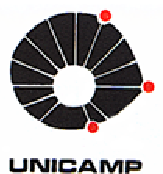


CÍNTIA GONÇALVES MACHADO

**HISTERESE NAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA TRIFÁSICA EM
CARBONATOS USANDO TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS-X**

CAMPINAS

2013



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

CÍNTIA GONÇALVES MACHADO

**HISTERESE NAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA TRIFÁSICA EM
CARBONATOS USANDO TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS-X**

Orientador: Prof. Dr. OSVAIR VIDAL TREVISAN

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Este exemplar corresponde à versão final da
dissertação defendida pela aluna Cíntia
Gonçalves Machado e orientada pelo Prof. Dr.
Osvair Vidal Trevisan.



Orientador

CAMPINAS

2013

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

M18h

Machado, Cíntia Gonçalves

Histerese nas curvas de permeabilidade relativa
trifásica em carbonatos usando tomografia
computadorizada de raios-x / Cíntia Gonçalves
Machado. --Campinas, SP: [s.n.], 2013.

Orientador: Osvaldo Vidal Trevisan.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Escoamento multifásico. 2. Petróleo - Geologia -
Permeabilidade. 3. Aquisição de dados. 4. Recuperação
avançada de petróleo. 5. Engenharia de reservatório. I.
Trevisan, Osvaldo Vidal, 1952-. II. Universidade Estadual
de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Hysteresis on triphasic relative permeability curves in carbonates
using x-ray computed tomography

Palavras-chave em Inglês: Multiphase flow, Petroleum - Geology - Permeability, Data
acquisition, Enhanced oil recovery, Reservoir engineering

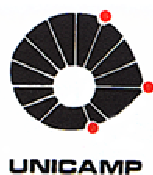
Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestra em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, José Adilson Tenório
Gomes

Data da defesa: 28-02-2013

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**HISTERESE NAS CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA TRIFÁSICA EM
CARBONATOS USANDO TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS-X**

Autor: Cíntia Gonçalves Machado

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta dissertação:

Prof. Dr. Osvaldo Vidal Trevisan, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP

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

Dr. José Adilson Tenório Gomes
PETROBRAS/RJ

Campinas, 28 de fevereiro de 2013

Dedicatória

À minha família.

Agradecimentos

Ao Professor Osvaldo Vidal Trevisan, pela orientação e simpatia;

Ao pesquisador Ronaldo Gonçalves dos Santos, por sua disposição em ensinar e pelo acompanhamento ao longo de todo o desenvolvimento do projeto;

Ao pesquisador Euclides José Bonet, por todos os questionamentos e pelo bom humor;

Aos técnicos Leandro, Washington e James, aos pesquisadores Nilo, Eliana, Pompeu, Alessandra e Fabiana, aos alunos Eddy, Ricardo Freitas Filho, Philipe, Erik, Janeth e Elias, do Laboratório de Métodos Miscíveis de Recuperação, pelo auxílio, companhia e experiências compartilhadas;

À toda minha família, por estarem sempre ao meu lado;

Ao Enrique, pelo apoio constante e paciência;

Aos estudantes Carlos Espinosa, Celso Marques e Leandro Lopes pelo compartilhamento de conhecimentos adquiridos e discussões;

Aos companheiros Omar Duran, Eduardo Altoé, Livia de Luca, Mauricio Pardo e Nara Policarpo por todas as lições aprendidas juntos ao longo destes dois anos;

Aos professores, por todo conhecimento repassado;

À bibliotecária Alice, pelo auxílio;

À Universidade Estadual de Campinas, ao Departamento de Engenharia de Petróleo, ao CEPE-TRO e todos os seus funcionários;

Ao PRHF-PETROBRAS pela bolsa concedida e à PETROBRAS S.A. pelo suporte financeiro do projeto.

Epígrafe

“The model is great but there seems to be something wrong with the reservoir.”

L. P. Dake

Resumo

A injeção alternada de água e gás (WAG) configura um método mundialmente consagrado de recuperação de petróleo, no qual uma fase aquosa exerce controle de mobilidade e aumenta a área de varrido dos gases injetados no reservatório. O processo de injeção alternada de fluidos imiscíveis gera alterações irreversíveis nas curvas de permeabilidade relativa em função do efeito de histerese. Este efeito é consequente do processo e do histórico de saturações dos fluidos presentes no meio poroso. Sendo os dados de permeabilidade relativa parâmetros essenciais para a predição e gerenciamento da produção de reservatórios de petróleo, mostra-se necessário o conhecimento dos efeitos de histerese para o planejamento de projetos de injeção alternada de água e gás durante o desenvolvimento de campos petrolíferos.

Este trabalho consistiu em um estudo laboratorial para investigação do efeito de histerese nas curvas de permeabilidade relativa. Os ensaios foram realizados em regime permanente e utilizou-se Tomografia Computadorizada de Raios-X para a quantificação *in situ* da variação das saturações dos diferentes fluidos no meio poroso durante os processos de deslocamento no meio poroso. Os deslocamentos consistiram na injeção alternada de salmoura de alta salinidade e nitrogênio em uma rocha calcária de afloramento, análoga aos reservatórios do Pré-Sal, saturada com óleo e água residual. Os principais objetivos foram a avaliação dos efeitos histeréticos nas curvas de permeabilidade relativa e a obtenção de parâmetros a serem utilizados em modelos numéricos para simulação de reservatórios.

Efeitos histeréticos foram observados tanto nas curvas de permeabilidade relativa ao gás como nas relativas à salmoura. Estes efeitos foram atribuídos principalmente ao aprisionamento de gás no meio poroso ao longo dos ciclos de injeção. Observou-se também que a saturação residual de óleo se reduziu consideravelmente, ao longo da realização dos ciclos.

Palavras-Chave: Histerese; permeabilidade relativa; IWAG; constante de Land; fator de saturação residual de óleo.

Abstract

Water-alternating-gas (WAG) injection is an useful configuration for enhanced oil recovery (EOR). WAG consists in the improvement of the mobility control and areal sweep by cyclic injection of gas and water and it has been successfully applied worldwide. Application of WAG to carbonate reservoir has produced non-reversible changes in the permeability curves during the injection cycles in consequence of saturation path and history, which are assigned as permeability hysteresis. Consequently, hysteresis parameters obtained from experimental investigations are often required to adjust hysteresis models and to allow the improvement of the oil recovery prediction.

This work reports a laboratorial investigation on relative permeability hysteresis during alternating injection of high salinity brine and nitrogen into an oil saturated carbonate core, analog to the reservoir rocks of Brazilian Pre-salt, under steady-state conditions. X-Ray Computed Tomography (CT) was applied to obtain a multiphasic quantitative analysis of the fluid in-situ saturations in the porous media. Main targets were to evaluate the permeability hysteresis and to assess the parameters to be applied in models of relative permeability hysteresis for numerical simulation.

Hysteresis effects on the relative permeability curves were observed in each cycle. Permeability hysteresis was mainly attributed to gas trapping in the porous media during the injection cycles. In addition, the oil residual saturation was decreased along the successive cycles.

Keywords: Hysteresis, relative permeability; immiscible WAG; Land constant; oil residual saturation factor.

Sumário

Lista de Figuras	xix
Lista de Tabelas	xxv
Lista de Nomenclaturas	xxvii
1 Introdução	1
2 Revisão Bibliográfica e Conceitos Fundamentais	7
2.1 Injeção Alternada de Água e Gás	7
2.2 Molhabilidade	9
2.3 Permeabilidade Relativa	10
2.4 Histerese de Permeabilidade Relativa	13
2.4.1 Modelo de Aprisionamento de Land	15
2.4.2 Modelo de Histerese de Killough	16
2.4.3 Modelo de histerese trifásico de Larsen e Skauge	17
2.5 Métodos de Medição de Permeabilidade de Rochas	18
2.5.1 Métodos Permanentes	19
2.5.2 Métodos Transientes	20
2.5.3 Métodos de Centrífuga	21
2.6 Medições dos Efeitos de Histerese	21
2.7 Tomografia Computadorizada de Raios-X	27
2.8 Reservatórios Carbonáticos	30
3 Materiais e Métodos	33
3.1 Preparação e Caracterização das Amostras	33

3.1.1	Procedimentos de Limpeza e Secagem Iniciais	36
3.1.2	Procedimentos de Saturação Inicial	39
3.1.3	Procedimentos de Limpeza e Secagem Finais	41
3.2	Propriedades dos Fluidos	42
3.3	Aparato Experimental	46
3.3.1	Sistema de Aquisição de Dados	53
3.3.2	Tomografia Computadorizada de Raios-X	53
3.4	Execução dos Testes de Permeabilidade Relativa	60
4	Modelagem Teórica	63
4.1	Permeabilidade Relativa	63
4.1.1	Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa em Regime Perma- nente	64
4.2	Parâmetros Numéricos de Histerese	65
4.3	Porosidades e Saturações <i>In-situ</i>	66
5	Resultados e Discussões	71
6	Conclusões e Recomendações	89
6.1	Conclusões	89
6.2	Recomendações	90
	Referências	93
A	Testes de Limpeza	99
A.1	Amostra A	99
A.2	Amostra B	102
A.3	Amostras “Virgens” - C e D	105
B	Algoritmo de Processamento de Imagens	111

Lista de Figuras

1.1	Desafios da oferta mundial de petróleo. Fonte: Azevedo [2010].	1
1.2	Métodos de recuperação. Fonte: Moczydlower e Mezzone (2008).	3
1.3	Recuperação adicional de óleo (a) e volume de óleo ainda não produzido que seria abandonado sem o uso de RAP (b) entre 1980 e 2005. Fonte: Lake [1989].	4
2.1	Curvas de permeabilidade relativas em um sistema bifásico (a) e curvas de permeabilidade relativa ao óleo em um sistema trifásico (b). Reproduzido de Rosa et al. (2006).	11
2.1	Influência dos processos de saturação e da molhabilidade da rocha nas curvas de permeabilidade relativa. Reproduzido de Rosa <i>et al</i> (2006).	14
2.2	Curvas de Permeabilidade relativa de secundária para fluxo reverso a partir de $S_w = 1$ (a) e fluxo reverso intermediário(b). Fonte: Honarpour (1986).	14
2.3	Comportamento das permeabilidades relativas em processo WAG. Fonte: Cristesen et al. [1998].	15
2.4	Parâmetros requeridos para o modelo de Land em um sistema bifásico água-óleo. Extraído de Spiteri (2005).	16
2.5	Cruzamento de dois caminhos de saturações, provavelmente resultando em valores de permeabilidade relativa distintas para um mesmo ponto. Adaptado de Larsen and Skauge [1998].	17
2.1	Esquema para medição de curvas de permeabilidade relativa em um sistema bifásico. Fonte: Dana and Skoczylas [1999].	19
2.1	Figura: Curvas de embebição (WF) e drenagem (OF) medidas pelos métodos permanente (a) e transiente (b). Fonte: Eleri (1995).	22
2.2	Esquema do aparato experimental de Braun e Hollan (1995).	23

2.3	Curvas intermediárias de embebição originadas da curva de drenagem secundária (esquerda) e curvas intermediárias de drenagem originadas da curva de embebição (direita). Fonte: Braun e Hollan (1995).	23
2.4	Curvas de permeabilidade relativas para as amostras de afloramento (a) e para as amostras de reservatório (b). Fonte: Braun e Hollan (1995).	24
2.5	Relação entre o volume acumulado de gás injetado e o incremento na recuperação de petróleo. Fonte: Christensen et al (1998).	25
2.6	Esquema do aparato experimental para medição de curvas de permeabilidades usado por Element <i>et al</i> (2003).	26
2.7	Digrama ternário da trajetória de saturações. Fonte: Element <i>et al</i> (2003).	26
2.8	Permeabilidade relativa terminais do gás (a) e da água (b) para a primeira seqüência de injeções na amostra fortemente molhável à água. Fonte: Element <i>et al</i> (2003). .	27
2.1	Relação linear entre o CTR e a saturação de óleo na rocha. Adaptado de Holleben (1993).	28
2.1	Coquina. Fonte: Alden [2013].	32
3.1	Bloco de coquina proveniente da Formação Coqueiro seco. Fonte: Dal'Bó [2012]. .	34
3.2	Localização da pedreira Atol, de onde foram extraídas as amostras de coquina. Fonte: Dal'Bó [2012].	34
3.3	Porosímetro Ultra-pore 300.	35
3.4	Permeabílimetro Ultra-perm 500.	35
3.5	Amostra de coquina utilizada no segundo teste de permeabilidade relativa.	36
3.6	Sal precipitado em um <i>becker</i> contendo salmoura e etanol.	37
3.7	Etanol produzido durante a limpeza da amostra A.	37
3.8	Metanol (a) e tolueno (b) produzidos durante a limpeza.	38
3.9	Estufa.	38
3.10	Bomba Oerlic Trivac.	39
3.11	Processo de saturação da amostra sob vácuo.	39
3.12	Deslocamento de salmoura para saturação do testemunho.	40
3.13	Finos desagregados da rocha.	41
3.1	Processo de desareamento.	42
3.2	Condutivímetro DM-3P.	43
3.3	Densímetro Anton Paar DMA 4500.	43
3.4	Reômetro rotativo Haake Mars III.	44
3.5	Fluidos produzidos durante o deslocamento bifásico de água (abaixo) e óleo (acima). .	45
3.6	Agitador Ultra Turrax T-18.	45

3.7	Salmoura (abaixo) e óleo (acima) em um <i>becker</i> após 24 horas do teste de emulsão e precipitação.	46
3.1	Esquema do aparato experimental.	47
3.2	Bomba Jasco.	48
3.3	Bomba Quizix.	48
3.4	Garrafas montadas na mesa do tomógrafo.	49
3.5	Transdutor diferencial de pressão.	49
3.6	Transdutor de Pressão (Valydine).	50
3.7	Balança digital analítica.	50
3.8	Esquema do aparato experimental contendo um controlador de fluxo mássico. . . .	51
3.9	Gasômetro utilizado no teste de adaptação de metodologia.	52
3.10	Vazamento de fluido hidráulico na garrafa contendo salmoura.	52
3.11	Interface do <i>software Labview</i>	53
3.12	Interface do <i>software</i> do transdutor diferencial de pressão.	54
3.13	Interface do <i>software</i> PumpWorks© de controle da bomba Quizix.	54
3.14	Tomógrafo médico Somatom.	55
3.15	Interface do <i>software</i> do Tomógrafo Somatom Spirit.	55
3.16	Comparação entre os CT da rocha completamente saturada com água, óleo e gás à 130 KeV e 80 KeV.	56
3.17	Seção final da rocha completamente saturada com salmoura à 130 keV (a) e 80KeV (b).	56
3.18	Varredura completa da rocha seca. A primeira seção superior à esquerda da figura condiz ao final da amostra durante o teste de escoamento.	57
3.19	Interface do <i>software</i> OSIRIS.	58
3.20	Atenuação das fases aquosas e oleosas em função da concentração de dopantes. . .	59
3.21	Distribuição de atenuação da rocha 100% saturada com água (CTR_w), óleo (CTR_o) ou nitrogênio (CTR_n) ao longo da amostra.	59
3.22	Distribuição de número CT ao longo da rocha seca (a), saturada com água (b) e com óleo inicial (c) na última seção da amostra.	60
4.1	Relação linear entre o CTR e a saturação de óleo na rocha. Adaptado de Holleben (1993).	67
4.2	Relação do número CT <i>versus</i> a saturação de água para o 1º ciclo de injeção. . . .	68
4.3	Relação do número CT <i>versus</i> a saturação de água para o 2º ciclo de injeção. . . .	69
4.4	Relação do número CT <i>versus</i> a saturação de água para o 3º ciclo de injeção. . . .	70
5.1	Distribuição de porosidade ao longo do testemunho.	71

5.2	Distribuição de porosidade nas seções 15 (a) e 45 (b) do testemunho.	72
5.3	Comparação entre a distribuição de porosidade obtida com os níveis de energia 130 KeV e 80 KeV.	73
5.4	Distribuição de saturações ao longo do testemunho para cada ponto de equilíbrio do primeiro ciclo de injeção (CD). A direção de escoamento é da direita para a esquerda.	74
5.5	Distribuição de saturações ao longo do testemunho para cada ponto de equilíbrio do segundo ciclo de injeção (DDC). A direção de escoamento é da direita para a esquerda.	75
5.6	Distribuição de saturações ao longo do testemunho para cada ponto de equilíbrio do terceiro ciclo de injeção (CDD). A direção de escoamento é da direita para a esquerda.	76
5.7	Caminho das saturações dos fluidos ao longo do diagrama ternário de saturações durante o teste WAG imiscível.	77
5.8	Distribuição do fator de saturação residual de óleo ao longo do testemunho.	78
5.9	Distribuição da constante de Land ao longo do testemunho.	78
5.10	Distribuição do fator de saturação residual de óleo ao longo das últimas 70 seções do testemunho.	78
5.11	Distribuição da constante de Land ao longo das últimas 70 seções do testemunho.	79
5.12	Curva de fluxo fracionário de água (a) e curvas de permeabilidade relativa água-óleo do 1 ^o ciclo (CD).	81
5.13	Curva de fluxo fracionário de água (a) e curvas de permeabilidade relativa água-gás do 2 ^o ciclo (DDC).	82
5.14	Curva de fluxo fracionário de água (a) e curvas de permeabilidade relativa água-óleo do 3 ^o ciclo (CDD).	83
5.15	Relação entre porosidade e saturação bifásica para o 1 ^o ponto de equilíbrio do 1 ^o ciclo de injeção.	84
5.16	Relação entre porosidade e saturação de óleo para o 1 ^o ponto de equilíbrio do 1 ^o ciclo de injeção nas seções 15 e 45.	84
5.17	Malha de regiões por seção da amostra composta por 100 regiões (a) e 4 regiões (b).	85
5.18	Distribuição de ϕ (a) e S_o (b), no 1 ^o ponto de equilíbrio do 1 ^o ciclo de injeção, em 4 regiões na seção 15.	86
5.19	Distribuição de ϕ (a) e S_o (b), no 1 ^o ponto de equilíbrio do 1 ^o ciclo de injeção, em 4 regiões na seção 45.	87
5.20	Comparação entre as curvas de permeabilidade relativa à salmoura no 1 ^o , 2 ^o e 3 ^o ciclos.	88

5.21	Comparação entre as curvas de permeabilidade relativa ao nitrogênio no 2 ^o e 3 ^o ciclos.	88
A.1	Amostra A.	100
A.1	Amostra B.	103
A.1	Amostra E seca.	105
A.2	Amostras C (esquerda) e D (direita).	107

Lista de Tabelas

2.1	Ciclos de injeção dos experimentos.	25
3.1	Dados da amostra F no início do teste.	40
3.2	Dados da amostra no final do teste após limpeza.	41
3.3	Propriedades físicas dos fluidos a 22°C.	44
3.4	Números CT à 130KeV e 80 KeV, com 40 mA.s (Hounsfield).	59
3.5	Ciclos de injeção do teste de WAG (regime permanente).	61
5.1	Dados de saturações e parâmetros numéricos obtidos do teste de WAG.	77
5.2	Dados experimentais medidos no 1º ciclo de injeção.	80
5.3	Dados experimentais medidos no 2º ciclo de injeção.	80
5.4	Dados experimentais medidos no 3º ciclo de injeção.	81
5.5	Expoentes ajustados da equação de Corey.	83
A.1	Dados iniciais da amostra A antes limpeza inicial.	99
A.2	Limpeza inicial.	100
A.3	Procedimentos da segunda limpeza.	101
A.4	Dados da amostra após segunda limpeza.	101
A.5	Procedimentos da terceira limpeza.	101
A.6	Dados da amostra após a terceira limpeza.	101
A.7	Procedimentos da quarta limpeza.	102
A.8	Dados finais da amostra após quarta limpeza.	102
A.9	Limpeza da amostra antes do início do teste de injeção.	103
A.10	Dados iniciais da amostra após a 1ª Limpeza.	103
A.11	Limpeza da amostra após o primeiro teste de injeção.	104
A.12	Dados da Amostra após a segunda limpeza.	104

A.13 Terceira limpeza da amostra.	105
A.14 Dados Amostras após a tentativa de reversão do dano.	105
A.15 Dados iniciais das amostras C e D, antes da limpeza inicial.	106
A.16 Procedimento de limpeza da amostra C.	106
A.17 Procedimento de limpeza da amostra D.	107
A.18 Dados das amostras após a limpeza inicial.	107
A.19 Procedimento da segunda limpeza da amostra C.	108
A.20 Dados finais da amostra C.	108

Lista de Nomenclaturas

Abreviaturas e Siglas

GLP	Gás liquefeito do petróleo
HC	Hidrocarbonetos
IAAP	Injeção de ar a alta pressão
IWAG	Injeção alternada de água e gás imiscível
MR	Matriz de Rocha
RAP	Recuperação avançada de petróleo
VP	Volume poroso
WAG	Injeção alternada de água e gás

Letras gregas

α	Coefficiente de redução de drenagem
ΔP	Diferencial de pressão
k	Permeabilidade
k_r	Permeabilidade relativa
λ	Índice de distribuição de poros
μ	Viscosidade aparente
ϕ	Porosidade

ψ Coeficiente de atenuação linear

Letras Latinas

A Área

a Fator de saturação residual de óleo

$^{\circ}\text{API}$ Grau API do American Petroleum Institute

C_1, C_2 Constantes da equação de Corey

C Constante de Land

CT Número CT de atenuação

CTR Número CT da rocha saturada

f_w Fluxo fracionário de água

L Comprimento

N_c Número capilar

P_{ob} Pressão de confinamento

Q Vazão volumétrica

S Saturação

S_{gf} Saturação de gás móvel

S_{gi} Saturação de gás inicial

S_{gr} Saturação de gás residual

S_{gt} Saturação de gás aprisionado

S_L Saturação de líquido

S_m Saturação de equilíbrio

S_{oi} Saturação inicial de óleo

S_{or} Saturação residual de óleo

S_{orow} Saturação de óleo residual em um sistema água-óleo

S_{wi} Saturação inicial de água

S_{wr} Saturação residual de água

Subscritos

E_1, E_2 Níveis de energia

g, n Indica gás

i Indica condições iniciais

nm Indica fluido não molhante

o Indica óleo

r Residual

t Aprisionado

w Indica água

wog Indica a presença de água, óleo e gás

Sobrescritos

* Representa uma variável adimensional

CD Indica o primeiro ciclo de injeção (crescimento da taxa de injeção de água e decrescimento da de óleo)

CDD Indica o terceiro ciclo de injeção (crescimento da taxa de injeção de água e decrescimento da de óleo e de gás)

d Drenagem

DDC Indica o segundo ciclo de injeção (crescimento da taxa de injeção de água e de óleo, com crescimento da taxa de gás)

i Embebição

n, nm Expoentes da equação de Corey

1. Introdução

Para acompanhar a crescente demanda por energia, é necessário produzir cada vez mais petróleo. Na Figura 1.1, podemos observar o desafio, para a oferta de petróleo, causado pelo declínio da produção atual e pelo crescimento da demanda, de ser obtida através de métodos mais eficientes de produção (elevação, escoamento e facilidades), de novas descobertas ou aumentando-se o fator de recuperação de campos maduros, onde a linha verde representa um cenário otimista e a linha azul um cenário pessimista (maior adição de capacidade de requerida). Com o objetivo de produzir parte do volume de óleo remanescente nos reservatórios de petróleo, novos métodos de recuperação foram desenvolvidos, os chamados métodos de recuperação avançada de petróleo.

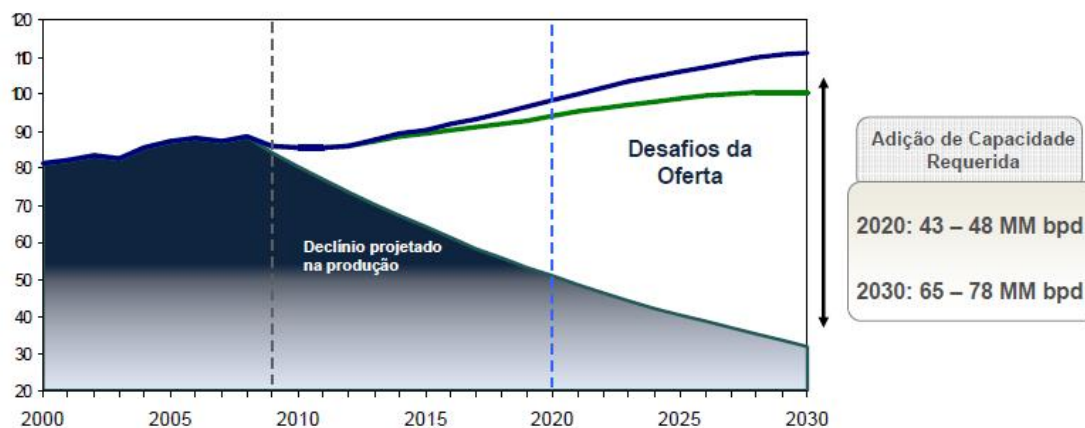


Figura 1.1: Desafios da oferta mundial de petróleo. Fonte: Azevedo [2010].

Para recuperação de petróleo, utilizam-se os métodos convencionais, recuperação primária e secundária, e os métodos especiais, a recuperação avançada. A recuperação avançada de petróleo (RAP) apresenta-se como uma importante contribuição para aumentar o fator de recuperação dos reservatórios conhecidos, tanto para os que ainda não estão em produção quanto para os considerados 'esgotados'.

Os métodos convencionais consistem na recuperação primária, que é a utilização da energia natural do reservatório, e na recuperação secundária, na qual se injetam fluidos para aumentar a

energia do reservatório. Como os métodos de recuperação secundária nem sempre são suficientes para um bom fator de recuperação, desenvolveram-se os métodos especiais, que tentam interferir nas características do reservatório [Hite et al., 1993]. Em geral, visa campos em que predominam dois aspectos que tornam a recuperação convencional ineficiente: a alta viscosidade do óleo e a elevada tensão interfacial entre os fluidos. Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em três categorias: métodos químicos, métodos térmicos e métodos miscíveis [Pires, 2003].

Os métodos químicos se caracterizam pela adição de produtos químicos ao fluido injetado, buscando, principalmente, diminuir a sua mobilidade, reduzir as tensões interfaciais com o óleo ou alterar a molhabilidade da rocha. Dentre outros produtos, é possível citar as soluções poliméricas, as soluções de tensoativos, microemulsões e as soluções alcalinas. O principal obstáculo para recuperação de óleo através destes métodos é o alto custo dos produtos químicos, reduzindo o desempenho econômico dos campos petrolíferos [Thomas, 2004]. Mostra-se então necessária a utilização de novos compostos, relativamente mais baratos e abundantes, para uma aplicação ampla destes métodos. Um exemplo seria a glicerina bruta, resultante do processo de produção de biodiesel [Lima, 2008].

Os métodos térmicos têm como princípio físico o aquecimento do óleo para reduzir sua viscosidade e facilitar o seu escoamento do reservatório para o poço. Os processos comumente empregados para aquecer o fluido contido no reservatório são: a injeção de fluidos aquecidos e a combustão in situ [Thomas, 2004]. A combustão in situ é um método difícil de ser empregado, pela necessidade de controlar a reação química através do reservatório e por questões de segurança [Shandrygin and Lutfullin, 2008]. Enquanto a injeção de água quente não obteve muito sucesso em virtude da grande perda de calor tanto na superfície quanto no poço e no reservatório, a injeção de vapor é o método de RAP mais utilizado no mundo. Apesar de serem os mais utilizados, os métodos térmicos de recuperação possuem pouca aplicação no cenário marítimo, devido ao resfriamento dos fluidos injetados ao passarem pela lâmina d'água [Donaldson et al., 1989].

Por último, os métodos miscíveis buscam reduzir ou eliminar as tensões interfaciais entre os fluidos deslocante e deslocado, a partir da injeção de fluidos que sejam miscíveis com óleo, como hidrocarbonetos leves, nitrogênio e gás carbônico [Thomas, 2004]. Atualmente, o método mais atrativo comercialmente é o da injeção de gás carbônico, um dos gases responsáveis pelo efeito estufa, que poderia ser armazenado nos reservatórios de petróleo [Ravagnani, 2007].

Existem também diversos métodos que não se encaixam nestas categorias, como os métodos microbiológicos e eletromagnéticos. O primeiro consiste na cultura de microorganismos que interferem nas características dos fluidos contidos no reservatório e podem gerar surfactantes in situ [Moczydlower and Mezzone, 2008]. No segundo, uma corrente elétrica é aplicada no reservatório para aquecer o óleo e facilitar o seu escoamento [Rosa et al., 2006].

Apesar de mais de sete décadas de estudo, a recuperação avançada de petróleo ainda possui carência de modelos matemáticos analíticos e numéricos que representem com fidelidade os processos de escoamento dos fluidos deslocante e deslocado em meios porosos. Na Figura 1.3, observa-se a recuperação adicional de óleo em consequência da aplicação de métodos especiais e o volume de óleo ainda não produzido que seria abandonado sem o uso de recuperação avançada. Estes métodos podem recuperar de 4 a 11% adicionais do óleo original no reservatório (Figura 1.2).

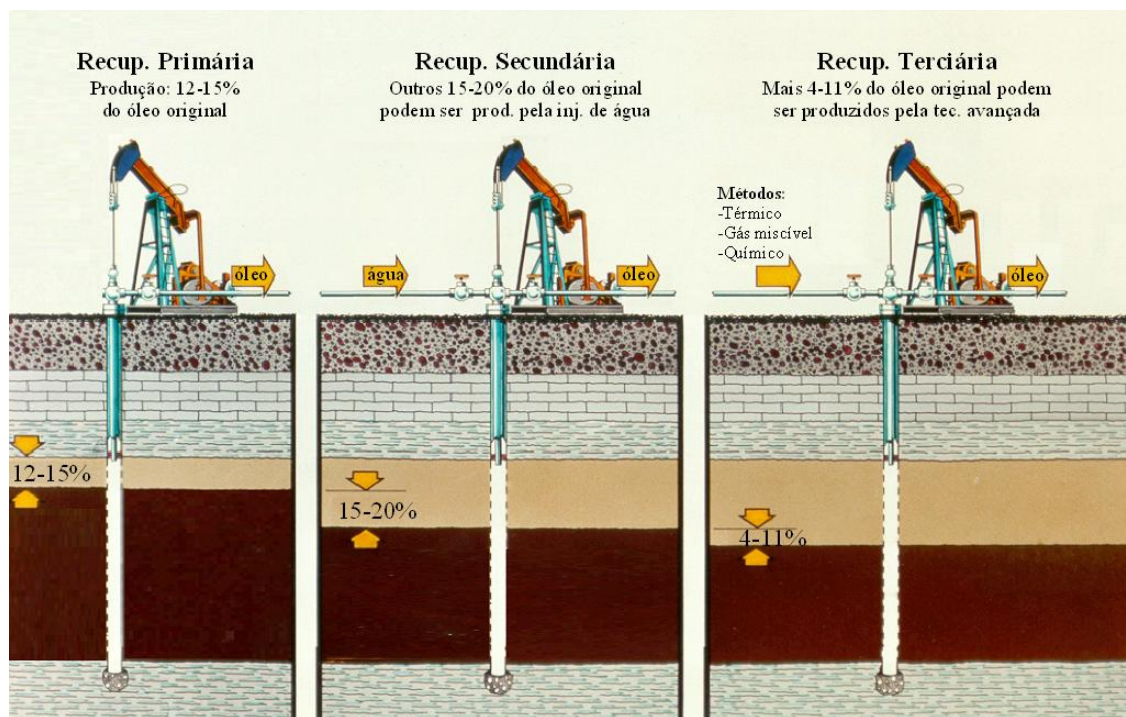


Figura 1.2: Métodos de recuperação. Fonte: Moczydlower e Mezzone (2008).

O processo de injeção mais antigo é o de gás. A idéia do uso desse processo para manutenção de pressão e melhoria da produtividade remonta a 1864, poucos anos depois da perfuração do poço pioneiro de Drake. Os primeiros projetos de injeção se limitavam à manutenção de pressão, sendo classificados como projeto de recuperação secundária. A injeção de gás envolve processos miscíveis ou imiscíveis. Os primeiros têm como objetivo reduzir ou eliminar as tensões interfaciais entre os fluidos deslocante e deslocado, para que este seja deslocado mais facilmente dos poros das rochas. Uma das primeiras técnicas de RAP estudadas foram os métodos miscíveis com injeção de propano e GLP (gás liquefeito do petróleo), baratos na década de 50. Pesquisas em laboratório mostraram que a injeção destes, seguida por metano, proporcionava uma alta recuperação do óleo residual deixado pela injeção convencional de água (Donaldson et al., 1989).

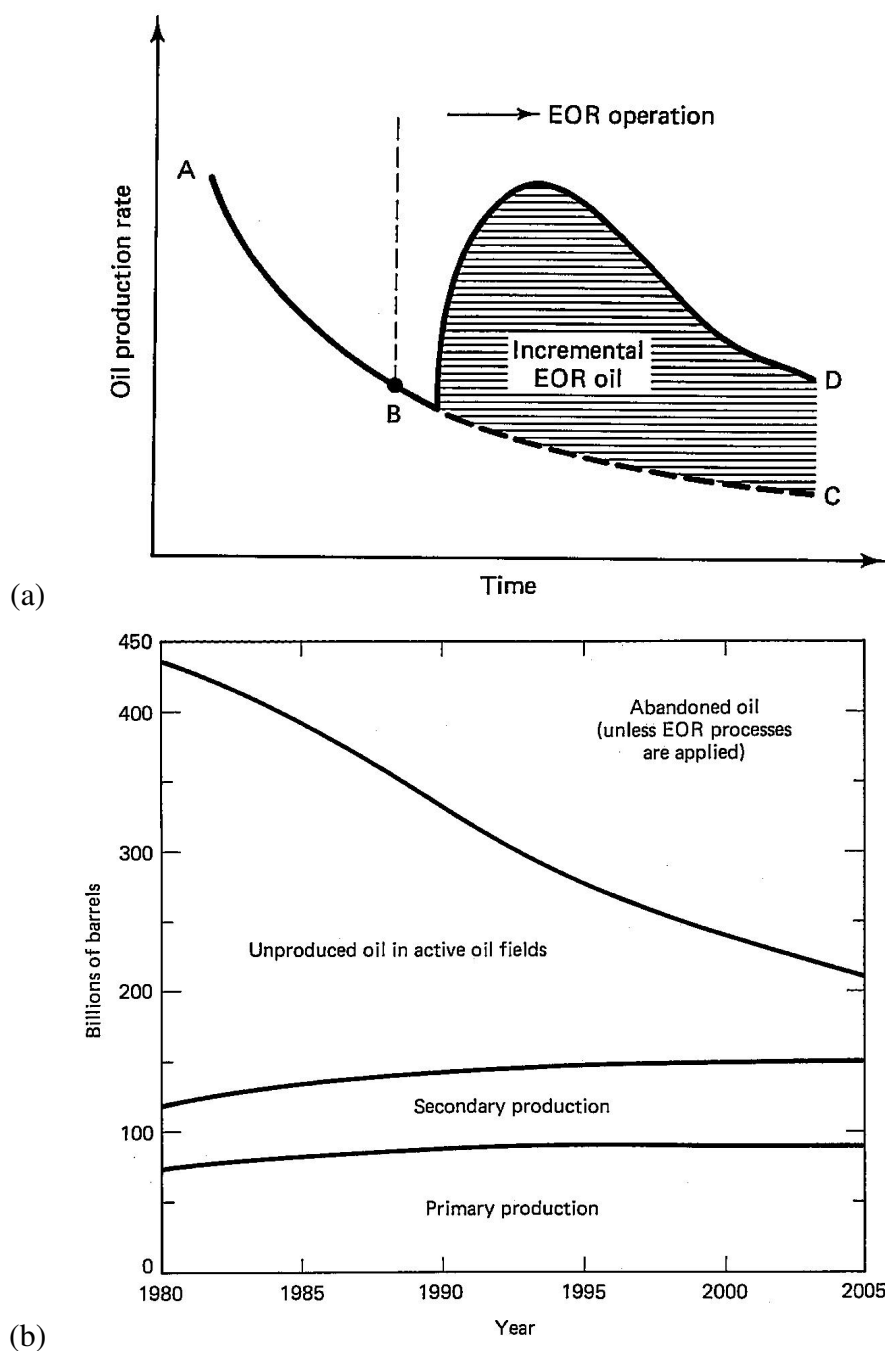


Figura 1.3: Recuperação adicional de óleo (a) e volume de óleo ainda não produzido que seria abandonado sem o uso de RAP (b) entre 1980 e 2005. Fonte: Lake [1989].

O número de projetos de métodos miscíveis utilizando hidrocarbonetos (HC) no hemisfério ocidental teve um pico de 21 projetos em 1957 e declinou para 15 em 1977. O principal motivo do declínio foi o aumento da demanda por gás natural, propano e outros hidrocarbonetos leves que eram injetados. Na década de 80, os recursos limitados de gás natural e seu alto custo levaram à

injeção de gases inertes. A injeção de nitrogênio (N_2) emergiu como um dos melhores métodos de recuperação, sendo este um gás abundante, barato, seguro e não tóxico [Sanchez et al., 2005]. Em 1982, mais de 500 milhões de pés cúbicos de nitrogênio foram injetados diariamente em vinte campos nos Estados Unidos. Na década de 70, a Shell foi pioneira na injeção de dióxido de carbono (CO_2) para melhorar a recuperação de óleo no Texas, EUA. A injeção de dióxido de carbono é a técnica de RAP que atrai o maior interesse da indústria no momento e somente se tornou comercial em 1985 com a construção de 3 dutos de CO_2 no oeste do Texas [Poolen, 1980]. A reinjeção de CO_2 pode ser uma alternativa para o problema ambiental causado pelo desenvolvimento de campos petrolíferos que produzem ou produzirão uma grande quantidade deste gás.

A injeção de vapor ainda é o método de RAP dominante. Porém, somente a atividade de injeção de CO_2 está crescendo continuamente. Entretanto, em maio de 2000 foi implementado, com sucesso técnico e econômico, através de 9 poços injetores, nos reservatórios carbonáticos altamente fraturados do Complexo de Cantarel, no México, o projeto de injeção de N_2 para manutenção de pressão mais ambicioso do mundo [Sanchez et al., 2005]. Porém, em geral, a injeção de gás puro não é economicamente atrativa, devido à alta mobilidade do gás, resultando em baixa eficiência de varrido [Riazi et al., 2009].

