

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

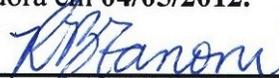
MARCELO FERREIRA ZAMPIERI

Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo

CAMPINAS

2012

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por **Marcelo Ferreira Zampieri** pela Comissão julgadora em **04/05/2012**.



Orientador

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo

Autor: **Marcelo Ferreira Zampieri**

Orientadora: **Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno**

Curso: **Ciências e Engenharia de Petróleo**

Área de Concentração: **Reservatórios e Gestão**

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2012
SP – Brasil.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Z149i Zampieri, Marcelo Ferreira
 Injeção contínua e alternada de água e de polímeros
 para a recuperação de petróleo / Marcelo Ferreira
 Zampieri. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

 Orientador: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno.
 Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
 Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
 Instituto de Geociências.

 1. Petróleo. 2. Recuperação secundária do Petróleo.
 3. Polímeros. 4. Materiais porosos. 5. Escoamento
 bifásico. I. Moreno, Rosângela Barros Zanoni Lopes.
 II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
 Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III.
 Título.

Título em Inglês: Continuous and alternate injection of water and polymer for
enhanced oil recovery

Palavras-chave em Inglês: Petroleum, Secondary recovery of oil, Polymers,
Porous materials, Two-phase flow

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Denis José Schiozer, Farid Salomão Shecaira

Data da defesa: 04-05-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo

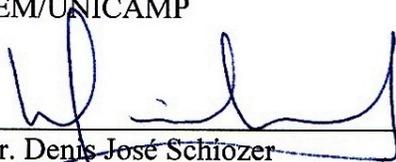
Autor: **Marcelo Ferreira Zampieri**

Orientador: **Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno**

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Denis José Schiozer
DEP/FEM/UNICAMP



Dr. Farid Salomão Shecaira
CENPES/PETROBRAS

Campinas, 04 de maio de 2012.

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho à minha família, amigos, colaboradores de minha dissertação e todos que me proporcionaram crescimento pessoal e/ou profissional.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu pai pela visão calculista, carinho e apoio nos estudos. Agradeço a minha mãe pelo amor e dedicação em minha vida.

À minha família, ao meu irmão e aos meus amigos pelo apoio e consideração.

À Carol pela colaboração direta e indireta, carinho e atenção em todos os momentos.

À Rep Dep, especialmente ao Vinícius, Milagres, Ortelan, Henrique, David, Pré-Sal, Leandro, Naga, Daun, Diego, Jaime, Altoé e Carioca que me proporcionaram bons momentos e ótimo convívio.

Aos amigos do capítulo estudantil SPE UNICAMP 2011, pelo fortalecimento no trabalho de grupo.

À Profa. Dra. Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno pela orientação, dedicação e paciência ao longo desse trabalho.

Ao Prof. Euclides Bonet pela orientação técnica durante o trabalho.

Aos pesquisadores e funcionários do Laboratório, especialmente Luis Pompeu, Leandro e Welington pela experiência passada, suporte e colaboração prestada.

Aos professores e funcionários do DEP pela ajuda direta ou indireta na realização deste trabalho.

À UNICAMP pela estrutura e base acadêmica de alta qualidade cedida.

A CAPES pela bolsa de estudos concedida para a realização deste trabalho e à PETROBRAS pelo financiamento do projeto.

*“Nunca faço planos pro futuro
Mas ele faz cada um pra mim”*
Em memória de Millôr Fernandes

RESUMO

ZAMPIERI, Marcelo Ferreira. *Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012.

O desenvolvimento de métodos de recuperação é extremamente importante para a exploração de petróleo e a escolha entre diferentes métodos pode representar grande diferença na análise de oportunidades e no desenvolvimento dos campos. No método convencional por injeção de água objetiva-se a manutenção de pressão do reservatório e a produção do óleo se dá pelo deslocamento mecânico entre os fluidos. O fluido deslocante (água) tende a ocupar gradualmente o espaço do fluido deslocado (óleo), ficando uma parcela de óleo residual, devido aos efeitos capilares. Entretanto, a depender da razão de mobilidade, a saturação de óleo residual só é atingida após a injeção de quantidades muito grandes de água. A adição de polímero à água de injeção tem o objetivo de aumentar a viscosidade da água e melhorar a razão de mobilidade água/óleo, uniformizando assim a frente de avanço, e melhorando a eficiência de varrido. Uma técnica que vem sendo investigada e é propósito deste trabalho é analisar a injeção de bancos alternados de solução polimérica e água em certos intervalos de tempo. Desta forma os bancos surgem como uma alternativa econômica, pois a injeção contínua de solução polimérica é um processo caro.

Reservatórios de petróleo candidatos à utilização de polímeros para recuperação devem atender a alguns critérios de seleção. Neste trabalho, foram utilizados testemunhos do Arenito Botucatu, solução salina NaI, óleo de parafina comercial, e solução polimérica à base de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM). Um porta-testemunho especial foi utilizado para a realização dos testes de deslocamento, sendo monitoradas as pressões ao longo da amostra, além de massas e volumes de injeção e de produção dos fluidos durante o tempo.

Foram realizados quatro testes para analisar a influência da injeção de água, polímeros e injeção alternada de bancos de água e de polímeros, sendo ao final comparados os resultados para cada condição de teste. Primeiramente todas as amostras foram submetidas à injeção de água e após a re-saturação com óleo, as mesmas foram submetidas às seguintes condições: injeção contínua de solução polimérica no primeiro e terceiro testes; banco de solução polimérica seguido por banco de água no segundo teste; e por último, dois ciclos alternados de polímero e água. Foram encontrados melhores resultados para a utilização de polímeros e de bancos de água e polímeros em relação à injeção de água.

Palavras-Chave

Recuperação de Petróleo, Injeção de Água, Injeção de Polímero, Injeção Alternada de Água e de Polímero.

ABSTRACT

ZAMPIERI, Marcelo Ferreira. *Continuous and Alternate Injection of Water and Polymer for Enhanced Oil Recovery*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012.

Developing an efficient methodology for oil recovery is extremely important in this commodity industry, which may indeed lead to wide spread profitability. In a conventional water injection method, oil displacement occurs by mechanical behavior between fluids. Water tends to take up oil space, gradually leaving a portion of residual oil due to capillary effect. Nevertheless, depending on mobility ratio, a huge quantity of injected water is necessary. Polymer solution injection aims at increasing water viscosity and improving the oil/water mobility ratio, thus smoothing advance front and improving sweep efficiency. A new technique which has been investigated and is also the subject of this investigation is Polymer Alternate Water Injection at specific intervals of time and sequence. By doing so, the bank serves as an economic alternative, since injecting polymer solution is an expensive process.

When considering polymer recovery technology, petroleum reservoir candidates should exercise screening criteria. Experiments presented here were conducted using core samples of sandstones and NaI saline solutions, paraffin oil, and HPAM solutions (partially hydrolyzed polyacrylamide). The injections were performed through a core-holder with pressure monitoring along the sample, collecting mass and volumes of injected and produced fluids over time.

Four experiments were conducted in order to compare continuous water injection, continuous polymer injection and polymer alternate water injection. Primarily every core sample was submitted to continuous water injection. After oil re-saturation, tests included the following injection conditions: continuous polymer injection in the first and third test; polymer bank followed by a water bank in the second test; and in the fourth test, two cycles of polymer

alternate water. By comparing normalized results for each condition, it was possible to reach favorable results for polymer alternate water solution methodology, demonstrating the positive benefits of the method applied.

Key Words

Oil Recovery, Water Injection, Polymer Injection, Polymer Alternate Water Injection.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	v
AGRADECIMENTOS.....	vii
RESUMO	xi
ABSTRACT.....	xiii
LISTA DE FIGURAS	xix
LISTA DE TABELAS	xxiii
LISTA DE NOMENCLATURAS	xxv
1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação.....	2
1.2 Objetivos	3
1.3 Organização da Dissertação	3
2. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1 Molhabilidade.....	5
2.2 Porosidade	8
2.3 Permeabilidade Absoluta, Efetiva e Relativa.....	8
2.4 Mobilidade e Razão de Mobilidade	9
2.5 Fator de Resistência e Fator de Resistência Residual	9
2.6 Reologia	11
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	13
3.1 Injeção de Água.....	13

3.2	Injeção de Polímeros	19
3.2.1	Descrição dos Mecanismos	23
3.2.2	Critérios de Seleção	24
3.2.3	Fatores Intervenientes.....	26
3.2.4	Aplicações	28
3.3	Injeção de Bancos de Água e Polímeros	38
4.	METODOLOGIA.....	39
4.1	Materiais.....	39
4.1.1	Fluidos de Injeção e Rocha.....	39
4.1.2	Aparato experimental	40
4.2	Calibração dos Transdutores de Pressão	42
4.3	Aquisição de Dados.....	43
4.4	Protocolo de Testes	43
4.4.1	Preparação da Amostra.....	44
4.4.2	1° Embebição - Saturação da Amostra com Água	45
4.4.3	1° Drenagem - Injeção de Óleo até a Saturação de Água Conata	46
4.4.4	2° Embebição - Injeção de Água até a Saturação de Óleo Residual	47
4.4.5	2° Drenagem - Injeção de Óleo até a Saturação de Água Conata	47
4.4.6	Injeção de Solução Polimérica	48
4.4.7	Injeção de Água para Avaliação do Fator de Resistência Residual	49
4.4.8	Limpeza das Amostras	49
5.	ENSAIOS REALIZADOS.....	51
5.1	Preparação das Amostras	51
5.2	1° Embebição	52

5.3	1° Drenagem.....	52
5.4	2° Embebição	56
5.5	2° Drenagem.....	60
5.6	Injeção de Solução Polimérica	63
5.7	Avaliação do Fator de Resistência Residual	66
6.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	69
6.1	Fator de Recuperação e Razão Água-Óleo	69
6.2	Fluxo Fracionário versus Saturação de Água.....	73
6.3	Permeabilidade Relativa versus Saturação de Água	75
7.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS	79
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83
	ANEXO I	89
	ANEXO II.....	99
	Embebição.....	101
	Drenagem	103
	Polímeros	105

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Ilustração de Molhabilidade.....	5
Figura 2.2 - Embebição em Reservatórios Fortemente Molháveis à Água.....	6
Figura 2.3 - Embebição em Reservatórios Fortemente Molháveis ao Óleo.....	7
Figura 3.1 - Recuperação Secundária por Injeção de Água.....	14
Figura 3.2 - Curva do Fluxo Fracionário de Água.....	17
Figura 3.3 - Curva do Fluxo Fracionário de Água e de Polímero.....	19
Figura 3.4 - Deslocamento Areal – (A) Injeção de Água e (B) Injeção de Polímeros.....	21
Figura 3.5 - Deslocamento Vertical – (A) Injeção de Água e (B) Injeção de Polímeros.....	22
Figura 3.6 - Viscosidade x Concentração do Polímero.....	27
Figura 3.7 - Efeitos da salinidade e do peso molecular na viscosidade e taxa de cisalhamento ...	28
Figura 3.8 - Métodos de EOR no Mundo.....	34
Figura 4.1 - Aparato Experimental.....	41
Figura 4.2 - Porta-testemunho.....	41
Figura 4.3 - Aferição dos Transdutores de Pressão.....	42
Figura 4.4 - Disposição dos Transdutores na Amostra.....	43
Figura 4.5 - Imposição de vácuo na amostra, através da bomba de vácuo.....	46
Figura 5.1 - Massa <i>versus</i> Tempo – 1° Drenagem, Teste 1.....	53
Figura 5.2 - Massa <i>versus</i> Tempo – 1° Drenagem, Teste 2.....	53
Figura 5.3 - Massa <i>versus</i> Tempo – 1° Drenagem, Teste 3.....	53
Figura 5.4 - Massa <i>versus</i> Tempo – 1° Drenagem, Teste 4.....	53
Figura 5.5 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 1° Drenagem, Teste 1.....	54
Figura 5.6 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 1° Drenagem, Teste 2.....	54
Figura 5.7 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 1° Drenagem, Teste 3.....	54
Figura 5.8 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 1° Drenagem, Teste 4.....	54
Figura 5.9 - Massa <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 1.....	56
Figura 5.10 - Massa <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 2.....	56
Figura 5.11 - Massa <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 3.....	57

Figura 5.12 - Massa <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 4	57
Figura 5.13 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 1	58
Figura 5.14 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 2	58
Figura 5.15 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 3	58
Figura 5.16 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 4	58
Figura 5.17 - Volumes <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 1	59
Figura 5.18 - Volumes <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 2	59
Figura 5.19 - Volumes <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 3	59
Figura 5.20 - Volumes <i>versus</i> Tempo – 2° Embebição, Teste 4	59
Figura 5.21 - Massa <i>versus</i> Tempo – 2° Drenagem, Teste 1.....	60
Figura 5.22 - Massa <i>versus</i> Tempo – 2° Drenagem, Teste 2.....	60
Figura 5.23 - Massa <i>versus</i> Tempo – 2° Drenagem, Teste 3.....	61
Figura 5.24 - Massa <i>versus</i> Tempo – 2° Drenagem, Teste 4.....	61
Figura 5.25 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2° Drenagem, Teste 1.....	61
Figura 5.26 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2° Drenagem, Teste 2.....	61
Figura 5.27 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2° Drenagem, Teste 3.....	62
Figura 5.28 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2° Drenagem, Teste 4.....	62
Figura 5.29 - Massa <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 1.....	63
Figura 5.30 - Massa <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 2.....	63
Figura 5.31 - Massa <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 3.....	63
Figura 5.32 - Massa <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 4.....	63
Figura 5.33 - Pressão <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 1.....	64
Figura 5.34 - Pressão <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 2.....	64
Figura 5.35 - Pressão <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 3.....	64
Figura 5.36 - Pressão <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 4.....	64
Figura 5.37 - Volumes <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 1	65
Figura 5.38 - Volumes <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 2	65
Figura 5.39 - Volumes <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 3	65
Figura 5.40 - Volumes <i>versus</i> Tempo – Polímeros, Teste 4	65
Figura 6.1 - FR e RAO Acumulado <i>versus</i> VPI, Teste 1	70
Figura 6.2 - FR e RAO Acumulado <i>versus</i> VPI, Teste 2	70

Figura 6.3 - FR e RAO Acumulado <i>versus</i> VPI, Teste 3	71
Figura 6.4 - FR e RAO Acumulado <i>versus</i> VPI, Teste 4	71
Figura 6.5 - Razão Água Óleo Acumulada – Água.....	72
Figura 6.6 - Razão Água Óleo Acumulada – Polímeros	72
Figura 6.7 - Fator de Recuperação – Água.....	73
Figura 6.8 - Fator de Recuperação –Polímeros	73
Figura 6.9 - Fluxo Fracionário <i>versus</i> Saturação de Água, Teste 1.....	74
Figura 6.10 - Fluxo Fracionário <i>versus</i> Saturação de Água, Teste 2.....	74
Figura 6.11 - Fluxo Fracionário <i>versus</i> Saturação de Água, Teste 3.....	74
Figura 6.12 - Fluxo Fracionário <i>versus</i> Saturação de Água, Teste 4.....	74
Figura 6.13 - Pressão <i>versus</i> Tempo – Injeção de Polímero, incluindo P1 Hipotético, Teste 1 ...	75
Figura 6.14 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 1º Drenagem, incluindo P1 hipotético, Teste 2	76
Figura 6.15 - Pressão <i>versus</i> Tempo – 2º Drenagem, incluindo P1 Hipotético, Teste 2	76
Figura 6.16 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, 2E – Teste 1.....	76
Figura 6.17 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, 2E – Teste 2.....	76
Figura 6.18 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, 2E – Teste 3.....	77
Figura 6.19 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, 2E – Teste 4.....	77
Figura 6.20 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, 2D - Teste 1	77
Figura 6.21 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, 2D - Teste 2.....	77
Figura 6.22 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, 2D - Teste 3.....	77
Figura 6.23 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, 2D - Teste 4.....	77
Figura 6.24 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, Poli – Teste 1.....	78
Figura 6.25 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, Poli – Teste 2.....	78
Figura 6.26 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, Poli – Teste 3.....	78
Figura 6.27 - Permeabilidade Relativa <i>versus</i> Saturação de Água, Poli – Teste 4.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Critérios de Seleção.....	26
Tabela 5.1 - Propriedades Geométricas e Permo-porosas das Amostras de Teste.....	52
Tabela 5.2 - Dados medidos durante a 1ª Embebição das Amostras de Teste.....	52
Tabela 5.3 - Dados medidos durante a 1ª Drenagem das Amostras de Teste.....	55
Tabela 5.4 - Dados medidos durante a 2ª Embebição das Amostras de Teste.....	59
Tabela 5.5 - Dados medidos durante a 2ª Drenagem das Amostras de Teste.....	62
Tabela 5.6 - Dados medidos durante a Injeção de Polímero das Amostras de Teste.....	66
Tabela 5.7 - Pressão, Vazão e Fator de Resistência Residual.....	66
Tabela 6.1 - Diferenças no Fator de Recuperação e RAO entre Água e Polímeros.....	71

LISTA DE NOMENCLATURAS

Letras Latinas

A	Área	[cm ²]
C	Altura da coluna de mercúrio	[cm]
D _a	Diâmetro da amostra	[cm]
E _D	eficiência de deslocamento	
<i>f</i>	Fluxo fracionário	
<i>f_o</i>	Fluxo fracionário de óleo	
<i>f_w</i>	Fluxo fracionário de água	
<i>f_{wf}</i>	Fluxo fracionário de água na frente de avanço	
F	Força	[kg.m.s ⁻²]
g	Aceleração gravitacional	[m/s ²]
<i>h_w</i>	Altura da coluna de água	
H	Altura	[cm]
<i>k</i>	Permeabilidade absoluta	[mD] ¹
<i>k_e</i>	Permeabilidade efetiva	[mD]
<i>k_o</i>	Permeabilidade efetiva ao óleo	[mD]
<i>k_r</i>	Permeabilidade relativa	
<i>k_{ro}</i>	Permeabilidade relativa ao óleo	
<i>k_{rw}</i>	Permeabilidade relativa à água	
<i>k_g</i>	Permeabilidade absoluta ao gás	[mD]
<i>k_w</i>	Permeabilidade efetiva à água	[mD]
<i>k_w</i>	Permeabilidade absoluta à água	[mD]
L	Comprimento	[cm]

¹ 1 mD = 0.9869233 (μm)² ≅ 10⁻¹² m²

m	Massa	[g]
M	Razão de mobilidade	
q	Vazão do fluido	[cm ³ /s]
q_o	Vazão de óleo	[cm ³ /s]
q_t	Vazão total	[cm ³ /s]
q_w	Vazão de água	[cm ³ /s]
S_o	Saturação inicial de óleo	
S_{or}	Saturação de óleo residual	
\bar{S}_{oR}	Saturação média de óleo remanescente	
\bar{S}_w	Saturação média de água	
S_{w_f}	Saturação média de água na frente de avanço	
S_{w_i}	Saturação de água conata	
T	Temperatura	[°C]
V_p	Volume poroso	[cm ³]
V_v	Volume de vazios	[cm ³]
V_i	Volume de vazios interconectados	[cm ³]
V_t	Volume total	[cm ³]

Letras Gregas

Δ	Delta	
ΔP	Perda de carga	[psi]
Δp	Diferença de pressão	[psi] ²
μ	Viscosidade do fluido	[cP] ³
μ_o	Viscosidade do óleo	[cP]
μ_p	Viscosidade da solução polimérica	[cP]
μ_w	Viscosidade da água	[cP]
λ_o	Mobilidade do óleo	[mD/cp]

² 1 psi = 0,068045961 atm = 6.894,757 Pa;

³ 1cp = 1 mPa·s = 0.001 Pa·s.

	Mobilidade da solução polimérica	[mD/cp]
	Mobilidade da água	[mD/cp]
$\dot{\gamma}$	Taxa de deformação	[1/s]
τ	Tensão de cisalhamento	[Pa]
ϕ_e	porosidade efetiva	
ϕ_t	porosidade total (absoluta)	
Θ	Ângulo de contato	[°]

Siglas

1E	Primeira Embebição
1D	Primeira Drenagem
2E	Segunda Embebição
2D	Primeira Drenagem
Poli	Solução Polimérica
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
FR	Fator de Recuperação
HPAM	Poliacrilamida Parcialmente Hidrolisada
R	Fator de Resistência
RAO	Razão Água Óleo
RR	Fator de Resistência Residual
VP	Volume Poroso
VPI	Volume Poroso Injetado
ppm	Partes por milhão

Sobrescritos

e	Efetiva
g	Gás
o	Fase óleo
p	Fase aquosa polimérica
r	Relativa
t	Total

w Fase aquosa
xy Direções (horizontal e vertical)

1. INTRODUÇÃO

O petróleo tornou-se a principal fonte de energia do mundo moderno, sendo indispensável para as necessidades e o crescimento das nações. O desenvolvimento de novas tecnologias na exploração e na produção dos hidrocarbonetos não só exige altos investimentos, mas também técnicas avançadas para possibilitar o trabalho em regiões e condições cada vez mais complexas. Com a atual tecnologia de extração de petróleo, boa parte do óleo encontrado ainda fica retida no interior das jazidas e, na prática, apenas uma fração é retirada [Thomas, 2001].

Alvarado e Manrique [2010] afirmam que a maior parte da produção mundial de óleo vem de campos maduros e que a indústria de petróleo tem buscado aumentar a recuperação de hidrocarbonetos. Além disso, a taxa de reposição de reservas por novas descobertas tem diminuído nas últimas décadas. Segundo os autores, o aumento do fator de recuperação de campos maduros será fundamental para atender à demanda crescente de energia nos próximos anos.

No início da vida de um campo de petróleo, a produção de hidrocarboneto se deve à energia natural existente dentro do reservatório, que é resultado da história de formação da jazida. No entanto, esta energia natural diminui, tornando-se insuficiente para que a produção continue a uma vazão economicamente viável. Efeitos de descompressão dos fluidos no reservatório, forças capilares, forças gravitacionais, efeitos da viscosidade e resistências oferecidas pelas tortuosidades e pelos estrangulamentos dos canais porosos, são as principais causas da redução de energia [Thomas, 2001].

Entretanto, esse declínio de pressão pode ser alterado através de técnicas de recuperação que visam complementar essa energia primária. Métodos de recuperação secundária, como a injeção de água, e terciária, como a injeção de polímeros, vem sendo amplamente utilizados nos reservatórios [Correia et al., 2005].

O método de injeção de água é um dos métodos de recuperação mais utilizados, devido à boa relação custo-benefício trazida para muitos reservatórios de petróleo. A grande maioria dos

projetos atuais que visa à injeção de água no reservatório é implementada logo no início de sua vida produtiva, de maneira a manter ou até mesmo elevar a pressão de poro [Mezzomo, 2000].

O método de recuperação com polímeros consiste na adição de uma quantidade de polímeros à água ou à salmoura, aumentando-se a viscosidade da solução injetada no reservatório e diminuindo-se a permeabilidade efetiva à água. Desta forma, consegue-se melhorar a razão de mobilidade água/óleo, uniformizando assim a frente de avanço e melhorando a eficiência de varrido [Lake, 2008]. Além de aumentar a eficiência de varrido, este método busca reduzir a quantidade de água injetada e conseqüentemente produzida [Rosa et al., 2006].

A avaliação do método de injeção de polímeros envolve conceitos multidisciplinares e, desde a sua seleção para aplicação em um dado campo até sua implantação, são necessários análise criteriosa e testes preliminares. Os polímeros mais usados na recuperação de petróleo são os biopolímeros polissacarídeos e as poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas. Conhecimento detalhado sobre o escoamento da solução polimérica através do reservatório, com características igualmente conhecidas, é de fundamental importância para o sucesso do método de recuperação por injeção de polímeros [Lake, 2008].

Se um determinado reservatório for considerado apto à injeção de polímeros, é importante analisar uma gama de variáveis, como o tipo de polímero, a concentração e o tamanho do banco de injeção, com o objetivo de otimizar o processo [Ribeiro, 2008].

1.1 Motivação

Os Métodos de Recuperação Secundária e Terciária de Petróleo podem ajudar decisivamente a atingir os objetivos nacionais de aumento no suprimento de petróleo, exploração racional dos recursos minerais brasileiros e estímulo do desenvolvimento científico tecnológico nacional.

É extremamente importante avaliar qual método de recuperação de hidrocarbonetos é mais adequado para um determinado reservatório. Na exploração de petróleo, busca-se a maior produção possível de óleo durante um intervalo de tempo, de forma econômica [Thomas, 2001].

Várias pesquisas têm sido desenvolvidas visando um melhor entendimento da técnica de injeção de polímeros e água, por exemplo, no Brasil e na China. Modelos incluindo alguns efeitos combinados têm sido propostos e inúmeros testes de laboratório e de campo têm sido conduzidos [Ribeiro, 2008]. Uma motivação econômica para o estudo do problema de injeção alternada de polímeros e água é o alto custo associado à injeção contínua de solução polimérica, podendo esta não ser economicamente viável.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é analisar e comparar a eficiência da injeção de água, injeção contínua de polímeros e injeção de ciclos alternados de polímeros e água. Para isso, foram realizados testes de deslocamento em meio poroso utilizando óleo de parafina, solução salina e polimérica. Foram obtidos históricos de pressão e de volumes injetados e produzidos, assim como curvas de fluxo fracionário em função da saturação do fluido injetado, para cada teste. Como objetivos complementares, podem-se citar o aprimoramento da bancada de testes, dos métodos de aquisição e de análise de dados e a extensão de trabalhos anteriores realizados na Unicamp.

1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação está dividida em sete capítulos. No Capítulo 1 são apresentados uma breve introdução sobre o tema proposto, a motivação e os objetivos deste trabalho.

No Capítulo 2, são apresentados a fundamentação teórica e os conceitos importantes relativos ao tema proposto e necessários para o entendimento do texto, tais como molhabilidade, porosidade, permeabilidade absoluta, efetiva e relativa, razão de mobilidade, fator de resistência residual e reologia.

No Capítulo 3, apresenta-se uma revisão bibliográfica com foco na relevância dos métodos de recuperação de petróleo por injeção de água e polímeros. São mostrados também o tratamento teórico e a formulação matemática utilizados para a análise do problema.

No Capítulo 4, resumem-se a metodologia utilizada para a realização dos experimentos em laboratório, bem como os equipamentos utilizados para garantir as condições de testes necessárias para se alcançar os objetivos propostos.

O trabalho experimental desenvolvido e os resultados determinados para os quatro testes realizados são descritos no Capítulo 5.

No Capítulo 6, os resultados são apresentados e discutidos de forma comparativa e, finalmente, no Capítulo 7, são sumarizadas as conclusões do trabalho, bem como as sugestões e as recomendações para pesquisas futuras.

2. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção, são abordados alguns conceitos fundamentais associados ao conteúdo deste trabalho. Conceitos sobre molhabilidade, porosidade, permeabilidades absoluta, efetiva e relativa, mobilidade e razão de mobilidade, fator de resistência residual e reologia serão brevemente apresentados.

2.1 Molhabilidade

É conveniente definir os processos de embebição e drenagem para posterior uso neste trabalho. Nos reservatórios de petróleo é muito comum encontrar dois ou mais fluidos imiscíveis em contato com a formação. A tendência de um fluido espalhar-se na superfície da rocha é chamada de molhabilidade. O grau de molhabilidade pode ser avaliado pelo ângulo de contato (Θ) entre o líquido e a superfície sólida, como mostrado na Figura 2.1.

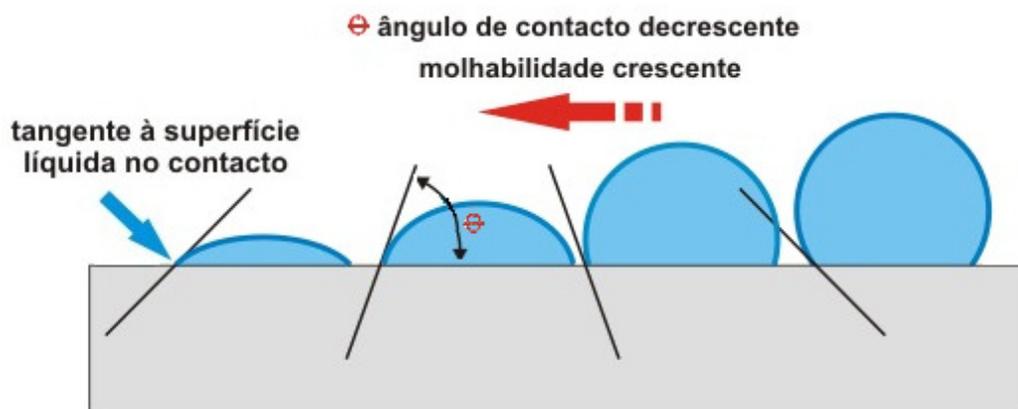


Figura 2.1. Ilustração de Molhabilidade.

O processo de drenagem é dito como a injeção de fluido não molhante (que desloca o fluido molhante) e o de embebição é dito como a injeção de fluido molhante (deslocando o fluido não molhante) no meio poroso [Rosa et al., 2006]. No presente trabalho, as amostras utilizadas são

molháveis à água e, portanto a embebição representa o aumento da saturação de água, e a drenagem o aumento da saturação de óleo.

A molhabilidade tem grande influência na eficiência de produção de hidrocarbonetos. Segundo Faerstein [2010], em reservatórios fortemente molháveis à água, grande parte dos poros menores embebem a água e grande parte do óleo fica localizado nos poros maiores, vide Figura 2.2. Após a injeção de água, o óleo residual permanece nos poros maiores, onde fica aprisionado por estar desconectado de uma massa contínua de óleo.

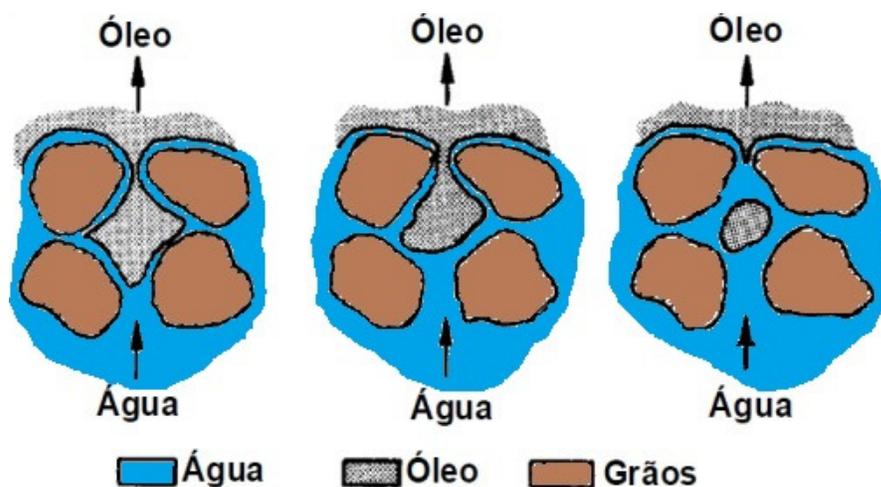


Figura 2.2. Embebição em Reservatórios Fortemente Molháveis à Água (adaptado de Faerstein, 2010).

