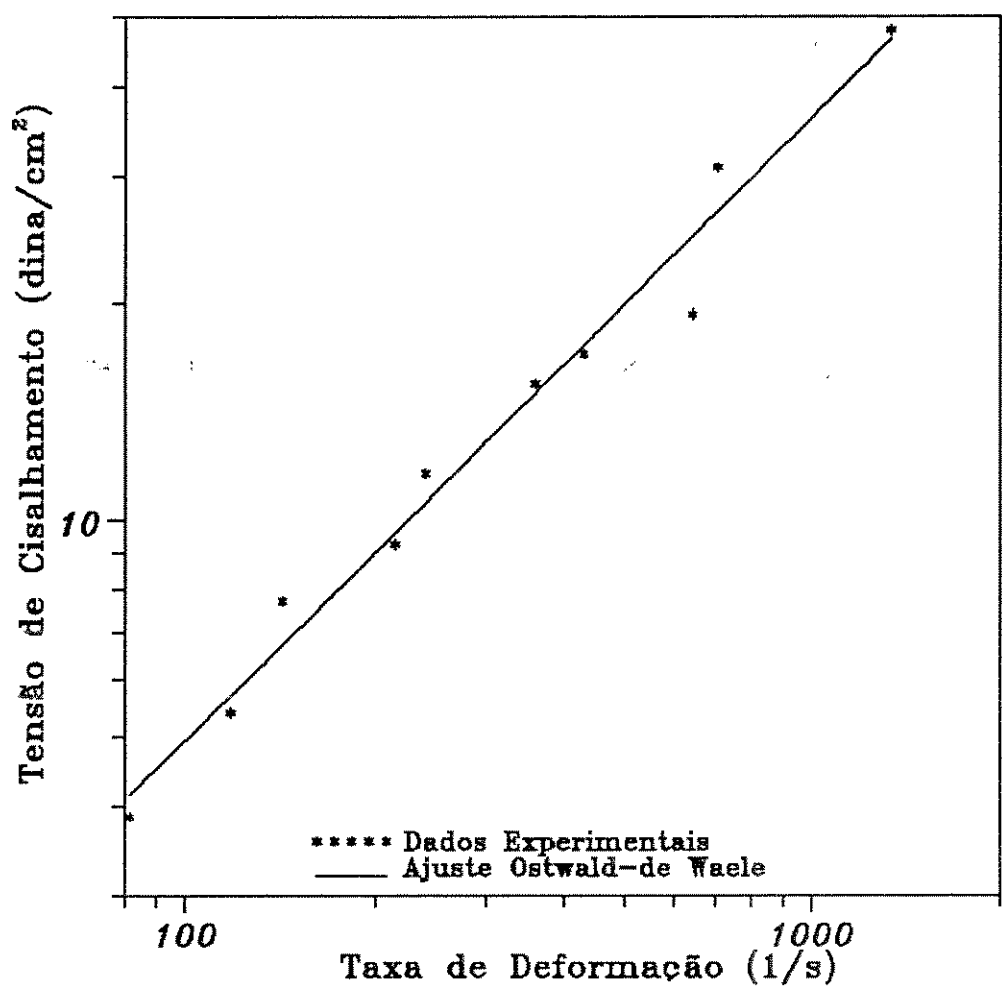


Figura 12: Curva reológica, ajuste do modelo Ostwald-de Waele para a solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm a 25°C.

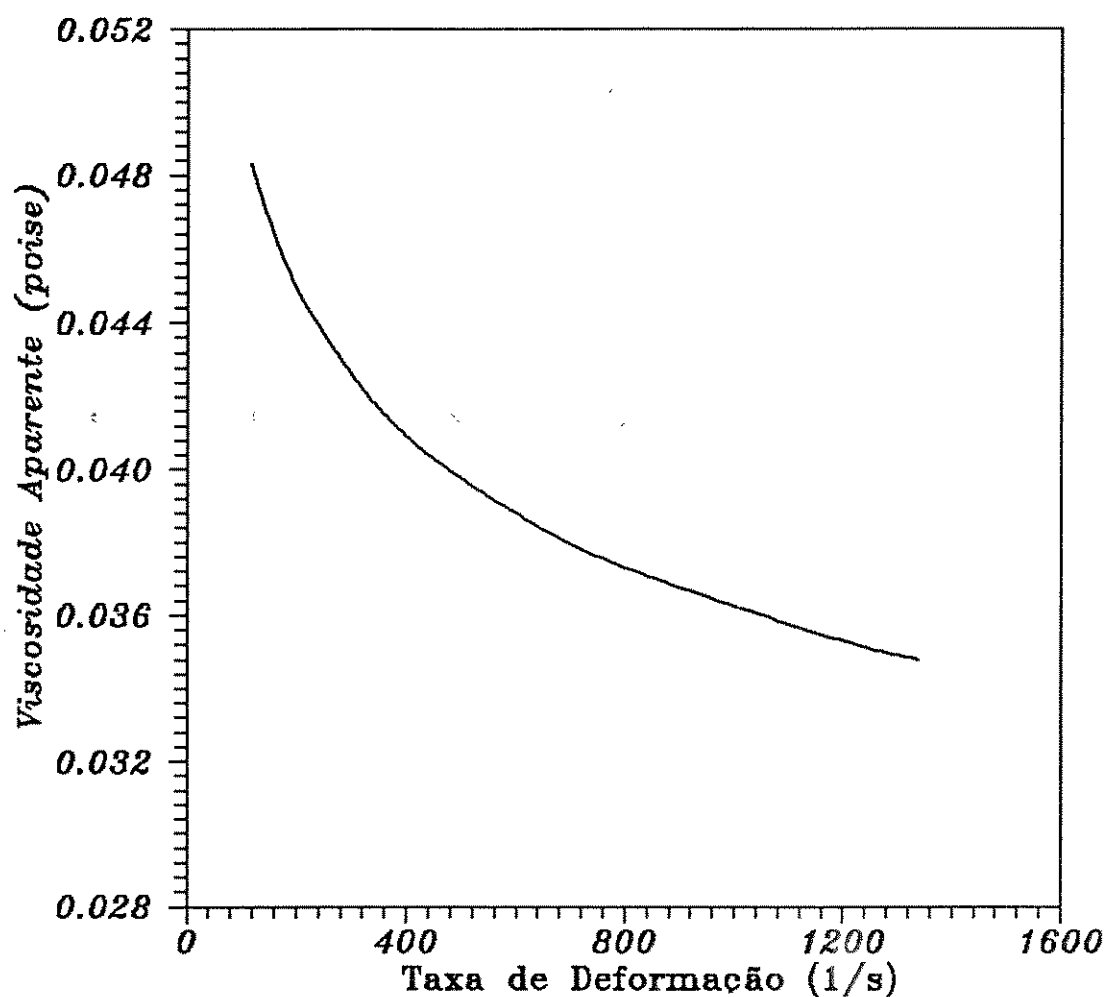


Figura 13: Comportamento da viscosidade aparente com a taxa de deformação para a solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 900 ppm a 25°C, dados ajustados pelo modelo de Ostwald-de Waele.

O comportamento reológico das soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada foi melhor representado pelo modelo de Ostwald-de Waele. Os valores obtidos para os parâmetros reológicos deste modelo para estas soluções poliméricas estão apresentados na Tabela 9.

O comportamento reológico das soluções de Goma Xantana foi melhor representado pelo modelo de Herschel-Bulkley. Os valores obtidos para os parâmetros reológicos deste modelo estão apresentados na Tabela 10. Observa-se que os valores obtidos para a tensão residual são valores relativamente pequenos.

Os parâmetros apresentados nestas Tabelas serão utilizados nos cálculos, de acordo com a metodologia anteriormente citada.

Tabela 9: Parâmetros reológicos do modelo Ostwald - de Waele para as soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada.

Concentração (ppm)	n	H (dina s ⁿ /cm ²)	Desvio (%)	T (°C)
900	0,8642	0,0924	8,846	25
1200	0,8753	0,1151	10,539	24
1500	0,7615	0,2369	7,417	24

Tabela 10: Parâmetros reológicos do modelo Herschel - Bulkley para as soluções de Xantana.

Concent. (ppm)	τ_0 (dina/cm ²)	n	H (dina s ⁿ /cm ²)	Desvio (%)	T (°C)
600	2,8501	0,8758	0,0765	5,786	24
900	2,5896	0,7477	0,1941	4,832	28
1200	0,1191	0,6142	0,7813	5,363	23
1500	1,8976	0,6225	0,5736	5,275	27

5.3. DADOS DE DESLOCAMENTO EM MEIOS POROSOS

A Tabela 11 apresenta um exemplo da forma de coleta de dados experimentais para o deslocamento em meios porosos. Durante o teste vários outros pontos são coletados, mas devido à utilização de incrementos pré-estabelecidos, apresenta-se aqui somente os dados usados no programa PERMPOL para a determinação das curvas de permeabilidades relativas.

Deve-se observar que a variação da temperatura durante os testes é pequena e a variação da queda de pressão no meio é desprezível.

Contando com o não comprometimento dos resultados, apresentar-se-á agora os valores da viscosidade aparente das soluções poliméricas durante o deslocamento. Na Figura 14 é apresentada a variação da viscosidade aparente das soluções de Xantana com a saturação da solução polimérica no meio poroso e na Figura 15 é apresentada a variação para as soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada. Estes gráficos demonstram a importância da reologia das soluções durante o deslocamento, sendo que a viscosidade aparente varia até 3 vezes, no caso da solução de 1500 ppm de Xantana, à medida que aumenta a saturação de solução polimérica no meio poroso.

Com estes gráficos, justifica-se a dedução das correlações para o cálculo da viscosidade aparente de fluidos não-newtonianos.

Das Figuras 14 e 15 deve-se observar a diferença de comportamento entre as soluções de Xantana e de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada. Com o decorrer do deslocamento, diminuiu a vazão das soluções de Xantana com o aumento da saturação do fluido não-newtoniano. Isto implica na diminuição da taxa de deformação que a solução sofre no interior do meio poroso, aumentando a viscosidade aparente.

Para as soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada houve um aumento da vazão com o decorrer do deslocamento, aumentando a taxa de deformação que a solução sofre no meio poroso e diminuindo a sua viscosidade aparente.

Com os dados experimentais obtidos nos testes, pode-se determinar quanto óleo foi recuperado do interior do meio poroso.

Tabela 11: Dados obtidos experimentalmente no deslocamento de Nujol por solução de 1200 ppm de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada.

Oi (cm ³)	Wi (cm ³)	t (s)	T (°C)	Δp (psi)
3,70	1	169	23,8	84,1431
3,90	2	337	-	84,1431
4,05	4	659	-	84,1431
4,15	7	1111	24,0	83,9980
4,25	15	2194	-	83,8529
4,35	25	3194	-	83,7079
4,40	40	4405	24,3	83,5628

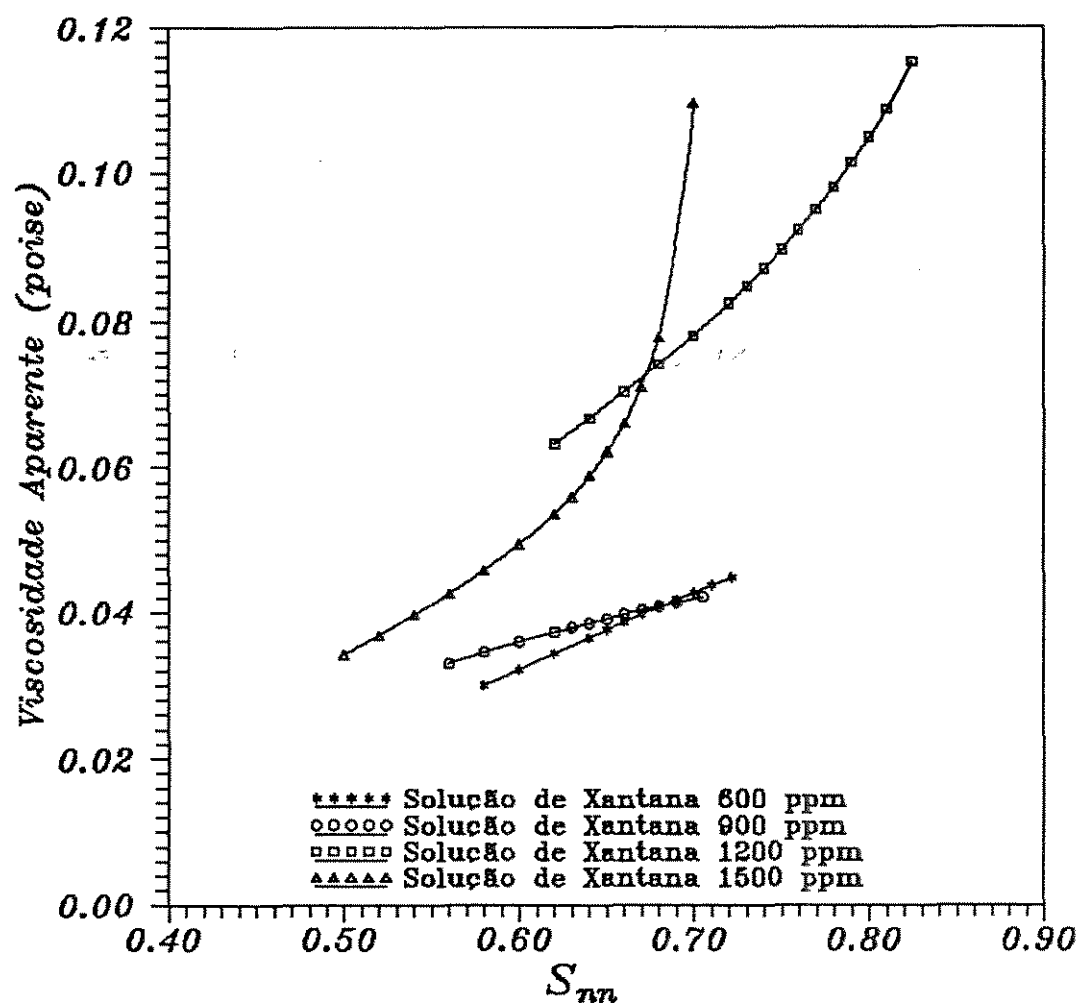


Figura 14: Variação da viscosidade aparente das soluções de Xantana durante os testes de deslocamento.

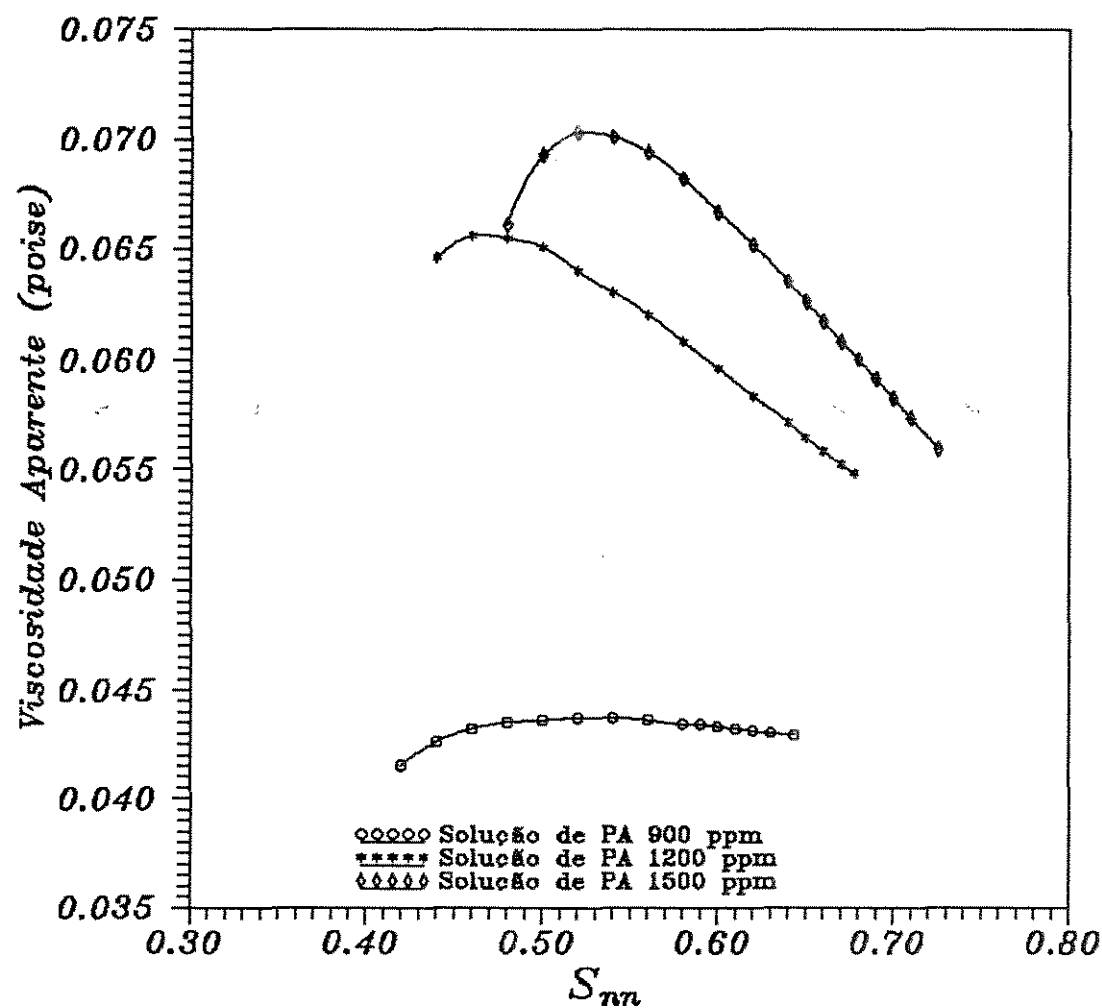


Figura 15: Variação da viscosidade aparente das soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada durante os testes de deslocamento.

