R CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR José Adilson
Tenório Gomes E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 23/09/97.
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Visualização e Análise do Deslocamento Imiscível e Instável em Meio Poroso Consolidado

(Volume I)

Autor: **José Adilson Tenório Gomes**
Orientador: **Antonio Cláudio de França Corrêa**
Co-Orientador: **Antonio Celso Fonseca de Arruda**

09/97

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Visualização e Análise do Deslocamento Imiscível e Instável em Meio Poroso Consolidado

Autor: **José Adilson Tenório Gomes**
Orientador: **Antonio Cláudio de França Corrêa**
Co-Orientador: **Antonio Celso Fonseca de Arruda**

Curso: Engenharia de Petróleo

Tese de doutorado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Petróleo

Campinas, 1997
S.P. - Brasil

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIDADE BC
N.º CHAMADA: TUNICAMP
G585v
V. 01 Ex.
TOMBO BC/ 32383
PROC. 281/97
C [ ] D [x]
PREÇO R$ 11,00
DATA 03/12/97
N.º CPD

CM-00103391-1

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

G585v

Gomes, José Adilson Tenório
Visualização e análise do deslocamento imiscível e instável em meio poroso consolidado / José Adilson Tenório Gomes.--Campinas, SP: [s.n.], 1997.

Orientadores: Antonio Cláudio de França Corrêa, Antonio Celso Fonseca de Arruda.
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Reservatórios. 2. Permeabilidade. 3. Tomografia computadorizada. 4. Processamento de imagens. 5. Escoamento multifásico. I. Corrêa, Antonio Cláudio de França. II. Arruda, Antonio Celso Fonseca de. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

A dissertação **"VISUALIZAÇÃO E ANÁLISE DO DESLOCAMENTO IMISCÍVEL E INSTÁVEL EM MEIO POROSO CONSOLIDADO"** elaborada por José Adilson Tenório Gomes e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Doutor em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 23 de Setembro de 1997.

Banca Examinadora

Antonio Cláudio de França Corrêa, Ph. D.

César Luiz Palagi, Ph. D.

Denis José Schiozer, Ph. D.

Osvair Vidal Trevisan, Ph. D.

Roberto de Alencar Lotufo, Ph. D.

À Dora, Thiago e Ligia com amor

Agradecimentos

À PETROBRÁS pela oportunidade e apoio a todos empregados interessados no crescimento profissional.

Ao prof. Antonio Cláudio pela orientação, competência e constante incentivo aos novos desafios.

Ao prof. Euclides Bonet pelo inestimável apoio em todas etapas do trabalho.

Ao prof. Celso Arruda por facilitar a tarefa em muitas etapas.

Aos engenheiros e técnicos do CENPES, especialmente o eng. Celso Branco, pelo apoio e suporte material.

Ao Wellington e o prof. Lotufo pela preciosa colaboração.

Aos colegas da Petrobrás E&P- BC pelo apoio estratégico.

Aos colegas, professores e funcionários do DEP e do Cepetro pelo apoio.

Aos amigos que sempre estiveram comigo.

Aos meus irmãos pelo constante interesse e carinho.

Um agradecimento especial à minha mãe pelo seu eterno amor.

Resumo

GOMES, José Adilson Tenório. *Visualização e Análise do Deslocamento Imiscível e Instável em Meio Poroso Consolidado.* Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. Tese de Doutorado.

O principal objetivo deste trabalho é investigar, em escala de laboratório, a influência da velocidade de deslocamento e da razão de mobilidade sobre a geometria de deslocamento e a permeabilidade relativa de dois fluidos imiscíveis em meio poroso naturalmente consolidado e com presença de água irredutível. Os testes foram realizados em amostras cilíndricas dos arenitos Berea e Botucatu, cuja composição mineralógica, caracterização da geometria de poros e propriedades petrofísicas foram determinadas através da análise microscópica de lâminas delgadas, tomografia computadorizada, análise de minipermeametria e testes petrofísicos convencionais.

As amostras foram preparadas e os testes conduzidos de acordo com os procedimentos considerados padrões. O monitoramento dos parâmetros que caracterizam a dinâmica do fluxo foi obtido através da aquisição computadorizada automática dos dados. O monitoramento da distribuição dos fluidos durante os testes de deslocamento foi realizado através da tomografia computadorizada helicoidal de alta velocidade, que permite rapidez e precisão, mesmo em testes com altas velocidades de deslocamento e amostras longas.

Devido à grande quantidade de imagens tomográficas obtidas em cada teste e à conseqüente necessidade de espaço e tempo computacional para seu processamento, até então impraticáveis por métodos convencionais, foi necessária a utilização de

novos recursos computacionais que permitiram a reconstrução das imagens e cálculo das propriedades do fluxo de forma semi-automática.

O alto nível de detalhe obtido nas imagens tomográficas reconstruídas, possibilitou as condições para uma detalhada análise qualitativa e quantitativa das condições do fluxo, permitindo a determinação da variação espacial da saturação e das corretas condições de contorno impostas em cada etapa dos testes.

A distribuição dos fluidos obtidas através da tomografia computadorizada, juntamente com o perfil de pressão ao longo das amostras em vários tempos dos deslocamentos, permitiu a formulação de uma nova metodologia para o cálculo da permeabilidade relativa que é independente das condições de estabilidade do fluxo.

Os resultados mostram que os limites de estabilidade do fluxo, obtidos através dos índices tradicionalmente conhecidos na literatura, não se aplicam para o deslocamento imiscível em meio poroso naturalmente consolidado, molhável à água e com presença de água irredutível. Nestas condições os efeitos capilares favorecem o coalescimento das digitações inicialmente formadas, transformando-as em uma única, que assim se mantém até a erupção de água.

O estudo mostra também que através da utilização das adequadas condições de contorno e geometria de injeção, obtidas através da análise das imagens, e de uma refinada determinação espacial da permeabilidade, que foi possível através da minipermeametria, a simulação numérica por diferenças finitas é uma ferramenta capaz de reproduzir com bom grau de ajuste as condições do deslocamento.

Palavras Chave

- Reservatório, Permeabilidade, Tomografia Computadorizada, Processamento de Imagens

Abstract

GOMES, José Adilson Tenório. *Visualization and Analysis of Unstable Immiscible Displacement in Consolidated Porous Media.* Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997, Tese de Doutorado.

The main objective of this study is to investigate, at laboratory scale, the influence of both displacement velocity and mobility ratio on the relative permeability and geometry of two phase immiscible flow, in a naturally consolidated porous medium, in the presence of conate water saturation. The displacement experiments were carried out in cylindrical cores of the Berea and Botucatu sandstones. The mineral composition, pore geometry characterization and petrophysical properties of the porous medium were obtained using microcoscopic analysis, X-ray computerized tomography, minipermeametry analysis, and conventional petrophysics conventional tests.

The preparation of samples and the displacement tests were performed according to standard procedures. The dynamic parameters of the flow were monitored and stored by an automatic computerized data acquisition system. The saturation distribution of the fluids was monitored using a high speed helical X-ray computer tomography scanning technique, which is appropriate even for high displacement velocities and long samples.

New procedures for images processing were used to handle the great amount of tomography images acquired in each test. These procedures permitted a semi-automatic image reconstruction and calculation of displacement properties, which were impossible to be obtained with the available tools.

The high level of details in the reconstructed images made possible a detailed qualitative and quantitative analysis of the flow conditions, allowing a precise determination of the spatial variation of fluids saturation, and the correct knowledge of the boundary conditions in each test step. Besides, simultaneous determination of fluid

distributions and pressure along the sample at various displacement times permitted the establishment of a new relative permeability analysis method, which is independent of flow stability conditions.

The results showed that the flow stability limits, computed according to the traditional indexes, fail in displacement tests using naturally consolidated sands in the presence of conate water. Under these conditions, due to capillary effects, the numerous small fingers developed at the inlet, early in the displacement, merge to form only one finger that advances far into the sample until the break-through.

A finite difference numerical simulator can be used as a good tool to match the test results, with appropriate boundary conditions and injection geometry, determined with the aid of images, and a correct permeability distribution, determined with the minipermeametry analysis.

Key Words

- Reservoir, Permeability, Computerized Tomography, Images Processing

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO 1

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 5

2.1 Aspectos Teóricos e Práticos do Deslocamento Imiscível 6
2.2 Análise de Estabilidade, Visualização e Modelagem de Digitações 19
2.3 Monitoramento com Tomografia Computadorizada (TC) 25

3. MODELAGEM TEÓRICA 29

3.1 Equações do Deslocamento Imiscível 30
3.1.1 Lei de Darcy para o Fluxo Bifásico *30*
3.1.2 Equação da Continuidade *31*
3.1.3 Equações Complementares *32*
3.1.4 Equação da Saturação *32*
3.1.5 Equação do Deslocamento Adimensionalizada *36*
3.1.6 Equação do Deslocamento Unidimensional *40*
3.2 Permeabilidade Relativa 41
3.2.1 Permeabilidade Relativa por JBN *41*
3.2.2 Permeabilidade Através dos Perfis de Saturação *43*
3.3 Análise de Estabilidade 45

4. TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS X 50

4.1 Princípios Básicos da Tomografia Computadorizada 50
4.2 Criação da Imagem Tomográfica 52
4.2.1 Geração dos Raios X *52*
4.2.2 Aquisição dos Dados *54*
4.2.3 Processamento dos Dados *55*
4.3 Métodos de Aquisição dos Dados 56
4.4 Fatores que Afetam a Qualidade da Imagem 61
4.5 A Tomografia Helicoidal na Engenharia de Petróleo 63

5. POROSIDADE E SATURAÇÃO ATRAVÉS DA TC 65

5.1 Determinação da Porosidade 65
5.2 Determinação da Saturação 68
5.3 Correção do Endurecimento de Feixe 69
5.4 Processamento das Imagens 75
5.4.1 Leitura da Fita *76*
5.4.2 Pré-Processamento *77*
5.4.3 Processamento da Porosidade e Saturação *77*
5.4.4 Visualização *78*

6. CARACTERIZAÇÃO DO MEIO POROSO E FLUIDOS 85

6.1 Os Meios Porosos 85
6.2 Análise Petrográfica 88
6.2.1 Arenito Berea *89*
6.2.1.1 Tamanho e Forma dos Grãos 91
6.2.1.2 Empacotamento 91
6.2.1.3 Composição do Arcabouço 92
6.2.1.4 Porosidade e Diagênese 92
6.2.2 Arenito Botucatu *95*
6.2.2.1 Tamanho e Forma dos Grãos 95
6.2.2.2 Empacotamento 95
6.2.2.3 Composição do Arcabouço 95
6.2.2.4 Porosidade e Diagênese 98
6.3 Medidas de Heterogeneidades 98
6.4 Análise Petrofísica 100
6.4.1 Pressão Capilar *100*

6.4.2 Permeabilidade Relativa *101*
6.4.3 Permeabilidade Através da Mini-Permeametria *103*
6.4.3.1 Mini-Permeametria nas Amostras Berea 1 e 2 104
6.4.3.2 Mini-Permeametria nas Amostras Berea 4A e Botucatu 1 106
6.5 FLUIDOS 110

7. EQUIPAMENTOS E PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS 113

7.1 EQUIPAMENTOS UTILIZADOS 113
7.2 SISTEMA DE AQUISIÇÃO AUTOMÁTICA DE DADOS 113
7.3 PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS 115
7.4 SATURAÇÃO COM SOLUÇÃO SALINA 117
7.5 SATURAÇÃO DE ÁGUA IRREDUTÍVEL 118
7.6 TESTES DE DESLOCAMENTO DO ÓLEO PELA ÁGUA 119
7.7 CRITÉRIOS PARA DIMENSIONAMENTO DOS TESTES 120
7.7.1 Critério de Estabilidade *120*
7.7.2 Critério de Estabilização *124*
7.7.3 Aplicação dos Critérios para os Testes *126*

8. APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS 131

8.1 TESTES NA AMOSTRA BEREA P1 134
8.1.1 Resultados do Teste 1 ..... *134*
8.1.1.1 Injeção de Óleo 134
8.1.1.2 Injeção de Água 135
8.1.2 Resultados do Teste 2 ..... *138*
8.1.3 Resultados do Teste 3 ..... *140*
8.1.4 Resultados do Teste 4 ..... *140*
8.2 AMOSTRA BEREA P2 143
8.3 AMOSTRA BEREA P3 144
8.4 AMOSTRA BEREA P4A 145
8.4.1 Testes com Óleo Emca *146*
8.4.1.1 Resultados do Teste 1 146
8.4.1.2 Resultados do Teste 2 151
8.4.1.3 Resultados do Teste 3 153
8.4.1.4 Resultados do Teste 4 155
8.4.1.5 Resultados do Teste 5 157
8.4.2 Observações sobre os Testes com Óleo Emca *159*
8.4.3 Testes com Óleo Nujol+Unipar *161*
8.4.3.1 Resultados do Teste 6 161
8.4.3.2 Resultados do Teste 7 163
8.4.4 Testes com Óleo Nujol *167*
8.4.4.1 Resultados do Teste 8 168
8.4.4.2 Resultados do Teste 9 170
8.5 AMOSTRA BOTUCATU P1 172
8.5.1 Teste 1 - Com Óleo Emca *172*
8.5.2 Teste 2 - Com Óleo Neutro Pesado *175*

9. DISCUSSÃO 178

9.1 PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS 178
9.2 DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE E SATURAÇÃO 179
9.3 GEOMETRIA DO MEIO POROSO 182
9.3.1 Condições de Fluxo *183*
9.3.2 Velocidade de Deslocamento *185*
9.4 PERMEABILIDADE RELATIVA 186
9.5 CONDIÇÕES DE CONTORNO DURANTE OS TESTES 191
9.5.1 Injeção da Fase não Molhante *191*
9.5.2 Injeção da Fase Molhante *192*
9.6 SIMULAÇÃO NUMÉRICA 193
9.7 AUTO SIMILARIDADE 207

10. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 211

11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 217

12. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA 229

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 4-1 REPRESENTAÇÃO DOS *PIXELS* E *VOXELS* 51
FIGURA 4-2 ETAPAS DA GERAÇÃO DE UMA IMAGEM TOMOGRÁFICA 52
FIGURA 4-3 TUBO DE RAIO X COM SEUS PRINCIPAIS COMPONENTES 53
FIGURA 4-4 GERAÇÕES DOS TOMÓGRAFOS: (A) PRIMEIRA , (B) SEGUNDA, (C) TERCEIRA E (D) QUARTA GERAÇÃO 57
FIGURA 4-5 CONSTRUÇÃO DA IMAGEM 57
FIGURA 4-6 RASTREAMENTO COM TOMÓGRAFO: (A) CONVENCIONAL,(B) HELICOIDAL 59
FIGURA 4-7 PLANO DE AQUISIÇÃO DOS DADOS NO MÉTODO HELICOIDAL 60
FIGURA 4-8 MAPEAMENTO COM *PITCHES* MAIOR QUE 1:1 61
FIGURA 4-9 EFEITO DO ENDURECIMENTO DE FEIXE EM AMOSTRA DO ARENITO BEREA COM AR E SOLUÇÃO SALINA E EM CÉLULA COM SOLUÇÃO SALINA. 63
FIGURA 5-1 LEITURA TOMOGRÁFICAS EM 20 SEÇÕES DO ARENITO BEREA 71
FIGURA 5-2 AJUSTES PARA CORREÇÃO DO ENDURECIMENTO DE FEIXE 74
FIGURA 5-3 SATURAÇÃO DE ÓLEO SEM CORREÇÃO DO ENDURECIMENTO DE FEIXE 75
FIGURA 5-4- DIAGRAMA GERAL DO PROCESSO 76
FIGURA 5-5 NORMALIZAÇÃO DAS IMAGENS 78
FIGURA 5-6 MODELO ESQUEMÁTICO DO OPERADOR *MONTAGE* 79
FIGURA 5-7 MODELO ESQUEMÁTICO *ORTHOGONAL PROJECTION* 80
FIGURA 5-8 MODELO ESQUEMÁTICO RECONSTRUÇÃO 3D 80
FIGURA 5-9 *WORKSPACE* PARA LEITURA E MONTAGEM DO VOLUME 81
FIGURA 5-10 *WORKSPACE* PARA O CÁLCULO DA POROSIDADE 82
FIGURA 5-11 *WORKSPACE* PARA O CÁLCULO DA SATURAÇÃO 83
FIGURA 5-12 *WORKSPACE* PARA VISUALIZAÇÃO 3D 84
FIGURA 6-1 BLOCO DO ARENITO BEREA - (A) FACE 1, ESCALA APROXIMADA DE 1:1.18 CM - (B) FACE 2, ESCALA APROXIMADA DE 1: 1.10 CM 87
FIGURA 6-2 AMOSTRAS DO ARENITO BEREA 88
FIGURA 6-3 BLOCO DO ARENITO BOTUCATU -(A) VISTA GERAL, ESCALA APROXIMADA DE 1:6.25 CM - (B) DETALHE,ESCALA APROXIMADA DE 1: 1.25 CM) 90
FIGURA 6-4 LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS DE AMOSTRAGEM PARA LÂMINAS DELGADAS 91
FIGURA 6-5 FOTOMICROGRAFIAS DO ARENITO BEREA COM AMPLIAÇÃO DE 30 VEZES. UM CORTE HORIZONTAL E DOIS VERTICAIS. 93
FIGURA 6-6 ARENITO BEREA - FOTOMICROGRAFIA COM AMPLIAÇÃO DE 110 VEZES 94
FIGURA 6-7 ARENITO BOTUCATU - FOTOMICROGRAFIA COM AMPLIAÇÃO DE 30 VEZES 96
FIGURA 6-8 ARENITO BOTUCATU - FOTOMICROGRAFIA COM AMPLIAÇÃO DE 110 VEZES. 97
FIGURA 6-9 ESQUEMA DO GRÁFICO DA CAPACIDADE DE FLUXO E ESTOCAGEM 99
FIGURA 6-10 ARENITO BEREA E BOTUCATU - PRESSÃO CAPILAR, MÉTODO DA MEMBRANA 102
FIGURA 6-11 ARENITO BEREA E BOTUCATU PRESSÃO CAPILAR POR INJEÇÃO DE MERCÚRIO 102
FIGURA 6-12 DISTRIBUIÇÃO DO TAMANHO DE GARGANTAS DE POROS. 102
FIGURA 6-13 ARENITO BEREA E BOTUCATU - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO/ÁGUA 103
FIGURA 6-14 ARENITO BEREA - LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS PARA MEDIDAS DA PERMEABILIDADE COM O MINI-PERMEÂMETRO. 105
FIGURA 6-15 ARENITO BEREA 1- PERMEABILIDADE COM MINI-PERMEÂMETRO. 105
FIGURA 6-16 ARENITO BEREA 2- PERMEABILIDADE COM MINI-PERMEÂMETRO. 106
FIGURA 6-17 POSIÇÃO DAS AMOSTRAS PARA MINI-PERMEAMETRIA 107
FIGURA 6-18 LOCALIZAÇÃO DOS PONTOS PARA MEDIDA DE PERMEABILIDADE 108
FIGURA 6-19 BEREA 4A E BOTUCATU 1 PREPARADAS PARA MINIPERMEAMETRIA 108
FIGURA 6-20 BEREA 4A - PERMEABILIDADE NAS TRÊS DIREÇÕES 110
FIGURA 6-21 BOTUCATU 1 - PERMEABILIDADE NAS TRÊS DIREÇÕES 110
FIGURA 6-22 VISCOSIDADE DOS ÓLEOS UTILIZADOS: (A) EMCA, (B) MISTURA NUJOL (95%) + UNIPAR (5%), (C) NEUTRO PESADO E (D) NUJOL PURO. 112
FIGURA 7-1 ESQUEMA DA INSTRUMENTAÇÃO UTILIZADA 114
FIGURA 7-2 ETAPAS DA PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS 115
FIGURA 7-3 EQUIPAMENTOS USADOS NUM TESTE (A) VISTA FRONTAL (B) VISTA DO SISTEMA COLETOR . 121
FIGURA 7-4 ESQUEMA DA REGIÃO DE TRABALHO 128
FIGURA 7-5 REGIÃO DE TRABALHO PARA TESTES COM ÓLEO EMCA (19 CP) 129
FIGURA 7-6 REGIÃO DE TRABALHO PARA TESTES COM ÓLEO NUJOL+UNIPAR (98 CP) 130