Em reservatórios fortemente molháveis ao óleo, a água forma canalizações pelos poros maiores empurrando o óleo da região central para frente e deixando parte dele na superfície rochosa, vide Figura 2.3. Geralmente nestes casos a injeção de água é menos eficiente do que nos casos fortemente molháveis à água [Faerstein, 2010].

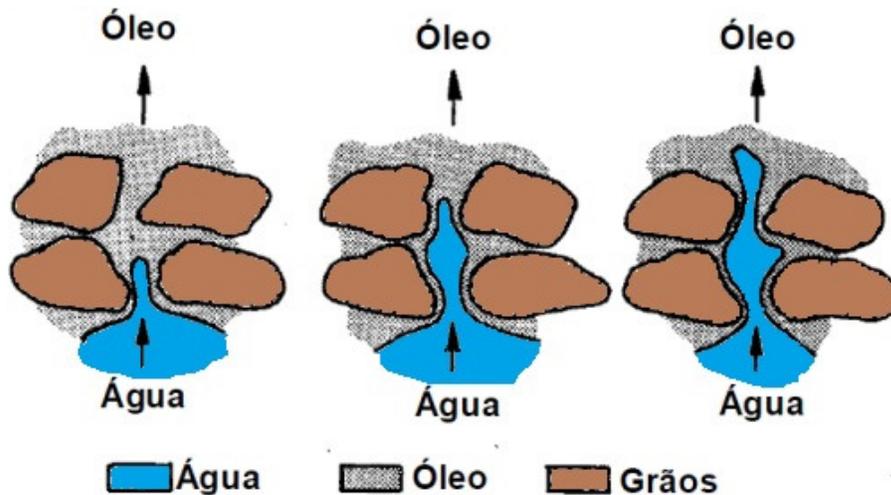


Figura 2.3. Embebição em Reservatórios Fortemente Molháveis ao Óleo (adaptado de Faerstein, 2010).

Em reservatórios com molhabilidade mista, o óleo adere na superfície dos grãos nos poros maiores, aumentando a possibilidade de um meio contínuo até o poço produtor e resultando em menor saturação de óleo residual (S_{or}), enquanto os poros menores continuam preenchidos com água. Neste caso, o S_{or} e o fator de recuperação, tendem a ter um valor intermediário entre um reservatório molhável à água e um molhável ao óleo [Faerstein, 2010].

As forças de embebição e a razão de mobilidade entre a água de injeção e o óleo (M) determinam a facilidade com a qual a água poderá ser injetada e como ela se moverá através da formação. O instante de irrupção da água nos poços produtores tende a ocorrer mais tarde quanto maior for a molhabilidade à água. Adicionalmente, sob estas condições, se produz mais óleo antes da chegada da água [Faerstein, 2010].

Faerstein [2010] afirma que, quanto mais molhável à água, maior a permeabilidade efetiva ao óleo e menor a permeabilidade efetiva à água. Intuitivamente, se outras propriedades do fluido e da rocha permanecerem constantes, pode-se deduzir que a recuperação de óleo em qualquer intervalo de tempo será maior quanto maior for a molhabilidade à água.

2.2 Porosidade

A porosidade absoluta (total), simbolizada por Φ_t , é a relação entre o volume de vazios de uma rocha (poros, canais, fissuras), sejam eles interconectados ou não, e o volume total da mesma. Já a porosidade efetiva, representada por Φ_e , relaciona o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados através do meio poroso, visto que relaciona os espaços vazios interconectados de uma rocha com o seu volume total, sendo abaixo apresentadas suas fórmulas:

$$\Phi_t = \frac{V_v}{V_t} \quad \text{Porosidade Absoluta.....(2.1)}$$

$$\Phi_e = \frac{V_i}{V_t} \quad \text{Porosidade Efetiva.....(2.2)}$$

onde: V_v - Volume de vazios; V_t - Volume total; V_i - Volume de vazios interconectados;

2.3 Permeabilidade Absoluta, Efetiva e Relativa

Os fluidos ao escoarem através dos canais porosos da rocha encontram certa resistência, causada por estreitamentos, estrangulamentos e tortuosidades destes canais. A permeabilidade é a medida da capacidade de uma rocha permitir o escoamento de fluidos [Thomas, 2001]. Quando se tem apenas um fluido saturando a rocha, esta propriedade é chamada de permeabilidade absoluta, representada pela Equação 2.3, definida pela Lei de Darcy.

$$k = \frac{q\mu L}{A \Delta P} \quad \text{Equação da Permeabilidade Absoluta.....(2.3)}$$

onde: k - Permeabilidade Absoluta; q - vazão do fluido; μ - viscosidade do fluido; L - comprimento do leito poroso; A - área transversal aberta ao fluxo; ΔP - perda de carga.

Para o escoamento multifásico, ocorre interferência de um fluido no escoamento do outro, sendo a facilidade com que cada um se move chamada de permeabilidade efetiva ao fluido

considerado. As permeabilidades efetivas são dependentes da saturação de cada um dos fluidos no meio poroso.

Permeabilidade relativa é a permeabilidade efetiva normalizada por um valor característico da permeabilidade, ou seja, dividindo-se o valor da permeabilidade efetiva por uma base de permeabilidade, sendo a permeabilidade absoluta a mais utilizada [Thomas, 2001].

2.4 Mobilidade e Razão de Mobilidade

A mobilidade de um fluido é definida como a relação entre a sua permeabilidade efetiva no meio poroso (k) e a sua viscosidade (μ). Desta maneira, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada por $\lambda_o = k_o / \mu_o$ (k_o é a permeabilidade efetiva ao óleo) e a da água (fluido injetado) por $\lambda_w = k_w / \mu_w$ (k_w é a permeabilidade efetiva à água). Assim como as permeabilidades efetivas, as mobilidades também dependem das saturações. Outro conceito importante que, segundo Craig [1971], evidencia o impacto da molhabilidade na produção e recuperação de petróleo é a razão de mobilidade água/óleo, apresentada na Equação 2.4.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad \text{Razão de Mobilidade.....(2.4)}$$

Desta forma, quanto menor M , maior é a eficiência de varrido no reservatório, deslocando-se mais óleo com menos fluido injetado. Entre as medidas para se aumentar a razão de mobilidade, pode-se citar o aumento da viscosidade da solução injetada (μ_w) e/ou da permeabilidade efetiva do óleo, e/ou da diminuição da viscosidade do óleo (μ_o) e/ou da permeabilidade efetiva da solução injetada [Craig, 1971].

2.5 Fator de Resistência e Fator de Resistência Residual

A aplicação de soluções poliméricas para recuperação de petróleo, além de aumentar a viscosidade da água, promove a redução da permeabilidade do meio poroso, devido ao fato de que as moléculas de polímero criam zonas de bloqueio ao escoamento da própria solução. A

determinação de parâmetros como fator de resistência e fator de resistência residual são importantes para o entendimento das condições dinâmicas do reservatório.

O fator de resistência é usado para descrever o efeito da redução da mobilidade por meio do aumento da viscosidade da água e da diminuição da permeabilidade à água por adição de polímero. Segundo Bailjal [1982], nas aplicações de polímeros em laboratório permite-se uma aproximação prática do fator de resistência, que pode ser determinado pelo diferencial de pressão através do meio poroso para uma vazão constante de solução polimérica e de água. Para o presente trabalho, sendo as etapas de injeção de água e de polímeros realizadas no mesmo testemunho, a equação do fator de resistência pode ser reduzida, da seguinte forma:

$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \left(\frac{\Delta p}{L * q} \right)_p / \left(\frac{\Delta p}{L * q} \right)_w = \left(\frac{\Delta p}{q} \right)_p / \left(\frac{\Delta p}{q} \right)_w \quad \text{Fator de Resistência.....(2.5)}$$

sendo que R é o fator de resistência; λ_w é a mobilidade da água; λ_p é a mobilidade do polímero; Δp é a diferença de pressão, após atingir o regime permanente; L é a distância de deslocamento; q é a vazão; $()_p$ é o índice representando a etapa de injeção de solução polimérica; e $()_w$ é o índice representando a etapa de injeção de solução salina ou 2º Embebição.

O fator de resistência residual (RR) é usado para descrever a redução da permeabilidade efetiva à água e é definido como a relação entre a mobilidade da água antes e depois da injeção da solução polimérica, dado pela Equação 2.6.

$$RR = \frac{\lambda_{w1}}{\lambda_{w2}} = \frac{k_{w1} \mu_{w2}}{k_{w2} \mu_{w1}} \quad \text{Fator de Resistência Residual.....(2.6)}$$

em que λ_{w1} é a mobilidade da água na 2º Embebição; λ_{w2} é a mobilidade da água pós-injeção de solução polimérica; k_{w1} é a permeabilidade à água; k_{w2} é a permeabilidade à água pós- injeção de solução polimérica; μ_{w1} é a viscosidade da água e μ_{w2} é a viscosidade da água pós-injeção de solução polimérica. Segundo Rosa et al. [2006], valores do fator de resistência residual podem variar entre 3 e 5.

Experimentalmente, RR também pode ser determinado pela seguinte expressão:

$$RR = \frac{(\Delta p/q)_{w2}}{(\Delta p/q)_{w1}} \quad \text{Fator de Resistência Residual Experimental.....(2.7)}$$

onde Δp é a diferença de pressão, após atingir o regime permanente; q é a vazão; $()_{w1}$ é o índice representando a 2ª Embebição; $()_{w2}$ é o índice representando a etapa de injeção de água pós-injeção de solução polimérica.

2.6 Reologia

A reologia estuda a deformação dos materiais e o escoamento dos fluidos, quando submetidos a esforços provenientes de forças externas [Machado, 2002]. Os fluidos cuja viscosidade é independente da taxa de cisalhamento a que eles estão submetidos são classificados como Newtonianos, mostrando um único valor de viscosidade em uma dada temperatura [Fox et al., 2006]. A taxa de cisalhamento, $\dot{\gamma}$, é definida pela razão entre a diferença de velocidade entre duas camadas adjacentes de fluido e a distância entre elas, enquanto que a tensão de cisalhamento, τ , corresponde à razão entre a força aplicada na direção do escoamento e a área da superfície exposta ao cisalhamento. Estes parâmetros podem ser representados, respectivamente, pelas fórmulas a seguir:

$$\frac{dv}{dy} = \dot{\gamma} \quad \text{Taxa de cisalhamento.....(2.8)}$$

$$\tau_{yx} = \frac{F}{A} \quad \text{Tensão de cisalhamento.....(2.9)}$$

De acordo com Fox et al. [2006], fluidos em que a tensão de cisalhamento não é diretamente proporcional à taxa de deformação são denominados de não-Newtonianos, podendo caracterizar-se como pseudoplásticos, dilatantes, plásticos e plástico de Bingham. Além de que, tais fluidos são classificados como independentes do tempo e dependentes do tempo (tixotrópicos e reopéticos).

As soluções poliméricas, a partir de uma determinada velocidade, não apresentam a mesma viscosidade para todas as taxas de escoamento em um meio poroso. Sorbie [1991] classificou a água e óleo como fluidos Newtonianos, enquanto soluções poliméricas quase sempre apresentam comportamento de fluidos não-Newtonianos para concentrações suficientemente altas de polímeros. Tais polímeros usados na recuperação de óleo apresentam sensibilidade a parâmetros como peso molecular, temperatura, salinidade, pH e dureza, que serão abordados no próximo capítulo, na seção dedicada à injeção de polímeros.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

As seções a seguir têm como objetivo mostrar a relevância dos métodos de recuperação de petróleo, através da injeção contínua e alternada de água e de polímeros, das vantagens e desvantagens de cada método e dos critérios de seleção em projetos de recuperação de petróleo.

3.1 Injeção de Água

O método de injeção de água é um dos métodos de recuperação mais utilizados devido ao custo-benefício trazido para muitos reservatórios de petróleo [Mezzomo, 2000]. A grande maioria dos projetos atuais, que visa à injeção de água no reservatório, é implementada logo no início de sua vida produtiva, de maneira a manter ou até mesmo elevar a pressão do reservatório. Segundo Rosa et al. [2006], esse método é classificado como recuperação secundária, representando a quantidade adicional de óleo obtida por suplementação da energia primária com energia artificialmente transferida para a jazida.

A injeção de água objetiva deslocar o óleo contido no reservatório em direção aos poços produtores, como ilustrado na Figura 3.1, aumentando assim o percentual recuperável e, conseqüentemente, as reservas em relação à recuperação primária. Esse deslocamento de óleo para fora dos poros da rocha deve-se a um comportamento puramente mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha. Esse processo é classificado como método convencional de recuperação. Mesmo na porção do reservatório invadida pela água, nem todo o óleo lá contido é deslocado. O óleo retido nos poros da zona invadida pela água e denominado óleo residual é consequência dos efeitos de capilaridade [Thomas, 2001].

Os projetos devem especificar aspectos como quantidade e distribuição dos poços de injeção e de produção, pressões e vazões de injeção, estimativas das vazões de produção e volumes de fluidos a serem injetados e produzidos. Esses dados são fundamentais para o dimensionamento dos equipamentos e para a viabilidade econômica do projeto. O

desenvolvimento de um projeto de injeção de água depende também de fatores econômicos, como preço do óleo, taxas e impostos, custo da água injetada e de seu tratamento pré e pós- operação [Willhite, 1986].

As principais fontes de captação para um sistema de injeção de água são: água do mar; água de rios e lagos; água subterrânea coletada em mananciais de subsuperfície por meio de poços perfurados para esse fim; e água produzida, isto é, que vem associada à produção de petróleo. Geralmente, a água de injeção deve ser submetida a um processo de tratamento, antes de ser injetada, de modo a torná-la mais adequada à rocha reservatório e aos fluidos existentes na mesma. O sistema de injeção de água propriamente dito, dependendo do sistema de captação utilizado, pode ser composto por bombas, linhas e poços de injeção. A preocupação crescente com a proteção ao meio ambiente tem tornado os critérios de qualidade da água produzida mais rigorosos, exigindo também um sistema eficiente de tratamento e descarte dessa água [Thomas, 2001].

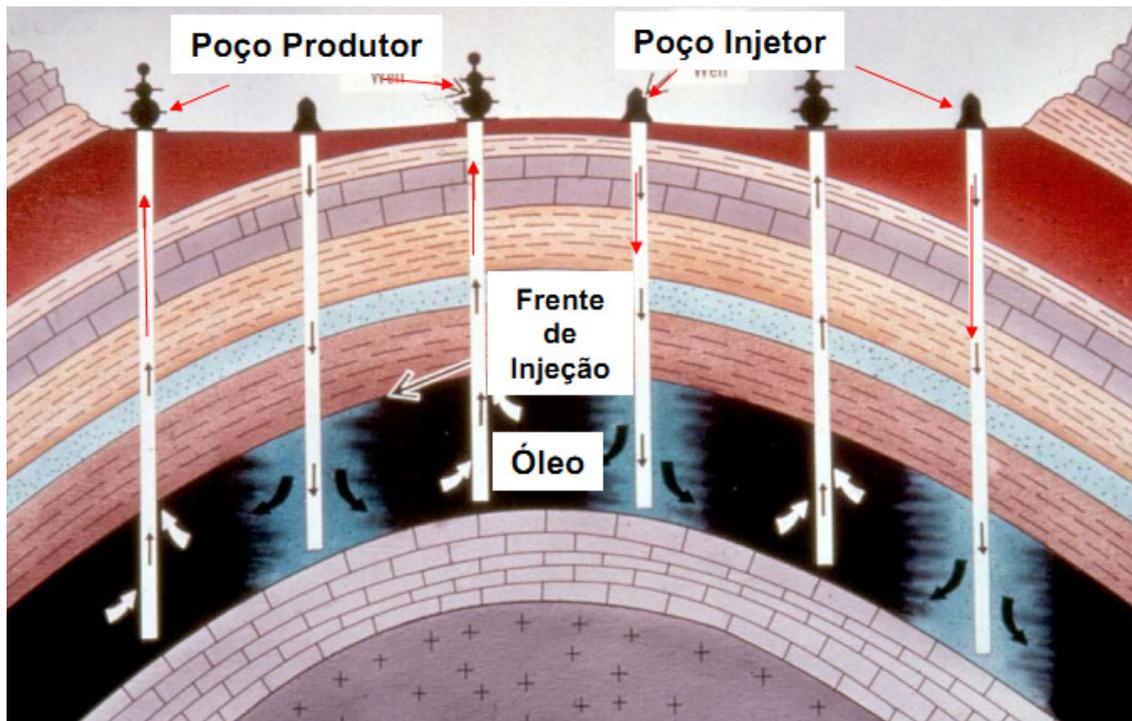


Figura 3.1. Recuperação Secundária por Injeção de Água (adaptado de Willhite, 1986).

No processo de injeção de água em meios homogêneos, esta percorre a menor distância possível entre os poços injetores e produtores. Desse modo, nem todo reservatório terá sido

contatado no instante de irrupção da água. A relação entre a área contatada pelo fluido injetado e a área total do meio poroso, é chamada de eficiência de varrido areal ou horizontal, sendo extremamente importante para a escolha da disposição dos poços injetores e produtores num projeto de injeção [Rosa et al., 2006].

A eficiência de varrido vertical refere-se à varredura das camadas do reservatório, e depende das heterogeneidades refletidas pelas estratificações da formação. A água injetada tende a se deslocar por camadas com maior permeabilidade, deixando maior quantidade de óleo nas camadas com menor permeabilidade. A eficiência de varrido vertical é função da razão de mobilidade e do contraste de permeabilidade, além de fatores como escoamento cruzado entre as camadas devido a efeitos gravitacionais ou canais de comunicação ao longo da direção de deslocamento [Willhite, 1986].

No projeto de injeção de água, diversos aspectos devem ser levados em conta, como o tipo de rocha, sedimentos, salinidade da água de injeção, para saber se são compatíveis ou não, a fim de evitar, por exemplo, fenômenos de inchamento das argilas, conhecidos como “choques salinos” [Rosa et al., 2006].

É importante avaliar as características de mobilidade dos fluidos deslocado e deslocante, para evitar a digitação viscosa, isto é, caminhos preferenciais da água em direção ao poço produtor que se assemelham ao formato de dedos, além de que, tornam-se necessários estudos referentes à geometria do reservatório e à sua profundidade, para que haja um controle da pressão máxima ideal de injeção, visando evitar fraturamentos [Rosa et al., 2006].

Existem campos em que esse método pode não ser adequado, entre eles os que se caracterizam por elevado grau de heterogeneidade e apresentam pouca continuidade, o que pode invalidar o efeito da injeção de água na produção de óleo. Já em reservatórios que apresentam fraturas ou caminhos preferenciais pode ocorrer o contrário, ou seja, a água injetada pode escoar por tais canais, causando uma produção elevada de água desde o início [Mezzomo, 2000].

Shecaira et al. [2002] afirmam que a injeção de água teve início na década de sessenta em campos terrestres, seguida posteriormente pelo uso de vários métodos terciários. Atualmente, a injeção de água representa a principal atividade de recuperação, também em campos marítimos,

correspondendo a cerca de 74% da produção brasileira diária de petróleo [Alvarado e Manrique, 2010].

Os campos marítimos representam uma situação complexa e desafiadora. Segundo Alvarado e Manrique [2010], a injeção de água é o principal método utilizado em campos marítimos no Brasil, sendo a gestão da água uma questão importante. Vários problemas estão associados com a injeção de água, como a perda de injetividade e a estimulação em poços de injeção, aumentando o custo do processo. Outro problema encontrado é a deposição de sais inorgânicos em poços produtores, podendo ocorrer incrustações salinas, quando a água do mar injetada, rica em sulfato, mistura-se com a água da formação, rica em bário e estrôncio. O sal pode até parar a produção dos poços. O mesmo autor afirma que, a Petrobras tem dedicado esforços para resolver esse problema, como por exemplo, com a criação do programa PRAVAP, que é um programa de tecnologia corporativa que abrange todos os aspectos da atividade EOR e tem como desafio desenvolver inovações tecnológicas que viabilizem a apropriação de reservas adicionais e o aumento da produção dos campos brasileiros já descobertos.

O escoamento dos fluidos no reservatório de petróleo envolve no mínimo a fase água e a fase óleo, e em muitos casos também a fase gás. Muskat e Meres [1936] foram os primeiros a estenderem a Lei de Darcy de escoamento monofásico para escoamento multifásico em meios porosos, formulando uma concepção matemática para o fenômeno. A base para a determinação da permeabilidade relativa de cada fase está correlacionada com sua saturação, sendo a solução das equações, por este método, obtida por integração numérica.

Buckley e Leverett [1942] apresentaram um modelo matemático, ignorando a variação da pressão capilar e os efeitos gravitacionais, a partir da Lei da Conservação de Massa para o deslocamento incompressível de fluidos Newtonianos imiscíveis em meios porosos. Através da teoria de Buckley & Leverett, é possível determinar a variação da saturação de água na região varrida do reservatório de petróleo. Em uma dada posição do meio poroso, a saturação de água varia ao longo do tempo, conforme a injeção de água é prosseguida, sendo maior nas proximidades de poços injetores e menor em torno dos poços produtores, no início do processo.

Define-se o fluxo fracionário (f) de uma fase como a razão entre a vazão volumétrica da fase e a vazão total de escoamento, e é adimensional. Para as fases óleo e água, em um deslocamento bifásico, temos:

$$f_o = \frac{q_o}{q_t} = \frac{q_o}{q_w + q_o} \quad \text{Fluxo Fracionário do Óleo.....(3.1)}$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad \text{Fluxo Fracionário da Água.....(3.2)}$$

De modo que, tendo apenas as duas fases, a soma do fluxo no meio poroso é igual a 1:
 $f_o + f_w = 1$.

Para o escoamento na horizontal e desprezando-se o gradiente de pressão capilar e os efeitos gravitacionais, a equação do fluxo fracionário se reduz à:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w}} \quad \text{Equação do Fluxo Fracionário.....(3.3)}$$

A partir das curvas de permeabilidade relativa de um meio poroso e das viscosidades da água injetada e do óleo deslocado, pode-se construir a curva de fluxo fracionário de água em relação à saturação de água, como ilustrado na Figura 3.2.

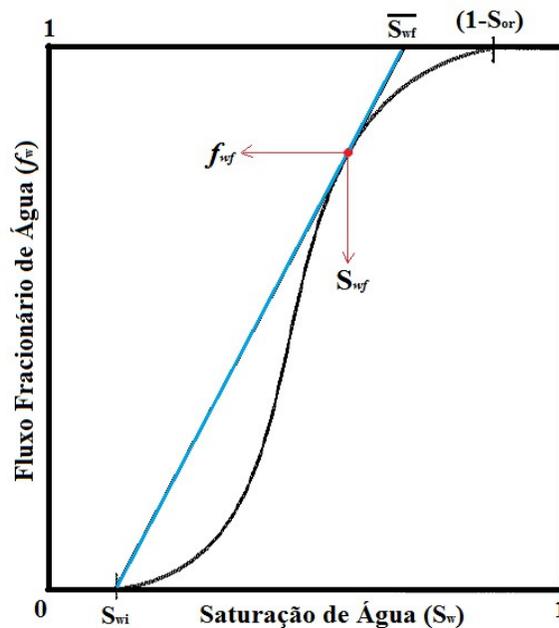


Figura 3.2. Curva do Fluxo Fracionário de Água.

Inicialmente, determinados reservatórios possuem somente óleo e água conata na forma irreduzível, sendo sua saturação representada por S_{wi} . Enquanto não ocorre mudança na saturação de água, sua permeabilidade relativa à água corresponde a zero e conseqüentemente o fluxo fracionário de água também é igual a zero. O fluxo fracionário de óleo neste momento é igual a 100% do fluxo total [Rosa et al. 2006].

A partir da injeção de água, observando-se um determinado ponto no meio poroso, à medida que a saturação de água aumenta, o fluxo fracionário de água também aumenta e o fluxo fracionário de óleo diminui. Quando finalmente a saturação de água atinge o seu limite ($1-S_{or}$), o fluxo fracionário de água é igual a 1 e o de óleo é igual a zero [Rosa et al. 2006].

Para um deslocamento pistão, a saturação média de água (\bar{S}_w) na área invadida do reservatório e a eficiência de deslocamento (E_D) são representadas respectivamente por:

$$\bar{S}_w = 1 - S_{or} \quad \text{Equação de Saturação Média de Água.....(3.4)}$$

$$E_D = S_o - S_{or} \quad \text{Eficiência de Deslocamento Pistão.....(3.5)}$$

onde S_{or} é a saturação de óleo residual ou irreduzível e S_o a saturação de óleo no início da injeção.

Como na prática, a injeção de água não é realizada até que seja atingida a saturação residual de óleo e sim até um limite econômico, quando atingido esse tempo limite de produção, a saturação média de óleo remanescente (\bar{S}_{oR}) na área invadida pela água será maior que a saturação de óleo irreduzível (S_{or}). Dessa forma, a eficiência de deslocamento será expressa por:

$$E_D = S_o - \bar{S}_{oR} \quad \text{Eficiência de Deslocamento.....(3.6)}$$

Assim, quanto menor a saturação média de óleo remanescente, melhor será a economicidade do projeto. Portanto, para promover a redução da saturação média de óleo remanescente é necessário aumentar a saturação média de água na zona invadida, pois:

$$\bar{S}_{oR} = 1 - \bar{S}_w \quad \text{Equação de Saturação Média de Óleo Remanescente.....(3.7)}$$

Essa saturação média de água pode ser aumentada alterando-se a curva de fluxo fracionário, por exemplo, aumentando a viscosidade da água por meio da adição de polímeros, objetivando um deslocamento do tipo pistão. Neste modelo de deslocamento, na região invadida pela água, a

saturação de óleo é reduzida imediatamente para a saturação de óleo irreduzível [Rosa et al. 2006].

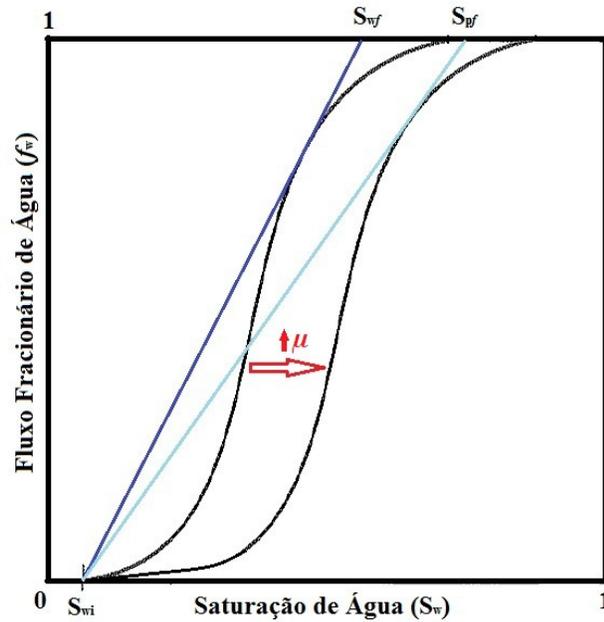


Figura 3.3. Curva do Fluxo Fracionário de Água e de Polímero.

A teoria de fluxo fracionário de Buckley e Leverett foi aplicada e generalizada por vários autores, para base de estudos dos métodos de recuperação secundária de petróleo e com injeção de polímeros. Welge [1952] desenvolveu a teoria, encontrando a eficiência após o instante de irrupção do fluido injetado. Um desenvolvimento detalhado das formulações matemáticas do processo de injeção de água é mostrado no trabalho de Willhite [1986].

3.2 Injeção de Polímeros

Injeção de polímeros é um método de recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery* - EOR), classificado como um método químico, cujo intuito é diminuir a mobilidade da água no meio poroso. Isto proporciona um aumento na recuperação de petróleo, pois aumenta o varrido durante a passagem da água com polímero pelo reservatório [Rosa et al. 2006].

O custo de um projeto de injeção de polímero é suficientemente alto para exigir extensivo estudo geológico e de engenharia. A avaliação em laboratório deve ser feita para que seja

escolhido um polímero adequado ao reservatório em questão. Testes de laboratório usando amostras de testemunhos e fluidos do reservatório podem dar uma indicação do controle de mobilidade, das perdas por adsorção e das tendências de tamponamento [Rosa et al., 2006].

Os polímeros mais utilizados na indústria de petróleo são a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM), utilizada nesse trabalho, e a goma xantana. Segundo Teixeira [2005], a primeira tem um custo mais baixo que a segunda. Tais polímeros aumentam a viscosidade da água, direcionam o escoamento para dentro de zonas de menor permeabilidade, conferindo melhor varredura da solução polimérica utilizada nos processos de recuperação de petróleo e diminuindo a formação de caminhos preferenciais (*fingers*). O fluido injetado difunde-se mais no meio poroso, promovendo uma melhor distribuição da frente de injeção e retardando a produção de água [Lima, 2010; Sorbie, 1991]. No entanto, interações significativas entre o meio poroso e as moléculas dos polímeros transportados podem ocorrer, causando a retenção do polímero na superfície porosa. Essa retenção pode provocar redução na eficiência de injeção de polímeros, assim como da permeabilidade da rocha [Sorbie, 1991].

A HPAM é um monômero de amida, formada pela combinação de carbono, hidrogênio, oxigênio e nitrogênio, compondo assim uma unidade básica. Milhares dessas unidades básicas são polimerizadas para formar uma molécula de polímero de cadeia longa. Através do processo químico de hidrólise, mudam-se alguns dos grupos amidas para grupos carboxilatos. Quando somente parte dos grupos amida é alterada, o processo é chamado de hidrólise parcial, criando-se então poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas [Teixeira, 2005]. A presença de unidades carregadas melhora a solubilidade do polímero em água, a estabilidade ao cisalhamento, a estabilidade térmica e aumenta o volume hidrodinâmico da cadeia devido à repulsão eletrostática entre os grupos iônicos, o que explica o aumento da viscosidade da solução [ZHU et al., 2007 apud Lima, 2010].

O escoamento de um fluido pode ser classificado como Newtoniano ou não-Newtoniano. A água é um exemplo de fluido Newtoniano, onde a velocidade de escoamento varia linearmente com o gradiente de pressão e a viscosidade é independente da velocidade. Por outro lado, dependendo da concentração de polímeros, soluções poliméricas podem apresentar comportamento não-Newtoniano a partir de certa velocidade, sendo uma característica de

escoamento importante deste método de recuperação [API, 1990]. Segundo Rosa et al. [2006], a concentração de polímeros utilizados na recuperação de petróleo é da ordem de 150 a 1.500 ppm.

No caso de soluções com alta concentração de polímero e comportamento reológico não-Newtoniano, mesmo que as condições iniciais de escoamento sejam instáveis ($M \gg 1$), o mesmo tende à estabilidade porque a velocidade diminui e, portanto, a viscosidade do fluido aumenta. Dessa forma, a razão de mobilidade inicial diminui e o escoamento tende ao deslocamento pistão [Rosa et al. 2006]. Essa redução de mobilidade relativa e a compensação de heterogeneidades, tais como estratificação ou formação de canais, possibilita a mobilização do óleo que seria ultrapassado pela injeção de água.