No Brasil, os métodos de recuperação avançada de petróleo foram aplicados em campos terrestres do nordeste brasileiro, com relativo sucesso, a partir de meados da década de 60. Atualmente, um método que pode ser considerado de grande aplicabilidade para o desenvolvimento das reservas petrolíferas gigantes recém descobertas do pré-sal, na bacia de Santos, é a injeção alternada de água e gás (WAG). Este é um método de RAP eficiente, especialmente quando o gás injetado é miscível com o óleo, que combina a melhor eficiência de deslocamento do gás com a melhor eficiência de varrido da água [Christensen et al., 2001]. Os dois gases mais utilizados no mundo para este processo são o dióxido de carbono e os hidrocarbonetos leves, ambos de disponibilidade abundante nesta bacia. O cenário do pré-sal apresenta características favoráveis para a aplicação de WAG, como a pequena inclinação dos reservatórios, a baixa permeabilidade vertical, a elevada pressão estática e o alto °API do óleo. Porém, ainda existem diversos desafios tecnológicos a serem enfrentados para a redução dos riscos técnicos e econômicos associados a esta técnica [Vieira et al., 2009].

A permeabilidade relativa/efetiva, além de ser função da saturação de fluidos no meio poroso e da molhabilidade da rocha, depende fortemente do processo (drenagem e embebição) e do histórico de saturações durante a acumulação de hidrocarbonetos e do desenvolvimento do campo petrolífero [Spiteri, 2005]. Ao efeito desta dependência, do processo e do histórico de saturações, se dá o nome histerese. O processo de injeção alternada de fluidos imiscíveis gera alterações nas saturações das fases que ocupam o meio poroso, e conseqüentemente, nas curvas de permeabilidade relativa. Estas alterações nas curvas, em função dos ciclos de injeção, correspondem ao efeito de histerese. Sendo,

os dados de permeabilidade relativa, parâmetros essenciais para a predição e gerenciamento da produção de reservatórios de petróleo, mostra-se necessário o conhecimento dos efeitos de histerese para o planejamento de projetos de injeção alternada de água e gás durante o desenvolvimento de campos petrolíferos.

Apesar de WAG ser um método largamente utilizado, ainda permanecem muitas incertezas em relação à qual modelagem dinâmica seria mais apropriada na simulação de reservatórios [Hosseini et al., 2012]. Em adição, em decorrência das complexidades experimentais e do seu alto custo, dados laboratoriais de WAG são escassos atualmente na literatura [Hosseini et al., 2012].

Para uma modelagem precisa do fenômeno de histerese, mostra-se necessária uma análise experimental para cada projeto, na qual se deve identificar e separar este parâmetro, para avaliar seu efeito no processo de recuperação [Kulkarni, 2003]. Entretanto, segundo Eleri and Skauge [1995], as curvas de permeabilidade relativa podem ser obtidas a partir de fluidos sintéticos e rochas de afloramento em condição atmosférica, em função do custo e difícil acesso a amostras reais de fluidos e de rochas, além das dificuldades de se reproduzir condições de altas pressões e temperaturas no laboratório.

Este trabalho consistiu em um estudo laboratorial para investigação do efeito de histerese nas curvas de permeabilidade relativa em regime permanente durante a injeção alternada de salmoura de alta salinidade e nitrogênio em uma rocha calcária de afloramento, análoga aos reservatórios do Pré-Sal, saturada com óleo e água residual.

O dois principais objetivos deste trabalho foram: 1) a determinação das curvas de permeabilidade relativa durante processos de injeção alternada de água e gás em reservatórios carbonáticos e 2) a obtenção dos parâmetros numéricos do modelo de histerese na permeabilidade relativa de Larsen and Skauge [1998] a serem utilizados como dados de entrada na simulação de reservatórios de processos de injeção WAG imiscíveis. Além destes, a análise e domínio das metodologias experimentais necessárias para se atingir os dois objetivos propostos anteriormente também foi um propósito importante deste trabalho.

O texto desta dissertação está organizado em capítulos, com esta introdução ao tema constituindo o capítulo 1. O capítulo 2 aborda a revisão bibliográfica e os conceitos básicos pertinentes à avaliação de histerese em curvas de permeabilidade relativa em carbonatos utilizando tomografia computadorizada. O capítulo 3 apresenta os materiais e métodos utilizados neste trabalho e o capítulo 4 a modelagem teórica. O capítulo 5 relata os resultados obtidos dos experimentos e suas discussões pertinentes. No capítulo 6 estão as conclusões e as principais recomendações para trabalhos futuros. No apêndice A estão descritos os testes realizados para determinação da metodologia de limpeza. O algoritmo desenvolvido para o processamento de imagens de raios-x está apresentado no apêndice B.

2. Revisão Bibliográfica e Conceitos Fundamentais

Um dos principais parâmetros para o entendimento do escoamento multifásico em meios porosos é a permeabilidade relativa, que contabiliza a redução na capacidade de uma fase fluida escoar através de uma rocha em função da interferência das demais fases presentes no meio. Este capítulo apresenta os conceitos fundamentais relacionados às curvas de permeabilidade relativa e ao efeito de histerese nestas curvas em um processo de recuperação de petróleo. O capítulo traz também uma revisão sobre o método WAG e sobre os aspectos dos principais métodos para sua medição em laboratório e uma comparação entre eles, além de revisão de literatura da aplicabilidade de tomografia computadorizada de Raios-X à indústria do petróleo e de rochas carbonáticas.

2.1 Injeção Alternada de Água e Gás

Diversos critérios para seleção do método adequado de RAP para cada sistema fluido/reservatório vêm sendo discutidos na literatura. Estes critérios consideram as diferentes características dos reservatórios e óleo neles contidos, e foram desenvolvidos a partir de resultados obtidos dos projetos de recuperação avançada em todo mundo. As principais características que influenciam a aplicabilidade de um determinado método de RAP são: °API, viscosidade e composição do óleo; permeabilidade, litologia, profundidade, espessura e temperatura do reservatório; a saturação de óleo no início da recuperação; a salinidade da água de formação e o cenário de exploração e produção (marítimo ou terrestre) [Taber et al., 1997].

Nos últimos anos vem aumentando o número de projetos de injeção alternada de água e gás, com processos de deslocamentos de óleo e gás tanto miscíveis quanto imiscíveis, não se podendo descartar a influência da transferência de massa entre fases na recuperação de óleo, mesmo nos processos imiscíveis [Skauge and Dale, 2007]. O primeiro projeto de WAG citado na literatura data de 1957, no Canadá. A injeção alternada de água e gás combina as duas vantagens dos dois métodos, a boa eficiência de varrido microscópica do gás e a boa eficiência de varrido macroscópica da água, resultando em um maior fator de recuperação quando comparado com os obtidos através

da injeção de apenas um destes fluidos [Cristesen et al., 1998].

Cristesen et al. [1998] revisaram mais de 60 campos de petróleo com utilização do método de recuperação WAG (considerando apenas campos em que no mesmo poço ocorria a injeção dos dois fluidos), observando um incremento de 5-10% em média da recuperação do volume de óleo *in place*. Este processo de injeção resulta em um padrão de distribuição complexo de saturações no meio poroso, causado pelo aumento e diminuição alternados das saturações de gás e água, sendo necessária uma atenção especial no estudo das permeabilidades relativas para as três fases presentes no reservatório, e considerando a histerese nas permeabilidades em consequência dos ciclos de injeção [Cristesen et al., 1998].

Dos projetos analisados, 23 foram caracterizados como reservatórios carbonáticos, sendo estes os que obtiveram os maiores incrementos no fator de recuperação. Deve-se ressaltar também que a injeção de CO_2 foi a que obteve os melhores resultados. Isto provavelmente se deve ao fato que todos os projetos com este gás apresentavam deslocamento miscível.

A produção prevista pela PETROBRAS de gás carbônico nos reservatórios do pré-sal poderá estar próxima de 500 mil m^3 a cada 5 milhões de m^3 de gás natural produzido. A reinjeção do gás carbônico como método de recuperação avançada miscível foi a alternativa mais viável economicamente para o descarte deste gás poluente. De acordo com testes preliminares, o processo de injeção de CO_2 alternado com água pode aumentar em até 50% o fator de recuperação obtido com a recuperação convencional secundária [Vigliano, 2011].

O estudo do gerenciamento de gases em campos de petróleo inclui, além de preocupações com instalações de superfície (eficiência e espaço físico de separadores, compressores, etc.) e equipamentos do poço, o estudo de diversas áreas da engenharia de reservatórios, como: modelagem termodinâmica do petróleo, estudo de estabilidade e deposição de asfaltenos; modelagem física e numérica da injeção alternada de água e gás; entre outros [Vigliano, 2011].

Apesar de WAG ser um método largamente utilizado, ainda permanecem muitas incertezas em relação à qual modelagem dinâmica seria a mais apropriada na simulação de reservatórios [Hosseini et al., 2012]. Muitos campos carbonáticos sob injeção de WAG apresentaram/apresentam alterações nas curvas de permeabilidade relativa ao longo dos ciclos do processo de injeção de WAG, mudanças estas decorrentes do fenômeno de histerese [Skauge and Dale, 2007]. Em adição, diversos autores reportam a presença do efeito de histerese em medidas experimentais de curvas de permeabilidade relativa, conforme será mostrado nas seções a seguir.

Um dos principais parâmetros para o entendimento do escoamento multifásico em meios porosos é a permeabilidade relativa ou efetiva, que contabiliza a redução na capacidade de uma fase escoar através de uma rocha em função da interferência das diferentes fases presentes no meio poroso [Honarpour et al., 1987]. A modelagem do comportamento do escoamento trifásico mostra-se essencial em processos de recuperação secundária e avançada, como por exemplo, na injeção de

água na presença de gás livre, na injeção de vapor e gás carbônico, e principalmente, em processos de injeção de fluidos alternados como o WAG (água e gás alternado), onde as variações de saturação são cíclicas [Spiteri, 2005].

As permeabilidades relativas pertinentes ao escoamento de misturas de água e óleo em meios porosos são geralmente modeladas como se dependessem somente da saturação da fase considerada. Entretanto, o escoamento de fluidos exibe histerese nas permeabilidades relativas. Uma explicação natural para este fenômeno seria que a distribuição de água e óleo em poros de diferentes tamanhos determinaria as propriedades locais do escoamento. Além disto, a distribuição pode mudar com o tempo em função das mudanças de saturação serem cíclicas durante o processo de WAG. A fase não molhante é ultrapassada pela fase molhante (geralmente água). O aumento do volume aprisionado da fase não-molhante reduz a permeabilidade relativa dos fluidos injetados. Uma previsão real do comportamento dos reservatórios requer uma história de saturação para os diferentes processos de embebição e drenagem. O estudo microscópico de um meio poroso mostra-se complexo devido à forma dos poros e pequenos canais por onde deve circular o fluido. Sendo assim, podem-se estabelecer leis de caráter macroscópico que tratam o meio como contínuo com propriedades médias bem definidas [Custodio and Llamas, 1976].

2.2 Molhabilidade

Antes de se definir a histerese de permeabilidades relativas, deve-se definir o conceito de molhabilidade de rocha. Na superfície de contato entre os fluidos, existe uma tensão de adesão com a rocha, mesma tensão responsável pela ascensão (molhante) ou depressão (não-molhante) de fluidos em capilares. O fluido molhante, por ser atraído pela rocha, formando um filme em sua superfície e ocupando os menores poros, terá maior dificuldade em escoar pela rocha [Rosa et al., 2006]. Durante um deslocamento de um fluido por outro existem dois processos principais: a embebição (fluido molhante desloca) e a drenagem (fluido molhante é deslocado). As alturas de ascensão/depressão dos fluidos seria a mesma para os dois processos, caso os capilares, neste caso os poros e suas interconexões, tivessem raios uniformes, porém isto não ocorre em um meio poroso.

Segundo Honarpour and Mahmood [1988] molhabilidade é o termo utilizado para descrever a atração relativa de um fluido por um sólido, nesta situação uma rocha, na presença de outros fluidos imiscíveis com ele. A molhabilidade é o principal fator responsável pela distribuição dos fluidos no meio poroso e influência na capacidade de uma fase fluir e nas saturações residuais. Na indústria do petróleo, as rochas podem ser classificadas basicamente como molháveis à água, ao óleo ou intermediárias, dependendo do ângulo de contato entre a rocha e o fluido mais denso.

2.3 Permeabilidade Relativa

A permeabilidade absoluta de uma rocha é sua capacidade de permitir escoamento através de si mesma. No caso de escoamento laminar, esta propriedade pode ser quantificada através da Lei de Darcy [1856]:

$$Q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P}{L}, \quad (2.1)$$

onde Q é a vazão volumétrica do escoamento, μ é a viscosidade aparente do fluido, A é a área da seção transversal ao escoamento, L é o comprimento da rocha e ΔP é o queda de pressão ao longo do escoamento. Quando há mais de um fluido no reservatório, a equação de Darcy é generalizada através do conceito de permeabilidades efetivas aos fluidos, consideradas independentes entre si para fluidos imiscíveis, que definem a capacidade de condutância do meio poroso em relação a cada fase [Amyx et al., 1960]:

$$Q_{fase} = \frac{k_{efetiva\ a\ fase} A}{\mu} \frac{\Delta P}{L}, \quad (2.2)$$

A permeabilidade efetiva é função da saturação do fluido, da molhabilidade da rocha e da geometria dos poros, podendo ser medida diretamente em laboratório e adimensionalizada através da sua divisão pela permeabilidade absoluta do meio poroso ou pela permeabilidade terminal efetiva ao óleo, isto é, a permeabilidade efetiva ao óleo quando a saturação de água é residual ($k_{ro@S_{wr}}$). A esta permeabilidade adimensionalizada, dá-se o nome de permeabilidade relativa [Amyx et al., 1960]:

$$k_{relativa} = \frac{k_{efetiva}}{k_{absoluta}}. \quad (2.3)$$

Na Figura 2.1(a) estão presentes duas curvas típicas de permeabilidade relativa ao óleo e à água, onde a água é o fluido molhante em um processo de drenagem (discutido na próxima seção). Geralmente, constroem-se as curvas de permeabilidade relativa em função da saturação do fluido molhante. A curva do fluido molhante é caracterizada por um rápido declínio em função de pequenos decréscimos na sua saturação e tende a zero para valores de saturação ainda relativamente altos. Já a curva do fluido não-molhante apresenta um comportamento oposto, com um rápido aumento na sua permeabilidade relativa em respostas a pequenos decréscimos na saturação do fluido molhante abaixo do ponto A. O ponto A denota o ponto de saturação de equilíbrio, isto é, a saturação a partir da qual o fluido não-molhante torna-se móvel no meio poroso (S_m). Esta saturação para o fluido não-molhante geralmente varia entre 0 e 15% [Amyx et al., 1960]. Os pontos B e C são chamados pontos terminais e representam as permeabilidades relativas máximas de óleo e água

($k_{ro@S_{wr}}$ e $k_{rw@(1-S_{or})}$), respectivamente.

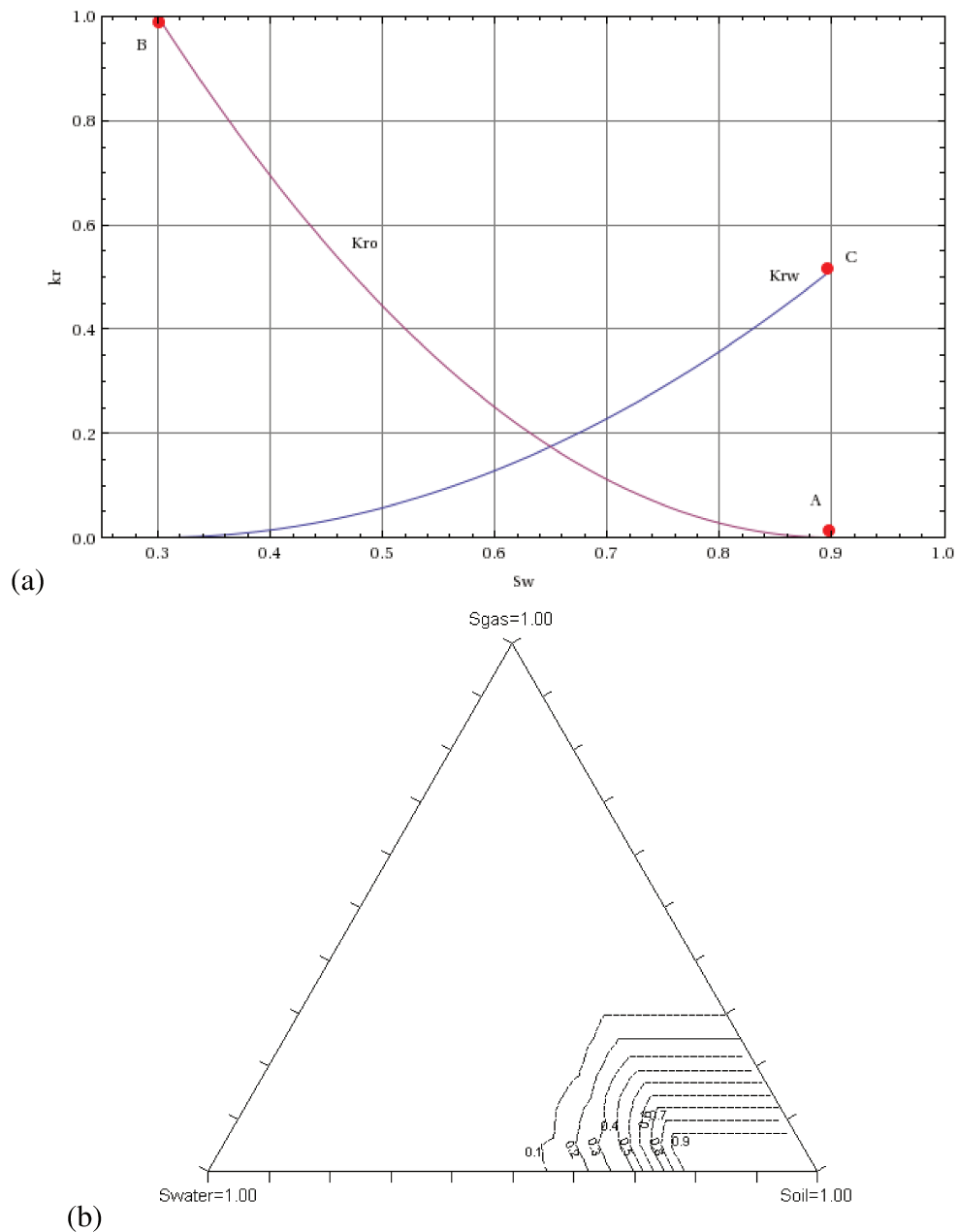


Figura 2.1: Curvas de permeabilidade relativas em um sistema bifásico (a) e curvas de permeabilidade relativa ao óleo em um sistema trifásico (b). Reproduzido de Rosa et al. (2006).

Estes comportamentos das curvas citados acima são causados pela distribuição dos fluidos nos poros. Como os fluidos não-molhantes ocupam primeiro os poros maiores da rocha em um processo de drenagem, com o aumento da saturação destes, o fluido molhante encontrar-se-á em poros cada vez menores (os quais não apresentam contribuições significativas para a capacidade de escoamento

da rocha), diminuindo rapidamente sua mobilidade e aumentando a dos fluidos não-molhantes. Deve-se ainda mencionar que raramente a soma das permeabilidades efetivas será igual à absoluta. Isto ocorre porque o fluido molhante cria um filme imóvel ao redor da rocha nos poros maiores, que diminui a mobilidade dos fluidos não-molhantes e não contribui em nada para a mobilidade do molhante [Amyx et al., 1960].

A determinação empírica das curvas de permeabilidade relativa em meios porosos tem sido extensivamente registrada na literatura, onde a forma geral básica destas curvas pode ser representada por [Honarpour et al., 1987]:

$$k_{rw} = C_1 (S_w^*)^n \quad (2.4)$$

e

$$k_{rnw} = C_2 (1 - S_w^*)^{nm}, \quad (2.5)$$

onde os parâmetros C_1 , C_2 , n , nm são constantes e $S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$.

O efeito da distribuição dos poros pode ser incluído nas equações 2.4 e 2.5 através do índice de distribuição de poros (λ) [Standing, 1974]:

$$k_{rw} = C_1 (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (2.6)$$

e

$$k_{rnw} = C_2 (1 - S_w^*)^2 (1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}), \quad (2.7)$$

onde, quanto maior o valor de λ , mais uniforme será rocha.

Os processos de injeção de WAG geralmente envolvem escoamento multifásico, sendo necessário o cálculo de permeabilidades relativas para escoamento trifásico (Figura 2.1(b)). Como a medição direta destas curvas em laboratório é complexa e demorada, diversos modelos de interpolação de dados de permeabilidade relativa obtidos em sistemas bifásicos foram desenvolvidos para obtenção das curvas em sistemas trifásicos [Kokal and Maine, 1990, Pejic and Maini, 2003]. Entre eles, os mais usados em simuladores de reservatórios são os modelos Stone I, Stone II e interpolação ponderada pela saturação. Porém, estes modelos não são capazes de reproduzir efeitos de histerese, isto é, a dependência da permeabilidade do processo e do histórico de saturações [Spiteri, 2005].

Conforme discutido, de acordo com o processo de saturação (embebição e drenagem), haverá diferentes saturações residuais do fluido não-molhante. Durante um processo de embebição, diferentemente do que ocorre no processo de drenagem (descrito acima), o fluido molhante penetra

na rocha deslocando o não-molhante dos poros menores para os maiores onde haverá uma corrente contínua deste, porém parte do fluido será imobilizada pelo efeito Jamin. No processo de drenagem, como o fluido não-molhante penetra na rocha pelos poros maiores, uma saturação menor de fluido será necessária para que este comece a escoar [Rosa et al., 2006]. O efeito causado pelos diferentes processos descritos nas curvas de permeabilidade relativa estão mostrados na Figura 2.1, onde a quantidade de óleo aprisionada no meio poroso pode ser quantificada aproximadamente pela área entre as curvas de permeabilidade relativa ao óleo de embebição e drenagem [Honarpour et al., 1987]. Nesta Figura, pode-se ver também a influência da molhabilidade da rocha nas curvas, onde o fluido molhante, ocupando os poros menores da rocha, terá maior dificuldade de escoar através dela.

Como a permeabilidade relativa depende também do histórico de saturações, as curvas de drenagem mostradas acima são válidas somente para processos primários. A Figura 2.2(a) apresenta curvas de permeabilidade relativa para um processo de drenagem secundário, isto é, ocorrido após uma embebição, para fluxo reverso a partir da saturação residual de água. O efeito do fluxo reverso iniciado em saturações intermediárias pode ser visto na Figura 2.2(b), onde a curva de embebição secundária é deslocada em função da saturação das fases ao final do processo de drenagem. O mesmo efeito ocorrerá com a curva de drenagem do fluido não-molhante após uma embebição [Honarpour et al., 1987]. Os efeitos de histerese na molhabilidade (ângulo de contato) e consequentemente nas curvas de pressão capilar em função do caminho e histórico de saturação também irão influenciar nas curvas de permeabilidade relativa [Donaldson et al., 1989].

A Figura 2.3 apresenta um diagrama trifásico para dois ciclos de injeção de água e gás em um processo WAG. Pode-se notar como, além da saturação de óleo, as curvas de permeabilidade estão sendo reduzidas a cada ciclo. Isto ocorre em função do aumento de saturação de gás aprisionado a cada ciclo. Este aprisionamento de gás desempenha um papel importante na mobilização e deslocamento do óleo residual [Sanchez, 1999].

2.4 Histerese de Permeabilidade Relativa

Histerese é o efeito da dependência da permeabilidade relativa do processo de saturação (drenagem e embebição) e do histórico de saturações. Alterações na molhabilidade da rocha e nas curvas de pressão capilar influenciam fortemente as curvas de permeabilidade relativa [Donaldson et al., 1989]. Este efeito está relacionado com os diferentes ângulos de contato dos sistemas rocha-fluido, com o aprisionamento dos fluidos resultantes dos processos de embebição/drenagem e com o histórico de saturações [Spiteri, 2005]. Acredita-se que o fenômeno de histerese esteja também relacionado com a distribuição dos poros e com a cimentação da rocha [Honarpour et al., 1987].

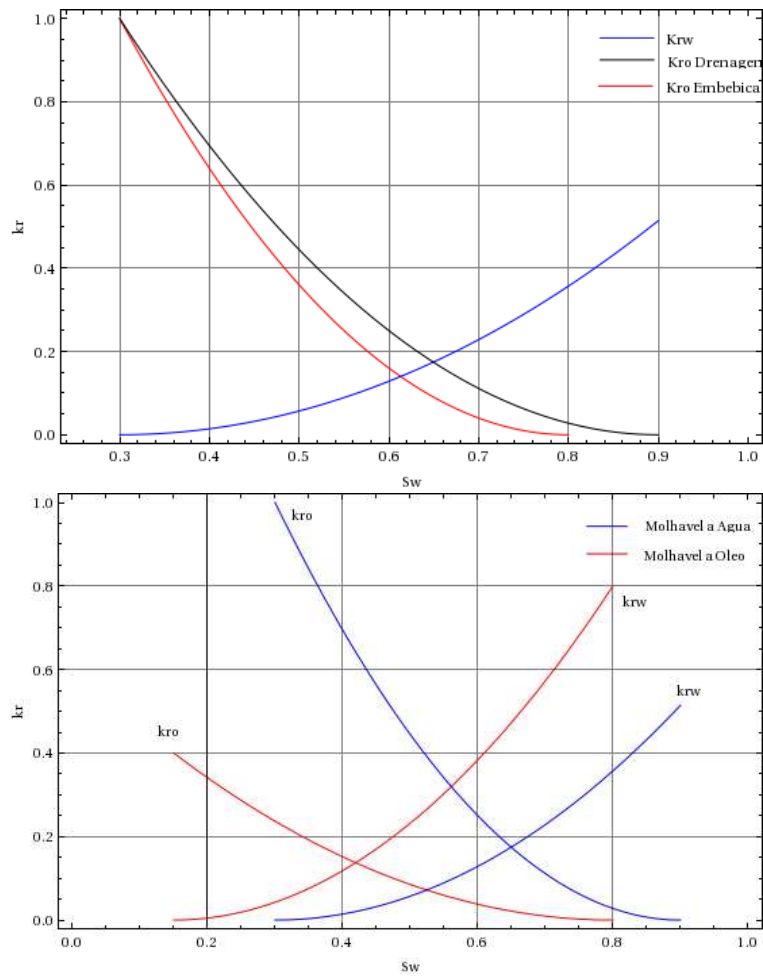


Figura 2.1: Influência dos processos de saturação e da molhabilidade da rocha nas curvas de permeabilidade relativa. Reproduzido de Rosa *et al* (2006).

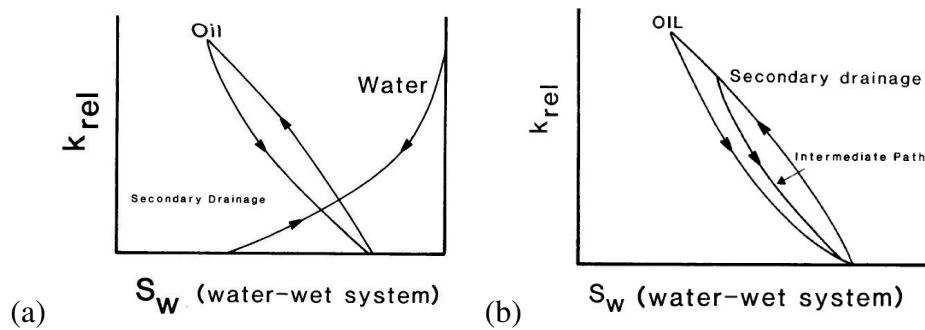


Figura 2.2: Curvas de Permeabilidade relativa de secundária para fluxo reverso a partir de $S_w = 1$ (a) e fluxo reverso intermediário(b). Fonte: Honarpour (1986).

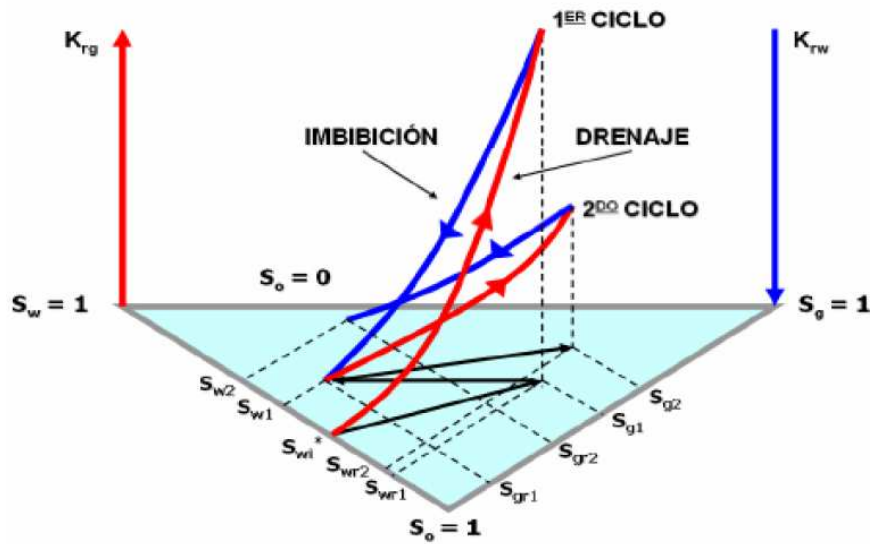


Figura 2.3: Comportamento das permeabilidades relativas em processo WAG. Fonte: Cristesen et al. [1998].

Para previsão do comportamento das curvas de permeabilidade relativa do fluido não-molhante para históricos secundários ou cíclicos, mostra-se necessário caracterizar o fenômeno de aprisionamento deste fluido no processo de embebição. Dados experimentais sugerem que a histerese na fase molhante não é tão significativa. Há disponíveis na literatura diversos modelos empíricos de histerese de fase não-molhante para caracterizar a permeabilidade relativa e a saturação de aprisionamento desta após um fluxo reverso, em função do custo e complexidade da realização de experimentos de medição de histerese de permeabilidade relativa [Spiteri, 2005]. Os efeitos de histerese são modelados matematicamente através das hipóteses: 1) que existem duas curvas extremas de permeabilidade relativa relacionadas aos processos de saturação, embebição e drenagem, com variações irreversíveis de saturação, e 2) que existe uma família contínua de curvas de permeabilidade que se posicionam entre as duas extremas, com variações reversíveis [Braun and Hollan, 1995]. Dois modelos se destacam na literatura: o modelo bifásico de Killough (1976) e o modelo trifásico de Larsen e Skauge (1998).

2.4.1 Modelo de Aprisionamento de Land

A maioria dos modelos de histerese são baseados no modelo de aprisionamento empírico proposto por Land, baseado em dados experimentais de amostras de arenito molháveis à água. O modelo de Land foi desenvolvido para predição da saturação de gás aprisionado (S_{nmi}), fase não-molhante, como função da saturação inicial do fluido não molhante (S_{nmi}) ou saturação no início do fluxo reverso e da saturação residual do fluido não molhante (S_{nmr}) [Spiteri, 2005]:

$$S_{nmt}(S_{gi}) = \frac{S_{nmi} - S_{nmt}}{1 + C(S_{nmi} - S_{nmr})}, \quad (2.1)$$

onde $C = \frac{1}{S_{nmt,max} - S_{nmr}} - \frac{1}{S_{nm,max} - S_{nmr}}$ é a constante de trapeamento/aprisionamento de Land, uma função da saturação máxima da fase não-molhante aprisionada ($S_{nmt,max}$) e da sua saturação máxima ($S_{nmw,max}$) e crítica associadas com as curvas de embebição. Estes parâmetros são dependentes do sistema rocha-fluido (Figura 2.4).

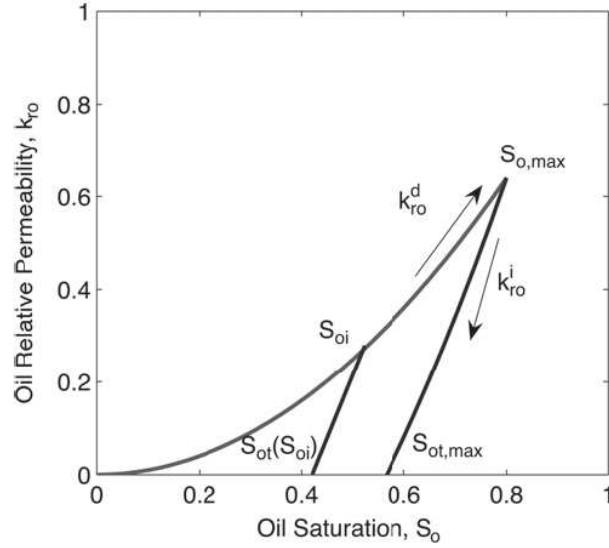


Figura 2.4: Parâmetros requeridos para o modelo de Land em um sistema bifásico água-óleo. Extraído de Spiteri (2005).

2.4.2 Modelo de Histerese de Killough

Killough derivou seu modelo a partir do modelo de aprisionamento de Land. Foi elaborado um esquema de interpolação para definir as curvas intermediárias de permeabilidades relativas ao fluido não-molhante definidas entre as curvas de embebição (k_{rnm}^i) e drenagem (k_{rnm}^d) [Killough, 1976]:

$$k_{rnm}^i(S_{nm}) = k_{rnm}^i(S_{nm}^*) \frac{k_{rnm}^d(S_{nmi})}{k_{rnm}^d(S_{nm,max})}, \quad (2.2)$$

onde S_{nm}^* é a saturação normalizada, calculado por:

$$S_{nm}^* = S_{nmt,max} + \frac{(S_{nm} - S_{nmt})(S_{nm,max} - S_{nmt,max})}{S_{nmi} - S_{nmt}}. \quad (2.3)$$

Este modelo, assim como a maioria, assume que a curva de embebição intermediária será re-

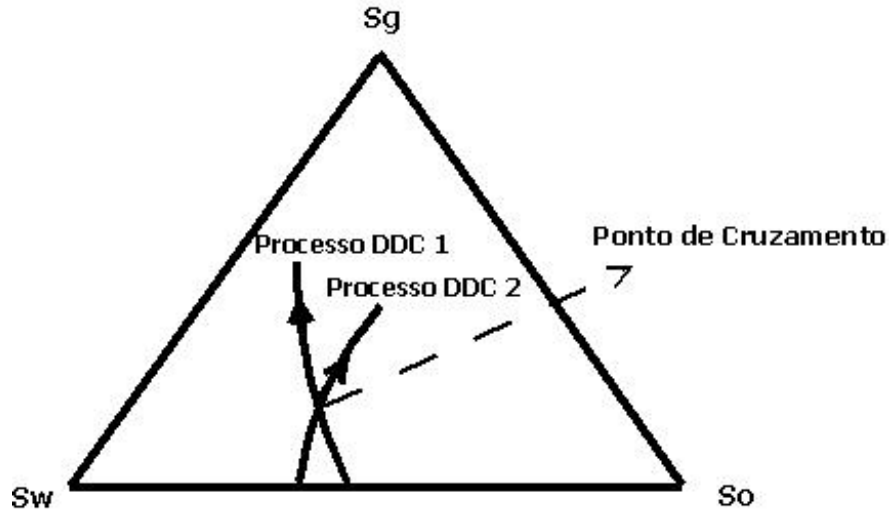


Figura 2.5: Cruzamento de dois caminhos de saturações, provavelmente resultando em valores de permeabilidade relativa distintas para um mesmo ponto. Adaptado de Larsen and Skauge [1998].

presentativa após qualquer processo de drenagem subsequente. Esta reversibilidade das curvas não condiz com resultados experimentais disponíveis [Spiteri and Juanes, 2006] e com a teoria apresentada na seção anterior.

2.4.3 Modelo de histerese trifásico de Larsen e Skauge

Como em um sistema trifásico, as permeabilidades relativas aos fluidos não-molhantes não dependem somente da sua própria saturação, as curvas de permeabilidade relativa não deveriam ser estimadas a partir de dados medidos em sistemas bifásicos. Em um sistema trifásico, para os mesmos volumes de cada fluido na rocha, pode ocorrer discrepância nos valores de permeabilidade relativa em função do ponto inicial e do caminho de saturações percorrido durante o deslocamento dos fluidos, ocasionado numa distribuição distinta dos fluidos no meio poroso (Figura 2.5).

Com o objetivo de considerar a influência global do histórico de saturações, dos efeitos capilares, do comportamento de molhabilidade e da geometria e distribuição dos poros no fenômeno de histerese nas curvas de permeabilidade relativa, Larsen and Skauge [1998] desenvolveram um modelo numérico que considera as características cíclicas de um processo de WAG [Hosseini et al., 2012]. Os autores modelaram as curvas intermediárias de embebição e drenagem de permeabilidade relativa ao gás, em função da saturação de gás móvel (S_{gf}), considerando a irreversibilidade das mesmas:

$$k_{rg}^i(S_g) = k_{rg(o)}^d(S_{gf}) \quad (2.4)$$

e

$$k_{rg}^d(S_g, S_{wi}, S_{gi}) = k_{rg}^i(S_{gi}) + (k_{rg(o)}^d(S_g) - k_{rg(o)}^d(S_{gi})) \left(\frac{S_{wr}}{S_{wi}} \right)^\alpha, \quad (2.5)$$

onde

$$S_{gf} = S_{gr} + \frac{1}{2}((S_g - S_{gt}) + \sqrt{(S_g - S_{gt})^2 + \frac{4}{C}(S_g - S_{gt})}) \quad (2.6)$$

e

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{or(o)}}, \quad (2.7)$$

sendo (o) relativa ao um sistema bifásico gás-óleo e α o coeficiente de redução de drenagem, que pode ser obtido de um processo de injeção de WAG iniciado por um ciclo de gás, seguido por um ciclo de água e um de gás.

Diversos autores investigaram o impacto do uso de diferentes modelos de permeabilidade relativa nas predições de recuperação de petróleo, encontrando resultados bem destoantes entre os diversos modelos [Spiteri, 2005], sendo que nenhum modelo é capaz de ajustar dados de mais de um experimento. Isto ocorre em função das discrepâncias entre as propriedades dos fluidos e das rochas, variações nos resultados entre medições em regimes transientes e permanentes (apresentadas na próxima seção) e, principalmente, pelas diferenças de molhabilidade das amostras [Skaug and Dale, 2007].