FIGURA 7-7 REGIÃO DE TRABALHO PARA TESTES COM ÓLEO NUJOL (168.1 CP) 130
FIGURA 8-1 ESQUEMA DA AMOSTRA BEREA P1 134
FIGURA 8-2 BEREA P1 TESTE 1 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 137
FIGURA 8-3 BEREA P1 - TESTE 1. PERFIS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 137
FIGURA 8-4 BEREA P1 - TESTE 1. PERFIS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 138
FIGURA 8-5 BEREA P1 TESTE 2 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 139
FIGURA 8-6 BEREA P1 TESTE 2 - PERFIS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 139
FIGURA 8-7 BEREA P1 TESTE 2 - PERFIS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 139
FIGURA 8-8 BEREA P1 TESTE 3 - PRESSÃO VAZÃO DE ÓLEO E DENSIDADE *VERSUS* TEMPO 140
FIGURA 8-9 BEREA P1 TESTE 3 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 141
FIGURA 8-10 BEREA P1 TESTE 3 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 141
FIGURA 8-11 BEREA P1 TESTE 4 - PRESSÃO, VAZÃO E DENSIDADE *VERSUS* TEMPO 142
FIGURA 8-12 BEREA P1 TESTE 4 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 142
FIGURA 8-13 BEREA P1 TESTE 4 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 142
FIGURA 8-14 ESQUEMA DE RESINAGEM DA AMOSTRA 143
FIGURA 8-15 ESQUEMA DE RESINAGEM DA AMOSTRA 144
FIGURA 8-16 ESQUEMA DE RESINAGEM DA AMOSTRA 145
FIGURA 8-17 BEREA 4A TESTE 1 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 149
FIGURA 8-18 BEREA 4A TESTE 1 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 149
FIGURA 8-19 BEREA 4A TESTE 1 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 149
FIGURA 8-20 BEREA 4A TESTE 1 - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-ÁGUA 150
FIGURA 8-21 BEREA 4A TESTE 2 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 151
FIGURA 8-22 BEREA 4A TESTE 2 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 152
FIGURA 8-23 BEREA 4A TESTE 2 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 152
FIGURA 8-24 BEREA 4A TESTE 2 - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-ÁGUA 153
FIGURA 8-25 BEREA 4A TESTE 3 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 154
FIGURA 8-26 BEREA 4A TESTE 3 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 154
FIGURA 8-27 BEREA 4A TESTE 3 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 154
FIGURA 8-28 BEREA 4A TESTE 3 - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-ÁGUA 155
FIGURA 8-29 BEREA 4A TESTE 4 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 156
FIGURA 8-30 - BEREA 4A TESTE 4 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 156
FIGURA 8-31 BEREA 4A TESTE 4 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 157
FIGURA 8-32 BEREA 4A TESTE 4 - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-ÁGUA 157
FIGURA 8-33 BEREA 4A TESTE 5 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 158
FIGURA 8-34 BEREA 4A TESTE 5 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 158
FIGURA 8-35 BEREA 4A TESTE 5 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 159
FIGURA 8-36 BEREA 4A TESTE 5 - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-ÁGUA 159
FIGURA 8-37 BEREA 4A TESTE 6 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* TEMPO 162
FIGURA 8-38 BEREA 4A TESTE 6 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 162
FIGURA 8-39 BEREA 4A TESTE 6 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 163
FIGURA 8-40 BEREA 4A TESTE 6 - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-ÁGUA 163
FIGURA 8-41 BEREA 4A TESTE 7 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 165
FIGURA 8-42 BEREA 4A TESTE 7 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 165
FIGURA 8-43 BEREA 4A TESTE 7 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 165
FIGURA 8-44 BEREA 4A TESTE 7 - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-ÁGUA 166
FIGURA 8-45 BEREA 4A TESTE 8 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 168
FIGURA 8-46 BEREA 4A TESTE 8 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 169
FIGURA 8-47 BEREA 4A TESTE 8 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 169
FIGURA 8-48 BEREA 4A TESTE 8 - PERMEABILIDADE RELATIVA 169
FIGURA 8-49 BEREA 4A TESTE 9 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 170
FIGURA 8-50 BEREA 4A TESTE 9 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D 171
FIGURA 8-51 BEREA 4A TESTE 9 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 171
FIGURA 8-52 BEREA 4A TESTE 9 - PERMEABILIDADE RELATIVA 171
FIGURA 8-53 BOTUCATU P1 - AMOSTRA PREPARADA PARA O TESTE 172
FIGURA 8-54 BOTUCATU 1 TESTE 1 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* TEMPO 173
FIGURA 8-55 BOTUCATU 1 TESTE 1 - SATURAÇÃO DE ÁGUA VERSUS X_D 174
FIGURA 8-56 BOTUCATU 1 TESTE 1 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 174
FIGURA 8-57 BOTUCATU 1 TESTE 2 - PRESSÃO E VAZÃO DE ÓLEO *VERSUS* VPI 176
FIGURA 8-58 BOTUCATU 1 TESTE 2 - SATURAÇÃO DE ÁGUA VERSUS X_D 176

FIGURA 8-59 BOTUCATU 1 TESTE 2 - SATURAÇÃO DE ÁGUA *VERSUS* X_D/T_D 177
FIGURA 8-60 BOTUCATU 1 TESTE 2 - PERMEABILIDADE RELATIVA 177
FIGURA 9-1 VARIAÇÃO DA POROSIDADE E DOS CT'S BASES DE CÁLCULO 181
FIGURA 9-2 VARIAÇÃO DA SATURAÇÃO DE ÁGUA E DOS CT' BASES DE CÁLCULO 181
FIGURA 9-3 PRODUÇÃO NA ERUPÇÃO DE ÁGUA *VS* O ÍNDICE DE RAPOPORT E LEAS 184
FIGURA 9-4 DESLOCAMENTO LONGITUDINAL E TRANSVERSAL DA DIGITAÇÃO 187
FIGURA 9-5 DESLOCAMENTO LONGITUDINAL E TRANSVERSAL AO QUADRADO 187
FIGURA 9-6 REPRESENTAÇÃO DO AVANÇO DA DIGITAÇÃO VISCOSA 188
FIGURA 9-7 BEREA 4A TESTE 1 - SATURAÇÃO MÉDIA E SATURAÇÃO DENTRO DA DIGITAÇÃO 190
FIGURA 9-8 BEREA 4A TESTE 1 - PERMEABILIDADE RELATIVA ÓLEO-ÁGUA 190
FIGURA 9-9 MALHA UTILIZADA NA SIMULAÇÃO NUMÉRICA 196
FIGURA 9-10 AJUSTE DA VAZÃO DE ÓLEO PARA OS TESTES 1 E 2 NO BEREA 4A 196
FIGURA 9-11 BEREA 4A - TESTE 1 - COMPARAÇÃO DA EVOLUÇÃO DA SATURAÇÃO ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO NUMÉRICA COM A MEDIDA NO TESTE (CORRIDAS 4 A 6) 198
FIGURA 9-12 BEREA 4A - TESTE 2 - COMPARAÇÃO DA EVOLUÇÃO DA SATURAÇÃO ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO NUMÉRICA COM A MEDIDA NO TESTE (CORRIDAS 2 A 4) 201
FIGURA 9-13 AJUSTE DA VAZÃO DE ÓLEO PARA O TESTE 2 NO BOTUCATU 1 203
FIGURA 9-14 BOTUCATU 1 - TESTE 2 - COMPARAÇÃO DA EVOLUÇÃO DA SATURAÇÃO ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO NUMÉRICA COM A MEDIDA NO TESTE (CORRIDAS 2 A 4) 204
FIGURA 9-15 BEREA 4A - TESTE 1 - COMPARAÇÃO DOS GRUPOS ADIMENSIONAIS 209
FIGURA 9-16 BOTUCATU 1 - TESTE 2 - COMPARAÇÃO DOS GRUPOS ADIMENSIONAIS 210

LISTA DE TABELAS

TABELA 2-1 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DE TESTES APRESENTADOS NA LITERATURA. 28
TABELA 4-1 ARTEFATOS NA TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA 62
TABELA 6-1 CARACTERÍSTICAS DAS AMOSTRAS DOS ARENITOS BOTUCATU E BEREA 101
TABELA 6-2 PERMEABILIDADE (MD) NA DIREÇÃO DO FLUXO 109
TABELA 6-3 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS 111
TABELA 7-1 PARÂMETROS DETERMINADOS POR PETERS 123
TABELA 7-2 PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO DOS TESTES 127
TABELA 8-1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA AMOSTRAS 132
TABELA 8-2 PRINCIPAIS RESULTADO DOS TESTES 132
TABELA 8-3 TESTES NA AMOSTRA BEREA P1 COM ÓLEO NEUTRO PESADO 135
TABELA 8-4 BEREA P2 - TESTES COM ÓLEO NUJOL+UNIPAR 143
TABELA 8-5 BEREA P3 - TESTE COM ÓLEO NUJOL+UNIPAR 144
TABELA 8-6 BEREA P4A TESTES COM ÓLEO EMCA 147
TABELA 8-7 BEREA P4A TESTES COM ÓLEO NUJOL+UNIPAR 161
TABELA 8-8 TESTES NA AMOSTRA BEREA P4A COM ÓLEO NUJOL 167
TABELA 8-9 BOTUCATU 1 - TESTES COM ÓLEO EMCA 172
TABELA 8-10 BOTUCATU P1 - TESTE COM ÓLEO NEUTRO PESADO 175
TABELA 9-1 RESULTADOS DOS TESTES COM VAZÃO DE INJEÇÃO ÁGUA DE 2 CC/MIN, NA PRESENÇA DE ÓLEO EMCA, NO ARENITO BOTUCATU E BEREA 182

NOMENCLATURA

A = Área da seção transversal da amostra
CT = Número tomográfico (unidades Hounsfield)
D = Diâmetro da amostra
$\vec{f}_w$ = Vetor do fluxo fracionário de água
g = Aceleração da gravidade
I = Intensidade de radiação transmitida
I_o = Intensidade de radiação incidente
I_r = Injetividade relativa
J = Função J de Leverett
K = Permeabilidade absoluta
K_{or} = Permeabilidade ao óleo na saturação de água irredutível
K_{ro} = Permeabilidade relativa ao óleo
K_{rw} = Permeabilidade relativa à água
K_{wr} = Permeabilidade à água na saturação de óleo residual
K_o^* = Permeabilidade de referência ao óleo
K_w^* = Permeabilidade de referência à água
L = Comprimento da amostra
M = Razão de mobilidade no ponto terminal
m = Massa
N_c = Número capilar
N_g = Número gravitacional
P_c = Pressão capilar
P_o = Pressão na fase óleo
P_w = Pressão na fase água
q = Vazão volumétrica
S = Saturação normalizada
$\overline{S}$ = Saturação média
S_o = Saturação de óleo
S_{or} = Saturação de óleo residual
S_w = Saturação de água
S_{wi} = Saturação de água conata
t = Tempo real
T_D = Tempo adimensional
$\vec{u}$ = Vetor da velocidade superficial total
$\vec{u}_o$ = Vetor velocidade da fase óleo
$\vec{u}_w$ = Vetor velocidade da fase água
V = Volume
X = Distância adimensional na direção x
Y = Distância adimensional na direção y
W_i = Volume injetado (fração do volume poroso)
Z = Distância adimensional na direção z

LETRAS GREGAS

α = Ângulo da amostra em relação ao plano vertical
ρ = Massa específica da fase
μ = Viscosidade da fase
ϕ = Porosidade
ψ = Coeficiente de atenuação linear
τ = Coeficiente de absorção fotoéletrica
σ = Tensão interfacial
σ_a = Coeficiente de espalhamento Compton
σ_b = Coeficiente de efeito de Compton
σ_e = Tensão interfacial efetiva
λ = Mobilidade relativa da fase ou comprimento de onda do *finger*
λ_c = Comprimento de onda crítico
ϕ = Porosidade
∇ = Operador gradiente

Transformação de unidades para o sistema SI

1 psi = $6{,}895\ 10^{3}$ Pa
1 cp = 10^{-3} Pa.s
1 mD = $9{,}869\ 10^{-16}$ m^2
1 dyna = 10^{-5} N
1 min = 60 s
1 cm = 10^{-2} m
1 g = 10^{-3} kg

Capítulo 1

1. Introdução

Dentre os fatores mais importantes na determinação da eficiência de deslocamento de qualquer processo imiscível, estão a heterogeneidade do meio poroso e a estabilidade do deslocamento. Enquanto a heterogeneidade é imposta pela natureza na forma de deposição e de complexos processos diagenéticos, sobre os quais não há qualquer forma de controle, a estabilidade do deslocamento é um processo sobre o qual são possíveis algumas formas controle, bastando para isto o entendimento dos seus fatores condicionantes, que determinarão as alternativas de controle.

A nível teórico, a instabilidade pode comprometer drasticamente a validade das previsões para o comportamento do deslocamento. Embora as soluções numéricas das equações tenham avançado muito nos últimos anos, as previsões com base nestas soluções estarão sujeitas a sérios erros se o deslocamento modelado for instável. Além disso, os procedimentos convencionais de escala, baseados na hipótese de deslocamento estável podem não ser suficientes para relacionar a escala de laboratório com a de campo.

Dentre as variáveis mais importantes que aparecem na formulação teórica de um deslocamento de fluidos destaca-se a permeabilidade relativa, cuja obtenção, normalmente, é feita através de testes que são realizados sob condições especiais em escala de laboratório. Os métodos mais práticos e rápidos para sua obtenção estão calcados na condição de estabilidade e equilíbrio do deslocamento, o que nem sempre ocorre nos testes de laboratório e no reservatório como um todo, ou em algumas regiões do mesmo, tal como, próximo aos poços.

O principal objetivo deste trabalho é investigar, em escala de laboratório, a influência da velocidade de deslocamento e razão de mobilidade sobre a geometria de deslocamento e a permeabilidade relativa de dois fluidos imiscíveis. Com esta finalidade foram realizados testes em amostras de arenitos naturalmente consolidados e considerados homogêneos na escala estudada. As amostras utilizadas foram do arenito Berea, procedente de um afloramento situado no estado de Ohio, USA, e que, desde a década de 50, é internacionalmente utilizada para testes de deslocamentos de fluidos, e do arenito Botucatu, procedente de um afloramento situado à noroeste do estado do Paraná, Brasil. Todas as amostras utilizadas no estudo, tiveram sua composição mineralógica, geometria de poros e propriedades petrofísicas caracterizadas através da análise microscópica de lâminas delgadas, tomografia computadorizada de raios-X, análise de minipermeametria e testes petrofísicos convencionais.

As amostras foram preparadas e os testes foram conduzidos de acordo com os procedimentos considerados padrões para este tipo de estudo. Nos testes, os deslocamentos foram realizados através da injeção da fase molhante - solução salina preparada com água destilada desaerada e Iodeto de Potássio - no meio poroso saturado com óleo, fase não molhante, na presença de saturação irredutível da fase molhante. Os testes foram realizados com diferentes vazões de injeção. Para a obtenção de diferentes razões de mobilidade, numa mesma amostra, ou em amostras diferentes, foram utilizados quatro tipos de óleo com diferentes viscosidade.

O monitoramento e coleta dos parâmetros que caracterizam a dinâmica do fluxo foi feito através de um sistema computadorizado de aquisição automática de dados, que permitiu monitoramento da pressão de deslocamento em vários pontos ao longo das amostras e dos volumes injetado e produzido.

A distribuição dos fluidos nas amostras durante os testes de deslocamento foi monitorada através da utilização da tomografia computadorizada helicoidal de alta velocidade. Neste tipo de tomografia, a velocidade na obtenção das imagens é tal que os perfis de saturação podem ser considerados instantâneos, sendo apropriada para testes com velocidades de deslocamento relativamente altas e amostras longas.

Também, o refinado grau de reconstrução das imagens permite a verificação de variações estáticas e dinâmicas a nível milimétrico.

A distribuição dos fluidos obtidas através da tomografia computadorizada, juntamente com a distribuição da pressão ao longo das amostras em vários tempos dos deslocamentos, permitiu a formulação de uma nova metodologia para o cálculo da permeabilidade relativa que é independente das condições de estabilidade do fluxo.

Devido ao grande número de imagens tomográficas obtidas em cada teste de deslocamento, o processamento das mesmas, tanto para a análise visual como para a determinação quantitativa dos parâmetros que definem as propriedades do meio poroso e do deslocamento, se mostrou inviável com as ferramentas disponíveis na época. Com isso foi necessário um grande esforço no desenvolvimento de novas ferramentas auxiliares que tornaram o processamento completo das imagens, desde as imagens brutas geradas pelo tomógrafo até as formas finais de visualização, factível dentro do escopo desejado e tempo disponível

Este estudo mostra também, que os limites que definem a estabilidade do deslocamento imiscível, calculados através dos índices conhecidos na literatura, não se aplicam para o deslocamento imiscível em meio poroso naturalmente consolidado, molhável à água e com presença de água irredutível. Nestas condições os efeitos capilares favorecem o coalescimento das digitações que se formam logo no início do deslocamento, transformando-as em uma única que avança até a extremidade final da amostra.

Finalmente é mostrado que através da utilização das adequadas condições de contorno e geometria de injeção, que podem ser determinadas através da análise das imagens, e de uma refinada determinação espacial da permeabilidade, que foi possível através da minipermeametria, a simulação numérica por diferenças finitas pode se tornar uma ferramenta capaz de reproduzir com bom grau de ajuste as condições do deslocamento.

A apresentação do trabalho, neste volume, foi organizada da seguinte forma:

Capítulo 2 - É feita a revisão bibliográfica dos trabalhos mais importantes relacionados à pesquisa do deslocamento imiscível, análise de estabilidade e estudos de digitações viscosas. Também é apresentada uma revisão sucinta sobre a tomografia computadorizada de raios X, com ênfase às aplicações ao deslocamento de fluidos no meio poroso.

Capítulo 3 - São apresentadas as equações que formam a base teórica da modelagem do deslocamento bifásico imiscível em um meio poroso.

Capítulo 4 - São apresentados os princípios básicos da tomografia computadorizada de raios X, com ênfase para a aplicação da tomografia helicoidal no monitoramento do deslocamento de fluidos em meios porosos.

Capítulo 5 - É apresentada a forma de determinação da porosidade e saturação de fluidos através das imagens obtidas na tomografia computadorizada. São apresentados, também, os recursos computacionais utilizados no processamento das imagens.

Capítulo 6 - É feita a apresentação da caracterização detalhada dos meios porosos e fluidos utilizados.

Capítulo 7 - São apresentados os equipamentos e procedimentos utilizados durante os testes de deslocamento.

Capítulo 8 - São apresentados os resultados e as análises dos testes de deslocamento com o monitoramento da tomografia computadorizada.

Capítulo 9 - É feita uma discussão dos tópicos mais relevantes do estudo.

Capítulo 10 - São apresentadas as principais conclusões observadas ao longo da pesquisa e as recomendações consideradas pertinentes para futuros trabalhos.

No Volume II, são apresentadas as imagens finais obtidas através da tomografia computadorizada helicoidal, que são ilustrativas dos deslocamentos realizados nas amostras dos arenitos Berea e Botucatu, com várias velocidades de deslocamento e diferentes óleos.

Capítulo 2

2. Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta a revisão dos principais trabalhos relacionados aos assuntos desenvolvidos nesta pesquisa. Como este estudo abrange diversas áreas relacionadas à pesquisa do deslocamento imiscível, incluindo os princípios teóricos e práticos de sua modelagem, a montagem de aparatos experimentais e execução de experimentos, a análise de estabilidade do deslocamento e o monitoramento com a tomografia computadorizada de raios X, esta revisão foi separada em três áreas principais, que são:

(1) **Aspectos teóricos e práticos do deslocamento imiscível**, onde são comentados alguns dos principais trabalhos que formam a base para a condução de testes de deslocamento imiscível, modelagem analítica e numérica, análise para a determinação de grupos de auto similaridade e determinação da permeabilidade relativa das fases.

(2) **Análise de estabilidade, visualização e modelagem de digitações**, onde é feita a revisão dos trabalhos, com abordagem teórica e prática, que se preocuparam com o deslocamento imiscível em regimes instáveis.

(3) **Monitoramento tomografia computadorizada (TC)**, onde são comentados alguns trabalhos publicados sobre o assunto, com enfoque exclusivo para visualização de processos com deslocamento imiscível.

2.1 Aspectos Teóricos e Práticos do Deslocamento Imiscível

Os primeiros trabalhos publicados nesta área datam do início do século e a maior preocupação era entender alguns conceitos básicos, tais como, a interação rocha fluido, a influência dos parâmetros do meio poroso e dos fluidos na recuperação no momento da erupção do fluido deslocante e na recuperação final. Com o decorrer do tempo, começou a ser dado ênfase a alguns estudos direcionados à determinação da permeabilidade relativa e o seu comportamento em vários tipos de experimentos. Paralelamente, foram feitas algumas pesquisas que se aventuram no difícil estudo da estabilidade do deslocamento de fluidos em meios porosos e na modelagem das digitações viscosas, que eram motivadas pela preocupação de seus efeitos na recuperação de petróleo.

Um dos primeiros estudos apresentado na literatura, que investigou a influência da saturação de um fluido no escoamento de outro, foi realizado em 1937 por Dunlap (22). Pode ser considerado um estudo da influência da velocidade no deslocamento, pois as diferentes saturações eram conseguidas com diferentes velocidades. A principal conclusão desse trabalho foi que a permeabilidade relativa ao óleo diminuía com o aumento da saturação de água inicial. Experimentos parecidos, utilizando coluna de areia inconsolidada e várias combinações de fluidos, foram feitos por Leverett (54), de onde o autor concluiu que a permeabilidade relativa era independente da viscosidade dos fluidos e dependente da pressão de deslocamento, do gradiente de pressão, da distribuição dos poros e da saturação de água conata. Como em muitos experimentos anteriores, incluindo os citados anteriormente, a permeabilidade absoluta do meio poroso inconsolidado era extremamente alta, a não dependência da permeabilidade relativa em relação a viscosidade foi justificada por Botset (9) com base no índice de distribuição de poros. A comprovação desta justificativa foi feita através de testes em amostras consolidada e inconsolidada, com permeabilidade relativamente baixa. Em 1940, Leverett *et al* (55) conduziram o primeiro experimento para a determinação da permeabilidade relativa em deslocamento trifásico.

Neste mesmo ano, Leverett (56), apresentou um trabalho de grande impacto na engenharia de petróleo. Fazendo a aplicação de princípios termodinâmicos e físicos no estudo dos fenômenos capilares, em situações estáticas e dinâmicas, determinou uma função adimensional, batizada mais tarde por função "J de Leverett", que se tornou o melhor grupo de auto similaridade para a pressão capilar.

A modelagem teórica do comportamento do deslocamento imiscível do óleo por gás (ou água), foi feita por Buckley e Leverett (10), em 1942. Apesar das hipóteses simplificadoras na solução da equação do deslocamento, tornou-se a teoria mais aceita para a descrição do deslocamento de fluidos imiscíveis em um meio poroso.

Uma da primeiras tentativas na derivação de expressões teóricas para descrever a permeabilidade relativa das fases molhante e não-molhante foi apresentada por Rose (79). Para isto, o autor baseou-se numa forma modificada da equação de fluxo de Kozemi e na equação da capilaridade de Leverett (56).