No caso de deslocamento bidimensional, as perdas de eficiência do processo de injeção de água referem-se tanto à instabilidade no processo de deslocamento de fluidos nos planos de deslocamento, quanto à baixa eficiência de deslocamento em nível de poros, sendo agravadas quanto maior for a razão de mobilidade dos fluidos. O avanço irregular da água, menos viscosa do que o óleo, pode resultar em uma eficiência de varrido areal muito baixa. As contribuições da adição de polímeros neste caso são a estabilização da inundação areal, e ao mesmo tempo, a melhoria da eficiência de deslocamento microscópico [Willhite, 1986]. A Figura 3.4 ilustra o fenômeno de deslocamento horizontal na injeção de água e de polímeros.

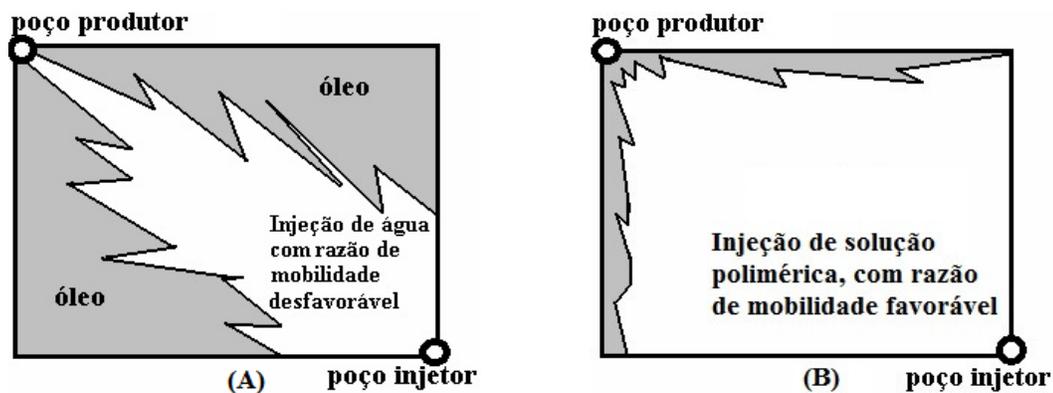


Figura 3.4. Deslocamento Areal – (A) Injeção de Água e (B) Injeção de Polímeros (adaptado de Sorbie, 1991).

No deslocamento tridimensional, soma-se ainda a eficiência de varrido vertical do processo, cujos fatores intervenientes decorrem principalmente das heterogeneidades no reservatório. Um dos tipos principais de heterogeneidade é a estratificação de maior escala, onde

camadas de alta permeabilidade podem estar adjacentes a camadas de permeabilidade menor. Este tipo de heterogeneidade leva à irrupção precoce da água de injeção nos poços produtores e, portanto, a uma má eficiência de varrido vertical. O papel do polímero, outra vez é o de reduzir a razão de mobilidade (M), melhorando assim a eficiência de varrido vertical como resultado dos efeitos viscosos de fluxo cruzado [Willhite, 1986]. A Figura 3.5 ilustra o deslocamento vertical de água e de polímeros, onde K representa a permeabilidade da camada, com variações decrescentes de 1 até 6.

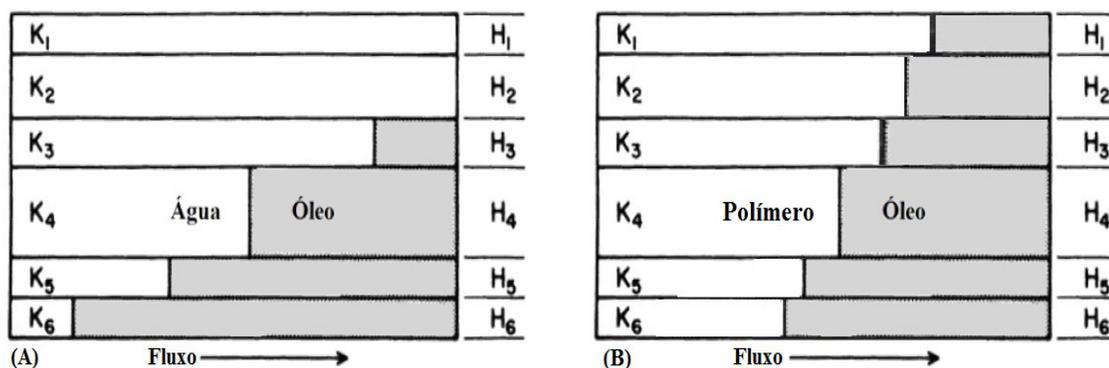


Figura 3.5. Deslocamento Vertical – (A) Injeção de Água e (B) Injeção de Polímeros (adaptado de Willhite, 1986).

Com relação à eficiência de deslocamento, a injeção de polímeros proporciona um aumento marginal em comparação com a injeção de água. Porém pode ocorrer uma antecipação da produção de óleo, a qual seria alcançada apenas no final da injeção de água. Devido a isso, a técnica apresenta vantagens econômicas, pois como antecipa a produção, também resulta em antecipação de receitas [Rosa et al. 2006].

Projetos de recuperação com polímeros exigem boa permeabilidade do reservatório, sendo a injetividade para soluções de polímeros menor do que para água. Para permeabilidade muito baixa ou viscosidade do óleo muito alta, uma vazão de injeção econômica pode não ser atingida. Nesse caso, a vida do projeto poderá ser longa demais para que ele seja econômico em função da baixa injetividade, embora esta seja parcialmente compensada pela melhoria na eficiência de varrido e redução do volume de água a ser injetado [Rosa et al., 2006].

3.2.1 Descrição dos Mecanismos

Segundo Moreno et al. [2007], o escoamento de polímeros em meio poroso pode ser influenciado por mecanismos como retenção por tamanho, efeitos hidrodinâmicos, efeitos de superfície, efeitos de cisalhamento, efeitos elongacionais e degradação. Tais fenômenos são dependentes do tipo, da composição e das características do polímero, das propriedades permo-porosas da formação, de interações superfície-líquido e de condições do escoamento.

No mecanismo de retenção por tamanho, ocorre separação entre polímeros de cadeias menores e maiores, ou seja, moléculas de cadeia curta penetram em poros menores enquanto que as maiores se movem através dos poros maiores. Algumas moléculas do polímero podem ser retidas e até mesmo tamponar alguns poros.

Efeitos hidrodinâmicos incluem a difusão das partículas no fluido (solvente), que é a mistura longitudinal, a dispersão, que é a mistura transversal e a convecção, onde não ocorre movimento relativo e as partículas e o fluido movimentam-se com a mesma velocidade.

Os efeitos de superfície estão relacionados com a afinidade química entre o soluto e a superfície da rocha, a qual pode capturar moléculas dissolvidas ou dispersas.

Os efeitos de cisalhamento estão relacionados à viscosidade do fluido, a qual é função da taxa de cisalhamento e da velocidade de escoamento. No escoamento multifásico, a velocidade da fase é dependente da permeabilidade efetiva do meio, podendo haver então um afinamento mais acentuado por cisalhamento em camadas de permeabilidade baixa do que nas de permeabilidade mais elevada.

O efeito elongacional ocorre quando a velocidade do líquido fluindo aumenta no sentido do escoamento, resultando no estiramento e quebra da cadeia de polímeros quando uma extremidade viaja em uma velocidade e a outra é acelerada rapidamente.

A degradação depende das condições de escoamento impostas, como a temperatura de reservatório, atividade biológica e tensão mecânica, podendo resultar na quebra das cadeias poliméricas [Moreno et al. 2007].

3.2.2 Critérios de Seleção

Os critérios de seleção são regras para aplicação de um processo de recuperação segundo as características do campo onde se deseja implantar tal método. Os critérios trazem uma estimativa de valores limites de propriedades de óleo e reservatório, tais como grau API e viscosidade do óleo, permeabilidade absoluta, profundidade e temperatura da zona produtora.

Os critérios de seleção e análise são sequenciais e visam o uso ou descarte de um método de recuperação, seguido de análise de viabilidade técnica e econômica com grau de detalhamento crescente e com vistas ao atendimento dos objetivos planejados [Sorbie, 1991].

Na elaboração dos critérios de seleção, devem ser considerados não somente a natureza dos recursos de exploração e as características físicas dos reservatórios em diferentes regiões, mas também os fatores econômicos, regulatórios e de posse.

No caso da injeção de polímeros, testes para avaliar a interação rocha-fluido são indispensáveis para a seleção final de um polímero de EOR. No entanto, além de serem demorados e difíceis, eles são caros, pois utilizam amostras da rocha do reservatório em análise. Então, é muito importante realizar uma pré-seleção do polímero com base em alguns critérios para otimizar a realização da fase final de testes [Melo e Lucas, 2008].

O sucesso na recuperação de petróleo através de polímeros é maior para formações homogêneas ou com baixo grau de heterogeneidade, ou seja, razão entre a permeabilidade mais alta encontrada e a permeabilidade média da formação entre 4 e 30. Se essa razão for superior a 30, polímeros comuns terão baixa eficiência no processo [Sorbie, 1991].

A permeabilidade absoluta na área menos permeável deve ser superior a 20 mD já que retenção excessiva e bloqueio da formação podem ocorrer em formações com permeabilidade baixa. A presença de regiões com permeabilidade baixa, juntamente com grandes áreas de permeabilidade alta, não representa uma restrição séria, pois é o nível de retenção nas áreas de menor permeabilidade que define a eficiência da injeção de polímero [Sorbie, 1991].

A temperatura é uma das restrições mais severas para a seleção do método. O reservatório deve estar preferencialmente abaixo de 80°C, e excepcionalmente até no máximo 95°C. Temperaturas elevadas provocam degradação do polímero e, no caso de reservatórios com

temperaturas iniciais altas, os efeitos de resfriamento local devem ser considerados [Sorbie, 1991].

O teor de argila na formação não deve ser muito alto, pois resulta em considerável retenção de polímero, tal como em carbonatos. É, pois, preferível a aplicação em arenitos.

A concentração de sal na salmoura de injeção não deve ser muito alta, pois isso limita o tipo de polímero que pode ser utilizado. A composição da água de formação deve ser examinada, já que se a mesma for muito diferente da solução de injeção, pode haver problemas de compatibilidade, tais como a presença de íons ferro, o que pode afetar a estabilidade e a adsorção de polímero [Sorbie, 1991].

As condições de operação devem ser consideradas, pois essas podem aumentar o custo e até inviabilizar economicamente a aplicação do método. Equipamentos para estocagem, preparação e injeção da solução também podem encarecer o processo. Problemas como degradação biológica, excesso de sulfeto de hidrogênio e incompatibilidade entre aditivos e polímeros também devem ser analisados.

Após a primeira triagem dos reservatórios, é necessário proceder com uma análise caso a caso. Em geral, o plano de trabalho divide-se em três áreas de atividade: testes de laboratório, estudos de campo e simulação computacional [Sorbie, 1991].

Melo e Lucas [2008] apresentaram uma metodologia para a seleção de polímero para recuperação avançada de petróleo, após a caracterização do reservatório. Apesar de o princípio ser relativamente simples, o sucesso da operação depende basicamente de dois pontos principais: a seleção do polímero apropriado para o reservatório e o projeto de injeção da solução polimérica. A escolha do polímero é normalmente feita a partir das características da molécula de polímero e do sistema de reservatório e é confirmada por testes laboratoriais específicos para esta finalidade.

Taber et al. [1996] abordou os critérios de seleção e estipulou valores médios de um conjunto de parâmetros para os métodos avançados de recuperação de petróleo. Por exemplo, para o método de polímeros vide Tabela 3.1, onde são sumarizados critérios para a densidade ($^{\circ}$ API), a viscosidade do óleo (μ_o), a saturação de óleo inicial (S_{oi}), a permeabilidade (k), a profundidade (H) e a temperatura (T) da formação.

O trabalho de Adasani e Bai [2011], apresentam um banco de dados de vários projetos de EOR relatados na literatura e relaciona as propriedades de rocha e dos fluidos, além de atributos associados à saturação de óleo, recuperação incremental e data de início do projeto. O banco de dados fornece um perfil das tendências EOR em todo o mundo, baseado em 652 projetos relatados. Os mesmos autores também atualiza os critérios de seleção de EOR publicados por Taber et al. [1996] para o caso de polímeros (vide Tabela 3.1). Por fim, o artigo ilustra a relação de distribuição de projeto de EOR com às características principais do reservatório. O banco de dados pode ser uma ferramenta vital para a formulação de planos de desenvolvimento de um campo, garantindo a viabilidade do projeto e esclarecendo as prioridades de desenvolvimento de pesquisa.

Tabela 3.1 – Critérios de Seleção

Ref.	°API	μo (cp)	Soi	K (md)	H (m)	T (°C)
Taber et al. [1996];	>15	10-150	0,50-0,80	>10	>2743	60-94
Adasani e Bai [2011];	>13	9-75	0,65-0,82	>1,8	>2883	24-114

1 cp \cong 10⁻³ Pa.s; 1mD \cong 10⁻¹² m²

Taber et al. [1996] afirmam que projetos de injeção de solução polimérica são utilizados preferencialmente em formações de arenito, mas que podem ser usados em formações carbonáticas também. Já Adasani e Bai [2011] mostram que, de 38 projetos com polímeros 35 foram em formações areníticas.

Apesar das vantagens na aplicação de polímeros, seu uso apresenta limitações que podem ser categorizadas como técnicas, econômicas e de regulamentação legal e cada caso deve ser analisado segundo critérios que envolvem as características dos fluidos, das formações contatadas e das operações envolvidas.

3.2.3 Fatores Intervenientes

Segundo Sorbie, [1991], fatores intervenientes são aqueles que alteram as características reológicas dos fluidos, dessa forma, a respeito das soluções poliméricas, podem ser destacados os seguintes fatores: concentração do polímero, concentração de sal, presença de íons mono e bivalentes, peso molecular, alteração no pH e interações moleculares, entre outros.

Com relação à concentração dos polímeros, o autor afirma que cada tipo de polímero proporciona um aumento característico da viscosidade do fluido constituinte, este aumento está demonstrado na figura a seguir, onde podem ser observadas as diferentes viscosidades relacionadas às concentrações da HPAM:

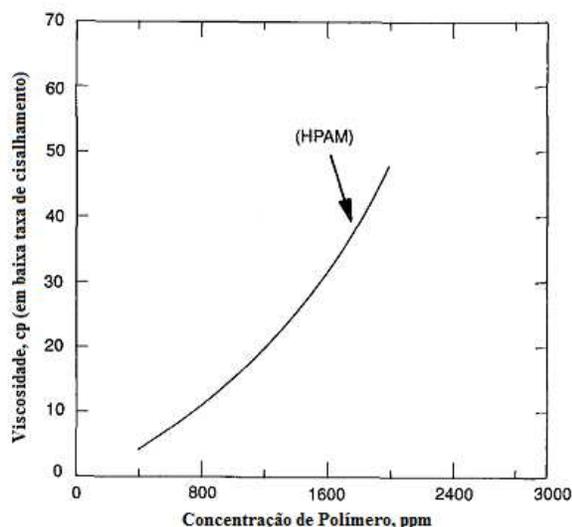


Figura 3.6. Viscosidade x Concentração do Polímero (adaptado de Sorbie 1991).

Uma boa fonte de água doce, livre de oxigênio, é desejável para se captar a água a ser misturada com o polímero. Essa mistura deve ser feita sob as condições de máxima limpeza, porque alguns contaminantes podem reduzir drasticamente a viscosidade da mesma. Os equipamentos de superfície para manuseio de poliacrilamidas devem ser projetados de tal maneira a apresentarem restrições mínimas, evitando-se assim a degradação por cisalhamento. Os polissacarídeos devem ser filtrados e tratados com biocidas [Rosa et al., 2006].

Segundo Sorbie [1991], a salinidade é um agente que afeta moléculas carregadas e em altas concentrações ocasiona uma diminuição da viscosidade. O autor ainda ressalta que os efeitos dos íons bivalentes, como o Cálcio (Ca^{2+}) e o magnésio (Mg^{2+}), são mais acentuados que os de espécies monovalentes, como o potássio (K^+) e Sódio (Na^+), fato devido às forças de ligação, as quais são mais fortes nos íons bivalentes.

Ao relacionar o peso molecular do polímero HPAM em soluções salinas e em soluções com água deionizada, Sorbie [1991] demonstra que quanto maior o peso molecular, maior é a

viscosidade. Além disso, em solução salina, o decréscimo da viscosidade é bem considerável, como mostra a Figura 3.7.

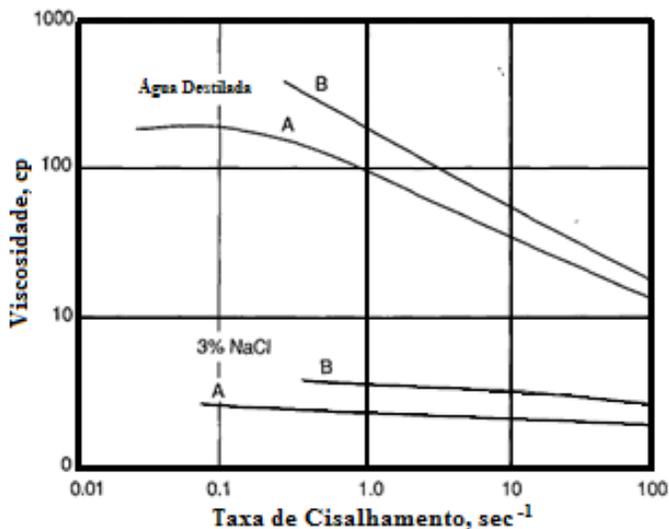


Figura 3.7. Efeitos da salinidade e do peso molecular na viscosidade e taxa de cisalhamento (peso molecular de A = 3×10^6 e de B = 6×10^6) (adaptado de Sorbie, 1991).

Com relação ao pH, o mesmo autor afirma que, quanto maior o valor, maior será a viscosidade, entretanto com valores elevados de pH e mantidos por longos períodos ocorre uma degradação da molécula do polímero, ocasionando a perda da solução.

O polímero HPAM, de alta massa molar, é susceptível à degradação sob altas taxas de cisalhamento, levando à perda de viscosidade quando a solução retorna às condições de cisalhamento tendendo a zero. A viscosidade das soluções HPAM também diminui rapidamente com o aumento da salinidade ou dureza do meio aquoso, uma vez que a blindagem dos grupos iônicos favorece a redução das repulsões eletrostáticas e causam a redução do volume hidrodinâmico da cadeia polimérica. Dessa forma, na presença de alta concentração de íons bivalentes, os grupos iônicos do HPAM podem levar à precipitação do polímero [Lima, 2010].

3.2.4 Aplicações

As atividades de pesquisa são fundamentais para o entendimento dos fenômenos que ocorrem na exploração e produção de petróleo, objetivando principalmente o aperfeiçoamento e

inovação das técnicas estudadas em função da diminuição de custos e preservação do meio ambiente. Esta seção apresenta alguns trabalhos relevantes ao assunto proposto nesta dissertação e desenvolvidos em universidades e centros de pesquisa. São incluídos ainda resultados de aplicações de campo, reportados na literatura.

No trabalho de Dória [1995] foram apresentados os métodos de interpretação existentes na literatura para análise de dados de pressões, obtidos a partir de testes de injeção e de decaimento de pressão, em reservatórios contendo fluido não Newtoniano com modelo de potência. Com o auxílio de um simulador numérico totalmente implícito (SIMPAN), foram simulados e interpretados os referidos testes. Foi apresentada a solução analítica para o caso do deslocamento imiscível unidirecional de um fluido Newtoniano (óleo) por um fluido não Newtoniano (solução polimérica) no meio poroso e ainda uma extensão para o caso do deslocamento radial.

Gomes [1997] investigou a influência da velocidade de deslocamento e da razão de mobilidade sobre a geometria de deslocamento e a permeabilidade relativa de dois fluidos imiscíveis (óleos minerais e solução salina – 130 g/L de iodeto de potássio) em meio poroso naturalmente consolidado (amostras cilíndricas dos arenitos Berea e Botucatu) e com presença de água irreductível. Foi utilizada tomografia computadorizada para o monitoramento da distribuição dos fluidos durante os testes de deslocamento, juntamente com o perfil de pressão ao longo das amostras. Foi então proposta uma nova metodologia para o cálculo da permeabilidade relativa, independente das condições de estabilidade do escoamento.

Segundo o autor, os resultados mostraram que os limites de estabilidade do escoamento, obtidos através dos índices tradicionalmente conhecidos na literatura, não se aplicam para o deslocamento imiscível em meio poroso naturalmente consolidado, molhável à água e com presença de água irreductível. Nestas condições os efeitos capilares favorecem o coalescimento das gotículas inicialmente formadas, transformando-as em uma única, que assim se mantém até a erupção de água. O estudo mostra também que através da utilização das condições de contorno e geometria de injeções adequadas, obtidas através da análise das imagens, e de uma refinada determinação espacial da permeabilidade, que foi possível através da minipermeamtria, a simulação numérica por diferenças finitas é uma ferramenta capaz de reproduzir com bom grau de ajuste as condições do deslocamento.

A tese de Nogueira [2000] propõe um modelo matemático para o problema da injeção de bancos de água com polímeros, utilizando-se de leis de conservação, associadas às soluções do problema de Riemann. A partir dos resultados, o autor apresenta um algoritmo para o cálculo dos perfis de saturação de água. As condições de contorno são ditadas pelo tamanho dos bancos de água ou de solução polimérica e pela concentração de polímero utilizada. Casos com e sem adsorção do polímero pelo meio poroso foram levados em consideração. A partir dos casos simulados foram obtidos resultados já conhecidos, tais como a melhora na eficiência da recuperação por meio da injeção de bancos alternados de água e de polímero, sendo os resultados influenciados pelo tamanho dos bancos, pelas condições iniciais do reservatório e pela concentração de polímeros na água.

O trabalho de Correia et al. [2005] relata o comportamento reológico de polímeros isolados e blendas formadas por esses polímeros, com o objetivo de detectar uma possível interação entre os mesmos. Também foi avaliada a influência da temperatura, visto que em diferentes reservatórios de petróleo esta pode ser muito variável. Alguns polímeros são utilizados em combinação com outros, a fim de se obter as condições de escoamento desejadas. Quando a interação é positiva, resulta no aumento da viscosidade ou na gelificação. O sinergismo entre polímeros é de grande interesse comercial, pois além de possibilitar novas funcionalidades, pode reduzir a quantidade de polímeros usados, reduzindo os custos [Katzbauer, 1998]. Sendo assim, a caracterização de misturas poliméricas é de extrema importância, pois pode resultar no desenvolvimento de um novo material com menor custo. Correia et al, reportaram que os polímeros utilizados na pesquisa foram a poliacrilamida parcialmente hidrolisada, a goma xantana e a goma guar. Foram preparadas blendas desses polímeros na proporção de 1:1. As blendas que continham a goma guar apresentaram sinergismo, enquanto as blendas formadas por poliacrilamida e xantana não exibiram interação. Nas blendas que apresentaram sinergismo (poliacrilamida/guar e xantana/guar), houve um aumento de viscosidade nas temperaturas de 55 e 65°C. Como as temperaturas encontradas nos reservatórios são superiores à temperatura ambiente, esse fato pode ser considerado como uma vantagem, visto não ocorrer perda de viscosidade das soluções dessas blendas ao percorrer o reservatório.

Pinheiro [2006] descreve seus experimentos de deslocamento imiscível de um fluido Newtoniano por soluções poliméricas, de comportamento reológico não-Newtoniano. Segundo a

autora, os testes de bancada foram desenvolvidos utilizando-se amostras de rochas de reservatórios nacionais, saturadas com óleo mineral, promovendo-se o deslocamento com soluções poliméricas de HPAM e Goma Xantana. Os resultados de tais deslocamentos foram comparados com o deslocamento imiscível de um fluido Newtoniano por outro fluido Newtoniano, utilizando soluções de cloreto de potássio. Conforme reportado, 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 possibilitou o cálculo das curvas de permeabilidade relativa obtidas do deslocamento imiscível de um fluido Newtoniano por um fluido não-Newtoniano. Segundo a autora, o programa permite o cálculo para fluidos deslocantes que seguem os modelos reológicos de Newton, de Ostwald e Waele, de Bingham e de Herschel-Bulkley.

Naveira [2007] destacou os principais métodos de recuperação de petróleo com foco em campos maduros em avançado estágio de produção. Em seu trabalho, foram feitas simulações numéricas utilizando o método de elementos finitos para avaliar o escoamento de fluidos miscíveis e imiscíveis (dispersão do polímero na água e deslocamento imiscível óleo-água) no reservatório, quando submetidos aos métodos de recuperação, com o intuito de analisar o fator de recuperação obtido para cada método. O trabalho inclui a importância da simulação para a indústria do petróleo, as características dos campos maduros e marginais, a descrição dos métodos avançados de recuperação, entre eles o polímero, as equações matemáticas que governam o escoamento bifásico de fluidos imiscíveis e o deslocamento miscível no meio poroso. Entre os resultados apresentados, destaca-se a comparação entre os casos simulados considerando-se a recuperação de óleo com a simples injeção de água, onde se verificou uma recuperação aproximada de 30,7 % do óleo retido após 35 anos de injeção, e a injeção de polímeros, para o mesmo período de tempo, sendo 20 anos injetando água e 15 anos com injeção de polímero. Foram realizados 3 testes diferentes com injeção de bancos de água e de polímeros, sendo considerada, respectivamente, a injeção de um banco de polímero com 15 % VP resultando em um fator de recuperação de 45,8 %; um banco de 30 % VP, obtendo-se um aumento da zona varrida e, conseqüente um acréscimo no fator de recuperação, que foi elevado para 53 %, e por

fim, um banco com 50% VP, que resultou em um pequeno incremento de recuperação em relação ao anterior (FR=61,8%), porém com um custo muito maior.

Seright et al. [2008] estimou as perdas de injetividade associadas com a injeção de soluções poliméricas quando as fraturas não são abertas, e considerou o grau de extensão da fratura quando as fraturas são abertas. Os principais efeitos examinados, que afetam a injetividade da água com os polímeros foram: os detritos na solução polimérica, características reológicas e a degradação mecânica do polímero. Os experimentos foram feitos em arenito Berea (100-600 mD), utilizando poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM) e xantana. Segundo os autores, nos testes de deslocamento realizados com HPAM, foi observado um comportamento de fluido Newtoniano, sob vazões de escoamento baixas a moderadas e um comportamento pseudodilatante, com o aumento do fator de resistência, sob vazões de escoamento moderadas a altas. Este comportamento é diferente daquele encontrado no reometro, onde o fluido usualmente é caracterizado como pseudoplástico.

Ribeiro [2008] apresentou a solução analítica da injeção de bancos com um e dois componentes químicos em reservatórios de óleo. A autora considerou a adsorção separando o sistema de equações em uma equação de transporte, também chamado de equação do levantamento, e um sistema termodinâmico auxiliar. Segundo a autora, a solução do sistema termodinâmico é determinada pela isoterma de adsorção e permite prever o comportamento da concentração dos produtos químicos independente das propriedades de transporte. Para a injeção de bancos de água contendo um polímero foram adotados três tipos de isotermas de adsorção (Henry, Langmuir e côncava) e funções para fluxo fracionário convexo e em forma de “S”. Conforme reportado, os resultados evidenciam o efeito que o tipo de isoterma de adsorção exerce sobre o escoamento do banco no meio poroso. Ela também apresenta casos de injeção de bancos com dois polímeros, um polímero e um surfactante e um polímero e um sal, considerando fluxo fracionário convexo. Além disso, foi demonstrada a eficiência dos métodos estudados através da antecipação do fator de recuperação quando comparado com a injeção contínua de água.

Em 2009, Poellitzer et al. apresentaram um artigo sobre o campo Pirawarth, localizado na Áustria, cujas características como permeabilidades baixas, viscosidade média do óleo (50 cP), temperatura do reservatório de 30 ° C e água de salinidade baixa, favorecem a injeção de polímeros. Segundo os autores acima, a produção desse campo iniciou em 1964 e até 2008, o

fator de recuperação do campo havia chegado a 26%. O baixo fator de recuperação deve-se ao fato de a razão de mobilidade água/óleo ser desfavorável. A partir de um novo modelo geológico, criado para o campo, foi possível melhorar a análise do avanço da água injetada. Conforme reportado, experimentos laboratoriais confirmaram a alta eficiência que polímeros poderiam trazer ao aumentar a viscosidade da água para as condições de Pirawarth. Foi constatada a redução da permeabilidade relativa à água por injeção do polímero testado, bem como uma recuperação incremental de mais de 20% de óleo. Os experimentos foram simulados e os parâmetros derivados a partir dos dados de injeção foram utilizados no modelo dinâmico do campo. Os resultados da simulação foram promissores, indicando um aumento na recuperação de óleo na área piloto de 5%. Segundo os autores, a realização do teste piloto foi prevista para 2010.

Seixas et al. 2010 propuseram uma formulação envolvendo a fixação do início da injeção e da duração dos bancos de polímeros em cada poço injetor como um problema de otimização, onde a função objetivo é a diferença entre os valores presentes líquidos (VPL) do caso base, sem injeção de polímeros e do caso com injeção otimizada. Foram realizadas análises de sensibilidade da função objetivo em torno da variação de parâmetros econômicos, como o preço do óleo e a desvalorização do capital envolvido na recuperação do campo. Segundo os autores, os resultados evidenciam grande influência dos parâmetros econômicos como preço do óleo e custos com a injeção de fluidos (Opex) sobre o ganho econômico do projeto, reforçando-se a idéia de que ao se considerar a viabilidade de um projeto de recuperação, estudos devem ser feitos levando em consideração a variação que esses parâmetros podem sofrer ao longo do tempo de operação do campo. Foi reportado por eles que a solução ótima implica na injeção de maiores quantidades de massa de polímeros à medida que o preço do barril de petróleo sobe, provocando o aumento da produção de óleo e redução da produção de água. Segundo os autores, a otimização do processo torna viável a aplicação do método de recuperação, uma vez que possibilita a maximização do lucro obtido com o emprego do mesmo.

Uma revisão sobre processos de recuperação especiais foi apresentada por Alvarado e Manrique [2010]. Segundo os autores, até 2008, o interesse das companhias petrolíferas por métodos químicos de recuperação avançada de petróleo ainda não havia sido despertado, com apenas dois projetos registrados naquele ano. No entanto, eles afirmam que há um aumento em

projetos de EOR, nos EUA e no exterior, que não tem sido documentado na literatura, sendo as estatísticas referentes a EOR muitas vezes mascaradas.

Um dos aspectos destacados refere-se ao tipo de rocha do reservatório, o qual deve ser considerado em aplicações dos métodos químicos [Alvarado e Manrique, 2010]. A Figura 3.8 mostra que muitas das aplicações de EOR vêm sendo utilizadas em reservatórios de arenitos, derivadas de uma coleção de 1.507 projetos de EOR no mundo consolidados pelos autores em um banco de dados durante a última década. Segundo Needham [1987], os métodos químicos tiveram seus melhores momentos na década de 1980, a maioria deles em reservatórios areníticos.