Spiteri and Juanes [2006] compararam resultados obtidos por diferentes modelos com dados experimentais, concluindo que: as curvas de permeabilidade relativa à água não apresentam comportamento significativo de histerese em rochas molháveis à água; os modelos de interpolação geram resultados muito distintos, principalmente em regiões de baixas saturações de óleo; o coeficiente de Land pode apresentar grandes variações dependendo do ângulo de contato em condições não-estáticas; os modelos superestimam a permeabilidade ao gás durante injeções cíclicas (WAG).

2.5 Métodos de Medição de Permeabilidade de Rochas

A permeabilidade das rochas é uma das propriedades petrofísicas mais importantes de um reservatório de petróleo, sendo fundamental para análise de viabilidade econômica do desenvolvimento de um campo petrolífero. Porém, mostra-se como um parâmetro difícil de quantificar devido à complexidade do processo de integração dos diferentes dados obtidos por diferentes métodos [Consentino, 2001].

A análise de testemunho é um método de medição direta da permeabilidade, sendo a principal fonte de dados de permeabilidade de rochas e utilizado como base para calibração dos outros mé-

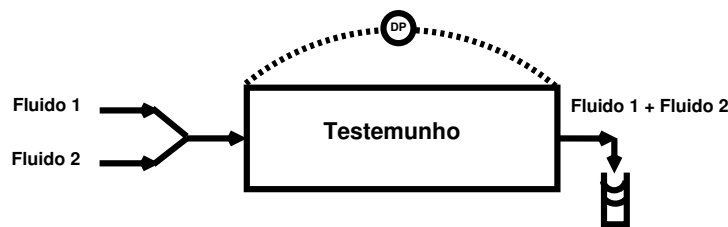


Figura 2.1: Esquema para medição de curvas de permeabilidade relativa em um sistema bifásico. Fonte: Dana and Skoczylas [1999].

todos. Porém, representa apenas algumas poucas amostras em condições de laboratório em uma escala que não é capaz de observar meso-heterogeneidades.

Para medição de permeabilidade relativa, recomenda-se a utilização de condições de reservatório, através da utilização de óleo cru, água da formação e amostras de testemunhos de poços. Porém, devido ao seu alto custo e complexidade de reproduzir as condições de pressão e temperatura do campo, geralmente se realizam experimentos em uma amostra cilíndrica porosa em condições ambientes com salmoura sintética e óleos refinados [Eleri and Skauge, 1995].

Os principais métodos laboratoriais de medição de permeabilidade relativa podem ser classificados em métodos permanentes (Penn-State, Hassler, etc) e em métodos transientes (JNB e derivados) [Honarpour et al., 1987]. Pode-se citar também os métodos de centrífuga. Os métodos transientes recorrem a teoria de Buckley-Leverett e são mais complexos, porém possuem algumas vantagens em relação aos métodos permanentes, que necessitam de um tempo longo para estabilização do fluxo e alcance do regime permanente, principalmente em rochas de baixa permeabilidade e em testes a baixas vazões [Schembre and Kovscek, 2003]. Nestes métodos, alguns cuidados devem ser observados para que se obtenha uma medição correta e precisa, como: a limpeza das amostras, a escolha do volume representativo adequado, a correção de sobrecarga e a consideração do efeito Klinkenberg [Consentino, 2001].

2.5.1 Métodos Permanentes

Este método consiste na medição da diferença de pressão entre as fronteiras de uma amostra durante o escoamento de dois ou mais fluidos conhecidos a uma vazão fixada (Figura 2.1).

Os métodos permanentes comumente envolvem a injeção simultânea de fluidos imiscíveis até que as vazões de entrada e saída atinjam um estado estacionário e se obtenha uma distribuição de saturação aproximadamente uniforme, quando então são medidas as vazões, diferenças de pressões, e por conseguinte, as saturações de cada fase através de um balanço de volumes. As permeabilidades efetivas são calculadas através da equação de Darcy. As permeabilidades relativas são obtidas a partir do dado de permeabilidade absoluta previamente medido com um permeabilímetro. As

saturações são alteradas através de uma modificação da razão de vazões e espera-se novamente o alcance de um regime permanente. Pode-se então gerar as curvas de permeabilidades relativas com os dados medidos para as diferentes saturações, considerando que haverá uma distribuição uniforme dos fluidos no meio poroso em cada ponto de equilíbrio [Honarpour et al., 1987].

Além do balanço de volumes, as saturações podem ser determinadas por diversos métodos, como: pesagem, perfilagem elétrica (perfis de resistividade), ressonância magnética nuclear, absorção de Raios-X, absorção de raio gamma, destilação á vácuo e técnicas de microondas [Honarpour et al., 1987].

Um problema na determinação da permeabilidade relativa são os efeitos terminais em função da variação brusca das saturações da fase molhante nas extremidades da amostra. Este fenômeno é mais acentuado na saída da amostra, onde a pressão capilar varia bruscamente de um valor finito em equilíbrio para se aproximar de zero no ambiente, onde as pressões são essencialmente iguais. O gradiente de saturações ocorre como consequência da tendência do fluido molhante em permanecer no meio poroso [Ezweke, 2011]. Diversas modificações foram adicionadas por diferentes autores para a atenuação deste efeito nos experimentos, como a utilização de amostras em série (método de Penn-State) para medição de dados na amostra central e a adição de um pacote poroso nas extremidades da amostra, por onde seriam injetados os fluidos [Honarpour et al., 1987].

2.5.2 Métodos Transientes

O método transiente mais comum foi proposto por Jonhson, Bossler e Neumann [JBN, 1959]. A grande vantagem deste método é o pequeno tempo necessário para medição em relação aos métodos permanentes. Em uma medição transiente, os fluidos contidos na amostra são deslocados pela injeção à vazão constante de um fluido deslocante, sendo registradas as queda de pressão e a produção de fluidos. Esta metodologia assume escoamento unidimensional difuso de fluidos incompressíveis em um meio poroso homogêneo, isotrópico e incompressível, com efeitos capilares e gravitacionais desprezíveis. Em meios heterogêneos os resultados podem apresentar erros em função da formação de digitações viscosas e formação de caminhos preferenciais [Honarpour et al., 1987].

Apesar dos métodos em regime transiente serem muito mais rápidos, eles são relativamente complexos, além de serem dependentes de restrições relacionadas com o número capilar e a razão de mobilidades, de forma a impedir a formação de interdigitações viscosas, a formação de caminhos preferenciais e a evolução de um escoamento com frente de deslocamento tipo pistão. Se estas condições não são satisfeitas, como geralmente não acontece em meios significativamente heterogêneos, os dados medidos não serão condizentes com o conceito de permeabilidade relativa [Schembre and Kovscek, 2003].

2.5.3 Métodos de Centrifuga

Há também o método de centrifuga, onde uma amostra saturada é inserida em uma centrífuga e a produção de fluidos registrada ao longo do tempo. O tempo de medição é bem menor que os dos métodos permanentes e acredita-se que não haverá interferência de digitações viscosas, porém, com estas medidas, não é possível gerar dados de permeabilidade relativa da fase deslocante [Honarpour et al., 1987].

2.6 Medições dos Efeitos de Histerese

O efeito de histerese de permeabilidade relativa é um fenômeno relativamente complexo e varia em função de diferentes propriedades e histórico de um sistema rocha-fluido e podem influenciar fortemente na recuperação esperada de fluidos de um campo petrolífero. Para uma modelagem precisa deste efeito se faz necessária uma análise com testemunhos de poço e fluidos do próprio reservatório em cada projeto, porém os custos podem ser elevados.

Diversos autores reportaram a identificação do efeito de histerese nas medições de permeabilidade relativa. Eleri and Skauge [1995] utilizaram técnicas de imageamento de saturação para determinar as curvas de permeabilidade relativa bifásica e trifásica. Eles reportaram testes de medição em regime permanente e transiente em testemunhos carbonáticos de molhabilidade intermediária com óleo refinado, com o objetivo de avaliar como a metodologia utilizada interfere nas curvas geradas, nos efeitos de histerese e nas saturações de óleo residual. Apresentaram também resultados de testes de medições de permeabilidade trifásica em arenitos. Para avaliação dos efeitos de histerese, os testes bifásicos foram realizados com crescimento e decrescimento graduais da fase aquosa.

Na Figura 2.1 obtida por Eleri and Skauge [1995], pode-se observar que o efeito de histerese é mais acentuado nas curvas obtidas a partir dos métodos transientes, possivelmente devido a ocorrência de digitações viscosas e caminhos preferenciais. Nota-se também que, conforme o esperado, as permeabilidades relativas a uma dada saturação são maiores em um processo de drenagem.

Braun and Hollan [1995] realizaram medidas de curvas permeabilidades relativas bifásicas para ciclos de drenagem e embebição a partir de amostras 100% saturada por água em regimes permanentes e pseudo-permanentes entre os permanentes (medição de curvas intermediárias (Figura 2.3)) em amostras de reservatório e de afloramento, analisando-se os efeitos de histerese, com injeção de salmoura e óleo cru nas primeiras e injeção de salmoura e tetradecano nas segundas. Verificou-se que as curvas intermediárias são reversíveis, corroborando que dados obtidos através dos métodos permanentes com pequenas flutuações nas vazões estão corretos.

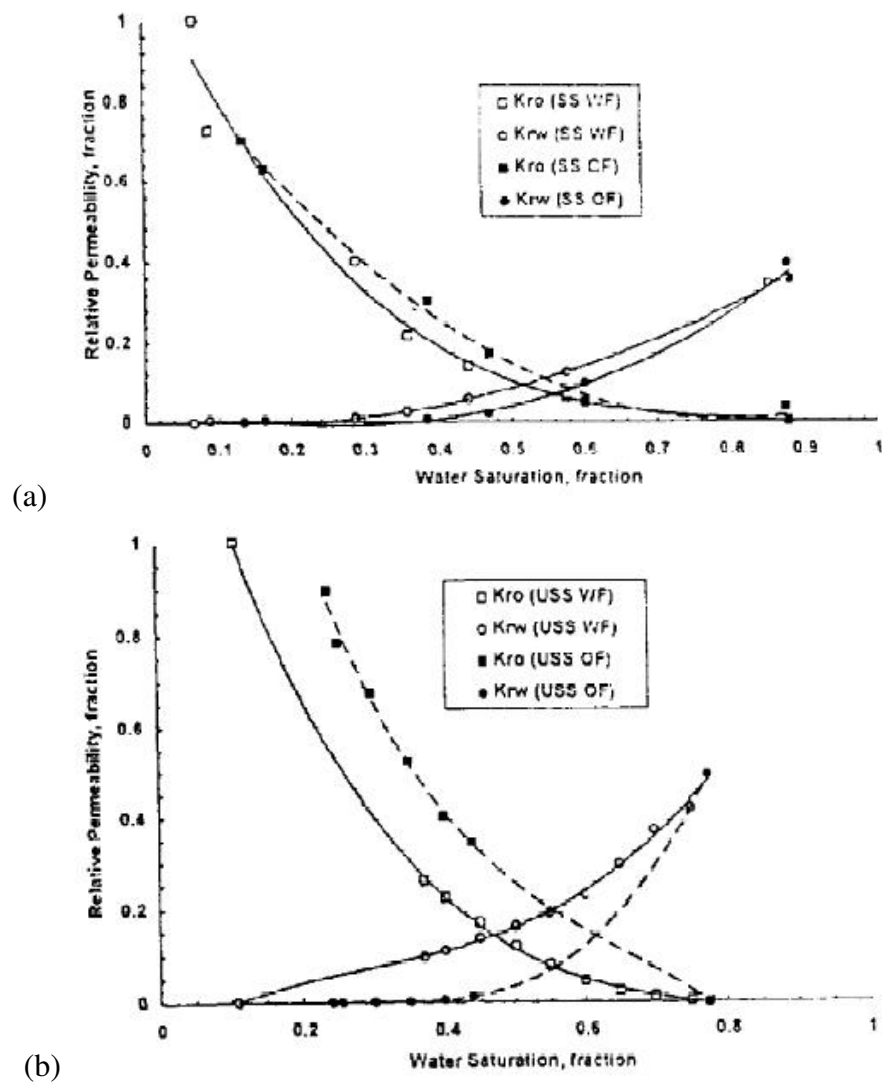


Figura 2.1: Figura: Curvas de embebição (WF) e drenagem (OF) medidas pelos métodos permanente (a) e transiente (b). Fonte: Eleri (1995).

O aparato experimental, pelo qual os fluidos escoam através de uma amostra envolvida por uma camisa de alta pressão equipada com transdutores de pressão até um separador e são reinjetados, está esquematizado na Figura 2.2 [Braun and Hollan, 1995]. Os autores concluíram que os efeitos de histerese são relativamente insignificantes para as curvas de permeabilidade relativa à água nas amostras de afloramento, sendo um pouco mais acentuados para as amostras de reservatório (Figura 2.4). Isto foi atribuído ao histórico de saturações sofrido pela rocha reservatório, a qual possuía molhabilidade mista.

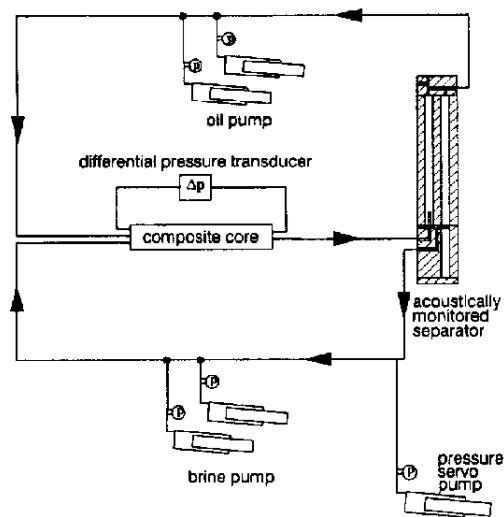


Figura 2.2: Esquema do aparato experimental de Braun e Hollan (1995).

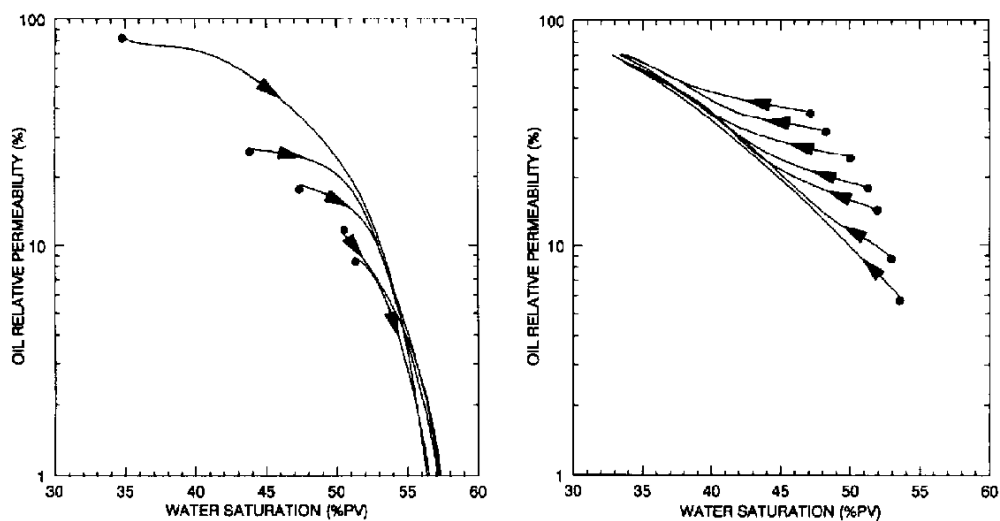


Figura 2.3: Curvas intermediárias de embebição originadas da curva de drenagem secundária (esquerda) e curvas intermediárias de drenagem originadas da curva de embebição (direita). Fonte: Braun e Hollan (1995).

Já Element et al. [2003] realizaram medições experimentais de curvas de permeabilidade relativa em um regime de escoamento trifásico com ciclos alternados de água e gás em amostras de molhabilidade intermediária ou fortemente molháveis à água, utilizando como fluidos óleo, salmoura e nitrogênio.

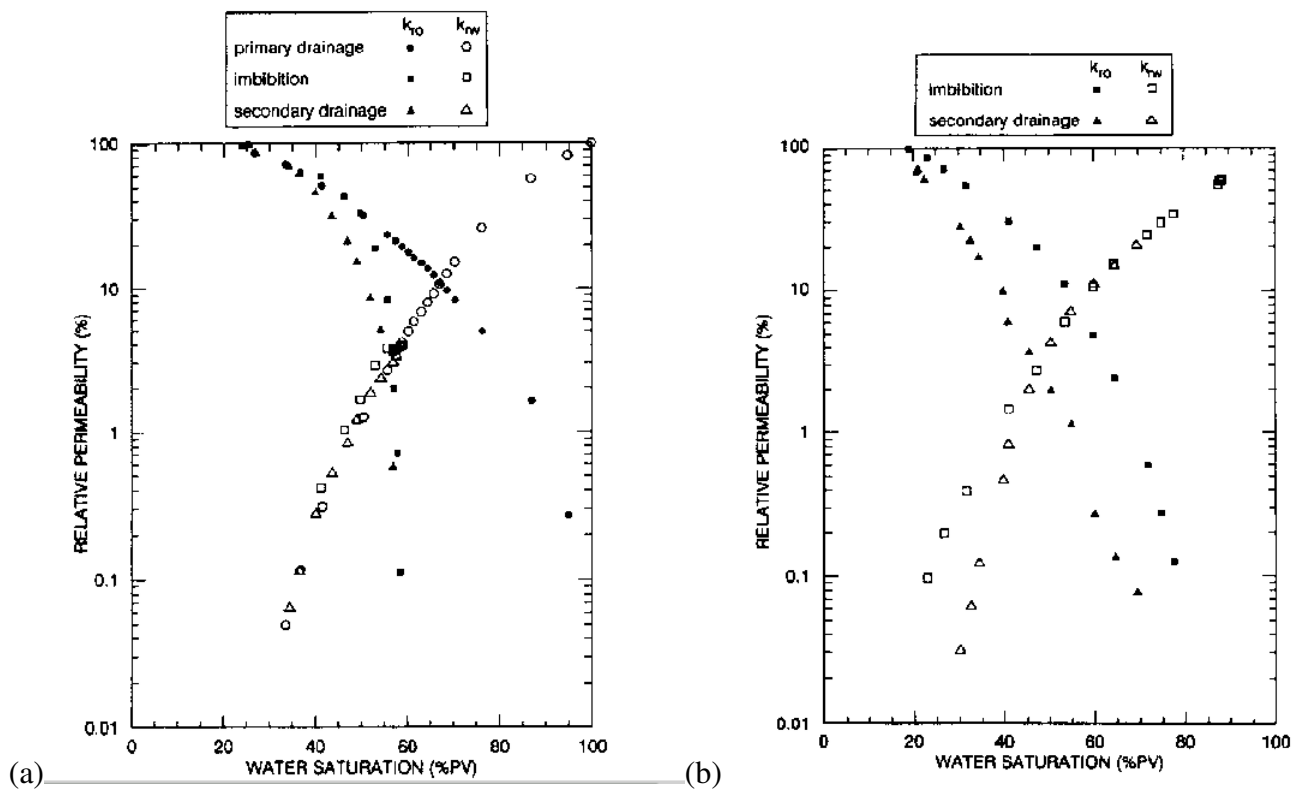


Figura 2.4: Curvas de permeabilidade relativas para as amostras de afloramento (a) e para as amostras de reservatório (b). Fonte: Braun e Hollan (1995).

Para a medição das curvas de permeabilidade em um processo de recuperação alternada foram realizadas duas seqüências de injeções cíclicas distintas em cada tipo de amostra saturadas com óleo e água conata, sendo uma seqüência iniciada com injeção de água e a segunda com injeção de gás. Entre as seqüências injetou-se gás carbônico para remover o gás, em seguida água para remover aquele, e óleo para levar esta até a sua saturação residual.

No experimento com a rocha fortemente molhável à água, os bancos de nitrogênio foram injetados inicialmente a baixas vazões e após a injeção de um volume poroso sofreram um aumento brusco na vazão (bump). O mesmo processo foi realizado para injeção de água para a amostra de molhabilidade intermediária na seqüência iniciada com um banco de água [Element et al., 2003]. Acredita-se que isto foi feito para evitar a irrupção precoce dos fluidos injetados em função das diferenças de mobilidade. As seqüências estão descritas na Tabela 2.1.

Cristesen et al. [1998] analisaram os dados de incremento na recuperação de óleo e volume acumulado de gás injetado, percebendo um padrão comum de curva, com um valor ótimo de gás a ser injetado, a partir do qual não haverá grandes ganhos de recuperação (Figura 2.5). Mostrou-se também ser comum a utilização de razão de vazões água-gás progressivas, para minimizar a formação de canais preferenciais e maximizar o tempo de irrupção. Esta é uma prática muito importante nos casos de custos altos dos gases a serem injetados.

Tabela 2.1: Ciclos de injeção dos experimentos.

Amostra Fortemente Molhável à Água (WW)			Amostra de Molhabilidade Intermediária (IW)	
Ciclos	Primeira seqüência	Segunda seqüência	Primeira seqüência	Segunda seqüência
1°	Injeção de água	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água (com bump)	Injeção de gás (com bump)
	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água
2°	Injeção de água	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água (com bump)	Injeção de gás (com bump)
	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água
3°	Injeção de água	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água (com bump)	Injeção de gás (com bump)
	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água
4°	Injeção de água	Injeção de gás (com bump)	Injeção de água (com bump)	
	Injeção de gás (com bump)		Injeção de gás (com bump)	

Fonte: Element *et al* (2003).

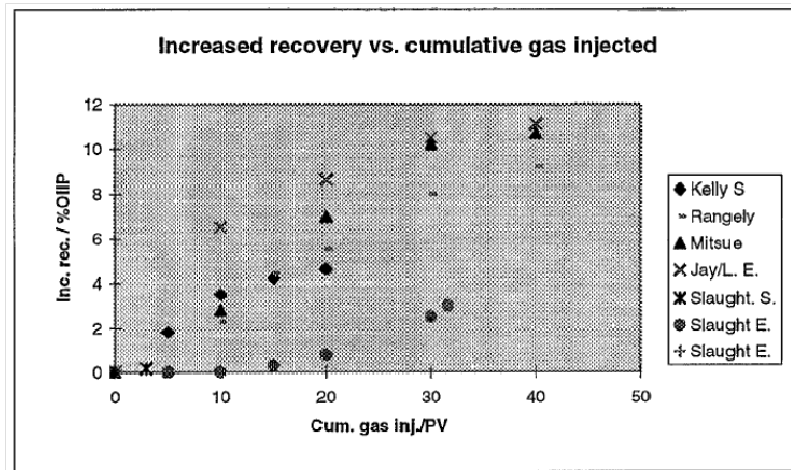


Figura 2.5: Relação entre o volume acumulado de gás injetado e o incremento na recuperação de petróleo. Fonte: Christensen *et al* (1998).

O aparato experimental utilizado por Element *et al.* [2003] está apresentado na Figura 2.6. Nos experimentos foram medidas as diferenças de pressão e os volumes de fluidos produzidos. Os perfis de saturações de gás e líquido durante o teste foram medidos *in situ* através de perfis de atenuação de raios gama com a adição de um traçador nos líquidos. Já as saturações de óleo e água foram inferidas a partir de um balanço de materiais.

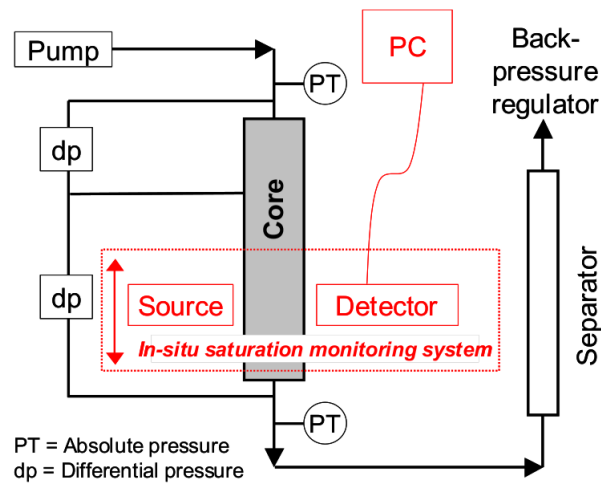


Figura 2.6: Esquema do aparato experimental para medição de curvas de permeabilidades usado por Element *et al* (2003).

A partir dos dados medidos nos experimentos obteve-se um diagrama ternário de fases (Figura 2.7) para a análise das trajetórias de saturações. Em ambas as amostras, a recuperação de óleo foi maior para segunda sequência. Pode-se observar uma redução na saturação residual de óleo quando a injeção cíclica foi iniciada por gás e também que a saturação de água após a injeção dos bancos de gás é maior do que a crítica, devido ao seu aprisionamento pelo nitrogênio e efeitos capilares, sendo este fenômeno mais acentuado na rocha fortemente molhável à água.

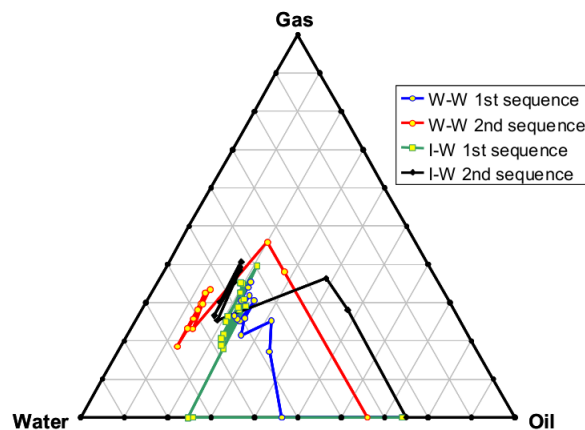


Figura 2.7: Diagrama ternário da trajetória de saturações. Fonte: Element *et al* (2003).

Na Figura 2.8 estão os valores terminais de permeabilidade relativa na primeira sequência para a amostra fortemente molhável à água obtidos nos experimentos. Pode-se observar a forte redução deste parâmetro relativo ao gás a cada ciclo e o aumento da saturação residual do gás em função do

seu aprisionamento. Já o valor terminal para a água sofrerá redução após a primeira injeção de gás devido ao aprisionamento deste e a efeitos capilares, sendo esta redução irreversível.

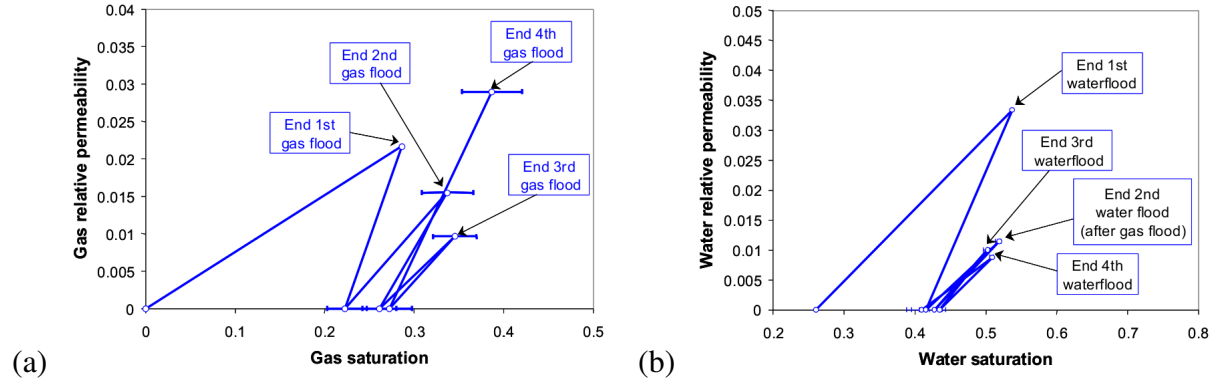


Figura 2.8: Permeabilidade relativa terminais do gás (a) e da água (b) para a primeira seqüência de injeções na amostra fortemente molhável à água. Fonte: Element *et al* (2003).

2.7 Tomografia Computadorizada de Raios-X

Técnicas de imageamento através de tomografias computadorizadas de raios-x permitem a visualização da distribuição de porosidade e saturação *in situ* no interior de uma rocha. Como uma rocha não é um material homogêneo, com um distribuição irregular de minerais, a porosidade é determinada a partir da diferença de CTs da amostra saturada completamente por dois fluidos, não sendo possível portanto obtê-la a partir dos dados de atenuação do ar e do mineral predominante. A porosidade (ϕ) de cada seção do testemunho pode ser obtida através das tomografias de raios-x a partir do fato que a matriz de rocha e cada fluido contribuem independentemente para a atenuação total da amostra [Mees et al., 2003]:

$$\phi = \frac{CTR_w - CTR_g}{CT_w - CT_g}, \quad (2.1)$$

derivado do seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} (1 - \phi)CT_{MatrizRocha} + \phi CT_g = CTR_g \\ (1 - \phi)CT_{MatrizRocha} + \phi CT_w = CTR_w, \end{cases} \quad (2.2)$$

onde CT é o número CT (unidade HOUNSFIELD) de atenuação de um determinado composto:

$$CT = 1000 \left(\frac{\psi}{\psi_w} - 1 \right), \quad (2.3)$$

ψ é o coeficiente de atenuação linear e CTR é o número CT da amostra saturada. Em adição, os subscritos w e g representam as fases aquosa e gasosa, respectivamente.

Quando não é possível saturar a amostra completamente com óleo (em função de danos na amostra, dificuldades na limpeza, tempo necessário para o processo, etc), pode-se aplicar a seguinte correlação (Figura 2.1), a partir da saturação inicial de óleo (S_{oi}):

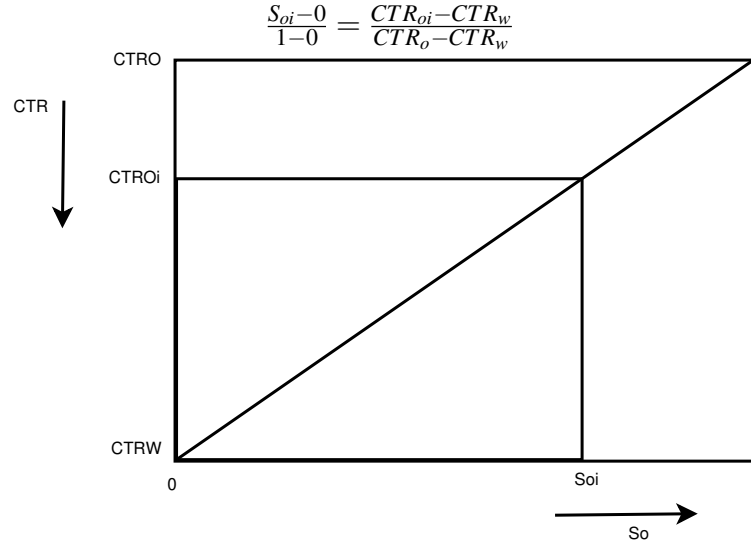


Figura 2.1: Relação linear entre o CTR e a saturação de óleo na rocha. Adaptado de Holleben (1993).

$$CTR_o = \frac{CTR_{oi} - CTR_w}{S_{oi}} + CTR_w, \quad (2.4)$$

proposta por Wellington and Vinegar [1987], onde S_{oi} pode ser obtido do balanço de materiais. Os subscritos o e oi indicam óleo e óleo inicial, respectivamente.

Com o objetivo de se construir curvas de permeabilidade relativa, as saturações dos fluidos podem ser calculadas não somente a partir do balanço de materiais, como também de pesagem *in situ*, perfis de resistividade, ressonância magnética nuclear, absorção de raios-x, entre outras [Honarpour and Mahmood, 1988]. Em comparação com estas técnicas, as medidas de saturação obtidas do CT de raios-x são rápidas, precisas, fáceis de calibrar e oferecem uma resolução espacial fina [Mees et al., 2003]. Em um sistema bifásico, a saturação pode ser calculada através do seguinte sistema de equações para cada seção (imagem 2D) de rocha [de Holleben, 1993]:

$$\begin{cases} S_o = \frac{(CTR_w - CTR_{wo})}{(CTR_w - CTR_o)} \\ S_w = 1 - S_o, \end{cases} \quad (2.5)$$

onde se considera que cada fluido e a matriz de rocha (MR) contribuem independentemente para a

atenuação média de cada seção do testemunho:

$$S_o CTR_o + S_w CTR_w = CTR_{wo} \quad (2.6)$$

onde o subscrito *wo* indica a presença de água e de óleo na rocha. Quando não se tem o CTR_o , considerando que atenuação dos fluidos seja a mesma dentro e fora do meio poroso, pode-se aplicar a seguinte equação para a obtenção da saturação de óleo [de Holleben, 1993]:

$$S_o = \frac{(CTR_w - CTR_{wo})}{\phi(CT_w - CT_o)}, \quad (2.7)$$

a partir do seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} CT_{MR}(1 - \phi) + CT_w \phi = CTR_w \\ CT_{MR}(1 - \phi) + (CT_w S_w + CT_o S_o) \phi = CTR_{wo}, \end{cases}$$

medindo-se os CTs da água e do óleo no interior do porta-testemunho no mesmo nível de energia utilizado nos testes. Esta hipótese pode induzir a erros, quando da ocorrência de endurecimento de feixes nas imagens do meio poroso saturado. Este efeito é causado pelo fato de os raios-x emitidos pelo tomógrafo serem policromáticos, e os fótons de menor energia são mais atenuados do que os de maior energia, ocorrendo um “endurecimento” aparente do feixe, que é detectado. Este efeito é caracterizado por uma tendência de decrescimento dos números CTs da borda para o centro da imagem [de Holleben, 1993].

Em um sistema trifásico, com três fases móveis, geralmente se aplica uma técnica de dupla-energia (E_1 e E_2) para obtenção de um sistema de três equações, onde cada nível de energia representa um fenômeno físico distinto [Mees et al., 2003], em que o nível de maior energia seria função da densidade e o nível menor do número atômico do composto:

$$\begin{cases} S_g + S_o + S_w = 1 \\ [S_o CTR_o + S_w CTR_w + S_g CTR_g = CTR_{wog}]_{E_1} \\ [S_o CTR_o + S_w CTR_w + S_g CTR_g = CTR_{wog}]_{E_2}, \end{cases} \quad (2.8)$$

obtendo-se as seguintes equações para saturações:

$$S_o = \frac{[(CTR_{wog} - CTR_g)_{E_2}(CTR_w - CTR_g)_{E_1} - (CTR_{wog} - CTR_g)_{E_1}(CTR_w - CTR_g)_{E_2}]}{[(CTR_o - CTR_g)_{E_2}(CTR_w - CTR_g)_{E_1} - (CTR_o - CTR_g)_{E_1}(CTR_w - CTR_g)_{E_2}]}, \quad (2.9)$$

$$S_w = \frac{[(CTR_{wog} - CTR_g)_{E_1}(CTR_o - CTR_g)_{E_2} - (CTR_{wog} - CTR_g)_{E_2}(CTR_o - CTR_g)_{E_1}]}{[(CTR_o - CTR_g)_{E_2}(CTR_w - CTR_g)_{E_1} - (CTR_o - CTR_g)_{E_1}(CTR_w - CTR_g)_{E_2}]} \quad (2.10)$$

e

$$S_g = 1 - S_o - S_w, \quad (2.11)$$

onde o subscrito *wog* indica a presença de água, óleo e gás. Também em um sistema trifásico, num processo em que seja inviável saturar a amostra completamente com óleo, pode-se aplicar o seguinte sistema de equações:

$$S_o = \frac{[(CTR_{wog} - CTR_g)_{E_2}(CT_w - CT_g)_{E_1} - (CTR_{wog} - CTR_g)_{E_1}(CT_w - CT_g)_{E_2}]}{\phi[(CT_o - CT_g)_{E_2}(CT_w - CT_g)_{E_1} - (CT_o - CTR_g)_{E_1}(CT_w - CT_g)_{E_2}]} \quad (2.12)$$

e

$$S_w = \frac{[(CTR_{wog} - CTR_g)_{E_1}(CT_o - CT_g)_{E_2} - (CTR_{wog} - CTR_g)_{E_2}(CT_o - CT_g)_{E_1}]}{\phi[(CT_o - CT_g)_{E_2}(CT_w - CT_g)_{E_1} - (CT_o - CTR_g)_{E_1}(CT_w - CT_g)_{E_2}]}, \quad (2.13)$$

considerando novamente que não há interferência da rocha na atenuação relativa a cada fluido:

$$\begin{cases} [CT_{MR}(1 - \phi) + CT_w\phi = CTR_w]_{E_1} \\ [CT_{MR}(1 - \phi) + CT_w\phi = CTR_w]_{E_2} \\ [CT_{MR}(1 - \phi) + (CT_wS_w + CT_oS_o + CT_gS_g)\phi = CTR_{wo}]_{E_1} \\ [CT_{MR}(1 - \phi) + (CT_wS_w + CT_oS_o + CT_gS_g)\phi = CTR_{wo}]_{E_2} \end{cases} \quad (2.14)$$

2.8 Reservatórios Carbonáticos

Os reservatórios carbonáticos, principalmente os calcários e dolomitos (carbonatos de cálcio e magnésio), são formações geológicas naturalmente fraturadas e heterogêneas e representam uma grande parcela das reservas mundiais de petróleo (mais de 60% das reservas de óleo e mais de 40% das reserva de gás) (Oilfield Review, 2011). Como os reservatórios carbonáticos são capazes de manter suas características de porosidade e permeabilidade a altas profundidades, estas rochas estão assumindo importância crescente com a necessidade da exploração de reservatórios mais profundos.

A formação de rochas carbonáticas é particularmente sensível às condições ambientais, ocor-

rendo no interior da própria bacia sedimentar devido a precipitação química e biogênica a partir de águas rasas. Variações na temperatura influenciam a atividade biogenética e afetam a produção de sedimentos. Os carbonatos se caracterizam por uma complexa distribuição de poros, sendo difícil prever sua distribuição de permeabilidades [Waddah et al., 1997].

A injeção de gás é o método de recuperação avançada mais comum em carbonatos, porém, a injeção de ar a alta pressão (IAAP) tem crescido consideravelmente nos últimos anos em reservatórios carbonáticos contendo óleo leve [Manrique et al., 2009]. Deve-se ressaltar que a litologia do reservatório limita a aplicabilidade de um método de recuperação avançada. Por exemplo, os métodos térmicos e químicos predominam em formações areníticas e os métodos miscíveis predominam em carbonatos, turbiditos e campos marítimos [Manrique et al., 2010].