Comparando-se o resultado do deslocamento por fluido newtoniano com o resultado do deslocamento por fluido não-newtoniano, obtém-se a eficiência do processo de deslocamento por soluções poliméricas.

O óleo recuperado do interior do meio poroso, calculado pela equação (115), foi plotado em função do volume de poros injetado na amostra, calculado pela equação (114). As Figuras 16, 17, 18, 19, 20, 21 e 22 mostram a comparação das curvas obtidas tanto para fluido deslocante newtoniano como para fluido deslocante não-newtoniano.

Pode-se observar que para um mesmo volume de poros injetado, a solução polimérica recuperou mais óleo que a solução de cloreto de potássio. De outra forma, com solução polimérica injeta-se um menor volume que com solução de KCl, para obter-se a mesma saturação de fluido deslocado.

Para as soluções de Xantana, a eficiência na recuperação ficou em torno de 4 % , com exceção da concentração de 1500 ppm que obteve uma eficiência de quase 13 % . Para as soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada, a eficiência na recuperação foi um pouco menor ficando em torno de 2 % , sendo cerca de 8 % para a concentração de 1500 ppm. Isto indica uma maior eficiência de varredura das soluções de Xantana devido a uma melhor distribuição de fluxo no interior do meio poroso, sendo a concentração de 1500 ppm a de melhor eficiência de varredura.

A partir dos dados experimentais, com a utilização do programa PERMPOL, são obtidos valores de razão de permeabilidades (k_w/k_o e k_{nn}/k_o) em função da saturação de fluido deslocante na saída da amostra (S_{wis} e S_{nnis}) e de permeabilidade relativa do fluido deslocante (k_{rw} e k_{rnn}) em função da saturação média do fluido deslocante na amostra (S_{wmi} e S_{nnmi}). Estas duas relações são ajustadas para a determinação das curvas de permeabilidades relativas. A Tabela 12 apresenta os ajustes aplicados para o deslocamento solução aquosa de cloreto de potássio - óleo e a Tabela 13 os ajustes aplicados para o deslocamento solução polimérica - óleo.

Deve-se observar que a maioria dos ajustes foi exponencial, sendo que apenas dois ajustaram linearmente os dados, nas

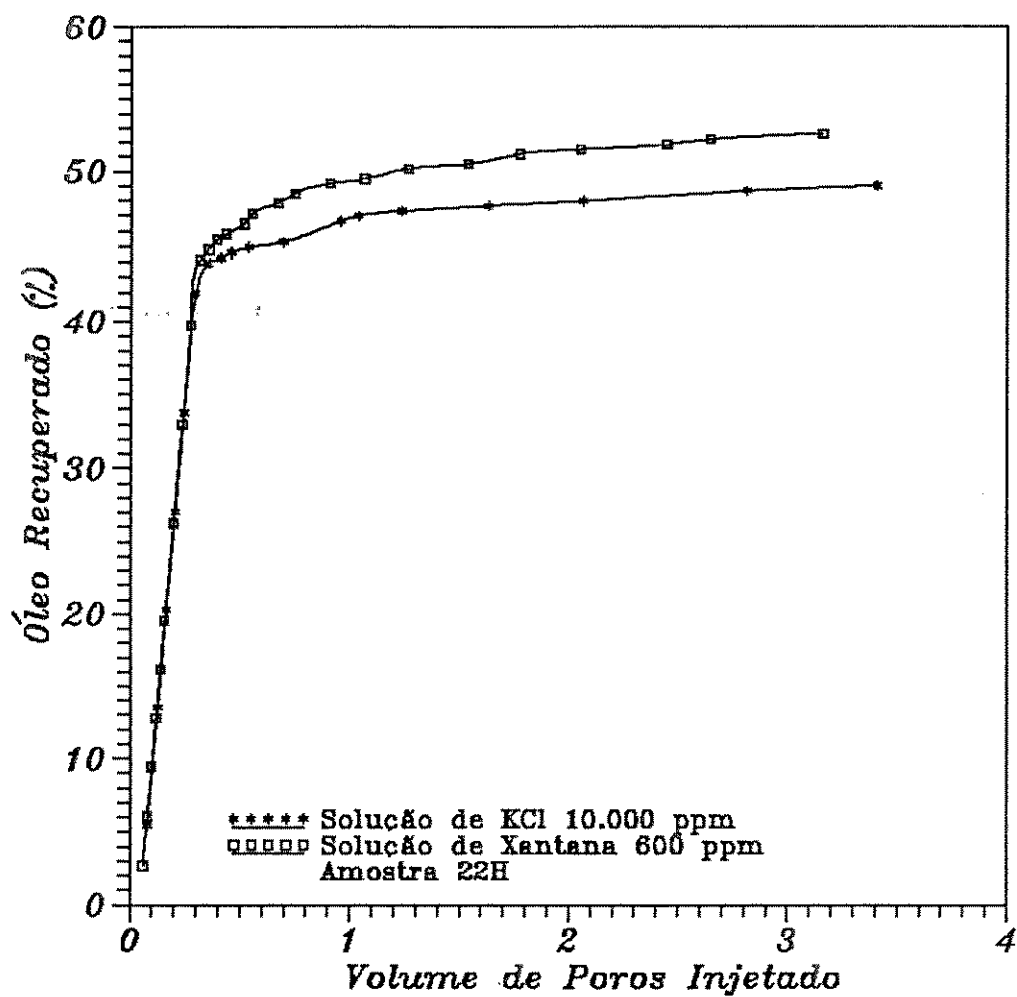


Figura 16: Recuperação de óleo obtida para a amostra 22H.

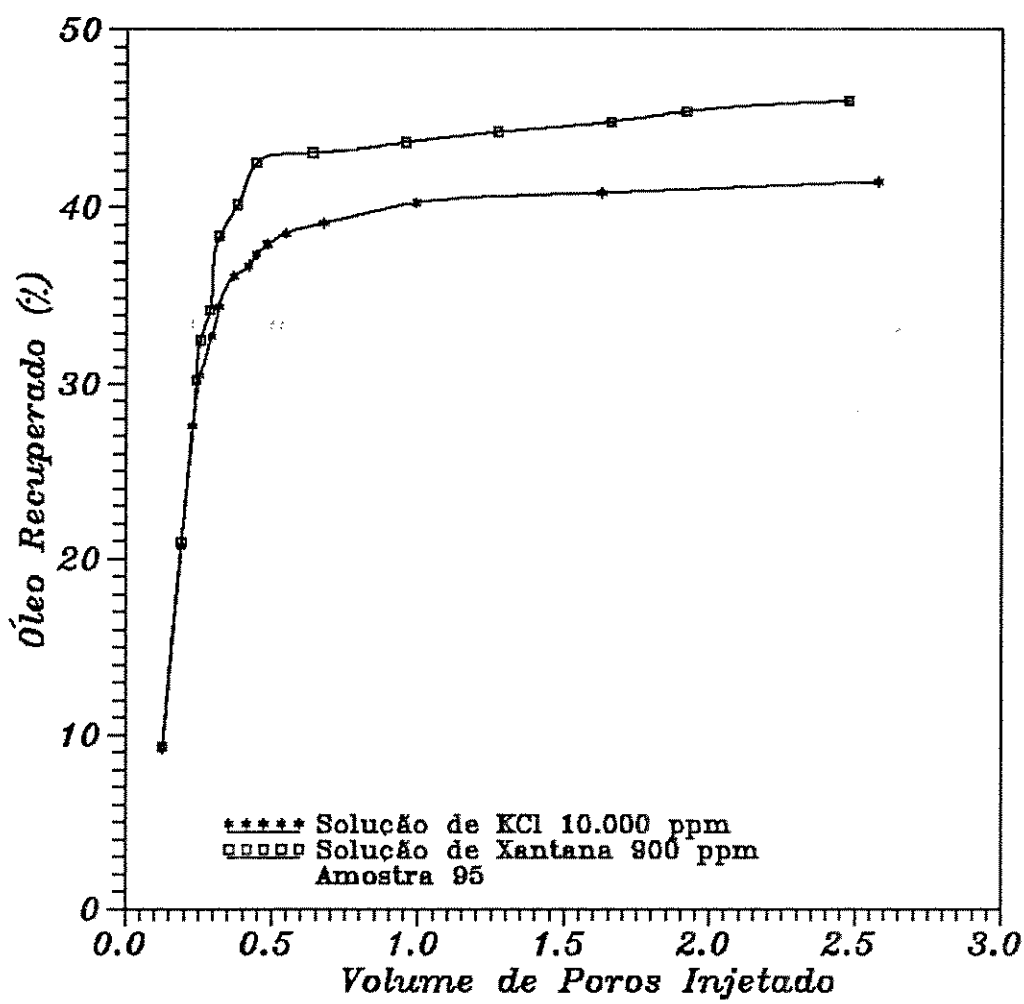


Figura 17: Recuperação de óleo obtida para a amostra 95.

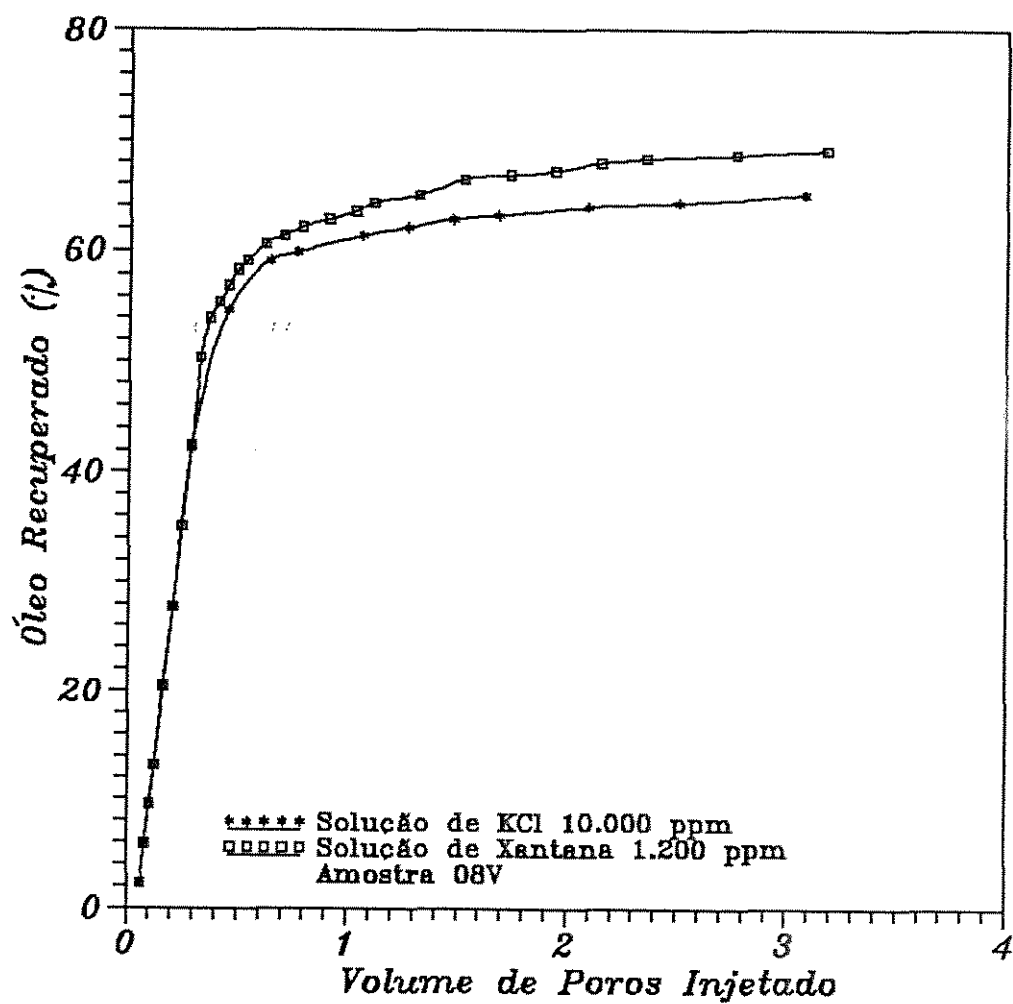


Figura 18: Recuperação de óleo obtida para a amostra 08V.

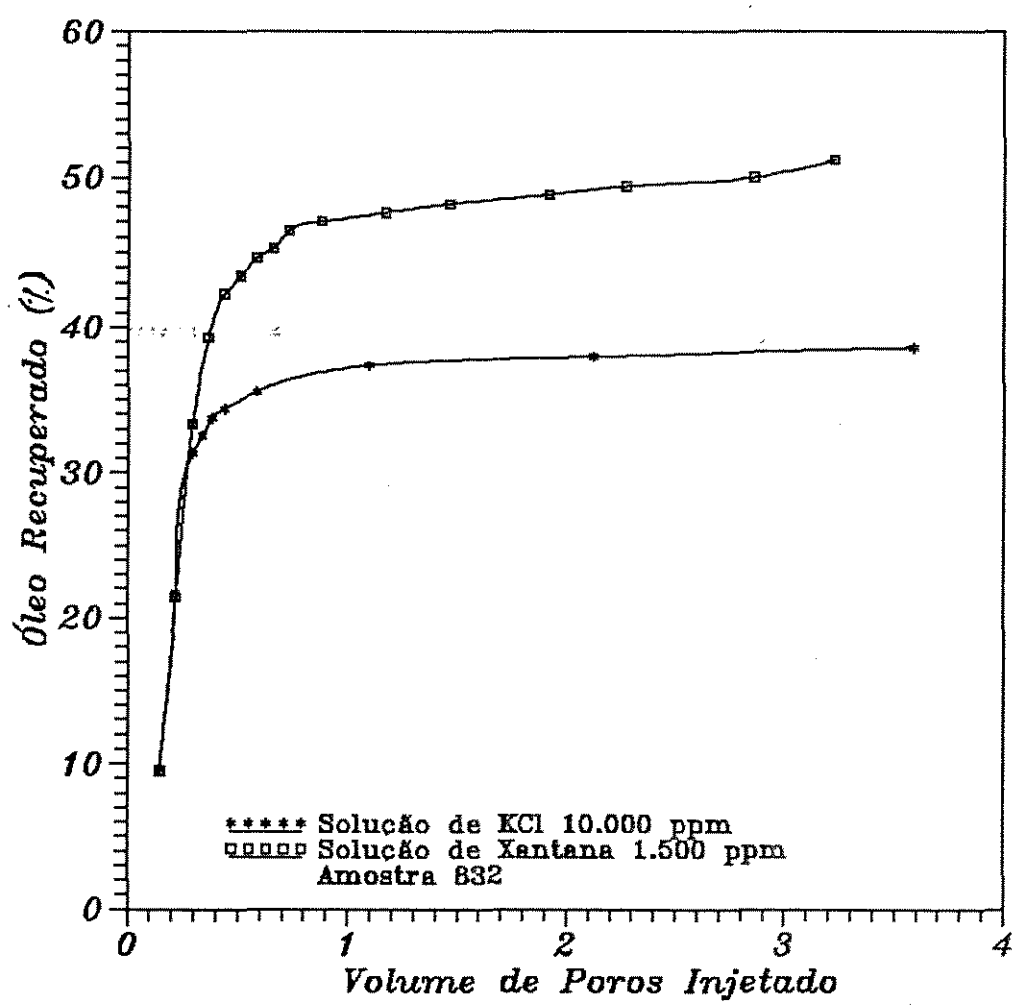


Figura 19: Recuperação de óleo obtida para a amostra 832.