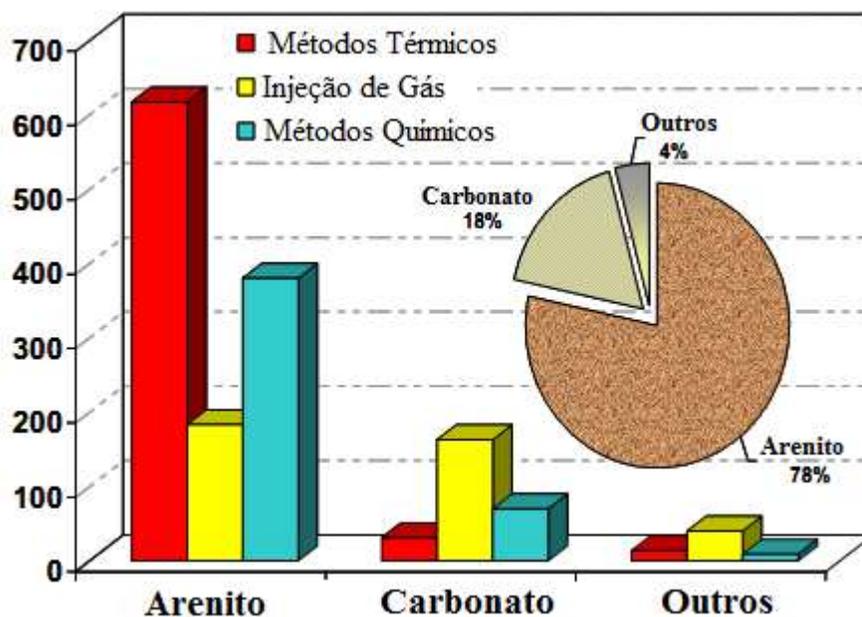


Figura 3.8. Métodos de EOR no mundo (adaptado de Alvarado e Manrique, 2010).

Reservatórios carbonáticos geralmente apresentam baixa porosidade, podendo, muitas vezes, ser fraturados e segundo Alvarado e Manrique [2010], essas características, juntamente com as condições de molhabilidade mista ou ao óleo da rocha, geralmente resultam em taxas de recuperação de hidrocarbonetos reduzidas. Quando as estratégias de EOR são implementadas, os fluidos injetados tendem a fluir através dos espaços fraturados, ignorando o petróleo na matriz. A alta permeabilidade na rede de fraturas e o baixo volume poroso frequentemente resultam em irrupção precoce dos fluidos injetados.

Entretanto, segundo Manrique [2009], injeção polimérica é o único método químico comprovado em formações de carbonato, enquanto os métodos térmicos tem dado uma contribuição relativamente pequena para a produção mundial de petróleo neste tipo de reservatório. Atualmente, a injeção de soluções alcalinas e de ASP (Álcali-surfactante-Polímero) tem sido aplicada apenas em reservatórios areníticos, não sendo relatada ainda na literatura nenhuma aplicação em reservatórios carbonáticos. No entanto, polímeros-surfactantes parecem ser um processo de recuperação viável, tanto em carbonatos (por exemplo, Midland Unidade Farm, Texas) como em arenitos [Alvarado e Manrique, 2010].

No caso de reservatórios turbidídicos, Morel et al. [2007] apud Alvarado e Manrique [2010] indicam que estes reservatórios oferecem boas condições para a injeção de polímeros, tais como temperatura baixa e óleo de viscosidade baixa em condições de reservatório. Estes depósitos ocorrem como resultado de deslizamentos submarinos de terra, que criam as correntes chamadas de turbidez e são formados de arenito. Como resultado, eles são encontrados com frequência em locais marítimos, como Angola, Brasil e Golfo do México.

Conforme reportado por Alvarado e Manrique [2010], o total de projetos ativos de EOR atingiu o pico em 1986 com recuperação por polímero, como o método químico mais importante. No entanto, desde 1990, a produção de petróleo a partir de métodos químicos, foi insignificante em todo o mundo, exceto para a China, que vem apresentando um bom desenvolvimento em função da aplicação desses métodos.

A China é o país com a maior produção de óleo proveniente de projetos químicos. Segundo Chang et al. [2006], nos últimos 20 anos, houve um aumento na recuperação acima de 10% do volume original de óleo dos reservatórios (OOIP - *original oil in place*) com a injeção de polímeros em reservatórios de boa qualidade. Segundo os autores, os polímeros sozinhos contribuíram com aproximadamente 250.000 barris de óleo por dia de produção em 2004, nos campos de Daqing e Shengli.

Em Daqing, que se trata do maior campo com injeção de polímeros do mundo, a produção de óleo com polímeros tem se mantido constante desde 1999, atingindo 73,5 milhões de barris em 2004, aproximadamente 23% do total da produção do campo. O campo possui uma reserva de aproximadamente 36 bilhões de barris OOIP, e boa parte deste reservatório contém uma viscosidade média de óleo na faixa de 9 cp nas condições de reservatório, assim como salinidade

baixa, de 5.000 a 7.000 ppm de sal dissolvidos, e temperatura de 45°C, apresentando propriedades muito favoráveis à aplicação de polímeros [Chang et al., 2006].

Como causas do sucesso do campo de Daqing, destacam-se a temperatura de reservatório baixa, a salinidade baixa, o conteúdo baixo de íons de alta valência, a heterogeneidade alta, a viscosidade média e a saturação elevada de óleo remanescente após a injeção de água. Durante a injeção de água, a razão de mobilidades no ponto final de injeção era de 9,4. Com essa razão de mobilidades desfavorável, ocorria digitação viscosa levando a uma formação severa de canais, especialmente pelo fato de zonas de diferentes permeabilidades estarem presentes. Por meio da injeção de polímero, a razão de mobilidades foi melhorada para um valor teórico de 0,3 (negligenciada a degradação do polímero) [Demin et al, 2000].

O segundo maior campo de aplicação de polímeros na China é em Shengli, onde sua produção cresceu de 2,7 milhões bbl em 1997 para 16,7 milhões bbl em 2004, aproximadamente 13% do total de produção. Diferentemente de Daqing, ocorre grande variação das propriedades de fluido e de rocha em todo o reservatório de Shengli, com viscosidades do óleo acima de 130 cp, temperaturas acima de 83°C, e salinidade alta de 160.000 ppm. A formação em sua maior parte é de arenito não consolidado, com permeabilidade acima de 1.000 mD (considerada alta) e porosidade acima de 30% [Chang et al., 2006].

Moritis [2008] fez um levantamento de EOR apresentando projetos pilotos em curso ou em grande escala de injeção de polímeros na Argentina (Campo de El Tordillo), no Canadá (Pelican Lake e Horsefly Lake), na China com cerca de 20 projetos (por exemplo, Daqing, Gudao, Gudong e campos de Karamay, entre outros), em Omã (Campo Marmul), na Índia (Campos de Jhalora e Sanand), no Brasil (Campo marítimo de Voador), na Alemanha (Campo de Bochstedt) e nos EUA (North Burbank, Oklahoma). Tais projetos em andamento são amostras representativas de experiências que validam o potencial do processo de recuperação com polímeros.

Embora o Brasil tenha experimentado várias alternativas de recuperação terciária propostas internacionalmente, apenas alguns métodos realmente mudaram de avaliação piloto para escala de campo. Os métodos de EOR utilizados no Brasil incluem a injeção de vapor, dióxido de carbono e injeção de polímeros. Todos esses projetos foram executados em campos terrestres, em reservatórios areníticos, e a maioria em reservatórios de boa qualidade. Muitos deles foram

implementados durante a crise mundial do petróleo, entre 1969 e 1985, período que antecedeu a queda dos preços do petróleo com os efeitos conhecidos sobre as atividades EOR em todo o mundo, inclusive no Brasil [Alvarado e Manrique, 2010].

Melo et al. [2002] descrevem a experiência adquirida pela Petrobras nas etapas de implantação dos projetos de injeção de polímeros nos campos de Carmópolis, Buracica e Canto do Amaro. Os parâmetros levantados nos testes de laboratório serviram para a escolha e especificação do polímero adequado ao reservatório em questão e para o dimensionamento do banco de polímero a ser injetado no campo. Eles também apresentam e discutem os dados de laboratório levantados que serviram de base para a simulação matemática com o IMEX, usado para os estudos de eficiência dos projetos de injeção de polímero e, segundo os autores, imprescindível à avaliação técnica e econômica destes projetos.

Buracica e Carmópolis são campos terrestres de óleo leve (35 °API) e pesado (22 °API), respectivamente. Além disso, conforme reportando em Alvarado e Manrique [2010], o campo de Carmópolis tem sido desenvolvido principalmente por injeção de água.

Embora o interesse na injeção de solução polimérica para deslocamento de óleos pesados em campos marítimos também venha ganhando atenção, especialmente no Canadá e nos EUA, Alvarado e Manrique [2010] afirmam que não se espera grande impacto da produção mundial de petróleo provinda deste método de EOR pelo menos para a próxima década, devido a pouca aplicação da indústria, comparado a outros métodos.

A aplicação de EOR em campos marítimos não só é limitada pelas condições de acessibilidade ao reservatório, mas também pelas instalações de superfície e pelos regulamentos ambientais, entre outros fatores [Manrique, 2009]. Portanto, a disponibilidade de opções de EOR em campos marítimos é mais limitada do que em terra. A principal estratégia de extração de óleo em campos marítimos tem sido a manutenção da pressão por injeção de gás e injeção de água [Alvarado e Manrique, 2010].

O Brasil apresenta um crescimento constante na exploração e produção de óleo e gás no Atlântico. A produção nacional de petróleo representa um exemplo de dois cenários contrastantes: um para campos em terra, com a maioria dos reservatórios em estado avançado de

maturação, e outro para campos marítimos, a maioria deles com descobertas mais recentes, em estágios iniciais ou intermediários de vida de produção [Alvarado e Manrique, 2010].

Embora existam várias iniciativas para avaliar o potencial de EOR em campos marítimos, a maioria deles encontra-se em estágios iniciais ou podem não ser economicamente atrativos com a tecnologia atual. Projetos marítimos necessitam de capital intensivo e somando-se a volatilidade desse mercado, o risco associado a esse tipo de projeto é elevado, reduzindo a probabilidade de implementação [Alvarado e Manrique, 2010].

3.3 Injeção de Bancos de Água e Polímeros

A recuperação melhorada de água ou injeção de solução polimérica visa aumentar a eficiência de varrido, apresentando vantagens em relação ao método convencional de injeção de água. Estas vantagens foram discutidas anteriormente a partir da comparação dos resultados de recuperação destes dois métodos. Entretanto, a adição de polímeros à água de injeção é onerosa e pode envolver obstáculos operacionais [Alvarado e Manrique, 2010]. Assim sendo, como uma alternativa, a injeção alternada de polímero e água também tem sido estudada e comparada com a injeção contínua de polímeros [Ribeiro, 2008].

Entre as aplicações de injeção alternada, pode-se destacar a injeção de HPAM na Bahia. A HPAM apresenta excelente solubilidade em água e atinge altíssimos valores de viscosidade em água doce. Entretanto, quando aplicado nos reservatórios de alta salinidade como os da região do Recôncavo Baiano, esse polímero apresenta problemas de queda de viscosidade. Isso gera uma necessidade da injeção de bancos de água doce (denominados “bancos de sacrifício”), injetados antes e depois do banco de solução de HPAM [Teixeira, 2005].

4. METODOLOGIA

O conhecimento da rocha e dos fluidos contidos em um reservatório de petróleo é de fundamental importância na engenharia de reservatórios. A essas propriedades pode-se associar a quantidade de fluidos contida no meio poroso, a capacidade de movimentação desses fluidos, a sua distribuição, e a quantidade de fluidos que pode ser extraída [Thomas, 2001].

Neste capítulo são apresentados os materiais e instrumentos utilizados, assim como o protocolo elaborado para a realização dos testes. Os testes foram programados com o objetivo de viabilizar a análise e comparação entre as respostas das injeções de água, de polímero e de bancos de água e polímero. As etapas são descritas cronologicamente, mostrando como foram realizados os ensaios laboratoriais. São apresentados também os procedimentos de calibração dos transdutores, a preparação e a caracterização das amostras de rocha e dos fluidos utilizados na injeção, as condições de teste com vistas à garantia de condições de escoamento estável, além do método de limpeza das amostras, no caso de reutilização.

4.1 Materiais

A seguir são apresentados, de maneira detalhada, os materiais utilizados e como eles foram manuseados.

4.1.1 Fluidos de Injeção e Rocha

- Solução Salina:

A solução salina foi preparada utilizando-se água destilada (densidade de 0.986 g/cm^3 a $T=22.8^\circ\text{C}$) e sal NaI na proporção de 150.000ppm em massa. Em seguida a solução foi desaerada e colocada num becker para ser utilizada (densidade de 1.110 g/cm^3 e viscosidade de 0,99 cp a $T=22.8^\circ\text{C}$). A escolha da concentração da solução salina utilizada favorece o contraste de leitura de Raios-X, apesar de não ter encontrado resultados conclusivos com os dados registrados.

- Óleo:

Foi utilizado óleo de parafina comercial, da marca Nujol®, em todos os experimentos (densidade de 0.862 g/cm^3 e viscosidade de 120 cp a $T=22.8 \text{ }^\circ\text{C}$).

- Solução Polimérica:

O polímero utilizado no experimento foi a poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) devido a suas características na recuperação de petróleo e por já ser utilizada no Laboratório de Engenharia de Petróleo da UNICAMP. Para preparar a solução polimérica, foram realizados os mesmos procedimentos aplicados no preparo da solução salina. Em seguida, as partículas poliméricas foram distribuídas uniformemente sobre a superfície da solução, na proporção de 400 ppm em massa, e a solução com polímeros foi deixada em repouso por 24h para completa homogeneização (densidade de 1.110 g/cm^3 e viscosidade de 1,55 a $T=22.8 \text{ }^\circ\text{C}$).

- Rocha:

Foram utilizados testemunhos do Arenito Botucatu, procedente do afloramento localizado em Ribeirão Claro-PR. Gomes [1997] afirma que esta formação apresenta características como porosidade predominantemente intergranular e baixa porcentagem de argilas reativas.

Segundo o mesmo autor, as amostras do arenito Botucatu são predominantemente homogêneas, mas apresentam laminações paralelas ao plano de deposição, o que pode influenciar significativamente a eficiência do deslocamento de óleo e de água e a saturação residual de óleo. A quantidade de óleo residual depende dos detalhes de pequenas heterogeneidades, bem como de propriedades petrofísicas da rocha, particularmente a molhabilidade.

4.1.2 Aparato experimental

As amostras tiveram seus volumes porosos medidos no porosímetro a gás, cujo funcionamento baseia-se na lei de Boyle-Mariotte e suas permeabilidades absolutas foram medidas no permeabilímetro a gás, utilizando-se nitrogênio. O comportamento viscoso dos fluidos foi caracterizado a partir de um reômetro e a densidade foi determinada com o auxílio de um densímetro.

O aparato experimental usado nos testes de deslocamento pode ser visto na Figura 4.1, onde os principais componentes são: porta-testemunho, bombas de injeção, transdutores de pressão, computador, balanças analíticas, sistema de Raios-X, válvulas, provetas, beckers e termômetro.



Figura 4.1. Aparato experimental.

O porta-testemunho, fabricado pela CORE LABORATORIES, da série FCH (Figura 4.2), pode ser utilizado com sistemas de varredura por Raios-X ou Raios Gama para a obtenção de imagem. Seu corpo é composto por um núcleo de alumínio e fibra de carbono na parte externa para diminuir o efeito de absorção de Raios-X.

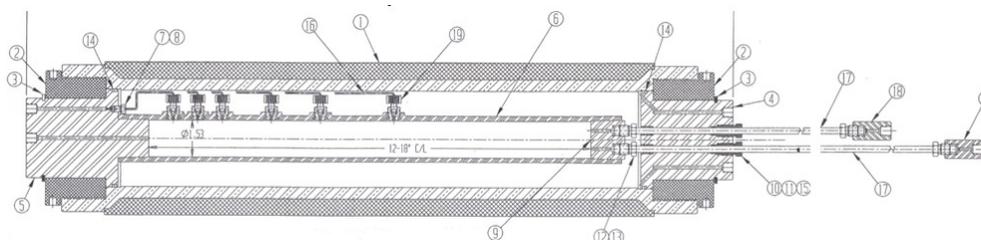


Figura 4.2. Porta-testemunho (Manual do Fabricante).

4.2 Calibração dos Transdutores de Pressão

Segundo Moreno [2000], a calibração dos instrumentos é essencial para garantir maior precisão e acurácia das variáveis monitoradas durante a realização do trabalho experimental e que podem ser influenciadas pelos erros dos dispositivos de leitura, dos padrões utilizados e também do sistema de aquisição automática de dados.

Os transdutores de pressão da marca Validyne, modelo DP15-TL, acoplados a indicadores, modelo CD23, foram linearmente calibrados e aferidos, utilizando-se de um manômetro de pressão como padrão. O procedimento de aferição consiste em interligar os transdutores de mesmo valor e o manômetro (padrão) em paralelo. Através de uma linha de ar, são impostas as pressões mínimas e máximas, as quais são lidas no manômetro e também pelo sistema de aquisição de dados ao qual os transdutores estão conectados. A foto apresentada na Figura 4.3 foi tirada no momento da calibração dos transdutores.

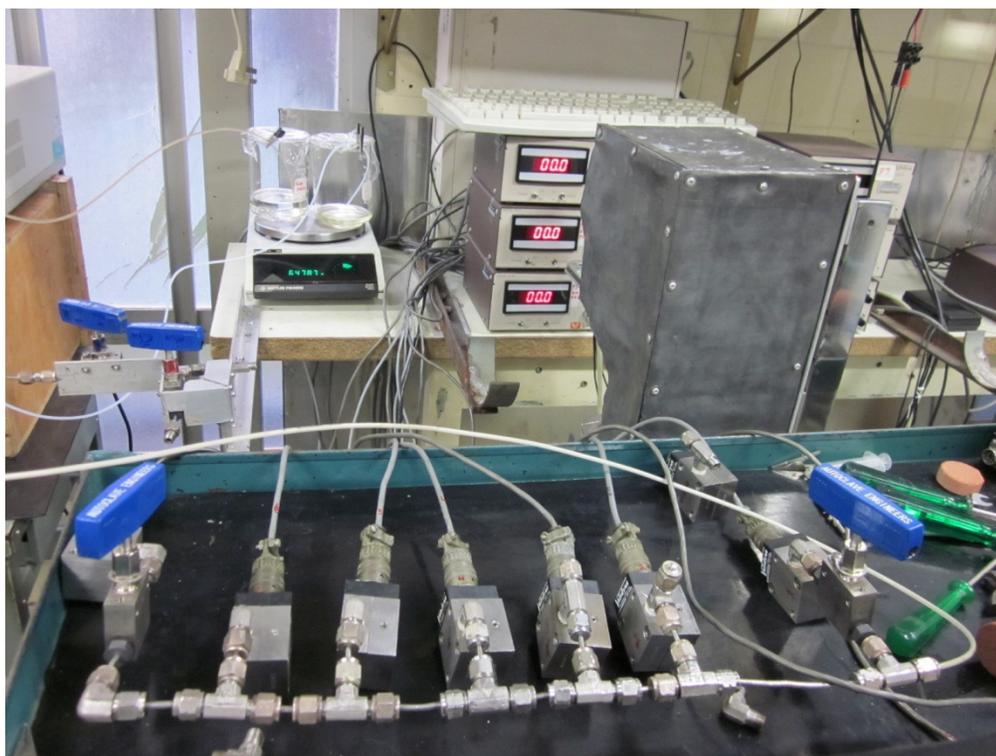


Figura 4.3. Aferição dos Transdutores de Pressão.

Os diafragmas foram escolhidos em função das condições teste, ou seja, características permo-porosas das amostras, vazão de deslocamento e mobilidade relativa dos fluidos. Dessa

maneira, foram utilizados dois transdutores de pressão com diafragmas com fundo de escala de 80 psi (P8 e P9), sendo um conectado na linha de injeção (face de entrada do porta-testemunho) e o outro no primeiro capilar da camisa de borracha junto à amostra, onde ocorrem os maiores gradientes de pressão no experimento. Também foram utilizados mais sete transdutores de pressão contendo diafragmas com fundo de escala de 20 psi (P1 a P7), sendo os dois primeiros conectados por válvulas em paralelo com os transdutores de 80 psi da linha e do primeiro capilar e os demais em cada um dos cinco capilares restantes da camisa de borracha junto à amostra, de forma a possibilitar o registro da queda de pressão ao longo da direção de escoamento. A Figura 4.4 ilustra tais disposições.

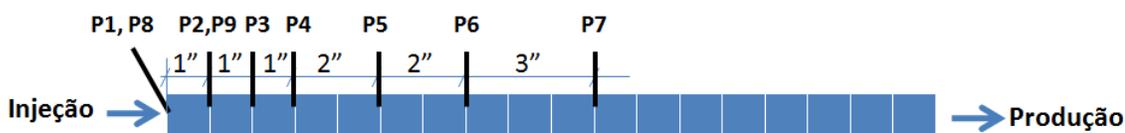


Figura 4.4. Disposição dos Transdutores na Amostra.

4.3 Aquisição de Dados

A aquisição dos dados dos testes de deslocamento foi registrada por um micro computador 486 com placa analógico/digital, sendo utilizado o *software* Aqdados, desenvolvido pela Lynx, como gerenciador do sistema. Os dados de pressão e de massa foram coletados com frequência de 50 segundos e registrados no disco rígido do computador, para posterior tratamento. Os volumes produzidos e a temperatura foram registrados manualmente durante os testes.

4.4 Protocolo de Testes

Foram realizados apenas experimentos em escala de laboratório e as seguintes condições e parâmetros foram adotados no projeto:

- Condições unidimensionais de testes;
- Condições ambiente de temperatura e pressão;
- Compressibilidade efetiva da formação desprezível;

- Fluidos incompressíveis;
- Vazão de injeção de fluidos constante;
- Monitoramento da massa e do volume dos fluidos injetados e produzidos;
- Monitoramento do diferencial de pressão, no espaço e no tempo.

Não foi possível controlar rigidamente a temperatura do ambiente e os testes foram submetidos a variações climáticas da sala da ordem de até 2 °C.

O protocolo dos testes realizados no laboratório (vide também Anexo I) está dividido nas seguintes etapas:

4.4.1 Preparação da Amostra

Esta etapa consiste em preparar a amostra e medir suas dimensões e propriedades petrofísicas para então realizar o processo de saturação com água. Foram utilizadas amostras similares, retiradas de um mesmo bloco, bem como amostras reutilizadas após limpeza, a fim de comparar os métodos de recuperação investigados. Os passos realizados nesta etapa consistiram em:

- (1) Corte da amostra do bloco;
- (2) Secagem por 24 h em estufa a 100°C;
- (3) Medição de dimensões da amostra limpa e seca;
- (4) Peso da amostra seca;
- (5) Medição de volumes mortos do porta-testemunho;
- (6) Posicionamento da amostra no porta-testemunho;
- (7) Confinamento da amostra no porta-testemunho;
- (8) Medição de porosidade pelo porosímetro a gás;
- (9) Medição da permeabilidade pelo permeabilímetro a gás;
- (10) Varredura de Raios-X na amostra seca.

A Equação 4.1 mostra o cálculo realizado para a determinação da permeabilidade absoluta de cada amostra, medida no permeabilímetro a gás CORE LABORATORIES, conforme o catálogo do equipamento.

$$k = \frac{CQh_wL}{A 200} \quad \text{Equação da Permeabilidade Absoluta do Permeabilímetro a Gás.....(4.1)}$$

4.4.2 1º Embebição - Saturação da Amostra com Água

Nesta etapa a amostra é saturada com solução salina NaI de 150.000 ppm de concentração. Esse processo permite também o cálculo da permeabilidade absoluta à água, aplicando-se a Lei de Darcy.

Os passos desta etapa são descritos a seguir.

(1) Preparação da solução salina – 1L com 150.000 ppm de NaI; (2) Medição de densidade da solução salina; (3) Peso da garrafa de acrílico com solução salina; (4) Imposição de vácuo na amostra, através da bomba de vácuo; (5) Posicionamento e medição da altura da garrafa de acrílico com solução aquosa; (6) Posicionamento da proveta na balança da saída e registro da massa; (7) Registro dos volumes mortos do porta-testemunho; (8) Abertura da válvula para iniciar a injeção de solução salina até chegar nos tubos da bomba de vácuo; (9) Fechamento da válvula e desligamento da bomba de vácuo (10) Medida das perdas de solução salina no processo; (11) Injeção de 100mL da solução com registro do tempo necessário - Determinação da permeabilidade absoluta à água aplicando a Lei de Darcy; (14) Massa final da garrafa com solução salina e determinação do volume injetado; (15) Varredura de Raios-X na amostra 100% saturada com solução salina.

As amostras de testes foram submetidas a uma pressão de vácuo de 0.01 mbar, medida por um vacuômetro, para garantir saturação completa. A solução aquosa foi admitida com a bomba de vácuo ainda ligada, conforme esquema apresentado na Figura 4.5. Assim que a frente de saturação chegou ao tubo conectado à bomba, a mesma foi desligada. O sistema foi então deixado entrar em equilíbrio para completar a saturação e inibir erros de leitura devido à presença de bolhas de ar. Somente depois disso, foi realizada a injeção de água para a determinação da permeabilidade absoluta à água.



Figura 4.5. Imposição de vácuo na amostra, através da bomba de vácuo.

4.4.3 1º Drenagem - Injeção de Óleo até a Saturação de Água Conata

Para a realização desta etapa, é preciso primeiro preparar a bancada de testes, com o posicionamento do porta-testemunho. O processo consiste na injeção de óleo até que não haja mais água móvel nos poros da amostra e é aqui denominado de processo de drenagem porque a rocha é molhável à água. A partir desta etapa, são monitorados a pressão ao longo da amostra, massa dos fluidos injetados e produzidos e os volumes de fluidos produzidos, todos em função do tempo, até que seja atingida a saturação residual do fluido que se encontrava inicialmente na amostra, que neste caso é a água. A seguir estão os passos nesta etapa do experimento:

- (1) Calibração dos Transdutores de Pressão;
- (2) Medição dos volumes mortos do Aparato;
- (3) Posicionamento dos transdutores de pressão no porta-testemunho;
- (4) Peso inicial do becker de óleo e do becker de água, colocados junto à balança de entrada;
- (5) Peso das provetas a serem utilizadas;
- (6) Posicionamento de recipientes de fluidos, inicialização das balanças e do sistema de aquisição de dados;
- (7) Início da injeção de óleo, com aquisição automática dos parâmetros monitorados;
- (8) Medição dos volumes total e de contato (razão

água/óleo) nas provetas durante o processo; (9) Varredura de Raios-X da amostra durante o avanço da frente de saturação do fluido injetado; (10) Finalização da injeção de óleo quando atingida a saturação de água residual; (11) Varredura de Raios-X da amostra na saturação de água residual; (12) Peso final do Becker com óleo; (13) Medição da permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata (S_{wi}).

4.4.4 2º Embebição - Injeção de Água até a Saturação de Óleo Residual

Esta etapa consiste na injeção da solução aquosa na amostra, simulando o método de injeção convencional de água num reservatório de petróleo. Para isso, são realizados os passos a seguir:

(1) Peso e posicionamento das provetas a serem utilizadas; (2) Injeção de água, com aquisição automática dos parâmetros monitorados; (3) Medição dos volumes produzidos de óleo e de água durante o processo; (4) Varredura de Raios-X da amostra durante o avanço da frente de injeção; (5) Finalização da injeção de água quando atingida a saturação de óleo residual; (6) Varredura de Raios-X da amostra na Saturação de óleo residual; (7) Peso final do Becker com água; (8) Medição da permeabilidade efetiva à água na saturação de óleo residual (S_{or}).

Os resultados desta etapa de embebição possibilitam a obtenção das curvas de fluxo fracionário e de permeabilidade relativa da água-óleo, bem como a estimativa do fator de recuperação para a injeção convencional de água.

4.4.5 2º Drenagem - Injeção de Óleo até a Saturação de Água Conata

Esta etapa tem o propósito de restaurar as características da 1º drenagem, onde a amostra encontra-se saturada com óleo e água conata. Os passos são descritos abaixo.

(1) Peso inicial do Becker de óleo e do Becker de solução com polímeros, colocados junto à balança de entrada; (2) Peso das provetas a serem utilizadas; (3) Início da injeção de óleo, com aquisição automática dos parâmetros monitorados, até que seja atingida a saturação de água conata (S_{wi}); (4) Medição dos volumes de óleo e de água produzidos durante o

processo; (5) Varredura de Raios-X da amostra durante o avanço da frente de injeção; (6) Parada da injeção de óleo quando atingida a saturação de água residual; (7) Varredura de Raios-X da amostra na saturação de água residual; (8) Peso final do Becker com óleo; (9) Medição da permeabilidade efetiva ao óleo na Swi.

4.4.6 Injeção de Solução Polimérica

Nesta etapa foi adotada a injeção contínua de solução polimérica ou a injeção alternada de bancos de solução com polímero e de solução salina, sendo os procedimentos apresentados a seguir:

- **Injeção Contínua de Solução Polimérica:**

(1) Peso inicial do becker contendo a solução com polímero; (2) Medição da densidade da Solução Polimérica; (3) Peso e posicionamento das provetas a serem utilizadas; (4) Início da injeção de solução polimérica, com aquisição automática dos parâmetros monitorados, até a saturação residual de óleo; (5) Medição dos volumes produzidos de óleo e de solução aquosa durante o processo; (6) Varredura de Raios-X da amostra durante o avanço da frente de injeção; (7) Finalização da injeção da solução polimérica quando atingida a saturação de óleo residual; (8) Varredura de Raios-X da amostra na saturação de óleo residual; (9) Medição da permeabilidade efetiva à solução com polímeros na Sor.

- **Injeção alternada: Banco de Polímero e Banco de Água**

(1) Peso inicial do Becker contendo solução salina e do Becker contendo solução com polímeros, ambos colocados junto à balança de entrada; (2) Medição da densidade da Solução Salina e da Solução Polimérica; (3) Peso e posicionamento das provetas a serem utilizadas; (4) Alternância da injeção de solução polimérica e injeção de água, com aquisição automática dos parâmetros monitorados e registro do tempo de injeção de cada banco, até a saturação de óleo residual (Sor); (5) Medição dos volumes de fluidos produzidos durante o processo; (6) Varredura de Raios-X da amostra durante o avanço da frente de injeção; (7) Finalização da injeção quando atingida a saturação de óleo residual; (8) Varredura de Raios-X da amostra na saturação de óleo residual; (9) Peso de cada becker

de solução polimérica e de água; (10) Medição da permeabilidade efetiva na saturação de óleo residual.