Os carbonatos, por geralmente, possuírem baixa permeabilidade, serem molháveis ao óleo e serem fraturados, proporcionando uma irrupção precoce dos fluidos injetados, geram menores recuperações de petróleo do que as usualmente obtidas em arenitos. Porém, não se pode desconsiderar que a maioria das tecnologias é criada para e testada em arenitos. Isto pode ser uma das causas dos reservatórios areníticos apresentarem o maior potencial para a aplicação de métodos de RAP [Cristesen et al., 1998].

Devido à suscetibilidade das rochas carbonáticas a se modificarem por meio de mecanismos pós-deposicionais, deve-se conhecer o processo de diagênese para uma compreensão mais precisa das suas características.

A coquina (Figura 2.1) é uma rocha sedimentar calcária alóctone porosa não completamente consolidada, composta predominantemente por fragmentos de conchas e parcialmente cimentada. Estas rochas são formadas perto da costa, em ambientes de alta energia, e possuem tamanha de grãos iguais ou maiores a 2 mm [Alden, 2013, Neuendorf et al., 2005].

Como as coquinas não ocorrem aleatoriamente, representando depósitos associados a eventos episódicos, são consideradas depósitos sedimentares extremamente importantes para o estudo de tafonomia e estratigrafia, sendo indicadoras de mudanças no nível de base das bacias sedimentares e marcadoras de parassequências [da Silva, 2010].



Figura 2.1: Coquina. Fonte: Alden [2013].

3. Materiais e Métodos

A descrição das condições necessárias e das etapas desenvolvidas para a realização dos experimentos são apresentadas neste capítulo.

Inicialmente, pensava-se em realizar dois testes com ciclos de injeção distintos em uma única amostra. Porém, os resultados do primeiro teste não foram satisfatórios em função de diferentes fatores, como: o valor medido de permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água residual ser maior do que o dobro do valor da permeabilidade absoluta medida com água; um dano ocorrido durante o procedimento de limpeza ao final do teste impedir a reutilização da amostra. Como consequência, optou-se pela realização de testes, descritos no apêndice A, para a determinação da metodologia de limpeza e também do procedimento de saturação inicial da amostra mais adequados para o sistema rocha-fluidos do trabalho. Por fim, foram realizados ao longo deste trabalho 2 testes experimentais em regime permanente de injeção de WAG imiscível, sendo o primeiro de adaptação de metodologia.

3.1 Preparação e Caracterização das Amostras

Todos os testes foram realizados em amostras provenientes de afloramento do Membro Morro do Chaves, Formação Coqueiro Seco, Bacia Sergipe-Alagoas (Figura 3.1), com propriedades permoporosas similares à alguns reservatórios carbonáticos da seção *rifte* do Pré-sal brasileiro [Dal'Bó, 2012]. Este afloramento é carbonático constituído por rochas coquinas compostas por bivalves de ambiente lacustre, caracterizada como uma rocha extremamente heterogênea e descontínua em função do processo de diagênese [Dal'Bó, 2012] e com um comportamento de molhabilidade fracionária tendendo a ser molháveis ao óleo de acordo com dezenas de experimentos realizados por Leon [2013] com células de Amott.

As amostras utilizadas neste trabalho são provenientes da pedreira Atol do município de São Miguel dos Campos do Estado de Alagoas (Figura 3.2), onde as rochas carbonáticas se apresentam intercaladas com folhelhos. Em geral, as amostras extraídas podem ser classificadas em calcarenito bioclástico e calcirrudito bioclástico segundo a classificação de R. L. Folk [1959] ou em *grainstone* bioclástico e *rudstone* bioclástico segundo a classificação de Embry e Klován [1971]. As



Figura 3.1: Bloco de coquina proveniente da Formação Coqueiro seco. Fonte: Dal'Bó [2012].

rochas são formadas principalmente por conchas de pelecípodes, apresentando uma fragmentação e neomorfismo por calcita espática, sem nenhuma organização dos bioclastos [Dal'Bó, 2012].

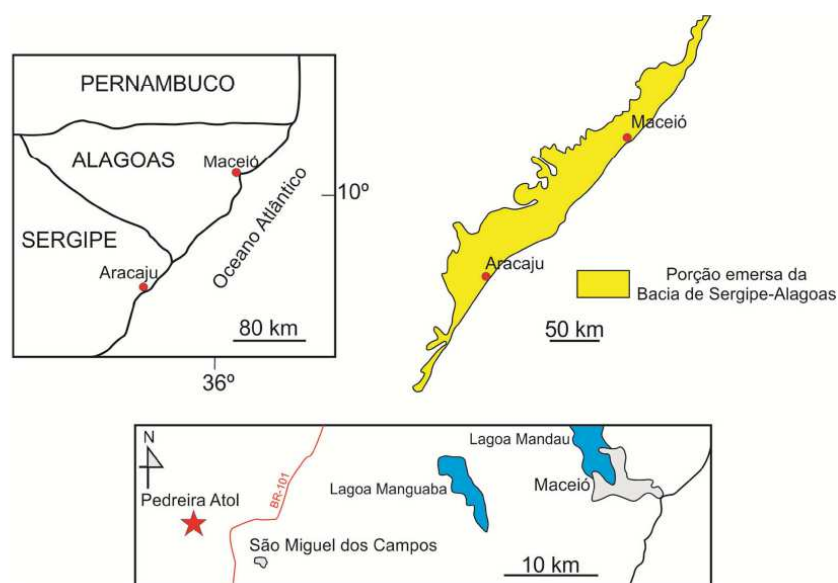


Figura 3.2: Localização da pedreira Atol, de onde foram extraídas as amostras de coquina. Fonte: Dal'Bó [2012].

As amostras foram extraídas, cortadas com água e então secas por 48 horas a 80°C . As amostras foram então montadas envoltas por um cilindro de borracha em um porta-testemunho constituído por 3 linhas de entrada com difusores em espiral na entrada e na saída sob 1500 psi de pressão

de confinamento, utilizando água destilada, deionizada e desaerada como fluido hidráulico. O porta-testemunho utilizado era constituído por alumínio, e todas as suas peças fabricadas em outros metais mais densos tiveram que ser reconfeccionadas em alumínio, para garantir a visualização da rocha no seu interior através das imagens de Raios-X.

Após esta montagem, foram determinadas as porosidades, pela técnica de expansão de gás com nitrogênio utilizando um porosímetro Ultra-pore 300 da CoreLab Instruments dos EUA (Figura 3.3), e as permeabilidades absolutas com um permeabilímetro Ultra-perm 500 da CoreLab Instruments com ar comprimido (Figura 3.4).

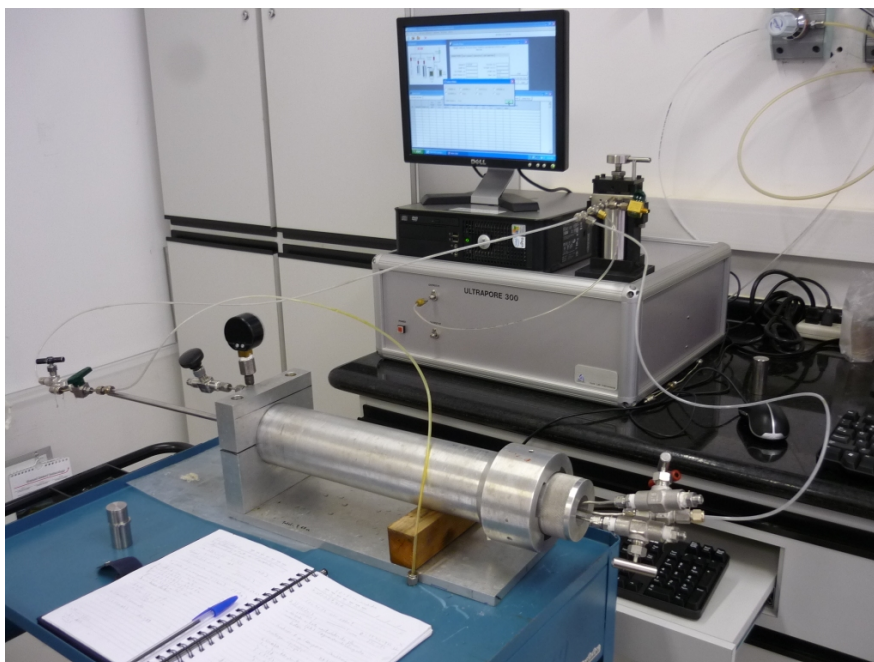


Figura 3.3: Porosímetro Ultra-pore 300.

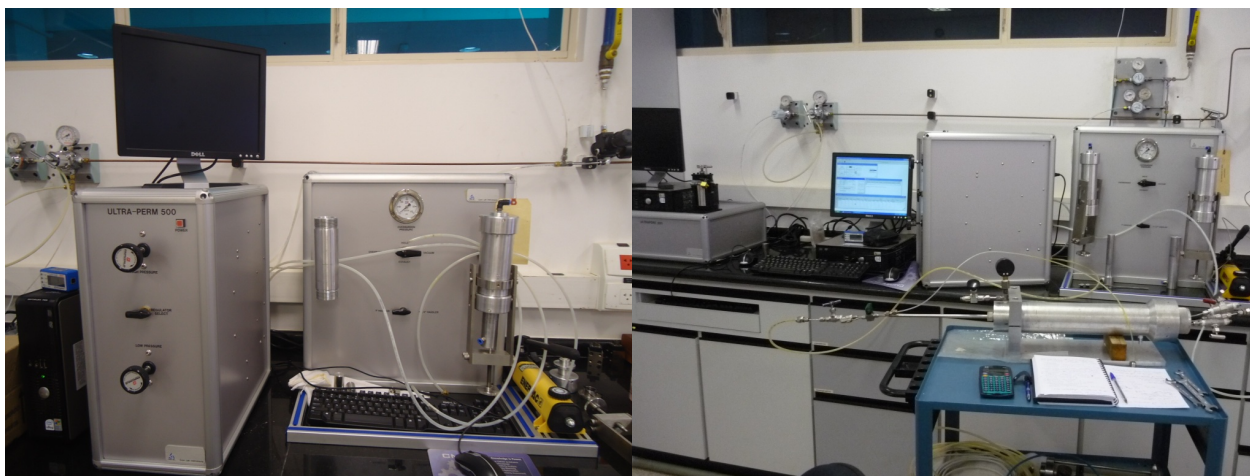


Figura 3.4: Permeabilímetro Ultra-perm 500.

3.1.1 Procedimentos de Limpeza e Secagem Iniciais

No teste de medição de permeabilidade relativa foi utilizada uma amostra F de 20,24 cm de comprimento por 3,77 cm de diâmetro e $2,66 \frac{g}{cm^3}$ de densidade (Figura 3.5). Inicialmente, pensou-se em utilizar etanol (utilizado no teste de adaptação de metodologia), um álcool não tóxico, porém se observou precipitação de sal quando em contato com a salmoura (Figura 3.6). No teste de adaptação ocorreu um dano permanente na amostra, ocorrendo a produção significativa de carbonato de cálcio no etanol produzido durante a limpeza, sendo a amostra utilizada descartada (Figura 3.7). O procedimento de limpeza determinado a partir dos resultados dos testes de limpeza foi constituído por uma injeção sequencial em temperatura ambiente ($22^{\circ}C$) de metanol para a retirada de sais da amostra, de tolueno para a remoção de compostos orgânicos, e de nitrogênio seco para auxiliar a secagem da amostra. O metanol foi escolhido por ser capaz de solubilizar tanto iodeto de sódio quanto cloreto de sódio. A Figura 3.8 mostra o tolueno e o metanol produzidos durante a limpeza, onde se pode observar a modificação das colorações originalmente transparentes para castanho-claro e amarelo, respectivamente. Em seguida à limpeza, a amostra foi removida do porta-testemunho e levada à estufa por mais de 72 horas a $80^{\circ}C$ (Figura 3.9).

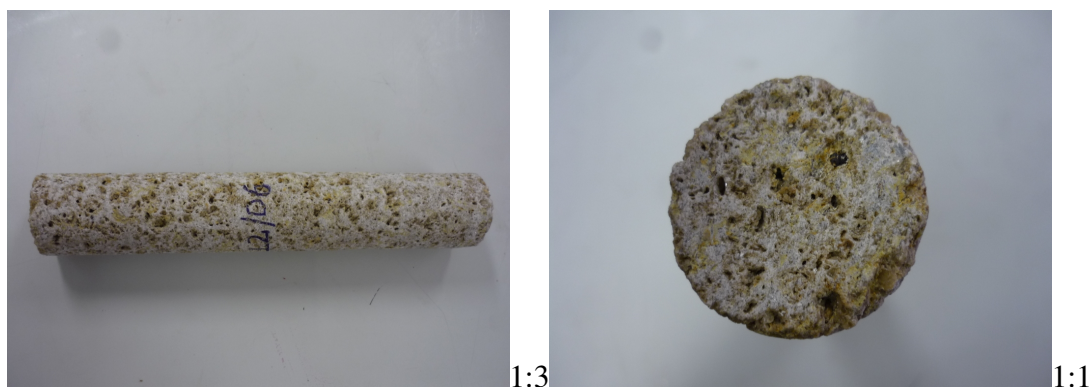


Figura 3.5: Amostra de coquina utilizada no segundo teste de permeabilidade relativa.



Figura 3.6: Sal precipitado em um *becker* contendo salmoura e etanol.

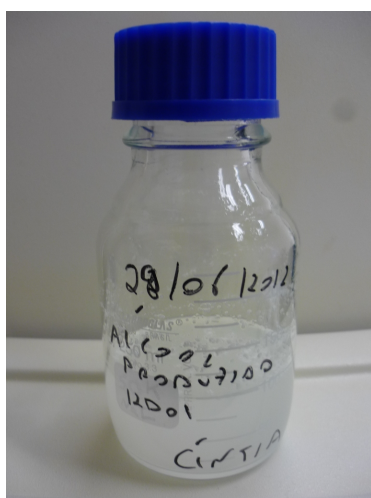


Figura 3.7: Etanol produzido durante a limpeza da amostra A.

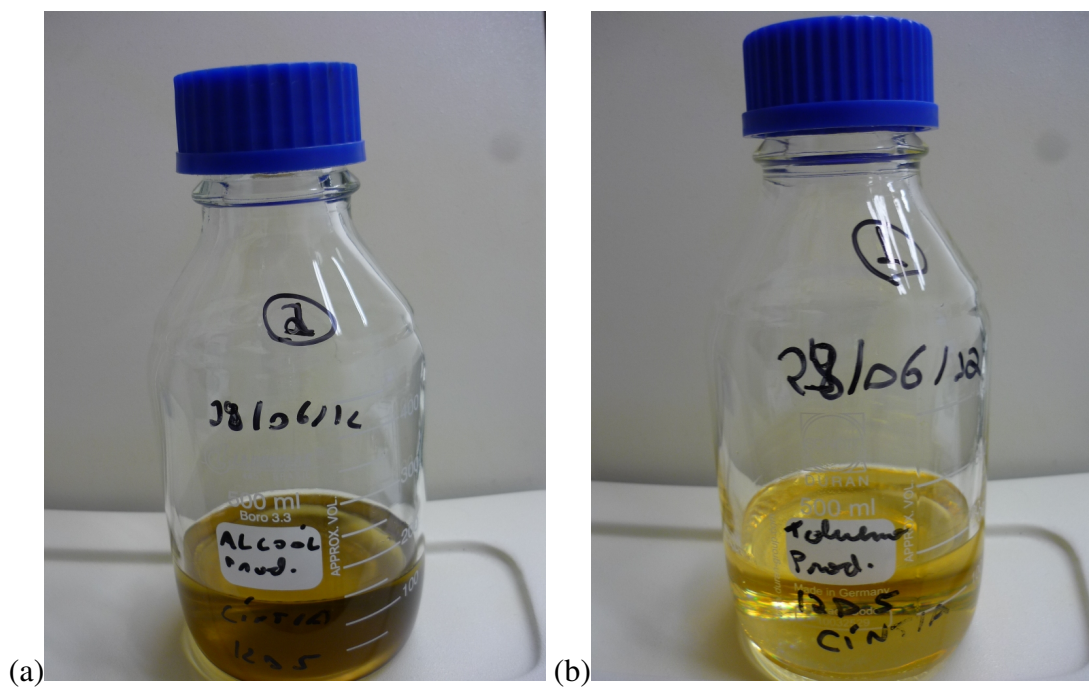


Figura 3.8: Metanol (a) e tolueno (b) produzidos durante a limpeza.



Figura 3.9: Estufa.

3.1.2 Procedimentos de Saturação Inicial

A amostra foi novamente montada no porta-testemunho e foram novamente medidas a sua porosidade e sua permeabilidade absoluta segundo os procedimentos descritos anteriormente. A amostra foi então submetida à vácuo por 24 horas, com uma bomba Oerlic Trivac da Leybold Vacuum dos EUA (Figura 3.10), e então saturada por embebição espontânea com uma solução aquosa destilada, deionizada e desaerada com 100.000 ppm de $NaCl$ e 100.000 ppm NaI (200.00 ppm de salinidade) (Figura 3.11). O iodeto de sódio tinha como função atuar como um dopante para aumentar o contraste entre os fluidos nas imagens tomográficas.

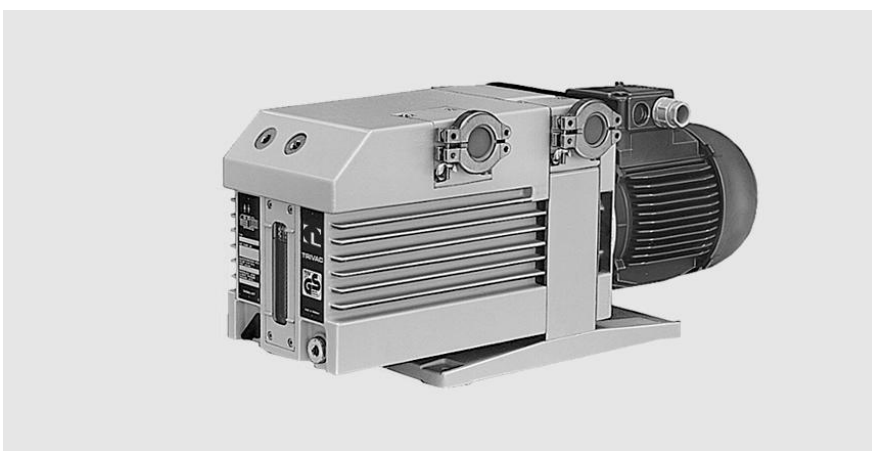


Figura 3.10: Bomba Oerlic Trivac.

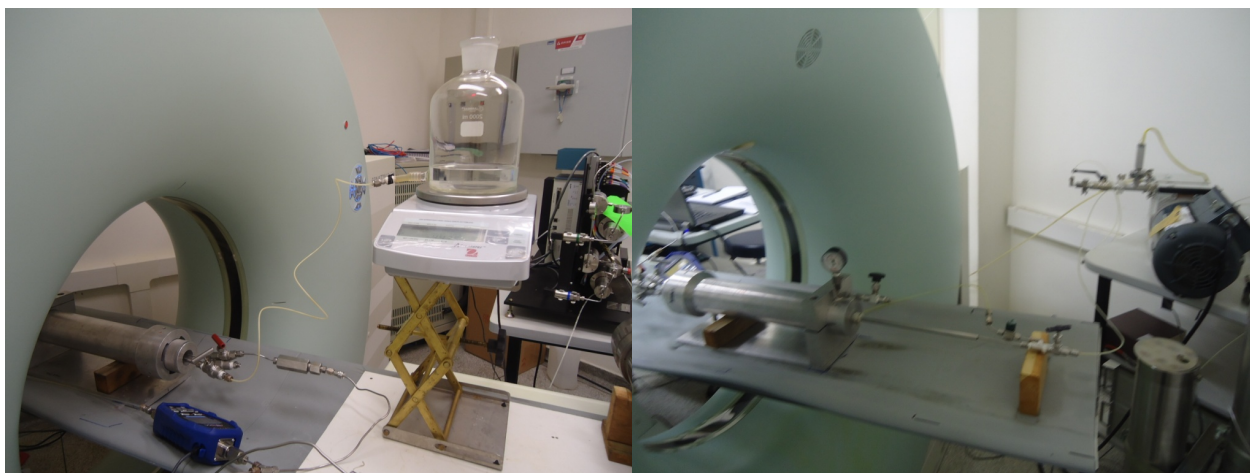


Figura 3.11: Processo de saturação da amostra sob vácuo.

Em seguida, 15 volumes porosos de salmoura foram injetados a $1 \frac{cc}{min}$ por deslocamento forçado para garantir uma saturação eficiente e completa da amostra (Figura 3.12). Nesta etapa, mediu-se

também a permeabilidade absoluta da rocha. Após a saturação com salmoura, 10 volumes porosos de óleo mineral dopado com I-C10 (18 cP à 22 °C) foram injetados também a 1 $\frac{cc}{min}$ até o equilíbrio de pressão e de vazão volumétrica (onde foi obtida a permeabilidade efetiva ao óleo), com o objetivo de se reproduzir a saturação da rocha com óleo (S_{oi}) na saturação inicial de água (S_{wi}), para o início do teste de escoamento. A Tabela 3.1 mostra as principais propriedades da amostra determinadas até esta fase. A amostra foi tomografada seca, saturada com salmoura e saturada com óleo inicial para obtenção das porosidades e saturações ao longo da amostra.

Tabela 3.1: Dados da amostra F no início do teste.

Massa (g)		512.86	
<i>Comprimento</i> (cm)	20.24	$k_{abs(gas)}$ (mD)	192
<i>Diâmetro</i> (cm)	3.77	$k_{abs(salmoura)}$ (mD)	133
<i>Volume Poroso</i> (cm ³)	39.29	$k_{o@S_{wi}}$ (mD)	103
ϕ	0.17	ϕ (CT)	0.14

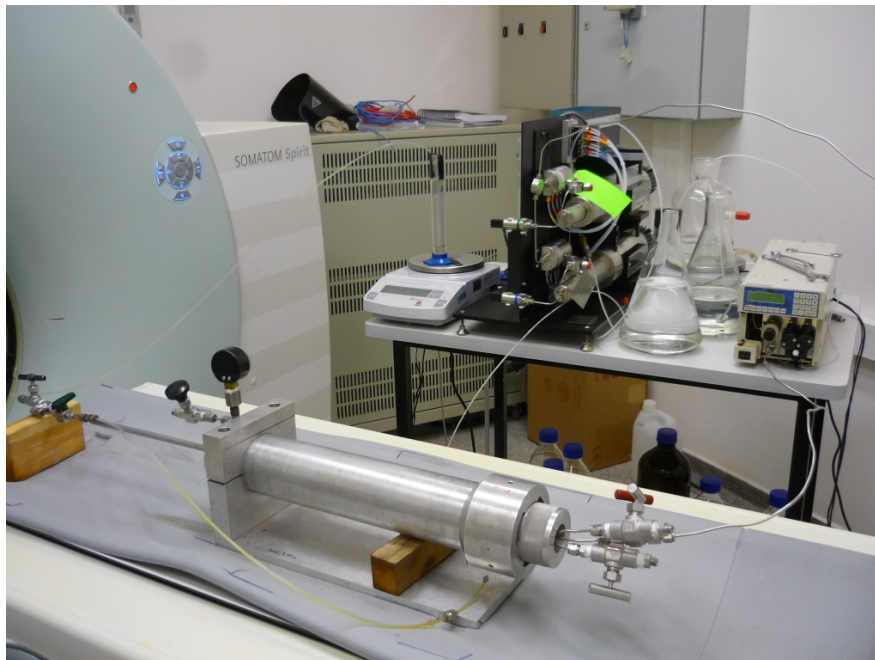


Figura 3.12: Deslocamento de salmoura para saturação do testemunho.

3.1.3 Procedimentos de Limpeza e Secagem Finais

No final do teste, a amostra foi limpa por uma injeção sequencial de tolueno, metanol, tolueno, metanol e nitrogênio quente (64°C). Após a retirada da amostra do porta-testemunho, ela foi levada a estufa a 64°C por mais de 90 horas, tempo suficiente para secar o metanol contido na amostra nesta temperatura. Para a secagem, usou-se 64°C na estufa porque a mesma estava sendo utilizada em outro experimento que necessitava desta temperatura específica. A sequência foi iniciada com tolueno para a garantia de um deslocamento imiscível (a amostra estava saturada com 56% de salmoura e 7% de óleo) entre os fluidos, evitando-se assim a precipitação de sal. A injeção sequencial dupla foi utilizada para garantir que todos os poros fossem contactados pelo tolueno e pelo metanol, garantindo uma limpeza eficiente, o que não seria possível caso ocorresse um escoamento bifásico durante a injeção de um destes fluidos em um sequência única de cada um. Optou-se por terminar a sequência com o metanol por este possuir menor pressão de vapor que o tolueno, facilitando a secagem da amostra. A Figura 3.13 mostra os finos, recolhidos do porta-testemunhos, que foram desagregados da amostra em função da friabilidade da rocha em estudo. Nesta etapa, foi novamente medida a porosidade e a permeabilidade absoluta da rocha no porta-testemunho (Tabela 3.2), não sendo possível, com os equipamentos disponíveis, quantificar quanto os resultados poderiam ter sido afetados por esta provável alteração do meio poroso indicada pela produção de finos.

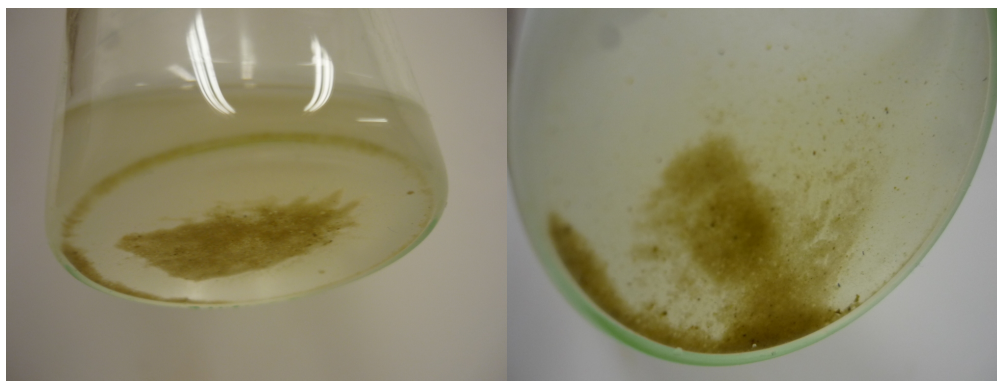


Figura 3.13: Finos desagregados da rocha.

Tabela 3.2: Dados da amostra no final do teste após limpeza.

Massa (g)	512.51
Volumo poroso (cm^3)	35.39
ϕ	0.16
$k_{abs(gas)} (mD)$	42

3.2 Propriedades dos Fluidos

Durante os experimentos, como fase aquosa foi utilizada água destilada, deionizada e desaerada de alta salinidade (200.000 ppm), sendo 100.000ppm de $NaCl$ e 100.000ppm de NaI (dopante). Como fase oleosa foi utilizada óleo mineral EMCA desaerado, dopado com 10% em massa de iododecano ($I - C_{10}$) (31°API). O processo de desareamento dos fluidos realizado com a bomba Oerlic Trivac e um misturador magnético (auxilia no processo de desareamento e na fabricação da salmoura da alta salinidade) está mostrado na Figura 3.1. Por fim, como fase gasosa utilizou-se nitrogênio umidificado com a salmoura, com o intuito de se evitar a transferência de massa entre as fases. O $NaCl$ foi obtido da Chemco ($> 99,0\%$) e o NaI da Sync ($> 99,0\%$). A salinidade da salmoura fabricada no laboratório era sempre verificada através do condutivímetro DM-3P da Digimed (Figura 3.2). As propriedades físicas de todos os fluidos contidos no experimento estão apresentadas na Tabela 3.3. As densidades e viscosidades dos líquidos foram medidas com um densímetro Anton Paar DMA 4500 (Figura 3.3) e um reômetro rotativo Haake Mars III da Thermo Scientific (Figura 3.4), usando uma geometria cone-placa de titânio C60 (60 mm e 1°) a 22°C, respectivamente. As propriedades do nitrogênio foram retiradas da literatura [Wischnewski, 2012].

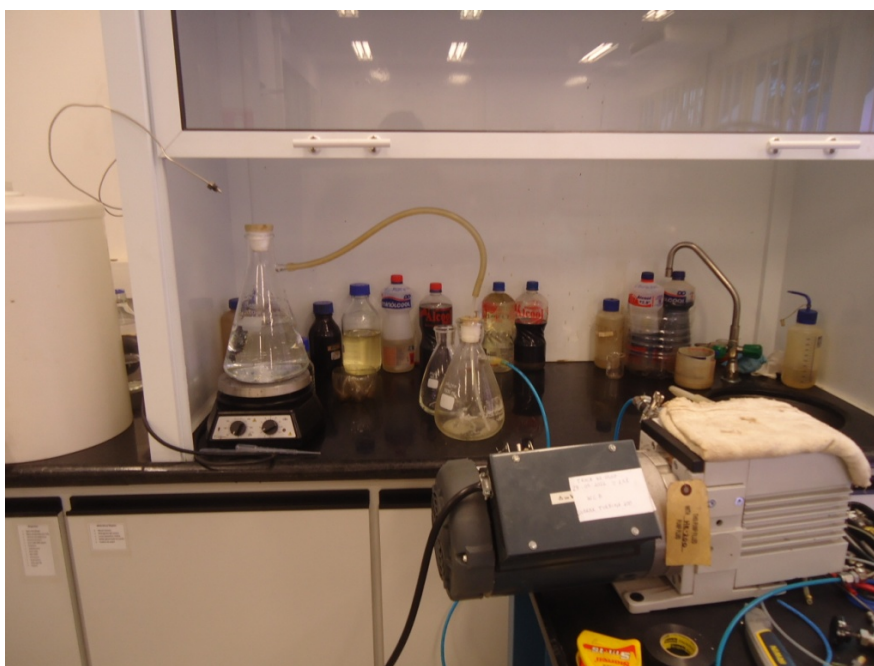


Figura 3.1: Processo de desareamento.



Figura 3.2: Condutivímetro DM-3P.



Figura 3.3: Densímetro Anton Paar DMA 4500.



Figura 3.4: Reômetro rotativo Haake Mars III.

Observou-se turbidez no óleo produzido durante os testes (Figura 3.5), porém não foi detectada nenhuma alteração significativa de densidade no mesmo durante o experimento. Foram conduzidos testes de emulsão e precipitação de sal para avaliar a interação entre os três fluidos utilizados a 22°C . Os fluidos foram adicionadas a um *becker* (40 ml da salmoura e 40 ml de óleo) e agitados no Ultra Turrax T-18 da IKA (Figura 3.6), por 50 segundos à 10.000 rpm. Após 24 horas de observação, os dois testes geraram resultados satisfatórios, não sendo observados nem emulsão nem precipitação (Figura 3.7).

Tabela 3.3: Propriedades físicas dos fluidos a 22°C .

	Densidade (g/cm^3)	Viscosidade (cP)
Salmoura (100.000 ppm NaCl/100.000 ppm NaI)	1,13828	1,2
Óleo (10%wt I-C10)	0,87124	18,4
Nitrogênio	-	~0,018

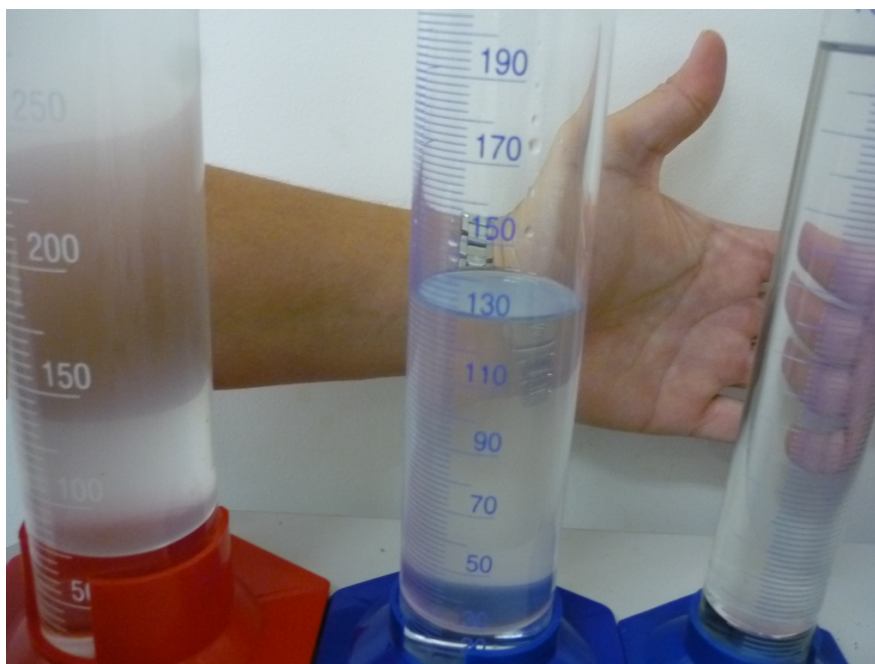


Figura 3.5: Fluidos produzidos durante o deslocamento bifásico de água (abaixo) e óleo (acima).



Figura 3.6: Agitador Ultra Turrax T-18.



Figura 3.7: Salmoura (abaixo) e óleo (acima) em um *becker* após 24 horas do teste de emulsão e precipitação.

3.3 Aparato Experimental

Para a realização do experimento de escoamento para medição de permeabilidades relativas foi montado um aparato experimental (Figura 3.1). Uma bomba cromatográfica Jasco de vazão constante (Figura 3.2) e uma bomba de dois pistões Quizix, da Vindum Engineering (EUA), também de vazão constante (Figura 3.3), foram utilizadas para deslocar o fluido hidráulico (água destilada e deionizada) de um vaso para as duas garrafas que continham os fluidos a serem injetados, de modo a deslocar estes fluidos para o porta-testemunho. Estas garrafas, que continham um pistão de metal para evitar o contato entre os fluidos de injeção e o fluido hidráulico, foram montadas na horizontal, juntamente com o porta-testemunho, na mesa do tomógrafo (Figura 3.4). Um transdutor diferencial de pressão de alta precisão (1 psi), nVision Reference Recorder da Crystal Engineering Corporation (EUA), foi acoplado na terceira entrada do porta-testemunho (Figura 3.5), além da utilização de dois transdutores Valydines de pressão (Figura 3.6), calibrados para 3200 psi, por segurança, em cada linha de injeção, em caso de desligamento ou mal funcionamento do transdutor diferencial. Como vaso separador, foi utilizado uma proveta de 1000 ml posicionada sobre uma balança digital analítica Adventurer da Ohaus (Figura 3.7). Tomografia Computadorizada de Raios-X (CT) foi utilizada para uma análise quantitativa da porosidade da amostra e da distribuição de *in-situ* de saturação dos fluidos no meio poroso durante o teste multifásico.

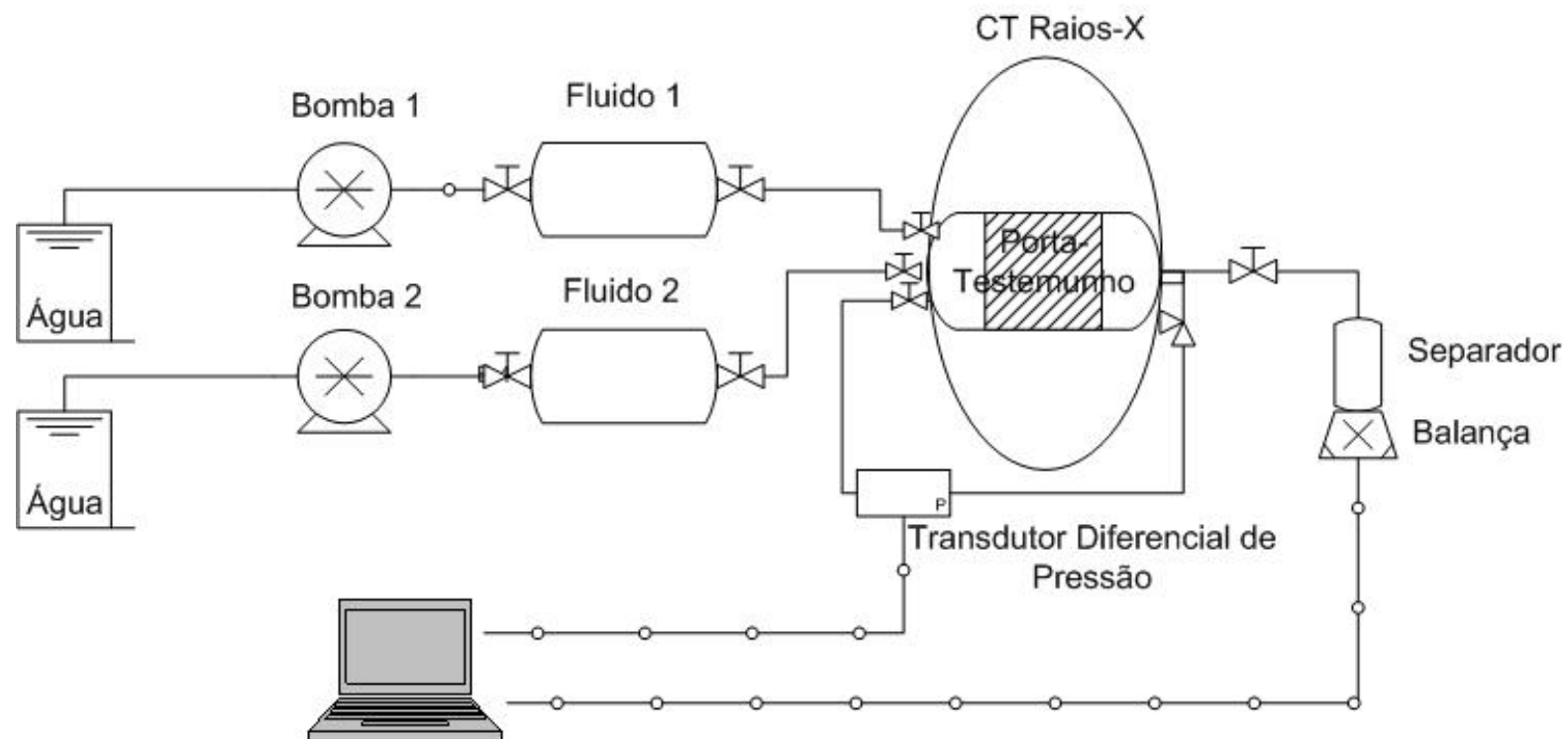


Figura 3.1: Esquema do aparato experimental.



Figura 3.2: Bomba Jasco.