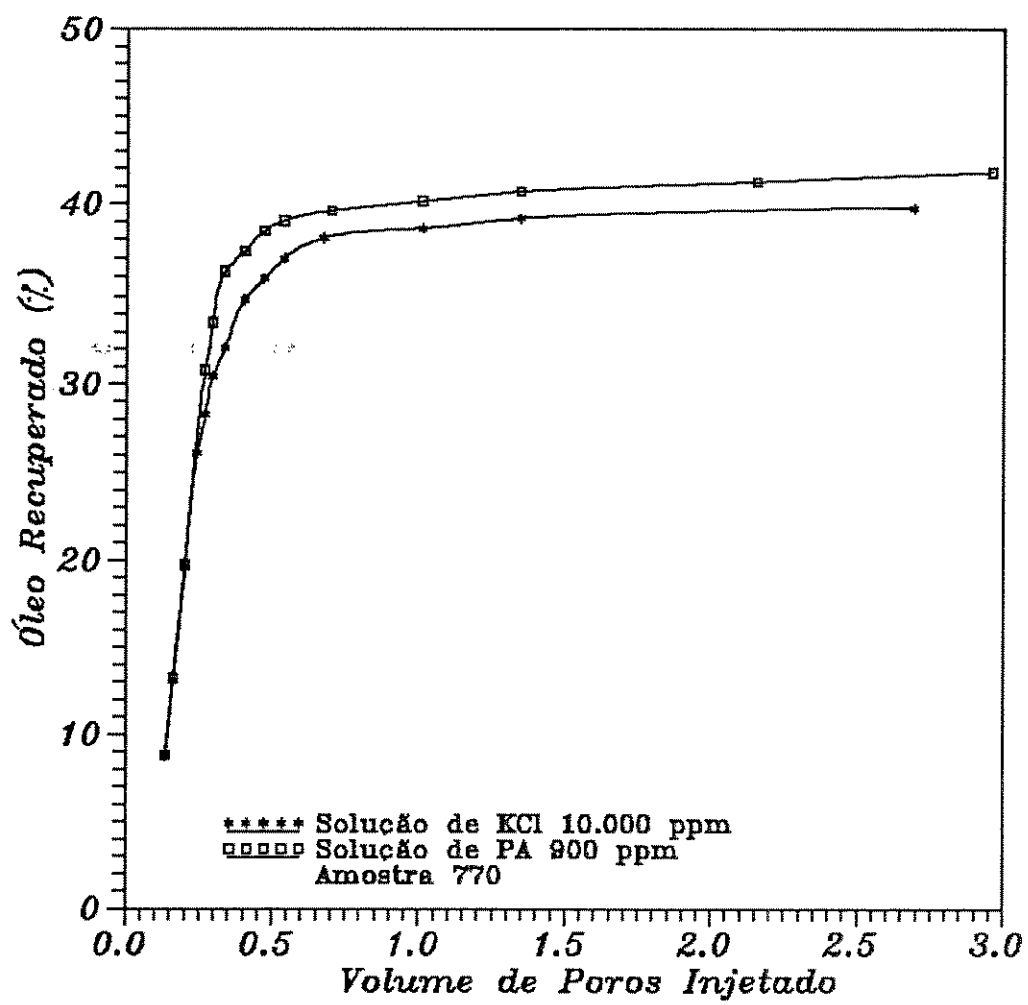


Figura 20: Recuperação de óleo obtida para a amostra 770.

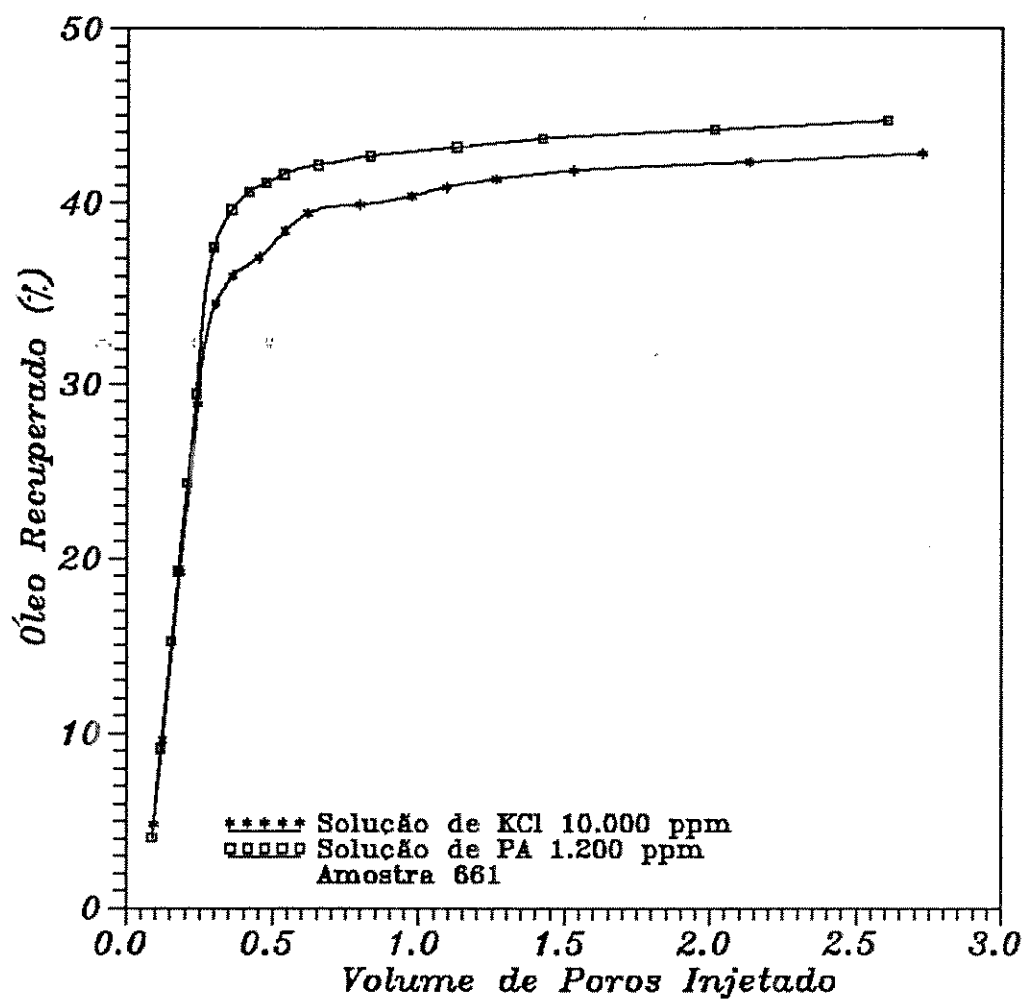


Figura 21: Recuperação de óleo obtida para a amostra 661.

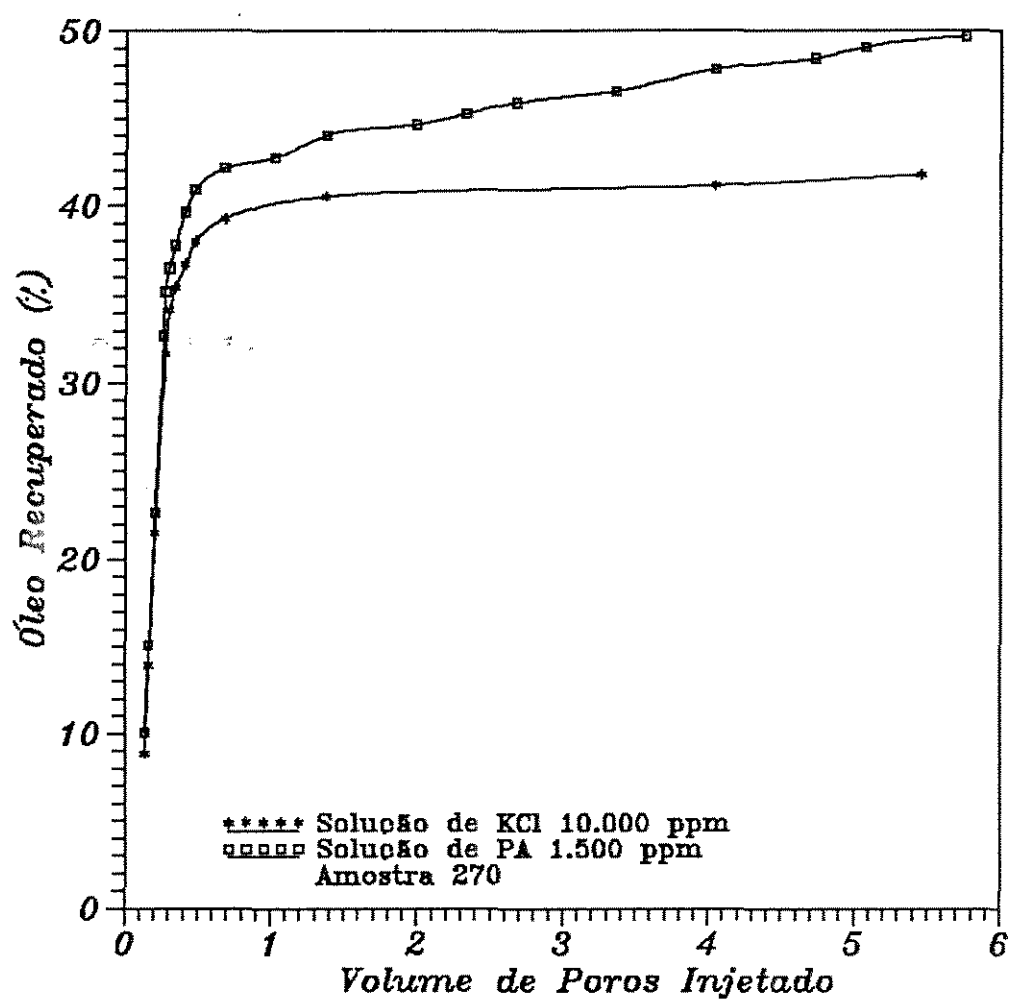


Figura 22: Recuperação de óleo obtida para a amostra 270.

Tabela 12: Ajustes aplicados para o cálculo das curvas de permeabilidades relativas água - óleo.

Amostra	Equações de Ajustes	Coef. Corr.
770	$k_w/k_o = \exp(S_{wis} 33,1465) 1,7442 \cdot 10^{-9}$ $k_{rw} = \exp(S_{wmi} 7,0865) 1,1297 \cdot 10^{-4}$	0,9496 0,9947
661	$k_w/k_o = \exp(S_{wis} 25,5899) 5,5439 \cdot 10^{-8}$ $k_{rw} = \exp(S_{wmi} 10,7592) 1,1646 \cdot 10^{-5}$	0,9481 0,9154
270	$k_w/k_o = \exp(S_{wis} 35,0087) 6,2811 \cdot 10^{-11}$ $k_{rw} = \exp(S_{wmi} 4,4118) 6,8964 \cdot 10^{-4}$	0,9356 0,9746
22H	$k_w/k_o = \exp(S_{wis} 26,0746) 1,8128 \cdot 10^{-8}$ $k_{rw} = \exp(S_{wmi} 8,3554) 4,3777 \cdot 10^{-5}$	0,9623 0,9723
95	$k_w/k_o = \exp(S_{wis} 35,9988) 5,4966 \cdot 10^{-11}$ $k_{rw} = \exp(S_{wmi} 8,9742) 2,2373 \cdot 10^{-5}$	0,9517 0,9533
08V	$k_w/k_o = \exp(S_{wis} 16,8953) 1,7081 \cdot 10^{-6}$ $k_{rw} = \exp(S_{wmi} 4,7033) 4,3948 \cdot 10^{-4}$	0,9311 0,8283
832	$k_w/k_o = \exp(S_{wis} 33,5575) 1,5185 \cdot 10^{-9}$ $k_{rw} = \exp(S_{wmi} 10,0676) 1,8210 \cdot 10^{-5}$	0,9144 0,9776

Tabela 13: Ajustes aplicados para o cálculo das curvas de permeabilidades relativas solução polimérica - óleo.

Amostra	Equações de Ajustes	Coef. Corr.
770	$k_{nn}/k_o = \exp(S_{nnis} 29,3150) 3,1728 \cdot 10^{-8}$ $k_{nnw} = \exp(S_{nnmi} 7,4487) 1,3660 \cdot 10^{-4}$	0,9610 0,8145
661	$k_{nn}/k_o = \exp(S_{nnis} 25,1399) 2,1171 \cdot 10^{-7}$ $k_{rnn} = \exp(S_{nnmi} 19,9812) 5,7113 \cdot 10^{-8}$	0,9475 0,9023
270	$k_{nn}/k_o = \exp(S_{nnis} 29,0521) 7,3136 \cdot 10^{-9}$ $k_{rnn} = \exp(S_{nnmi} 14,1369) 2,3739 \cdot 10^{-6}$	0,9762 0,8990
22H	$k_{nn}/k_o = \exp(S_{nnis} 22,5859) 3,0940 \cdot 10^{-7}$ $k_{rnn} = \exp(S_{nnmi} -13,9353) 2,9187 \cdot 10^2$	0,9682 0,9703
95	$k_{nn}/k_o = \exp(S_{nnis} 29,1240) 6,8621 \cdot 10^{-9}$ $k_{rnn} = \exp(S_{nnmi} -7,8463) 3,2886$	0,9668 0,7501
08V	$k_{nn}/k_o = \exp(S_{nnis} 19,2698) 1,2287 \cdot 10^{-6}$ $k_{rnn} = -0,4586 S_{nnmi} + 4,2273 \cdot 10^{-1}$	0,9742 0,8398
832	$k_{nn}/k_o = \exp(S_{nnis} 21,4865) 2,4449 \cdot 10^{-6}$ $k_{rw} = -0,4236 S_{nnmi} + 2,9862 \cdot 10^{-1}$	0,9666 0,9897

concentrações de Xantana 1200 e 1500 ppm. Como a finalidade aqui é o melhor ajuste dos dados e não a adequação destes a um determinado comportamento, utilizou-se sempre as equações que apresentaram uma maior correlação dos dados.

Através destes ajustes calculou-se a permeabilidade relativa do meio ao óleo. De posse destes valores pode-se determinar a curva de permeabilidade relativa do meio poroso.

Na Figura 23 está apresentado um exemplo de curva de permeabilidade relativa obtida para o deslocamento do óleo com solução aquosa de cloreto de potássio na amostra 661. Nas Figuras 24, 25, 26, 27, 28, 29 e 30 estão apresentadas as curvas de permeabilidades relativas obtidas para o deslocamento de óleo com soluções poliméricas.

Deve-se observar a diferença de comportamento entre as soluções de Xantana e de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada. As vazões das soluções de Poliacrilamida aumentam com a saturação desta, indicando um aumento da permeabilidade relativa do meio à solução. Já as soluções de Xantana apresentam um comportamento contrário, diminuindo a permeabilidade do meio à solução. Esta diferença demonstra que a solução de Xantana está interagindo mais com o meio poroso do que a solução de Poliacrilamida. A interação entre a solução de Xantana e o meio poroso é possivelmente devida à retenção das moléculas desta no interior do meio poroso, seja pelo mecanismo de adsorção ou de impedimento mecânico. Isto é corroborado pela observação experimental, em todos os deslocamentos, que a solução de Xantana sai sempre mais límpida do interior do meio poroso, chegando a formar uma pequena camada de gel na entrada deste.

A Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada, por ser um polieletrólito, é afetada pela presença de cloreto de potássio na solução. Este causa uma diminuição do tamanho hidrodinâmico das cadeias poliméricas em solução, como discutido por Willhite e Dominguez [1977]. Por consequência, há uma diminuição da retenção polimérica devido ao mecanismo de impedimento mecânico no meio poroso. Pode estar ocorrendo adsorção das moléculas na matriz porosa sem obstruir completamente os canais de fluxo, já que, segundo Szabo [1975], estas adsorvem na superfície porosa em

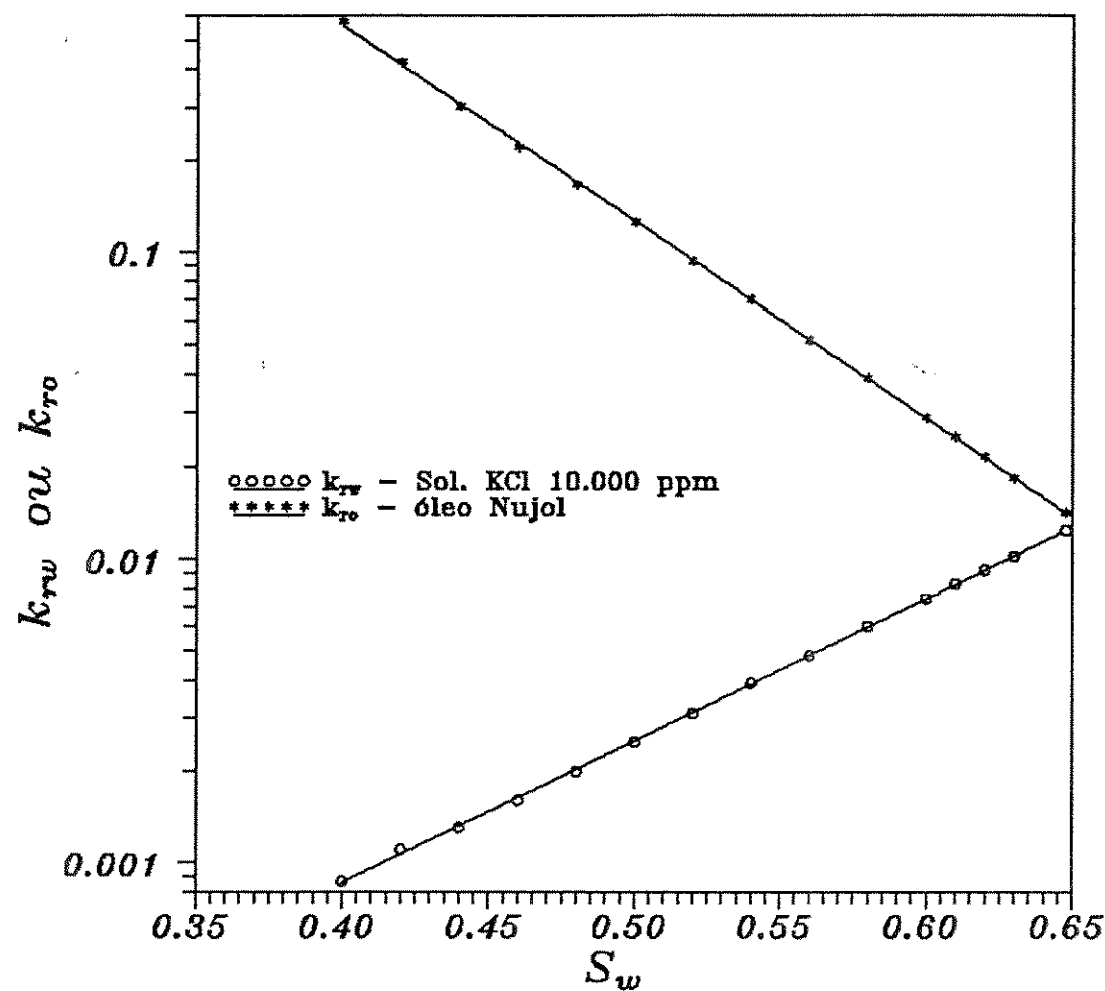


Figura 23: Curva de permeabilidade relativa água - óleo para a amostra 661 ($\mu_w = 1,295$ cp e $\mu_o = 156,9113$ cp).

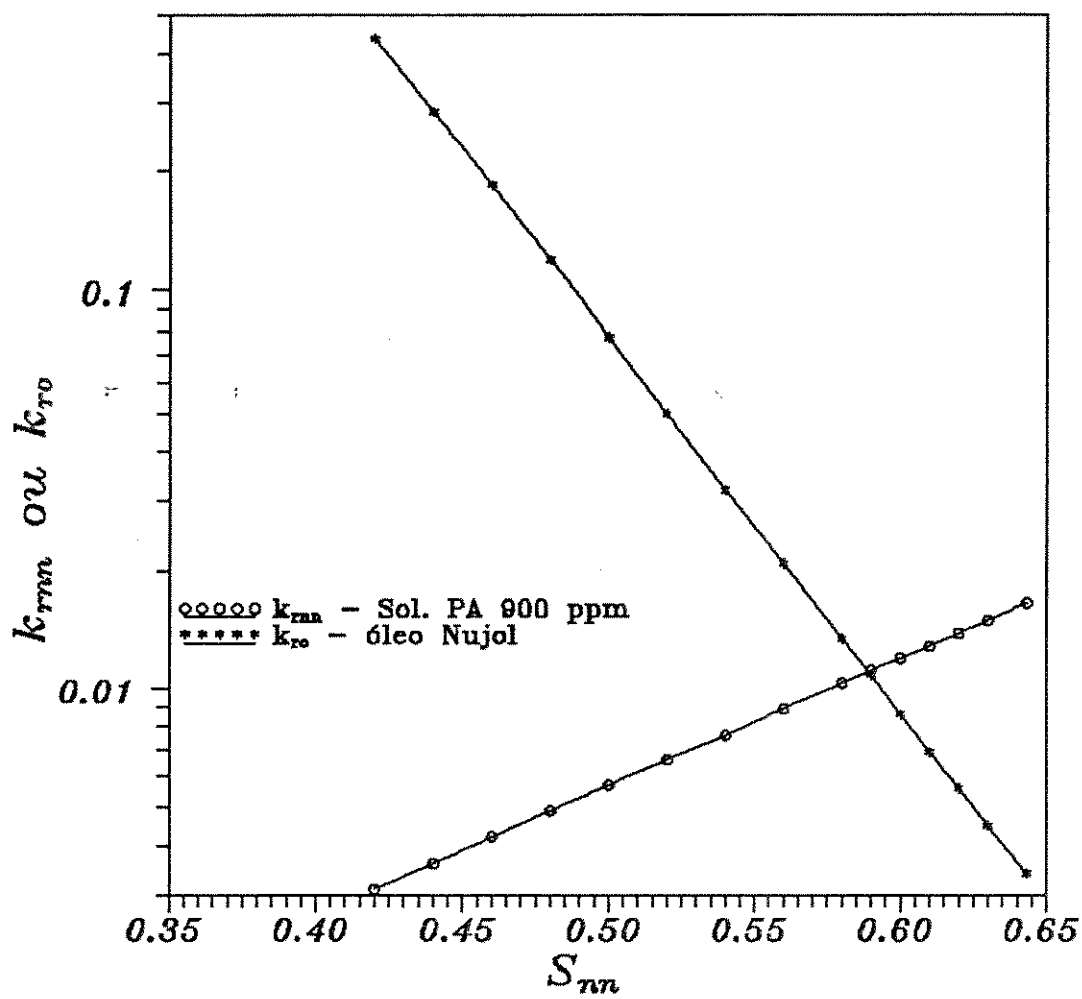


Figura 24: Curva de permeabilidade relativa solução de Poliacrilamida 900 ppm - óleo para a amostra 770 ($\mu_o = 116,6235$ cp)

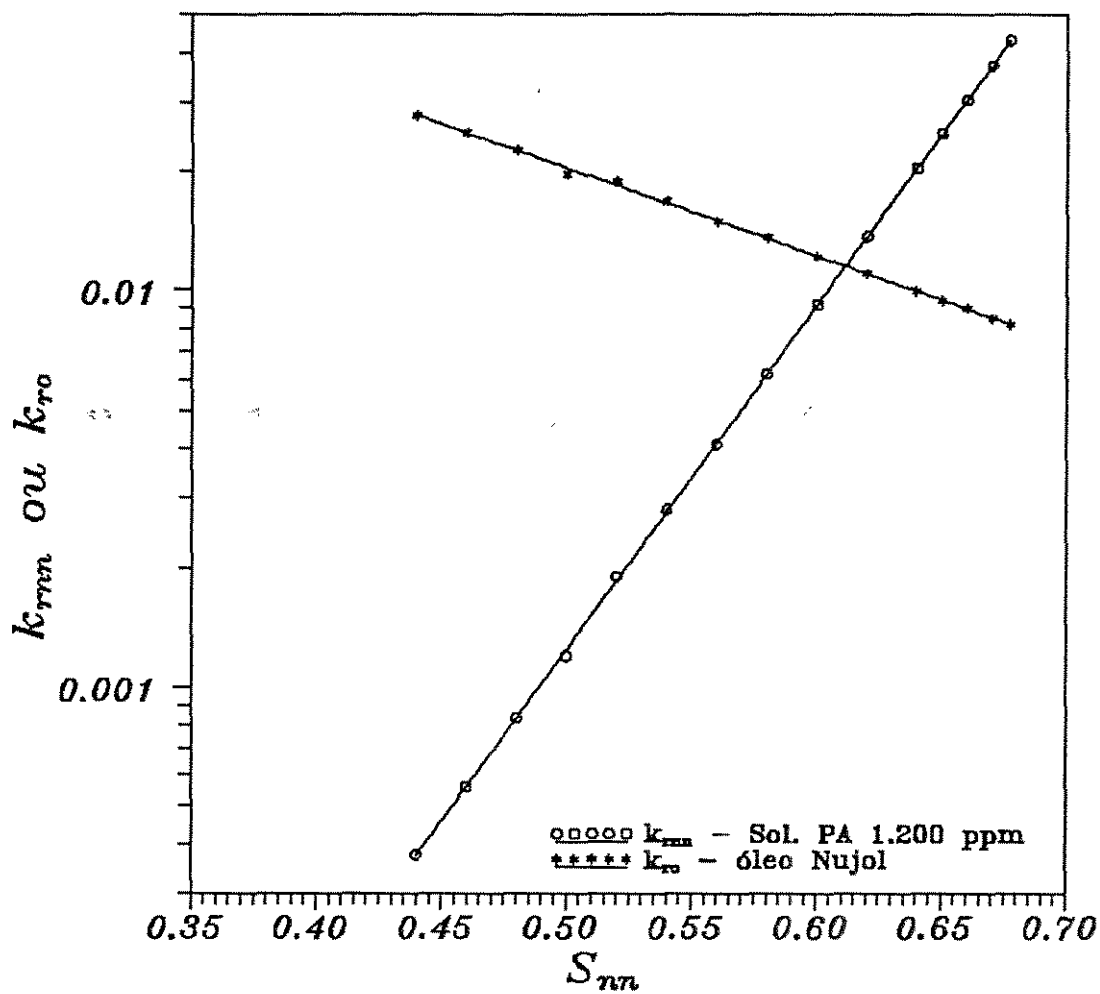


Figura 25: Curva de permeabilidade relativa solução de Poliacrilamida 1200 ppm - óleo para a amostra 661 ($\mu_o = 123,1292$ cp).

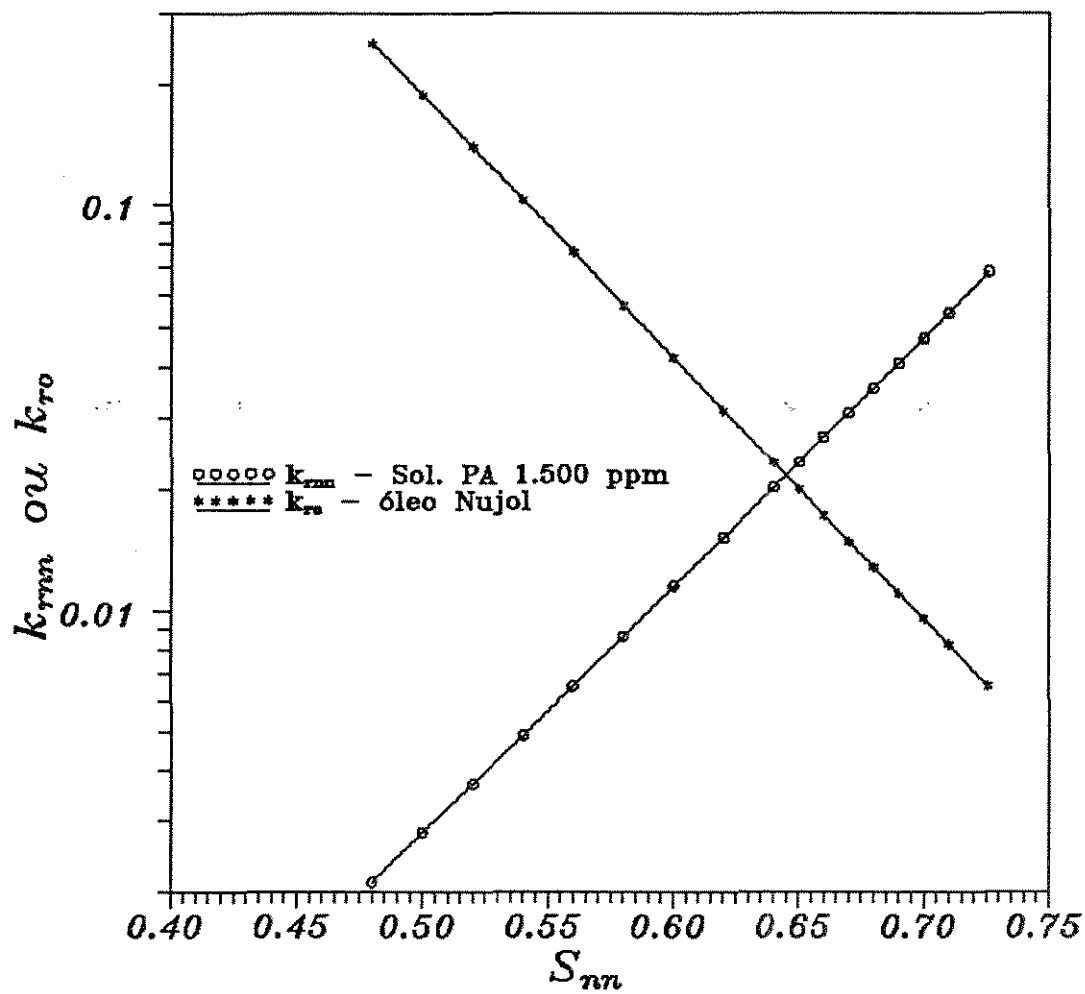


Figura 26: Curva de permeabilidade relativa solução de Poliacrilamida 1500 ppm - óleo para a amostra 270 ($\mu_o = 130,2986$ cp).