Testes com objetivo de verificação do comportamento do deslocamento imiscível em amostras consolidadas longas foram realizados por Holmgren (34) em 1949. Neste estudo foram feitos quatro tipos de deslocamento: (1) injeção de ar com gradiente de pressão constante ao longo da amostra, (2) injeção de água com vazão constante, (3) injeção de água com vazão constante e saturação inicial de ar e (4) injeção alternada de água e ar. Apesar dos resultados não apresentarem grandes novidades, este trabalho é rico em detalhes relacionados a montagem e condução dos experimentos com deslocamento de dois fluidos imiscíveis.

Em 1950, Slobod (89) conduziu um interessante estudo experimental sobre as condições necessárias para a obtenção da saturação real de água irredutível, como condição inicial de testes de deslocamentos água e óleo. Comprovou que é impraticável se atingir um nível de saturação onde a fração de água presente no meio poroso seja realmente irredutível. Com o auxílio das ferramentas hoje disponíveis para o monitoramento da saturação ao longo da amostra, pode-se acrescentar que, também,

é muito difícil a obtenção de um perfil de saturação de água "irredutível" constante ao longo da amostra.

Os anos de 1951 e 52 foram particularmente ricos em pesquisas para a engenharia de petróleo. Neste período foram publicados vários trabalhos teórico e prático de grande impacto, e que formam até hoje a base para muitos estudos.

Terwilliger *et al* (91), em 1951, conduziram um estudo da recuperação devido à gravidade. Neste trabalho foi confirmada a dependência da recuperação com a velocidade, ou a vazão de produção. Uma observação interessante foi que através dos perfis de saturação da solução salina, obtidos a partir das medidas da condutividade elétrica, pôde ser feita a determinação da velocidade de propagação das curvas de saturação e a determinação do fluxo fracionário. Os autores mostraram, também, a existência das zonas estabilizadas e, através destas, determinaram a máxima vazão de produção para a recuperação ótima.

Um dos trabalhos mais completos sobre os parâmetros que influenciam a permeabilidade relativa foi realizado neste mesmo ano por Geffen *et al* (27). Os testes foram realizados no regime permanente e foi estudado o efeito do gradiente de pressão, da expansão do gás em testes conduzidos à pressão atmosférica, da migração da saturação parcial de água, da molhabilidade e do histórico de saturação. Concluíram que a permeabilidade relativa não era função da velocidade de deslocamento e, em sistemas porosos onde não havia variação da molhabilidade, a permeabilidade relativa não era influenciada pelas propriedades físicas dos fluidos.

Nesta mesma linha de estudo, Osoba *et al* (63) e Caudle *et al* (11) em 1951 e Richardson *et al* (77) em 1952, realizaram vários experimentos para a determinação da permeabilidade relativa ao óleo e ao gás através de cinco metodologias diferentes. A principal conclusão destes trabalhos foi que, os desvios encontrados nos resultados eram manifestações dos efeitos de fronteiras e desapareciam conforme estes efeitos eram eliminados. Dentre outras, os autores sugeriram a utilização de difusor do mesmo

meio poroso utilizado para o deslocamento, a garantia de um bom contato capilar e altas velocidades de deslocamento, como forma de eliminar os efeitos de fronteira.

Ainda em 1951, Rapoport e Leas (74), modelaram o deslocamento imiscível assumindo que, na maioria dos processos que ocorrem no reservatório, o gás e óleo podem ser considerados em equilíbrio capilar, e que a permeabilidade relativa era função unicamente da saturação. A saturação, por sua vez, era função da distribuição de poros, que poderia ser definida através da curva de pressão capilar. Portanto, a permeabilidade relativa pôde ser expressa em termos de volume e área superficial. O volume era de fácil determinação mas, a área superficial não (pode-se ter uma idéia dos valores máximos e mínimos como função da pressão capilar). Assim, para qualquer saturação era possível estabelecer os limites da permeabilidade relativa.

Welge (98), em 1952, propôs um método analítico para o cálculo da saturação média e a recuperação de óleo. O método foi desenvolvido para fluxo linear difuso, imiscível e incompressível. A pressão foi considerada suficientemente constante no tempo e ao longo do reservatório, para que não houvesse variação na densidade, solubilidade e fator de volume de formação, principalmente, quando se trata do fluxo de gás. O autor desprezou a pressão capilar com base no argumento de que ela era função somente da saturação e, como o gradiente de saturação com a distância, principalmente, em escala de reservatório, é pequeno, considerou igualmente pequeno o gradiente da pressão capilar. Na escala de laboratório esta hipótese não é verdadeira. Todo o desenvolvimento deste estudo foi feito com base nas equações de Buckley e Leverett (10) e, como conseqüência, tem todas as limitações inerentes a esta teoria.

Uma extensão da teoria de Buckley e Leverett (10), foi elaborada por Rapoport e Leas (75), em 1953, numa formulação mais detalhada do comportamento da injeção de água num sistema horizontal linear. Através da equação diferencial explícita verificaram que quanto maior o comprimento do reservatório e a vazão de injeção, menor seriam os efeitos da pressão capilar no deslocamento. Nesta situação o deslocamento ficaria estabilizado, para o qual a teoria de Buckley e Leverett (10) poderia ser aplicada. Com base nestas conclusões, avaliaram que nas condições de

produção de um campo de petróleo real, o deslocamento poderia ser considerado estabilizado.

Ainda em 1953, Jones-Parras *et al* (44), resolveram o fluxo fracionário e a equação do avanço frontal para obtenção da recuperação no instante da erupção de água *(breakthrough)* como função do comprimento, da velocidade linear e da viscosidade da fase. O método de solução foi baseado no conceito de zona estabilizada desenvolvido por Terwilliger (91), que calculou a distribuição de saturação no processo de drenagem gravitacional. Os resultados foram aplicados aos experimentos de Rapoport e Leas (75). Para os menores índices definidos por Rapoport e Leas (75), a diferença de recuperação na erupção de água era grande, e os autores atribuíram isto ao fato de que a permeabilidade relativa foi obtida com base na curva de pressão capilar estática, o que, invariavelmente, provocava diferenças em relação às situações dinâmicas.

Em 1954, Levine (57) fez quatro experimentos de deslocamento imiscível com água deslocando óleo e óleo deslocando água, com objetivo de coletar dinamicamente os dados de produção, saturação e pressão das fases em vários pontos. As tomadas da pressão na fase óleo foi através de uma membrana saturada com um óleo especial, fixada na amostra após esta estar saturada com água e óleo. No trabalho foram feitos alguns comentários sobre as dificuldades para a obtenção da pressão das duas fases.

Mais recentemente, em 1995, Honarpour *et al* (35), justificando a importância da obtenção dos dados de pressão capilar e permeabilidade relativa das fases na mesma amostra e mesmas condições de deslocamento, desenvolveram um aparato onde, fazendo o uso de membranas semipermeáveis e monitoramento da saturação através de microondas, esta medida tornou-se possível.

Com base nos artigos que fazem referência ao monitoramento da pressão nas duas fases durante o deslocamento, no decorrer desta pesquisa, foram feitas muitas tentativas utilizando várias formas construtivas e membranas, como a porcelana e a membrana sintética semipermeável. Em nenhum teste obteve-se o sucesso esperado na

medição da pressão das fases. Os principais problemas ocorridos nas medições foram relacionados ao longo transiente de pressão ocasionado pela baixa permeabilidade das membranas e não validade das leituras nas situações em que uma das fases tornava-se descontínua durante o deslocamento.

Em 1955, Rapoport (76) fez uma análise cujo objetivo era apresentar uma base teórica para que o desenvolvimento de testes em laboratório fossem mais representativos do comportamento de campo. Para isso fizeram o desenvolvimento de leis de escala a partir da equação completa do deslocamento, para um sistema tridimensional com dois fluidos imiscíveis e incompressíveis. O autor aplicou uma equação para as condições reais de reservatórios e outra para as condições de laboratório, determinando assim, os fatores de escala para os parâmetros nas duas condições. Nesta determinação, foi assumido que as funções de permeabilidade relativa, para o modelo e o protótipo eram as mesmas e, por outro lado, que a porosidade, a permeabilidade absoluta e a pressão capilar poderiam ser tratadas como parâmetros independentes.

Outros trabalhos de interesse nesta mesma linha de pesquisa foram apresentados por Greenkorn (29) em 1964 e Bentsen (5) em 1976, onde apresentaram grupos de escala para modelagem do deslocamento imiscível.

Mais tarde, em 1993, a partir da equação adimensionalizada, que modela o deslocamento da água e óleo no meio poroso, Peters (71) derivou os grupos adimensionais para a capilaridade, gravidade e estabilidade viscosa, e que foram chamados de leis de escala ou condições de similaridade. A partir disso, a equação da saturação foi colocada como uma função desses grupos, ou seja, como função do comprimento e tempo adimensional, razão de viscosidade, número capilar, função de Leverett (56), relação entre as permeabilidades relativas, número capilar e número gravitacional. Desta análise o autor concluiu que deslocamentos imiscíveis instáveis em meios porosos homogêneos são processos auto-similares, e se os fatores de escalas fossem adequados, estes eram reprodutíveis e previsíveis.

Croes *et al* (17) apresentaram, em 1955, os resultados de uma série de modelos de deslocamento experimentais para a medida da eficiência de processos de deslocamento com água, onde mostraram a influência da razão de viscosidade nos resultados. Os experimentos foram realizados com amostras de areia inconsolidada com alta permeabilidade e o uso de óleo lubrificante. As várias viscosidade foram obtidas através da mistura de querosene com óleo. As amostras foram recuperadas várias vezes, fazendo-se a limpeza com a injeção de clorofórmio e acetona e depois secas com a circulação de ar. Os resultados foram apresentados através de gráficos, através dos quais puderam fazer uma estimativa do comportamento para amostras com mesmas características e, também, as análises dos fundamentos da teoria de Buckley-Leverett (10).

Um estudo experimental com amostras não consolidadas, na tentativa de obtenção de mais informações para a compreensão do comportamento das forças capilares em escala micro e macroscópica, foi feito por Perkins (67) em 1957. O autor concluiu que para vazões baixas, o aumento da saturação de óleo no instante da erupção de água com a redução da vazão de injeção, era resultado da influência do gradiente da pressão capilar no fluxo macroscópico do óleo e água. Também, que a influência do gradiente de pressão capilar era minimizado pelo aumento do comprimento da amostra e/ou da vazão de injeção. Pôde-se inferir deste fato, que a distribuição microscópica dos fluidos era controlada pelas forças capilares e não era função da vazão.

Sandberg *et al* (80), em 1958, estudaram o efeito da viscosidade e vazão usando a técnica de fluxo dinâmico em pequenas amostras homogêneas de afloramento. Fizeram a determinação da saturação através de traçadores radioativos (Cobalto-60, Iodo-131 e Mercúrio-203). Foi o primeiro trabalho onde foi observado que os efeitos das fronteiras na direção do fluxo não eram importantes. Concluíram também que, desde que não houvessem efeitos de fronteira, a permeabilidade relativa era independente da vazão. O único efeito do aumento da viscosidade do óleo, foi na redução da vazão de fluxo necessária para eliminar os efeitos de fronteira.

Johnson *et al* (43), em 1959, desenvolveram um método para o cálculo da permeabilidade relativa, conhecido por método JBN, a partir dos dados coletados durante um teste de deslocamento não-permanente. O método foi desenvolvido a partir das equação de Welge (98) e sua aplicação era baseada na condição de que a velocidade de fluxo deveria ser alta o suficiente para que fosse atingido o deslocamento estabilizado e assegurando que a região de ocorrência dos efeitos capilares (*end-effect*) fosse comprimida a uma fração desprezível do meio poroso. A outra condição era que, a velocidade deveria ser constante em toda seção transversal, podendo o deslocamento ser considerado linear. Para isto, era necessário que as fases se comportassem como imiscíveis e incompressíveis. A incompressibilidade, no caso de gás, era assegurada mantendo-se o nível de pressão alto o suficiente ao longo da amostra, para que a expansão do gás devido a queda de pressão pudesse ser desprezada. Devido a rapidez na obtenção das curvas de permeabilidade relativa, este método tem sido amplamente utilizado na industria do petróleo.

A proposta mais significativa para o melhoramento do método de cálculo da permeabilidade relativa em deslocamento não-permanente foi feita por Jones *et al* (45), em 1978. Neste trabalho fizeram uma adaptação no método JBN com o objetivo de tornar os cálculos mais fáceis e precisos e ter aplicação para deslocamento com vazão e pressão constantes ou não. Nesta adaptação os resultados são obtidos graficamente tomando por base a permeabilidade da água.

Outro estudo que sugeriu correções nos resultados da permeabilidade relativa, obtida pelo método JBN, em relação a velocidade de deslocamento foi apresentado por Odeh *et al* (61) em 1985. Na realidade, o que o método faz é a correção das curvas de permeabilidade relativa em relação ao efeito de extremidade, a partir da comprovação de que a permeabilidade relativa é sensível a ele. Nos testes, os autores mostraram que, conforme se aumentava a velocidade de deslocamento, havia um aumento na permeabilidade relativa das fases, principalmente, para a fase não molhante com saturações relativamente baixas. Neste trabalho, as curvas de permeabilidade relativa foram obtidas com a aplicação do método Jones e Roszelle (45). A análise dos

parâmetros utilizados mostram que, segundo os critérios definidos por Peters (69), em 1979, os testes foram realizados em regime estável.

Lefebvre du Prey (53) apresentou em 1973, um estudo sobre a influência da tensão interfacial, viscosidade, velocidade de deslocamento e molhabilidade na permeabilidade relativa, na saturação residual e no formato das curvas de recuperação. Neste trabalho não foram utilizados meios porosos convencionais, e sim Teflon, aço inoxidável e alumínio. A conclusão do trabalho era que a permeabilidade relativa e a saturação residual eram funções das características dos fluidos e que, quanto maior a relação entre as forças capilares e as viscosas menor seria a permeabilidade relativa. Em 1974, McCaffery *et al* (59) concluíram que a molhabilidade tinha maior influência na permeabilidade relativa que a estrutura de poros.

Em 1978, Bentsen (6) demonstrou teoricamente através do desenvolvimento da equação do fluxo fracionário na forma Lagrangiana, que a solução da equação de Buckley e Leverett (10) poderia ser uma boa aproximação para a modelagem do deslocamento imiscível, desde que, o número capilar fosse pequeno.

Labastie *et al* (49), em 1980, fizeram testes de deslocamento com água e óleo, realizando medições da pressão das fases e concluíram que a saturação de óleo residual diminuía com o aumento da velocidade de deslocamento e que, somente a permeabilidade relativa ao óleo, para saturações de óleo próximas à residual, era função da velocidade de deslocamento. Além disso, para meio poroso molhado à água, a pressão capilar não era alterada pela velocidade de deslocamento.

Amaefule *et al* (1), em 1982, utilizando amostras do arenito Berea, testaram a influência da tensão interfacial na permeabilidade relativa das fases. Neste trabalho concluíram que a variação da permeabilidade relativa era inversamente proporcional a tensão interfacial, sendo muito afetada para baixos valores de tensão interfacial. Para valores altos da tensão interfacial não foi observado variações na permeabilidade relativa. Observaram, também, que a saturação de óleo residual e a saturação de água irredutível diminuíam com o aumento da tensão interfacial.

Vives *et al* (96), em 1995, investigaram através de experimentos em amostras inconsolidadas com o formato cilíndrico e retangular, a influência da molhabilidade na eficiência dos processos de drenagem e embebição com razão de mobilidade adversa. Concluíram que na drenagem, havia a formação de muitas digitações. Na embebição, estas digitações eram rapidamente atenuadas, tornando o deslocamento mais eficiente, e a curva de fluxo fracionário não apresentava indícios de deslocamento com presença de choque.

Islam *et al* (42), em 1986, propuseram um método dinâmico para a medida da permeabilidade relativa, no qual usaram como base a lei de Darcy, e cujos termos eram obtidos diretamente dos dados experimentais, ou seja, o gradiente de pressão capilar era obtido diretamente de medidas de pressão da duas fases presentes e o fluxo fracionário era calculado através da integração dos perfis de saturação, obtidos com ultra-som. Em termos de pesquisa era um bom método para obtenção da pseudo-permeabilidade das fases, mas ainda, impraticável como rotina para medida de permeabilidade relativa.

Sarma *et al* (81) e (82), em 1989, calcularam a permeabilidade relativa através dos perfis de saturação em deslocamento instável. Constataram que a permeabilidade relativa ao óleo era mais sensível à instabilidade do que a da água. Devido à rápida mudança na saturação, que ocorre na vizinhança da frente de deslocamento, não era possível através dos métodos convencionais, estimar a permeabilidade relativa em todo o intervalo de saturação de interesse. Neste estudo, foi mostrado que esta limitação poderia ser removida se os dados do deslocamento não estabilizado e/ou instável fossem utilizados. Além do mais, estes dados poderiam fornecer: a) perfis de saturação e gradiente de pressão em ambas as fases; b) os dados do deslocamento convencional poderiam ser modificados para levar em consideração a pressão capilar; e c) a análise foi feita sob o ponto de vista Lagrangiano e não Euleriano.

Peters *et al* (70), em 1987, preocupados com o fato de que em muitas situações, o método de cálculo da permeabilidade relativa, que é baseado na teoria do deslocamento estável de Buckley e Leverett (10), é utilizado em deslocamentos

instáveis, apresentaram um estudo onde investigaram a influência da instabilidade do deslocamento nas curvas de permeabilidade relativa do óleo e da água.

Os autores fizeram a comparação de várias curvas de permeabilidade relativa obtidas com diferentes níveis de instabilidade, obtidos através da variação da velocidade, viscosidade do óleo, molhabilidade da areia ou o número de molhabilidade. Em geral, a permeabilidade relativa ao óleo diminuía com o aumento da instabilidade, enquanto que, a da água aumentava.

Fassihi (24), em 1989, fez uma análise numérica do efeito das baixas vazões em testes para a determinação da permeabilidade relativa. Este procedimento é necessário quando existe a possibilidade de migração de finos ou da ocorrência de fluxo não estabilizado. Nestas situações deve ser levado em consideração o efeito de extremidade, a segregação gravitacional e a pressão capilar nas mesmas condições do teste de permeabilidade relativa.

Hawkins (32), em1989, fez a comparação das curvas de permeabilidade relativa, obtidas por três diferentes condições de deslocamento, em amostras de carbonato: não-permanente em condições ambiente, permanente em condições ambiente e não-permanente em condições de reservatório. O autor recomendou que na determinação da permeabilidade relativa, os testes sejam feitos em amostras com as condições originais restauradas, pois, quando as mesmas não são conservadas adequadamente, ocorre alteração na molhabilidade.

A solução analítica da equação que rege o deslocamento de dois fluidos imiscíveis em um meio poroso só é possível em casos bem particulares, onde algumas hipóteses simplificadoras devem ser feitas, e com a solução sempre recaindo na forma de Buckley e Leverett (10). Alguns pesquisadores tentaram formas alternativas para a solução desta equação, dentre estes, Sheldon *et al* (84), em 1959, apresentaram uma análise teórica do fluxo unidimensional incompressível, desprezando as forças capilares, através do método das características. Também em 1959, Lee *et al* (52),

usando o método das características, estabeleceram as condições de contorno apropriadas para os testes de laboratório.

Tendo em vista as dificuldades encontradas para a solução analítica da equação do deslocamento com a inclusão dos termos que levam em consideração os efeitos capilares e gravitacional, muitos pesquisadores investigaram a solução numérica desta equação. Douglas *et al* (20), em 1958, resolveram numericamente, por diferenças finitas num esquema implícito, a equação de deslocamento bifásico imiscível com a inclusão da capilaridade. Mostraram os perfis de saturação para várias situações e, que através deste esquema de solução numérica, era possível detectar o efeito de extremidade. Em 1959, Douglas *et al* (21) investigaram a solução numérica da equação do deslocamento bifásico completa através de dois métodos. Compararam os resultados com os obtidos em testes de laboratório chegando a bons ajustes.

Ainda em 1959, Fayers *et al* (25) fizeram a determinação numérica dos perfis de saturação durante um deslocamento imiscível considerando os efeitos da capilaridade e da gravidade. Mostraram que a inclusão da capilaridade numa formulação Lagrangiana da equação do deslocamento imiscível elimina o ponto triplo de saturação. Mostraram também, a magnitude do efeito da inclusão da capilaridade e da gravidade nos perfis de saturação para uma série de problemas.

McEwen (60), também em 1959, fez a determinação numérica dos perfis de saturação de água para um deslocamento imiscível óleo-água. A diferença em relação ao trabalho de Fayers *et al* (25) foi a não consideração do termo gravitacional, tornando mais simples a solução final. Neste estudo, os efeitos capilares na extremidade de produção da amostra não foram considerados. Os autores concluíram que para altas vazões o comportamento se aproxima da teoria de Buckley e Leverett (10), que despreza a pressão capilar.

Hovanessian *et al* (37), em 1961, resolveram numericamente a equação do deslocamento unidimensional levando em consideração a capilaridade e a gravidade. A inclusão da capilaridade eliminava os três pontos de saturação na equação de Buckley

e Leverett (10). A inclusão da gravidade afetava significativamente o movimento do perfil de saturação e tinha forte efeito no perfil de pressão para certos intervalos de vazão de injeção. Quando a saturação inicial era pequena, em relação a saturação num determinado momento do deslocamento, seu efeito nos perfis de saturação, pressão e fluxo fracionário era pequeno.

Christie *et al* (13), em 1993, compararam os resultados de simulação de uma mesma situação utilizando malha 2D e 3D. Concluíram que para altas vazões os resultados eram idênticos. A implementação da terceira dimensão começava a ser importante com o aumento da diferença de densidade das fases.