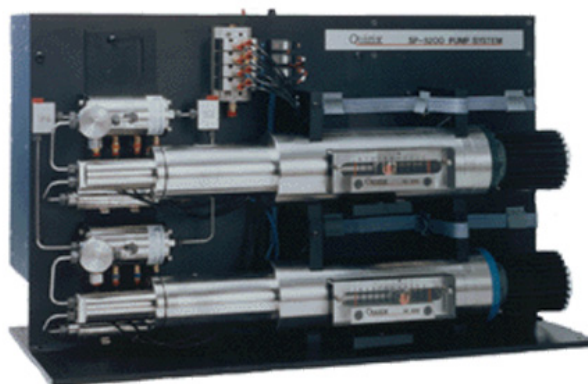


Figura 3.3: Bomba Quizix.

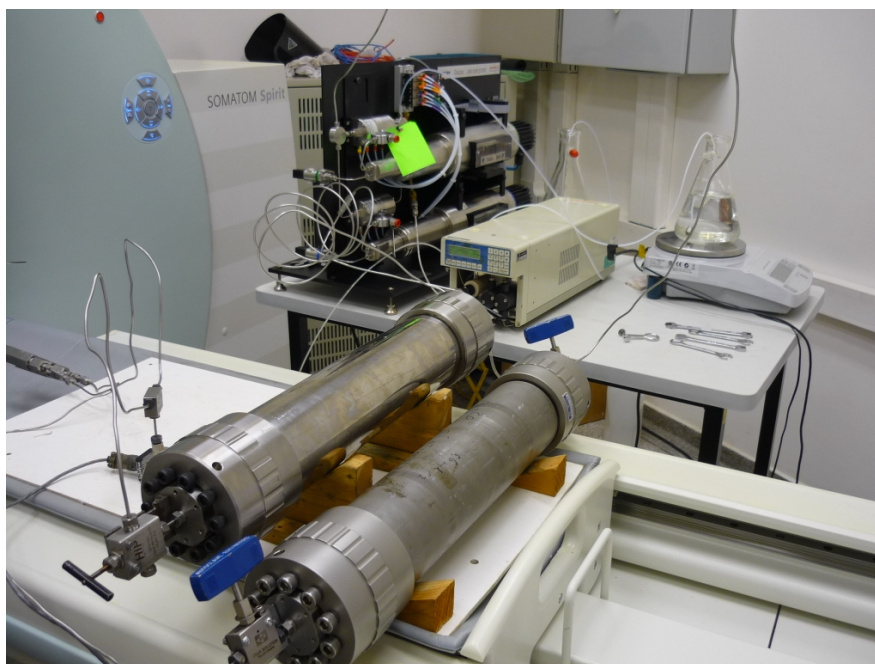


Figura 3.4: Garrafas montadas na mesa do tomógrafo.



Figura 3.5: Transdutor diferencial de pressão.



Figura 3.6: Transdutor de Pressão (Valdyne).



Figura 3.7: Balança digital analítica.

Inicialmente se pensou em utilizar um controlador de fluxo mássico de gás, modelo 0152 da Brooks Instruments, para injetar o nitrogênio à vazão constante (Figura 3.8). Porém, no teste de adaptação de metodologia, verificou-se que em alguns valores de pressão, o equipamento não era capaz de atingir a vazão volumétrica necessária ao experimento. Por isso, optou-se pela injeção direta do gás da garrafa para o porta-tesmundo com o pistão sendo deslocado pelo fluido hidráulico a vazão constante. Isto acarreta em um tempo maior para estabilização de cada ponto de equilíbrio, tendo em vista que tanto a vazão volumétrica quanto a pressão de injeção do gás variam até que o regime permanente seja atingido.

Cogitou-se também a utilização de um gasômetro (Figura 3.9) para medição do volume de gás

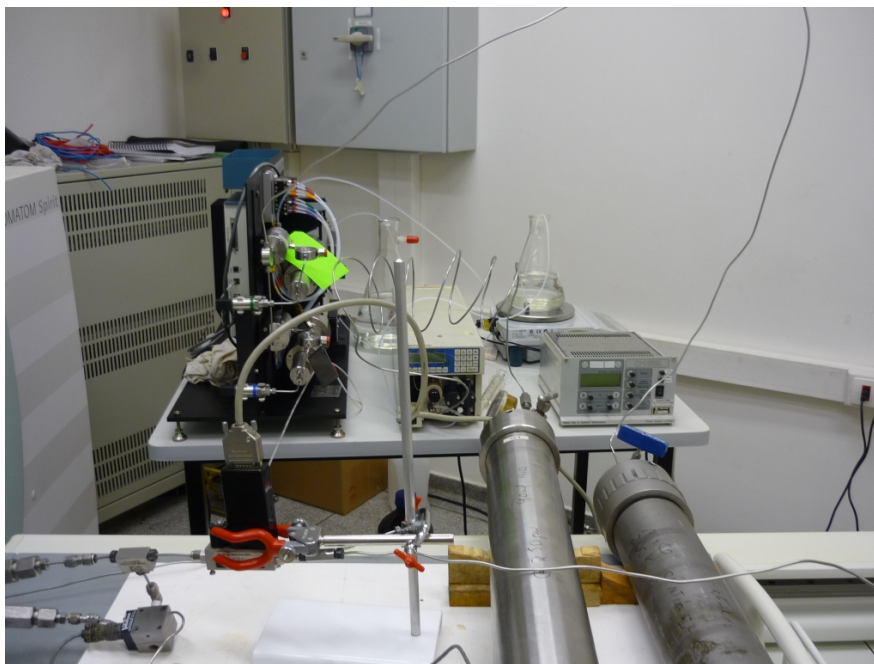


Figura 3.8: Esquema do aparato experimental contendo um controlador de fluxo mássico.

produzido. Porém, em função de alta vazão volumétrica de gás produzido e do tempo de duração do teste, este processo se mostrou inviável.

Os valores de saturações durante o experimento de medição de permeabilidade relativa foram quantificados somente a partir das tomografias computadorizadas. Os fatores que dificultaram a obtenção de dados coerentes de balanço de materiais foram a impossibilidade da medição dos volumes produzidos de gás, a leve compressibilidade dos fluidos injetados na garrafa com a variação de pressão e as diferentes precisões dos equipamentos (bomba Jasco, bomba Quizix e separador). Como separador utilizou-se provetas de vidro graduadas de 500 ml e 1000 ml, que apresentam um valor de precisão ($\pm 5\text{ml}$ e $\pm 10\text{ml}$, respectivamente) maior do que a variação de volume de cada fase no interior da rocha, na maioria dos pontos de estabilidade. Não se pode optar por empregar provetas menores (de maior precisão), em função do tempo de estabilização de cada ponto do experimento. Entretanto, conforme Wellington and Vinegar [1985], a medição de saturação a partir de imagens de Raios-X é um método preciso, desviando somente em 2% em média das saturações obtidas a partir do balanço de materiais convencional. Este valor foi corroborado por Withjack [1988], que encontrou um desvio máximo de 2,4% nas saturações de água em um teste de permeabilidade relativa em regime permanente em uma amostra de arenito Berea em um sistema bifásico água-óleo, obtendo em média 0,6% de desvio. Por fim, em um sistema trifásico (salmoura, óleo mineral e vapor de água), Sharma et al. [1997] observou um desvio máximo de 3% na saturações entre o balanço e as medições do CT.

Outro fator que impossibilitou a obtenção de um balanço de materiais confiável foi a ocorrência



Figura 3.9: Gasômetro utilizado no teste de adaptação de metodologia.

de pequenos vazamentos durante o experimento. Como por exemplo, a ocorrência de 3 vazamentos do fluido hidráulico na garrafa contendo salmoura (Figura 3.10) e do desligamento do compressor de ar conectado à bomba Quizix, em momentos diferentes do teste, causado por tempestades. Porém, acredita-se que não houve interferência nos dados de permeabilidade relativa obtidos, uma vez que, ocorreram entre pontos de estabilização e uma leve alteração na vazão de injeção por um breve momento não é capaz de causar o efeito de histerese (curva intermediária).

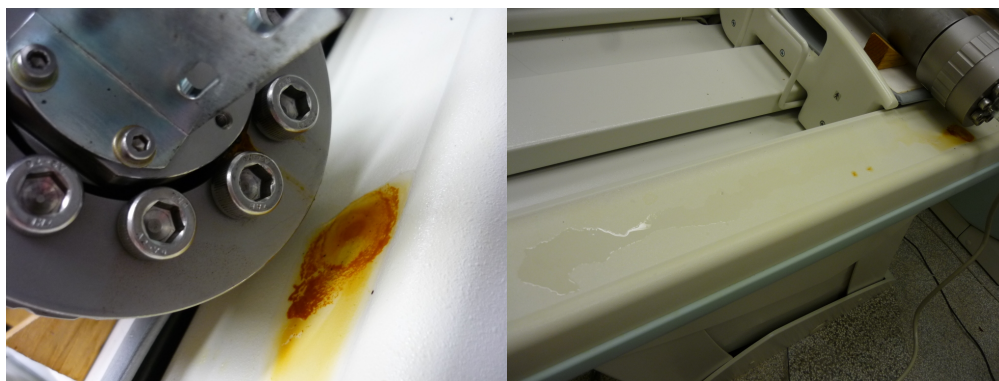


Figura 3.10: Vazamento de fluido hidráulico na garrafa contendo salmoura.

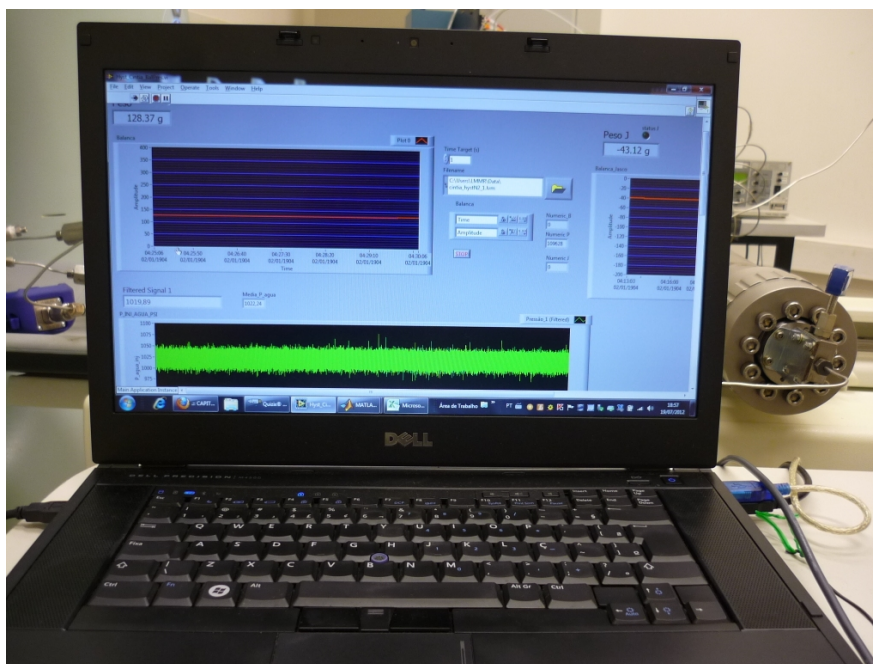


Figura 3.11: Interface do *software* Labview.

3.3.1 Sistema de Aquisição de Dados

A aquisição de dados dos transdutores de pressão e de massa dos fluidos injetados e produzidos das balanças digitais foram monitorados e armazenados através de um computador no *software* LabView[®] (Figura 3.11). Os dados do transdutor diferencial e da bomba Quizix eram armazenados a partir de *softwares* próprios (Figura 3.12 e 3.13, respectivamente).

3.3.2 Tomografia Computadorizada de Raios-X

As tomografias computadorizadas de Raios-X foram realizadas em um tomógrafo médico helicoidal Somatom Spirit da Siemens (Figura 3.14). Este tomógrafo realiza a reconstrução da imagem através do algoritmo SureView[®] da Siemens (Figura 3.15). O tubo fonte de Raios-X foi usado em um nível de energia de 130 keV com intensidade de corrente de 40 mA.s.

Usou-se também um nível de energia de 80 keV com 40 mA.s durante o experimento com o intuito de se avaliar as diferentes metodologias (energia dual, etc.) para a obtenção quantitativa das saturação *in-situ* trifásica. Porém verificou-se que a concentração de dopante não era adequada para este nível de energia, não sendo possível obter um contraste entre a salmoura e a rocha, além da presença de artefatos (Figura 3.16). Na Figura 3.17 compara-se a imagem da última seção do testemunho completamente saturado com salmoura em cada nível de energia (130 keV e 80 keV).

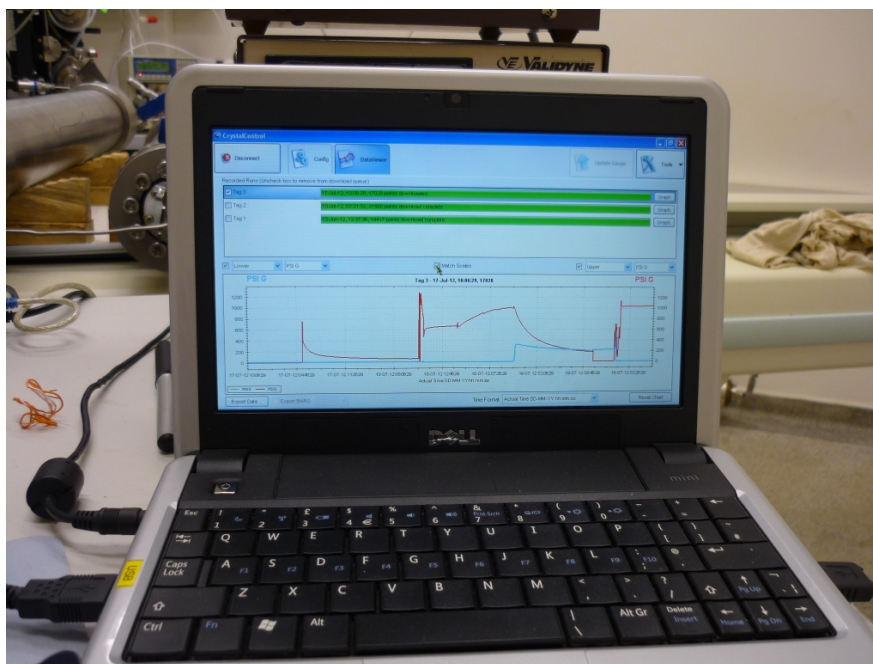


Figura 3.12: Interface do *software* do transdutor diferencial de pressão.

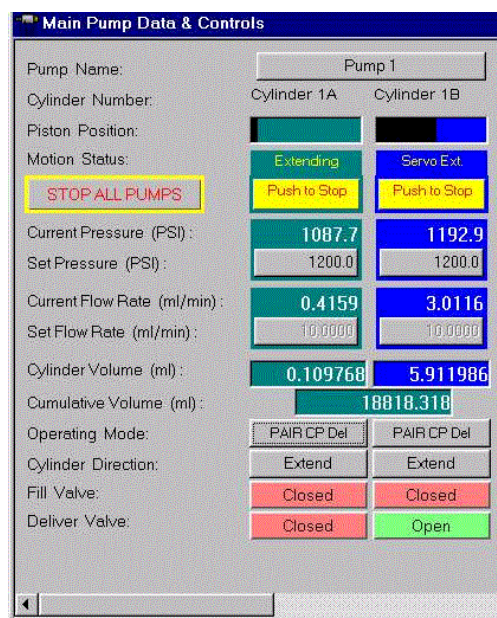
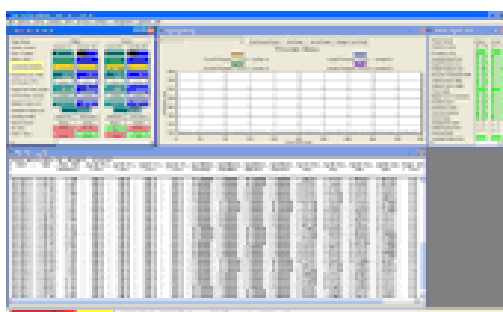


Figura 3.13: Interface do *software* PumpWorks© de controle da bomba Quizix.



Figura 3.14: Tomógrafo médico Somatom.

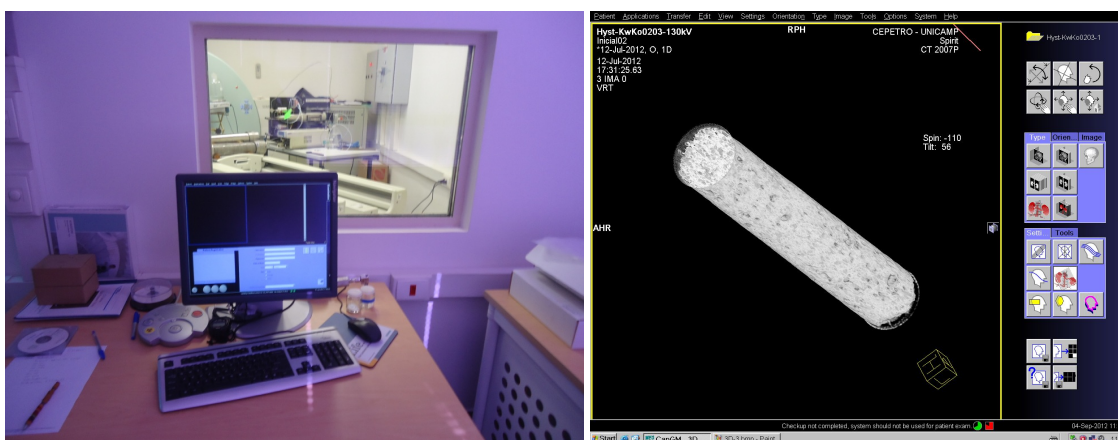


Figura 3.15: Interface do software do Tomógrafo Somatom Spirit.

Em cada varredura foram retiradas seções do testemunho espaçadas a cada 2 milímetros, demonstrando 50 segundos uma varredura completa. Apesar da resolução das imagens (reconstrução com matrizes de 512x512 pixels) de apenas 0,1 mm não serem suficientes para permitir a visualização em escala de poros, pode-se observar as heterogeneidades do meio poroso. A Figura 3.18 mostra as imagens (seções) de uma varredura completa da amostra seca.

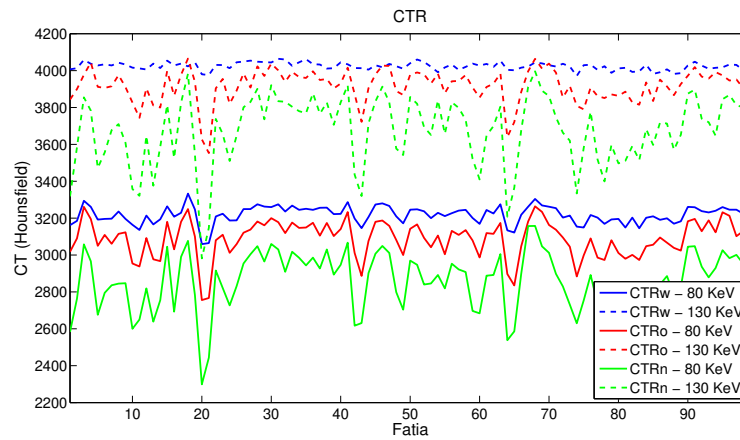


Figura 3.16: Comparação entre os CT da rocha completamente saturada com água, óleo e gás à 130 KeV e 80 KeV.

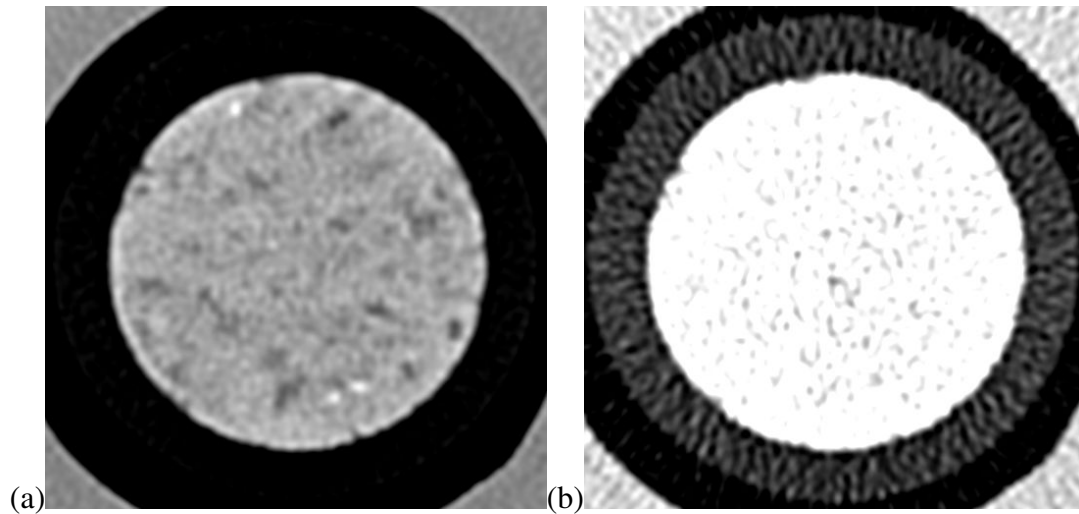


Figura 3.17: Seção final da rocha completamente saturada com salmoura à 130 keV (a) e 80KeV (b).

Aplicou-se o *software OSIRIS*® 4.19 (Figura 3.19), programa computacional livre para manipulação e análise de imagens médicas, para o pré-processamento das imagens (como, por exemplo, identificação de artefatos, eliminação de imagens não condizentes à rocha (difusores, etc.), conversão das imagens para formato DCM e verificação do centro das seções). Para o processamento das imagens, foi desenvolvido um algoritmo no *software MATLAB*®7.10.0 (R2010a) utilizando o *Toolbox* de processamento de imagens (*Image Processing*), apresentado no apêndice B. Mesmo sendo a mesa do tomógrafo de alta precisão (controle automático ou manual), uma rotina de processamento foi introduzida para corrigir o alinhamento do centro de cada seção em cada varredura antes das subtrações de CT serem efetuadas. Além disso, o porta-testemunho foi acoplado em uma base de alumínio e foram feitas marcas no porta-testemunho e na mesa do tomógrafo com o auxílio

do feixe de luz do tomógrafo para garantir o alinhamento das seções em cada ponto do teste.

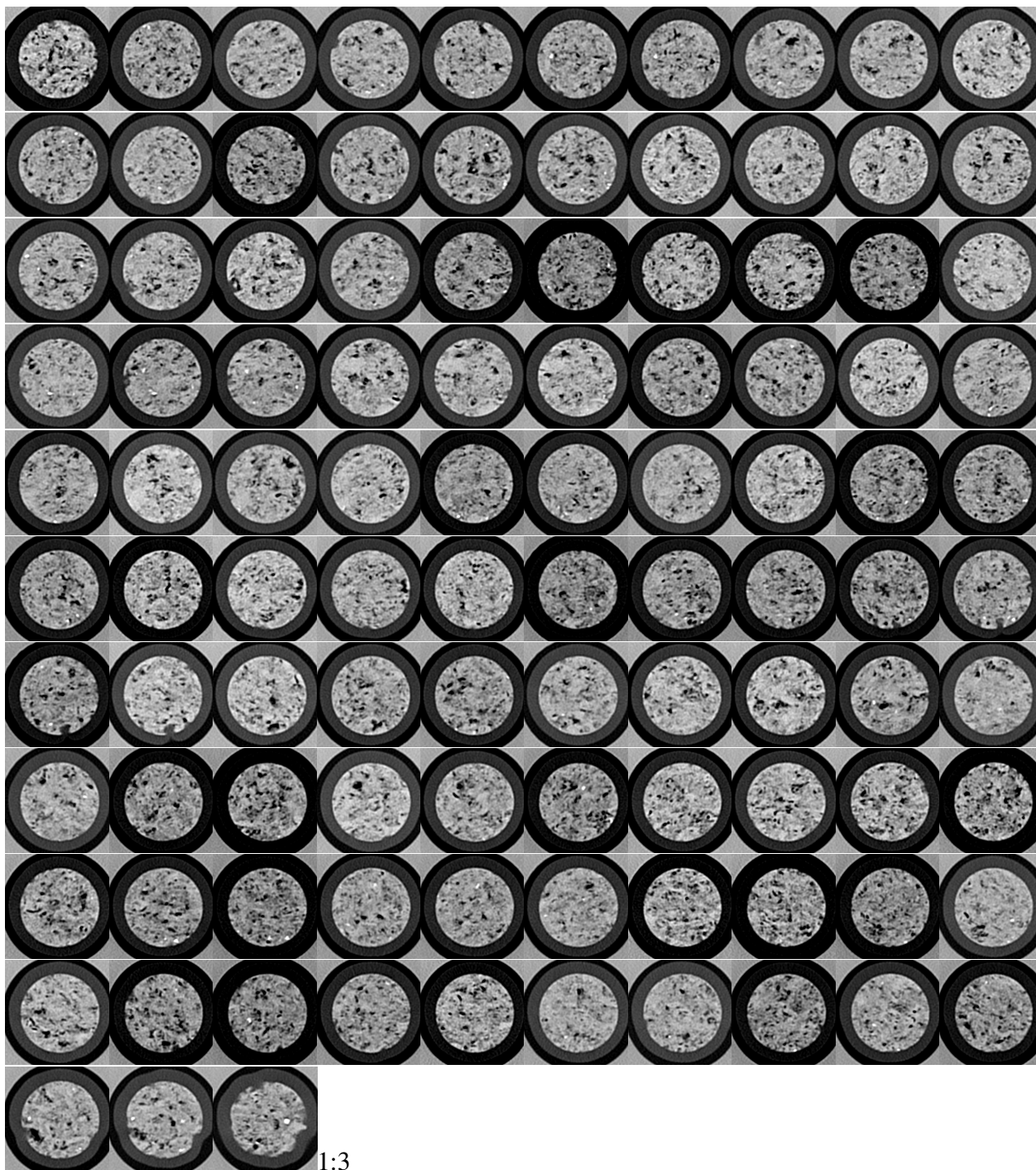


Figura 3.18: Varredura completa da rocha seca. A primeira seção superior à esquerda da figura condiz ao final da amostra durante o teste de escoamento.

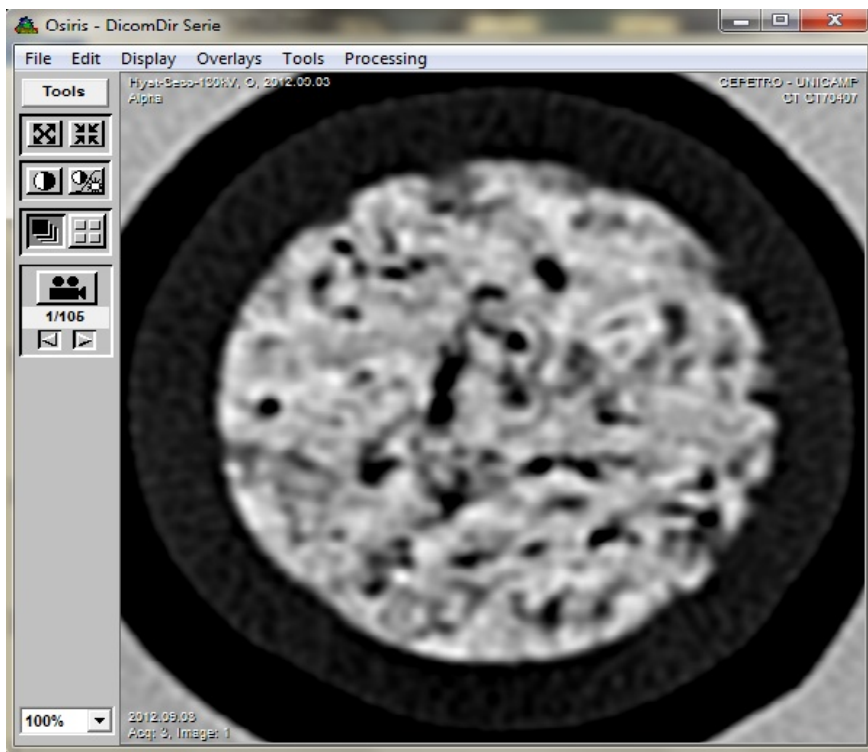


Figura 3.19: Interface do *software* OSIRIS.

As concentrações de dopantes em cada líquido (água e óleo) foram determinadas a partir de uma análise gráfica da atenuação (número CT) de cada líquido *versus* a sua concentração de dopante (medidas em dois recipientes, um para cada líquido, nos quais a cada varredura se adicionava uma quantidade de dopante), comparada com a atenuação do nitrogênio e da rocha no nível de energia (Figura 3.20). A Tabela 3.4 mostra os números CT (Hounsfield) médios para a rocha 100% saturada com cada um dos fluido do sistema, água, óleo e nitrogênio (seca), além dos CTs de cada fluido (em um recipiente já com o dopante adicionado) e do mineral calcita. Na Figura 3.21 pode-se observar a distribuição de CT com a rocha saturada com cada fluido separadamente ao longo da mesma. O número CT da rocha saturada com óleo (CTR_o) é na verdade uma estimativa feita a partir da distribuição de CTs na rocha no condição de óleo inicial através da equação 4.1. Como ocorreu um dano na amostra durante o teste, não foi possível saturar a amostra 100% com a fase oleosa no final do mesmo.

Sharma et al. [1997] recomenda que se deve buscar materiais ainda menos densos que o alumínio para confeccionar o porta-testemunho, pois o alumínio, ainda que menos acentuada que outros metais, cria uma distribuição não uniforme de CT no meio poroso. Porém, não foi observado efeito de endurecimento de feixes nas bordas das imagens no nível de energia de 130 keV, pois os números CT não decrescem em direção ao centro da seção, conforme pode ser visto, por exemplo, na Figura 3.22, que apresenta as distribuições de atenuação vertical da rocha seca, saturada com água

e saturada com óleo inicial na última seção da amostra.

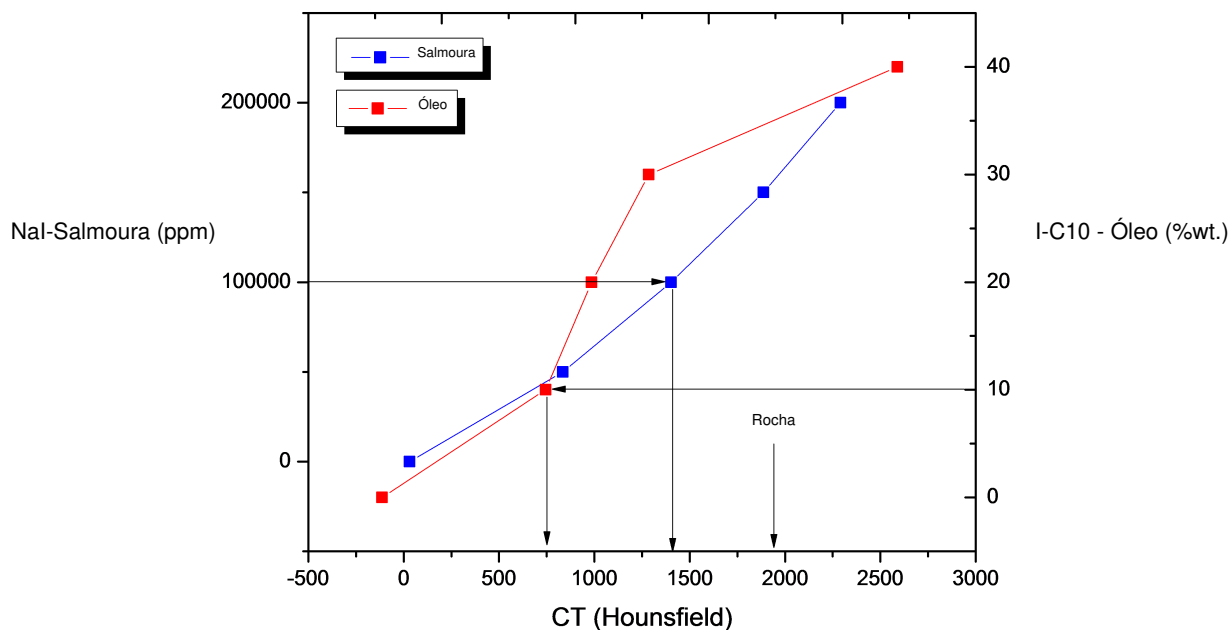


Figura 3.20: Atenuação das fases aquosas e oleosas em função da concentração de dopantes.

Tabela 3.4: Números CT à 130KeV e 80 KeV, com 40 mA.s (Hounsfield).

Nível de Energia	Calcita	Salmoura	Óleo	Gás	CTRn	CTRw	CTRo
130 KeV	1912	1572	745	-909	2860	3220	3089
80 KeV	3058	3160	1340	-880	3674	4024	3917

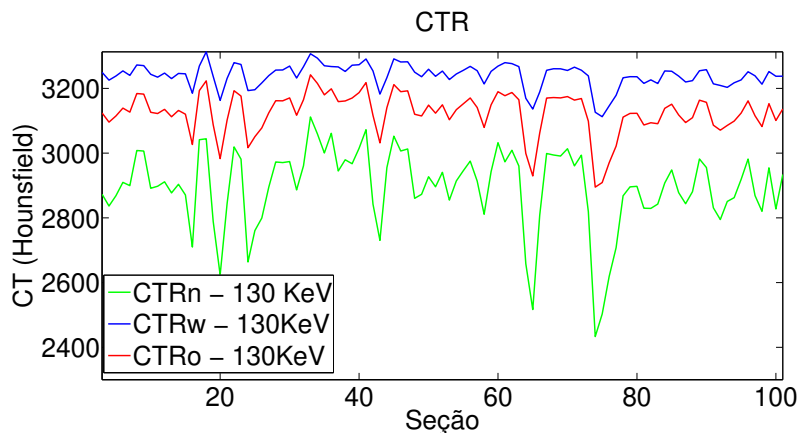


Figura 3.21: Distribuição de atenuação da rocha 100% saturada com água (CTR_w), óleo (CTR_o) ou nitrogênio (CTR_n) ao longo da amostra.

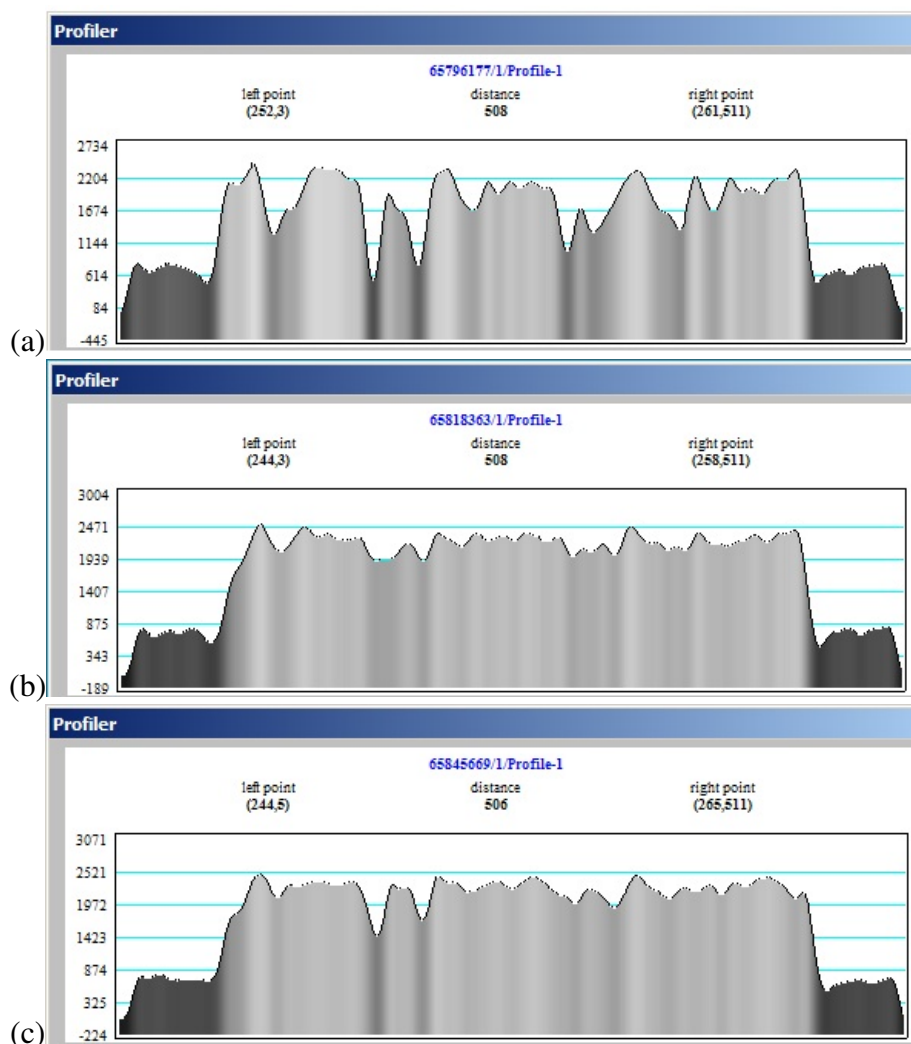


Figura 3.22: Distribuição de número CT ao longo da rocha seca (a), saturada com água (b) e com óleo inicial (c) na última seção da amostra.

3.4 Execução dos Testes de Permeabilidade Relativa

Optou-se pela realização dos testes de permeabilidade relativa sob regime permanente em condições de pressão e temperatura ambiente (22°C).

No teste de adaptação de metodologia, tentou-se utilizar um regulador de pressão (BackPressure) à 200 psi na saída da produção, com o intuito de se realizar testes em diferentes condições de pressão. Porém, quando se iniciou o deslocamento bifásico água-óleo, ocorreu o entupimento da mesma, levando ao rompimento da linha de produção. Não se sabe se isto foi causado por finos provenientes da amostra ou por mau funcionamento do equipamento, sendo o mesmo descartado do protocolo de teste.