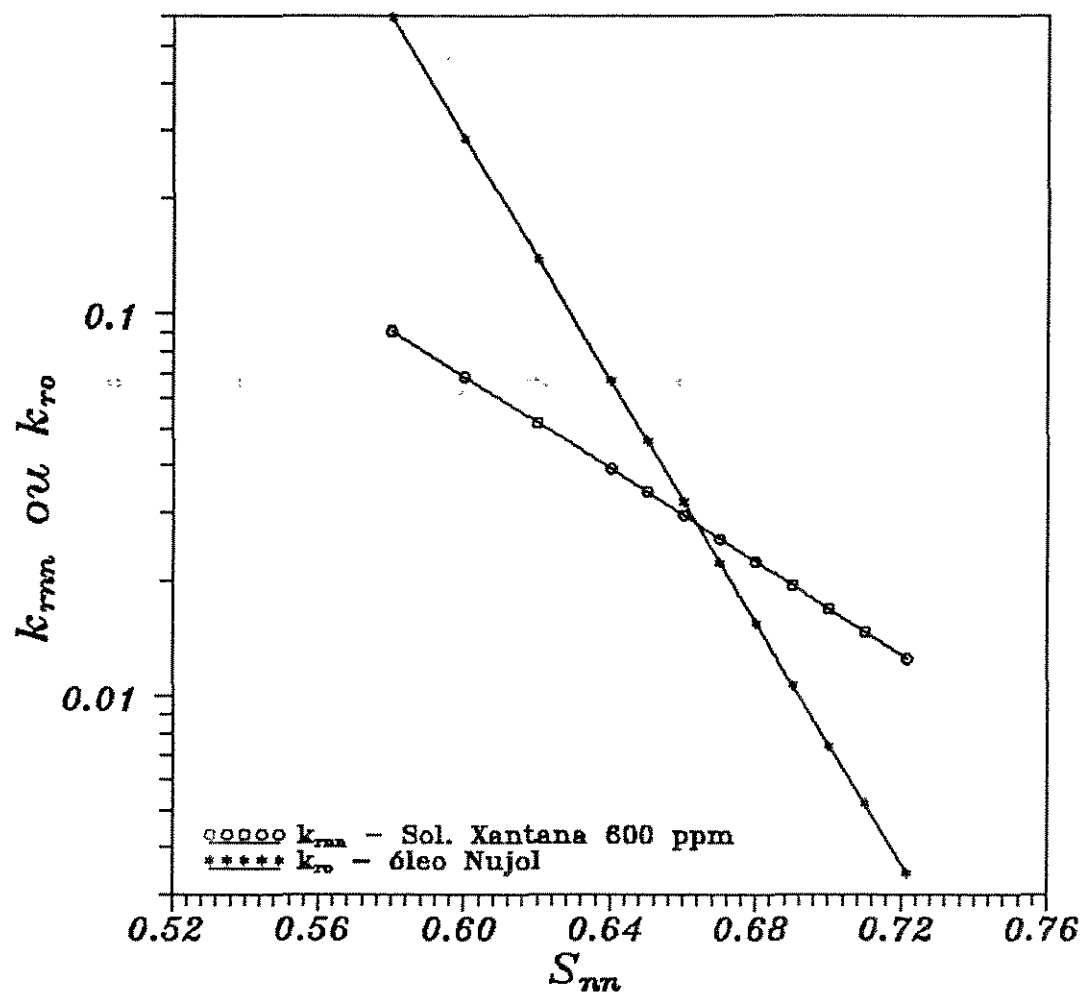


Figura 27: Curva de permeabilidade relativa solução de Xantana 600 ppm - óleo para a amostra 22H ($\mu_o = 123,1292$ cp).

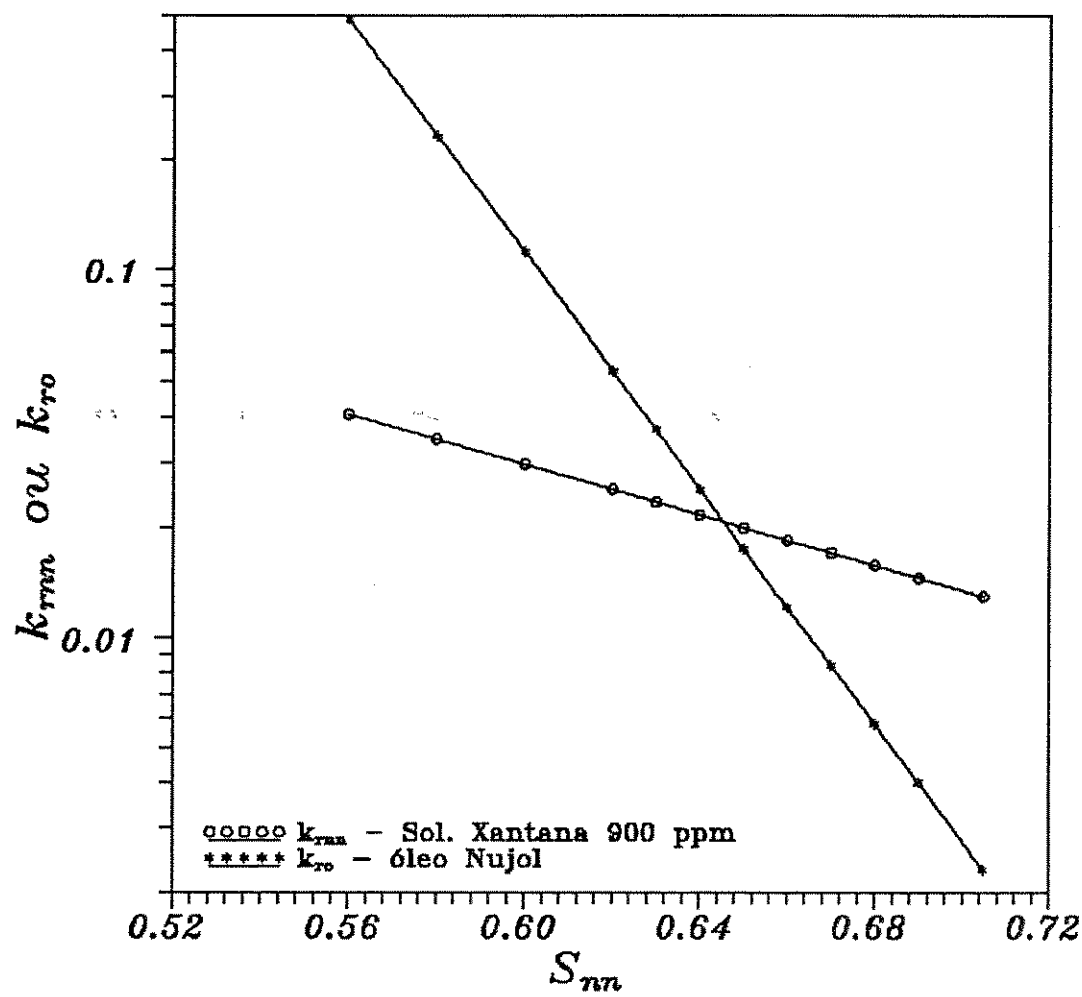


Figura 28: Curva de permeabilidade relativa solução de Xantana 900 ppm - óleo para a amostra 95 ($\mu_o = 100,3084$ cp).

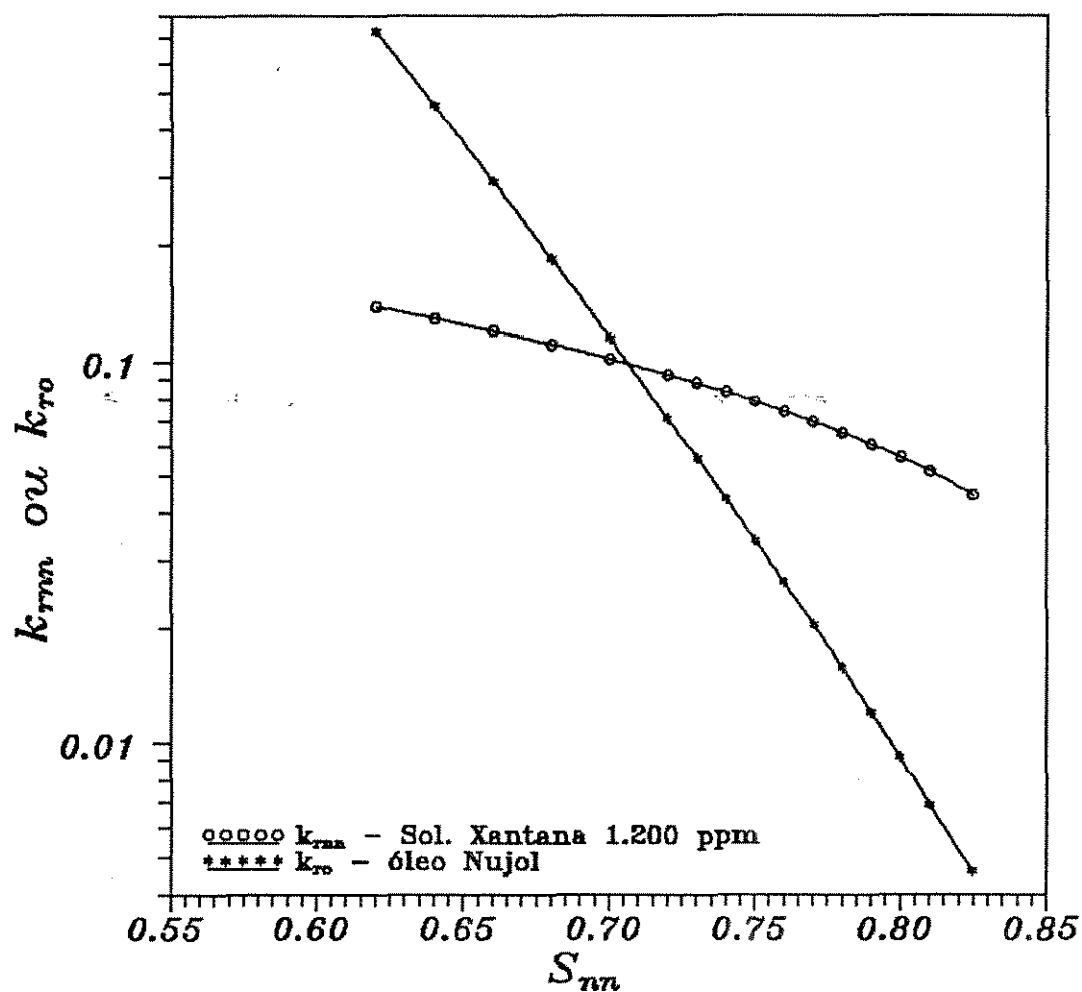


Figura 29: Curva de permeabilidade relativa solução de Xantana 1200 ppm - óleo para a amostra 08V ($\mu_o = 130,2986$ cp).

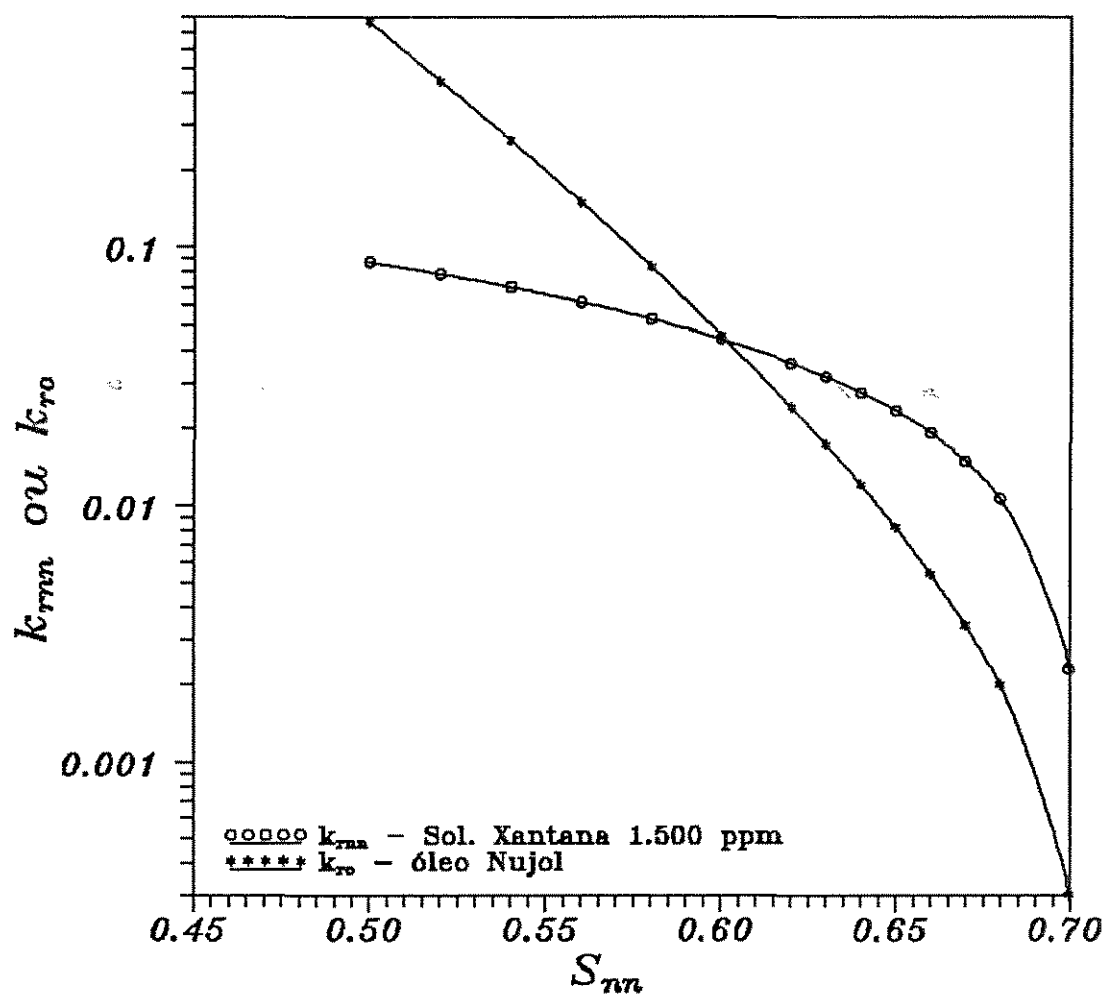


Figura 30: Curva de permeabilidade relativa solução de Xantana 1500 ppm - óleo para a amostra 832 ($\mu_o = 105,2786$ cp).

monocamadas. A redução de permeabilidade que as moléculas adsorvidas desta forma podem causar foi discutida por Sandiford et alli [1967] sendo menor que a redução causada pelo completo impedimento do poro.

Com a equação (67) calcula-se o fluxo fracionário da solução. Na Figura 31 é apresentada uma comparação entre o fluxo fracionário obtido do deslocamento de óleo com solução de cloreto de potássio e o fluxo fracionário obtido do deslocamento de óleo com solução de 1200 ppm de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada. Na Figura 32 está apresentada a mesma comparação obtida para o deslocamento de óleo com a solução de 1200 ppm de Xantana. Estas Figuras representam todas as soluções poliméricas, pois em todos os casos este comportamento foi seguido.

Analisando as Figuras 31 e 32, verifica-se que, para uma mesma saturação de fluido deslocante no meio, o fluxo fracionário de solução de cloreto de potássio é maior que o fluxo fracionário de solução polimérica. Isto implica em um maior fluxo fracionário de óleo quando do deslocamento com soluções poliméricas. Este fato vem a corroborar os resultados obtidos nas curvas de recuperação de óleo por volume de poros injetado.

Nas Figuras 33 e 34 é apresentada uma comparação entre a mobilidade relativa da solução de cloreto de potássio e a mobilidade relativa da solução polimérica de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada e Xantana, respectivamente. A partir destes gráficos é calculado o fator de resistência ao escoamento destas soluções poliméricas no meio poroso e este é plotado em função da saturação do fluido não-newtoniano nas Figuras 35 e 36.

Estas Figuras apresentam um comportamento seguido pelas outras soluções poliméricas, isto é, as soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada seguem o formato das Figuras 33 e 35, e as soluções de Xantana seguem o formato das Figuras 34 e 36.

Da Figura 33 observa-se que a mobilidade relativa da solução de 1200 ppm de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada é menor que a mobilidade relativa da solução de cloreto de potássio, sendo que ambas aumentam com a saturação. Isto reflete no valor do fator de resistência, sendo para este caso maior que 1, diminuindo com a saturação.