4.4.7 Injeção de Água para Avaliação do Fator de Resistência Residual

Esta última etapa consiste na injeção contínua de água para avaliar o fator de resistência residual, pós-injeção de solução polimérica e os passos são:

(1) Peso e posicionamento das provetas a serem utilizadas; (2) Injeção de água, com aquisição automática dos parâmetros monitorados; (3) Medição do volume produzido de água durante o processo; (4) Varredura de Raios-X da amostra na saturação de óleo residual;

4.4.8 Limpeza das Amostras

O procedimento de limpeza das amostras obedeceu aos seguintes passos:

(1) Injeção de solvente orgânico (álcool etílico 96% e hexano p.a.) em baixa vazão para remoção de óleo, sendo a difusão o principal mecanismo de remoção do óleo; (2) Injeção de álcool metanol para remoção de sal. Aferição da presença de sal por meio de adição de Nitrato de Prata em uma amostra de volume do efluente. A coloração branca ou leitosa indica presença de sal e neste caso, injeção adicional de álcool foi realizada; (3) Secagem da amostra em estufa e posterior escoamento de nitrogênio para completar o processo de secagem; (4) Determinação da permeabilidade absoluta ao gás e da porosidade, e comparação com resultados anteriores.

5. ENSAIOS REALIZADOS

Neste capítulo, são apresentados a aplicação da metodologia proposta e seus respectivos resultados, obtidos a partir dos testes realizados.

Inicialmente as propriedades geométricas e petrofísicas das amostras foram medidas e em seguida cada uma das amostras de teste foi submetida ao processo de saturação com água e depois ao de deslocamento com óleo até que fosse atingida a saturação de água conata. Foi então realizado o deslocamento com água para a determinação das curvas de permeabilidade relativa água-óleo, bem como para a avaliação da recuperação por injeção convencional de água. Em seguida, as amostras foram novamente re-saturadas com óleo, permitindo complementar a análise de permeabilidade relativa e restaurar o sistema na condição de saturação de água conata, para enfim realizar a injeção de solução com polímeros e avaliar a recuperação melhorada de óleo.

Os testes diferenciaram-se da seguinte maneira: no primeiro injetou-se polímero continuamente. No segundo, realizado na mesma amostra, foi injetado um banco de polímero, durante 27 minutos, seguido de um banco de água até que fosse atingida a saturação de óleo residual. No terceiro, foram repetidos os mesmos passos do primeiro em uma amostra nova e no quarto e último teste, foram realizadas a injeção de polímero por 22 minutos, sendo alternada para uma injeção de água por 23 minutos, depois para outro ciclo de polímero, durante 21 minutos e, por fim, a injeção de água até a saturação de óleo residual.

O tempo de injeção dos bancos de polímeros dos Testes 2 e 4 foram calculados com previsão de alternância com a injeção de água antes da irrupção da fase aquosa (solução polimérica ou água), com base em testes anteriores.

5.1 Preparação das Amostras

Ao realizar a etapa de preparação da amostra, já descrita no Capítulo 4 da Metodologia, foram determinadas as propriedades geométricas e permo-porosas das amostras usadas para cada um dos testes realizados, cujos valores são sumarizados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Propriedades Geométricas e Permo-porosas das Amostras de Teste

Parâmetro	Sigla	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Comprimento, [cm]*	L	29,10	29,10	31,55	35,60
Diâmetro, [cm]*	D _a	3,70	3,70	3,70	3,70
Área, [cm ²]**	A	10,75	10,75	10,75	10,75
Volume Total, [cm ³]**	V _T	312,9	312,9	339,2	382,8
Volume Poroso, [cm ³]*	V _P	92,9	95,9	90,9	116,4
Massa da Rocha: [g]*	m _r	570,8	567,6	617,6	699,4
Porosidade**	φ	0,30	0,31	0,27	0,30
Permeabilidade ao gás, [mD]**	k _g	6659	5558	4387	7633

* **Parâmetro medido;** ** **Parâmetro calculado;**

Foram escolhidas amostras com aspecto homogêneo, com o intuito de se obter maior semelhança entre os testes.

5.2 1° Embebição

Posteriormente, foi realizada a 1° injeção de água ou embebição em rocha molhável à água. Pôde-se então calcular a permeabilidade efetiva à água (k_w). Vide Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Dados medidos durante a 1ª Embebição das Amostras de Teste

Parâmetro	Sigla	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Vazão [cm ³ /s]*	q:	0,1639	0,1471	0,0428	0,065
Viscosidade [cp]*	μ _w :	0,99	0,99	0,99	0,99
Diferença de pressão [atm]*	Δp:	8,5x10 ⁻²	8,6x10 ⁻²	4,3x10 ⁻²	6,5x10 ⁻²
Permeabilidade à água [mD]**	k _w :	5199	4606	6102	5612

* **Parâmetro medido;** ** **Parâmetro calculado;**

O terceiro teste apresentou permeabilidade absoluta à água maior que a absoluta ao gás, diferentemente dos demais testes.

5.3 1° Drenagem

Dando-se sequência ao protocolo de testes, deu-se início à injeção de óleo na amostra

(1° drenagem), com aquisição automática dos históricos de massa de fluidos injetados e produzidos (Figuras 5.1 a 5.4), monitorados através das balanças posicionadas na entrada e na saída da célula de testes, assim como a aquisição dos históricos de pressão dos transdutores (Figuras 5.5 a 5.8).

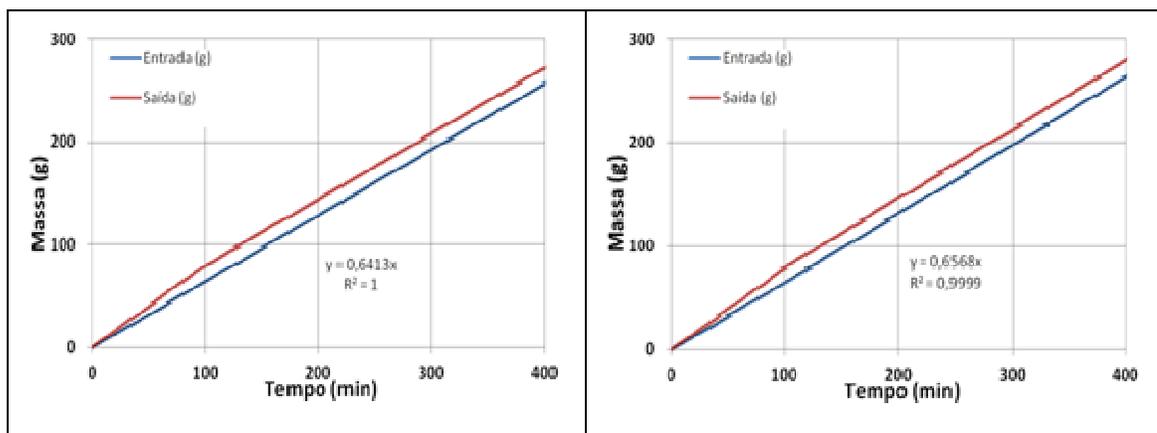


Figura 5.1 Massa *versus* Tempo – 1° Drenagem, Teste 1.

Figura 5.2 Massa *versus* Tempo – 1° Drenagem, Teste 2.

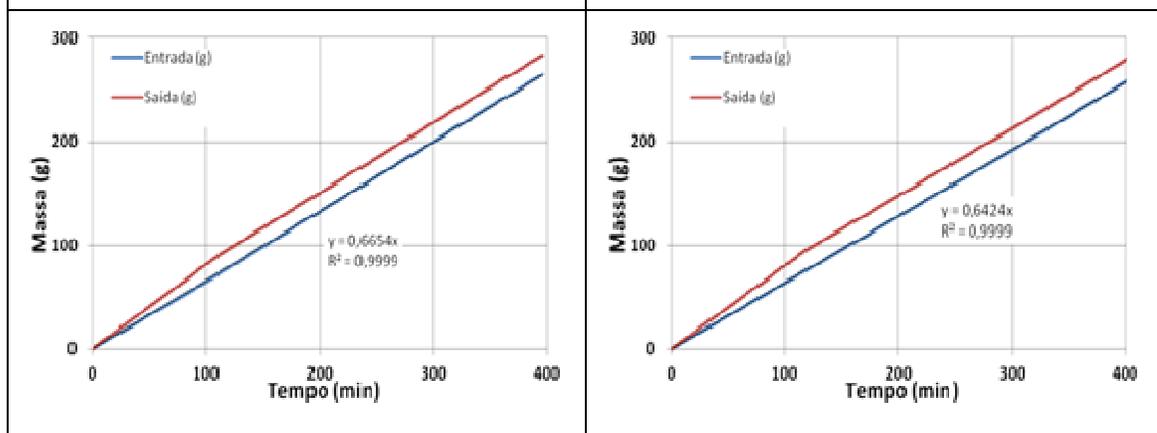


Figura 5.3 Massa *versus* Tempo – 1° Drenagem, Teste 3.

Figura 5.4 Massa *versus* Tempo – 1° Drenagem, Teste 4.

Em cada uma das figuras acima, pode-se observar que a vazão mássica na entrada é inicialmente menor que a vazão mássica na saída, refletindo as características dos fluidos injetado (óleo) e produzido (água). Uma vez atingida a saturação de água residual, as derivadas apresentam a mesma inclinação. A vazão mássica para o óleo injetado pode ser observada também pelo coeficiente angular das curvas de ajuste apresentadas em cada um dos gráficos.

Como se pode observar, todos os testes apresentaram equações similares, demonstrando que a vazão de injeção de óleo foi semelhante entre eles.

Nas Figuras 5.5 a 5.8 são apresentados os históricos de pressão registrados durante a primeira drenagem para cada uma das amostras de teste. Os transdutores, posicionados conforme apresentado na Figura 4.4, possibilitam visualizar o avanço da frente de injeção de óleo. A medida que a frente de injeção avança e atinge o transdutor posicionado ao longo da direção de escoamento, este registra a alteração da pressão local.

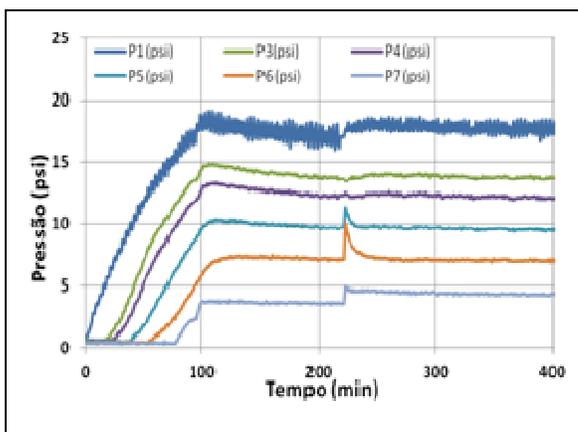


Figura 5.5 Pressão *versus* Tempo – 1° Drenagem, Teste 1.

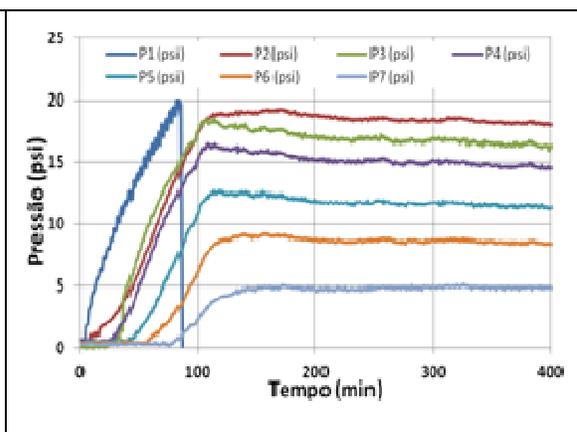


Figura 5.6 Pressão *versus* Tempo – 1° Drenagem, Teste 2.

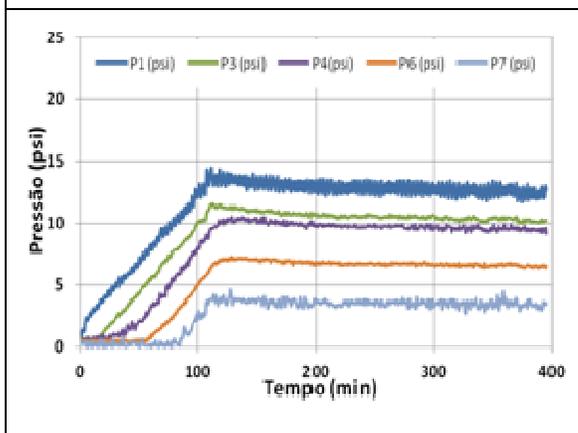


Figura 5.7 Pressão *versus* Tempo – 1° Drenagem, Teste 3.

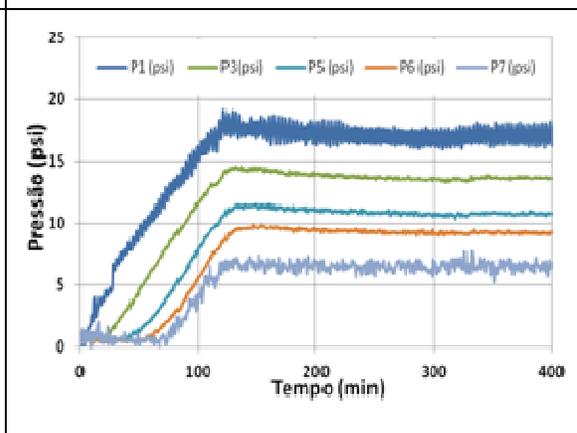


Figura 5.8 Pressão *versus* Tempo – 1° Drenagem, Teste 4.

Devido à sensibilidade dos transdutores às alterações de pressão, até mesmo a falha em um dos cilindros da bomba de injeção foi registrada por alguns transdutores durante a injeção de

óleo. Vide por exemplo a dispersão registrada pelo transdutor P1 posicionado na linha de injeção. Observe-se, entretanto, que esta oscilação não interferiu na vazão de injeção de óleo, conforme foram mostrados acima nas Figuras 5.1 a 5.4. Por outro lado, no início da injeção de óleo, não foi possível observar a variação de pressão ao longo da direção de escoamento, característica das condições de regime permanente. Isto porque os valores de pressão registrados nos transdutores em resposta à baixa resistência ao escoamento oferecida pela água foram baixos.

Outras dificuldades associadas ao funcionamento dos transdutores são sumariamente comentadas para permitir a separação entre as perturbações registradas e a resposta do sistema aos mecanismos físicos sob observação. No primeiro teste ocorreu entupimento do capilar do transdutor P2, assim como mau funcionamento dos transdutores P8 e P9. Além disso, faltou óleo no instante 219,1 minutos, sendo a injeção paralisada e só reiniciada no dia seguinte, o que justifica o deslocamento de curva observada na Figura 5.5. No Teste 2, houve problemas nos transdutores de pressão P2, P8 e P9, e o limite de 20 psi do transdutor da linha P1 foi atingido nas etapas de drenagem, sendo necessário o seu isolamento. No terceiro teste, os transdutores de pressão P2 e P5 demoraram a responder e, por isso, os respectivos registros não são apresentados. No Teste 4, ocorreu entupimento dos capilares dos transdutores P2 e P4, assim como mau funcionamento do transdutor P9. Os transdutores citados não foram levados em consideração nos resultados.

Embora a vazão média de todos os testes tenha sido semelhante, pode-se observar que no Teste 3 foram registradas pressões inferiores àquelas observadas nos demais testes, corroborando com o maior nível de permeabilidade desta amostra.

Os parâmetros de volumes e de saturações de água residual e de óleo remanescente, bem como de permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água residual, determinados ao final da 1ª drenagem de cada teste, são mostrados abaixo.

Tabela 5.3 – Dados medidos durante a 1ª Drenagem das Amostras de Teste

Parâmetro	Unidade	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Volume de água residual*	cm ³	18,19	29,35	25,89	29,62
Volume de óleo final*	cm ³	74,81	67,06	68,00	89,86
Saturação de água residual (Swi-1D)**	-	0,20	0,31	0,28	0,25
Saturação de óleo final (Soi-1D)**	-	0,80	0,70	0,75	0,77

Instante de erupção de óleo*	min	97,5	98,3	108,3	120,0
Permeabilidade efetiva ao óleo no Swi**	mD	3482	2497	5388	4288
Permeabilidade relativa ao óleo no Swi**	-	0.670	0.666	0.883	0.764

* Parâmetro medido; ** Parâmetro calculado;

A permeabilidade efetiva ao óleo nas duas etapas de drenagem pode ser correlacionada com a permeabilidade absoluta à água encontrada na etapa anterior, de modo que o Teste 3 apresentou o maior valor, seguido do Teste 4, depois do Teste 1 e por fim o Teste 2.

5.4 2° Embebição

Atingida a saturação de água conata da primeira injeção de óleo, virou-se a válvula de duas vias, dando-se início à etapa de injeção de água até se chegar na saturação de óleo residual. Os históricos de massa, pressão e volume acumulado para os quatro testes são mostrados nos gráficos abaixo.

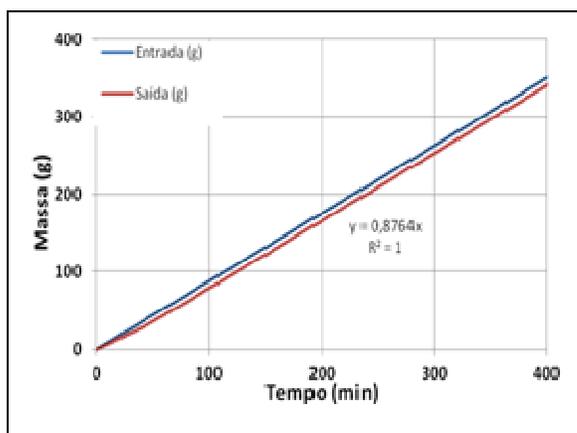


Figura 5.9 Massa versus Tempo – 2° Embebição, Teste 1.

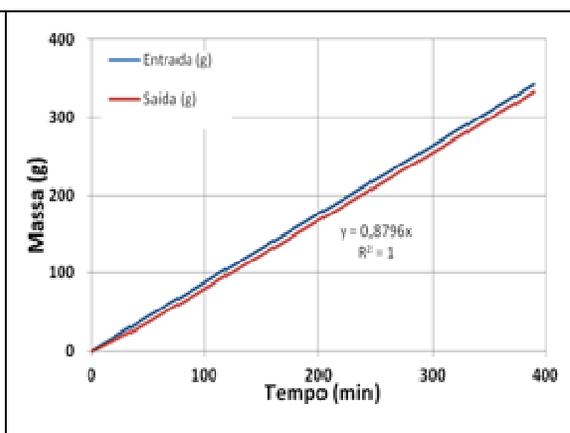
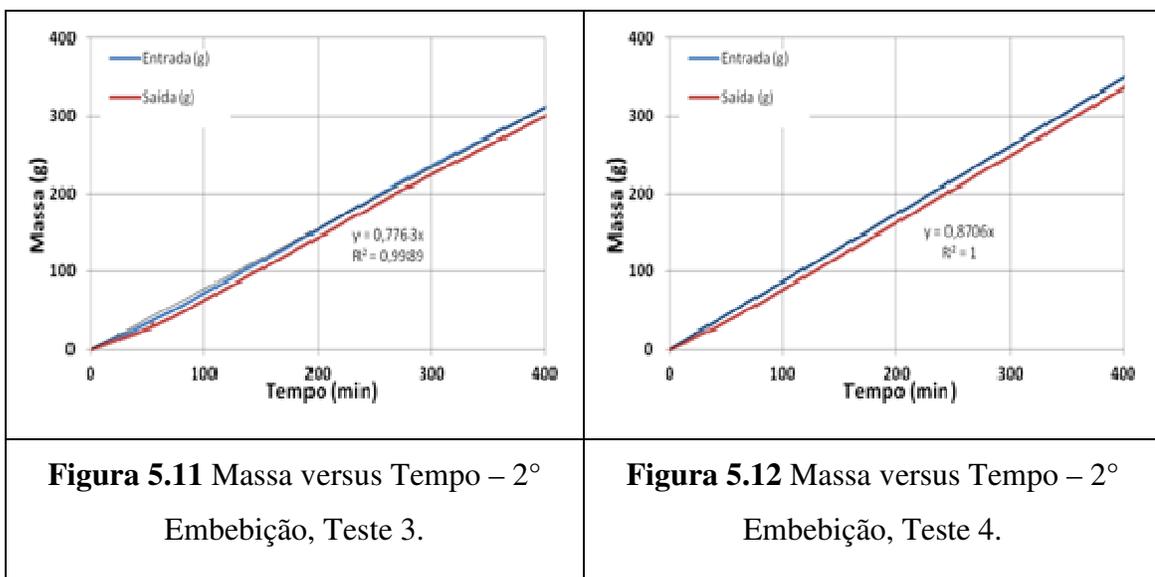


Figura 5.10 Massa versus Tempo – 2° Embebição, Teste 2.



Opostamente ao observado na drenagem, durante a injeção de solução aquosa (embebição), a vazão mássica na entrada (derivada dos históricos de massa) é inicialmente maior do que a vazão mássica na saída e uma vez atingida a saturação de óleo residual, as derivadas apresentam a mesma inclinação. A vazão mássica para a água injetada pode ser observada também pelo coeficiente angular das curvas de ajuste apresentadas em cada um dos gráficos. No Teste 3, pode-se observar uma vazão de injeção de água ligeiramente menor do que a esperada, durante os primeiros 35 minutos do Teste 3, sendo depois reestabelecida (vide curva azul do histórico de massa na Fig. 5.11). Vale ressaltar também que a vazão de escoamento neste teste foi menor se comparada com a vazão dos demais, o que pode ter interferido na eficiência de varrido e contribuído para a maior recuperação observada (vide Tabela 5.4).

Nas Figuras 5.13 a 5.16 podem ser observados os históricos de pressão registrados durante a segunda injeção de água. Desde que a água é menos viscosa do que o óleo, a medida em que a saturação de água aumenta e a de óleo diminui, o gradiente de pressão necessário para promover uma mesma vazão de líquido é menor e sendo assim, os valores de pressão locais decrescem rapidamente após a passagem do banco de óleo.

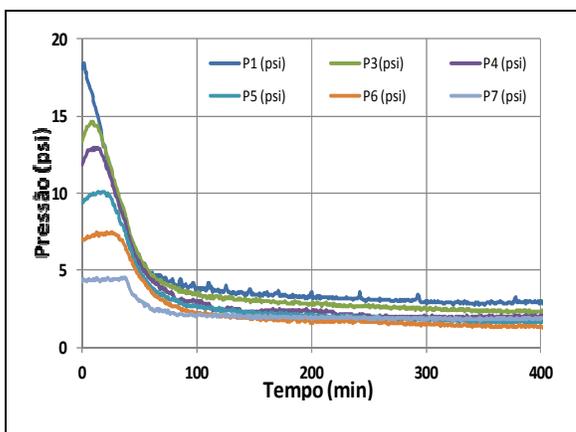


Figura 5.13 Pressão versus Tempo – 2º Embebição, Teste 1.

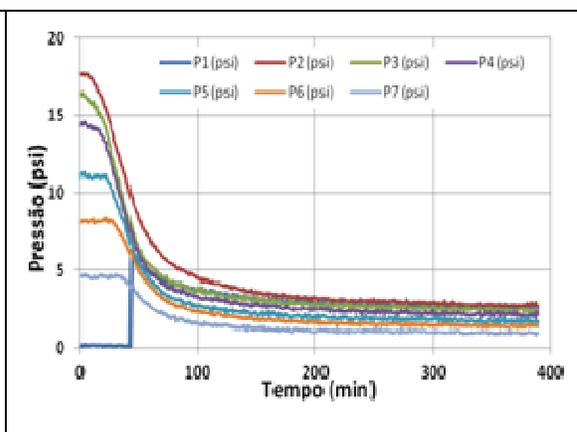


Figura 5.14 Pressão versus Tempo – 2º Embebição, Teste 2.

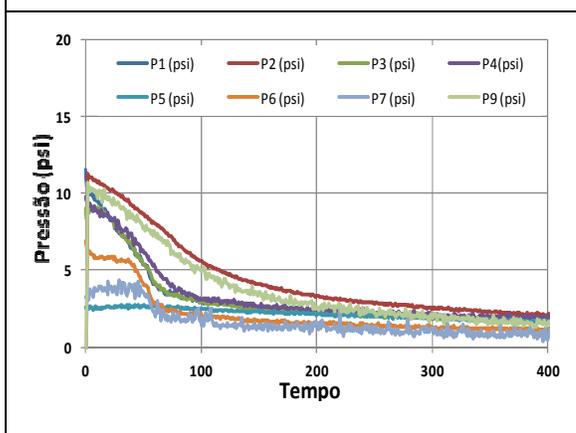


Figura 5.15 Pressão versus Tempo – 2º Embebição, Teste 3.

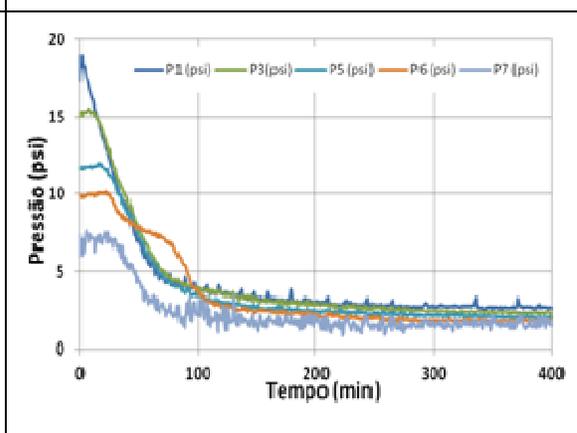
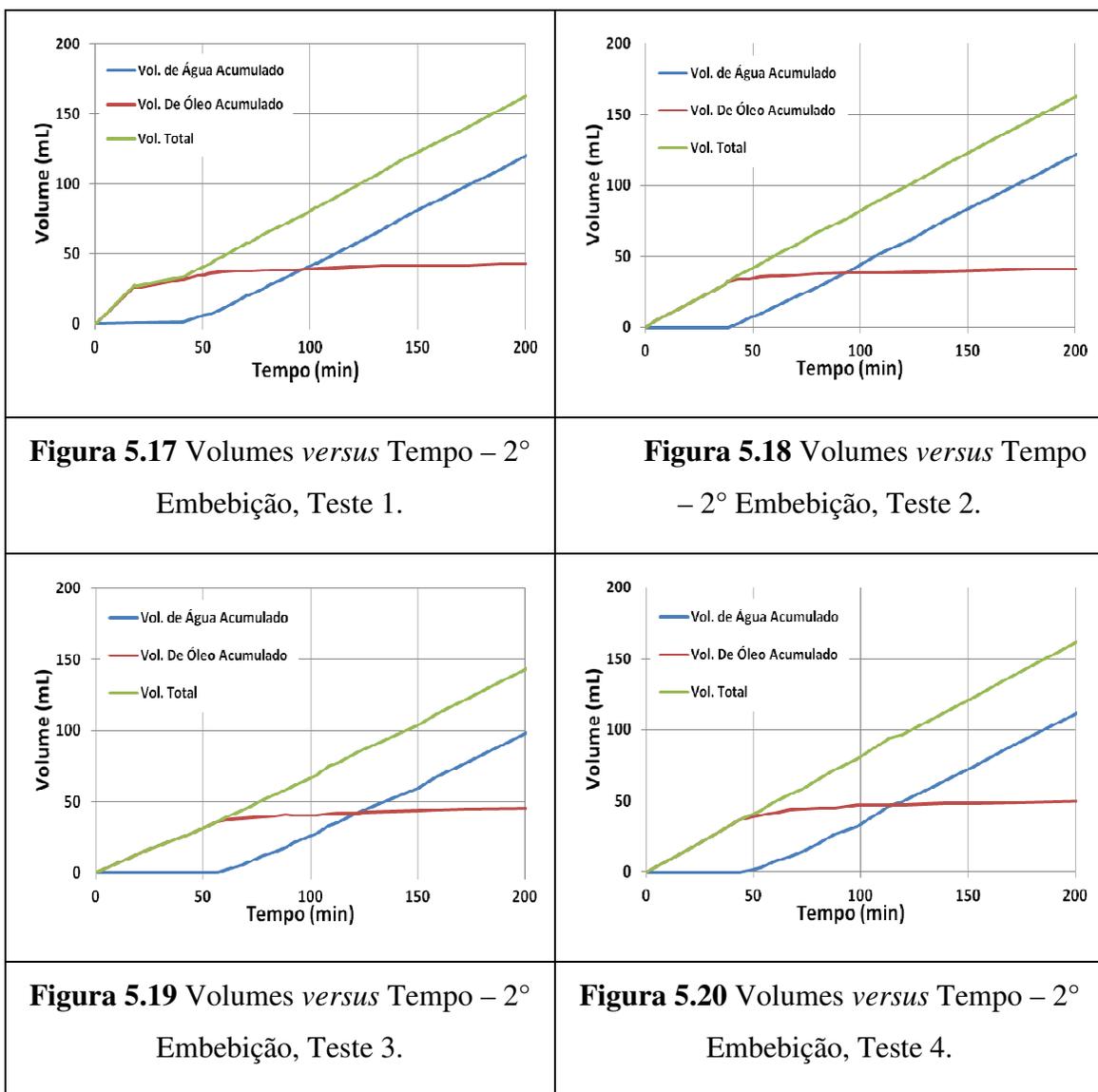


Figura 5.16 Pressão versus Tempo – 2º Embebição, Teste 4.

No Teste 2, os valores de pressão na linha de injeção excederam o fundo de escala do transdutor P1, que foi então isolado. Todavia, passados 42,5 minutos do início da injeção de água, o mesmo foi religado para a coleta dos dados de pressão e a válvula que o isolava foi reaberta. No Teste 4, foi registrado no transdutor P6 uma curva atípica de pressão em relação às demais, sem motivos óbvios.

Os volumes dos fluidos produzidos foram registrados manualmente e os históricos de produção acumulada durante a injeção de água podem ser vistos nas Figuras 5.17 a 5.20.



Os valores referentes aos volumes e saturações de óleo residual e de água remanescente, bem como a permeabilidade relativa e efetiva à água na saturação de óleo residual, a razão água óleo acumuladas para um VPI de 75% e o fator de recuperação final para a segunda embebição, representando aqui a recuperação por injeção convencional de água, são mostrados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Dados medidos durante a 2ª Embebição das Amostras de Teste

Parâmetro	Unidade	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Volume de óleo residual*	cm ³	38,8	34,5	26,9	45,4
Volume de água final*	cm ³	55,5	58,6	62,5	70,6
Saturação de óleo residual (Sor-2E)**	-	0,41	0,36	0,30	0,39

Saturação de água final (Sw-2E)**	-	0,60	0,61	0,69	0,61
Instante de erupção da água*	min	40,0	38,3	56,7	43,3
Permeabilidade efetiva à água no Sor**	mD	178	181	284	232
Permeabilidade relativa à água no Sor**	-	0,034	0,038	0,047	0,041
Razão água-óleo acumulada (75% VPI)**	-	0,80	0,87	0,68	0,84
Fator de Recuperação**	%	48,1	48,6	60,5	49,4

* Parâmetro medido; ** Parâmetro calculado;

A partir da tabela acima, pode-se constatar que houve uma correlação entre a permeabilidade efetiva à água e o fator de recuperação encontrado durante a injeção de água; o Teste 3, por exemplo, apresentou os valores mais significativos tanto para a permeabilidade efetiva à água, como para o fator de recuperação. Observa-se que os valores encontrados tanto para permeabilidade efetiva à água como o fator de recuperação foram muito próximos entre o Teste 1 e o Teste 2, realizados em uma mesma amostra.