Os testes consistiram em três ciclos de injeção, onde em cada ciclo dois fluidos eram injetados

simultaneamente (Tabela 3.5). Neste texto, foi utilizado como referência C para indicar o crescimento gradativo a cada ponto de equilíbrio da vazão de injeção de um fluido em relação à vazão total durante determinado ciclo, e D para o decréscimo da mesma, na seguinte ordem: salmoura, óleo e nitrogênio. O primeiro ciclo consistiu da injeção de água-óleo com aumento da vazão de injeção de água e redução da vazão de óleo ao longo do tempo, com seis pontos de estabilidade, obtendo-se a saturação de óleo residual água-óleo S_{orow} e a saturação de água residual S_{wr} , além das curvas de permeabilidade relativa à água (k_{rw}) e ao óleo (k_{ro}). No segundo ciclo, injetou-se água e gás, desta vez, diminuindo a vazão de água e aumentando a vazão de gás em cada um dos 6 pontos de equilíbrio, obtendo-se a saturação inicial de gás (S_{gi}) e curvas de permeabilidade relativa à água (k_{rw}) e ao gás (k_{rg}). Por fim, o terceiro ciclo consistiu de 5 pontos de estabilidade com injeção também de água e gás, porém, com o aumento da vazão de água e a diminuição da vazão de gás, obtendo-se a saturação residual de óleo final (S_{or}), a saturação de gás aprisionado (S_{gt}) e as curvas de permeabilidade relativa à água (k_{rw}) e ao gás (k_{rg}). Em todos os ciclos foi mantida uma vazão volumétrica total de $0,5 \frac{cm^3}{min}$ e as vazões individuais de cada fluido em cada ponto estão apresentadas no Capítulo 5 nas Tabelas 5.2, 5.3 e 5.4. Em cada ponto de estabilidade/equilíbrio foram injetados de 10 a 20 volumes porosos (VP), demorando de algumas horas a diversos dias para que se atingisse a estabilização da vazão de produção e do diferencial de pressão.

Tabela 3.5: Ciclos de injeção do teste de WAG (regime permanente).

Ciclo	Descrição	Dados Gerados
W	Saturação da rocha com água	k_{abs}
O	Saturação da rocha com óleo inicial	S_{oi}, S_{wi}
CD	1º ciclo de injeção ($\uparrow \frac{q_w}{q_t}$ e $\downarrow \frac{q_o}{q_t}$)	S_{orow}, k_{rw}, k_{ro}
DDC	2º ciclo de injeção ($\uparrow \frac{q_g}{q_t}$ e $\downarrow \frac{q_w}{q_t}$)	S_{gi}, k_{rw}, k_{rg}
CDD	3º ciclo de injeção ($\uparrow \frac{q_w}{q_t}$ e $\downarrow \frac{q_g}{q_t}$)	$S_{or}, S_{gt}, k_{rw}, k_{rg}$

4. Modelagem Teórica

Neste capítulo é feito um resumo da modelagem teórica envolvida nos experimentos. Primeiramente é apresentada a modelagem para medição das curvas de permeabilidade relativa em regime permanente para cada ciclo de injeção. Em seguida, mostra-se a teoria para obtenção dos parâmetros numéricos de histerese na permeabilidade relativa. Por último, aborda-se a modelagem aplicada para a quantificação da porosidade e das saturações *in situ* dos fluidos através da tomografia computadorizada de Raios-X.

4.1 Permeabilidade Relativa

De acordo com Honarpour and Mahmood [1988], a permeabilidade relativa de um fluido é a razão entre sua permeabilidade efetiva (k_e) em relação a permeabilidade absoluta da rocha (k), conforme utilizado neste trabalho, ou em relação a permeabilidade efetiva da rocha ao óleo na saturação de água inicial ($k_{o@S_{wi}}$). Quando há mais de um fluido no meio poroso, a equação 2.1 pode ser adaptada através do conceito de permeabilidade efetiva, que determina que a condutividade de cada fluido no meio depende somente da sua própria saturação (volume de fluido/volume poroso), da molhabilidade da rocha e da distribuição de poros, sendo para um líquido [Amyx et al., 1960]:

$$Q_{fluido} = \frac{k_{efetiva\ fluido} A \Delta P}{\mu_{fluido} L} \quad (4.1)$$

e para um gás ideal [Rosa et al., 2006]:

$$Q_g^{Entrada} = \frac{k_{efetiva\ gas} A \Delta P}{\mu_{gas} L} \frac{(P_{entrada} + P_{saída})}{2P_{entrada}}. \quad (4.2)$$

Geralmente, as curvas de permeabilidade relativa são construídas em função da saturação do fluido molhante. Porém, quando uma fase gasosa está presente no processo, aplica-se a saturação total de líquido, sabendo-se que o gás não molha a rocha preferencialmente aos líquidos de um sistema petrolífero. O fluxo fracionário de água (f_w) pode ser obtido a partir da equação de Darcy:

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_{total}}, \quad (4.3)$$

onde $Q_{total} = \sum Q_{fluido}$.

4.1.1 Determinação das Curvas de Permeabilidade Relativa em Regime Permanente

Os dados de permeabilidade relativa obtidos a partir de testes experimentais podem ser correlacionados através da equação de Corey para o ajuste de curvas de permeabilidade relativa [Standing, 1974]. Neste processo, para o escoamento bifásico, a curva de permeabilidade relativa à água (k_{rw}^{CD}) e a curva de permeabilidade relativa ao óleo (k_{ro}^{CD}) são consideradas funções da saturação adimensional de água (S_w^*):

$$k_{rw}^{CD} = k_{rw@S_{orow}} (S_w^{*CD})^{nm^{CD}} \quad (4.4)$$

e

$$k_{ro}^{CD} = k_{ro@S_{wi}} (1 - S_w^{*CD})^{m^{CD}}, \quad (4.5)$$

$$S_w^{*CD} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{orow} - S_{wi}}, \quad (4.6)$$

onde o sobrescrito CD representa o 1º ciclo de injeção, S_{orow} a saturação residual de óleo no final deste ciclo e S_{wi} , a saturação inicial de água. Em adição, nm e m são os expoentes da equação de Corey. Para o 2º ciclo de injeção, as curvas de permeabilidade relativa à água (k_{rw}^{DDC}) e ao gás (k_{rg}^{DDC}) foram relacionadas com a saturação adimensional de líquidos (S_L^*):

$$k_{rw}^{DDC} = k_{rw@S_{sorow}} (S_L^{*DDC})^{nm^{DDC}}. \quad (4.7)$$

$$k_{rg}^{DDC} = k_{rg@S_{gi}} (1 - S_L^{*DDC})^{m^{DDC}}, \quad (4.8)$$

e

$$S_L^{*DDC} = \frac{S_L - S_{or}^{DDC} - S_{wr}^{DDC}}{1 - S_{or}^{DDC} - S_{wr}^{DDC}}, \quad (4.9)$$

onde o sobrescrito DDC representa o 2º ciclo de injeção. S_{or}^{DDC} e S_{wr}^{DDC} são as saturações de óleo e água residual no final deste ciclo, respectivamente. Finalmente, para o 3º ciclo de injeção, as curvas de permeabilidade relativa à água (k_{rw}^{CDD}) e ao gás (k_{rg}^{CDD}) também podem ser relacionadas

às saturações adimensionais de líquido:

$$k_{rw}^{CDD} = k_{rw@S_{gt}} (S_L^{*CDD})^{nm^{CDD}}, \quad (4.10)$$

$$k_{rg}^{CDD} = k_{rg@S_{gi}} (1 - S_L^{*CDD})^{m^{CDD}}, \quad (4.11)$$

e

$$S_L^{*CDD} = \frac{S_L - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{gt}}, \quad (4.12)$$

onde o sobrescrito *CDD* representa o 3º ciclo de injeção. S_{or} é a saturação de óleo residual e S_{gt} é a saturação de gás aprisionado no fim do teste.

Os expoentes de cada grupo (cada ciclo) de curvas de permeabilidade relativa foram determinados considerando não somente os valores de *nm* e *m* que se ajustavam melhor a cada conjunto de dados de permeabilidade relativa correspondente, e sim, os pares de expoentes que se ajustavam melhor tanto aos dados de permeabilidade relativa quanto aos dados de fluxo fracionário.

4.2 Parâmetros Numéricos de Histerese

Em um processo de recuperação avançada com injeção alternada de água e gás, ambas as saturações de óleo e as curvas de permeabilidade relativa são reduzidas a cada ciclo de injeção. Isto ocorre, principalmente, em função do aprisionamento dos fluidos (água e gás) no meio poroso [Sanchez, 1999]. A caracterização deste fenômeno de aprisionamento de fluidos, de extrema importância para a mobilização de óleo residual da rocha, é necessária para a previsão do comportamento das curvas de permeabilidade relativa durante o processo de recuperação de óleo. Dados experimentais sugerem que não ocorre efeito de histerese significativo nas curvas de permeabilidade do fluido molhante. Existem diversos modelos empíricos disponíveis para a avaliação das curvas de permeabilidade relativa ao fluido não-molhante sob o efeito de histerese [Spiteri, 2005]. O modelamento destes efeitos histeréticos costuma ser baseado em duas curvas extremas irreversíveis relacionadas com o processo de saturação, com um pacote de curvas intermediárias reversíveis entre elas [Braun and Hollan, 1995].

Land [1971] propôs uma constante empírica baseada em dados experimentais, obtidos a partir de um processo de embebição seguido de uma drenagem, para estimar a saturação de gás aprisionado no meio poroso:

$$C = \frac{1}{S_{gt}} - \frac{1}{S_{gi}}, \quad (4.1)$$

onde C é a constante de Land, S_{gi} é a saturação máxima/inicial de gás e S_{gt} é a saturação de gás aprisionado. A maioria dos modelos de histerese são baseados nesta relação empírica, que foi desenvolvida a partir de arenitos fortemente molháveis à água. A constante de Land é função da tensão interfacial entre os fluidos e a permeabilidade absoluta da rocha, sendo variável durante os ciclos de injeção de água e gás [Spiteri, 2005].

Em um sistema trifásico, as permeabilidades relativas dos fluidos não-molhantes não dependem somente das suas próprias saturações, não sendo possível estimar suas curvas a partir dos modelos convencionais bifásicos. Larsen e Skauge [Larsen and Skauge, 1998] modelaram curvas intermediárias de permeabilidade relativa durante processos de drenagem e embebição. Eles definiram uma relação empírica entre a saturação residual de óleo trifásica (S_{or}), a saturação residual de óleo após a injeção de água e a saturação de gás aprisionado:

$$S_{or} = S_{orow} - aS_{gt}, \quad (4.2)$$

onde a é o fator de saturação residual de óleo. Este fator pode ser obtido de um processo de injeção iniciada por um ciclo de água, seguidos por um ciclo de gás e um de água. Larsen and Skauge [1998] demonstraram como utilizar estes parâmetros, em conjunto com as curvas de permeabilidade relativa gás-óleo e a constante de redução de drenagem (α), que estão fora do escopo deste trabalho, para gerar as curvas de permeabilidade relativa sob efeitos históricos ao longo dos ciclos de um processo de WAG.

4.3 Porosidades e Saturações *In-situ*

Neste trabalho, a distribuição de porosidade em cada seção do testemunho foi obtida a partir da equação 2.1. Como em função do dano ocorrido na rocha não foi possível saturar a amostra completamente com óleo, aplicou a seguinte correlação (Figura 4.1), a partir da saturação inicial de óleo (S_{oi}):

$$CT_{Ro} = \frac{CT_{Roi} - CT_{Rw}}{S_{oi}} + CT_{Rw}, \quad (4.1)$$

proposta por Wellington and Vinegar [1987], onde a distribuição de S_{oi} no testemunho foi obtida, neste trabalho, da equação 4.2:

$$S_{oi} = \frac{(CTR_w - CTR_{oi})}{\phi(CT_w - CT_o)} \quad (4.2)$$

e

$$S_{wi} = 1 - S_{oi}, \quad (4.3)$$

que derivaram do seguinte sistema de equações:

$$\begin{cases} (1 - \phi)CT_{MR} + \phi CT_w = CTR_w \\ (1 - \phi)CT_{MR} + \phi(S_{wi}CT_w + S_{oi}CT_o) = CTR_{oi} \\ S_{oi} + S_{wi} = 1, \end{cases} \quad (4.4)$$

onde CTR_{oi} representa o número CT da condição inicial. Nesta metodologia, considera-se a hipótese de que a atenuação dos fluidos seria a mesma dentro e fora do meio poroso [de Holleben, 1993]. Como não foi observado o efeito de endurecimento de feixes nas imagens, no nível de energia de 130 KeV, avalia-se que esta hipótese esteja correta. Poderia ser utilizada também a saturação inicial de óleo obtida a partir do balanço de materiais. Porém, seria introduzida a hipótese da distribuição uniforme deste parâmetro ao longo da rocha, o que seria errôneo para um meio poroso tão heterogêneo.

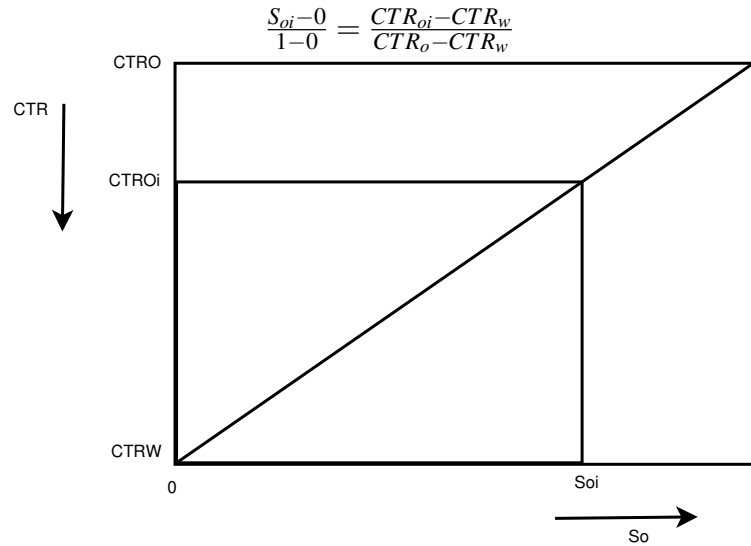


Figura 4.1: Relação linear entre o CTR e a saturação de óleo na rocha. Adaptado de Holleben (1993).

Para a obtenção das saturações *in-situ*, para ambos os processos bifásicos e trifásicos, pode ser usada o método de regressão linear, citado em Mees et al. [2003], no qual se considera que há uma relação linear entre a saturação de cada fluido e a atenuação de raios-x do sistema. Para o 1º ciclo de injeção, assumiu-se que os números CT da rocha encontram-se em uma linha reta entre a atenuação da rocha completamente saturada com óleo e a rocha completamente saturada com salmoura (Figura 4.4):

$$S_w = \frac{CTR^{CD} - CTR_o}{CTR_w - CTR_o} \quad (4.5)$$

e

$$S_o = 1 - S_w, \quad (4.6)$$

onde o sobrescrito *CD* indica o 1º ciclo de injeção.

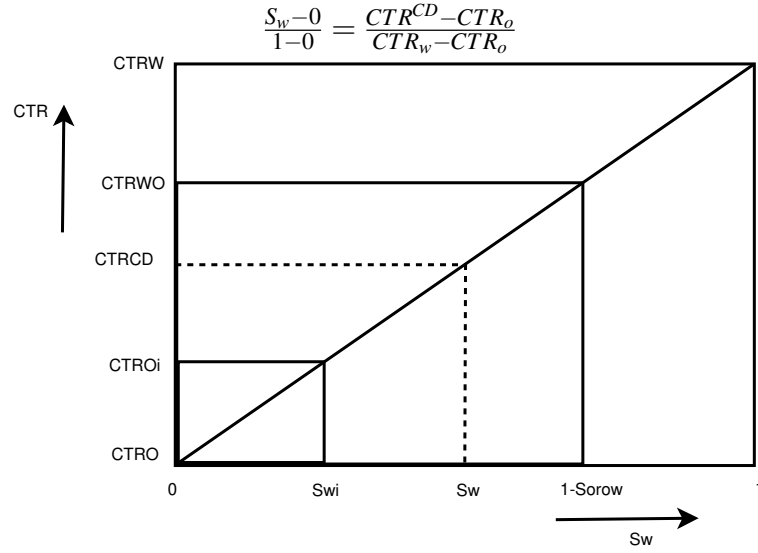


Figura 4.2: Relação do número CT *versus* a saturação de água para o 1º ciclo de injeção.

Durante o 2º ciclo de injeção, assumiu-se que os números CT de cada ponto de estabilidade, encontram-se em uma linha reta conectando a rocha saturada com salmoura e óleo residual (final do ciclo *CD*) e a rocha completamente saturada com nitrogênio (Figura 4.3):

$$S_w = (1 - S_{orow}) \left(\frac{CTR_n - CTR^{DDC}}{CTR_n - CTR_{wo}} \right), \quad (4.7)$$

$$S_g = \frac{CTR^{DDC} - CTR_{wo}}{CTR_n - CTR_{wo}} \quad (4.8)$$

e

$$S_{or} = 1 - S_w - S_g, \quad (4.9)$$

onde o sobrescrito *DDC* indica o 2º ciclo de injeção e o subscrito *wo*, o ponto final do 1º ciclo.

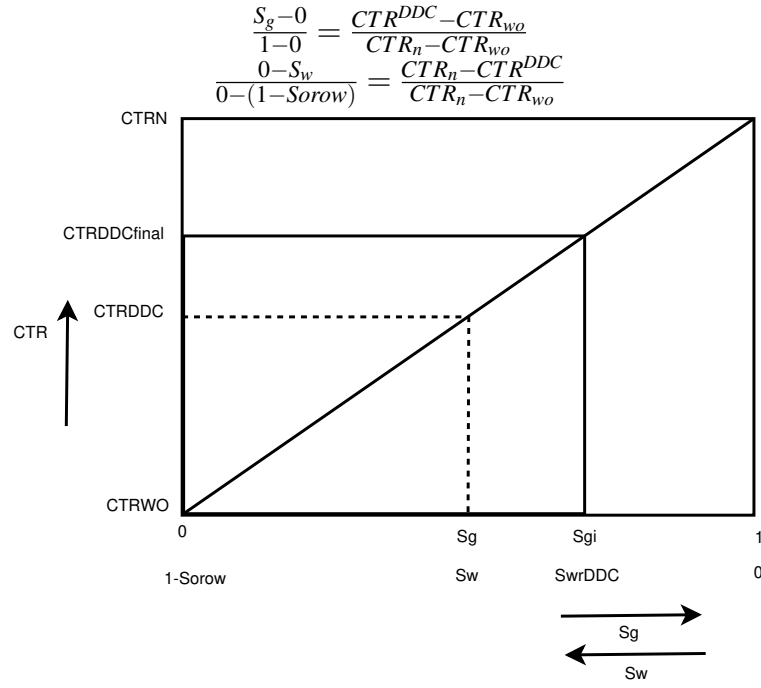


Figura 4.3: Relação do número CT *versus* a saturação de água para o 2º ciclo de injeção.

Por fim, durante o 3º ciclo de injeção, assumiu-se que os números CT encontram-se em uma linha reta conectando a rocha saturada por gás com óleo e água residual (ponto final do ciclo *DDC*) e a rocha completamente saturada com água (Figura 4.4):

$$S_w = (1 - S_{wr}^{DDC}) \left(\frac{CTR^{CDD} - CTR_{final}^{DDC}}{CTR_w - CTR_{final}^{DDC}} \right) + S_{wrDDC}, \quad (4.10)$$

$$S_g = (S_{gi}) \left(\frac{CTR_w - CTR^{CDD}}{CTR_w - CTR_{final}^{DDC}} \right) \quad (4.11)$$

e

$$S_{or} = 1 - S_w - S_g, \quad (4.12)$$

onde o sobrescrito *CDD* indica o 2º ciclo de injeção e o *DDC final*, o último ponto do ciclo *DDC*. Em adição, S_{wr}^{DDC} é a saturação residual de água no último ponto deste ciclo (*DDC*).

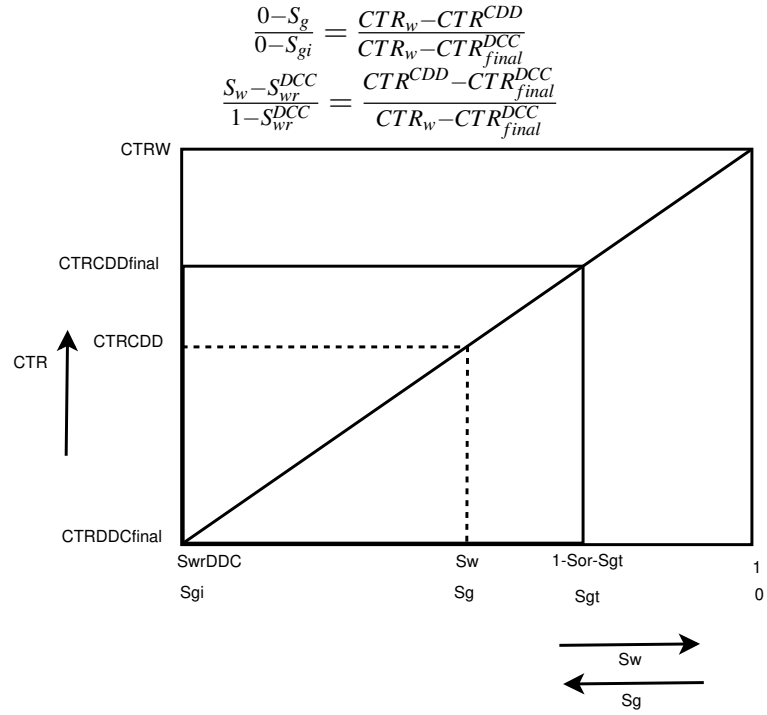


Figura 4.4: Relação do número CT *versus* a saturação de água para o 3^o ciclo de injeção.

Esta metodologia para quantificação das saturações trifásicas é relativamente mais simples do que o procedimento utilizado com técnicas de dupla-energia, pois a concentração ótima de dopantes em cada fase precisa ser determinada somente para um nível de energia. Além disto, diminuem-se os custos experimentais em função da redução do uso do tomógrafo.

5. Resultados e Discussões

Os testes foram realizados em temperatura e pressão ambientes e com fluidos sintéticos não reativos com o intuito de se isolar o efeito da histerese nas curvas de permeabilidade relativa de outros fenômenos, como a dissolução da rocha pela interação entre o carbonato, o gás carbônico e a salmoura, por exemplo. Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos do segundo teste de permeabilidade relativa. A distribuição de porosidade ao longo da amostra é apresentada na Figura 5.1, na qual se pode observar a heterogeneidade do meio poroso, com um valor de porosidade variando de 8% a 28%. A título de exemplo, a Figura 5.2 apresenta a distribuição de porosidade nas seções 15 ($\phi = 20,6\%$) e 45 ($\phi = 11,5\%$) do testemunho.

Para efeito de comparação, avaliou-se a distribuição de porosidade ao longo da amostra com os dados obtidos com o nível de energia 80 KeV, obtendo-se um valor médio de 9%. Na Figura 5.3 se pode observar uma diferença de 5%, em média, entre estes dados e os medidos com o nível de 130 KeV. Withjack [1988] cita que esta diferença ocorre para sistemas com alta concentração de dopante, utilizando tanto arenitos quanto dolomitos, sendo o nível de maior energia o mais próximo dos valores medidos por outros métodos. O mesmo resultado foi encontrado neste caso, onde o valor medido pelo porosímetro a gás foi 17% e o valor médio do nível de energia 130 KeV, 14%.

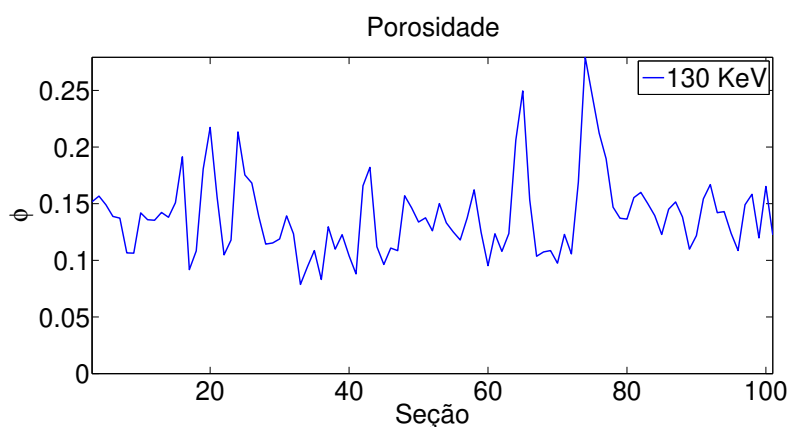
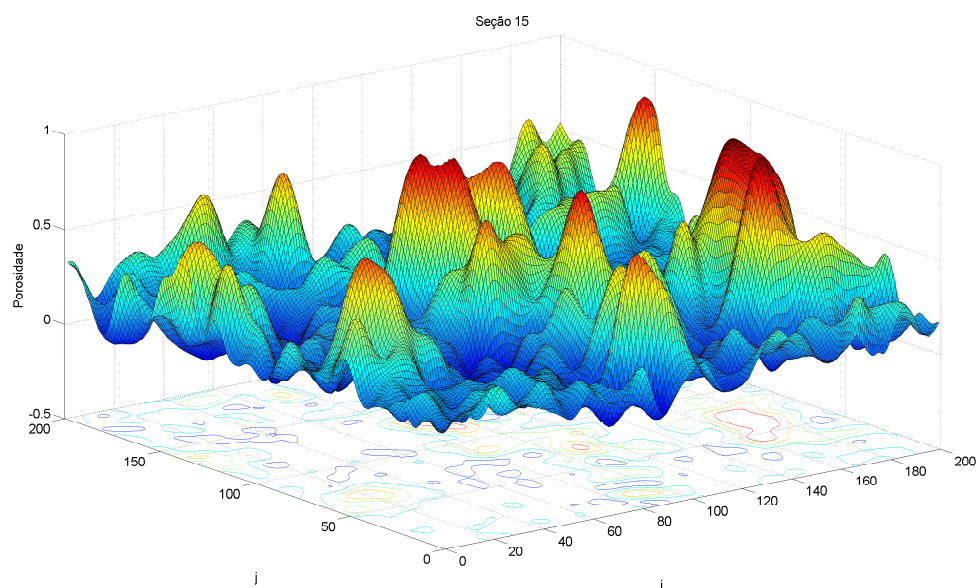
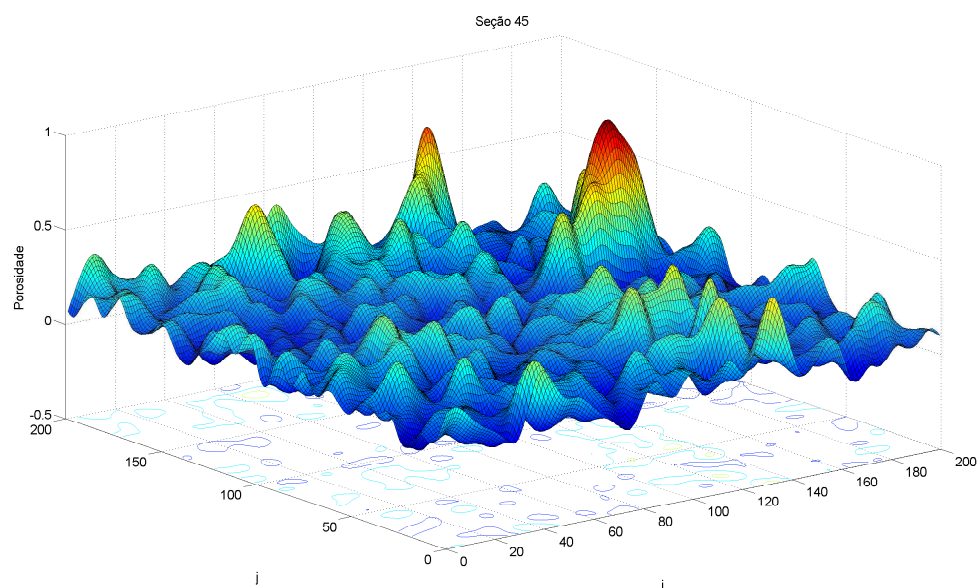


Figura 5.1: Distribuição de porosidade ao longo do testemunho.



(a)



(b)

Figura 5.2: Distribuição de porosidade nas seções 15 (a) e 45 (b) do testemunho.

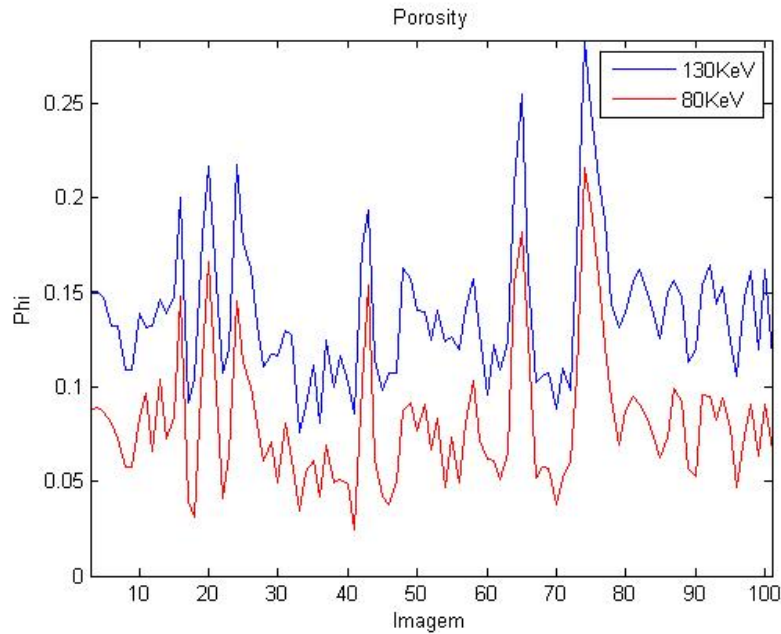


Figura 5.3: Comparação entre a distribuição de porosidade obtida com os níveis de energia 130 KeV e 80 KeV.

As figuras 5.4, 5.5 e 5.6 mostram a distribuição de saturação dos fluidos ao longo da amostra em cada ponto de equilíbrio de pressão/vazão durante o teste de permeabilidade relativa para cada um dos três ciclos de injeção, respectivamente. Observou-se uma acumulação de salmoura no começo do testemunho (a direção de escoamento é da direita para a esquerda nas figuras) nos últimos pontos de equilíbrio no 3º ciclo de injeção. Vale ressaltar, que mesmo após a injeção de 20 volumes porosos de salmoura no último ponto do teste ($q_w = 0,5 \frac{cm^3}{min}$), não foi possível se alcançar uma distribuição relativamente uniforme dos fluidos no meio poroso. Não foi possível identificar a partir das tomografias de Raios-X (resolução de 0,1 mm) a causa desta acumulação de salmoura. Este fenômeno permanece sob investigação.

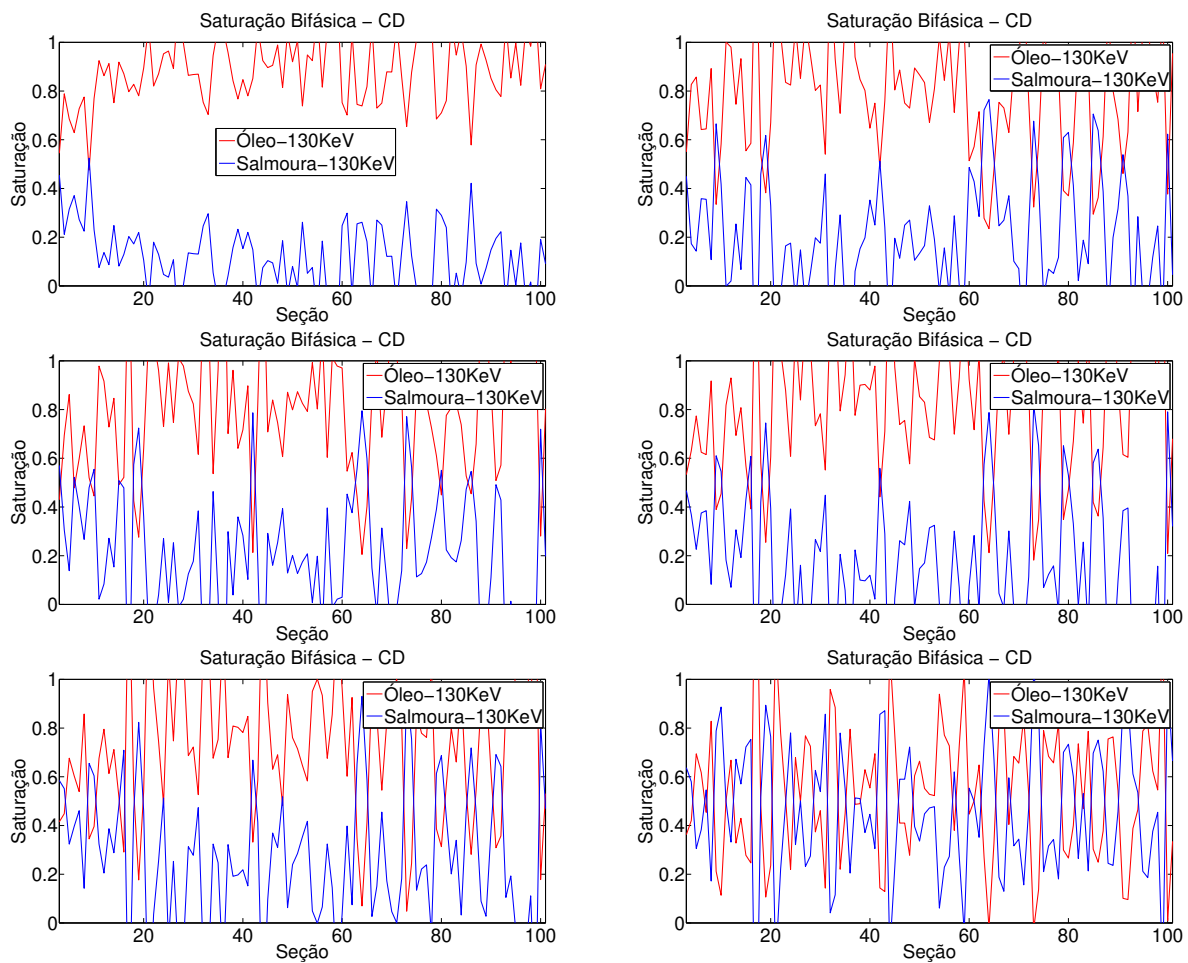


Figura 5.4: Distribuição de saturações ao longo do testemunho para cada ponto de equilíbrio do primeiro ciclo de injeção (CD). A direção de escoamento é da direita para a esquerda.

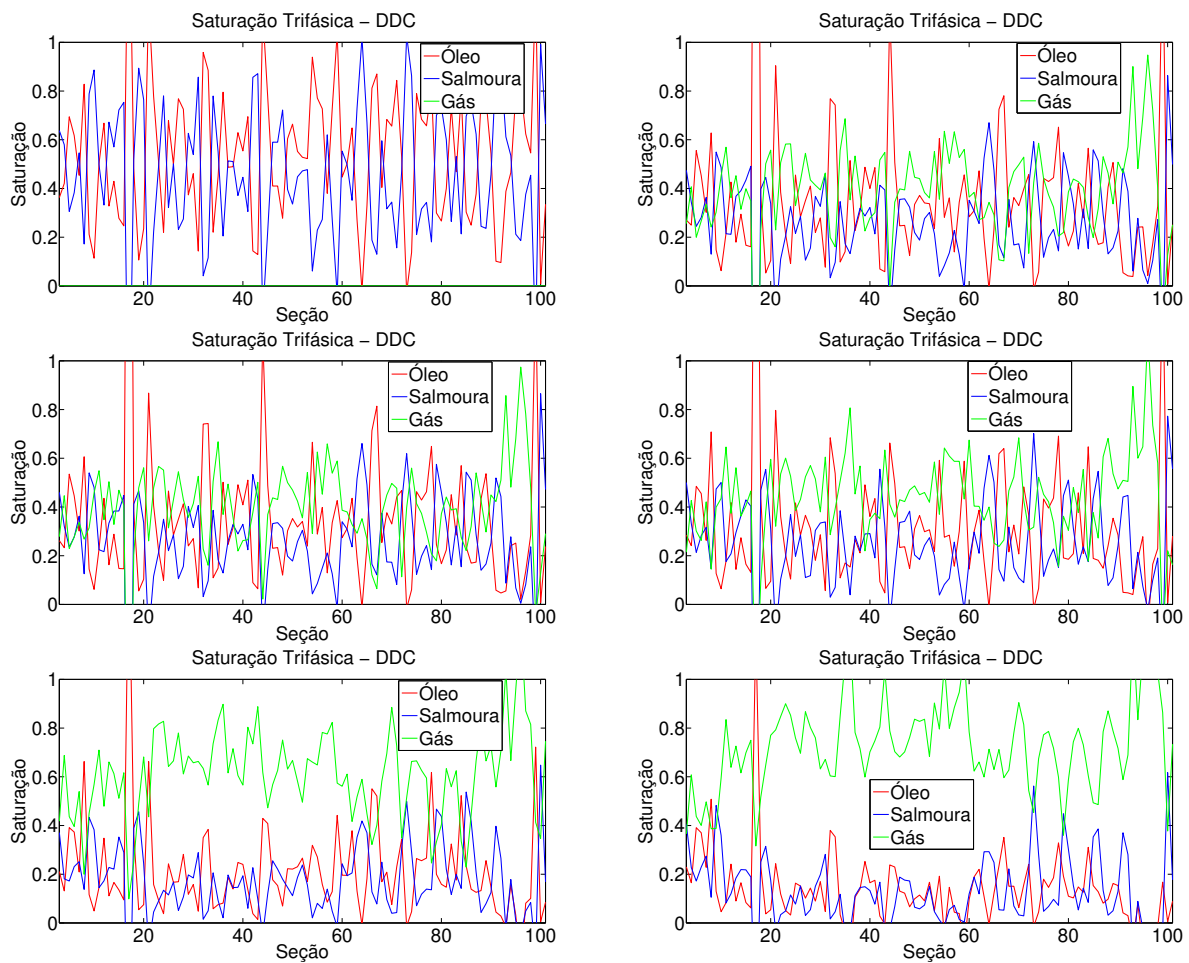


Figura 5.5: Distribuição de saturações ao longo do testemunho para cada ponto de equilíbrio do segundo ciclo de injeção (DDC). A direção de escoamento é da direita para a esquerda.