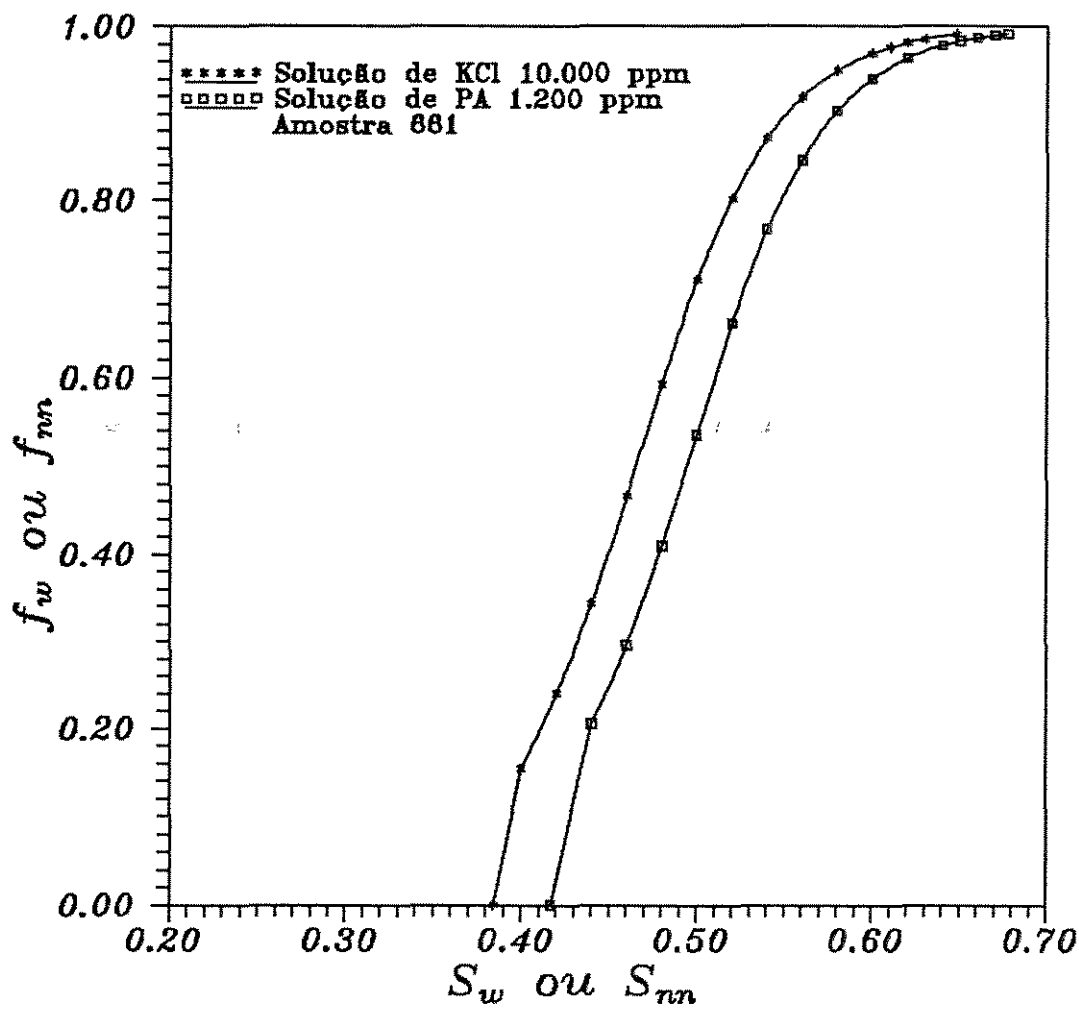


Figura 31: Variação do fluxo fracionário com a saturação de fluido deslocante, comparação entre as soluções de KCl e de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 1200 ppm para a amostra 661.

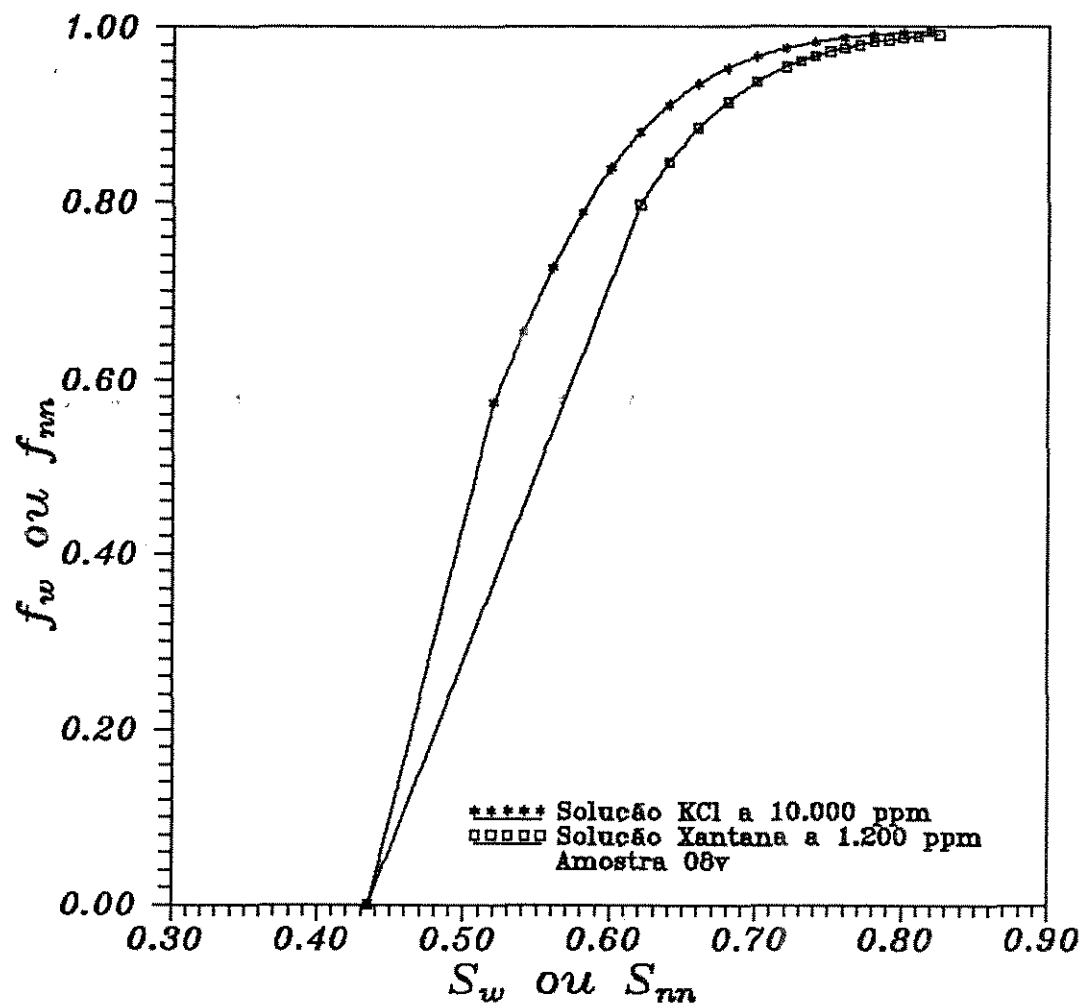


Figura 32: Variação do fluxo fracionário com a saturação de fluido deslocante, comparação entre as soluções de KCl e de Xantana 1200 ppm para a amostra 08V.

Uma diminuição da mobilidade da fase aquosa indica que houve um aumento na viscosidade desta fase e/ou uma diminuição da permeabilidade relativa do meio a esta fase. Este fato é corroborado pelos trabalhos de literatura.

Na Figura 34 observa-se um comportamento contrário, ou seja, a mobilidade relativa da solução de Xantana diminui com a saturação, sendo maior do que a da água, no início do deslocamento. O fator de resistência, apresentado na Figura 36, aumenta com a saturação, sendo menor que 1 no início do deslocamento. Este aumento do fator de resistência com a saturação é devido à crescente retenção das moléculas de Xantana no interior do meio poroso, dificultando a passagem da solução.

O comportamento das soluções de Xantana no início dos deslocamentos, ou seja, o fator de resistência destas ser menor que 1, é explicado através do ajuste da curva de permeabilidade relativa a esta solução (k_{rm}) versus saturação média do fluido deslocante (S_{nmi}).

Para o deslocamento com solução de cloreto de potássio, o primeiro ponto da curva k_{rw} versus S_{wmi} , isto é, o ponto com valor de saturação mais próximo à saturação irreduzível de água, apresenta um forte desvio da curva ajustada. O valor da permeabilidade relativa à fase aquosa para este ponto é maior que o valor ajustado.

O deslocamento utilizando soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada também apresenta um forte desvio neste ponto inicial, sendo o valor da permeabilidade relativa à solução polimérica maior que o ajustado. Devido a isto, não houve influência deste desvio no cálculo da mobilidade relativa.

Já para o deslocamento com solução de Xantana, este ponto da curva de permeabilidade relativa versus saturação média da fase deslocante também apresenta um forte desvio, porém o valor da permeabilidade relativa à fase aquosa é menor que o ajustado. Este desvio acarreta um aumento na permeabilidade relativa do meio poroso à solução polimérica e uma diminuição da viscosidade aparente desta solução, caracterizando assim um aumento irreal na mobilidade.

Na realidade, as soluções de Xantana, para valores de

saturação próximos à saturação irreduzível da fase deslocante, estão se comportando como a solução aquosa de cloreto de potássio.

Acredita-se que está ocorrendo uma filtração da solução de Xantana na entrada do meio poroso, quando do início do deslocamento, fazendo com esta se comporte como solução de cloreto de potássio. Quando o deslocamento vai se desenvolvendo, há um efeito de colmatagem (filtração com entupimento de poros), ficando as moléculas poliméricas retidas no interior do meio poroso, reduzindo-lhe a permeabilidade, diminuindo a mobilidade da solução e aumentando o fator de resistência ao escoamento.

Portanto, baseado nestes desvios, pode-se afirmar que os ajustes da curva de permeabilidade relativa à fase aquosa versus saturação média desta no meio poroso não apresentam bons resultados para valores de saturação próximos à saturação irreduzível do fluido deslocante, podendo chegar a uma inversão de comportamento, isto é, a solução polimérica apresentando uma mobilidade maior que a da água.

Este fato caracteriza uma limitação à metodologia de cálculo. Para, possivelmente, evitar tais desvios, estes gráficos deveriam ter sido traçados manualmente, unindo os pontos no formato da melhor curva.

Tanto para a Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada quanto para a Xantana houve um ligeiro aumento do fator de resistência com a concentração da solução, para um mesmo valor de saturação.

Como exemplo, está apresentada, no Anexo B, uma listagem com os cálculos efetuados pelo programa PERMPOL para a obtenção dos resultados de permeabilidades relativas solução de Xantana 900 ppm - óleo Nujol para a amostra 95. A partir destes resultados, todos os gráficos anteriormente apresentados podem ser determinados.

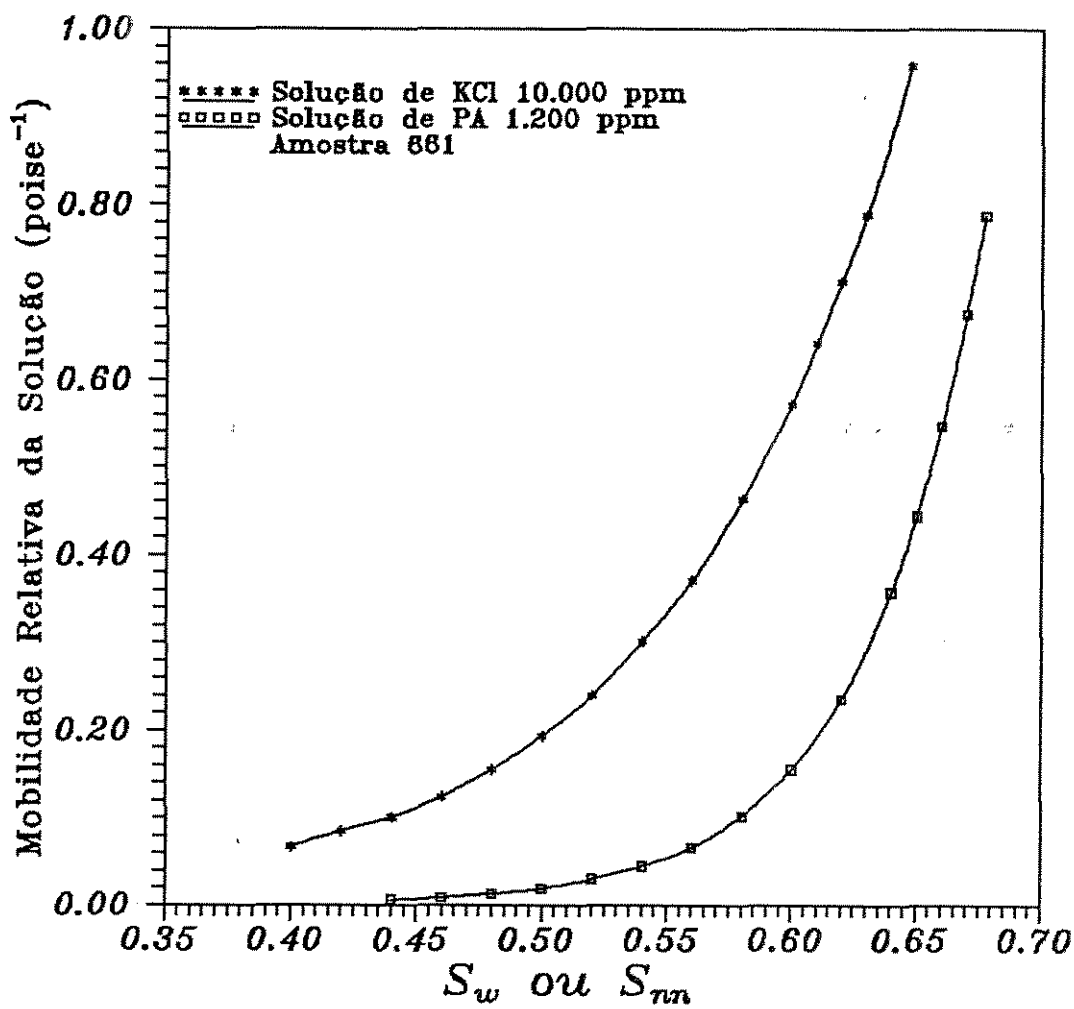


Figura 33: Variação da mobilidade relativa com a saturação de fluido deslocante na amostra 661, comparação entre as soluções de KCl e Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 1200 ppm.

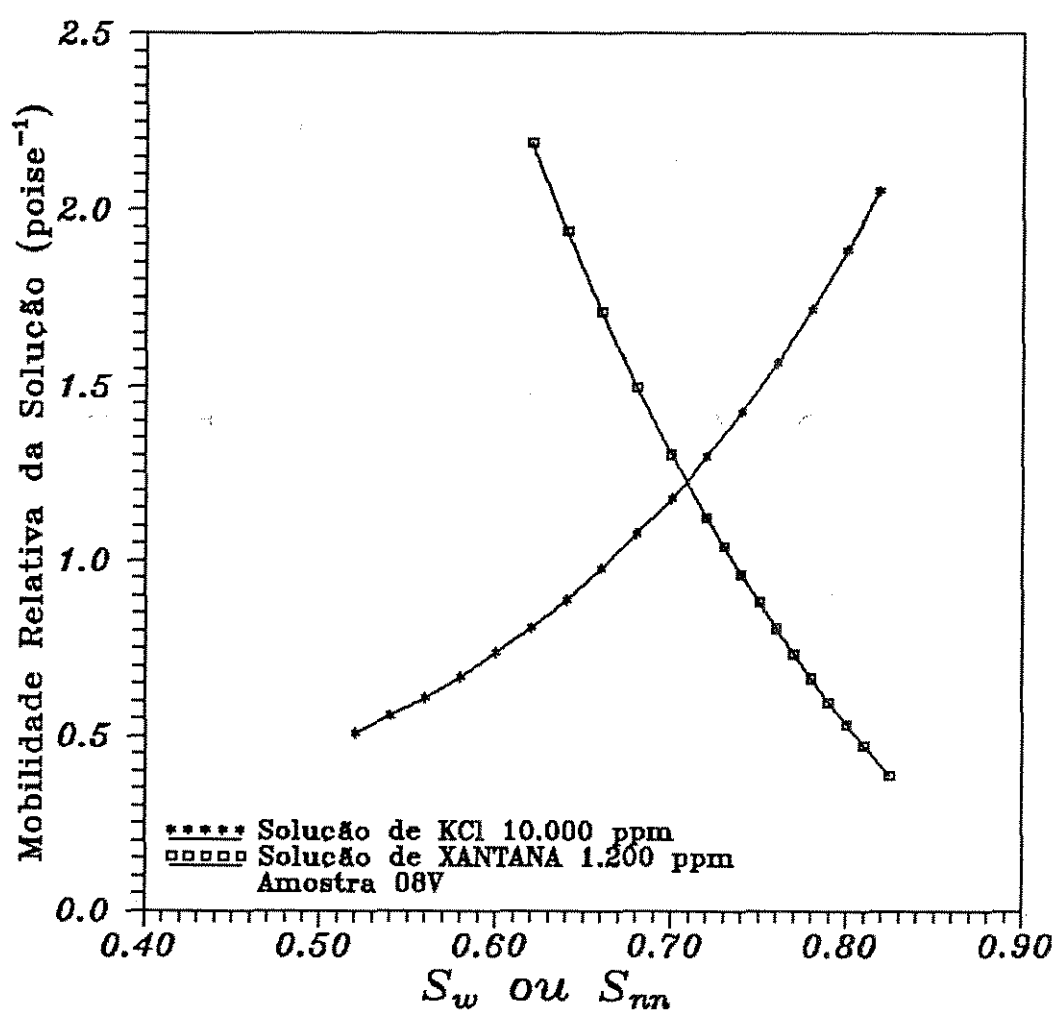


Figura 34: Variação da mobilidade relativa com a saturação de fluido deslocante na amostra 08V, comparação entre as soluções de KCl e Xantana 1200 ppm.