Peters *et al* (72), também em 1993, utilizaram um simulador numérico para fazer o ajuste das saturações obtidas nos testes em laboratório. Usaram a tomografia computadorizada de raios X para o monitoramento da saturação. Concluíram que os resultados dos testes de deslocamento imiscível instável e os do modelo numérico eram auto similares.

Sarma *et al* (83), em 1994, apresentaram um estudo cujo objetivo era examinar se o deslocamento tipo Buckley e Leverett (10) poderia ser utilizado para descrever o comportamento de deslocamentos megascópicos com instabilidade e verificar a possibilidade de ajuste nas curvas de permeabilidade relativa para levar isto em consideração.

Tchelepi *et al* (90), em 1994, conduziram um estudo, utilizando um simulador que utilizava uma técnica híbrida de diferenças finitas e percurso de partículas, com o objetivo de investigar as diferenças que poderiam ocorrer na previsão de formação e na forma das digitações viscosas quando era utilizado simuladores 2D ou 3D, com a inclusão ou não da força da gravidade.

Mesmo sendo o estudo aplicado para deslocamento miscível, os casos apresentados mostraram que os resultados do deslocamento instável obtidos através da utilização de malha 3D, com meio poroso homogêneo ou heterogêneo, eram bem diferentes dos obtidos com malha 2D, especialmente quando se considerava os efeitos

da força gravitacional. Os autores recomendaram o uso de malha 3D para verificação da importância das forças viscosas e gravitacionais, embora tais simulações continuem limitadas pelo tempo de computação e a precisão requerida na caracterização do meio poroso.

Virnovsky *et al* (95), em 1995, propuseram um método para eliminar os erros causados por efeitos capilares, que ocorriam na extremidade da amostra durante um teste permanente para medida da permeabilidade relativa. O procedimento experimental consistia num determinado número de experimentos convencionais com diferentes valores de fluxo fracionários e diferentes vazões total.

Eleri *et al* (23), em 1995, publicaram um trabalho onde fazeram o estudo da histerese da permeabilidade relativa para duas e três fases. Comprovaram a existência da histerese nos testes de deslocamento usando processo de drenagem e embebição e que as curvas de permeabilidade relativa, para cada tipo de deslocamento, eram muito próximas nos testes permanente e não-permanente. Deste estudo observaram que é difícil a escolha do melhor método para a determinação da permeabilidade relativa em rocha fortemente molhada pelo óleo ou pela água.

Em 1995, Honarpour *et al* (36) apresentam um estudo onde mostraram a importância da caracterização detalhada do meio poroso para a verificação da validade dos resultados de laboratório. Mostraram que, principalmente, para reservatórios com presença de heterogeneidades, a aplicação indevida dos resultados obtidos em laboratório levava a erros na estimativa do tempo de erupção de água, vazão de produção, distribuição de saturação e saturação dos pontos terminais.

2.2 Análise de Estabilidade, Visualização e Modelagem de Digitações

A visualização e modelagem do formato do deslocamento, durante os testes em laboratório, sempre foi muito utilizada para o entendimento e modelagem do deslocamento na escala de campo. Com este objetivo muitas técnicas já foram utilizadas.

Um dos primeiros estudos onde foi mostrado o uso de um modelo transparente (*Hele Shaw*) para a visualização do formato do deslocamento imiscível, foi realizado em 1957 por van Meurs (92). O autor verificou que para razão de viscosidade igual a unidade não havia ocorrência de digitações viscosas, mas para razão igual a 80 estas ocorriam de forma significativa. Também, que para altas razões de viscosidade ocorria uma pequena redução no volume produzido após o início da produção da fase deslocante. A partir desse trabalho começou a ser empregada a expressão "digitação viscosa" *(viscous finger)*.

Em 1958, com base em um modelo idealizado, van Meurs *et al* (93) fizeram a descrição teórica do comportamento da distribuição de saturação e pressão em um meio poroso durante um deslocamento imiscível sujeito a ocorrência de digitações. Os resultados obtidos foram comparados, teoricamente, com os dados do artigo anterior.

O modelo de fluxo utilizado foi com deslocamento unidimensional de óleo e água, onde o óleo fluía fora dos limites das digitações e a água fluía no centro destas. Nos limites das digitações ocorriam protuberâncias de água e bolhas de óleo, ambos imóveis. A fração de óleo e água imóvel era independente do espaço e do tempo. Na derivação das equações, foi considerado que a permeabilidade dos fluidos, nas suas respectivas regiões de fluxo, eram independentes da saturação. Observaram que os desvios em relação aos resultados experimentais poderiam ser devidos às heterogeneidades eventualmente existentes no meio poroso.

Outro estudo, utilizando célula *Hele Shaw*, foi realizado por Benham *et al* (4) em 1963. Até então a visualização do deslocamento com a utilização deste método não fazia o uso de meio poroso. Nesse estudo, utilizaram bolinhas de vidro entre as placas, com o objetivo de mostrar a formação de digitações em deslocamento imiscível com a presença do meio poroso. Os autores concluíram que, com as bolinhas de vidro, as digitações tendiam a desaparecer com o decorrer do deslocamento. As conclusões de van Meurs (92) foi confirmada através da execução de vários experimentos.

Apesar de tratar-se de um estudo com deslocamento miscível, as conclusões de Koval (48), em 1963, foram muito úteis para o entendimento de deslocamentos imiscíveis. Nesse estudo o efeito da diferença de viscosidade, canalizações e dispersão longitudinal, para o deslocamento miscível em meios heterogêneos, foram combinadas em um índice, chamado de "fator K". O autor concluiu que o efeito das digitações viscosas aumentavam com as heterogeneidades da rocha e que o método previa satisfatoriamente esta influência. Observou a existência de evidências da relação entre o fator de heterogeneidade e a variação de permeabilidade de Dykstra-Parsons.

Perkins *et al* (68), em 1969, investigaram experimentalmente o problema da formação de digitações em deslocamentos imiscíveis, com a utilização de célula *Helle Shaw* com bolinhas de vidro, com e sem a presença de água conata. Sem a presença de água conata e em condições adversas de mobilidade, foi notada a presença de inúmeras digitações. Com a presença de água conata, o comportamento era bem diferente; inúmeras digitações surgiam logo no início do deslocamento mas, sendo logo em seguida atenuadas, formando uma frente de saturação uniforme. Os autores concluíram assim, que na presença de água conata, havia a tendência das digitações viscosas se atenuarem ao longo da amostra, fazendo com que a zona de mistura tivesse um crescimento proporcional á raiz quadrada do tempo. Com isso a distribuição de saturação podia ser calculada matematicamente através de um coeficiente de dispersão do deslocamento imiscível, sendo sua solução a função erro da equação da dispersão. No trabalho são apresentados gráficos de $x/\sqrt{t}$ *versus* saturação, mostrando o comportamento difusivo da digitação. Foi apresentado também um gráfico do coeficiente de dispersão *versus* velocidade, que mostrava uma relação linear para velocidades altas (mais altas) e para baixas velocidades foi feita a associação com comportamento da capilaridade ou embebição. Os autores concluíram que, em estudos cujo objetivo for o entendimento de digitações viscosas em reservatórios com a presença de água conata, estes nunca devem ser feitos sem a presença da mesma, pois a diferença de comportamento é muito grande. Isto mais tarde foi confirmado por outros pesquisadores.

Bentsen *et al* (7), em 1981, usaram atenuação de microondas para medir a distribuição de saturação durante os testes de deslocamento. Os perfis de saturação apresentados mostraram que na entrada havia um região estável de saturação.

Em 1992, Pavone (66) apresenta um estudo onde utiliza a moldagem *(molding)* como técnica de visualização das digitações durante a injeção de resina epoxi num meio poroso natural (calcário) saturado com óleo silicone. O autor correlacionou os parâmetros de produção com o número capilar (um pouco modificado). Sua conclusão foi que a forma das digitações dependia da vazão e da razão de mobilidade. Nesta análise as digitações foram separadas em duas regiões: zona estável, onde a frente progridia no meio poroso e a zona de digitação, a frente principal que era uma região instável. Observou que largura das digitações era proporcional a raiz quadrada do número capilar. Verificou, também, que as curvas de permeabilidade relativa tinham um formato quase linear e que a permeabilidade relativa do fluido injetado aumentava com a vazão e decrescia com a razão de viscosidade.

A investigação de critérios que definem o tipo de deslocamento que ocorre num determinado teste de laboratório, ou melhor ainda, que ocorre num reservatório de petróleo durante sua produção, continua sendo de grande interesse. Muitos pesquisadores se aventuraram neste tipo de estudo, entretanto, devido à complexidade apresentada para a solução das equações, altamente não lineares, que descrevem o fenômeno, somente foram possíveis algumas soluções para casos bem simplificados.

O primeiro estudo teórico que resultou numa avaliação quantitativa para o fenômeno de digitações viscosas no meio poroso foi elaborado por Chouke *et al* (12) em 1959. Usando a teoria da perturbação, eles aplicaram a análise de estabilidade de primeira ordem a processos de deslocamentos e obtiveram as condições para as quais aconteciam a instabilidade do deslocamento imiscível e, consequentemente, as digitações viscosas. É importante salientar que esta teoria de estabilidade, não foi fundamentada no modelo de Buckley e Leverett (10) para deslocamento imiscível no meio poroso e sim no modelo de deslocamento do tipo pistão, no qual o fluido

deslocante varre o fluido deslocado, deixando para trás apenas a saturação irredutível deste último.

A controvérsia existente em relação a este desenvolvimento é que a água e o óleo fluem em regiões macroscópicas separadas, e a força gravitacional é desprezada. Também as conclusões para deslocamento em sistemas porosos com presença de água conata é duvidoso, carecendo de maior investigação.

Outmans *et al* (64), em 1962, aplicaram a teoria de estabilidade de primeira ordem com a inclusão de termos não lineares na equação de deslocamento. Deste estudo concluíram que a forma e o crescimento das digitações não podem ser derivados corretamente pela teoria de primeira ordem.

O primeiro trabalho que apresentou a análise de estabilidade do deslocamento de fluidos num meio poroso usando o modelo de deslocamento de Buckley e Leverett (10), e com presença de água conata, foi apresentado em 1964 por Rachford (73). Este autor concluiu que não havia necessidade da determinação de nenhum índice adicional para a determinação da estabilidade, pois não existia instabilidade num deslocamento no meio poroso com a presença de água conata. Para chegar a essa conclusão foi usada a teoria da perturbação com algumas simplificações e solução numérica. Seus resultados foram muito questionados, pois na sua formulação, foram violadas as não linearidades das equações perturbadas e o número de casos estudados foi considerado insuficiente para uma generalização dos resultados.

Conclusão parecida chegou Verma (94), em 1969, usando o método de perturbação para analisar o comportamento das equações que descrevem o fluxo de dois fluidos imiscíveis em um meio poroso heterogêneo. As permeabilidades, porosidade e pressão capilar foram incluídas na equação final como funções analíticas. A conclusão final do trabalho foi que, era possível a ocorrência de casos, em que uma perturbação produzia digitações estáveis.

Hagoort (30), em 1974, modelou o deslocamento partindo da hipótese termodinâmica de que uma digitação viscosa só surgia e se ampliava se a energia

líquida de dissipação - a dissipação viscosa menos a produção de energia capilar - fosse positiva e, também, no princípio de que os efeitos das forças capilares só eram significativos na frente de choque, região onde o gradiente de saturação é alto. Com isso adotou um modelo de perfil de saturação que era constante na frente e atrás da região do choque. A região do choque tinha um gradiente de saturação constante com valor igual ao avaliado na metade da frente de choque. Baseado nestes fatores concluiu que, o deslocamento seria instável se a razão de mobilidade da frente de avanço fosse maior que a unidade, desde que o comprimento de onda da instabilidade fosse menor que a largura do sistema poroso. A diferença entre esta conclusão e a obtida por Chouke *et al* (12), foi em relação à razão de mobilidade usada como referência. Como a razão de mobilidade na frente de avanço é muito menor que a razão de mobilidade nos pontos terminais, por este critério a instabilidade é mais difícil de ser atingida.

Em 1981, Peters *et al* (69) fizeram uma extensão das análises de Chouke *et al* (12) para amostras cilíndricas, com a presença ou não de água irredutível, e obtiveram um índice que caracterizava a estabilidade do deslocamento.

Em 1987, Odeh (62) fez o ajuste de histórico de um deslocamento com a presença de digitações, fazendo uma correção empírica na razão de mobilidade.

Outros estudos relacionados à análise de estabilidade foram realizados, mas sem grandes inovações para o avanço do entendimento deste problema. Dentre estes pode-se citar: Demetre *et al* (19) em 1982. Yotsos *et al* (100) e Huang *et al* (39) em 1984. Sigmund *et al* (85), em 1985, que mostroram que os perfis de saturação eram quase lineares ao longo da amostra e que o crescimento da digitação era linear com o tempo. Bentsen (8) em 1985. Yortsos *et al* (101) em 1989.

Conforme pode ser verificado através da Tabela 2-1, onde são apresentadas as principais características dos experimentos realizados em muitos estudos publicados, a grande maioria das pesquisas foram feitas com testes em sistemas porosos artificiais construídos com areia ou com bolinhas de vidro. As permeabilidades destes sistemas, geralmente, são bastante elevadas quando comparadas com meio poroso naturalmente

consolidado. Outra questão que ainda permanece sem resposta na engenharia de petróleo é que meios porosos consolidados do tipo arenito são fortemente molhados à água e este é um fator decisivo no comportamento da pressão capilar e, portanto, na formação da instabilidade. As pesquisas que usaram este tipo de meio poroso mostraram que no início do deslocamento surgem instabilidades que dão origem a inúmeras digitações, mas que logo são atenuadas pelo efeito difusivo da pressão capilar.

É bem provável que, neste tipo de sistema poroso, somente ocorram instabilidades em situação bastante desfavoráveis em relação à razão de mobilidade das fases, à velocidade de deslocamento e também à ocorrência heterogeneidades, que estimulam a formação e crescimento destas.

2.3 Monitoramento com Tomografia Computadorizada (TC)

A técnica de Tomografia Computadorizada de raios X (TC) foi desenvolvida em 1972, na Grã Bretanha por Hounsfield. Foi um dos maiores avanços para a medicina moderna, pois permitia a rápida visualização não destrutiva do interior de objetos.

Na engenharia de petróleo esta técnica veio para auxiliar na visualização das propriedades internas do meio poroso e distribuição interna de fluidos em testes de deslocamento. Na literatura são citadas muitas outras técnicas utilizadas para este fim, dentre elas pode-se citar: modelos transparentes, resistividade, absorção de microondas, ressonância magnética nuclear, atenuação de raios X e raios gama, injeção de rádio isótopos, radiografia de neutrons e susceptibilidade magnética.

A utilização pioneira da técnica de tomografia computadorizada, na engenharia de petróleo, foi feita em 1984, quando Wang *et al* (97) avaliaram a distribuição de dois fluidos imiscíveis no interior de um meio poroso.

Wellington *et al* (99), em 1987, apresentaram uma metodologia para o cálculo da porosidade e saturação em sistemas bi e trifásicos utilizando duas metodologias

diferentes: (i) utilizando fluidos com diferentes níveis de absorção de raios X e (ii) diferentes níveis de energia emitida.

Hove *et al* (38), em 1987, utilizaram a tomografia computadorizada para visualização das heterogeneidades no meio poroso. Com este mesmo objetivo, em 1992 e em 1994, Kantzas *et al* (46) (47) utilizaram a tomografia computadorizada para a visualização de heterogeneidades de amostras de um reservatório com óleo pesado.

Hunt *et al* (41), em 1988, fizeram a comparação dos resultados do monitoramento de amostras porosas utilizando tomógrafos de quatro diferentes gerações

Huang *et al* (39), em 1995, no estudo do trapeamento de óleo em rochas laminadas, para o qual utilizou amostras do arenito Berea, fez o monitoramento da distribuição da porosidade e permeabilidade, da saturação de água irredutível e da saturação de óleo residual através da tomografia computadorizada. Fez a comparação das medidas de permeabilidade obtidas com o uso do minipermeâmetro e aquelas obtidas através da tomografia computadorizada, que foi determinada através da correlação com a porosidade. Estudos semelhantes foram realizados por Closmann *et al* (14) em 1993, Hornarpour *et al* (35) e Eleri *et al* (23) em 1995.

Honarpour *et al* (36), em 1995, fez a caracterização do meio poroso através da tomografia computadorizada e comparou com a caracterização a nível microscópico através de lâminas delgadas.

No Brasil, a primeira aplicação da tomografia computadorizada para a análise de meio poroso foi realizada por Crestana (16) em 1985. Especificamente na engenharia de petróleo a primeira aplicação foi feita em 1990 por Paiva (65). Este trabalho deu início a uma linha de pesquisa na Universidade Estadual de Campinas, cujo objetivo era a aplicação da tomografia computadorizada de raios X como ferramenta rotineira na caracterização de materiais, monitoramento das propriedades de meios porosos e fluidos durante testes de injeção. O trabalho seguinte foi

apresentado por Holleben (33) em 1993, onde fez a apresentação dos princípios básicos da técnica de tomografia computadorizada e procedimentos para o cálculo da porosidade e das saturações de fluidos em sistemas bifásicos e trifásicos. Fez também aplicações práticas para avaliação quantitativa dos parâmetros acima. Em 1994, Silva (86) utilizou a tomografia computadorizada para o monitoramento da distribuição da saturação em testes de deslocamento imiscíveis com razão de mobilidade adversa, cujo objetivo era verificar a repetibilidade da formação de digitações.

Tabela 2-1: Principais características de testes apresentados na literatura.

Pesquisador	Ano	Material	Forma	Dimensões (cm)	Saturação Inicial	ϕ (%)	K (D)	Tipo de Deslocamento	μ_2/μ_1
Engelberts e Klinkenberg	1951	Areia pirita	Cil	L=100 a 300 d= 6 a 10	0	38	200	w → o	1 a 300
van Meurs	1956	Vidro	Ret	18x9x2	0		60	w → o	1 a 80
Chouke	1958	Vidro	Ret	60x30x5	swi		11 a 94	w → o	9 a 200
de Hann	1959	Areia Incons. Vidro	Cil	L= 100 d= 6	0	33	200	w → o	1 a 80
Croissant	1968	Vidro	Ret	115x75x1	0 e nswi	42	127 a 200	w → o	5 a 6
Perkins e Johnston	1968	Vidro	Ret	122x46	0 a swi	45	39 a 58	w → o	1 a 10
Gupta e Greenkorn	1974	Vidro	Ret	122x10x1.1	sor	33	232	o → w	7.1
Hagoort	1974	Vidro	Ret	143x18x1	swi	40	220	w → o	21
Peters e Flock	1979	Areia Incons.	Cil	L=23 d= 4.8	0 a 10	38	1	w → o	102
Bentsen e Saeedi	1981	Areia Incons.	Ret	92x5x1.27	swi	39	11 a 14.5	w → o	0.2 a 12
Paterson et al	1984	Plástico	Ret	44x28x0.6	swi	43	5000	w → o	68
Sigmund et al	1985	Vidro	Ret	40x25x0.3	0	38	186	w → o	1 a 42
Stokes et al	1986	Vidro	Ret	30x7x0.15	0	43	40 a 8000	w → o	>100
Ni et al	1986	Vidro	Rad	9x0.3	0	36	71	o → glic	45
Sarma e Bentsen	1987	Areia Incons.	Ret	30a91x5a10x 2a5	swi	30	17	w → o	4 a 60
Nasr-El-Din	1987	Vidro Sinter.	Rad	9.8x0.42	0	30	35	w → o	155
Peters e Khatamiar	1987	Areia Incons.	Cil	L= 54 d= 4.8	swi	30	3.4	w → o	35 a 108
Huang e Gryte	1988	Vidro Sinter.	Ret	20x15x0.8	0	30	2	w → o	21
Amiel	1988	Vidro	Ret	38x38x4	0	40	17	a → w	500
Sarma	1988	Areia Incons.	Ret	98x5x1.1	swi	36	21	w → o	4.7
Pavone	1992	Calcário	Cil	L=30 d=8	não	38	200	w → o	1 a 300
Holleben	1991	Areia Consol.	Ret	10x10x2	não	38	200	w → o	1 a 300
Silva	1995	Areia Consol.	Cil	L= 19 d= 5	swi	24	0.4	w → o	220

OBS: Cil = amostra cilíndrica

Ret = amostra retangular (ou em forma de paralelepípedo)

w → o, água deslocando óleo; a → w, ar deslocando água; o → w, óleo deslocando água

Capítulo 3

3. Modelagem Teórica

Neste capítulo é feita a apresentação detalhada da teoria do deslocamento imiscível que forma toda base teórica para a compreensão dos fenômenos físicos que são abordados nesta pesquisa. Nesta revisão foram reunidas formulações apresentadas por Rapoport & Leas (75), Bentsen (5, 6) e Peters (69).

Para o tratamento dos fenômenos no meio poroso será aplicado o conceito de volume elementar representativo; um volume que é grande em relação as dimensões dos poros das fases estacionárias mas, pequeno quando comparado às dimensões do meio poroso. De acordo com a definição apresentada por Bear (3), este volume é definido como um volume no qual as flutuações de alguma propriedade primária do meio poroso, geralmente a porosidade, torna-se grande.

Com esta definição as equações de conservação volumétrica média das espécies são idênticas às equações de conservação fora do meio poroso, exceto por alterações nas definições dos termos de acumulação, fluxo e fontes. Estas definições incluem, agora, conceitos de porosidade, permeabilidade, tortuosidade e dispersividade, todas com suavidade local devido ao conceito do volume elementar representativo.

3.1 Equações do Deslocamento Imiscível

As equações diferenciais que descrevem o deslocamento imiscível num meio poroso, são obtidas a partir da combinação de três equações: a lei de Darcy generalizada para o fluxo multifásico, a equação de conservação de massa e as equações de estado para os fluidos envolvidos.