5.5 2° Drenagem

Para restaurar a amostra às condições iniciais de distribuição de saturação de um reservatório de óleo, iniciou-se a segunda drenagem, injetando-se óleo até que não fosse mais produzida água. Os históricos de massa estão ilustrados nas Figuras 5.21 a 5.24.

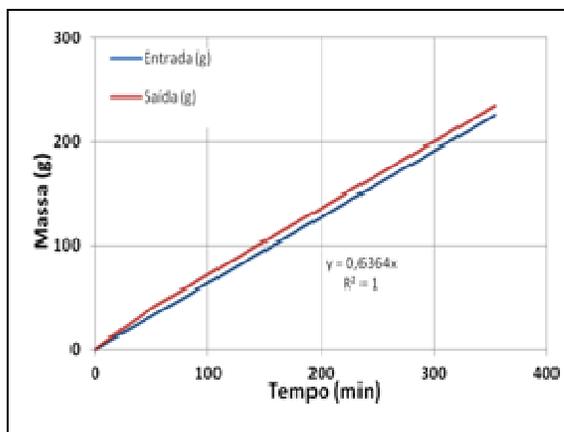


Figura 5.21 Massa versus Tempo – 2° Drenagem, Teste 1.

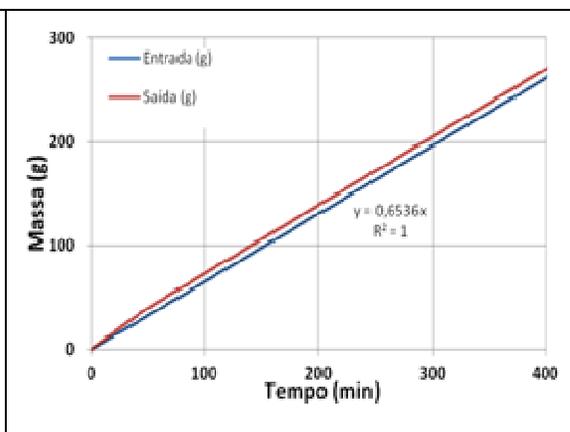


Figura 5.22 Massa versus Tempo – 2° Drenagem, Teste 2.

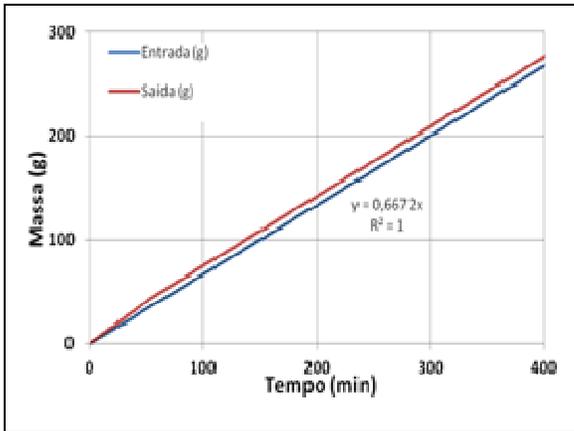


Figura 5.23 Massa *versus* Tempo – 2°
Drenagem, Teste 3.

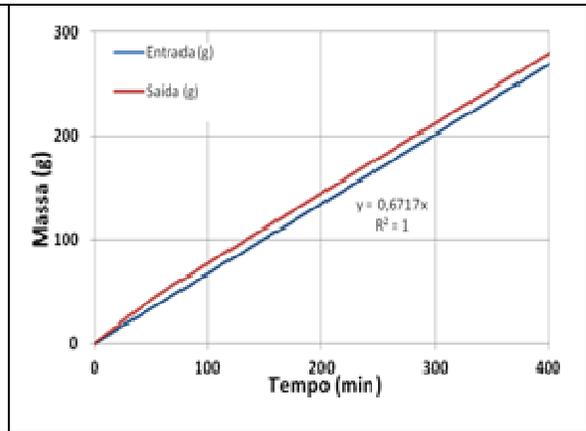


Figura 5.24 Massa *versus* Tempo – 2°
Drenagem, Teste 4.

Os resultados dos históricos de pressão para o período de injeção são mostrados nas Figuras 5.25 a 5.28.

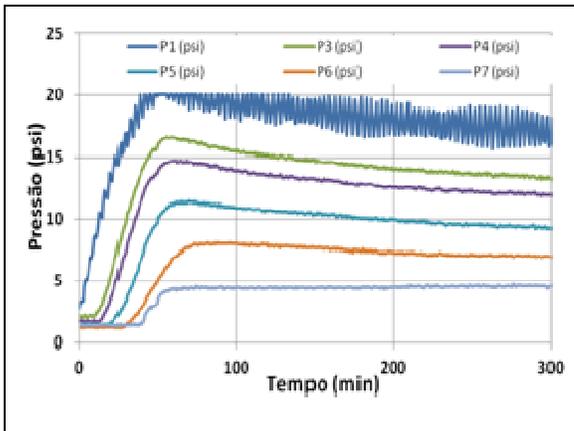


Figura 5.25 Pressão *versus* Tempo – 2°
Drenagem, Teste 1.

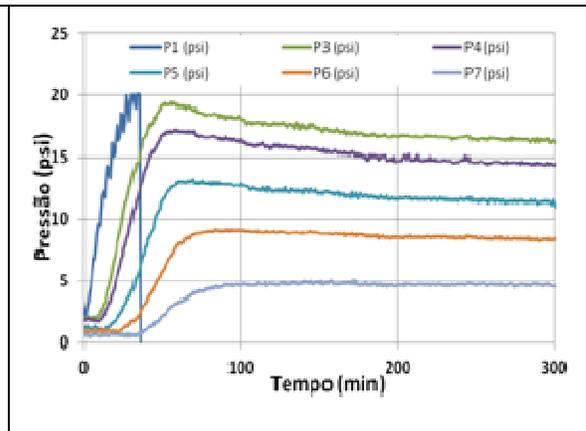
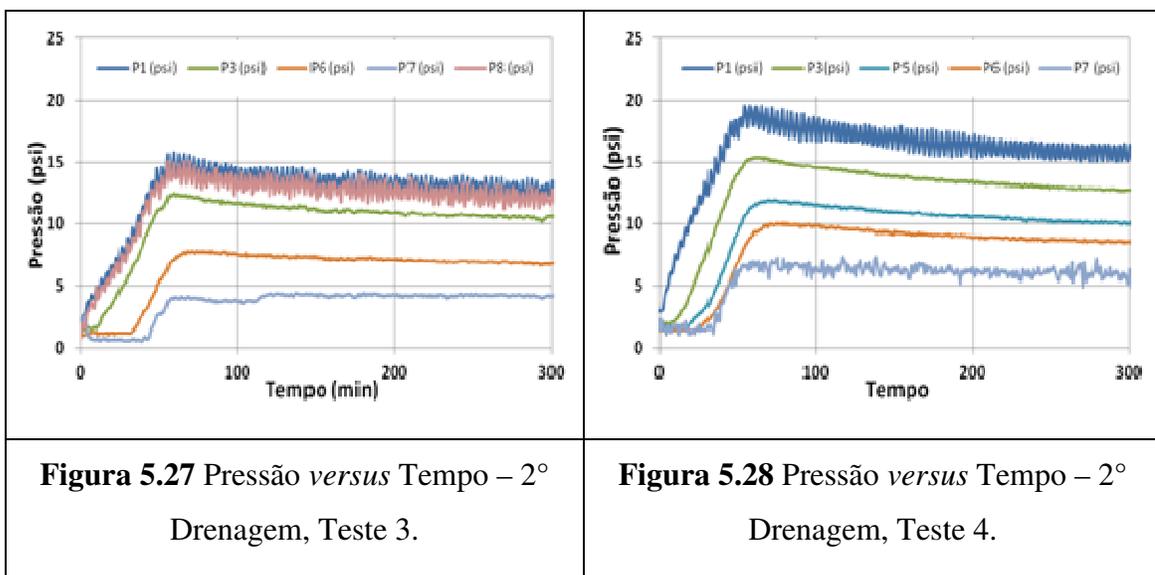


Figura 5.26 Pressão *versus* Tempo –
2° Drenagem, Teste 2.



Como citado anteriormente, a pressão da linha na drenagem do Teste 2 ultrapassou os 20 psi e foi então necessário o fechamento da válvula de conexão ao transdutor P1.

Analogamente aos resultados mostrados para a 1° drenagem na Tabela 5.3, os parâmetros resultantes da 2° drenagem são agora sumarizados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Dados medidos durante a 2ª Drenagem das Amostras de Teste

Parâmetro	Unidade	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Volume de água residual*	cm ³	16,1	28,4	26,2	29,1
Volume de óleo na amostra*	cm ³	74,9	68,8	65,7	86,7
Saturação de água residual (Swi-2D)**	-	0,17	0,29	0,29	0,25
Saturação de óleo final (Soi-2D)**	-	0,81	0,72	0,72	0,75
Instante de irrupção de óleo*	min	49,2	47,5	55,0	53,3
Permeabilidade efetiva ao óleo no Swi**	mD	3379	2789	5349	4873
Permeabilidade relativa ao óleo no Swi**	-	0,650	0,711	0,877	0,868

* Parâmetro medido; ** Parâmetro calculado;

Para a segunda drenagem, o instante de irrupção de óleo foi aproximadamente a metade do tempo encontrado na primeira drenagem de cada teste, já os valores de saturação de água residual e óleo final foram muito próximos dos da primeira drenagem.

5.6 Injeção de Solução Polimérica

Dando-se sequência às etapas dos testes, foi realizada a injeção de solução polimérica nas amostras, observando-se as diferenças para programação de injeção associadas a cada teste. Os dados de massa de cada teste são apresentados respectivamente nas Figuras 5.29 a 5.32.

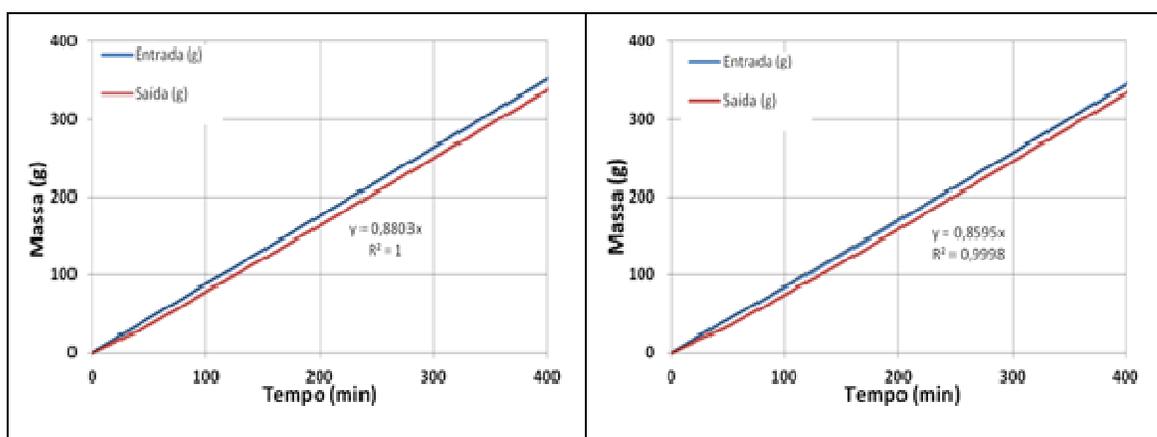


Figura 5.29 Massa *versus* Tempo – Polímeros, Teste 1.

Figura 5.30 Massa *versus* Tempo – Polímeros, Teste 2.

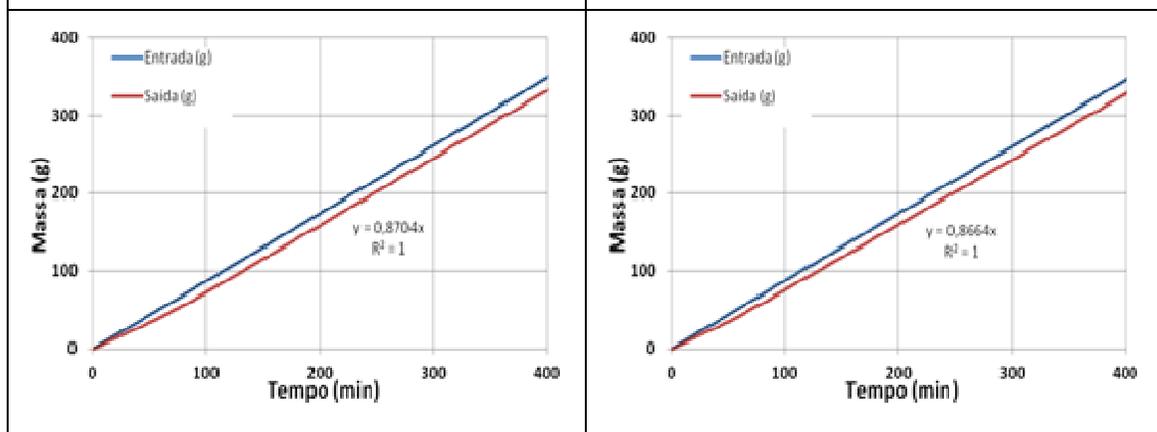


Figura 5.31 Massa *versus* Tempo – Polímeros, Teste 3.

Figura 5.32 Massa *versus* Tempo – Polímeros, Teste 4.

As vazões de injeção foram mantidas contantes e o valor para cada um dos testes é dado pelo coeficiente angular da respectiva curva de ajuste. Pode-se observar que a taxa de injeção foi aproximadamente a mesma para todos os casos. Uma vez atingida a saturação de óleo residual, as curvas dos históricos de massa da entrada e da saída tornam-se paralelas, indicando condições de regime permanente.

Os históricos de pressão são apresentados nas Figuras 5.33 a 5.36. As áreas em verde claro, encontradas nas Figuras 5.34 e 5.36, representam os bancos de injeção de solução polimérica, que corresponderam respectivamente a uma duração de 27 minutos no Testes 2 e de 22 minutos para o primeiro banco e de 21 minutos para o segundo banco de solução polimérica no Teste 4. Lembrando que nos Testes 1 e 3 foi realizada injeção contínua de solução polimérica.

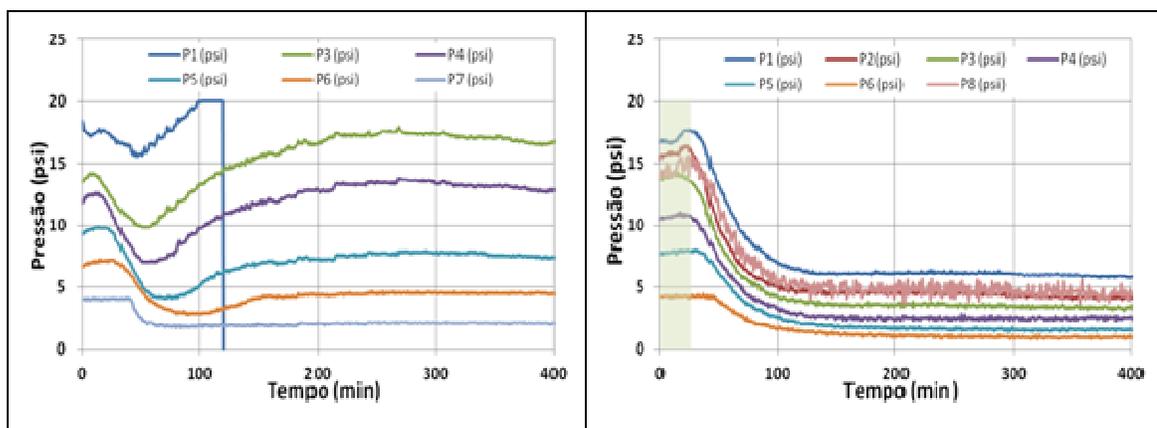


Figura 5.33 Pressão *versus* Tempo – Polímeros, Teste 1.

Figura 5.34 Pressão *versus* Tempo – Polímeros, Teste 2.

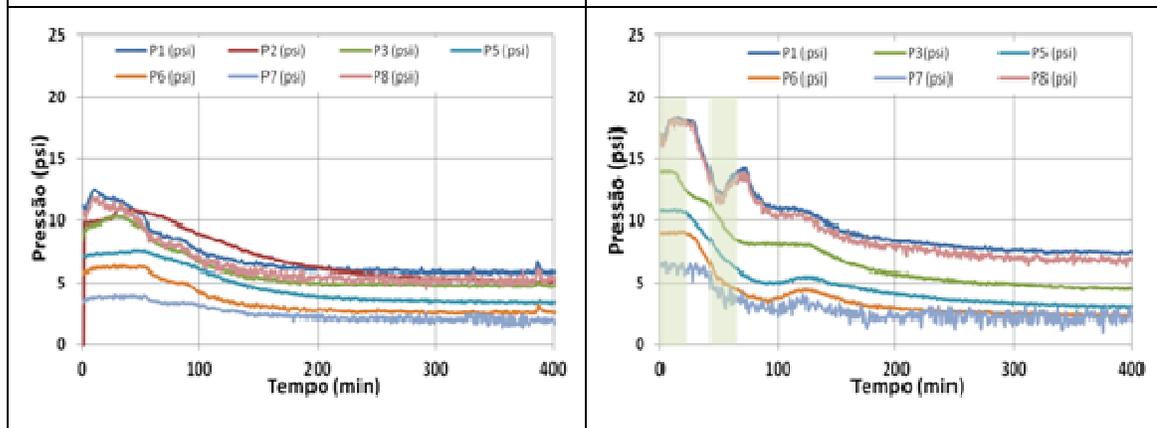


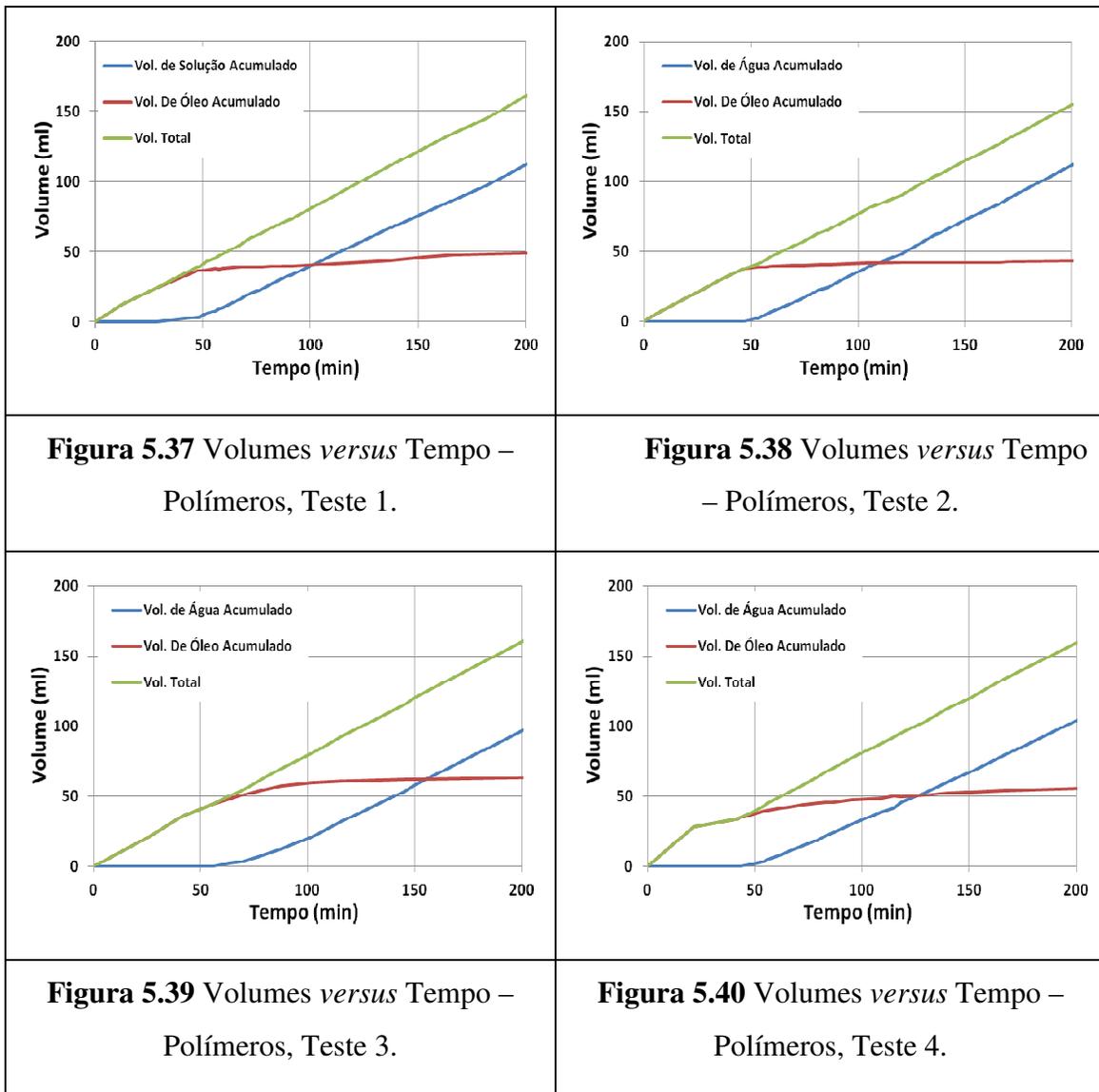
Figura 5.35 Pressão *versus* Tempo – Polímeros, Teste 3.

Figura 5.36 Pressão *versus* Tempo – Polímeros, Teste 4.

Nesta etapa houve um aumento considerável da pressão no primeiro teste em relação ao que foi observado para os demais, sendo levantanda a hipótese de retenção de polímero no meio poroso. Novamente, foi necessário isolar o transdutor P1, pois a pressão ultrapassou o limite do fundo de escala de 20 psi.

Os dois ciclos alternados de polímero e água do quarto teste também resultaram em comportamento peculiar e o aumento de pressão registrado nos históricos foi coincidente com a avanço dos bancos de polímeros, enquanto o decréscimo foi coincidente com o avanço dos bancos de água.

Os históricos de volume acumulado são apresentados nas Figuras 5.37 a 5.40.



O volume acumulado de óleo produzido para a injeção polimérica superou o registrado para a injeção de água. Já o volume acumulado de água produzida foi menor no deslocamento com polímeros do que naquele com injeção convencional de água.

Os principais parâmetros medidos nesta etapa de injeção de polímeros ou de polímeros e água alternados são apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Dados medidos durante a Injeção de Polímero das Amostras de Teste

Parâmetro	Unidade	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4
Volume de óleo residual*	cm ³	33,1	32,7	7,4	35,5
Volume de solução polimérica final*	cm ³	65,5	67,9	84,1	85,6
Saturação de óleo residual (Sor-P)**	-	0,35	0,34	0,08	0,30
Saturação de solução polimérica final (Sw-P)**	-	0,70	0,71	0,92	0,73
Instante de erupção da fase aquosa*	min	48,3	46,7	55,8	43,3
Permeabilidade efetiva à água no Sor**	mD	34	137	148	138
Razão água-óleo acumulada (75% VPI)**	-	0,74	0,74	0,20	0,80
Fator de Recuperação**	%	55,9	52,5	88,8	59,0

* Parâmetro medido; ** Parâmetro calculado;

A injeção de solução polimérica proporcionou uma redução da permeabilidade efetiva à água, quando comparada à injeção de água convencional. Todavia, seguiu exatamente a mesma ordem da etapa de injeção de água.

5.7 Avaliação do Fator de Resistência Residual

A fim de avaliar a redução da permeabilidade à água após a injeção de polímeros em cada amostra, foi calculado, o fator de resistência residual RR, segundo a Equação 2.7. A Tabela 5.7 mostra os valores do diferencial de pressão, medidos após o sistema alcançar o regime permanente, bem como as vazões de injeção da etapa da 2^o Embebição e da etapa de injeção de água pós-injeção de solução polimérica, e por fim o fator de resistência residual de cada teste.

Tabela 5.7 – Pressão, Vazão e Fator de Resistência Residual

Teste	P_{w1}	P_{w2}	q_{w1}	q_{w2}	RR
1	2,90	16,50	0,789	0,789	5,69
2	2,88	5,73	0,792	0,766	2,06
3	1,75	5,05	0,708	0,781	2,62
4	2,72	7,10	0,787	0,780	2,62

Um aumento de resistência ao escoamento de água foi observado após a passagem da solução de HPAM através da rocha, sendo que $RR > 1$, principalmente no Teste 1. Pode-se constatar então a redução de permeabilidade da rocha em relação à água, demonstrando que houve retenção de polímero no meio poroso.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A partir dos dados de pressão apresentados para os testes de drenagem (Figs 5.5 a 5.8 e Figs 5.25 a 5.28), pode-se observar que à medida que a amostra vai sendo saturada com óleo, à vazão constante, o diferencial de pressão aumenta, até que se estabiliza quando a saturação de água conata é atingida. Já no processo de embebição (Figs 5.13 a 5.16), à medida que o óleo vai sendo produzido e a saturação de água aumenta, o diferencial de pressão correspondente à vazão de injeção constante diminui. Analogamente ao observado na drenagem, quando a saturação de óleo residual é atingida, estabelece-se o regime permanente e uma vez que existem diversos pontos de medida de pressão ao longo da amostra, valores médios de permeabilidade efetiva podem ser determinados. O avanço da frente de saturação pode ser acompanhado através dos históricos de pressão, pois quando a frente atinge a posição de um dado ponto de observação, o mesmo passa a registrar a variação de pressão local.

Através dos históricos registrados, pode-se observar ainda que o comportamento de deslocamento pistão ficou mais caracterizado na injeção de óleo do que na de água, conforme esperado, pela diferença de viscosidade dos fluidos.

Os valores determinados para a saturação de óleo final ao término da primeira e da segunda drenagem foram próximos.

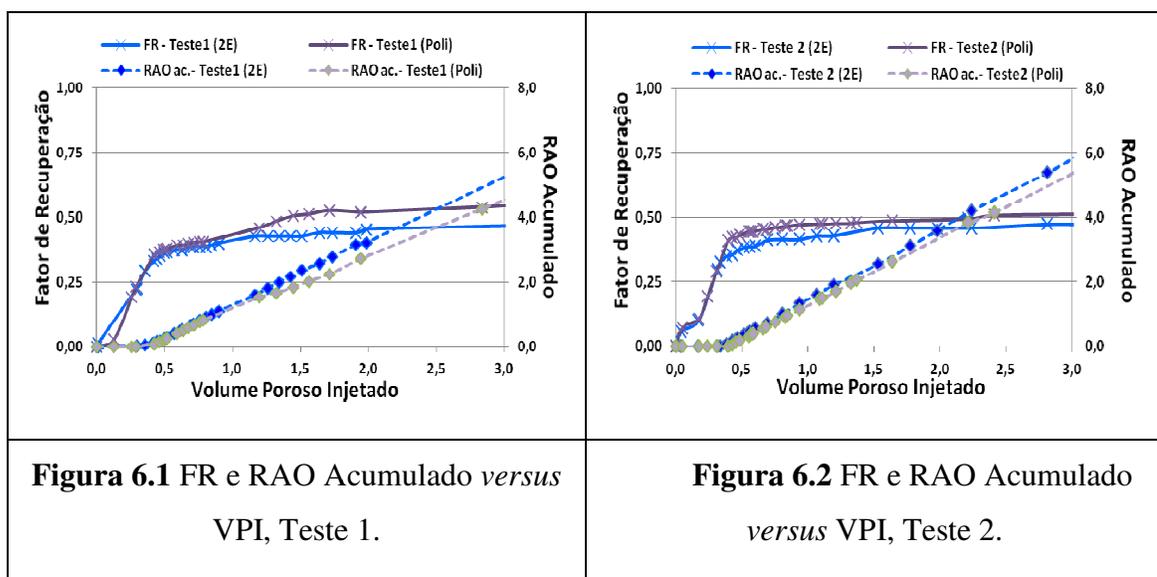
6.1 Fator de Recuperação e Razão Água-Óleo

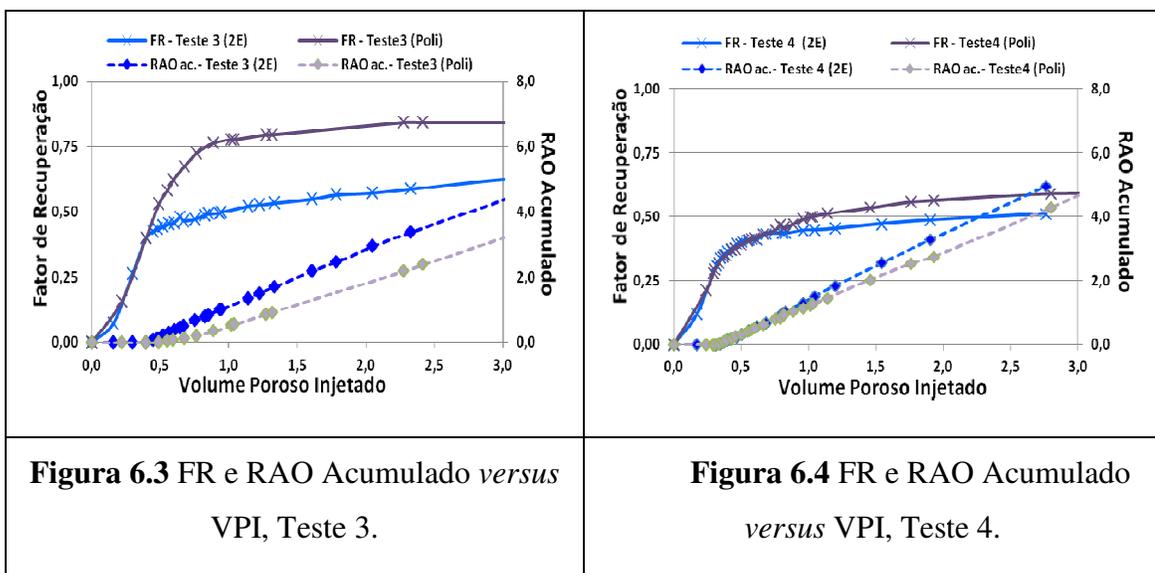
São sumarizados nesta seção os resultados determinados para o fator de recuperação e razão água-óleo correspondentes a 2º Embebição e a Injeção Solução Polimérica.

Em relação ao fator de recuperação final, pode-se observar que na etapa de injeção convencional de água ou segunda embebição, a maior recuperação foi registrada para o Teste 3, seguido do Teste 4, então para o Teste 2 e por último para o Teste 1.

Na injeção de solução polimérica, o Teste 3 continuou tendo o maior fator de recuperação final, seguido também pelo Teste 4. Houve mudança na ordem do primeiro e segundo testes, em relação ao encontrado na segunda embebição, sendo determinado um valor maior para o primeiro do que para o segundo. Este resultado pode ser um indicativo da influência da presença de polímero na mobilidade da fase aquosa. A maior quantidade de polímero injetada durante o Teste 1 se comparada ao Teste 2 pode ter favorecido a obtenção de uma recuperação maior, devida também a uma redução maior da permeabilidade efetiva à água na saturação de óleo residual para a amostra de teste.