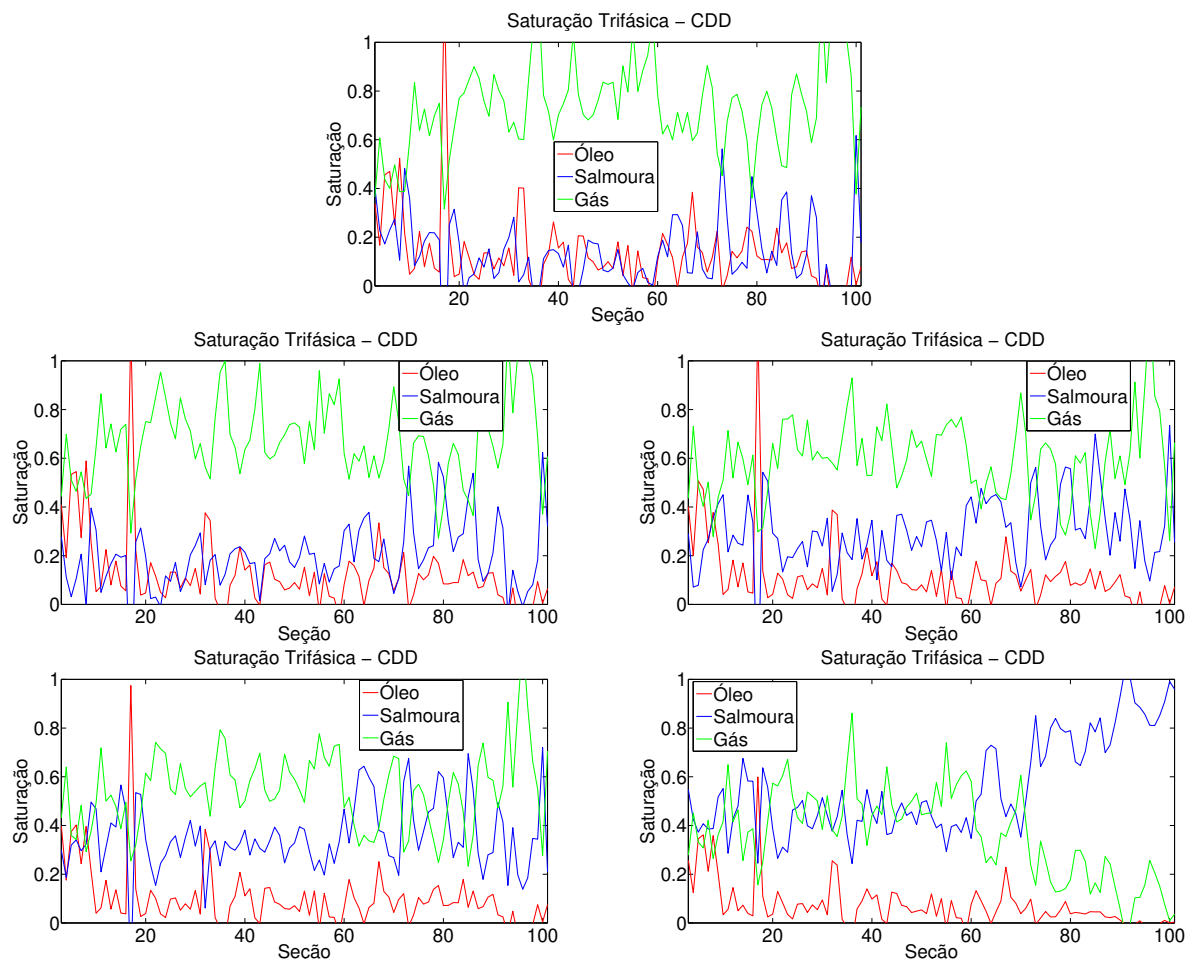


Figura 5.6: Distribuição de saturações ao longo do testemunho para cada ponto de equilíbrio do terceiro ciclo de injeção (CDD). A direção de escoamento é da direita para a esquerda.

A Figura 5.7 apresenta o caminho de saturações trifásico durante os três ciclos de injeção do teste de injeção de WAG imiscível. As saturações inicial de óleo e a residual de óleo após o primeiro ciclo de injeção de água foram significativamente altas. A primeira, 88%, e a segunda, 54%. De acordo com Amyx et al. [1960], a saturação crítica para um fluido não-molhante geralmente varia entre 0 e 15%. Os dados medidos corroboram o fato de estas coquinas, apesar de serem originadas de um afloramento, não serem molháveis água, mostrando um comportamento de uma rocha com um comportamento de molhabilidade fracionário, tendendo a ser molhável ao óleo, conforme caracterizado por Leon and Moreno [2012].

A saturação residual de água (S_{wr}) no final do segundo ciclo de injeção (DDC) foi ligeiramente maior (1%) do que a saturação inicial de água (S_{wi}), o que mostra que não ocorreu então um aprisionamento expressivo de salmoura no meio poroso, como usualmente se observa em amostras fortemente molháveis à água conforme descrito em Element et al. [2003]. Em adição, a saturação máxima de água (final do terceiro ciclo de injeção (CDD)) foi 10% maior que a saturação de água

no final do primeiro ciclo (água-óleo), um comportamento comum para a maioria dos sistemas de recuperação avançada de petróleo segundo Spiteri and Juanes [2006].

Por fim, 37% de nitrogênio foi aprisionado no meio poroso no final do terceiro ciclo de injeção e a saturação residual de óleo foi decrescendo gradativamente ao longo do teste, alcançando um decréscimo de 47%. O fator de saturação residual de óleo médio ao longo de toda a amostra medido foi 1,27 e a constante de Land média ao longo de toda a amostra foi 1,35 (Tabela 5.1). Porém, como foi constatada uma influência expressiva do acúmulo de água no início da amostra (Figuras 5.8 e 5.9), optou-se por calcular a média destes parâmetros somente ao longo das últimas 70 seções (14 cm), obtendo-se os valores 1,08 e 0,93, respectivamente para a e C . As Figuras 5.10 e 5.11 mostram a distribuição dos parâmetros a e C ao longo destas 70 seções do testemunho.

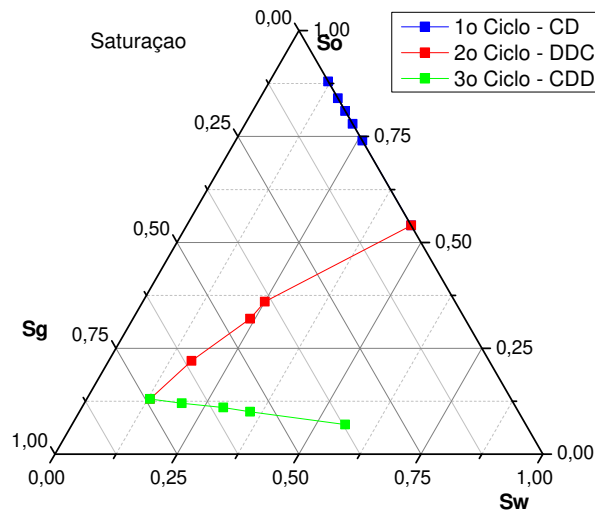


Figura 5.7: Caminho das saturações dos fluidos ao longo do diagrama ternário de saturações durante o teste WAG imiscível.

Tabela 5.1: Dados de saturações e parâmetros numéricos obtidos do teste de WAG.

	Início	Final do 1º Ciclo (CD)	Final do 2º Ciclo (DDC)	Final do 3º Ciclo (CDD)
S_o	0,88	0,54	0,13	0,07
S_w	0,12	0,46	0,13	0,56
S_g	0	0	0,74	0,37
a	1,08			
C	0,93			

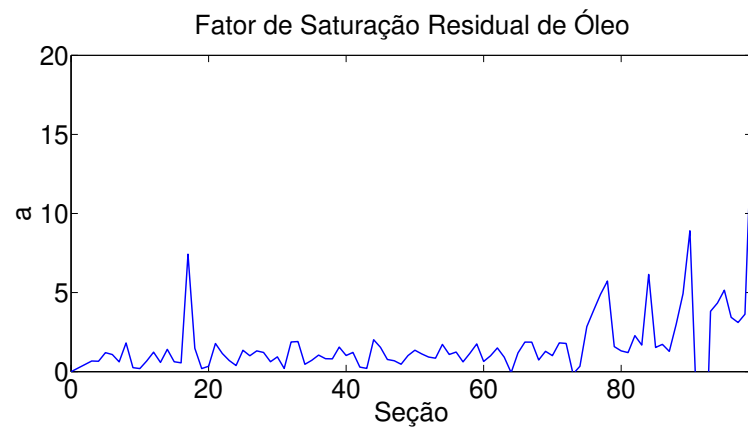


Figura 5.8: Distribuição do fator de saturação residual de óleo ao longo do testemunho.

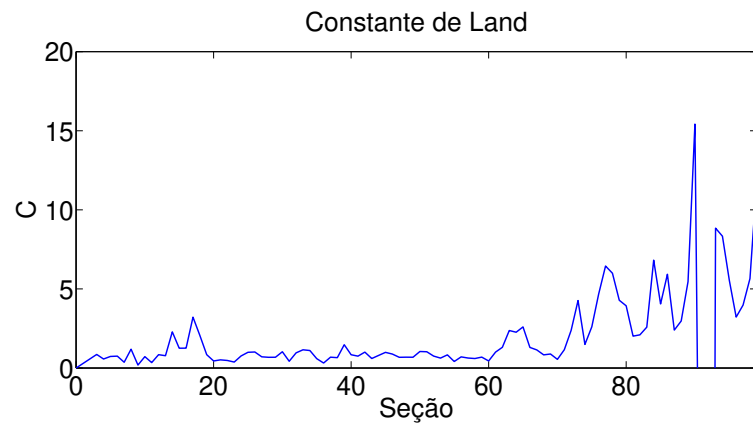


Figura 5.9: Distribuição da constante de Land ao longo do testemunho.

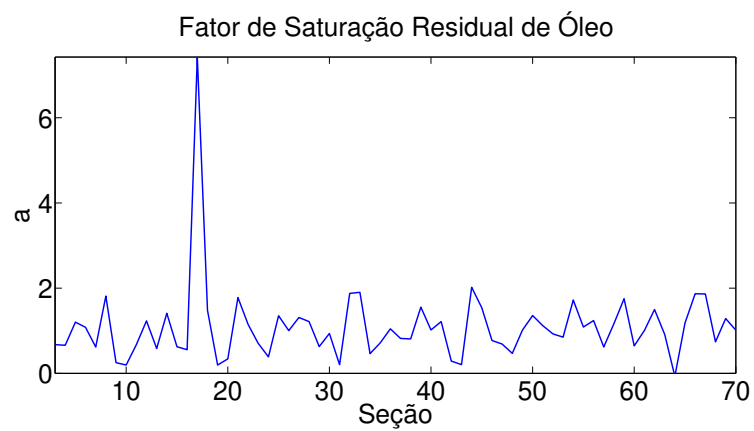


Figura 5.10: Distribuição do fator de saturação residual de óleo ao longo das últimas 70 seções do testemunho.

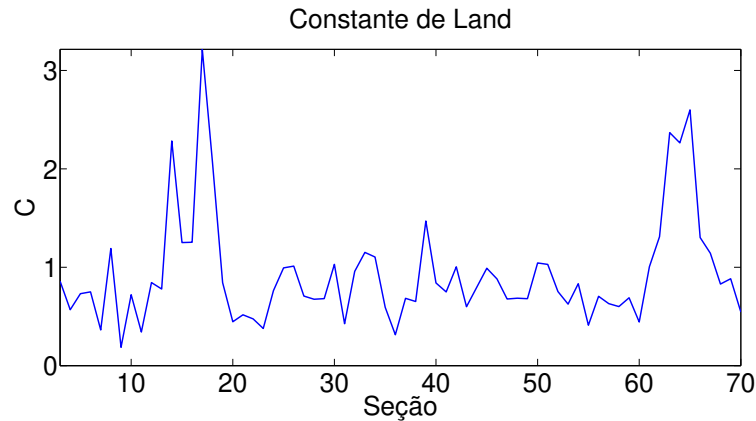


Figura 5.11: Distribuição da constante de Land ao longo das últimas 70 seções do testemunho.

O teste foi iniciado com uma vazão volumétrica total de $1 \frac{cm^3}{min}$. Entretanto, no início 4º ponto de injeção do 1º ciclo, a pressão de injeção cresceu rapidamente, tendendo a pressão de confinamento imposta no porta-testemunho (1500 *psi*). Foi necessário então reduzir a vazão total para $0,5 \frac{cm^3}{min}$, mantendo-se a mesma ordem de grandeza do número capilar (N_c). Pode-se observar a influência das velocidades nos dados de permeabilidade relativa medidos nesta região da curva de permeabilidade relativa obtida. Em consequência disto, atribuiu-se um peso maior aos dados de permeabilidade relativa obtidos nos 3 últimos pontos deste ciclo (onde $q_t = 0,5 \frac{cm^3}{min}$). As tabelas 5.2, 5.3 e 5.4 apresentam os dados experimentais medidos de pressões, permeabilidades relativas e saturações no 1º, 2º e 3º ciclo de injeção, respectivamente.

Os dados de permeabilidade relativa e fluxo fracionário de água obtidos foram ajustados com a equação de Corey para geração das curvas (Figuras 5.12, 5.13 e 5.14). O procedimento usual para a utilização da equação de Corey é medir ou ajustar o índice de distribuição de poros do meio (λ) e em seguida aplicar as equações de permeabilidade relativa para fluidos molhantes e não-molhantes. Neste caso, diferentemente, mostrou-se necessário a utilização de expoentes para as curvas de água que estão correlacionados com um meio homogêneo e expoentes para as curvas de gás e de óleo que estão correlacionadas com um meio heterogêneo (Tabela 5.5). Supõe-se que este fato seja resultante da característica de molhabilidade fracionária da rocha. Acredita-se que cada fluido escoar ao longo do meio poroso em função dos tamanhos dos poros e suas tendências de molhabilidade. Provavelmente, os poros menores e mais homogêneos tendem a um comportamento de molháveis à água, enquanto os poros maiores e mais heterogêneos tendem a um comportamento de molháveis ao óleo. Entretanto, ainda não há dados disponíveis para corroborar esta suposição.

Vale também ressaltar que não foi possível, com as imagens tomográficas obtidas, correlacionar os dados de porosidade e de saturação dos fluidos na rocha, conforme mostrado, como exemplo, no 1º ponto de equilíbrio do 1º ciclo de injeção, na Figura 5.15. Considerando a resolução da tomografia (acima da escala de poros primários) e a heterogeneidade dos carbonatos - tanto na

geometria dos poros quanto na distribuição dos mesmos – não foi possível relacionar os valores de porosidade (propriedade média de uma região do meio poroso) com a molhabilidade (que seria referente a cada poro numa mesma região).

Também se cogitou que, nas imagens das seções, se poderia identificar regiões mais e menos porosas numa mesma seção e calcular as saturações médias destas regiões, a fim de relacionar os dados de porosidade com os de saturação. A Figura 5.16 apresenta, como exemplo, os dados de saturação de óleo versus porosidade das seções 15 ($\phi = 20,6\%$) e 45 ($\phi = 11,5\%$), no 1º ponto de equilíbrio do 1º ciclo de injeção ($S_o = 0,9$ e $S_o = 0,8$, respectivamente). Porém, provavelmente em função do efeito de volume parcial, não foi possível refinar a malha de regiões até uma escala na qual, para cada região dentro de uma seção, fosse possível identificar uma relação entre estas propriedades. O efeito de volume parcial é causado pela presença de duas ou mais substâncias de densidades diferentes em um mesmo pixel, que corresponderá a um valor de atenuação que mascara a proporção real dos materiais. Portanto, a malha que seria utilizada inicialmente, de 100 regiões em cada seção (miolo da amostra de dimensão 2 x 2 cm, garantindo a não influência de artefatos que podem estar presentes nas fronteiras da amostra nas imagens), teve que ser reduzida para uma malha de 4 regiões, mostradas na Figura 5.17. As Figuras 5.18 e 5.19 apresentam as distribuições de porosidade e saturação de óleo em 4 regiões nestas duas seções no mesmo ponto de equilíbrio citado acima.

Tabela 5.2: Dados experimentais medidos no 1º ciclo de injeção.

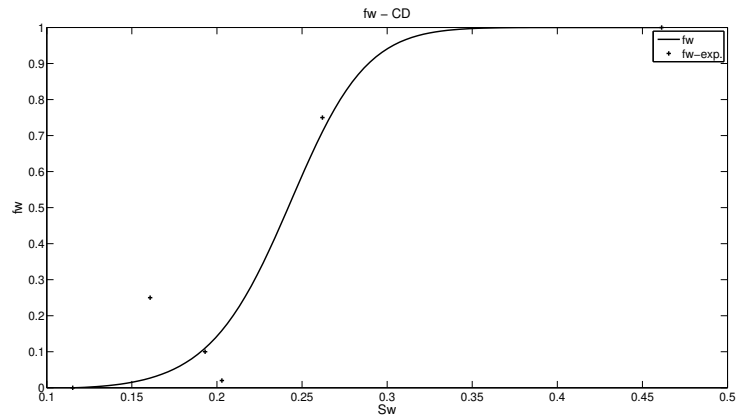
$q_w (cm^3/min)$	$q_o (cm^3/min)$	$\Delta p (psi)$	k_{rw}	k_{ro}	S_w	S_o
0	1	79	0	0.7764	0.12	0.88
0.02	0.98	139	0.0006	0.4324	0.22	0.78
0.1	0.9	399	0.0010	0.1383	0.19	0.81
0.125	0.375	725	0.0007	0.0317	0.16	0.84
0.375	0.125	687	0.0022	0.0112	0.26	0.74
0.5	0	360	0.0056	0	0.46	0.54

Tabela 5.3: Dados experimentais medidos no 2º ciclo de injeção.

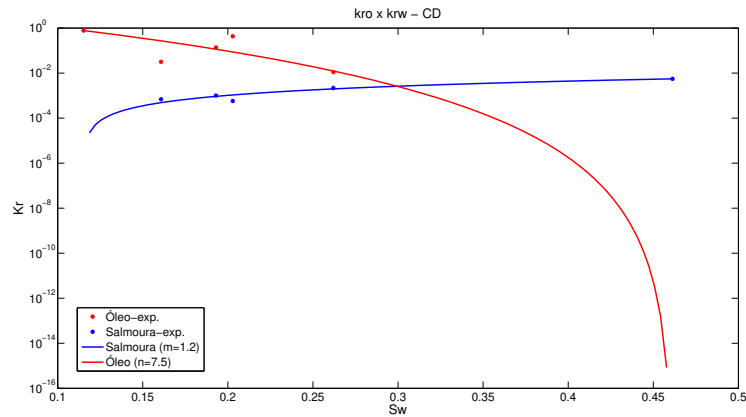
$q_w (cm^3/min)$	$q_g (cm^3/min)$	$\Delta p (psi)$	k_{rw}	k_{rg}	S_w	S_g	S_{or}
0.5	0	360	0.0056	0	0.46	0	0.54
0.35	0.15	531	0.0026	0.00003	0.25	0.39	0.36
0.3	0.2	530	0.0023	0.00005	0.25	0.39	0.36
0.2	0.3	461	0.0017	0.0001	0.24	0.44	0.32
0.01	0.49	166	0.0002	0.0004	0.17	0.61	0.22
0	0.5	35	0	0.0017	0.13	0.74	0.13

Tabela 5.4: Dados experimentais medidos no 3º ciclo de injeção.

$q_w (cm^3/min)$	$q_g (cm^3/min)$	$\Delta p (psi)$	k_{rw}	k_{rg}	S_w	S_g	S_{or}
0	0.5	35	0	0.0017	0.13	0.74	0.13
0.01	0.49	211	0.0004	0.0005	0.20	0.68	0.12
0.05	0.45	113	0.0009	0.0002	0.29	0.60	0.11
0.15	0.35	373	0.0016	0.0001	0.35	0.55	0.10
0.5	0	509	0.0039	0	0.56	0.37	0.07



(a)



(b)

Figura 5.12: Curva de fluxo fracionário de água (a) e curvas de permeabilidade relativa água-óleo do 1º ciclo (CD).

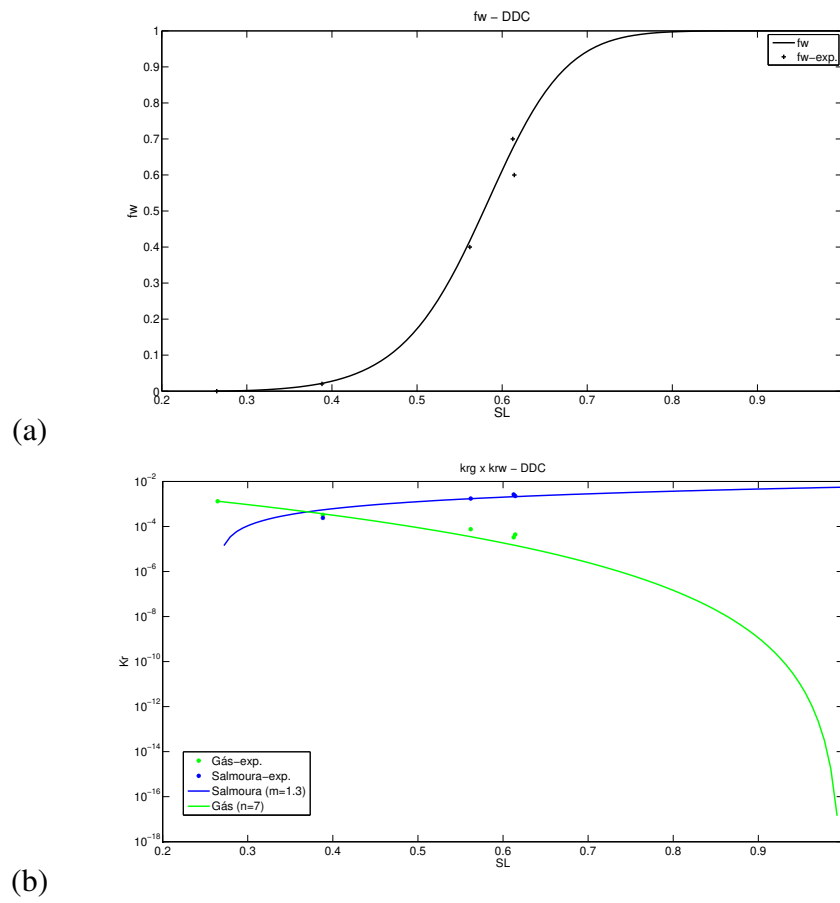


Figura 5.13: Curva de fluxo fracionário de água (a) e curvas de permeabilidade relativa água-gás do 2º ciclo (DDC).

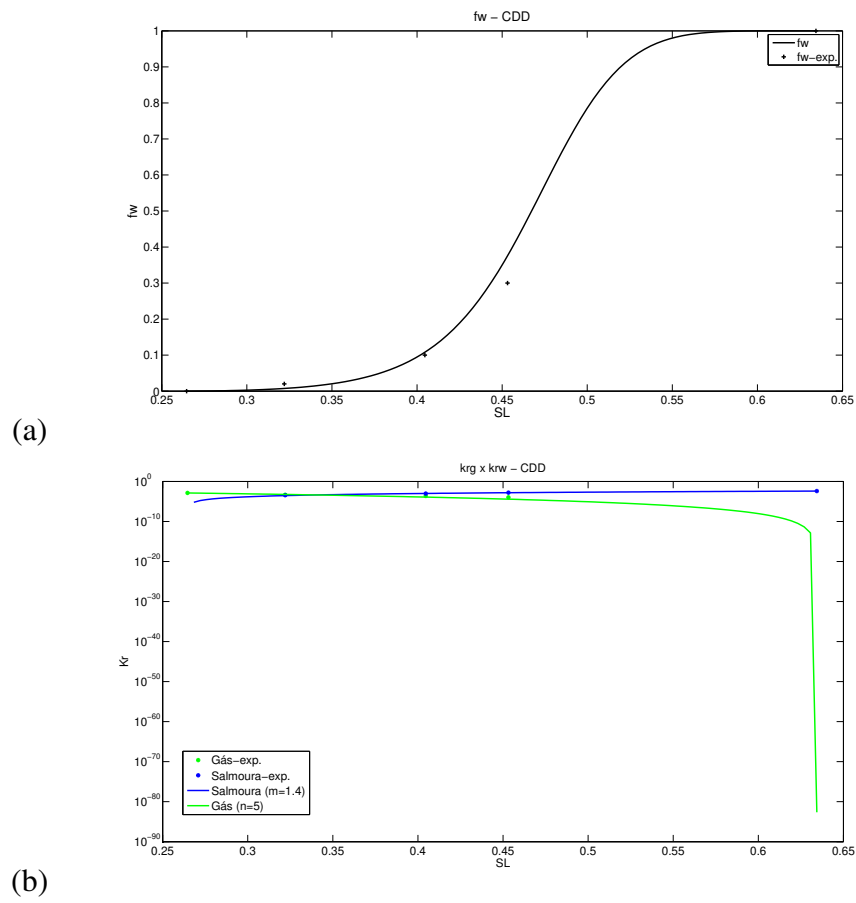


Figura 5.14: Curva de fluxo fracionário de água (a) e curvas de permeabilidade relativa água-óleo do 3º ciclo (CDD).

Tabela 5.5: Expoentes ajustados da equação de Corey.

	1º Ciclo	2ºCiclo	3ºCiclo
nm	1.2	1.3	1.4
m	7.5	7	5

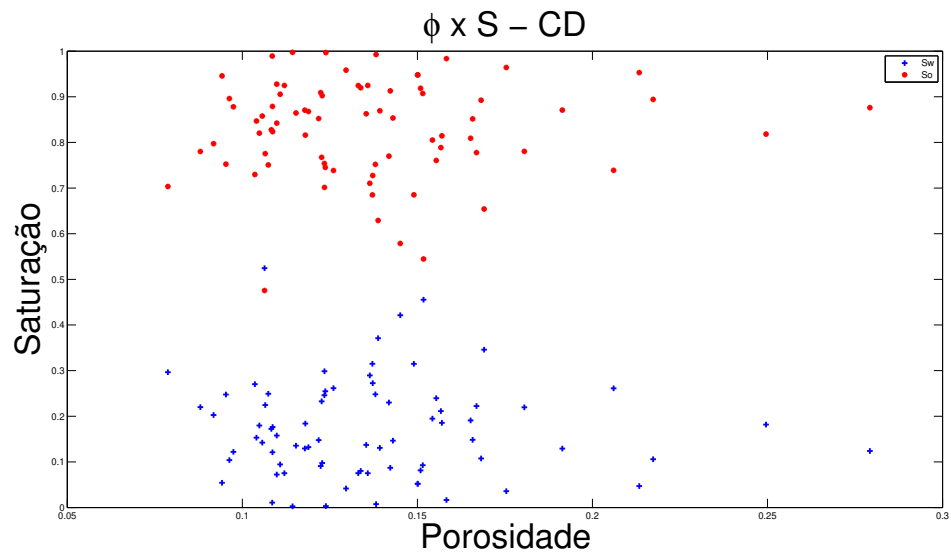


Figure 5.15: Relação entre porosidade e saturação bifásica para o 1º ponto de equilíbrio do 1º ciclo de injeção.

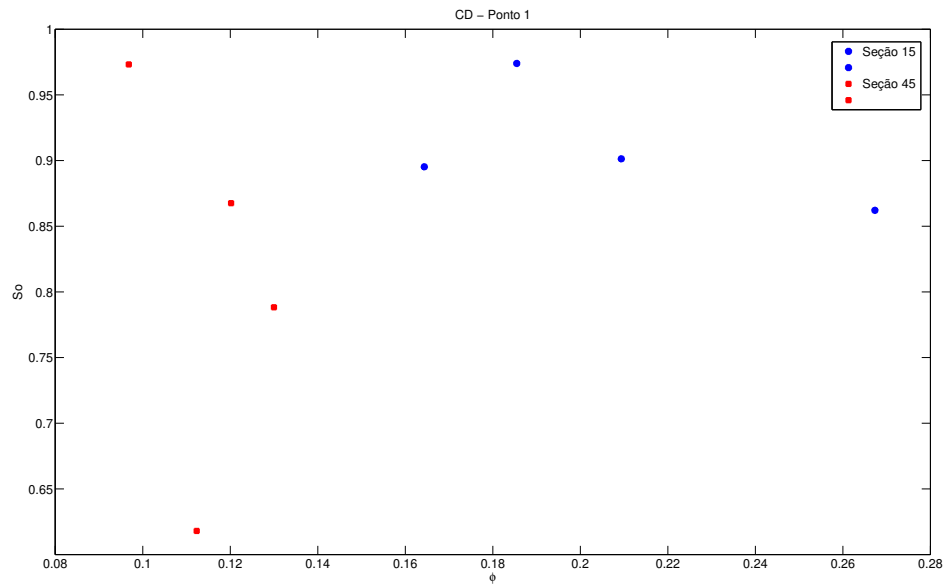


Figure 5.16: Relação entre porosidade e saturação de óleo para o 1º ponto de equilíbrio do 1º ciclo de injeção nas seções 15 e 45.

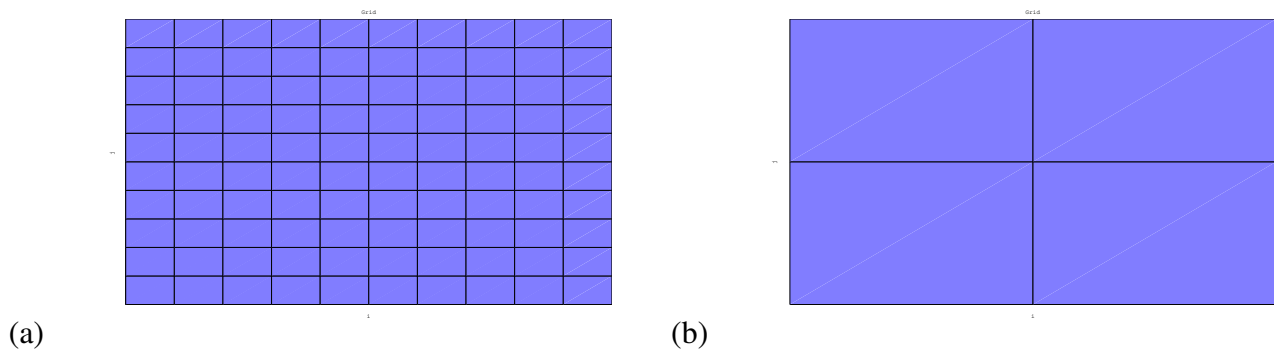


Figure 5.17: Malha de regiões por seção da amostra composta por 100 regiões (a) e 4 regiões (b).

A injeção alternada de fluidos imiscíveis, salmoura e nitrogênio, conforme o esperado, promoveu alterações nas saturações das fases e consequentemente, nas curvas de permeabilidade relativa. A Figura 5.20 mostra a evolução das curvas de permeabilidade relativa à água e a Figura 5.21 mostra a evolução das curvas de permeabilidade relativa ao gás durante os ciclos de injeção imiscível de WAG.

Efeitos de histerese são claramente observados através da redução dos valores de permeabilidade relativa a cada ciclo. A histerese nas curvas de permeabilidade relativa foi atribuída principalmente ao aprisionamento de gás no meio poroso durante os ciclos de injeção. Além dos efeitos histeréticos, valores muito baixos de permeabilidade relativa à água foram medidos. Estes valores incomuns podem ser explicados por um dano sofrido pela amostra durante o teste, que se reflete em uma queda de 1% na porosidade e de 78% na permeabilidade absoluta da rocha limpa. Acredita-se que este dano possa ser consequência de migração de finos e de precipitação de sal, atribuído ao fenômeno de sensibilidade à salmoura. A precipitação de sal seria causada pela flutuação de pressão dentro do meio poroso, que seria a causa também da transferência de massa entre a salmoura de alta salinidade e o nitrogênio umidificado. Como o metanol pode ter solubilizado parcialmente o possível precipitado de sal gerado no meio poroso, não se torna viável a confirmação da causa provável do dano somente a partir da comparação entre os dados de porosidade e permeabilidade absoluta antes e depois do teste com amostra limpa.

Danos em rochas carbonáticas durante testes de permeabilidade relativa são reportados em Withjack and Duham como um problema recorrente. Em adição, Lopes and Moreno [2012] obteve valores de permeabilidade relativa à água da mesma ordem de magnitude para amostras de coquina provenientes também da Formação Coqueiro Seco da Bacia Sergipe-Alagoas em um sistema bifásico de óleo mineral EMCA e salmoura (80.000ppm) em regime transiente. Porém, como eles não reportaram dados de permeabilidade absoluta e porosidade após os testes, não é possível comparar se ocorreu algum tipo de dano.

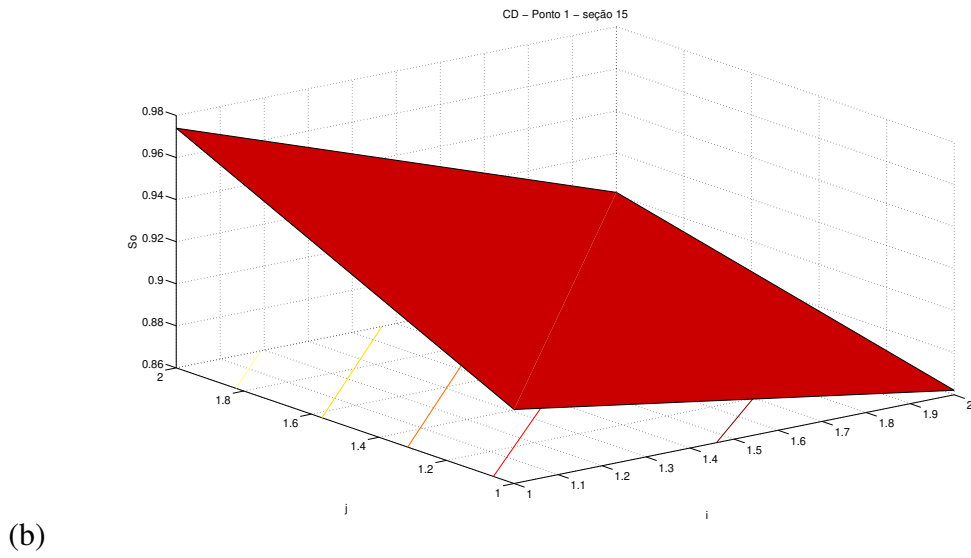
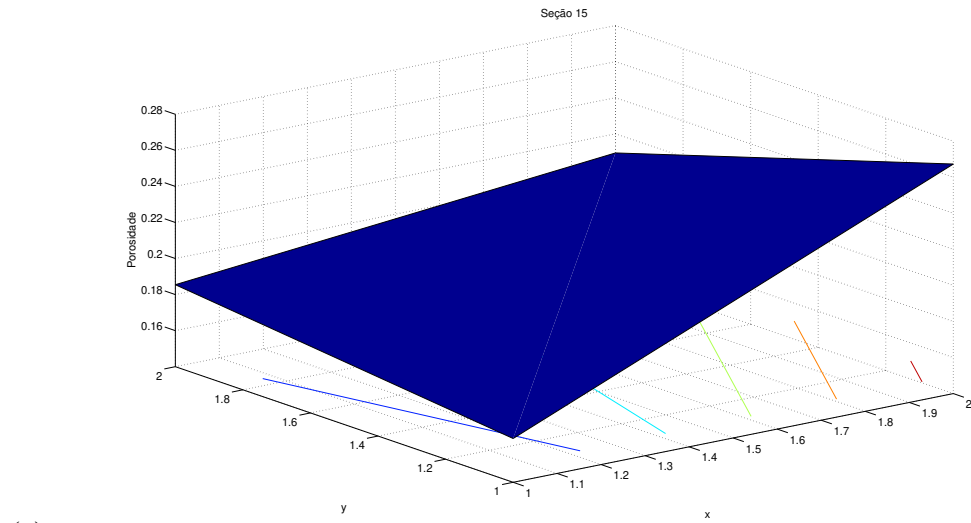
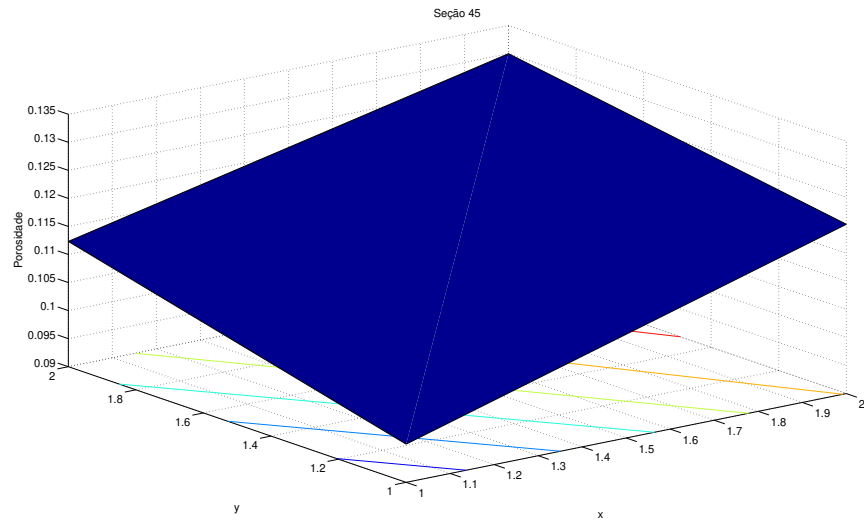
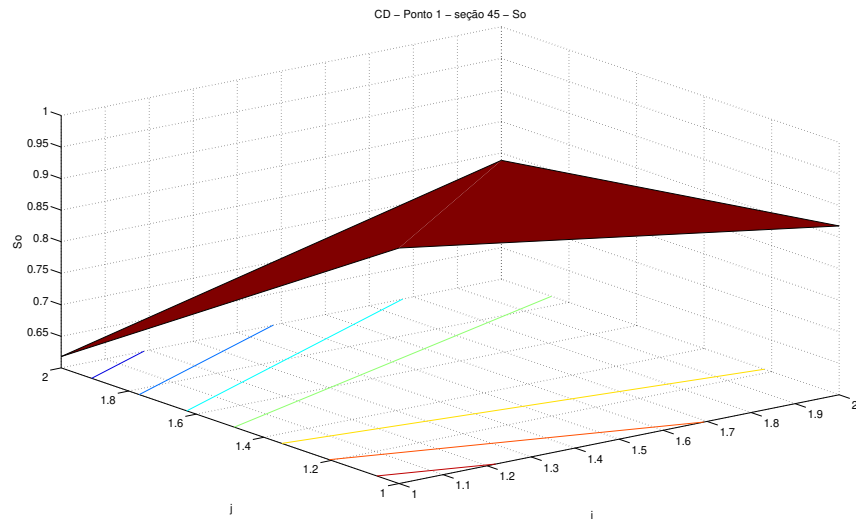


Figure 5.18: Distribuição de ϕ (a) e S_o (b), no 1º ponto de equilíbrio do 1º ciclo de injeção, em 4 regiões na seção 15.