3.1.1 Lei de Darcy para o Fluxo Bifásico

O fluxo simultâneo de dois fluidos imiscíveis em um meio poroso é modelado através da generalização da lei de Darcy. Para efeito de padronização, a água será o fluido deslocante e o óleo, o fluido deslocado. Assim para um meio homogêneo e isotrópico a lei de Darcy para as fases óleo e água é dada por:

$$\vec{u}_o = -K_o^* \frac{K_o}{\mu_o}(\nabla P_o + \rho_o g \nabla z) \quad \text{..... 3.1}$$

e

$$\vec{u}_w = -K_w^* \frac{K_w}{\mu_w}(\nabla P_w + \rho_w g \nabla z) \quad \text{..... 3.2}$$

Por convenção a direção z é positiva para cima. K_o^* e K_w^* e são as permeabilidades de referência para a determinação das permeabilidades relativas ao óleo e a água. Tradicionalmente, esta permeabilidade de referência tem sido usada como: (1) permeabilidade absoluta ao ar ou ao nitrogênio; (2) permeabilidade absoluta à água e (3) permeabilidade ao óleo na presença de saturação de água irredutível. Além disso, a mesma permeabilidade de referência tem sido usada para o cálculo da permeabilidade relativa das fases envolvidas.

As Equações 3.1 e 3.2, apresentam quatorze variáveis dependentes, que são: $u_{wx}, u_{wy}, u_{wz}, u_{ox}, u_{oy}, u_{oz}, P_w, P_o, S_w, S_o, \rho_w, \rho_o, \mu_w, \mu_o$. Até agora, as equações disponíveis são somente seis, sendo portanto, necessárias mais oito equações para que

a formulação fique completa. Essas equações adicionais são fornecidas pela lei de conservação de massa e relações de estado dos fluidos envolvidos.

3.1.2 Equação da Continuidade

Considerando um elemento do meio poroso de dimensões infinitesimais, numa região sem fontes e sumidouros, o princípio da conservação de massa para a fase água, em um deslocamento unidirecional, pode ser escrita como:

$$(q_w\rho_w)_x - (q_w\rho_w)_{x+dx} = \frac{\partial m}{\partial t} \quad \text{..... 3.3}$$

onde

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t}(V_w\rho_w) = \frac{\partial}{\partial t}(A dx\, \phi\, S_w\rho_w) \quad \text{..... 3.4}$$

Considerando o elemento com comprimento e área da seção transversal constantes, a Equação 3.3 pode ser escrita como,

$$(q_w\rho_w)_x - (q_w\rho_w)_{x+dx} = A\, dx \frac{\partial}{\partial t}(S_w\, \rho_w\, \phi) \quad \text{..... 3.5}$$

Que dividida pelo comprimento do elemento, *dx*, fica,

$$-\frac{\partial}{\partial x}(q_w\rho_w) = A\, \frac{\partial}{\partial t}(S_w\, \rho_w\, \phi) \quad \text{..... 3.6}$$

Considerando as três direções preferenciais do deslocamento chega-se a equação geral da conservação para a fase água no elemento:

$$\frac{\partial}{\partial t}(S_w\, \rho_w\, \phi) + \nabla \bullet (\vec{u}_w\, \rho_w) = 0 \quad \text{..... 3.7}$$

De forma análoga obtêm-se a equação da conservação para o óleo,

$$\frac{\partial}{\partial t}(S_o\, \rho_o\, \phi) + \nabla \bullet (\vec{u}_o\, \rho_o) = 0 \quad \text{..... 3.8}$$

3.1.3 Equações Complementares

As equações de estado para as fases são dadas por:

$$\rho_w = \rho_w(P_w) \quad \text{..... 3.9}$$

$$\rho_o = \rho_o(P_o) \quad \text{..... 3.10}$$

$$\mu_w = \mu_w(P_w) \quad \text{..... 3.11}$$

$$\mu_o = \mu_o(P_o) \quad \text{..... 3.12}$$

A pressão capilar entre as fases é definida como,

$$P_c(S_w) = P_o - P_w \quad \text{..... 3.13}$$

e a soma das saturações das fases deve ser igual a unidade:

$$S_w + S_o = 1 \quad \text{..... 3.14}$$

Em princípio, as equações acima fornecem uma descrição matemática completa do deslocamento de dois fluidos imiscíveis em um meio poroso qualquer. Para a solução de um deslocamento de interesse, estas equações devem ser combinadas com a condição inicial e as condições de contorno para cada variável dependente.

3.1.4 Equação da Saturação

Neste item é feita a derivação da equação que descreve o deslocamento de dois fluidos imiscíveis, água e óleo, em um meio poroso, em função da saturação de água. Esta forma é interessante por ser um passo natural para se chegar à forma tradicional proposta por Buckley & Leverett (10).

Reescrevendo as Equações 3.1 e 3.2, como:

$$\frac{\vec{u}_o}{K_o^* K_{ro}/\mu_o} = -\left(\nabla P_o + \rho_o g \nabla z\right) \quad \text{..... 3.15}$$

$$\frac{\vec{u}_w}{K_w^* K_{rw} / \mu_w} = -\left(\nabla P_w + \rho_w g \nabla z\right) \quad \text{..... 3.16}$$

Subtraindo a Equação 3.15 de 3.16 e usando a relação da pressão capilar dada pela Equação 3.13, chega-se a:

$$\frac{\vec{u}_w}{K_w^* K_{rw} / \mu_w} - \frac{\vec{u}_o}{K_o^* K_{ro} / \mu_o} = \nabla P_c - \Delta\rho \; g \nabla z \quad \text{..... 3.17}$$

onde

$$\Delta\rho = \rho_w - \rho_o \quad \text{..... 3.18}$$

Como deseja-se trabalhar com meio poroso considerado homogêneo e não deformável, ou seja, com porosidade constante e com fluidos homogêneos e incompressíveis, as equações da continuidade (Equações 3.7 e 3.8) das duas fases podem ser escritas como:

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \nabla \bullet \vec{u}_w = 0 \quad \text{..... 3.19}$$

$$\phi \frac{\partial S_o}{\partial t} + \nabla \bullet \vec{u}_o = 0 \quad \text{..... 3.20}$$

Somando as Equações 3.19 e 3.20 e usando a Equação 3.14 chega-se a:

$$\nabla \bullet (\vec{u}_w + \vec{u}_o) = \nabla \bullet \vec{u} = 0 \quad \text{..... 3.21}$$

onde

$$\vec{u} = \vec{u}_w + \vec{u}_o \quad \text{..... 3.22}$$

A Equação 3.21 mostra que para um meio poroso indeformável e fluidos incompressíveis o campo de velocidade é constante.

Usando a Equação 3.22 para eliminar $\vec{u}_o$ da Equação 3.17, obtêm-se

$$\frac{\vec{u}_w}{K_w^* K_{rw} / \mu_w} - \frac{\vec{u} - \vec{u}_w}{K_o^* K_{ro} / \mu_o} = \nabla P_c - \Delta\rho \; g \nabla z \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad 3.23$$

Rearrumando esta equação chega-se a:

$$\vec{u}_w \left[\frac{1}{K_w^* K_{rw} / \mu_w} + \frac{1}{K_o^* K_{ro} / \mu_o} \right] = \frac{\vec{u}}{K_o^* K_{ro} / \mu_o} + \nabla P_c - \Delta\rho \; g \nabla z \quad \ldots\ldots \quad 3.24$$

$$\vec{u}_w \left[\frac{K_o^* K_{ro} / \mu_o + K_w^* K_{rw} / \mu_w}{K_w^* K_{rw} / \mu_w \, K_o^* K_{ro} / \mu_o} \right] \frac{K_o^* K_{ro}}{\mu_o} = \vec{u} + \frac{K_o^* K_{ro}}{\mu_o} \nabla P_c - \frac{K_o^* K_{ro}}{\mu_o} \Delta\rho \; g \nabla z$$

$\ldots$ 3.25

$$\vec{u}_w \left[\frac{1}{\dfrac{K_w^* K_{rw} / \mu_w}{K_o^* K_{ro} / \mu_o + K_w^* K_{rw} / \mu_w}} \right] = \vec{u} + \frac{K_o^* K_{ro}}{\mu_o} \nabla P_c - \frac{K_o^* K_{ro}}{\mu_o} \Delta\rho \; g \nabla z \quad . \quad 3.26$$

Fazendo

$$F_w(S_w) = \frac{K_w^* K_{rw} / \mu_w}{K_o^* K_{ro} / \mu_o + K_w^* K_{rw} / \mu_w} = \frac{M K_{rw}}{M K_{rw} + K_{ro}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad 3.27$$

onde M é a razão de mobilidade, que é definida por,

$$M = \frac{K_w^* \mu_o}{K_o^* \mu_w} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad 3.28$$

Se for usada uma única permeabilidade de referência para o cálculo das permeabilidades relativas das fases, a análise inspecional da equação do fluxo fracionário mostra que o grupo de similaridade será a razão de viscosidade. Entretanto, se diferentes permeabilidades de referência forem utilizadas para as fases, o grupo de similaridade será a razão de mobilidade.

O resultado da utilização de diferentes permeabilidades normalizadas é que as permeabilidades relativas nos pontos terminais serão as mesmas no modelo e o protótipo. Como conseqüência, a exigência de que as curvas de permeabilidades

tenham a mesma forma fica enfraquecida. Bentsen (5) mostra que a forma das curvas tem pequena influência no histórico de produção.

Substituindo a Equação 3.27 na Equação 3.26, obtêm-se,

$$\vec{u}_w = F_w \vec{u} + \frac{K_w^* K_{ro} F_w}{\mu_w M} \nabla P_c - \frac{K_o^* K_{ro} \Delta\rho g F_w}{\mu_w M} \nabla z \quad \text{..... 3.29}$$

A equação do fluxo fracionário da água é obtida dividindo-se a Equação 3.29 pelo módulo do vetor de velocidade total, ou seja;

$$\vec{f}_w = \frac{\vec{u}_w}{|\vec{u}|} = F_w \frac{\vec{u}}{|\vec{u}|} + \frac{K_w^* K_{ro} F_w}{\mu_w |\vec{u}| M} \nabla P_c - \frac{K_w^* K_{ro} \Delta\rho g F_w}{\mu_w |\vec{u}| M} \nabla z \quad \text{..... 3.30}$$

A equação da continuidade para a fase água (Equação 3.19) pode ser escrita em termos de fluxo fracionário, ou seja:

$$\frac{\phi}{|\vec{u}|} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \nabla \bullet \vec{f}_w = 0 \quad \text{..... 3.31}$$

A Equação 3.31 é a forma generalizada do deslocamento de Buckley & Leverett (10), levando em consideração os termos capilar e gravitacional. Esta equação é a base para o estudo do deslocamento imiscível.

Conforme apresentado por Dake (19), para o deslocamento unidimensional, vazão e área de seção transversal constante, esta equação pode ser escrita como:

$$\left.\frac{\partial x}{\partial t}\right|_{Sw} = -\frac{q}{\phi A} \left.\frac{\partial fw}{\partial S_w}\right|_{Sw} \quad \text{..... 3.32}$$

Esta forma mostra que a velocidade de uma frente de saturação constante é proporcional a derivada do fluxo fracionário da água avaliada nesta saturação.

Substituindo a Equação 3.29 na equação de continuidade da água (Equação 3.19), obtêm-se,

$$\phi\frac{\partial S_w}{\partial t}+\nabla\bullet\left(F_w\,\vec{u}\right)+\nabla\bullet\left(\frac{K_w^*\,K_{ro}\,F_w}{\mu_w\,M}\nabla P_c\right)-\nabla\bullet\left(\frac{K_w^*\,K_{ro}\,F_w}{\mu_w\,M}\Delta\rho g\nabla z\right)=0$$

..... 3.33

Admitindo que:

$$\nabla\bullet\left(F_w\,\vec{u}\right)=F_w\,\nabla\bullet\vec{u}+\vec{u}\bullet\nabla F_w=\vec{u}\bullet\nabla F_w \quad \text{..... 3.34}$$

a Equação 3.33 pode ser escrita como,

$$\phi\frac{\partial S_w}{\partial t}+\vec{u}\bullet\nabla F_w+\nabla\bullet\left(\frac{K_w^*\,K_{ro}\,F_w}{\mu_w\,M}\nabla P_c\right)-\nabla\bullet\left(\frac{K_w^*\,K_{ro}\,F_w}{\mu_w\,M}\Delta\rho g\nabla z\right)=0\,.$$

... 3.35

Admitindo que F_w, P_c, K_{ro} e K_{rw} são funções somente de S_w, a Equação 3.35 pode ser modificada e resultará na equação final da saturação:

$$\phi\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{dF_w}{dS_w}\vec{u}\bullet\nabla S_w+\nabla\bullet\left(\frac{K_w^*\,K_{ro}\,F_w}{\mu_w\,M}\frac{dP_c}{dS_w}\nabla S_w\right)-\frac{K_w^*\,\Delta\rho g}{\mu_w\,M}\nabla z\frac{d\left(F_w\,K_{ro}\right)}{dS_w}\frac{\partial S_w}{\partial z}=0$$

... 3.36

A Equação 3.36 descreve o comportamento da saturação num deslocamento bifásico, óleo-água, com o meio poroso e fluidos homogêneos e incompressíveis.

3.1.5 Equação do Deslocamento Adimensionalizada

Através da adimensionalização, proposta por Handy *et al* (31), da equação com a saturação sendo a variável independente (Equação 3.36), chega-se aos vários grupos adimensionais que são úteis para a descrição do deslocamento.

Para a adimensionalização da equação do fluxo fracionário da água, define-se as seguintes variáveis adimensionais.

$$X_D=\frac{x}{L}\ ,\ Y_D=\frac{y}{L}\ \text{e}\ Z_D=\frac{z}{L} \quad \ldots\ldots 3.37$$

Para a adimensionalização da pressão capilar, utiliza-se a forma generalizada da função J de Leverett (56), que é definida como:

$$J(S_w)=\frac{\sqrt{K/\phi}}{\sigma\cos\theta}P_c \quad \ldots\ldots 3.38$$

Conforme já observado anteriormente, diferentes permeabilidades de referências podem ser utilizadas para o cálculo das permeabilidades relativas das fases. Aqui a permeabilidade absoluta (K) ao ar ou ao nitrogênio será utilizada como referência.

Substituindo a Equação 3.39 na equação fluxo fracionário, Equação 3.30, tem-se,

$$\vec{f}_w = F_w\frac{\vec{u}}{|\vec{u}|}+\left[\frac{\sigma\cos\theta\,K}{\mu_w|\vec{u}|\sqrt{K/\phi}}\right]\frac{K_{ro}F_w}{M}\frac{dJ}{dS_w}\nabla S_w-\left[\frac{K\Delta\rho g}{\mu_w|\vec{u}|}\right]\frac{K_{ro}F_w}{M}\nabla z \ldots 3.39$$

Usando a notação de Peters (69), define-se o operador nabla adimensional como:

$$\nabla^* = L\nabla \quad \ldots\ldots 3.40$$

onde

$$\nabla^*=\vec{i}\frac{\partial}{\partial X_D}+\vec{j}\frac{\partial}{\partial Y_D}+\vec{k}\frac{\partial}{\partial Z_D} \quad \ldots\ldots 3.41$$

A equação adimensionalizada do fluxo fracionário da água será:

$$\vec{f}_w = F_w\frac{\vec{u}}{|\vec{u}|}+\left[\frac{\sigma\cos\theta\,K}{\mu_w|\vec{u}|L\sqrt{K/\phi}}\right]\frac{K_{ro}F_w}{M}\frac{dJ}{dS_w}\nabla^* S_w-\left[\frac{K\Delta\rho g}{\mu_w|\vec{u}|}\right]\frac{K_{ro}F_w}{M}\nabla^* Z_D \ldots\ldots 3.42$$

Usando a notação definida por Fayers & Sheldon (25) e Bentsen (5), definem-se os seguintes grupos adimensionais:

$$N_c = \left[\frac{\sigma \cos\theta \, K}{\mu_w |\vec{u}| L \sqrt{K/\phi}} \right] \quad \text{..... 3.43}$$

$$N_g = \left[\frac{K \Delta\rho \, g \nabla^* Z_D}{\mu_w |\vec{u}|} \right] \quad \text{..... 3.44}$$

$$C(S_w) = -\frac{K_{ro} F_w}{M} \frac{dJ}{dS_w} \quad \text{..... 3.45}$$

$$G(S_w) = \left[\frac{\vec{u}}{|\vec{u}|} - \frac{N_g K_{ro}}{M} \right] F_w \quad \text{..... 3.46}$$

Assim, substituindo as Equações 3.44 e 3.45 na Equação 3.43 tem-se,

$$\vec{f}_w = F_w \frac{\vec{u}}{|\vec{u}|} + N_c \frac{K_{ro} F_w}{M} \frac{dJ}{dS_w} \nabla^* S_w - N_g \frac{K_{ro} F_w}{M} \quad \text{..... 3.47}$$

Que reescrita de outra forma, fica:

$$\vec{f}_w = F_w \left[\frac{\vec{u}}{|\vec{u}|} - \frac{N_g K_{ro}}{M} \right] + N_c \frac{K_{ro} F_w}{M} \frac{dJ}{dS_w} \nabla^* S_w \quad \text{..... 3.48}$$

Substituindo as Equações 3.46 e 3.47 na Equação 3.48 chega-se, finalmente, à equação adimensionalizada do fluxo fracionário na forma compacta,

$$\vec{f}_w = G(S_w) - N_c C(S_w) \nabla^* S_w \quad \text{..... 3.49}$$

Utilizando as variáveis adimensionais definidas anteriormente, a equação da continuidade (Equação 3.31), pode ser escrita na forma adimensional, como se segue:

$$\frac{\phi}{|\vec{u}|} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{1}{L} \nabla^* \bullet \vec{f}_w = 0 \quad \text{..... 3.50}$$

Definindo o tempo adimensional como;

$$t_D = \frac{|\vec{u}| t}{\phi L} \quad \text{..... 3.51}$$

A Equação 3.50 ficará,

$$\frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \nabla^* \bullet \vec{f}_w = 0 \quad \text{..... 3.52}$$

que em coordenadas cartesianas fica,

$$\frac{\partial S_w}{\partial t_D} + \frac{\partial f_{wx}}{\partial X_D} + \frac{\partial f_{wy}}{\partial Y_D} + \frac{\partial f_{wz}}{\partial Z_D} = 0 \quad \text{..... 3.53}$$

Nesta equação, para um problema de valor inicial, S_w é a variável dependente enquanto que, X_D, Y_D, Z_D e t_D são as variáveis independentes. Esta forma é chamada de Euleriana para o fluxo de fluidos, pois S é a saturação que um observador posicionado em X_D (ou Y_D, ou Z_D), observa em função de t_D. Esta equação foi primeiramente obtida por Rapoport e Leas (75).

No laboratório, geralmente, as amostras são cilíndricas, portanto, é conveniente escrever as equações neste sistema de coordenadas. Tomando por base a Equação 3.36, e os operadores gradiente e divergente em coordenadas cilíndrica,

$$\nabla U = \frac{\partial U}{\partial r}\vec{i} + \frac{1}{r}\frac{\partial U}{\partial \theta}\vec{j} + \frac{\partial U}{\partial z}\vec{k} \quad \text{..... 3.54}$$

$$\nabla \bullet \vec{U} = \frac{1}{r}\left[\frac{\partial (rU)}{\partial r} + \frac{\partial U}{\partial \theta} + r\frac{\partial U}{\partial z}\right] \quad \text{..... 3.55}$$

nestas coordenadas a equação pode ser escrita na forma,

$$\phi\frac{\partial S_w}{\partial t} + \left[u_r\frac{\partial S_w}{\partial r} + \frac{u_\theta}{r}\frac{\partial S_w}{\partial \theta} + u_z\frac{\partial S_w}{\partial z}\right]\frac{\partial F_w}{\partial S_w} +$$
$$\frac{K_w^* \sigma^*}{\mu_w M\sqrt{K/\phi}}\left[\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(rF_w K_{ro}\frac{dJ}{dS_w}\frac{\partial S_w}{\partial r}\right) + \frac{1}{r^2}\frac{\partial}{\partial \theta}\left(F_w K_{ro}\frac{dJ}{dS_w}\frac{\partial S_w}{\partial \theta}\right) +$$
$$\frac{\partial}{\partial \theta}\left(F_w K_{ro}\frac{dJ}{dS_w}\frac{\partial S_w}{\partial z}\right)\right] - \frac{K_w^* \Delta\rho g}{\mu_w M}\frac{d\left(F_w K_{ro}\right)}{dS_w}\frac{\partial S_w}{\partial z} = 0$$

..... 3.56

3.1.6 Equação do Deslocamento Unidimensional

Os testes de deslocamento realizados em laboratório são essencialmente unidimensionais, portanto tem-se as seguintes simplificações nas equações desenvolvidas anteriormente,

$$\frac{\partial f_{wy}}{\partial Y_D}=0 \ , \ \frac{\partial f_{wz}}{\partial Z_D}=0 \quad \text{..... 3.57}$$

e

$$\frac{\partial f_{wx}}{\partial X_D}=\frac{\partial f_w}{\partial X_D} \quad \text{..... 3.58}$$

Considerando amostras com seção transversal constante, tem-se,

$$|\vec{u}|=\frac{Q}{A}=V \quad \text{..... 3.59}$$

A equação para o deslocamento unidimensional ficará na forma,

$$\frac{\partial S_w}{\partial t_D}+\frac{\partial f_w}{\partial X_D}=0 \quad \text{..... 3.60}$$

onde,

$$f_w=G(S_w)-N_c C(S_w)\frac{\partial S_w}{\partial X_D} \quad \text{..... 3.61}$$

e

$$N_c=\left[\frac{\sigma\cos\theta\sqrt{K\phi}}{V\mu_w L}\right] \quad \text{..... 3.62}$$

$$N_g=\left[\frac{K\Delta\rho\, g\cos\alpha}{V\mu_w}\right] \quad \text{..... 3.63}$$

$$G(S_w)=\left[1-\frac{N_g K_{ro}}{M}\right]F_w \quad \text{3.64}$$

Note-se que $\nabla^* Z = L\nabla z = L\cos\alpha$, e se a amostra for colocada na posição horizontal, $\alpha = 90^o$, portanto, $N_g = 0$.