A comparação entre a injeção de água (convencional) e a injeção de polímero para cada amostra utilizada pode ser avaliada a partir das curvas apresentadas para fator de recuperação e para a razão água-óleo acumulada, em função do volume poroso injetado (Figuras 6.1 a 6.4). Observe-se que em todos os casos a injeção contínua de polímeros ou alternada com bancos de água apresentou maior recuperação de óleo e menor produção de água quando comparada à injeção de água convencional.





A Tabela 6.1 apresenta a diferença encontrada na etapa de injeção de água e de solução polimérica para o fator de recuperação ao final de cada etapa e a razão água/óleo para 2 VPI.

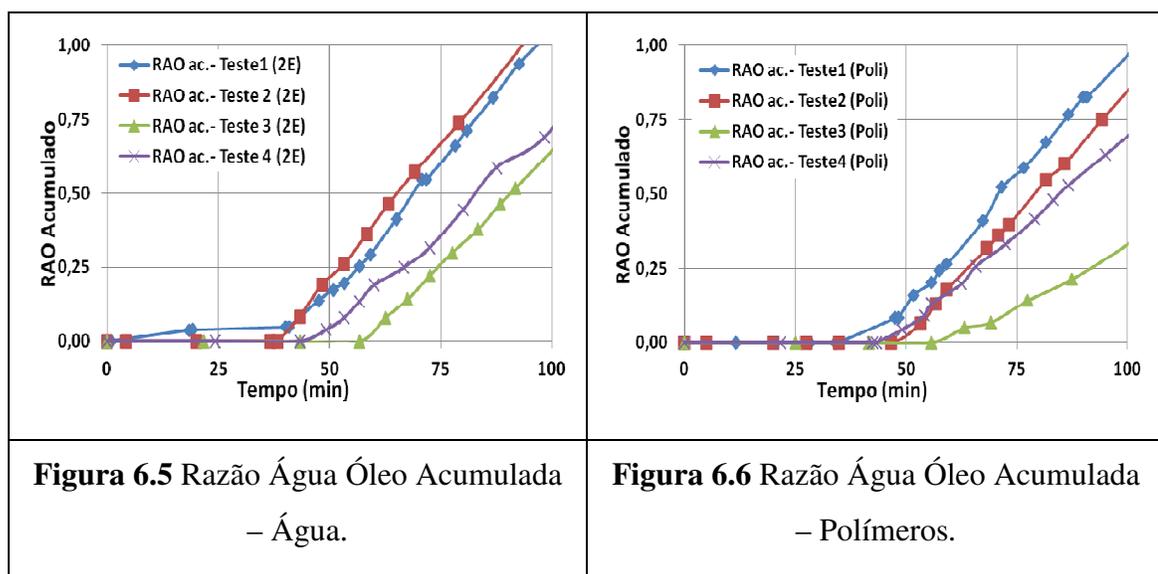
Tabela 6.1 – Diferenças no Fator de Recuperação e RAO entre Água e Polímeros

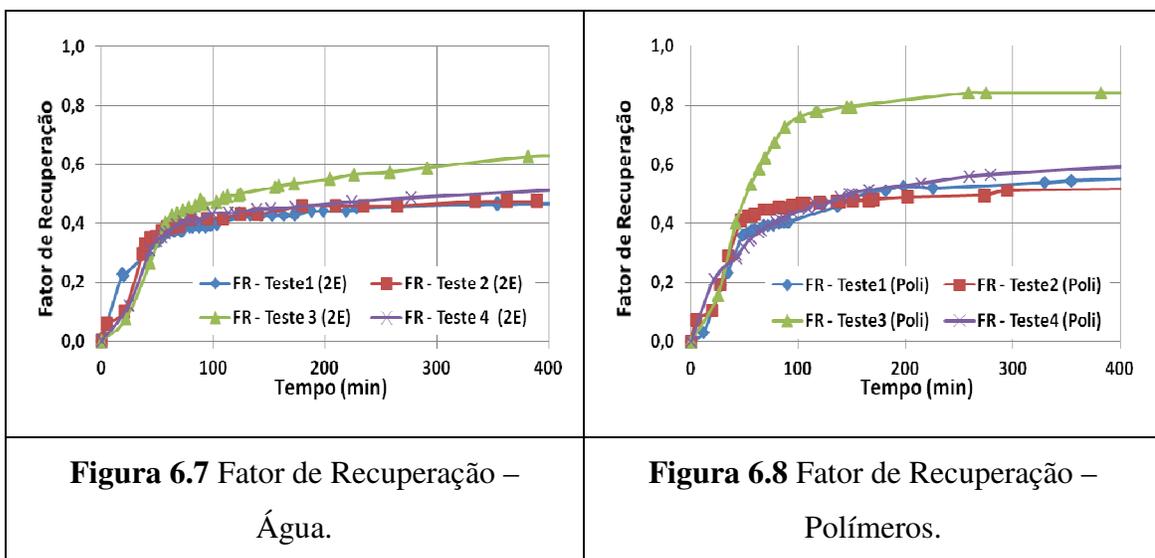
Teste	FR (Água)	FR (Poli)	Dif. (FR)	RAO (Água)	RAO (Poli)	Dif. (RAO)
1	48,1	55,9	7,8	3,26	2,82	0,44
2	48,6	52,5	3,9	3,64	3,38	0,26
3	60,5	88,8	28,3	2,86	1,82	1,04
4	49,4	59,0	9,6	3,47	2,87	0,60

Pode-se constatar uma elevada recuperação no terceiro teste de 88,8%, no qual foi realizada a injeção contínua de solução polimérica, resultado que superou a tendência observada para a injeção convencional de água, a qual atingiu 60,5%. O segundo melhor resultado foi observado para a amostra do Teste 4, na qual foram injetados dois bancos de solução polimérica alternados com água. Neste caso, foram recuperados 59,0% de óleo contra 49,4% resultantes da recuperação convencional. O primeiro teste atingiu o valor de 55,9% de recuperação com injeção contínua de polímeros e de 48,1% com injeção de água. Para o Teste 2, no qual foi injetado um banco de solução polimérica seguido por injeção de água até a saturação de óleo residual, foi observada um fator de recuperação final abaixo dos outros testes, de 52,5%, mas superior ao da injeção de água de 48,6%.

Apesar de a diferença de recuperação no Teste 2 ter sido a menor (3,9%), a quantidade de solução com polímero injetada também foi a menor de todas e a diferença na RAO foi de 0,26. Observe que, se comparada aos outros, a RAO já havia sido alta para a recuperação convencional neste caso. A maior diferença de RAO (1,04) foi observada para o Teste 3, no qual foi realizada a injeção contínua de polímeros. Para o primeiro Teste, foram observados resultados intermediários, sendo a diferença de RAO entre água e polímeros de 0,44, correspondente a uma RAO de 3,26 na injeção de água e 2,82 na injeção de polímeros. O Teste 4 apresentou diferença de RAO de 0,60, com RAO de 3,47 para água e 2,87 para polímeros, demonstrando também ser bem sucedido.

A fim de facilitar a visualização da eficiência dos testes realizados nas etapas de injeção de água (recuperação convencional) e de solução polimérica (recuperação melhorada), foram gerados os gráficos da razão água óleo e do fator de recuperação, em função do tempo, mostrados nas Figuras 6.5 a 6.8.

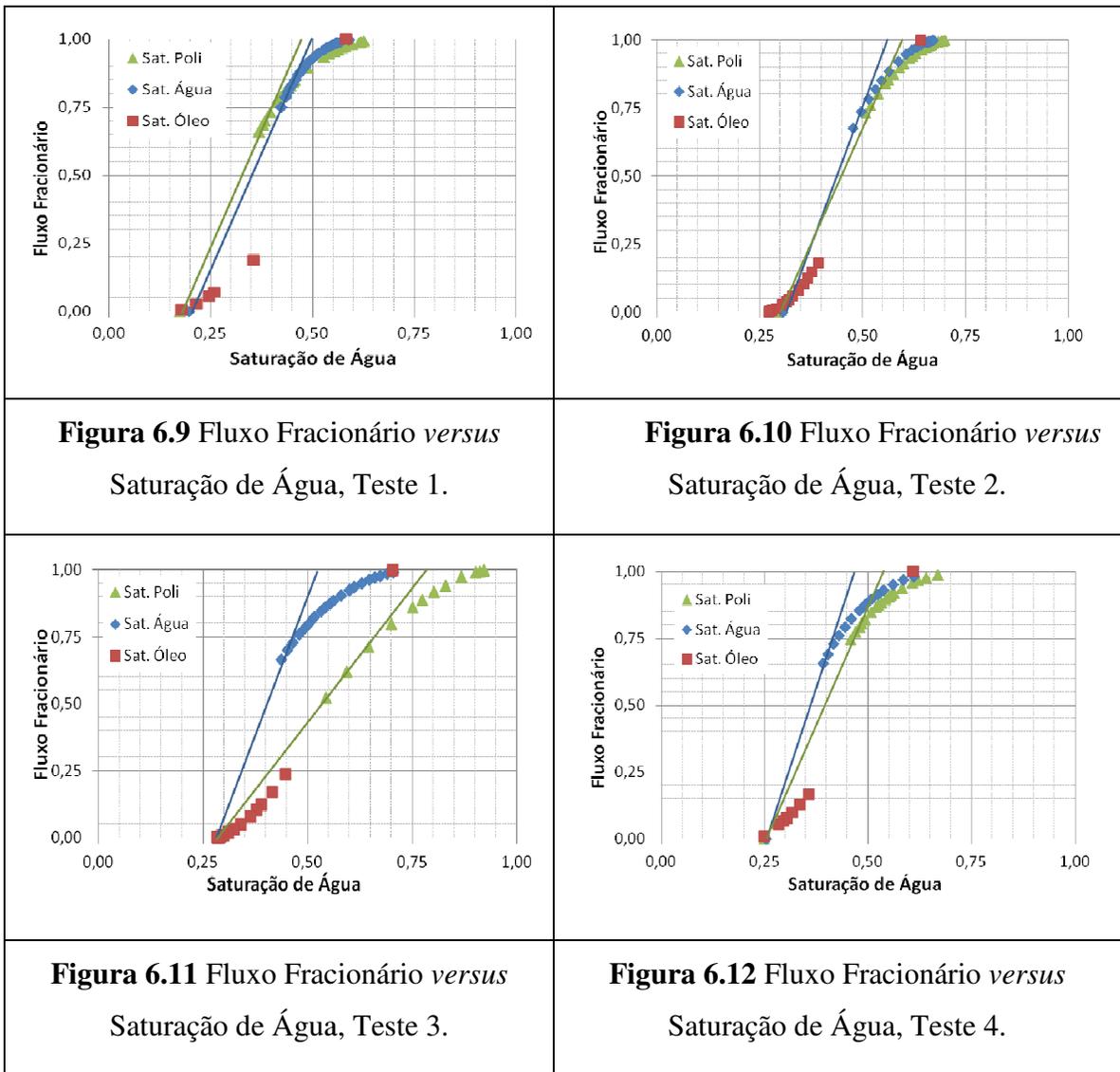




Observa-se que os Testes 1 e 2, realizados no mesmo testemunho, resultaram em curvas de razão água-óleo acumulada e fator de recuperação muito próximas entre si para a etapa de injeção de água (Figuras 6.5 e 6.7). Já na etapa de recuperação melhorada, foram registrados valores de fator de recuperação superiores para o Teste 1, com injeção contínua de polímero, em relação ao Teste 2, com um banco de polímeros. Os volumes de água produzida foram expressivamente menores, confirmado o impacto da aplicação de polímeros na otimização da estratégia com a antecipação da produção de óleo e melhoria do gerenciamento de água em função da redução dos volumes de água injetada e produzida.

6.2 Fluxo Fracionário versus Saturação de Água

São sumarizados neste tópico os resultados determinados para o fluxo fracionário em função da saturação de água, tanto para a etapa de injeção de água como para a etapa de injeção polímeros de cada teste, conforme mostrados nas Figuras 6.9 a 6.12.



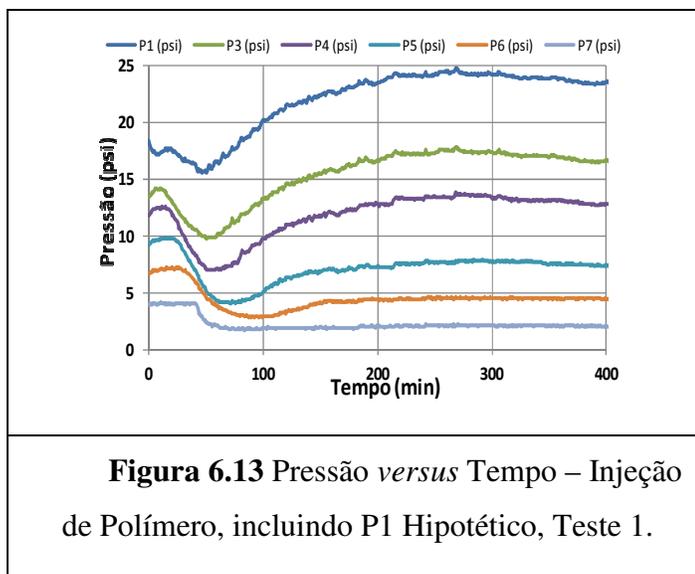
A partir dos resultados apresentados nas Figuras 6.10, 6.11 e 6.12, pode-se perceber que as curvas de fluxo fracionário relacionadas à injeção de solução polimérica foram deslocadas para a direita em relação às curvas correspondentes à etapa de injeção de água, apresentando assim maior saturação média de água atrás da frente de avanço. Estes resultados confirmam o comportamento esperado para o método de recuperação melhorada discutido no Capítulo 3 e sintetizado na Figura 3.3. Apenas na Figura 6.9 não foi obtida a mesma tendência, mas pode-se observar que os pontos de saturação inicial da água não saíram do mesmo lugar, o que pode justificar tal fato.

6.3 Permeabilidade Relativa versus Saturação de Água

Neste item são apresentados os resultados determinados para o comportamento de permeabilidade relativa correspondente ao deslocamento de óleo por água e por água com polímeros.

Para a construção das curvas de permeabilidade relativa, foi utilizado o método JBN e para contornar algumas dificuldades experimentais foram consideradas as premissas detalhadamente descritas a seguir.

Uma vez que para a aplicação do método JBN, utiliza-se os resultados determinados para o balanço de materiais associado ao comprimento total da amostra, deve-se usar também o diferencial de pressão aplicado entre a entrada e a saída. Como na etapa de injeção de solução polimérica do primeiro teste e nas duas etapas de drenagem do segundo teste houve problemas na leitura do transdutor de pressão da linha, foi então realizada uma aproximação hipotética de sua pressão, levando-se em conta o perfil de leitura dos outros transdutores, como mostradas nas Figuras 6.13 a 6.15.



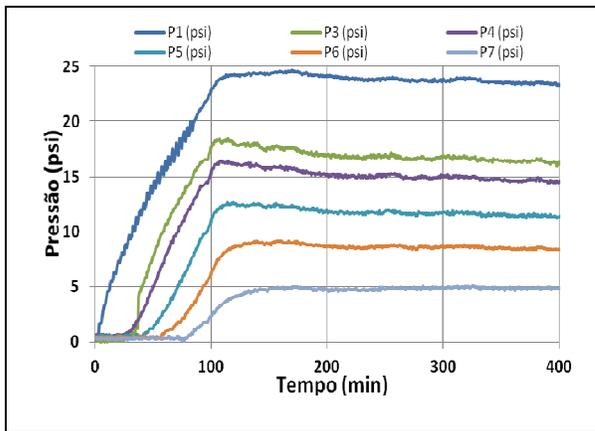


Figura 6.14 Pressão versus Tempo – 1º Drenagem, incluindo P1 hipotético, Teste 2.

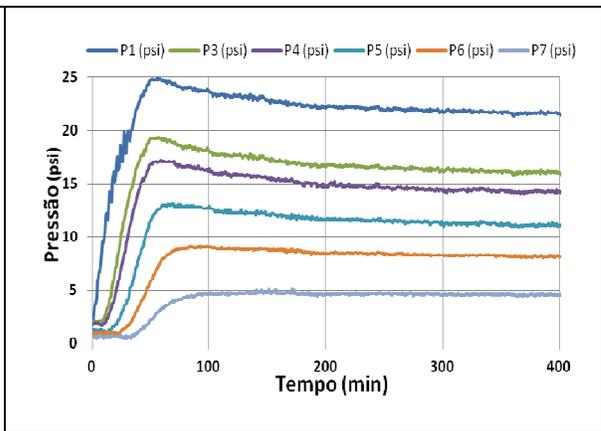


Figura 6.15 Pressão versus Tempo – 2º Drenagem, incluindo P1 Hipotético, Teste 2.

Desta forma foi possível aplicar o método JBN aos dados e determinar as curvas de permeabilidade relativa em função da saturação de água correspondentes às etapas de 2º Embebição, de 2º Drenagem e de injeção polimérica, seguindo o roteiro de fórmulas do Anexo II.

As curvas determinadas para a 2º Embebição ou injeção convencional de água são apresentadas nas Figuras 6.16 a 6.19, enquanto que as curvas para a 2º Drenagem, correspondente à etapa de ressaturação com óleo, são apresentadas nas Figuras 6.20 a 6.23 Finalmente, as curvas de permeabilidade relativa correspondentes ao deslocamento de óleo por injeção de solução polimérica são mostradas nas Figuras 6.24 a 6.27

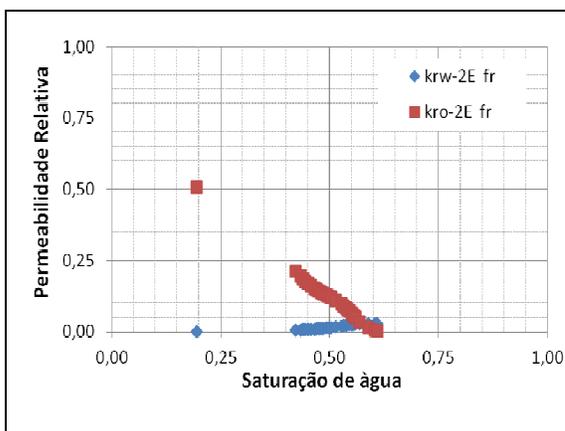


Figura 6.16 Permeabilidade Relativa versus Saturação de Água, 2E – Teste 1.

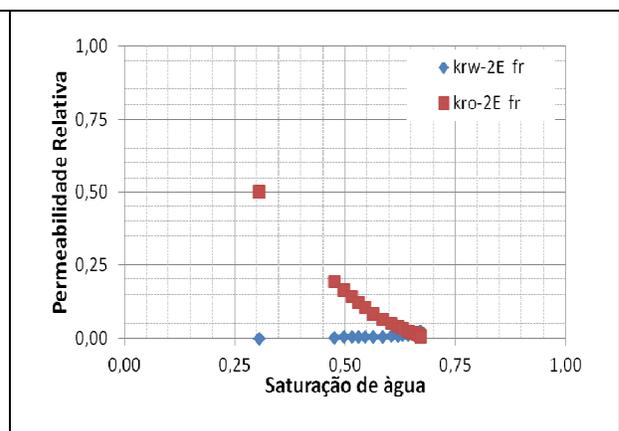


Figura 6.17 Permeabilidade Relativa versus Saturação de Água, 2E – Teste 2.

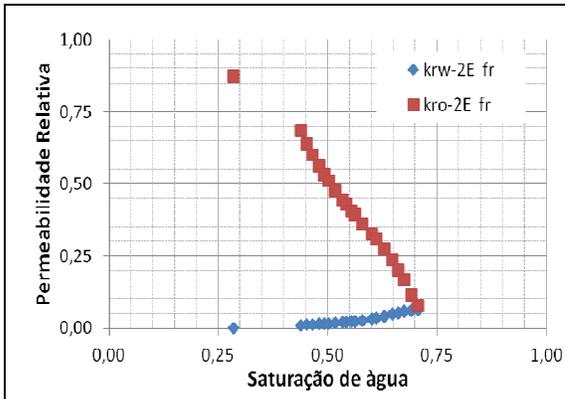


Figura 6.18 Permeabilidade Relativa *versus* Saturação de Água, 2E – Teste 3.

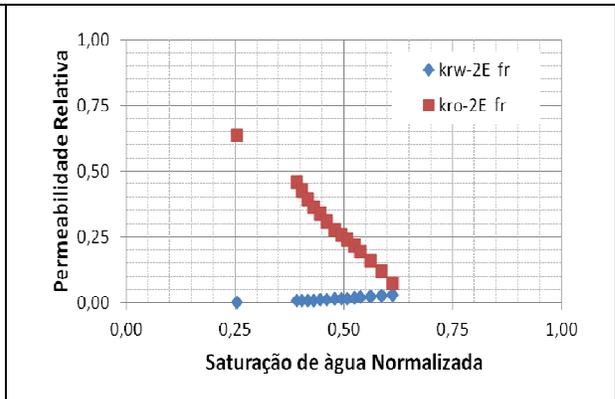


Figura 6.19 Permeabilidade Relativa *versus* Saturação de Água, 2E - Teste 4.

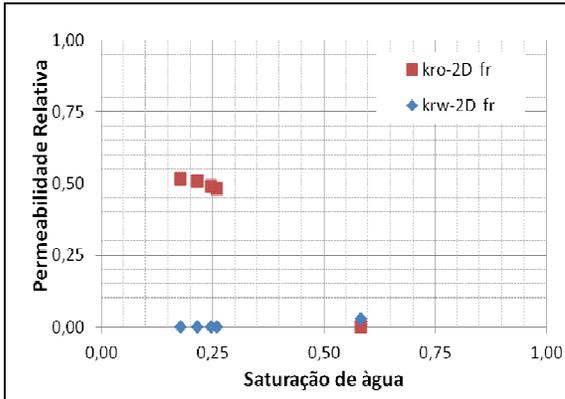


Figura 6.20 Permeabilidade Relativa *versus* Saturação de Água, 2D - Teste 1.

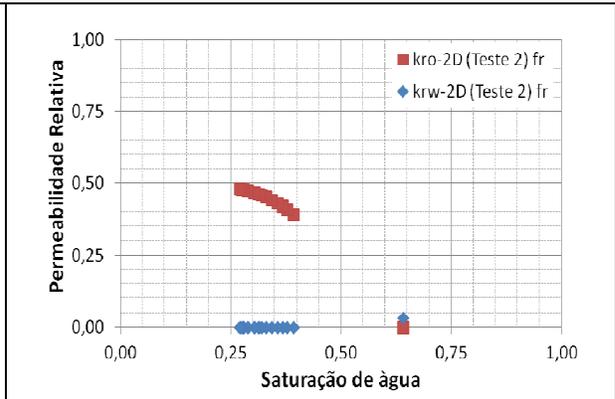


Figura 6.21 Permeabilidade Relativa *versus* Saturação de Água, 2D - Teste 2.

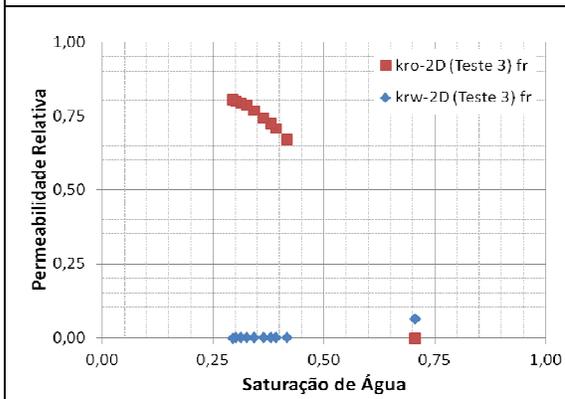


Figura 6.22 Permeabilidade Relativa *versus* Saturação de Água, 2D - Teste 3.

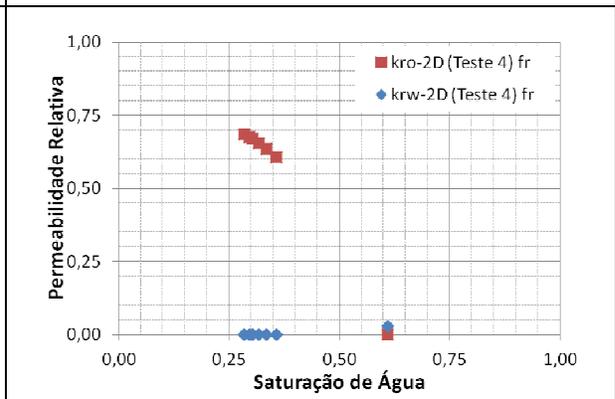
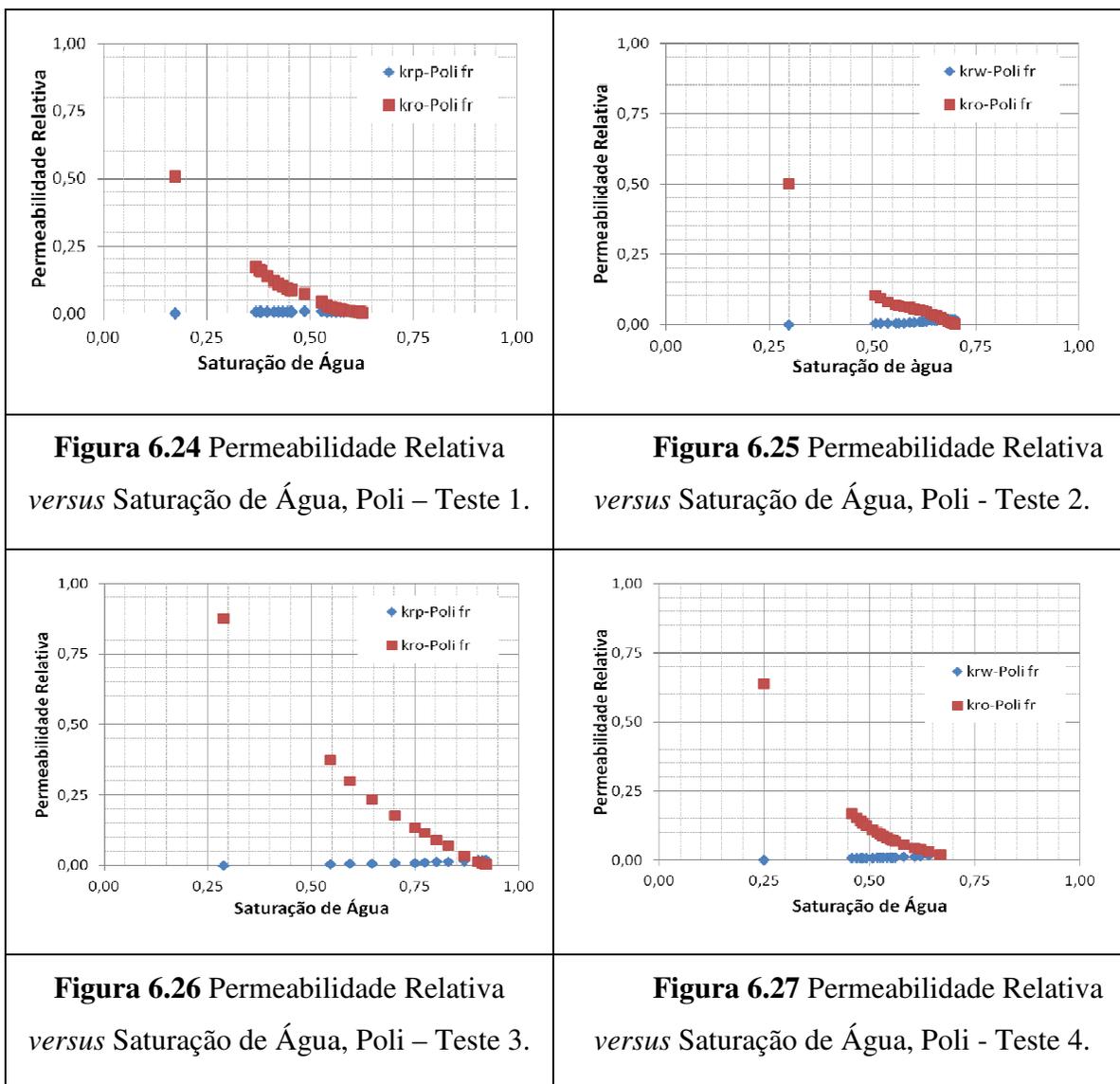


Figura 6.23 Permeabilidade Relativa *versus* Saturação de Água, 2D - Teste 4.

Caso a histerese seja negligenciável, os dados de permeabilidade relativa podem ser complementados durante o processo de segunda drenagem, como apresentados acima.



Analisando-se as curvas de permeabilidade obtidos, pode-se observar que em todos os testes as amostras caracterizaram-se como molháveis à água, de modo que o valor de permeabilidade relativa ao óleo foi superior ao valor de permeabilidade relativa à água na condição de 50% de saturação de água. Percebe-se que a permeabilidade relativa ao óleo está correlacionada com a eficiência de recuperação, por exemplo, no Teste 3, onde foram obtidos valores mais altos de permeabilidade relativa ao óleo, foi observada maior recuperação perante aos demais testes. Todos os testes apresentaram valores muito baixos de permeabilidade relativa à água, próximos de zero.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES FUTURAS

No presente trabalho, foi proposta uma metodologia para análise e comparação entre métodos de recuperação por injeção convencional de água e injeção de polímeros ou de bancos de polímero e de água alternados.

O protocolo de testes inclui a determinação das curvas de permeabilidade relativa para a injeção de água e também para a injeção de solução polimérica. Vale ressaltar, porém, que no caso de injeção alternada, as curvas determinadas representam apenas um comportamento médio da dinâmica de escoamento.

O monitoramento da massa de fluidos injetados e fluidos produzidos permite determinar o instante de irrupção de fluido e as condições de regime permanente.

A diferença entre a resistência ao escoamento dos fluidos pode ser observada durante os testes de injeção à vazão constante. Na drenagem, à medida que a saturação de óleo (fluido mais viscoso) aumenta, o diferencial de pressão aumenta, até que se estabiliza quando a saturação de água conata é atingida. Já no processo de embebição, à medida que a saturação de água aumenta, o diferencial de pressão correspondente diminui.

Uma vez atingida a saturação residual, observa-se o regime permanente e valores médios de permeabilidade efetiva podem ser determinados para diferentes porções da amostra, a partir dos dados de pressão medidos ao longo da mesma.

Através dos históricos registrados, pode-se observar ainda que o comportamento de deslocamento pistão ficou mais caracterizado na injeção de óleo do que na de água, conforme esperado, pela diferença de viscosidade dos fluidos.

A injeção de polímeros proporcionou uma redução da permeabilidade efetiva à água, quando comparada à injeção de água convencional.

O aumento de pressão durante a injeção de polímeros do primeiro teste pode estar relacionado à retenção de polímero no meio poroso. Também no caso de ciclos alternados de

polímero e água, foi observado aumento de pressão coincidente com o avanço dos bancos de polímeros e decréscimo de pressão coincidente com o avanço dos bancos de água. Este aumento de resistência ao escoamento associado ao polímero pode ser constatado ainda por meio do fator de resistência residual, mais pronunciado nos casos onde foram observadas pressões de deslocamento mais elevadas.

Em todos os casos, a injeção contínua de polímeros ou alternada com bancos de água apresentou maior recuperação de óleo e menor produção de água quando comparada à injeção de água convencional.