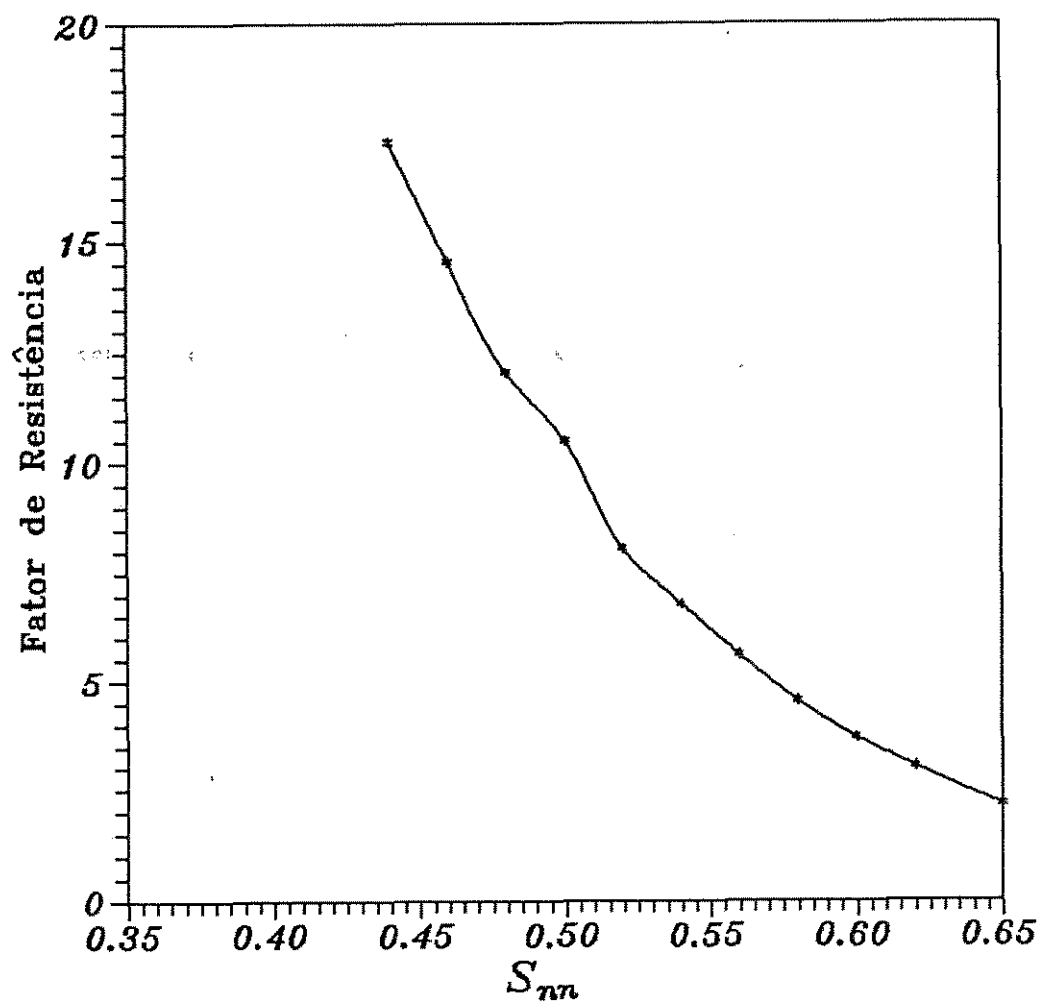


Figura 35: Fator de resistência da solução de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada 1200 ppm na amostra 661.

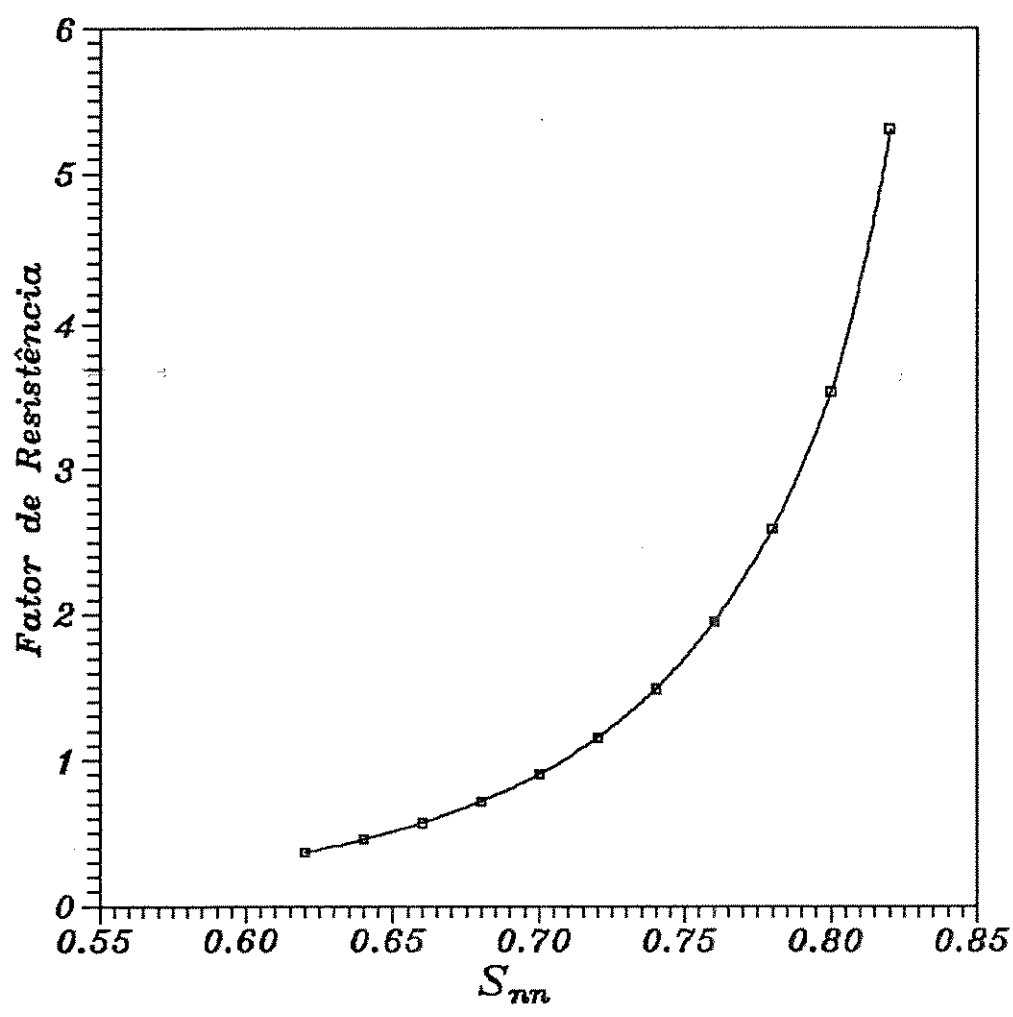


Figura 36: Fator de resistência da solução de Xantana 1200 ppm na amostra 08V.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

6.1. CONCLUSÕES

O presente trabalho estudou experimentalmente o deslocamento de óleo, com comportamento newtoniano, por soluções poliméricas, com comportamento não-newtoniano, comparando-o com o deslocamento por solução aquosa de cloreto de potássio, com comportamento newtoniano. Estes deslocamentos foram efetuados em rochas naturais com permeabilidades entre $170 \cdot 10^{-11}$ e $350 \cdot 10^{-11} \text{ cm}^2$, sendo esta faixa comumente encontrada em reservatórios nacionais.

Com base nos resultados obtidos destes experimentos, conclui-se que:

⇒ A metodologia empregada na saturação dos meios porosos é adequada, pois em todas as amostras obteve-se um volume poroso dentro do intervalo aceito pela norma N2086, não havendo necessidade de ressaturação.

⇒ O comportamento reológico das soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada empregadas neste trabalho é representado pelo modelo de Ostwald - de Waele.

⇒ O comportamento reológico das soluções de Xantana empregadas neste trabalho é representado pelo modelo de Herschel - Bulkley.

⇒ A adição de polímeros à fase aquosa aumenta a viscosidade desta solução.

⇒ O deslocamento imiscível por solução polimérica recupera mais óleo que o deslocamento por água, porque o primeiro apresenta uma maior eficiência de varredura do meio poroso.

⇒ A recuperação de óleo com soluções de Xantana é maior que a obtida com soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada, sendo a concentração de 1500 ppm a que apresenta uma maior

eficiência na recuperação.

⇒ As soluções de Xantana apresentam uma maior retenção polimérica no interior do meio poroso do que as soluções de Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada.

⇒ A adição de polímeros à água diminui a mobilidade da fase aquosa, com exceção das soluções de Xantana no início dos deslocamentos.

⇒ O aumento da concentração das soluções poliméricas causa um leve aumento no fator de resistência ao escoamento destas no meio poroso, sempre para um mesmo valor de saturação de fluido deslocante.

⇒ As correlações de viscosidade aparente e a solução numérica desenvolvidas neste trabalho possibilitam o cálculo das curvas de permeabilidades relativas solução polimérica - óleo.

⇒ Os ajustes das curvas de permeabilidade relativa à fase aquosa versus saturação média desta no meio poroso não apresentam bons resultados para valores de saturação próximos à saturação irreduzível do fluido deslocante.

6.2. SUGESTÕES

Para dar continuidade a este trabalho sugere-se que os seguintes tópicos sejam objetos de novos estudos:

⇒ Expansão da solução numérica proposta para o deslocamento radial de um fluido newtoniano por um fluido não-newtoniano.

⇒ Expansão da solução numérica para o deslocamento bidimensional com configurações utilizadas em campo.

⇒ Extensão dos testes de deslocamento para outros polímeros, com diferentes comportamentos reológicos, e outros meios porosos, de permeabilidades e composições variadas.

⇒ Estudo dos efeitos viscoelásticos no deslocamento imiscível de óleo por soluções poliméricas.

⇒ Desenvolvimento de soluções analíticas para o deslocamento imiscível por fluidos não-newtonianos utilizando métodos que levam em conta heterogeneidades dos reservatórios e desestabilizações da frente de deslocamento (fenômeno de "fingering").

⇒ Estudos da retenção polimérica e de sua influência nos cálculos de deslocamento, bem como o desenvolvimento de correlações que preveem este fenômeno.

⇒ Expansão da solução numérica proposta para deslocamento imiscível de um fluido não-newtoniano por um fluido não-newtoniano.

CAPÍTULO 7

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AL-FARISS, T. e PINDER, K. L. (1987), THE CANADIAN JOURNAL OF CHEMICAL ENGINEERING, Vol. 65, pp. 391 - 405.
- BAIJAL, S. K. (1982), FLOW BEHAVIOR OF POLYMERS IN POROUS MEDIA, PennWell Publishing Co., Tulsa.
- BEAR, J. (1972), DYNAMICS OF FLUIDS IN POROUS MEDIA, American Elsevier Publishing Co., New York.
- BIRD, R. B., STEWART, W. E. e LIGHTFOOT, E. N. (1960), TRANSPORT PHENOMENA, John Wiley & Sons Inc., New York.
- BUCKLEY, S. E. e LEVERETT, M. C. (1942), PETROLEUM TRANSACTION AIME, Vol. 146, pp. 107 - 116.
- CHEN, Z. X. (1988), SPE RESERVOIR ENGINEERS, May 1988, pp. 691 - 700.
- GAS PERMEAMETER OPERATING INSTRUCTIONS, Core Laboratories Inc., Dallas.
- GOGARTY, W. B. (1967), SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, Vol. 7, pp. 149 - 160.
- GOGARTY, W. B. (1967), SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, Vol. 7, pp. 161 - 170.
- GRAMAIN, Ph. e MYARD, Ph. (1981), JOURNAL OF COLLOID AND INTERFACE SCIENCE, Vol. 84, pp. 114 - 126.

- GREENKORN, R. A. (1983), FLOW PHENOMENA IN POROUS MEDIA, Marcel Dekker Inc., New York.
- Hassler Coreholder, Catalog nº 119, HASSLER HOLDER INSTRUCTIONS.
- HIRASAKI, G. J. e POPE, G. A. (1974), SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, Vol. 14, pp. 337 - 346.
- HUH, C., LANGE, E. A. e CANNELLA, W. J. (1990), SPE/DOE 20235, 7º Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa.
- IKOKU, C. U. e RAMEY Jr., H. J. (1979), TRANSIENT FLOW OF NON-NEWTONIAN POWER-LAW FLUIDS IN POROUS MEDIA, United States Department of Energy, Springfield.
- JENNINGS, R. R., ROGERS, J. H. e WEST, T. J. (1971), JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, March 1971, pp. 391 - 401.
- JOHNSON, E. F., BOSSLER, D. P. e NAUMANN, V. O. (1959), PETROLEUM TRANSACTION AIME, Vol. 216, pp. 370 - 372.
- JONES, S. C. e ROSZELLE, W. O. (1978), JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, May 1978, pp. 807 - 817.
- KOŁODZIEJ, E. J. (1988), SPE 18090, 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston.
- KRIEGER, I. M. e ELROD, H. (1953), JOURNAL OF APPLIED PHYSICS, Vol. 24, pp. 134 - 136.
- LAKE, L. W. (1989), ENHANCED OIL RECOVERY, Prentice - Hall Inc., New Jersey.
- LATIL, M. (1980), ENHANCED OIL RECOVERY, Gulf Publishing Co., Houston.

- MAEGAVA, L. M. (1986), ESCOAMENTO DE SOLUÇÕES POLIMÉRICAS: A REDUÇÃO DO ARRASTE, Tese de Mestrado, Campinas.
- MARLE, C. M. (1981), MULTIPHASE FLOW IN POROUS MEDIA, Gulf Publishing Co., Houston.
- MASSARANI, G. (1989), ASPECTOS DA FLUIDODINÂMICA EM MEIOS POROSOS, COPPE, Rio de Janeiro.
- MASSARANI, G. (1971), GÉNÉRALISATION DE LA LOI DE DARCY, Tese de Doutorado, Toulouse.
- MENDES, E. S. (1991), Comunicação Pessoal.
- MUSKAT, M. e MERES, M. W. (1936), PHYSICS, Vol. 7, pp. 346 - 363.
- N2086, Comissão de Normas Técnicas da Petrobrás, CONTEC, Sub-Comissão nº 30, Rio de Janeiro.
- PASCHAL, H. (1981), ACTA MECHANICA, Vol. 39, pp. 3 - 4.
- PASCHAL, H. (1983), INTERNATIONAL JOURNAL OF ENGINEERING SCIENCE, Vol. 21, pp. 199 - 210.
- PRESS, W. H., FLANNERY, B. P., TEUKOLSKY, S. A. e VETTERLING, W. T. (1986), NUMERICAL RECIPES, THE ART OF SCIENTIFIC COMPUTING, Cambridge University Press, Cambridge.
- PYE, D. J. (1964), JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, August 1964, pp. 991 - 916.
- SANDIFORD, B. B., KNIGHT, R. K., SAREM, A. M. e AMOTT, E. (1967), SOCIETY PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, Vol. 7, pp. 170 - 171.
- SAVINS, J. G. (1969), INDUSTRIAL AND ENGINEERING CHEMISTRY, Vol. 61, pp. 18 - 47.