3.2 Permeabilidade Relativa

Neste trabalho, as curvas de permeabilidade relativa para as fases durante os testes de deslocamento, foram calculadas através da aplicação do método JBN, proposto por Johnson *et al* (43), e através dos perfis de saturação obtidos da tomografia computadorizada.

3.2.1 Permeabilidade Relativa por JBN

O método mais utilizado, atualmente, para o cálculo da permeabilidade relativa das fases foi proposto por Johnson *et al* (43), conhecido por método JBN, e cuja grande vantagem sobre os métodos baseados no regime permanente, é a rapidez na obtenção dos resultados. Suas limitações são decorrentes da aplicação da teoria na qual se baseia. Dentre elas destacam-se:

a) Assume que o meio poroso é homogêneo,

b) Despreza os efeitos da capilaridade. Para isto as vazões utilizadas nos experimentos devem ser tais que reduzam a região de ocorrência dos efeitos de extremidades,

c) Deslocamento difuso,

d) Despreza os efeitos da força gravitacional,

e) Validade da generalização da lei de Darcy.

Este método está baseado na determinação da saturação dos fluidos na extremidade de produção da amostra desenvolvida por Welge (98) e na introdução do conceito de injetividade relativa, que é a injetividade em um tempo qualquer do

deslocamento dividida pela injetividade no início da injeção, quando há somente o fluxo de óleo. A permeabilidade relativa ao óleo é dada por:

$$K_{ro_2} = \frac{f_{o2}}{d\left(1/W_i I_r\right) \Big/ d\left(1/W_i\right)} \quad \text{..... 3.65}$$

e a permeabilidade relativa à água por:

$$K_{rw_2} = \frac{\left(1-f_{o2}\right)}{f_{o2}} \frac{\mu_w}{\mu_o} K_{ro_2} \quad \text{..... 3.66}$$

Nestas equações I_r é o índice de injetividade que é definido por:

$$I_r = \frac{q/\Delta p}{\left(q/\Delta p\right)_{inicial}} \quad \text{..... 3.67}$$

f_{o2} é o fluxo fracionário de óleo na extremidade de produção, e é dado por:

$$f_{o2} = \frac{d\bar{S}}{dW_i} \quad \text{..... 3.68}$$

Onde $\bar{S}$ é a saturação média de água na amostra e W_i o volume poroso injetado.

A saturação na extremidade de produção é dada pelo método desenvolvido por Welge (98), que é:

$$S_2 = \bar{S} - W_i f_{o2} \quad \text{..... 3.69}$$

A obtenção das derivadas diretamente dos dados experimentais geralmente acarretam em formas estranhas para as curvas de permeabilidade relativa, assim, é comum a utilização de curvas com equações conhecidas e com derivada suave para o ajuste dos dados experimentais.

Neste trabalho o ajuste de N_p, P e Q_o foi através das seguintes equações:

$$N_p = A_1 \ln(t + A_3) + A_2 \left[\ln(t + A_3)\right]^2 + A_4 \quad \text{..... 3.70}$$

$$P = EXP\left\{B_1 \ln(t + B_3) + A_2 \left[\ln(t + B_3)\right]^2 + B_4\right\} \quad \text{..... 3.71}$$

$$Q_o = EXP\left\{C_1 \ln(t + C_3) + A_2 \left[\ln(t + C_3)\right]^2 + C_4\right\} \quad \text{..... 3.72}$$

A, B e C são constantes definidas através do melhor ajuste com os dados experimentais.

3.2.2 Permeabilidade Através dos Perfis de Saturação

Os métodos atuais para o cálculo da permeabilidade relativa são válidos se o deslocamento for estável e estabilizado, ou seja, quando a permeabilidade efetiva é função unicamente da saturação. Entretanto, em muitas situações reais, as condições de produção de petróleo estão fora dos limites de estabilidade e estabilização, sendo portanto necessário, o desenvolvimento de técnicas capazes de avaliar as permeabilidades nestas condições.

Os métodos baseados na teoria de Bucley e Leverettt (10) requerem, além de um deslocamento estável e estabilizado, que a pressão e a saturação sejam uniformes em qualquer seção da amostra, condição que dificilmente é verificada em qualquer teste de laboratório. Além disso, deve ser permitida a formulação Lagrangiana, que é entendida como a equação de fluxo escrita com a distância percorrida pela saturação de água normalizada como sendo a variável dependente, e a saturação e o tempo adimensional como as variáveis independentes. Portanto, essas limitações eliminam a possibilidade de aplicação desses métodos para processos de deslocamento onde o fluxo seja não estabilizado e/ou estável, onde a saturação não seja uniformemente distribuída na seção transversal, ou onde o perfil de saturação não seja monotônico.

Na tentativa de superar essas limitações, alguns métodos já foram propostos. Os mais aceitos, mas ainda somente a nível de pesquisa, são aqueles que se baseiam na determinação do fluxo fracionário diretamente das curvas de saturação. Nesta linha, Islam (42), aplicou um método para o cálculo da permeabilidade relativa, o método dinâmico, que faz o uso dos perfis de saturação obtidos através de microondas e

medidas de pressão das fases ao longo da amostra. Como esta técnica é baseada somente na hipótese da aplicação da lei de Darcy, ela pode ser aplicada para qualquer regime de fluxo em que esta lei for válida. Embora o significado físico e a unicidade da permeabilidade relativa em deslocamento instável sejam incertos, o estudo mostra que as permeabilidades obtidas nos dois regimes são diferentes.

Este método se baseia nas seguintes equações para o cálculo das permeabilidades relativas:

$$K_w = \frac{\mu_w f_w}{\frac{\partial P_w}{\partial x} - \rho_w g \cos\alpha} \frac{q}{A} \quad \text{..... 3.73}$$

$$K_o = \frac{\mu_o f_o}{\frac{\partial P_o}{\partial x} - \rho_o g \cos\alpha + \frac{dP_c}{dS_w}\frac{\partial S_w}{\partial x}} \frac{q}{A} \quad \text{..... 3.74}$$

O fluxo fracionário da água e do óleo são determinados a partir da integração dos perfis de saturação. Esta forma de obtenção do fluxo fracionário não é correta, pois quando se realiza a integração leva-se em consideração o fluxo acumulado de água em cada seção, e não o fluxo que ocorre nas fronteiras da mesma.

A pressão capilar foi levada em consideração através da curvas obtidas nos testes de membrana. Observa-se que este tipo de consideração pode causar problemas para valores baixos de saturação, quando a derivada da pressão capilar em relação a saturação atinge valores muito alto. Este problema ocorre, principalmente, na frente de avanço da água. Nesta região o modelo não é válido.

Para superar a deficiência do método de Islam (42), optou-se para o cálculo da permeabilidade relativa obtida numericamente a partir da equação da difusividade, ou seja:

$$\phi \frac{\partial S}{\partial t} + u \frac{\partial f_w}{\partial x} = 0 \quad \text{..... 3.75}$$

A discretização de forma explícita do fluxo fracionário de água no espaço e da saturação no tempo, através de diferenças finitas, fornece a seguinte equação para o fluxo fracionário da água:

$$\left(f_w\right)^n_{i+1/2} = \left(f_w\right)^n_{i-1/2} - \frac{\phi}{u}\left(\frac{S_i^{n+1} - S_i^n}{\Delta t}\right)\Delta x \quad \text{..... 3.76}$$

Nesta equação, *i* corresponde ao elemento onde é feita a medição da saturação, *i+1/2* e *i-1/2* as faces do elemento considerado.

O valor de saturação, que é obtida através da tomografia computadorizada, corresponde ao valor médio num elemento com 10 mm de espessura. *n* corresponde ao intervalo de tempo entre as medidas de saturação. *u* é a velocidade de deslocamento que é igual a *q/A* e ϕ é a porosidade do meio poroso.

Com o fluxo fracionário pode-se determinar a permeabilidade relativa das fases através das Equações 3.73 e 3.74.

A pressão capilar pode ser levada em consideração através dos resultados obtidos dos testes estáticos, como por exemplo, da membrana ou centrífuga. Deve-se lembrar que as condições para a obtenção destes dados de pressão não são as mesmas que as dos testes de deslocamentos e sua aplicabilidade ainda é muito questionada, principalmente, na frente de deslocamento, onde a variação da pressão capilar com a saturação e da saturação com a distância são elevadas.

Alguns cuidados devem ser tomados na aplicação desta metodologia, pois a lei de Darcy considera que o fluxo ocorre em toda área da amostra. Portanto, para um deslocamento que apresenta digitações, a área de fluxo e a vazão a serem consideradas devem ser as efetivas da digitação. Nas regiões onde a digitação já atingiu os limites laterais da amostra considera-se a área total da amostra.

3.3 Análise de Estabilidade

Geralmente a análise de estabilidade do deslocamento em meios porosos é conduzida através do conceito de perturbação, isto é, após a formulação matemática do problema, provoca-se uma perturbação na mesma e analisa-se o seu efeito. Se a

perturbação tende a ser suprimida, diz-se que o sistema em estudo é incondicionalmente estável, se a mesma tende a aumentar o sistema é dito instável, e se não crescer nem diminuir o sistema é dito neutro.

Quando o objetivo da análise é a classificação do sistema, esta pode ser conduzida de forma mais simplificada através da teoria de estabilidade linear, que assume uma perturbação infinitesimal e despreza os termos não lineares da equação diferencial resultante. Isto resulta em equações mais simples cuja solução poderá, em alguns casos, ser encontrada analiticamente. Se por outro lado, houver a necessidade de quantificação do estado de estabilidade, é necessário o uso da teoria de estabilidade não linear. Nesse caso, a perturbação é considerada finita e os termos não lineares das equações que modelam o fenômeno não podem ser desprezados.

A análise de estabilidade torna-se simples em sistemas conservativos onde o estado de estabilidade é definido através dos extremos de energia potencial. A complexidade aumenta para sistemas dissipativos (fenômenos irreversíveis causados por fricção viscosa, difusão e transferência de calor).

Devido às peculiaridades existentes em um deslocamento de fluidos no meio poroso, a análise de estabilidade, dependendo do modelo adotado não é simples, e muitos modelos já foram propostos para este fim. Apesar de suas hipóteses simplificadoras e limitações, a teoria proposta por Chouke et al (12) é a mais aceita. Sua principal limitação é que ela é baseada em um modelo de deslocamento do tipo pistão e, consequentemente, apresenta bons resultados para deslocamentos em modelos com células *Hele Shaw* e em meios porosos não consolidados e sem a presença de água conata.

A diferença fundamental entre o deslocamento na célula *Hele Shaw* e o meio poroso, é que na primeira existe a presença de uma interface macroscópica, através da qual há um salto na pressão separando duas regiões de fluxo monofásico macroscopicamente distintas. Em contrapartida, o deslocamento imiscível no meio poroso é descrito no nível macroscópico pelo fluxo simultâneo de duas fases, parametrizado em cada ponto pela saturação da fase. Assim a ação da capilaridade é manifestada numa grande região, ao invés de ser concentrada numa interface

macroscópica; como na célula *Hele Shaw*. Para o fluxo simultâneo das duas fases, normalmente, se aplica a extensão da lei de Darcy em termos de permeabilidades efetivas dependentes da saturação.

Tradicionalmente, as análises de estabilidade no meio poroso ignoram tais diferenças quando da implementação de descrição do tipo *Hele Shaw*. A capilaridade é aproximada assumindo-se uma tensão interfacial efetiva, que é basicamente um parâmetro empírico ajustável para descrever o salto da pressão através da interface macroscópica.

O modelo de Chouke *et al* (12) parte da lei de Darcy para o fluxo monofásico incompressível, e pode ser equacionado da seguinte forma:

$$\vec{u} = -\frac{K}{\mu}\nabla\left(p + \rho g \cos\alpha\right) \quad \text{..... 3.77}$$

$$\nabla \bullet \vec{u} = 0 \quad \text{..... 3.78}$$

$$V_c = \frac{K_w^0 \Delta\rho g \cos\alpha}{\mu_w\left(M-1\right)} \quad \text{..... 3.79}$$

$$M = \frac{K_w^0 \mu_o}{K_o^0 \mu_w} \quad \text{..... 3.80}$$

$$\lambda_c = 2\pi\left[\frac{\frac{K_w^0}{\mu_w}\sigma^*}{\left(M-1\right)\left(V-V_c\right)}\right]^{1/2} \quad \text{..... 3.81}$$

A condição necessária e suficiente para a ocorrência de instabilidade é dada por:

$$V > V_c \quad \text{..... 3.82}$$

$$M > 1 \quad \text{..... 3.83}$$

$$\lambda > \lambda_c \quad \text{..... 3.84}$$

Quanto menor o comprimento de onda da digitação, maior o efeito na estabilização do mesmo, pois a troca entre os fluidos devido a capilaridade é maior em regiões com maiores gradientes de saturação, portanto quanto menor e mais juntos estiverem as digitações, maior será este efeito.

Conclui-se, portanto, que a análise de estabilidade em meios porosos consolidados com presença de água irredutível é melhor descrito por modelos que se baseiam em deslocamentos do tipo Buckley e Leverett (10). Muitos já foram apresentados, mas, devido a complexidade, os resultados ainda não são totalmente conclusivos. Dentre esses trabalhos destaca-se o desenvolvido por Rachford (73), cujos resultados indicam que em meios porosos com presença de água conata, a ocorrência de instabilidade é pouco provável. Este resultado é mais consistente com os observados na prática quando se usa meios porosos consolidados com presença de água conata. Com base no trabalho de Rachford (73) pode-se concluir que:

1. Meios porosos com saturação irredutível de água e molhados preferencialmente pelo fluido deslocante, não apresentam ocorrência importante de digitações,

2. O aumento da velocidade de deslocamento não aumenta, necessariamente, a instabilidade,

3. O deslocamento permanece estável mesmo com a redução da viscosidade do fluido deslocante, desde que seja mantida uma zona de transição relativamente grande,

4. No deslocamento imiscível o coeficiente de dispersão é cerca de 10 vezes o do miscível.

Num deslocamento estável e estabilizado, sem a consideração da pressão capilar e efeitos gravitacionais, o aumento da razão de mobilidade melhora o fluxo fracionário da água sendo, consequentemente prejudicial ao deslocamento, pois causa uma redução no tamanho do choque. Isto provoca uma redução na eficiência do deslocamento no BT (a partir deste ponto, BT será utilizado para se referir ao instante em que ocorre o início da produção da fase deslocante - esta simbologia se baseia na

palavra *breakthrough*), acelera o tempo do BT e aumenta o tempo com a produção simultânea de duas fases. Este aumento pode ser obtido através da combinação de variações das permeabilidades relativas nos pontos terminais e das viscosidades dos fluidos.

A presença da pressão capilar na equação do fluxo fracionário (Equação 3.42), faz com que a equação do deslocamento, passe da forma hiperbólica para a forma parabólica, com um caráter dissipativo devido a presença da derivada da pressão capilar em relação a distância, que é sempre maior que zero. Ou seja, o aumento da pressão capilar provoca uma dissipação, um espalhamento da frente de avanço, o que acarreta no aumento do fluxo fracionário da água, principalmente em regiões com fortes variação da saturacão com a distância (frente de avanço).

Tomando por base a equação do fluxo fracionário, Rapoport & Leas (75), define-se um grupo adimensional que dá a indicação da intensidade relativa do efeito da pressão capilar no deslocamento. Este grupo adimensional é dado por $\mu_w V L$, que nada mais é do que o denominador do termo capilar na equação do fluxo fracionário. O aumento deste número causa a redução do efeito da capilaridade. Isto pode ser visto no gráfico que mostra a recuperação no BT com a variação deste número. A partir de um determinado valor o termo capilar não influencia a recuperação. Como este parâmetro é diretamente proporcional a L, a conclusão é que este efeito só é importante em laboratório. Em condições de campo este efeito é desprezível (Lake(51)).

Capítulo 4

4. Tomografia Computadorizada de Raios X

Neste capítulo é feito um resumo sucinto da técnica de Tomografia Computadorizada (TC) e suas aplicações na indústria de petróleo. Teve por base o trabalho de Wellington & Vinegar (99), Romans (78), Zeman *et al* (102) e contato com médicos e técnicos operadores de tomógrafos. Para maiores detalhes recomenda-se a consulta das referências supra citadas.

4.1 Princípios Básicos da Tomografia Computadorizada

A tomografia computadorizada de raios X é uma técnica não destrutiva de avaliação da estrutura interna de objetos. Uma imagem tomográfica é formada devido a atenuação do raios X que atravessa um determinado volume de interesse. As diferenças de densidades, inerentes a um corpo heterogêneo, provoca diferentes graus de atenuação que são traduzidos em diferentes níveis de cinza na imagem final. As imagens formadas devido a passagem dos raios X são coletadas em detetores, processadas por um computador e exibidas na forma de uma seção transversal, que é representada por uma matriz quadrada cujo tamanho é escolhido de acordo com o equipamento disponível, objeto a ser analisado e demais parâmetros do exame. Nessa matriz cada elemento quadrado é chamado de *pixel*. Cada seção transversal representa a médias das medidas em uma fatia cuja espessura é, também, definida de acordo com o equipamento e a necessidade de cada exame. Cada volume de elemento desta fatia recebe o nome de *voxel*. Na Figura 4-1 esses elementos são representados esquematicamente.

A quantidade de feixes de raios X que passam através do corpo, determinam os graus de cinza nas imagens. Por convenção, feixes de raios X que atravessam livremente o corpo são representados como uma área negra na imagem final. Ao contrário, quando um feixe de raios X é totalmente impedido de atravessar o corpo será representado por uma área branca na imagem final. As atenuações intermediárias são representadas por vários níveis de cinza.

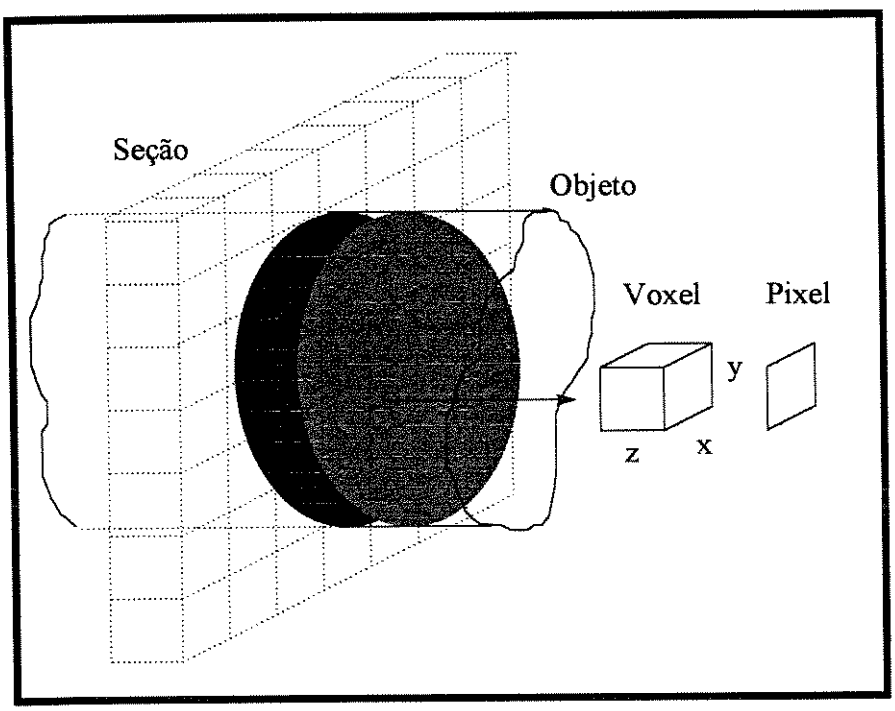


Figura 4-1 Representação dos *pixels* e *voxels*

A densidade da área exposta determina a quantidade de raios X que atravessam um material. Como se sabe, a densidade de um material é determinada por sua estrutura molecular. Elementos com maiores números atômicos, possuem mais elétrons circulando e o núcleo mais pesado. Quanto mais partículas atômicas tiver em um elemento, mais compacta será sua estrutura molecular e, consequentemente, maior sua densidade.

O grau de atenuação do feixe de raios X é quantificado e expresso em termos de unidades de Hounsfield (Hus), nome dado em homenagem ao inventor da tomografia computadorizada, Godfrey Newbold Hounsfield. Este número é também conhecido como número CT.

Hounsfield escolheu arbitrariamente o valor de CT igual a 0 para a água, -1000 para o ar e 1000 para o osso.

4.2 Criação da Imagem Tomográfica

Tradicionalmente o processo de geração de imagem através da tomografia computadorizada pode ser divido em quatro etapas principais, conforme representado na Figura 4-2.

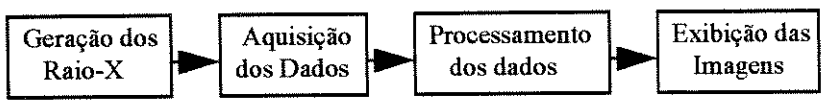


Figura 4-2 Etapas da geração de uma imagem tomográfica

4.2.1 Geração dos raios X

No equipamento tomográfico, os componentes que produzem os feixes de raios X estão localizados na região conhecida como *gantry*. Os raios X são gerados quando elétrons em alta velocidade colidem com a matéria em qualquer forma. O tubo de raios X possui filamentos de tungstênio que fornecerá os elétrons que irão gerar o feixe de raios X. O processo de geração dos raios X se dá através do aquecimento do filamento até a temperatura na qual os elétrons se desprendem de suas camadas atômicas. Simultaneamente a isto, uma alta voltagem - medida em kilo-Volt ou kV- produzida por um gerador, é transmitida ao tubo de raios X impelindo os elétrons do filamento contra um disco rotativo de tungstênio, o anodo. A quantidade de elétrons propelida contra o anodo caracteriza a corrente, que é medida em miliamperes (mA).