Na maioria dos casos houve atraso na irrupção de água, sendo observada a antecipação da recuperação de óleo com a injeção contínua de polímeros.

A partir das curvas de permeabilidade relativa determinadas, pode-se constatar que todas as amostras caracterizaram-se como molháveis à água, de modo que os valores de permeabilidade relativa ao óleo foram superiores aos da água na condição de 50% de saturação de água.

Observou-se uma correlação positiva entre a molhabilidade à água e a eficiência de recuperação, no sentido de que, quanto mais molhável à água, maior a recuperação de óleo no experimento. Efeito este, também observado para a injeção de polímero, visto que a permeabilidade relativa à água foi ainda menor.

A comparação entre os testes exige certo cuidado, em vista das pequenas diferenças entre as amostras, tais como: volume de óleo, porosidade e permeabilidade absoluta. Entretanto, pode-se observar uma tendência de aumento na recuperação de óleo adicional e de redução da razão água-óleo em função da razão entre a massa de polímero utilizada e o volume de óleo original na amostra.

Quantitativamente, foram observados para os testes realizados nesse trabalho os seguintes resultados: o Teste 3, com injeção contínua de polímeros, apresentou elevado fator de recuperação de óleo (88,8%), a uma RAO acumulada baixa (2,86), correspondente a um adicional de óleo de 28,3% e uma redução nominal de 1,04 na RAO em relação à injeção de água na mesma amostra. Seguindo a tendência observada, cerca de 9,6% de óleo adicional foram recuperados no Teste 4 com a injeção de dois ciclos de bancos de polímeros e água. Neste caso, a redução nominal de RAO correspondeu a 0,60. O Teste 1, com injeção contínua de polímeros,

atingiu uma recuperação de óleo de 55,9% contra 48,1% obtidos com injeção contínua de água, com uma redução nominal de RAO correspondente a 0,44. O Teste 2, no qual foi aplicado um banco de solução polimérica seguido por injeção de água até a saturação de óleo residual, apresentou os resultados mais baixos. Com um fator de recuperação de 52,5%, o adicional de óleo correspondeu somente a 3,9% em relação à injeção de água. Além disso, a RAO, já elevada (3,64) foi reduzida apenas para 3,38 com a injeção de polímeros.

Como os projetos de injeção de soluções poliméricas apresentam um elevado custo, a injeção contínua pode ser inviável para projetos de recuperação melhorada de petróleo, todavia a injeção de bancos alternados de polímeros e água pode surgir como uma opção para os campos susceptíveis a sua aplicação. Como apresentado neste trabalho, os resultados obtidos para a injeção alternada de polímero e água nas condições testadas foram promissores em relação à injeção de água convencional. Por isso, deve-se buscar formas para a otimização da estratégia de injeção, objetivando a antecipação da produção de óleo e melhoria do gerenciamento de água em função da redução dos volumes de água injetada e produzida.

A seguir estão algumas sugestões futuras:

- Realizar testes de deslocamento com concentrações poliméricas diferentes da utilizada (400ppm), a fim de avaliar efeitos como viscosidade, razão de mobilidade, adsorção, RAO, fator de recuperação.
- Realizar testes de deslocamento com concentração salina inferior a utilizada, de 150.000ppm de NaI. Devido a HPAM ter grande sensibilidade ao sal, o qual diminui sua viscosidade, é possível encontrar resultados ainda mais expressivos sob concentrações de sal abaixo de 50.000 ppm.
- Utilização de simuladores numéricos para estender o estudo do projeto para reservatórios complexos e assim possibilitar a otimização da injeção. Os testes de deslocamento em laboratório permitem avaliar a eficiência de varrido em escala microscópica, já com a utilização de simuladores, torna-se possível avaliar as eficiências de varrido areal e vertical.
- Inclusão de análise de custos associados à implementação do método de recuperação por injeção de polímeros, para assegurar a viabilidade econômica do projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADASANI, A. A.; BAI. B., Analysis of EOR Projects and Updated Screening Criteria, **Journal of Petroleum Science and Engineering** – 79, p. 10–24, 2011.

ALVARADO, V., MANRIQUE, E., **Enhanced Oil Recovery: An Update Review**. Energies - Open Access Journal, 47 p, Publicado em 27 de agosto de 2010.

API: American Petroleum Institute, Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery. RP63, 1 Junho de 1990. Washington, DC.

BAIJAL, S.K. **Flow Behaviour of Polymers in Porous Media**. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1982.

BUCKLEY, S. E., LEVERETT, M. C., **Pretroleum Transaction AIME**, Vol. 146, 1942.

CHANG H. L., ZHANG Z. Q., WANG Q. M. et al., Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China. **Journal of Petroleum Technology**. v. 58 n. 2, p. 84-89, Fevereiro de 2006.

CORREIA D. Z., FRANÇA F. P. de, MOTHÉ C. G. **Estudo Reológico de Polímeros e Blendas para Recuperação Terciária de Petróleo**, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – IBP, 2 a 5 de outubro de 2005

CRAIG, F.F. Jr.: **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding**, Monograph series, SPE, Richardson, TX, 1971.

DEMIN, W.; QUN, L.; XIAOHONG, G.; Yan, W. **The Engineering and Technical Aspects of Polymer Flooding in Daqing Oil Field**, SPE 64722, SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, 7–10 de Novembro de 2000.

DÓRIA, M. A. F. S., **Análise de Teste em Poços Injetores de Soluções Poliméricas**, Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências, Junho de 1995, Dissertação (Mestrado).

FAERSTEIN, M., **Impactos da Molhabilidade da Rocha na Produção e Recuperação de Petróleo**, Rio de Janeiro: Faculdade de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ, junho de 2010, Dissertação (Mestrado).

FOX, R.W.; McDONALD, A. T., **Introdução á Mecânica dos Fluidos**. 6° Edição, Rio de Janeiro: LTC, p. 3-27, 2006.

GOMES, J. A. T., **Visualização e Análise do Deslocamento Imiscível e Instável em Meio Poroso Consolidado**, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, setembro de 1997, Tese (Doutorado).

KATZBAUER, B., **Properties and applications of xanthan gum**. Polymer Degradation and Stability. Elsevier Science, V. 59, nr 1, p. 81-84, Janeiro de 1998.

LAKE, L. W. **Enhanced Oil Recovery**, Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice Hall, 1989.

LAKE, L. W, WALSH M. P., **Enhanced Oil Recovery (Eor) Field Data Literature Search**, Technical Report, Department of Petroleum and Geosystems Engineering University of Texas at Austin - TX, 2008.

LIMA, B. V., **Hidrólise e Caracterização de Poliacrilamida Hidrofobicamente Modificada: Avaliação da Aplicabilidade na Recuperação de Petróleo**, Natal/RN, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, fevereiro de 2010, 112 p., Dissertação (Mestrado).

MACHADO, J. C. V. - **Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. Reologia e Escoamento de Fluidos** – Ênfase na indústria do petróleo. Editora Interciência. Rio de Janeiro, p. 1-40, Fevereiro de 2002.

MANRIQUE, E., **Enhanced Oil Recovery (EOR): Trends, Risks, and Rewards**. ACI Optimising EOR Strategy 2009, Londres - UK, Março de 2009.

MELO, M. A., SILVA, I.P.G., GODOY, G.M. **Polymer Injection Projects in Brazil: Dimensioning, Field Application and Evaluation**, SPE 75194, Thirteenth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, 13-17 Abril de 2002.

MELO, M. A., LUCAS, E., Characterization And Selection Of Polymers For Future Research On Enhanced Oil Recovery, **Chemistry & Chemical Technology**, Vol. 2, No. 4, p. 295 – 303, 2008.

MEZZOMO, C. C. **Otimização de Estratégia de Recuperação para um Campo de Petróleo**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Janeiro de 2000. Dissertação (Mestrado).

MOREL, D.; LABASTIES, A.; JOUENNE, S.; NAHAS, E. **Feasibility Study for EOR by Polymer Injection in Deep Offshore Fields**. (IPTC-11800). In Proceedings of International Petroleum Technology Conference, Dubai, UAE., 4–6 de Dezembro 2007.

MORENO, Rosângela Barros Zanoni Lopes. **Efeitos Eletrocinéticos no Escoamento de Fluidos em Meios Porosos**. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2000. 244 p. Tese (Doutorado).

MORENO Z. L. R. B.; BONET, E. J.; WALDMANN, MARTINS A.T.A.; A.L., **Comparative Performance of Polymer Based Fluids Invasion into Oil Saturated Formations**. Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 12 a 14 de Junho de 2007.

MORITIS, G. Worldwide EOR Survey, **Oil Gas Journal**, 106, 41–42, 44–59, 2008.

MUSKAT, M., MERES, M. W., **Physics**, Vol. 7, 1936.

NAVEIRA, L. P. **Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método de Elementos Finitos para Recuperação de Campos Maduros e Marginais**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, novembro de 2007, Dissertação (Mestrado).

NEEDHAM, R. B. and DOE, P. H. , Polymer flooding review, **Journal of Petroleum Technology** 39, SPE-17140, p. 1503–1507, Dezembro de 1987.

NOGUEIRA, J. R. **Simulação da Injeção de Bancos de Água com Polímeros na Recuperação de Petróleo**, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, janeiro de 2000, Tese (Doutorado).

PINHEIRO, D. K., **Deslocamento de Fluidos Imiscíveis em Meios Porosos com Utilização de Soluções Poliméricas**, Campinas: Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, junho de 2006, Dissertação (Mestrado).

POELLITZER S., FLORIAN T., CLEMENS T., **Revitalising a Medium Viscous Oil Field by Polymer Injection, Pirawarth Field, Austria**, SPE 120991, EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Amsterdam, junho de 2009.

RABELO L. K. S. **Estudo sobre a viabilidade do cálculo da porosidade com base em um conjunto reduzido de perfis e sua aplicação na bacia de Almada/BA**. Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF, Macaé, p.1-20, 2004, Dissertação (Mestrado).

RIBEIRO, P. M., **Modelagem Analítica da Injeção de Bancos Contendo Um e Dois Produtos Químicos em Meios Porosos**, UENF, Macaé-RJ, Julho de 2008, Dissertação (Mestrado).

ROSA, A. J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J.A.D., **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Editora Interciência, 2006.

SEIXAS M. G., DANTAS V., GUIMARÃES L., HOROWITZ B., **Comparação da Otimização de Injeção de Polímeros em Reservatório de Petróleo Usando Métodos de Otimização Global e Local**, IBP3374_10, Rio Oil & Gas Expo and Conference, setembro de 2010.

SERIGHT R.S., SEHEULT M., TALASHEK T., **Injectivity Characteristics of EOR Polymers**, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Volume 12, Number 5, October 2009, p. 783-792, SPE 115142, 2008.

SHECAIRA, F.S.; BRANCO, C.C.M.; DE SOUZA, A.L.S.; PINTO, A.C.C.; DE HOLLEBEN, C.R.C.; JOHANN, P.R.S., **IOR: The Brazilian Perspective**, SPE-75170, Simpósio de Recuperação Especial de Petróleo, SPE/DOE, Tulsa, OK, USA, 13–17 de abril de 2002.

SORBIE, K. S. - **Polymer-improved Oil Recovery**, CRC Press, Inc.. USA and Canada. 1991.

TABER, J.J.; MARTIN, F.D., SERIGHT, R.S., EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects, **SPE Journal**, SPE 35385, 1996.

TEIXEIRA, R. A., **Reologia e Teste de Deslocamento de Soluções Poliméricas com Potencial de Uso em Recuperação Avançada de Petróleo**. Universidade Salvador, 18 de março de 2005, Dissertação (Mestrado).

THOMAS, J. E.. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

ZHU, Z.; JIAN, O.; PAILLET, S.; DESBRIÈRES, J.; GRASSL, B., Hydrophobically Modified Associating Polyacrylamide (HAPAM) Synthesized by Micellar Copolymerization at High Monomer Concentration. *European Polymer Journal*, V. 43, p. 824-834, 2007.

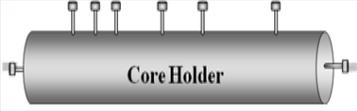
WELGE, H. J. **Petroleum Transaction AIME**, Vol. 195, p. 91-98, 1952.

WILLHITE, P. G.: **Waterflooding**, SPE Text book Series Vol. 3, Society of Petroleum Engineers, TX, 1986.

ANEXO I

Preparação da amostra

AMOSTRA
Rocha: Arenito Botucatu
Fase Aquosa: NaI (150k ppm)
Fase Oleica: Nujol
Molhabilidade: a água
OBS.: Transiente

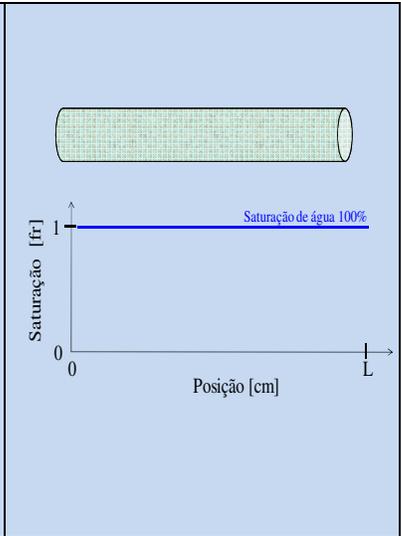
<ol style="list-style-type: none"> 1. Corte da amostra do bloco. 2. Secagem por 24 h em estufa a 100°C. 3. Medição de dimensões da amostra limpa e seca. 4. Peso seca. 	
<ol style="list-style-type: none"> 5. Medir volumes mortos do Core Holder. 6. Posicionamento da amostra no Core Holder. 7. Confinamento da amostra no Core Holder (Pressurização). 8. Medição de porosidade (porosímetro a gás). 9. Medição da permeabilidade (permeabilímetro a gás). 10. Raios X da amostra seca (permeabilidade absoluta) – 	

Parâmetro	Referência	Valor	Unidade
Comprimento:	L		cm
Diâmetro:	D		cm
Área:	A		cm ²
Volume da Rocha:	V		cm ³
Massa de Rocha:	M		g
Volumes Mortos de Entrada 1:	VME¹		cm ³
Volumes Mortos de Saída 1:	VMS¹		cm ³
Volumes Mortos 1 (total):	VM¹		cm ³
Volume Poroso (porosímetro a gás):	V_p		cm ³
Porosidade (V/V_p):	φ		-
Permeabilidade (permeabilímetro a gás):	K		D
Temperatura Ambiente:	T_{amb}		°C

$$V_p = V_{por_gas} - VM^1$$

Processo de Saturação da Amostra

11. Preparação da Solução Salina – 1L com 150 ppm.
12. Medição de densidade da Solução Salina.
13. Peso da garrafa cheia com Sol. Salina.
14. Fazer vácuo na amostra, através da Bomba de Vácuo – 3 horas
15. Posicionar e medir altura da garrafa com solução aquosa.
16. Pesar proveta e posiciona-la na balança 2.
17. Medir volumes mortos do Aparato (Core Holder e Bomba).
18. Abrir válvula para iniciar a injeção de Solução Salina até chegar nos tubos da Bomba de Vácuo.
19. Retirar a Bomba de vácuo.
20. Considerar perdas de solução salina no processo.
21. Escoar 100mL da solução - Medição da permeabilidade absoluta com água ($k_w@sw=100%$) – proveta/tempo – Lei de Darcy.
22. Peso final da garrafa com Sol. Salina (medindo volume injetado).
23. Raios X da amostra 100% saturada.



Parâmetro	Referência	Valor	Unidade
Densidade da Solução Salina:	$\rho\omega$		g/ml
Massa da Garrafa cheia com Sol. Salina:	$M^{\circ}garrafa$		g
Volumes Mortos de Entrada 2:	VME^2		cm ³
Volumes Mortos de Saída 2:	VMS^2		cm ³
Volumes Mortos 2 (total):	VM^2		cm ³
Massa de Solução Salina perdida no Processo:	$Mperdida$		g
Altura Da Garrafa com Solução Salina:	$Hgarrafa$		cm
Peso da Proveta 1:	$Mproveta1$		g
Permeabilidade Absoluta a água (Darcy):	$K\omega$		D
Massa da Garrafa com Sol. Salina final:	$Mfgarrafa$		g
Varição de Volume da Garrafa:	$\Delta Vgarrafa$		cm ³
Volume Total Injetado:	$Vinj$		cm ³
Temperatura Ambiente:	$Tamb$		°C

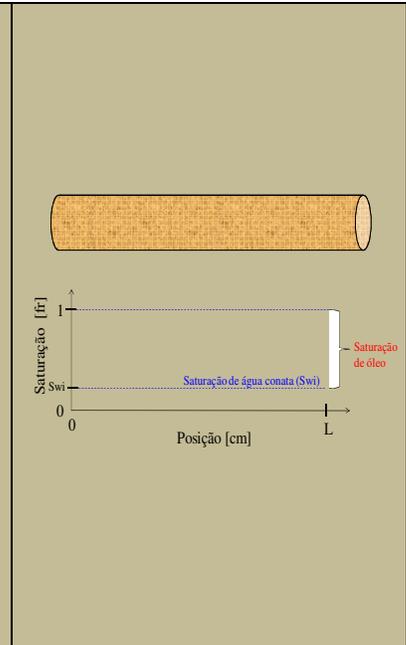
$$\Delta Vgarrafa = (Mfgarrafa - M^{\circ}garrafa) / \rho\omega$$

$$Vinj = \Delta Vgarrafa - VM^2$$

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu L}$$

1ª. Drenagem

24. Calibração dos Transdutores de Pressão.
25. Medir volumes mortos do Aparato (Core Holder e Bomba de Injeção).
26. Posicionamento dos transdutores de pressão no Core Holder.
27. Peso inicial do Becker de óleo e água (colocados juntos na Balança 1).
28. Pesar provetas a serem utilizadas.
29. Posicionamento de recipientes de fluidos, balanças, sistema de aquisição.
30. Iniciar a **injeção de óleo**, com aquisição automática dos parâmetros monitorados, até que seja atingida a S_{wi} .
31. Medição da altura de óleo e água nas provetas durante o processo (Tabela de teste).
32. Raios X da amostra durante a frente de avanço (3 vezes).
33. Injetar 3 vezes do Volume Poroso.
34. Raios X da amostra na S_{wi} ou $S_{or}=1-S_{wi}$.
35. Peso final do Becker com óleo.
36. Medição da permeabilidade efetiva ao óleo na S_{wi} ($k_{o@S_{wi}-1D}$).



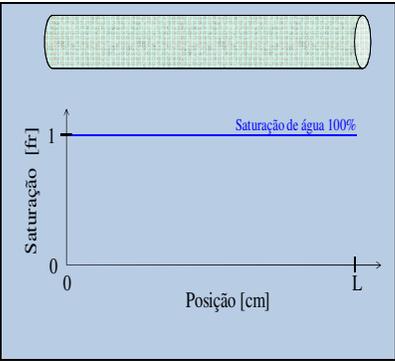
Parâmetro	Referência	Valor	Unidade
Volumes Mortos de Entrada 3:	VME ³		cm ³
Volumes Mortos de Saída 3:	VMS ³		cm ³
Volumes Mortos 3 (total):	VM ³		cm ³
Massa de Óleo inicial (Becker e óleo):	$M^{o\acute{o}leo}$		g
Densidade do Óleo:	ρ_o		g/ml
Massa de Óleo final (Becker e óleo):	$Mf_{o\acute{o}leo}$		g
Temperatura Ambiente:	T_{amb}		°C

Referência	Peso Vazio	Peso Cheio	Volume Total	Volume Contato
Proveta				

Obs: Após o *breakthrough*, encher provetas de solução salina até a 1ª marca para facilitar a visualização do volume de contato.

2ª. Embebição

- 37. Pesar e posicionar provetas a serem utilizadas.
- 38. Iniciar a **Injeção de Água**, com aquisição automática dos parâmetros monitorados, até que seja atingida a Sor.
- 39. Medição da altura de óleo e água durante o processo (Tabela de Testes).
- 40. Raios X da amostra durante a frente de avanço (2 vezes).
- 41. Injetar entre 3 e 4 vezes do Volume Poroso.
- 42. Raios X da amostra na Sor.
- 43. Peso final do Becker com água.
- 44. Medição da permeabilidade efetiva à água no Sor ($k_w@Sor-2E$).



Parâmetro	Referência	Valor	Unidade
Massa de Água inicial (Becker e óleo):	$M^{\circ}água$		g
Massa de Óleo final (Becker e óleo):	$M_f água$		g
Temperatura Ambiente:	T_{amb}		°C

Referência	Peso Vazio	Peso Cheio	Volume Total	Volume Contato
Proveta				

2ª. Drenagem - Saturação com óleo até Swi

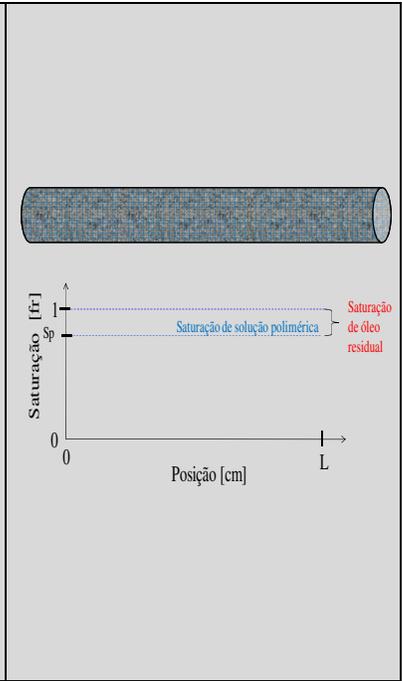
<p>45. Peso inicial do Becker de óleo e polímeros (colocados juntos na Balança 1). 46. Pesar provetas a serem utilizadas. 47. Iniciar a injeção de óleo, com aquisição automática dos parâmetros monitorados, até que seja atingida a Swi. 48. Medição da altura de óleo e água durante o processo (Tabela de teste). 49. Raios X da amostra durante a frente de avanço (2 vezes). 50. Injetar entre 3 e 4 vezes do Volume Poroso. 51. Raios X da amostra na Swi ou Sor = 1-Swi. 52. Peso final do Becker com óleo. 53. Medição da permeabilidade efetiva ao óleo na Swi ($k_{o@Swi-2D}$).</p>	
--	--

Parâmetro	Referência	Valor	Unidade
Massa de Óleo inicial (becker e óleo):	<i>M^oóleo</i>		g
Massa de Óleo final (becker e óleo):	<i>M^fóleo</i>		g
Temperatura Ambiente:	<i>Tamb</i>		°C

Referência	Peso Vazio	Peso Cheio	Volume Total	Volume Contato
Proveta				

Banco de Polímero e Água

54. Peso inicial dos Becker de água e polímeros (colocados juntos na Balança 1).
55. Medição de densidade da Solução Polimérica.
56. Pesar e posicionar provetas a serem utilizadas.
57. Iniciar a **injeção de solução polimérica**, com aquisição automática dos parâmetros monitorados e contar tempo de injeção.
58. Mudança para **injeção de solução água**, com aquisição automática dos parâmetros monitorados e contar tempo de injeção.
59. Mudança para **injeção de solução polimérica**, com aquisição automática dos parâmetros monitorados e contar tempo de injeção.
60. Mudança para **Injeção de água**, com aquisição automática dos parâmetros monitorados, até que seja atingida a S_{or} .
61. Medição da altura de óleo e solução polimérica durante o processo (Tabela de teste).
62. Raios X da amostra na S_{or} (saturada com polímero e água).
63. Peso do Becker com solução polimérica e de água.
64. Medição da permeabilidade efetiva S_{or} ($k_p@S_{or}-IP$).



Parâmetro	Referência	Valor	Unidade
Massa de Polímero inicial (becker e pol):	M^{pol}		g
Massa de Polímero final (becker e pol):	Mf^{pol}		g
Massa de Óleo inicial (becker e óleo):	$M^{óleo}$		g
Massa de Óleo final (becker e óleo):	$Mf^{óleo}$		g
Densidade da Solução Polimérica:	ρ_p		g/ml
Temperatura Ambiente:	T_{amb}		°C

Referência	Peso Vazio	Peso Cheio	Volume Total	Volume Contato
Proveta				

Injeção de Solução Polimérica

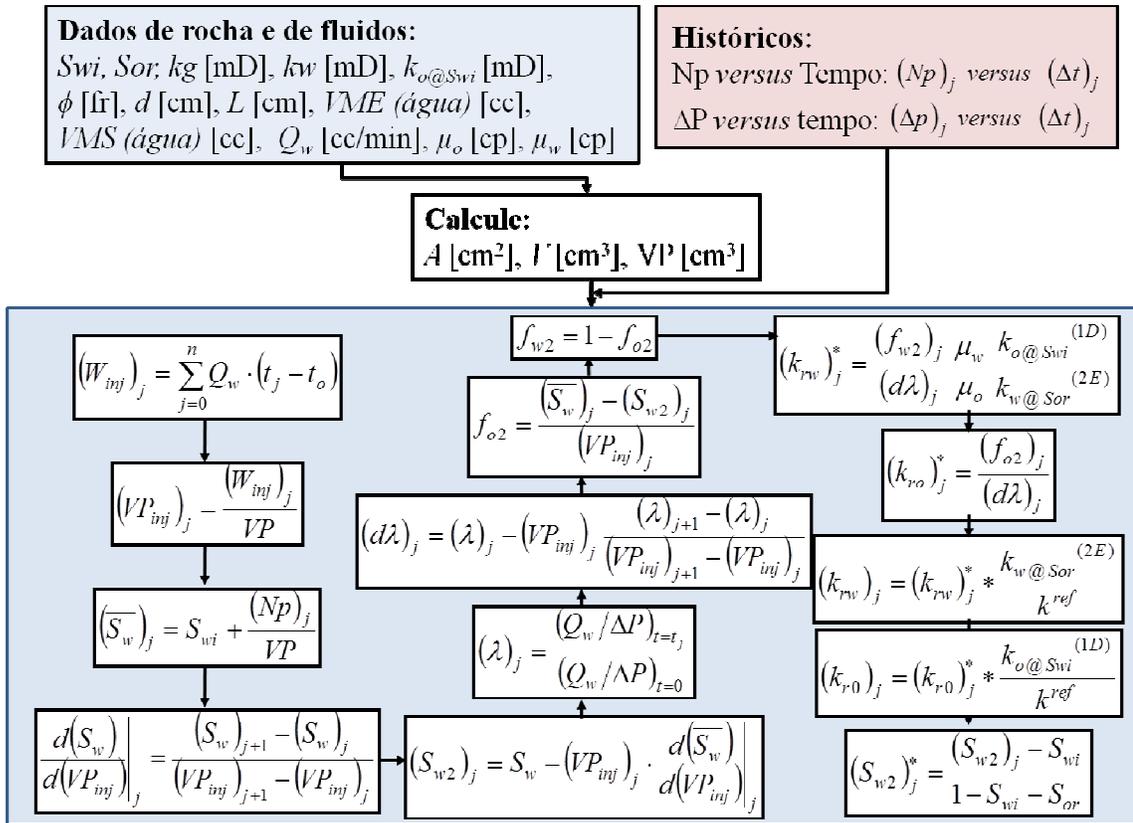
<p>65. Peso inicial do Becker polímero. 66. Medição de densidade da Solução Polimérica. 67. Pesar e posicionar provetas a serem utilizadas. 68. Iniciar injeção de solução polimérica, com aquisição automática dos parâmetros monitorados, até que seja atingida a Sor. 69. Peso da garrafa com solução polimérica. 70. Raios X da amostra na Sor (saturada com polímero). 71. Medição da permeabilidade efetiva à solução com polímeros na Sor ($k_p@Sor-IP$).</p>	
--	--

Parâmetro	Referência	Valor	Unidade
Massa de Óleo inicial (becker e óleo):	$M^{\circ}oleo$		g
Densidade da Solução Polimérica:	ρp		g/ml
Massa de Óleo final (becker e óleo):	$Mfóleo$		g
Temperatura Ambiente:	$Tamb$		°C

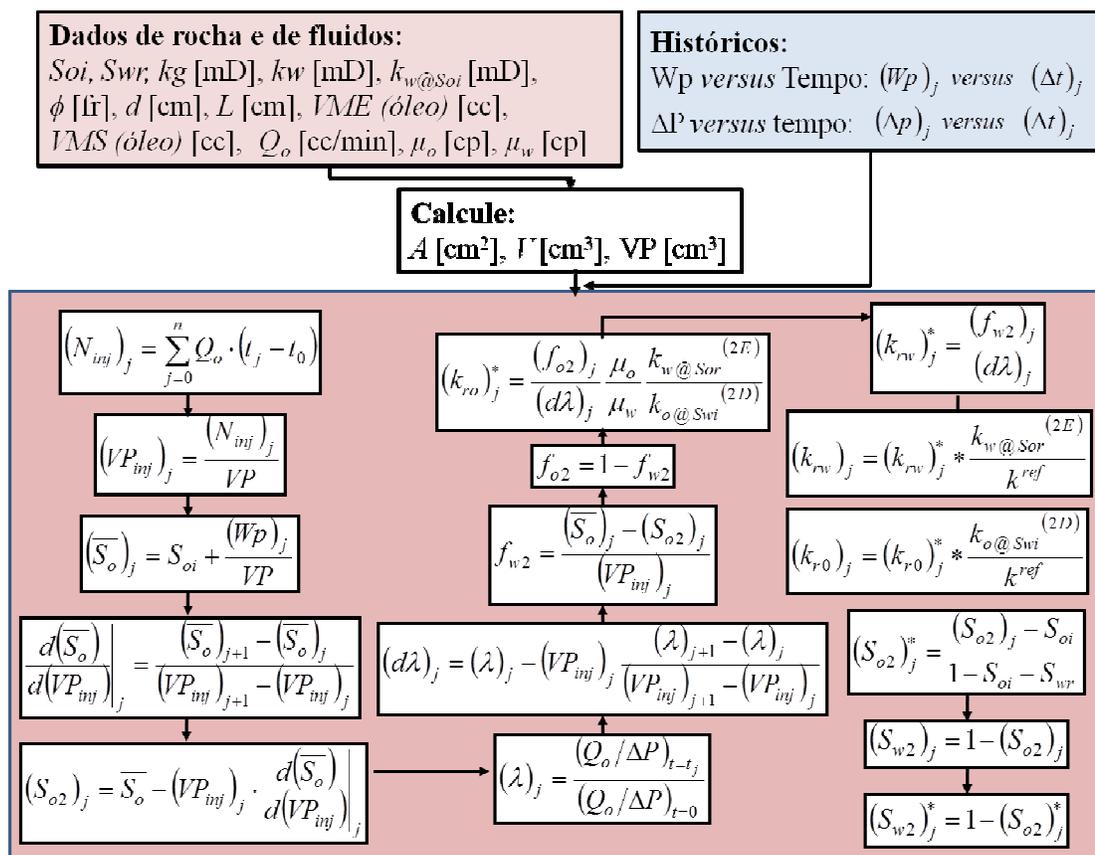
Referência	Peso Vazio	Peso Cheio	Volume Total	Volume Contato
Proveta				

ANEXO II

Embebição



Drenagem



Polímeros