- SKELLAND, A. H. P. (1967), NON-NEWTONIAN FLOW AND HEAT TRANSFER, John Wiley & Sons Inc., New York.
- SLATTERY, J. C. (1972), MOMENTUM, ENERGY AND MASS TRANSFER IN CONTINUA, McGraw - Hill Inc., New York.
- SMITH, C. R. (1983), MECHANICS OF SECONDARY OIL RECOVERY, Robert E. Krieger Publishing Co., Malabar.
- SZABO, M. T. (1975), SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, Vol. 15, pp. 323 - 337.
- THE HELIUM GAS EXPANSION BOYLE'S LAW POROSIMETER OPERATING INSTRUCTIONS, Core Laboratories Inc., Dallas.
- VAN WAZER, J. R., LYONS, J. W., KIM, K. Y. e COLWELL, R. E. (1963), VISCOSITY AND FLOW MEASUREMENT: A LABORATORY HANDBOOK OF RHEOLOGY, John Wiley & Sons Inc., New York.
- VIEIRA E ROSA, P. T. (1991), ESCOAMENTO RADIAL DE FLUIDOS NÃO-NEWTONIANOS EM MEIOS POROSOS, Tese de Mestrado, Campinas.
- VINOGRADOV, G. V. e MALKIN, A. Y. (1980), RHEOLOGY OF POLYMERS, Mir Publishers, Moscou.
- WELGE, H. J. (1952), PETROLEUM TRANSACTION AIME, Vol. 195, pp. 91 - 98.
- WILLHITE, G. P. e DOMINGUEZ, J. G. (1977), Mechanisms of Polymer Retention in Porous Media, IMPROVED OIL RECOVERY BY SURFACTANT AND POLYMER FLOODING, Academy Press, New York.
- WILLHITE, G. P. (1986), WATERFLOODING, Society of Petroleum Engineers Textbook Series, New York.
- WU, Y. S., PRUESS, K. e WITHERSPOON, P. A. (1991), TRANSPORT IN POROUS MEDIA, Vol. 6, pp. 115 - 142.

- YANG, T. M. T. e KRIEGER, I. M. (1978), JOURNAL OF RHEOLOGY, Vol. 22, pp. 413 - 421.
- ZAITOUN, A. e KOHLER, N. (1988), SPE 18085, 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston.

ANEXO - A

PLANILHA DE CÁLCULO DO TESTE DE
PERMEABILIDADE RELATIVA
ÁGUA - ÓLEO
(N2086)

ANEXO B

RESULTADOS DO PROGRAMA PERMPOL
PARA A AMOSTRA 95

AMOSTRA: 95
SOLUÇÃO: Xantana 900 ppm

DADOS DE ENTRADA:

Permeabilidade da amostra (md).....: 2.02360E+02
Altura da amostra (cm).....: 7.62750E+00
Área transversal da amostra (cm²).....: 1.11135E+01
Volume poroso da amostra (cm³).....: 1.57500E+01
Porosidade da amostra.....: 2.03700E-01
Viscosidade do óleo (cp).....: 1.00308E+02
Índice de consistência (dina * sⁿ/cm²).....: 1.94100E-01
Índice de comportamento.....: 7.47700E-01
Tensão residual (dina / cm²).....: 2.58960E+00
Saturação inicial de solução.....: 4.54000E-01
Número de pontos.....: 7

Queda de pressão (psi):

7.28273E+01	7.28273E+01	7.26822E+01	7.26822E+01
7.26822E+01	7.25372E+01	7.22470E+01	

Volume acumulado de solução (cm³):

0.5	1.0	2.0	4.0	10.0	20.0	46.0
-----	-----	-----	-----	------	------	------

Volume acumulado de óleo (cm³):

2.95	3.30	3.45	3.65	3.75	3.85	3.95
------	------	------	------	------	------	------

Tempo acumulado (s):

58	138	282	582	1615	3723	10327
----	-----	-----	-----	------	------	-------

DADOS DE SAÍDA:

Ponto 1:

Queda de pressão (dina / cm ²).....	5.02152E+06
Queda de pressão (psi).....	7.28273E+01
Volume acumulado de solução (cm ³).....	5.00000E-01
Incremento na produção de solução (cm ³).....	5.00000E-01
Volume acumulado de óleo (cm ³).....	2.95000E+00
Incremento na produção de óleo (cm ³).....	2.95000E+00
Tempo acumulado (s).....	5.80000E+01
Incremento de tempo (s).....	5.80000E+01
Razão de fluxo solução-óleo.....	1.69492E-01
Volume total acumulado (cm ³).....	3.45000E+00
Incremento médio total (cm ³).....	1.72500E+00
Volume total médio (cm ³).....	1.72500E+00
Incremento médio de óleo (cm ³).....	1.47500E+00
Volume total médio de óleo (cm ³).....	1.47500E+00
Fração de óleo no fluxo total.....	8.55072E-01
Fração de solução no fluxo total.....	1.44928E-01
Incremento de saturação.....	1.47500E+00
Saturação de solução na saída (cm ³).....	0.00000E+00
Vazão de solução (cm ³ /s).....	8.62069E-03
Saturação média de solução.....	5.47651E-01
Constante Beta.....	9.76644E-02
Constante C1.....	1.25790E-01
Constante C3.....	2.33534E+02
Constante C4.....	8.97151E-05
Constante C5.....	1.10760E+09
Constante C6.....	4.25501E+02
Permeabilidade específica a solução (cm ²).....	4.18094E-11
Viscosidade aparente da solução (poise).....	3.54843E-02
Viscosidade aparente da solução (cp).....	3.54843E+00
Razão de permeabilidade relativa solução - óleo.....	5.99579E-03
Constante C2.....	2.42921E+00
Permeabilidade relativa a solução.....	2.09415E-02
Saturação da solução na saída.....	4.54000E-01

Ponto 2:

Queda de pressão (dina / cm ²).....	5.02152E+06
Queda de pressão (psi).....	7.28273E+01
Volume acumulado de solução (cm ³).....	1.00000E+00

Incremento na produção de solução (cm ³).....	5.00000E-01
Volume acumulado de óleo (cm ³).....	3.30000E+00
Incremento na produção de óleo (cm ³).....	3.50000E-01
Tempo acumulado (s).....	1.38000E+02
Incremento de tempo (s).....	8.00000E+01
Razão de fluxo solução-óleo.....	1.42857E+00
Volume total acumulado (cm ³).....	4.30000E+00
Incremento médio total (cm ³).....	4.25000E-01
Volume total médio (cm ³).....	3.87500E+00
Incremento médio de óleo (cm ³).....	1.75000E-01
Volume total médio de óleo (cm ³).....	3.12500E+00
Fração de óleo no fluxo total.....	4.11765E-01
Fração de solução no fluxo total.....	5.88235E-01
Incremento de saturação.....	1.59559E+00
Saturação de solução na saída (cm ³).....	1.52941E+00
Vazão de solução (cm ³ /s).....	6.25000E-03
Saturação média de solução.....	6.52413E-01
Constante Beta.....	1.42156E-01
Constante C1.....	1.38286E-01
Constante C3.....	2.12431E+02
Constante C4.....	1.18785E-04
Constante C5.....	1.28138E+09
Constante C6.....	7.16511E+02
Permeabilidade específica a solução (cm ²).....	3.40444E-11
Viscosidade aparente da solução (poise).....	3.98537E-02
Viscosidade aparente da solução (cp).....	3.98537E+00
Razão de permeabilidade relativa solução - óleo.....	5.67588E-02
Constante C2.....	2.72834E+00
Permeabilidade relativa a solução.....	1.70521E-02
Saturação da solução na saída.....	5.51106E-01

Ponto 3:

Queda de pressão (dina / cm ²).....	5.01151E+06
Queda de pressão (psi).....	7.26822E+01
Volume acumulado de solução (cm ³).....	2.00000E+00
Incremento na produção de solução (cm ³).....	1.00000E+00
Volume acumulado de óleo (cm ³).....	3.45000E+00
Incremento na produção de óleo (cm ³).....	1.50000E-01
Tempo acumulado (s).....	2.82000E+02
Incremento de tempo (s).....	1.44000E+02
Razão de fluxo solução-óleo.....	6.66667E+00
Volume total acumulado (cm ³).....	5.45000E+00
Incremento médio total (cm ³).....	5.75000E-01
Volume total médio (cm ³).....	4.87500E+00
Incremento médio de óleo (cm ³).....	7.49999E-02
Volume total médio de óleo (cm ³).....	3.37500E+00
Fração de óleo no fluxo total.....	1.30435E-01
Fração de solução no fluxo total.....	8.69565E-01
Incremento de saturação.....	6.35870E-01

Saturação de solução na saída (cm^3).....	2.73913E+00
Vazão de solução (cm^3/s).....	6.94444E-03
Saturação média de solução.....	6.68286E-01
Constante Beta.....	1.47733E-01
Constante C1.....	1.39635E-01
Constante C3.....	2.10272E+02
Constante C4.....	1.22435E-04
Constante C5.....	1.17053E+09
Constante C6.....	6.81562E+02
Permeabilidade específica a solução (cm^2).....	3.78031E-11
Viscosidade aparente da solução (poise).....	3.97491E-02
Viscosidade aparente da solução (cp).....	3.97491E+00
Razão de permeabilidade relativa solução - óleo.....	2.64179E-01
Constante C2.....	2.72661E+00
Permeabilidade relativa a solução.....	1.89348E-02
Saturação da solução na saída.....	6.27913E-01

Ponto 4:

Queda de pressão (dina / cm^2).....	5.01151E+06
Queda de pressão (psi).....	7.26822E+01
Volume acumulado de solução (cm^3).....	4.00000E+00
Incremento na produção de solução (cm^3).....	2.00000E+00
Volume acumulado de óleo (cm^3).....	3.65000E+00
Incremento na produção de óleo (cm^3).....	2.00000E-01
Tempo acumulado (s).....	5.82000E+02
Incremento de tempo (s).....	3.00000E+02
Razão de fluxo solução-óleo.....	9.99999E+00
Volume total acumulado (cm^3).....	7.65000E+00
Incremento médio total (cm^3).....	1.10000E+00
Volume total médio (cm^3).....	6.55000E+00
Incremento médio de óleo (cm^3).....	1.00000E-01
Volume total médio de óleo (cm^3).....	3.55000E+00
Fração de óleo no fluxo total.....	9.09091E-02
Fração de solução no fluxo total.....	9.09091E-01
Incremento de saturação.....	5.95455E-01
Saturação de solução na saída (cm^3).....	2.95455E+00
Vazão de solução (cm^3/s).....	6.66667E-03
Saturação média de solução.....	6.79397E-01
Constante Beta.....	1.51515E-01
Constante C1.....	1.40529E-01
Constante C3.....	2.08936E+02
Constante C4.....	1.24771E-04
Constante C5.....	1.19914E+09
Constante C6.....	7.16092E+02
Permeabilidade específica a solução (cm^2).....	3.66204E-11
Viscosidade aparente da solução (poise).....	4.01099E-02
Viscosidade aparente da solução (cp).....	4.01099E+00
Razão de permeabilidade relativa solução - óleo.....	3.99866E-01
Constante C2.....	2.75136E+00

Permeabilidade relativa a solução.....: 1.83424E-02
 Saturação da solução na saída.....: 6.41590E-01

Ponto 5:

Queda de pressão (dina / cm²).....: 5.01151E+06
 Queda de pressão (psi).....: 7.26822E+01
 Volume acumulado de solução (cm³).....: 1.00000E+01
 Incremento na produção de solução (cm³).....: 6.00000E+00
 Volume acumulado de óleo (cm³).....: 3.75000E+00
 Incremento na produção de óleo (cm³).....: 1.00000E-01
 Tempo acumulado (s).....: 1.61500E+03
 Incremento de tempo (s).....: 1.03300E+03
 Razão de fluxo solução-óleo.....: 5.99999E+01
 Volume total acumulado (cm³).....: 1.37500E+01
 Incremento médio total (cm³).....: 3.05000E+00
 Volume total médio (cm³).....: 1.07000E+01
 Incremento médio de óleo (cm³).....: 5.00000E-02
 Volume total médio de óleo (cm³).....: 3.70000E+00
 Fração de óleo no fluxo total.....: 1.63934E-02
 Fração de solução no fluxo total.....: 9.83607E-01
 Incremento de saturação.....: 1.75410E-01
 Saturação de solução na saída (cm³).....: 3.52459E+00
 Vazão de solução (cm³/s).....: 5.80833E-03
 Saturação média de solução.....: 6.88921E-01
 Constante Beta.....: 1.54682E-01
 Constante C1.....: 1.41264E-01
 Constante C3.....: 2.07848E+02
 Constante C4.....: 1.26716E-04
 Constante C5.....: 1.32238E+09
 Constante C6.....: 8.06202E+02
 Permeabilidade específica a solução (cm²).....: 3.24601E-11
 Viscosidade aparente da solução (poise).....: 4.08072E-02
 Viscosidade aparente da solução (cp).....: 4.08072E+00
 Razão de permeabilidade relativa solução - óleo.....: 2.44090E+00
 Constante C2.....: 2.79919E+00
 Permeabilidade relativa a solução.....: 1.62586E-02
 Saturação da solução na saída.....: 6.77784E-01

Ponto 6:

Queda de pressão (dina / cm²).....: 5.00151E+06
 Queda de pressão (psi).....: 7.25372E+01
 Volume acumulado de solução (cm³).....: 2.00000E+01

Incremento na produção de solução (cm ³).....	1.00000E+01
Volume acumulado de óleo (cm ³).....	3.85000E+00
Incremento na produção de óleo (cm ³).....	9.99999E-02
Tempo acumulado (s).....	3.72300E+03
Incremento de tempo (s).....	2.10800E+03
Razão de fluxo solução-óleo.....	1.00000E+02
Volume total acumulado (cm ³).....	2.38500E+01
Incremento médio total (cm ³).....	5.05000E+00
Volume total médio (cm ³).....	1.88000E+01
Incremento médio de óleo (cm ³).....	4.99999E-02
Volume total médio de óleo (cm ³).....	3.80000E+00
Fração de óleo no fluxo total.....	9.90099E-03
Fração de solução no fluxo total.....	9.90099E-01
Incremento de saturação.....	1.86139E-01
Saturação de solução na saída (cm ³).....	3.61386E+00
Vazão de solução (cm ³ /s).....	4.74383E-03
Saturação média de solução.....	6.95270E-01
Constante Beta.....	1.56759E-01
Constante C1.....	1.41740E-01
Constante C3.....	2.07045E+02
Constante C4.....	1.28177E-04
Constante C5.....	1.53027E+09
Constante C6.....	9.47355E+02
Permeabilidade específica a solução (cm ²).....	2.71329E-11
Viscosidade aparente da solução (poise).....	4.16809E-02
Viscosidade aparente da solução (cp).....	4.16809E+00
Razão de permeabilidade relativa solução - óleo.....	4.15528E+00
Constante C2.....	2.86484E+00
Permeabilidade relativa a solução.....	1.35903E-02
Saturação da solução na saída.....	6.83452E-01

Ponto 7:

Queda de pressão (dina / cm ²).....	4.98150E+06
Queda de pressão (psi).....	7.22470E+01
Volume acumulado de solução (cm ³).....	4.60000E+01
Incremento na produção de solução (cm ³).....	2.60000E+01
Volume acumulado de óleo (cm ³).....	3.95000E+00
Incremento na produção de óleo (cm ³).....	9.99999E-02
Tempo acumulado (s).....	1.03270E+04
Incremento de tempo (s).....	6.60400E+03
Razão de fluxo solução-óleo.....	2.60000E+02
Volume total acumulado (cm ³).....	4.99500E+01
Incremento médio total (cm ³).....	1.30500E+01
Volume total médio (cm ³).....	3.69000E+01
Incremento médio de óleo (cm ³).....	4.99999E-02
Volume total médio de óleo (cm ³).....	3.90000E+00
Fração de óleo no fluxo total.....	3.83142E-03
Fração de solução no fluxo total.....	9.96169E-01
Incremento de saturação.....	1.41379E-01

Saturação de solução na saída (cm ³).....	3.75862E+00
Vazão de solução (cm ³ /s).....	3.93701E-03
Saturação média de solução.....	7.01619E-01
Constante Beta.....	1.58808E-01
Constante C1.....	1.42205E-01
Constante C3.....	2.06159E+02
Constante C4.....	1.29817E-04
Constante C5.....	1.74638E+09
Constante C6.....	1.09968E+03
Permeabilidade específica a solução (cm ²).....	2.30349E-11
Viscosidade aparente da solução (poise).....	4.24668E-02
Viscosidade aparente da solução (cp).....	4.24668E+00
Razão de permeabilidade relativa solução - óleo.....	1.10074E+01
Constante C2.....	2.93058E+00
Permeabilidade relativa a solução.....	1.15377E-02
Saturação da solução na saída.....	6.92643E-01