Ao atingir o anodo rotativo, os elétrons incidentes desarrumam os elétrons presentes neste disco de tungstênio. O resultado será a produção de calor e de fótons de raios X. Neste processo a maior parte da energia é liberada na forma de calor. Somente cerca de 1% da energia resultante do impacto da corrente de elétrons contra o disco é emitida na forma de raios X. O aumento da voltagem provoca um aumento na energia com que os elétrons colidem com o alvo, resultando numa maior intensidade do feixe de raios X. O objetivo de se manter o disco de Tungstênio em rotação é para que os elétrons não incidam sempre num mesmo ponto, o que causa

aumento excessivo da temperatura e desgaste prematuro deste disco. Na Figura 4-3 é apresentado o esquema de um tubo de raios X com seus principais componentes.

Quando um feixe de raios X incide sobre um objeto ocorrem interações entre a energia e a matéria, o que faz com que parte da energia seja removida do feixe incidente que atravessa o objeto. Esta remoção ocorre por absorção e por espalhamento; nos dois casos, pelos átomos da matéria.

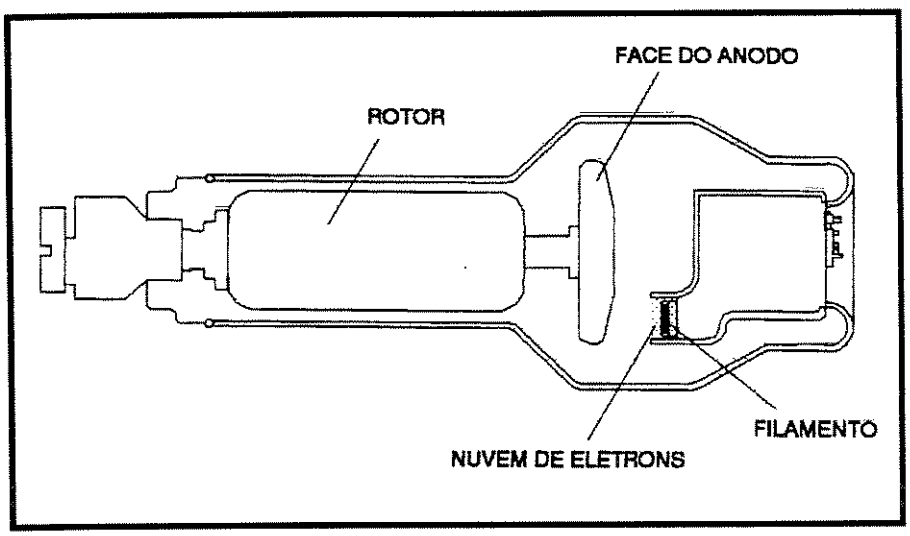


Figura 4-3 Tubo de raios X com principais componentes

A descrição grosseira deste fenômeno, sem diferenciar as interações responsáveis pela atenuação do feixe de raios X, é dada pela lei de Beer:

$$I = I_0 \ e^{-\psi x} \quad \text{.....} \quad 4.1$$

onde:

I = intensidade das radiações transmitidas

I_0 = intensidade das radiações incidentes

x = espessura do objeto

ψ = coeficiente de atenuação linear total. Característico do tipo de matéria que compõe o objeto e da radiação monoenergética.

Maiores detalhes sobre a interação dos raios X com a matéria, podem ser encontrados no trabalho apresentado por Holleben (33).

4.2.2 Aquisição dos dados

Os componentes envolvidos nesta etapa da criação das imagens são o gerador, o *gantry* e a mesa deslisante.

O gerador produz e transmite energia para o tubo de raios X. A capacidade de energia do gerador é medida em kilowatts (kW). Um gerador pode ter a saída com voltagem em um único pico ou variável. Os que possuem saída com um pico são mais precisos, mas em contra partida, os com saída variável tem um espectro de leitura com melhor definição para materiais com composição mais heterogênea.

O *grantry* é a parte do tomógrafo que possui a abertura circular por onde passa o objeto a ser tomografado.

Os feixes de raios X que atravessam o objeto atingem os detetores. Se o detetor for constituído de material cintilante, a energia dos raios X se transforma em luz. Outros elementos no detetor, geralmente um fotodiodo, converte os níveis de luz em corrente elétrica. Se o detetor for de gás xenon, o fóton incidente ioniza o gás e os íons são acelerados pela alta voltagem nas lâminas dos detetores.

Cada detetor é amostrado cerca de 1000 vezes por segundo através do sistema de aquisição de dados. Conversores analógicos-digitais são utilizados para converter os sinais elétricos em sinais digitais, que são transmitidos a uma central de processamento para a reconstrução da imagem na forma de uma matriz. Nessa matriz são atribuídos valores a cada *pixel*. Essa imagem digitalizada é enviada ao monitor de vídeo para a análises.

A configuração do tubo de raios X e dos detetores, determinam a geração do tomógrafo. O primeiro sistema produzido, tomógrafo de primeira geração, agora completamente obsoleto, era constituído de uma fonte e um único detetor. As imagens eram feitas por meio da emissão de um único feixe linear de raios X através do objeto, sendo captado pelo detetor posicionado no lado oposto do objeto. Após isto, o tubo e o detetor eram rotacionados em aproximadamente um grau, e uma nova emissão era feita. Este processo era repetido até uma rotação de 180^0 do tubo e do detetor.

Naturalmente esse processo era lento, gerando uma imagem em aproximadamente 5 minutos (300 s).

Nos tomógrafos de segunda geração, também o feixe de raios X atravessa linearmente o objeto antes da rotação. Entretanto, o feixe de raios X é em forma de leque, ao invés de um feixe fino, como nos de primeira geração. Isto faz com que os raios atravessem uma maior extensão do objeto numa única emissão. Também, ao invés de um único detetor, era utilizado uma bateria de detetores. Essas inovações reduziram significativamente o tempo de mapeamento com raios X, mas ainda era um processo muito lento para os propósitos da área médica. Esse tipo de tomógrafo também está fora de uso.

O próximo avanço resultou no tomógrafo de terceira geração. Nesse foi incorporado uma bateria com maior número de detetores e o feixe de raios X era emitido na forma de um leque que cobria todo o objeto a ser mapeado. Também não era mais necessário transladar o tubo e os detetores, pois eles eram rotacionados dentro do *gantry*. Esta inovação resultou numa grande redução de tempo para o mapeamento de objetos. Essa geração de tomógrafo é a mais utilizada atualmente.

A quarta geração, que ainda é pouco utilizada, possui uma bateria de detetores fixos num círculo de 360^0 dentro do *gantry*. Assim durante um mapeamento, somente o tubo gira em torno do objeto. Esta configuração reduz em 1/5 o tempo de mapeamento.

Na Figura 4-4 são apresentadas, esquematicamente, as quatro gerações dos tomógrafos.

4.2.3 Processamento dos Dados

O primeiro passo no processamento dos dados é o cálculo do logaritmo da razão de cada sinal para o sinal de referência. Os valores obtidos são então normalizados para uma escala apropriada, uma vez que, na prática não se utilizam os valores absolutos do coeficiente de atenuação linear e sim uma escala de números tomográficos (números CT) com valor 0 para água e -1000 para o ar. O número CT é função do coeficiente de atenuação linear e é calculado através da seguinte equação:

$$CT = 1000\left(\frac{\psi}{\psi_W} - 1\right) \quad \text{.....} \quad 4.2$$

onde,

CT - número tomográfico (unidades HOUNSFIELD)

ψ - coeficiente de atenuação linear do objeto em análise

ψ_W - coeficiente de atenuação linear da água

Assim, cada unidade HOUNFIELD equivale a 0.1% da atenuação da água.

Os dados obtidos de perfis individuais são então armazenados para serem utilizados na reconstrução da imagem. A reconstrução da imagem de um objeto a partir de suas projeções em diferentes direções é um problema matemático complexo. Considerando um feixe de raios X monocromático atravessando um objeto, conforme representado na Figura 4-5, pode-se escrever:

$$I = I_0 e^{\left[-\sum_{i=1}^{n} \psi_i x\right]} \quad \text{.....} \quad 4.3$$

onde:

I - intensidade transmitida (após passar o objeto)

I_0 - intensidade incidente

ψ - coeficiente de atenuação linear para uma energia particular

i - número da camada (varia de 1 até n)

x - espessura da camada

Os métodos de reconstrução da imagem fazem a deconvolução do raio soma, de modo a determinar o valor do coeficiente de cada *pixel*. Se o plano a ser reconstruído é uma matriz de n x n *pixels*, então são necessárias n medidas independentes da intensidade transmitida atravessando a matriz em diferentes direções.

4.3 Métodos de Aquisição dos Dados

Dentro dos tomógrafos de terceira geração, utilizados nesta pesquisa, a aquisição dos dados pode ser feita seguindo diferentes metodologias, sejam por

diferentes procedimentos e também por disponibilidade de equipamento com mais recursos.

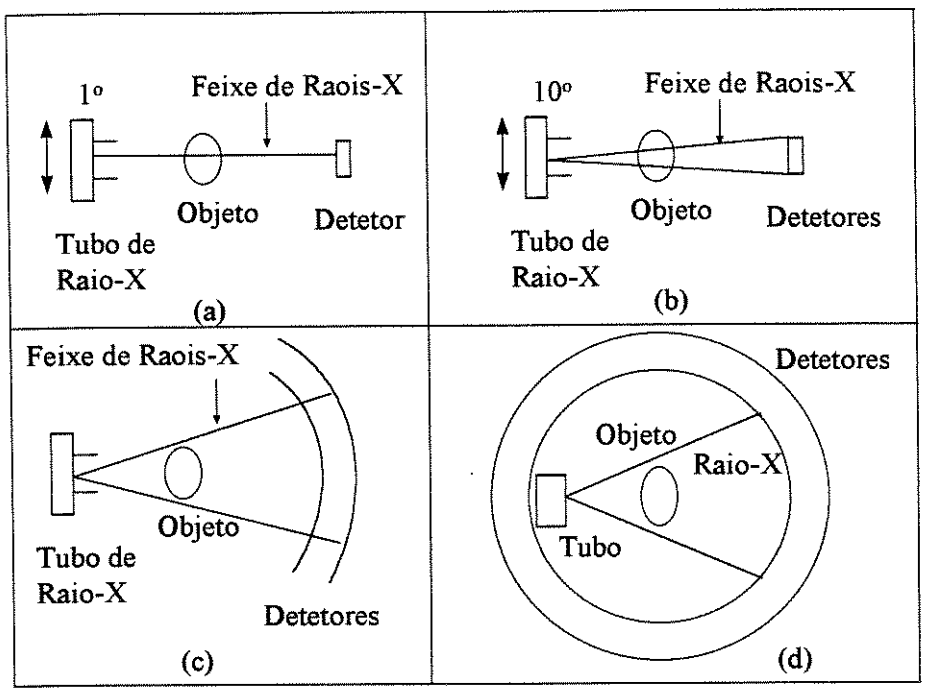


Figura 4-4 Gerações dos tomógrafos: (a) primeira , (b) segunda, (c) terceira e (d) quarta geração

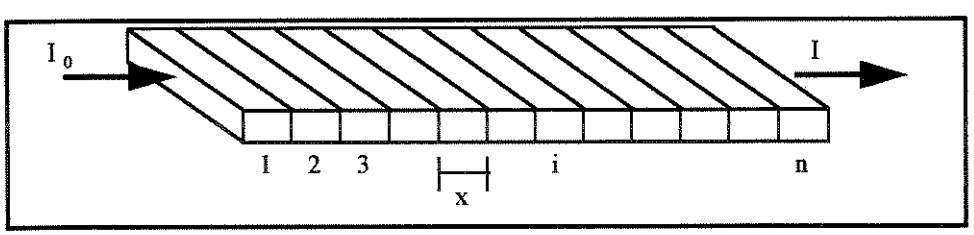


Figura 4-5 Construção da imagem

A técnica mais antiga, e a mais utilizada, é a da aquisição axial, onde o objeto é "cortado" axialmente, gerando uma imagem que representa as propriedades médias de uma fatia. Cada imagem é obtida com um giro de 360^0 do tubo e dos detetores. Para a imagem seguinte, a mesa é deslocada de uma distância preestabelecida, para, novamente, o tubo e os detetores girarem em torno do objeto.

A técnica mais recente, disponível somente em alguns tomógrafos, é a da aquisição contínua de dados, conhecida também como tomografia Helicoidal. Esta técnica foi introduzida para minimizar os artefados devidos aos movimentos, eliminar

artefatos devidos à respiração e produzir imagens sobrepostas sem a necessidade de exposição do paciente à radiação adicional. A primeira companhia a introduzir este tipo de tomógrafo no mercado foi a Siemens, com o nome de *Spiral Scanning*. Dois anos mais tarde a General Eletric lançou o *Helical Scanning*, com a mesma tecnologia básica do equipamento da concorrente.

A TC (Tomografia Computadorizada) Helicoidal envolve a aquisição contínua de dados no volume de interesse, através do movimento contínuo do objeto através do *grantry*, enquanto a fonte de raios X é rotacionada. Intuitivamente, nota-se que este método de obtenção de imagens é muito mais rápido que o axial tradicional, obtendo-se uma imagem por segundo. Para o mapeamento de deslocamento de fluidos em meios porosos, a depender da velocidade de deslocamento, isso representa uma fotografia quase que instantânea do fluxo.

Conforme pode ser visto através Figura 4-6, onde são apresentados os esquemas de rastreamento no tomógrafo convencional e helicoidal, os raios X traçam uma espiral na superfície do objeto resultando numa hélice de projeção de dados. Como os dados são adquiridos continuamente, sem a necessidade de paradas, como no método usado no mapeamento axial convencional, o resultado é um volume ou bloco de dados. A aquisição de um volume de informações permite que as imagens sejam manipuladas de maneiras não disponível nos métodos tradicionais. Embora o resultado seja um bloco de dados, é importante lembrar que estas informações se referem a uma fina fatia do objeto, e não um bloco a cada tempo, ou seja, cada rotação do tubo gera os dados específicos de um plano angulado. Para encontrar a verdadeira imagem planar, os dados acima e abaixo do plano desejado devem ser interpolados.

Numerosos avanços fizeram esta técnica possível: (1) *gantries* com tubos de raios X em anel deslisante, (2) maior eficiência na refrigeração do tubo, (3) raios X com maior capacidade (aumento na capacidade de miliamperagem), (4) movimento mais suave da mesa, (5) *software* ajustável ao movimento da mesa, (6) melhoramento no gerenciamento dos dados obtidos e (7) detetores mais eficientes.

Embora virtualmente iguais na aparência, as imagens produzidas por este método não são precisamente axiais. Uma imagem axial é feita de tal forma que cada

fatia seja paralela às outras, como pulseiras em um braço. Com o técnica helicoidal, as imagens são similares a uma mola; cada fatia tem um certo ângulo.

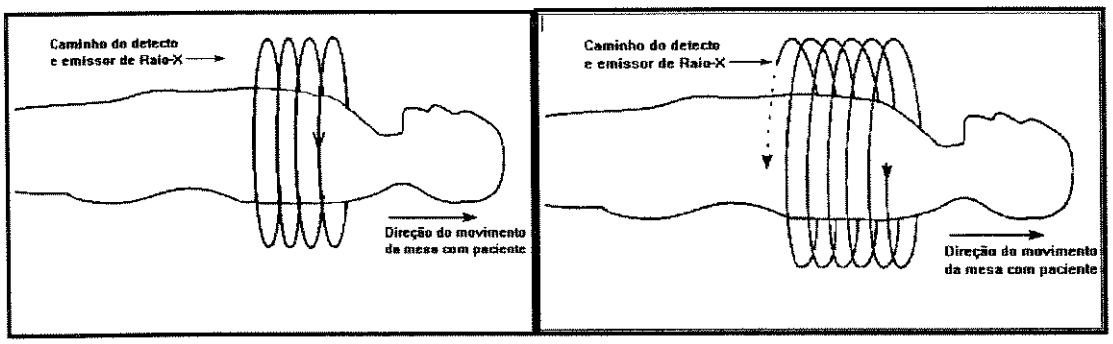


Figura 4-6 Rastreamento com tomógrafo: (a) convencional,(b) helicoidal

Uma das maiores vantagens dessa técnica, além da rapidez na aquisição e processamento das imagens, é a reconstução retrospectiva das mesmas. Isto significa que, como os dados são obtidos na forma de uma tira contínua, e não em fatias, pode-se reconstruir imagens a partir de qualquer ponto no eixo que foi mapeado. Para a medicina isto é extremamente importante, pois implica que se pode refinar uma área de interesse sem dosagem adicional ao paciente. A limitação da espessura em que a imagens vai ser obtida, fica dependente da colimação escolhida.

Conforme pode ser visto na Figura 4-7, na tomografia helicoidal cada rotação tem um pequeno ângulo de inclinação, ou seja, o início da fatia não coincide com o seu final, havendo a necessidade de utilização *softwares* sofisticados para a interpolação dos dados, cujo objetivo é fazer um ajuste para correção desse pequeno angulo, e criar uma imagem que não seja inclinada.

Nos primeiros tomógrafos helicoidais as imagens das seções transversais eram obtidas através de uma interpolação linear dos dados separados por uma rotação completa de 360^0, esse esquema não se mostrou muito eficaz, resultando em imagens parecidas com a tomografia convencional. A partir desta observação, outras tentativas de interpolação com diferentes ângulos e diferentes graus do polinômio interpolador foram feitas, chegando-se a conclusão que uma interpolação linear ou de mais alta ordem (*spline* cúbica), com rotação de 180^0, resultava em melhores imagens, quando comparadas com a interpolação de 360^0. O ruído em ambas ficaram na mesma ordem de grandeza.

Este esquema de interpolação traz duas vantagens. Primeiro, é possível imagens planares e tridimensionais com mais alta resolução. Segundo, o algoritmo de 180^0 permite varredura com *pitch* maior que um, acarretando numa maior cobertura . *Pitch* é definido como sendo a relação entre a velocidade da mesa e a espessura da fatia. O *pitch* de 1:1 permite que todas áreas anatômicas sejam cobertas. Para relações maiores que 1:1, ou seja, a velocidade da mesa é tal que, quando o tubo completa um giro completo o incremento da mesa foi maior que a espessura da fatia. É como se tivesse esticado uma mola, conforme esquematizado na Figura 4-8. Neste caso os dados são coletado mais espassadamente, mas, ainda assim, através das interpolações continua a obter-se fatias do tamanho especificados ou menores. Logicamente, quando maior o *pitch*, mais grosseira será a interpolação e, consequentemente, haverá perda de qualidade na imagem final.

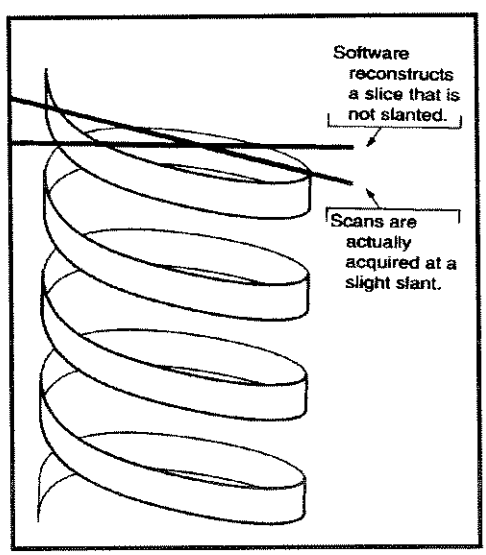


Figura 4-7 Plano de aquisição dos dados no método helicoidal (Romans(78))

A TC Helicoidal requer o conhecimento de vários parâmetros técnicos que não são necessários numa TC convencional. Dentre estes deve-se selecionar cuidadosamente a colimação, o incremento da mesa, o intervalo de reconstrução e, algumas vezes, o algoritmo de interpolação.

As vantagens da tomografia helicoidal sobre a axial são: (1) aumento da velocidade, (2) necessidade de menos material de contraste, (3) menor perda de registros nas fatias, (5) menor perda devido a movimentos, (5) habilidade de alteração das fatias retrospectivamente, e (6) melhora nas imagens tridimensionais e planares.

As desvantagens inerentes à tomografia helicoidal são: (1) a espessura da fatia é levemente menor que a imposta (quando o *pitch* for maior que 1:1), (2) aumento de ruídos na imagem se a miliamperagem não puder ser mantida devido a limitações do tubo, (3) perda de resolução da imagem, em situações extremas, devido à interpolação dos dados, e (4) necessidade de injeção de contrastante no tempo exato.

4.4 Fatores que Afetam a Qualidade da Imagem

Muitos são os fatores que afetam a qualidade da imagem exibida. Alguns destes podem ser alterados pelo operadore de forma a resultar em imagens com qualidade cada vez melhor. Entretanto outros fatores que afetam significativamente a qualidade da imagem são inerentes à construção do equipamento e as características do objeto a ser visualizado.