(a)



(b)

Figure 5.19: Distribuição de ϕ (a) e S_o (b), no 1º ponto de equilíbrio do 1º ciclo de injeção, em 4 regiões na seção 45.

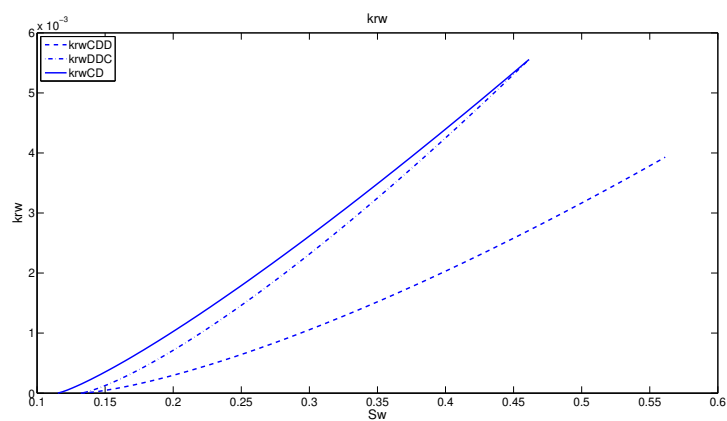


Figura 5.20: Comparação entre as curvas de permeabilidade relativa à salmoura no 1^o, 2^o e 3^o ciclos.

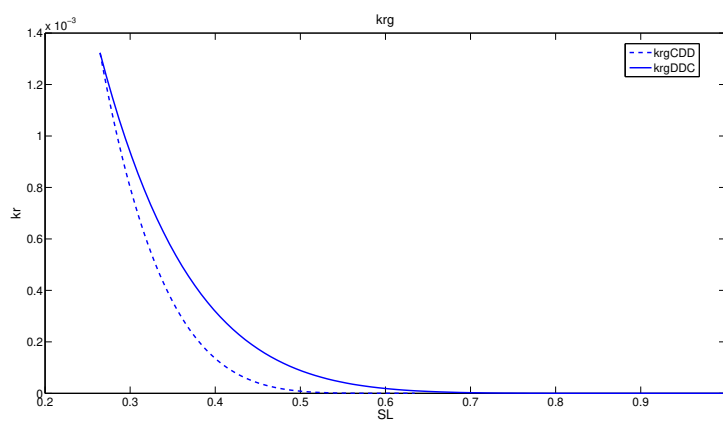


Figura 5.21: Comparação entre as curvas de permeabilidade relativa ao nitrogênio no 2^o e 3^o ciclos.

6. Conclusões e Recomendações

Neste capítulo estão apresentadas as conclusões deste projeto de pesquisa e as principais recomendações para trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

- Concluiu-se que o melhor método de limpeza de uma amostra seca, para a rocha coquina e os fluidos utilizados neste trabalho, foi uma injeção seqüencial de metanol (capaz de solubilizar tanto iodeto de sódio quanto cloreto de sódio) para a retirada de sais da amostra e de tolueno para a remoção de compostos orgânicos. Já para uma amostra saturada com salmoura, óleo e gás - por exemplo, no final de um teste - foi uma injeção seqüencial dupla de tolueno e metanol, garantindo que todos os poros fossem contactados por estes fluidos. Isto não seria possível se ocorresse um escoamento bifásico durante a injeção de um destes solventes, em uma seqüência única de cada um. Optou-se por finalizar a seqüência com o metanol, por este possuir menor pressão de vapor que o tolueno, facilitando a secagem da amostra. A seqüência de limpeza da amostra saturada foi iniciada com tolueno para um deslocamento imiscível do mesmo com a salmoura contida no meio poroso, evitando-se assim a precipitação de sal.
- Mostrou-se que um método de mono-energia de feixes de Raios-X pode ser utilizado para a obtenção de saturações, evitando a complexidade de se encontrar um ponto ótimo de concentração de dopantes nos fluidos em um sistema de energia dual, e também diminuindo o desgaste da lâmpada tomógrafo proveniente do seu uso.
- Os valores de porosidade ao longo da amostra obtidas através da tomografia computadorizada de Raios-X confirmaram a heterogeneidade da rocha, apresentando variações de até 20%.
- No final do terceiro ciclo de injeção, após a injeção de 20 volumes porosos de salmoura, ocorreu uma acumulação da mesma no início do testemunho, influenciando os valores médios dos parâmetros numéricos medidos. A causa deste fenômeno permanece desconhecida e sob investigação.

- A injeção alternada de fluidos imiscíveis apresentou, como era esperado, alterações nas saturações das fases contidas no meio poroso, e conseqüentemente, nas curvas de permeabilidade relativa. Pela primeira vez na literatura, determinou-se a distribuição da constante de Land e do fator de saturação residual ao longo da amostra. A saturação inicial de óleo e a saturação residual de óleo após o primeiro ciclo de injeção foram consideravelmente altas, decaindo ao longo dos sucessivos ciclos de injeção, alcançando uma redução total de 47%. Por outro lado, a saturação inicial de água foi menor do que 15% e a saturação de água após o segundo ciclo de injeção foi apenas ligeiramente maior do que a inicial, corroborando o fato de esta rocha não ser fortemente molhável à água. Por fim, uma grande quantidade de gás ficou aprisionado no meio poroso ao final do teste, ocupando quase 40% do volume poroso.
- Os dados de permeabilidade relativa obtidos foram ajustados através da equação de Corey. Para as curvas de permeabilidade relativa à água, aplicaram-se expoentes correspondentes a um meio poroso homogêneo, enquanto expoentes relativos a meios heterogêneos foram mais bem aplicados às curvas de óleo e de gás. Estes resultados podem estar relacionados ao comportamento de molhabilidade fracionária da rocha, onde os poros menores e mais homogêneos poderiam apresentar uma tendência de serem molháveis à água.
- Efeitos histeréticos foram observados tanto nas curvas de permeabilidade relativa ao gás e à salmoura. Estes efeitos foram atribuídos principalmente ao aprisionamento de gás no meio poroso ao longo dos ciclos de injeção. Além disso, detectou-se um dano na rocha através de medidas de permeabilidade absoluta inicial e final. Acredita-se que este dano esteja relacionado com fenômenos de migração de finos e de precipitação de sal, contribuindo para os valores extremamente baixos de permeabilidade relativa medidos.

6.2 Recomendações

- Melhoramento da metodologia do sistema de injeção para evitar a necessidade de trocas de garrafas durante o teste.
- Adição de um vaso umidificador com salmoura ou água destilada e óleo entre a garrafa de gás e a entrada do porta-testemunho para garantir a saturação do gás nas diversas pressões ao longo do todo o experimento, evitando a transferência de massa entre as fases.
- Utilização de um porta-testemunho com tomadas de pressões ao longo do mesmo para permitir a obtenção das curvas de permeabilidade relativa em diferentes seções do meio poroso, evitando-se assim a influência da não uniformidade dos fluidos no meio, causada pela heterogeneidade da amostra.

- Pesquisa de uma calibração ótima de dopantes para a utilização de processo de dupla-energia no cálculo das saturações trifásicas através do CT de Raios X, para avaliar a confiabilidade do método de regressão linear utilizado.
- Investigação mais detalhada do fenômeno de dano observado, com o intuito de se descobrir sua principal causa e meios de evitá-lo e/ou recuperar a permeabilidade absoluta inicial da amostra.
- Análise microscópica detalhada do meio através de um microtomógrafo para se avaliar a distribuição dos fluidos no meio poroso.
- Realização de um teste com ciclos G-W-G para obtenção do parâmetro α e das curvas de permeabilidade relativa óleo-gás.
- Avaliar a consistência de diferentes modelos numéricos de histerese nas curvas de permeabilidade relativa, incluindo o modelo de Larsen e Skauge, com as curvas medidas.
- Utilizar os parâmetros numéricos medidos em simulações numéricas de reservatórios para se avaliar a sensibilidade do fator recuperação de óleo ao fenômeno de histerese nas curvas de permeabilidade relativa.
- Realização de testes à altas pressões e temperaturas, com fluidos e rochas de reservatório, para se analisar o comportamento de um sistema nas condições de reservatório.
- Realização de testes de histerese em permeabilidade relativa durante WAG utilizando fluidos miscíveis, como por exemplo, o gás carbônico.

Referências Bibliográficas

- A. Alden. Coquina. Disponível em <http://geology.about.com/od/rocks/ig/sedrockindex/rocpiccoquina.htm>, Acessado em 31/01/2013 2013.
- J. W. Amyx, D. M. Bass, and R. L. Whiting. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*. McGraw-Hill Book Company, New York, USA, 1960.
- J. S. G. Azevedo. As realidades regionais de segurança: Atlântico sul e costa ocidental da África. Brasília, Junho 2010. SEMINÁRIO TÉCNICO, PETROBRAS.
- E. M. Braun and R. F. Hollan. Relative permeability hysteresis: Laboratory measurements and conceptual model. *SPE Reservoir Engineering*, 1995. SPE 28615.
- J. Christensen, E. Stenby, and A. Skauge. Review of wag field experience. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 4(2):97–106, Abril, 2001. SPE 71203-PA.
- L. Consentino. *Integrated Reservoir Studies*. Editions Technip, Paris, France, 2001.
- J. Cristesen, E. Stendy, and A. Skauge. Compositional and relative permeability hysteresis effects on near miscible wag. *Society of Petroleum Engineers*, April 1998. SPE 39627.
- E. Custodio and M. R. Llamas. *Hidrologia Subterranea*. Ediciones Omega, Barcelona, Espanha, 1976.
- S. A. M. da Silva. Gênese e significado paleoambiental das coquinas de crustaceos da formação assistência (subgrupo irati), permiano, bacia do paraná, no estado de são paulo. Projeto de mestrado. Universidade Estadual Paulista., 2010.
- P. F. F. Dal’B . Análise de carbonatos. Relatório de atividades desenvolvidas, CEPETRO/State University of Campinas, 2012. Convênio da Rede Temática em Capacitação e Tecnologia em Carbonatos (PETROBRAS).

- E. Dana and F. Skoczylas. Gas relative permeability and poro structure of sandstones. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science*, 36(5):613–625, July 1999.
- H. Darcy. Les fontaines publiques de la ville de dijon. *Dalmon, Paris, France*, 1856.
- C. R. C. de Holleben. Determinação de porosidade e saturações de fluidos através de tomografia computadorizada de raios-x. Master's thesis, State University of Campinas, 1993.
- E. C. I. Donaldson, G. V. Chilingarian, and T. F. Yen. *Enhanced Oil Recovery: Processes and Operations*. Elsevier Science Publisher B. V., New York, USA, 1989.
- D. J. Element, J. H. K. Masters, and N. C. Sarget. Assesment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data. 2003. SPE 94903.
- O. O. Eleri and A. Skauge. Steady-state and unsteady-state two-phase relative permeability hysteresis and measuraments of three-phase relative permeabilities using imaging techniques. 1995. SPE 30764.
- A. F. Embry and J. E. Klován. A late devonian reef tract on northeastern banks island, northwest territories. Technical Report 730-781, Bulletin of Canadian Petroleum Geology 19, 1971.
- N. Ezweke. *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. Prantice Hall, 2011.
- J. R. Hite, G. Stosur, N. F. Carnaham, and K. Miller. IOR and EOR: Effective communication requires a definition of terms. Guest Editorial of JPT, June 1993.
- M. Honarpour and S. M. Mahmood. Relative-permeability measurements: An overview. *Journal of Petroleum Technology*, 40(8):963–966, Agosto 1988. SPE 18565-PA.
- M. Honarpour, L. Koederitz, and A. H. H. Snippet. *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*, volume 144. CRC Press Inc., Florida, USA, 2 edition, 1987.
- S. J. Hosseini, S. M. M. Mirkalaei, A. Ataei, and B. M. R. Investigating the effect of hysteresis modelling on numerical simualtion of imiscible wag injecion. *International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand*, February 2012. IPTC-15055-MS.
- J. E. Killough. Reservoir simulation with history-dependent saturation functions. *SPE Journal*, 16: 37–48, 1976.
- S. L. Kokal and B. B. Maine. An improved model for estimating three-phase oil-water-gas relative permeabilities from two-phase oil-water and oil-gas data. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 29(2):105–114, Março/Abril, 1990. SPE 90-02-07.

- M. M. Kulkarni. Immiscible and miscible gas-oil displacements in porous media. Master's thesis, Louisiana State University, USA, August 2003.
- L. W. Lake. *Enhanced Oil Recovery*. Prentice-Hall, Upper Saddle River, EUA, 1989.
- C. S. Land. Comparison of calculated with experimental imbibition relative permeability. *SPEJ*, 11(4):419–425, 1971. SPE 3360-PA.
- J. A. Larsen and A. Skauge. Methodology for numerical simulation with cycle-dependent relative permeabilities. *SPEJ*, 3(2):163–173, 1998. SPE 38456-PA.
- C. E. Leon. Caracterização da molhabilidade de rochas coquina da formação Coqueiro Seco, bacia de Sergipe-Alagoas. Master's thesis, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Fevereiro 2013.
- C. E. Leon and R. B. Z. L. Moreno. Wettability characterization of coquina rock from the coqueiro seco formation, sergipe-alagoas basin - brazil. State University of Campinas. Intern communication, 2012.
- F. A. Lima. Recuperação avançada de petróleo pela injeção de glicerina bruta. Projeto de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Estadual do Norte Fluminense,, Julho, 2008.
- L. F. Lopes and R. B. Z. L. Moreno. Análise experimental de injeção de polímeros para recuperação de petróleo em carbonatos. State University of Campinas. Intern communication, 2012.
- E. Manrique, M. Izadi, C. Kitchen, and V. Alvarado. Effective eor decision strategies with limited data: Fields cases demonstration. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(4):551–561, Agosto, 2009. SPE 113269-PA.
- E. Manrique, C. Thomas, R. Ravikiran, M. Izadi, M. Lantz, J. Romer, and V. Alvarado. EOR: current status and opportunities. Tulsa, Oklahoma, EUA, Abril. 2010. SPE Improved Oil Recovery Symposium. SPE 130113-MS.
- F. Mees, R. Swennem, M. V. Geet, and P. Jacobs, editors. *Application of X-Ray Computed Tomography in the Geosciences*, volume 215 of *Special Publications*. Geological Society, 2003.
- P. Moczydlower and R. F. Mezzone. Recuperação melhorada de petróleo. Macaé, R.J., 2008. I Workshop Brasileiro de E&P de Petróleo, PETROBRAS.
- K. K. E. Neuendorf, J. P. Mehl, and J. Jackson, editors. *Glossary of Geology*. American Geological Institute, Alexandria, Virginia, EUA, 5 edition, 2005. ISBN 0-922152-76-4.

- D. Pejic and B. B. Maini. Three-phase relative permeability of petroleum reservoirs. In *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago, 2003. SPE 81021-MS.
- A. P. Pires. *Independência entre Termodinâmica e Hidrodinâmica em Processos de Recuperação Avançada de Petróleo*. PhD thesis, Universidade estadual do Norte Fluminense, Macaé, R.J., 2003.
- H. K. Poolen. *Enhanced Oil Recovery*. PennWell, Tulsa, EUA, 1980.
- . R. L. Folk. Practical petrographic classification of limestones. Technical Report 1-38, AAPG Bulletin 43, 1959.
- A. T. F. S. G. Ravagnani. *Modelagem Técnico-Econômica de Seqüestro de CO₂ considerando Injeção em Campos Maduros*. PhD thesis, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, S.P., 2007.
- M. Riazi, M. Sohrabi, M. Jamiolahmady, and S. I. C. Brown. Oil recovery improvement using CO₂: Enriched water injection. Amsterdam, Holanda, Junho 2009. EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. SPE 121170.
- A. J. Rosa, R. S. Carvalho, and J. A. D. Xavier. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Inteciência, Rio de Janeiro, Brazil, 2006.
- J. L. Sanchez, A. Astudillo, F. Rodriguez, J. Moralez, and A. Rodriguez. Nitrogen injection in the cantarell complex: Results after four years of operation. *Society of Petroleum Engineers*, June 2005. SPE 97385.
- L. N. Sanchez. Management of water alternating gas (WAG) injection projects. *Society of Petroleum Engineers*, April 1999. SPE 53714.
- J. M. Schembre and A. R. Kovscek. A technique for measuring two-phase relative permeability in porous media via x-ray ct measurements. *JPT*, 39:159–174, 2003.
- A. Shandrygin and A. Lutfullin. Current status of enhanced recovery techniques in the fields of russia. Denver, Colorado, EUA, Setembro 2008. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 115712-MS.
- B. C. Sharma, W. E. Brigham, and L. M. Castanier. CT imaging techniques for two-phase and three-phase in-situ saturation measurements. Prepared for US Department of Energy AUPRI TR 107 Report, Stanford University, Stanford, California, EUA, Junho 1997. Work Performed Under Contract No. DE-FG22-96BC14994.

- A. Skauge and E. I. Dale. Process in immiscible WAG modelling. *Society of Petroleum Engineers*, Outubro 2007. SPE 111435.
- E. J. Spiteri. Relative permeability hysteresis: A new model and impact on reservoir simulation. Master's thesis, Stanford University, June 2005.
- E. J. Spiteri and R. Juanes. Impact of relative permeability hysteresis on numerical simulation on wag injection. *JPSE*, 50:115–139, 2006.
- M. B. Standing. Notes on relative permeability relationships. Technical report, The University of Trondheim, August 1974.
- J. J. Taber, F. D. Martin, and R. Seright. Eor screening criteria revisited - part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE Reservoir Engineering*, 12(3): 189–198, Agosto, 1997. SPE 39234-PA.
- J. E. Thomas. *Fundamentos De Engenharia De Petróleo*. Interciência, Rio de Janeiro, 2 edition, 2004.
- R. A. M. Vieira, R. T. Pegoraro, C. C. M. Branco, M. C. Salomão, L. E. P. Bernardes, and A. G. P. Z. Nedden. Injeção alternada de Água e gás (wag) em ambiente offshore. Rio de Janeiro, 2009. SEMINÁRIO TÉCNICO, PETROBRAS.
- R. Vigliano. Reinjeção do CO_2 vai aumentar fator de recuperação do pré-sal. *Revista Brasil Energia*, 30(370):58–59, Setembro 2011.
- A.-H. Waddah, D. S. Russel, and B. Vissapragada. Reservoir carbonate generalidades. In *World Petroleum Congress*, Beijing, China, 1997. SPE 29180.
- S. L. Wellington and H. J. Vinegar. CT studies of surfactant-induced CO_2 mobility control. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pages 22–25, Las Vegas, EUA, Setembro 1985. Society of Petroleum Engineers. SPE 14393.
- S. L. Wellington and H. J. Vinegar. Tomographic imaging of three-phase flow experiments. *Science Instrum.*, 58(1):96–107, January 1987.
- B. Wischniewski. Calculation of thermodynamic of state variables of nitrogen, Acessado em 31 de Outubro de 2012. Disponível em www.peacesoftware.de.
- E. M. Withjack. Computed tomograph for rock-property determination and fluid-flow visualization. *SPE Formation Evaluation*, Dezembro 1988. SPE 16951.
- E. M. Withjack and J. R. Duham. Relative permeability measurements in carbonate rock.

A. Testes de Limpeza

Neste apêndice estão descritos os procedimentos e resultados dos testes realizados para determinação da metodologia de limpeza. Foram realizados testes de limpeza em quatro amostras, onde em cada amostra variou-se o procedimento, na busca da metodologia de limpeza mais adequada para o sistema rocha-fluido utilizado no teste de medição de permeabilidade relativa.

A.1 Amostra A

As Tabelas A.1 e A.2 apresentam as propriedades petrofísicas iniciais e o procedimento de limpeza da amostra A (Figura A.1), na qual foi injetado 150 ml de etanol a 2 cc/min para a limpeza e foi seca através de injeção de nitrogênio por 72 horas e mais 87 horas de permanência na estufa a 80°C. Durante os testes de limpeza, tanto as massas injetadas quanto produzidas eram monitoradas e armazenadas. O tempo de injeção e os volumes injetados em todos os testes apresentados neste apêndice variaram em função da constatação da produção de um solvente límpido em regime permanente.

Tabela A.1: Dados iniciais da amostra A antes limpeza inicial.

Amostra	A
L(cm)	22,94
D(cm)	3,775
M(g)	580,42
k(mD)	127
$\phi(\%)$	14,75



Figura A.1: Amostra A.

Tabela A.2: Limpeza inicial.

	$q(cc/min)$	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Etanol	2	0,5	150

	Pressão(bar)	tempo(h)
Nitrogênio	6	72

	Temperatura($^{\circ}C$)	tempo(h)
Estufa	80	87

Esta amostra foi utilizada no teste de permeabilidade relativa de adaptação de metodologia (procedimentos descritos no capítulo 3). Durante a injeção simultânea de salmoura (200.000 ppm de NaCl) e óleo (30% wt. de I-C10), no 1º ciclo de injeção, ocorreu um crescimento abrupto da pressão de produção que ultrapassou a pressão de confinamento do sistema, e causou também o rompimento da linha de injeção. Neste momento, houve uma desconfiança de que a causa desta anormalidade do comportamento da pressão da produção poderia ser em decorrência de um mau funcionamento da *Back-Pressure*, devido à presença de escoamento bifásico. Optou-se então pela retirada deste equipamento e reinício do teste. Para este reinício, foi necessária a limpeza da amostra para retirada do óleo e da salmoura (Tabela A.3). Isto foi realizado através da injeção de 550 ml de etanol a 1 cc/min para a limpeza e através de injeção de nitrogênio por 1 horas e mais 42 horas na estufa a 80°C para a secagem.

Tabela A.3: Procedimentos da segunda limpeza.

	q_{cc}/min	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Etanol	1	1,6	550

	Pressão(bar)	tempo(h)
Nitrogênio	6	1

	Temperatura($^{\circ}C$)	tempo(h)
Estufa	80	42

Tabela A.4: Dados da amostra após segunda limpeza.

Amostra	A
k(mD)	14,2
$\phi(\%)$	11,45

Após a segunda limpeza foi constatado um dano na amostra ($k = 14mD$ e $\phi = 11,4\%$) (Tabela A.4). Efetuou-se então uma terceira limpeza (Tabelas A.5 e A.6), com a injeção de 150 ml etanol, seguida de 150 ml de tolueno e mais 200 ml, todos à uma vazão de 2 cc/min. A secagem foi feita através da injeção de nitrogênio e ar comprimido por 16 horas. Nesta terceira limpeza, não foi possível recuperar completamente a amostra ($k = 37mD$ e $\phi = 15,6\%$), que apresentava 127mD de permeabilidade absoluta e 14,7% de porosidade média inicialmente.

Tabela A.5: Procedimentos da terceira limpeza.

	q_{cc}/min	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Etanol	2	2,8	150
Tolueno	2	1,6	150
Etanol	2	4	200

	Pressão(bar)	tempo(h)
Nitrogênio	15	1
Ar comprimido	7	13
Nitrogênio	20	2

Tabela A.6: Dados da amostra após a terceira limpeza.

Amostra	A
k(mD)	37
$\phi(\%)$	15,6

Por fim, injetou-se água destilada, deionizada e desaerada na amostra sob vácuo a $1 \frac{cm^3}{min}$, não ocorrendo alterações na salinidade da água produzida, em relação à injetada. Isto foi feito com o intuito de solubilizar cloreto de sódio, que poderia ter precipitado, causando o dano observado. Em seguida, injetou-se etanol, ocorrendo o entupimento da amostra com posterior produção de precipitado de carbonato de cálcio (descrito no Capítulo 3). A amostra foi levada para estufa a $80^\circ C$ por 92 horas e então mediu-se sua porosidade e permeabilidade absoluta finais, $k = 14mD$ e $\phi = 8\%$. (Tabelas A.8 e A.8).

Tabela A.7: Procedimentos da quarta limpeza.

	$q_{cc/min}$	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Água	1	3	150
Etanol	1	-	-

	Temperatura($^\circ C$)	tempo(h)
Estufa	80	92

Tabela A.8: Dados finais da amostra após quarta limpeza.

Amostra	A
k(mD)	14
$\phi(\%)$	8

A.2 Amostra B

Inicialmente foi realizada a limpeza da amostra B (Figura A.1) para o início do teste de medição de permeabilidade (Tabela A.9), através de injeção de 300ml tolueno e 300ml de etanol a $20 \frac{cc}{min}$. Nesta limpeza inicial, tentou-se injetar o solvente na amostra à vazão constante de $1 \frac{cc}{min}$, e em seguida, de $2 \frac{cc}{min}$. Porém, não se constatou variação de massa na entrada nem na saída do sistema. Por fim, mostrou-se necessário a utilização de uma vazão de $20 \frac{cc}{min}$ (vazão máxima da bomba Jasco), consideravelmente alta para uma escala laboratorial, para que ocorresse o escoamento dos fluidos. Em seguida, a amostra foi seca pela injeção de nitrogênio por 15 minutos para deslocar o etanol e pala permanência na estufa por 87 horas a $80^\circ C$. Os dados petrofísicos iniciais desta amostra, após esta limpeza inicial, estão apresentados na Tabela A.10).

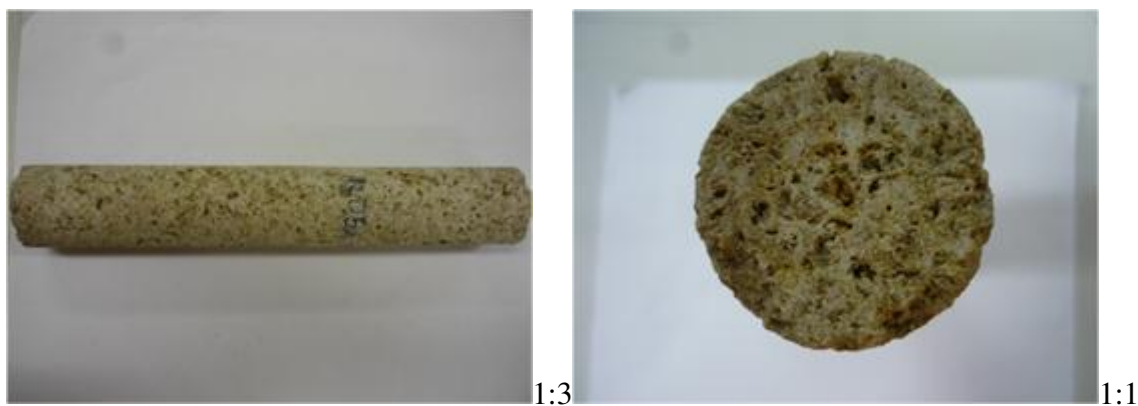


Figura A.1: Amostra B.

Tabela A.9: Limpeza da amostra antes do início do teste de injeção.

	q_{cc}/min	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Tolueno	20	0,5	300
Etanol	20	1,5	300

	Pressão(bar)	tempo(min)
Nitrogênio	10	15

	Temperatura($^{\circ}C$)	tempo(horas)
Estufa	80	87

Tabela A.10: Dados iniciais da amostra após a 1ª Limpeza.

Amostra	B
L(cm)	23,24
D(cm)	3,78
V(cm^3)	260,801
A(cm^2)	11,22
M(g)	585,2
VP(cm^3)	42,85
ϕ	0,1643
$\kappa(mD)$	44

Esta amostra também foi utilizada no teste de adaptação de metodologia supracitado. No final deste teste, realizado após a limpeza inicial, a amostra se encontrava saturada com salmoura com um percentual residual de óleo e nitrogênio. Realizou-se então a 2ª limpeza da amostra, para que fosse possível prosseguir com o segundo teste de injeção, através da injeção de água destilada

deionizada a 1 cc/min e de etanol seguido de tolueno a 2 cc/min. A secagem da amostra foi realizada através de injeção de nitrogênio por 30 minutos, permanência na estufa por 92 horas a $80^{\circ}C$ e mais 30 minutos de injeção de nitrogênio (A.11). Seguem os dados da amostra após esta segunda limpeza na Tabela A.12, onde se observa a redução de permeabilidade absoluta de $44mD$, após a primeira limpeza, para $7,3mD$.

Tabela A.11: Limpeza da amostra após o primeiro teste de injeção.

	$q_{cc/min}$	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Água destilada e deionizada	1	-	80
Etanol	2	~9	140
Tolueno	2	~8	300

	Pressão(bar)	tempo(min)
Nitrogênio	20	30

	Temperatura($^{\circ}C$)	tempo(horas)
Estufa	80	92

Injeção reversa	Pressão(bar)	tempo(min)
Nitrogênio	20	30

Tabela A.12: Dados da Amostra após a segunda limpeza.

Amostra	B
VP(cm^3)	41,11
ϕ	0,1576
$\kappa(mD)$	7,30

Após a verificação do dano na amostra e a consequente impossibilidade de seguir com o teste de medições das curvas de permeabilidade, estando o testemunho saturado com salmoura, a amostra foi mantida na estufa por 7 dias. Após a ocorrência de dano tanto na amostra A quanto nesta amostra B, constatou-se após testes de precipitação e emulsão (vide capítulo 3), a ocorrência de precipitação de cloreto de sódio da salmoura na presença de etanol. Substituiu-se então o etanol por metanol, pois o segundo solubiliza tanto o NaI quanto o NaCl presentes na salmoura. Realizou-se então a tentativa de reversão do dano, através da injeção de metanol e tolueno a 2cc/min seguida da secagem de amostra, não se obtendo resultados muito satisfatórios, com apenas um leve aumento da permeabilidade absoluta para $13,9mD$. (Tabelas A.13 e A.14).

Tabela A.13: Terceira limpeza da amostra.

	q_{cc}/min	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Metanol	2	0,5	230
Tolueno	2	0,8	90

	Pressão(bar)	tempo(min)
Nitrogênio	10	15

	Temperatura($^{\circ}C$)	tempo(horas)
Estufa	80	210

Tabela A.14: Dados Amostras após a tentativa de reversão do dano.

Amostra	B
VP(cm^3)	38,6429
ϕ	0,148
$\kappa(mD)$	13,9

A.3 Amostras “Virgens” - C e D

Tentou-se utilizar inicialmente uma amostra E (Figura A.1) que havia sido saturada com salmoura (33.000 ppm de NaI) para realização de um teste de injeção. Esta rocha foi cortada em 3 amostras menores, sendo 2 utilizadas para o teste de limpeza (a terceira se partiu em uma das extremidades).

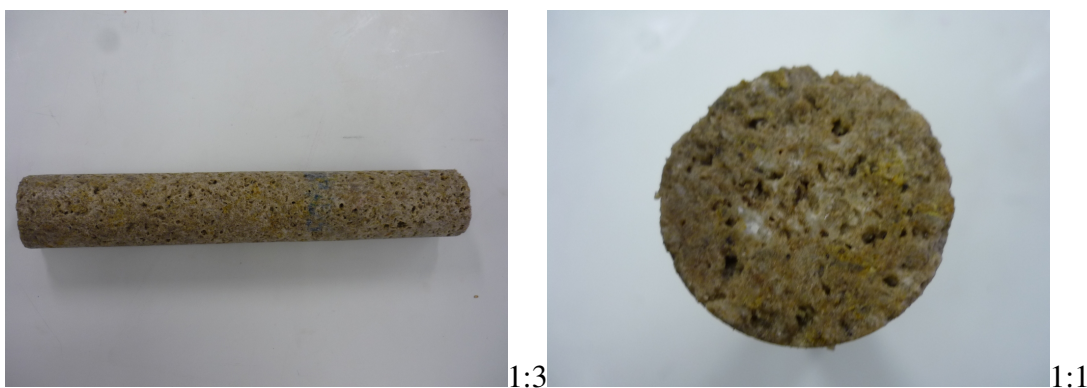


Figura A.1: Amostra E seca.

As duas amostras (E_a e E_b) foram colocadas por 24 horas em um *becker* com água destilada e deionizada. Na amostra E_a foi feita uma tentativa de deslocamento com etanol e tolueno, sem sucesso. Não houve deslocamento. Na amostra E_b , efetuou-se a limpeza com metanol e tolueno,

obtendo-se um resultado mais satisfatório (ocorreu escoamento), porém as amostras já se encontravam muito danificadas. Por isto, decidiu-se utilizar duas amostras virgens, C e D, nestes testes de limpeza.

Na Tabela A.15 estão apresentados os dados petrofísicos iniciais das amostras C e D (Figura A.2), enquanto na Tabela A.18 estão os dados medidos após os procedimentos de limpeza listados nas Tabelas A.16 e A.17 para cada amostra, respectivamente. A amostra C foi limpa através da injeção de metanol e tolueno à 1 cc/min, seguida de injeção de nitrogênio e permanência na estufa por 24 horas para secagem. Já a amostra D, foi limpa através da injeção de etanol e tolueno. Neste caso, durante o procedimento de limpeza da amostra D, também se observou o comportamento anômalo citado na seção A.2, sendo necessária a utilização de vazão máxima da bomba ($q_{injeção} = 20 \frac{cm^3}{min}$).

Tabela A.15: Dados iniciais das amostras C e D, antes da limpeza inicial.

Amostra	C	D
L(cm)	6,1	5,27
D(cm)	3,77	3,77
V(cm ³)	68,093	58,828
A(cm ²)	11,16	11,16
M(g)	153,35	141,36
VP(cm ³)	10,4231	6,2611
ϕ	0,153	0,1064
$\kappa(mD)$	143	398

Tabela A.16: Procedimento de limpeza da amostra C.

	qcc/min	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Metanol	1	abaixo da escala	80
Tolueno	1	abaixo da escala	100

	Pressão(bar)	tempo(min)
Nitrogênio	10	10

	Temperatura(°C)	tempo(horas)
Estufa	80	24



Figura A.2: Amostras C (esquerda) e D (direita).

Tabela A.17: Procedimento de limpeza da amostra D.

	q_{cc}/min	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Etanol	20	0,3	100
Tolueno	20	-	100

	Pressão(bar)	tempo(min)
Nitrogênio	20	15

	Temperatura($^{\circ}C$)	tempo(horas)
Estufa	80	24

Tabela A.18: Dados das amostras após a limpeza inicial.

	C	D
M(g)	153,20	140,62
VP(cm^3)	10,9041	4,3158
ϕ	0,160	0,073
$\kappa(mD)$	35	216

Após saturar a amostra C com a salmoura (100.000ppm de NaCl + 100.000ppm de NaI) sob vácuo (procedimentos descritos no capítulo 3) e deslocar 60ml de salmoura a 1 cc/min ($\Delta P=0,1MPa$), foram injetados 180ml de tolueno a 1 cc/min, 180ml de metanol a 1 cc/min e 40ml de metanol a

2 cc/min. Em seguida, foi realizada a secagem da amostra através de injeção de nitrogênio por 15 minutos e permanência por 62 horas na estufa a 80°C (procedimentos descritos na Tabela A.19).

Tabela A.19: Procedimento da segunda limpeza da amostra C.

	$q_{cc/min}$	$\Delta P(MPa)$	Vol.Inj.(ml)
Tolueno	1	abaixo da escala	180
Metanol	1	0,6 (transiente)	180
Tolueno	2	14	40

	Pressão(bar)	tempo(min)
Nitrogênio	10	15

	Temperatura(°C)	tempo(horas)
Estufa	80	62

Como durante a segunda injeção de tolueno, a pressão ultrapassou a pressão de confinamento ($P_{ob} = 1700\text{psi}$), a limpeza foi interrompida, com apenas 40 ml de tolueno injetados. Para que este aumento abrupto da pressão ocorresse, provavelmente a amostra foi danificada ou houve a entrada de ar no sistema. Como pode ser visto na Tabela A.20, a permeabilidade absoluta aumentou em 2,33 vezes (de 35mD para 81,8mD) após a saturação com salmoura e a conseguinte limpeza. Considerando o crescimento abrupto da pressão durante a segunda injeção de tolueno, existe a possibilidade de que um fraturamento da amostra seja a causa deste aumento da permeabilidade. Porém, nenhuma fratura pôde ser observada superficialmente. Considerando a permeabilidade inicial da amostra C de 143mD, observou-se então que este aparente aumento de permeabilidade absoluta poderia ser consequência da presença de solvente na amostra após a limpeza inicial, que permaneceu somente 24 horas na estufa, levando a medição de uma falsa redução de k . Já na segunda limpeza, a amostra esteve durante 62 horas na estufa a 80°C. Esta mesma observação explicaria a queda tanto de permeabilidade absoluta (398mD para 216mD) quanto de porosidade (10,6% para 7,3%) da amostra D, após a limpeza inicial.

Tabela A.20: Dados finais da amostra C.

Amostra	C
M(g)	153,11
VP(cm^3)	10,5765
ϕ	0,155
$\kappa(mD)$	81,8

Considerando os dados obtidos até este ponto suficientes para escolha do melhor procedimento de limpeza e secagem, optou-se por prosseguir para a etapa de medição de permeabilidades rela-

tivas. Porém, recomenda-se a realização de mais testes para a avaliação das possíveis causas dos danos ocorridos nas amostras de coquina. Em adição, recomenda-se que o protocolo de testes de medição de permeabilidade relativa deve constituir-se das seguintes etapas: 1) medição dos dados petrofísicos iniciais; 2) limpeza inicial e secagem; 3) medição de dados petrofísicos (análise da ocorrência de dano/alteração na amostra); 4) teste de medição de permeabilidade; 5) limpeza final e secagem; 6) medição de dados petrofísicos finais.

Concluiu-se que o melhor método de limpeza de uma amostra seca, para a rocha coquina e os fluidos utilizados neste trabalho, seria uma injeção sequencial de metanol (capaz de solubilizar tanto iodeto de sódio quanto cloreto de sódio) para a retirada de sais da amostra e de tolueno para a remoção de compostos orgânicos.

Já para uma amostra saturada com salmoura, óleo e gás - por exemplo, no final de um teste - seria uma injeção sequencial dupla de tolueno e metanol para garantir que todos os poros fossem contactados por estes fluidos, o que não seria possível caso ocorresse um escoamento bifásico durante a injeção de um destes solventes em uma sequência única de cada um, optando-se por finalizar a sequência com o metanol, por este possuir menor pressão de vapor que o tolueno, facilitando a secagem da amostra. Esta sequência deve ser iniciada com tolueno para um deslocamento imiscível do mesmo com a salmoura contida no meio poroso, evitando-se assim a precipitação de sal.

Por fim, observou-se que um período de 72 horas a 80°C na estufa, após a remoção parcial dos fluidos através da injeção de nitrogênio, é suficiente para a secagem dos solventes das amostras.

B. Algoritmo de Processamento de Imagens

Neste apêndice está representado o algoritmo desenvolvido para o processamento das imagens tomográficas.