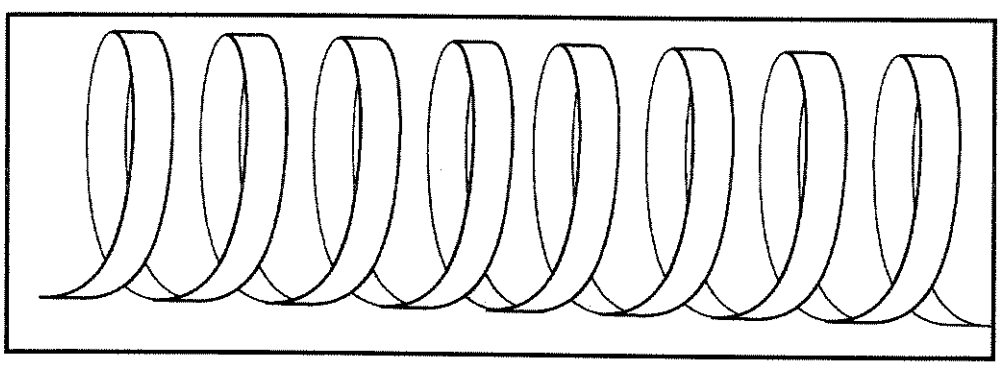


Figura 4-8 Mapeamento com *pitches* maior que 1:1 (de Romans (78))

Dentre os fatores que podem ser controlados pelo operador, estão os níveis de energia e corrente, espessura dos cortes, algoritmo de varredura, campo de visão do objeto e velocidade de avanço da mesa. O conhecimento da influência desses parâmetros na qualidade final da imagem é fundamental para o sucesso do processo.

Qualquer objeto visto na imagem que não está presente no objeto real mapeado é considerado um artefato. São inúmeras as fontes causadoras de artefatos e o reconhecimento de suas possíveis causas é muito importante para que não ocorram problemas na imagem final, o que pode levar à interpretações equivocadas e como conseqüência a perda de tempo e dinheiro. Um resumo dos principais artefatos com suas manifestações, causas possíveis e passos para a correção, citados por Romans (78), são apresentados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1 Artefatos na tomografia computadorizada

Manifestação	**Possíveis Causas**	**Ação Corretiva**
Anéis	Problemas no detetor	Recalibração
Linhas finas na imagem	Pouca amostragem	Aumento do arco de amostragem e aumento do tempo de varredura
Endurecimento de feixe	raios X policromático	Aumento da voltagem Redução da amperagem Redução da espessura Aumento da filtração
Ruído - granulações	Insuficientes Photons atingindo os detetores	Aumento da amperagem Aumento da espessura

O artefato que causa maiores problemas em pesquisa com deslocamento de fluido em arenito consolidado, é o endurecimento de feixe. Este efeito ocorre porque o feixe de raios X é formado por fótons de diferentes energias, ou seja, é um feixe policromático. Quando este feixe incide sobre um objeto, os fótons de menor energia são mais facilmente atenuados, alterando o espectro de energia do feixe que atravessa o objeto. Diz-se que o feixe sofre um endurecimento. Como conseqüência, haverá tendência de valores de CT lidos maiores na periferia, mesmo para um objeto totalmente uniforme e homogêneo. Quanto maior a densidade do objeto, maior será o efeito de endurecimento de feixe. Através da utilização de materiais como o Teflon e o alumínio como filtros "mecânicos", pode-se fazer a absorção dos raios de menor energia, fazendo com que o espectro de energia do feixe de raios que atinge o objeto a ser tomografado seja bastante reduzido. Também, após a tomografia, este efeito pode ser reduzido com a aplicação de algoritmos matemáticos durante a fase de construção das imagens.

Na Figura 4-9 são apresentados os perfis dos valores de CT para uma amostra do arenito Berea totalmente saturada com ar, com solução aquosa de KI, e os valores para esta solução pura em uma célula de teste. Deve ser lembrado que neste trabalho foi utilizado um tomógrafo calibrado para fins médicos.

É interessante observar que a presença da solução salina na amostra, acarreta num grande aumento nos valores de CT lido e, também, um agravamento no efeito de endurecimento de feixe.

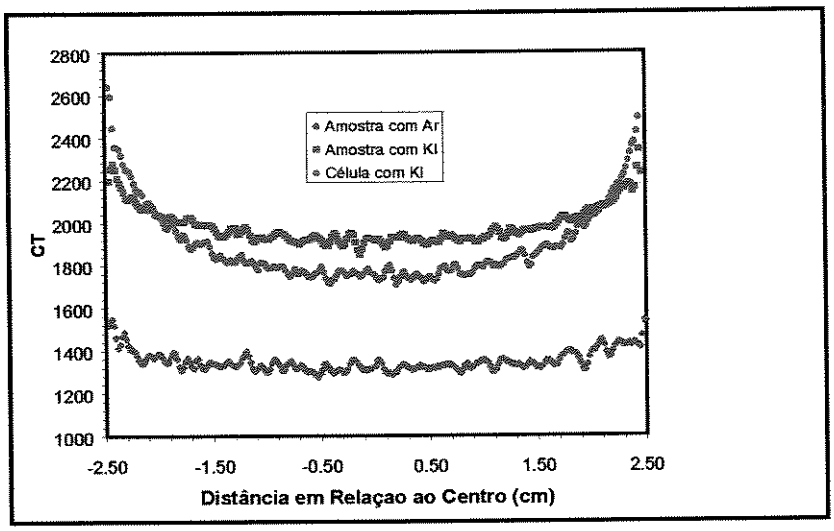


Figura 4-9 Efeito do Endurecimento de Feixe em Amostra do Arenito Berea com Ar e Solução Salina e em Célula com Solução Salina.

Para células contendo ar e óleo de teste os valores do CT's lidos foram -1000 e -150 respectivamente, sem a presença do efeito de endurecimento de feixe.

4.5 A Tomografia Helicoidal na Engenharia de Petróleo

Para a engenharia de petróleo, quando se trata de deslocamento de fluidos no meio poroso, esta técnica de aquisição de dados é altamente recomendável, pois devido a rapidez com que o objeto é mapeado longitudinalmente, as imagens obtidas geram um volume que pode ser considerado uma fotografia instantânea do fluxo. Outra vantagem é que o tempo necessário para o reposicionamento da mesa e início de um novo mapeamento é muito curto. Isto possibilita a geração de vários volumes em intervalos de tempos bastante reduzidos. Para se ter uma noção deste tempo, tendo-se por exemplo uma amostra de 30 cm (0,30 m) de comprimento, a varredura longitudinal total é de 30 s e o reposicionamento da mesa para nova varredura em torno de 5 s. Naturalmente, no planejamento de um teste deve-se levar em consideração que estes tempos estão condicionados ao tubo de raios X estar devidamente resfriado. Portanto, os comprimentos de varredura e tempo entre elas devem ser tais que não aqueçam em demasia o tubo, o que pode comprometer todo o teste. Para cada equipamento existe um número máximo de imagens após o qual o tubo é automaticamente resfriado. O problema é que, com o desgaste do tubo, a necessidade de resfriamento vai ficando mais freqüente e o tempo necessário para o resfriamento também aumenta.

A continuidade do registro do que ocorre no objeto analisado, aliada à reconstrução prospectiva, permite que se obtenham mapas das propriedades médias de seções de até 2 mm (0,002 m), sem custo adicional. Este recurso permite a visualização de efeitos locais, tais como defeitos nas amostras ou variações locais da porosidade e da saturação dos fluidos com precisão bastante elevada.

O plano para cada teste com o monitoramento da tomografia computadorizada foi feito de modo que se tivesse uma caracterização inicial da amostra e o monitoramento da frente de deslocamento em vários tempos. Os comprimentos de cada varredura e o tempo entre elas era função da velocidade de deslocamento, razão de viscosidade e tempo de aquecimento do tomógrafo. O teste total era programado no computador do tomógrafo, em exames com várias séries, cada uma representando a cobertura de um determinado volume para o monitoramento da frente de avanço do fluido injetado. Após a chegada do fluido deslocante na amostra, estas séries eram disparadas, com isto não se perdia tempo na programação do novo passo e reposicionamento da mesa do tomógrafo. Um detalhe bastante importante nesse tipo de procedimento, é que podia-se prever com bastante precisão o número de varridas antes de ser necessário o resfriamento do tubo de raios X.

De acordo com recomendações apresentadas no livro de Zeman *et al* (102) para o Tomógrafo Helicoidal HiSpeed GE e por testes iniciais, foram utilizados, neste trabalho, os seguintes parâmetros para a obtenção das imagens:

- Amperagem = 170 mA
- Voltagem = 120 kV
- Espessura dos cortes = 0,01 m
- Tempo de varredura = 1 seg
- Algoritmo de reconstrução para osso

Capítulo 5

5. Porosidade e Saturação Através da TC

Uma das mais importantes utilizações da tomografia computadorizada, na engenharia de petróleo, é na determinação da distribuição espacial das heterogeneidades, porosidade e distribuição dos fluidos no interior do meio poroso em condições estáticas e dinâmicas. O avanço dessa tecnologia aliada às novas ferramentas de processamento de imagens torna possível, cada vez com maior rapidez e precisão, a visualização da distribuição dos fluidos em amostras com geometrias variadas e deslocamentos dos fluidos com velocidade cada vez maior. Neste capítulo, são apresentados os principais procedimentos utilizados, para a determinação da porosidade e saturação de fluidos através da Tomografia Computadorizada e sua posterior visualização.

5.1 Determinação da Porosidade

A determinação da porosidade através da TC pode ser feita por duas metodologias diferentes, que são;

1. Através do conhecimento da atenuação linear da amostra saturada com dois fluidos diferentes e o conhecimento da atenuação linear desses fluidos isoladamente,

2. Através da medida da densidade da amostra com diferentes níveis de energia.

Neste trabalho foi utilizado o primeiro método, que tem a formulação descrita a seguir.

Para a amostra saturada com o fluido *i*, o coeficiente de atuação linear é dado por,

$$\psi_{Ri} = (1-\phi)\,\psi_M + \psi_i\,\phi \quad \text{..... 5.1}$$

onde,

ψ_{Ri} = Coeficiente de atenuação linear da rocha saturada com o fluido *i*

ψ_M = Coeficiente de atenuação linear da rocha

ϕ = Porosidade

Portanto, se a rocha for saturada com dois fluidos, tem-se duas equações com duas incógnitas, ψ_M e ϕ. Eliminando ψ_M, a porosidade será dada por:

$$\phi = \frac{\left(\psi_{Ri} - \psi_{Rj}\right)}{\left(\psi_i - \psi_j\right)} \quad \text{..... 5.2}$$

Em termos de unidades Hounsfield, a porosidade é dada por,

$$\phi = \frac{\left(CT_{Ri} - CT_{Rj}\right)}{\left(CT_i - CT_j\right)} \quad \text{..... 5.3}$$

onde,

CT_{Ri} = Número de Hounsfield do *voxel* da rocha saturada com o fluido *i*

CT_i = Número de Hounsfield do *voxel* do fluido *i*

Neste trabalho, para a determinação da saturação, os fluidos utilizados foram o ar e a solução aquosa com 130.000 ppm de Iodeto de Potássio. Portanto, para a determinação da porosidade através da TC foram realizadas as seguintes medidas:

1. Tomografia da célula de teste com ar. Parâmetro CT_{ar}.
2. Tomografia da célula de teste com a solução salina. Parâmetro CT_w.
3. Tomografia da amostra saturada com ar. Parâmetro CT_{Rar}.
4. Tomografia da amostra saturada com a solução salina. Parâmetro CT_{Rw}.

De posse dessas medidas a equação da porosidade tem todos os parâmetros definidos, e através do programa de processamento de imagens, Khoros 2.1, esta pode ser determinada, *pixel* a *pixel*. A seqüência para sua determinação foi a seguinte:

1. Leitura das fitas, gravadas no formato de tomógrafo, nas estações de trabalho SUN.
2. Seleção das regiões de interesse para o cálculo.
3. Determinação dos valores de CT_{Rar} e CT_{Rw} *pixel* a *pixel*.
4. Determinação dos valores de CT_{ar} e CT_{w}.
5. Posicionamento de modo idêntico das amostras a serem processadas através das rotinas de rotação, translação, expansão e redução das imagens.
6. Operações de subtração; $\left(CT_{w}-CT_{ar}\right)$ e $\left(CT_{Rw}-CT_{Rar}\right)$ através de rotinas de aritméticas binárias.
7. Operação de divisão; $\left(CT_{Rw}-CT_{Rar}\right)/\left(CT_{w}-CT_{ar}\right)$ através de rotinas de conversão de dados de modo a operar com números reais.
8. Visualização dos resultados.

Os *workspaces* construídos para a leitura da fita, normalização das imagens e determinação da porosidade serão apresentados no final deste capítulo. *Workspace* é o recurso, em forma de grafo, adotados pelo Khoros e que permite o encadeamento dos operadores indicando a seqüência de operações para o cálculo.

Devido ao seu elevado peso molecular (166), o Iodeto de Potássio possui elevada densidade tomográfica. A opção por sua alta concentração na solução salina foi para aumentar, ainda mais, o contraste entre a fase aquosa e a oleosa nas medidas tomográficas e, também, numa escala menor, o contraste entres as densidades das fases que são utilizadas para o cálculo da vazão de óleo e água.

A utilização de dopantes, que são solutos adicionados para aumentar o contraste da atenuação linear entres os fluidos, no caso o Iodeto de Potássio, de uma forma geral leva ao agravamento do fenômeno de endurecimento de feixe (*beam hardering*). Este problema poderia ser minimizado através da saturação da amostra com água destilada, o que, em contrapartida, poderia ocasionar inchamento de argila presentes, além da necessidade de um número maior de exames, pois na determinação

da saturação, que será visto adiante, há a necessidade do conhecimento do número tomográfico da amostra totalmente saturada com a solução salina. Por estas razões, a porosidade foi calculada com a amostra saturada com a solução que seria utilizada nos testes de deslocamento.

5.2 Determinação da Saturação

A determinação da saturação, também pode ser feita através de dois métodos. Em ambos os casos, o contraste entre a atenuação linear dos dois fluidos que saturam o meio poroso deve ser grande o suficiente e, também, que o componente de atenuação linear devido à rocha seja independente dos fluidos que ocupam o espaço poroso. Estes métodos são discutidos no trabalho de Holleben (33), para sistemas bifásicos e trifásicos, e aqui são apresentadas somente as equações do método escolhido para a determinação da saturação num deslocamento óleo-água.

Nesse método necessita-se do conhecimento do número tomográfico da amostra totalmente saturada com um único fluido. No caso, foi escolhida a solução salina; por ser um dos passos naturais de preparação das amostras. Necessita-se também, do número tomográfico da amostra saturada com os dois fluidos, durante o deslocamento, e dos números tomográficos dos fluidos puros. É necessário, também o conhecimento do mapa de porosidade da seção em estudo.

A saturação pode ser determinada usando as seguintes equações;

$$S_1 + S_2 = 1 \quad \text{..... 5.4}$$

$$\psi_{R1} = \psi_M (1-\phi) + \psi_1 \phi \quad \text{..... 5.5}$$

$$\psi_{R2} = \psi_M (1-\phi) + (\psi_1 S_1 + \psi_2 S_2) \phi \quad \text{..... 5.6}$$

onde

ψ_{R1} = Coeficiente de atenuação linear da rocha saturada com o fluido 1

ψ_{R2} = Coeficiente de atenuação linear da rocha saturada com os fluidos 1 e 2

Trabalhando-se estas equações chega-se a:

$$S_2 = \frac{\left(\psi_{R1} - \psi_{R2}\right)}{\phi\left(\psi_1 - \psi_2\right)} \quad \text{..... 5.7}$$

que em unidades Hounsfield é escrita como:

$$S_2 = \frac{\left(CT_{R1} - CT_{R2}\right)}{\phi\left(CT_1 - CT_2\right)} \quad \text{..... 5.8}$$

Os termos da Equação 5.8 são determinados através das seguintes medidas:

1. Tomografia da célula de teste com óleo
2. Tomografia da célula de teste com solução salina (já feita na porosidade)
3. Tomografia da amostra saturada com a solução salina (idem)
4. Tomografia durante o teste de deslocamento

A determinação da saturação através do Khoros 2.1, é feita utilizando o seguinte procedimento:

1. Determinação dos valores de CT_{Rw} e CT_{Row} *pixel* a *pixel*
2. Determinação dos valores de CT_o e CT_w
3. Entrada dos valores de porosidade (ϕ), *pixel* a *pixel*
4. Operações de subtração; $\left(CT_w - CT_o\right)$ e $\left(CT_{Rw} - CT_{Row}\right)$
5. Operação de divisão; $\left(CT_{Rw} - CT_{Row}\right) / \phi\left(CT_w - CT_o\right)$

O *workspace* construído para o cálculo da saturação será apresentado no final deste capítulo.

5.3 Correção do Endurecimento de Feixe

Conforme comentado anteriormente, o artefato que causa maiores problemas nas medidas tomográficas - com tomógrafo calibrado para fins médicos - em materiais com altas densidades e grande espectro de variação da mesma, é o efeito de endurecimento de feixe. A depender das condições da amostra e do tipo de análise a ser feita, esse efeito pode comprometer totalmente os resultados e a sua correção em muitas situações torna-se necessária.

Para o cálculo da porosidade e saturação são necessárias medidas da amostra em várias condições de saturação: amostra saturada com ar, com solução salina e saturada simultaneamente com as duas fases. Nas medidas brutas, com valor em CT, é evidente a presença do efeito de endurecimento de feixe, que se agrava com o aumento da densidade das fases presentes no meio poroso. Isto pode ser observado através da Figura 5-1, onde são apresentados os valores medidos diametralmente em 20 seções transversais de uma amostra do arenito Berea saturado com ar. Nota-se que, há uma concavidade nos valores lidos e, conforme previsto, com valores mais altos nas regiões mais externas da amostra.

Na Figura 4-10, foram apresentados os perfis médios dos valores de CT's lidos para a mesma amostra saturada com ar e solução salina, e para a célula de teste com solução salina: condições necessárias para o cálculo da porosidade.

Observa-se que as diferenças de leitura, em CT, entre o centro da amostra e sua periferia é de aproximadamente, 300 para a amostra saturada com ar, 500 para a amostra saturada com solução salina de Iodeto de Potássio e 1000 para a célula de teste contendo somente a solução salina.

Os valores de CT para as células contendo ar e óleo foram, respectivamente, de -1000 e -160. Neste caso o efeito de endurecimento de feixe é praticamente inexistente, o que era de se esperar, pois o tomógrafo utilizado é calibrado para a água pura.

Tendo em mente os perfis obtidos das medições, fica evidente a necessidade de correção do efeito de endurecimento de feixe quando se trata de analisar os resultados brutos, e para isto podem ser adotados vários métodos de correção. Os mais utilizados fazem o ajuste de equações e superfícies médias com os resultados obtidos. Um exemplo de aplicação pode ser encontrado no trabalho de Silva (86).

A melhor correção deve ser estudada caso a caso. Por exemplo, se a amostra apresenta alguma heterogeneidade natural ou construtiva, a utilização de superfície média para geração de correções fará a diluição dos efeitos causados pelas heterogeneidade em toda amostra, mascarando o resultado final. Neste caso a correção deve ser local.

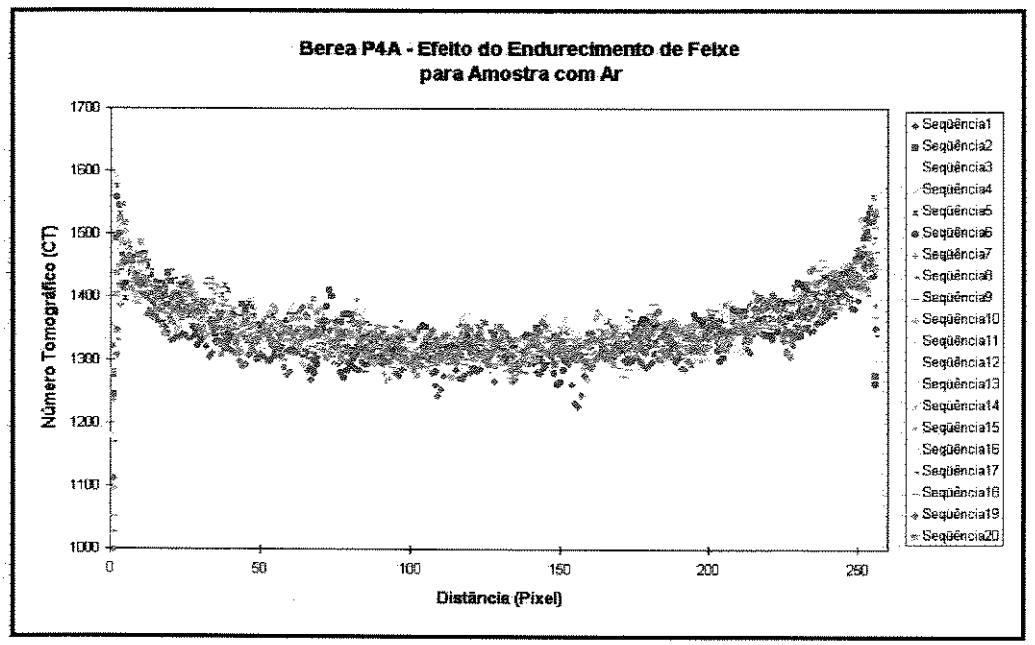


Figura 5-1 Leitura tomográficas em 20 seções do arenito Berea.

Para o cálculo da porosidade e da saturação a análise da necessidade de correção do efeito de endurecimento de feixe deve ser feita com base nos termos que compõem as equações, pois através da utilização de fluidos com densidades tomográficas adequadas os efeitos podem ser minimizados.

A Equação 5.3, equação da porosidade, foi desenvolvida admitindo-se que os valores de CT não estariam sujeitos aos efeitos de artefatos, o que não acontece na realidade. Portanto, os valores de CT dessa equação são os valores lidos, menos uma parcela devido ao efeito de endurecimento de feixe. Separando os efeitos em cada termo tem-se:

$$\phi = \frac{\left(CTL_{Rw} - \mathrm{E}_{Rw} - CTL_{Rar} + \mathrm{E}_{Rar}\right)}{\left(CTL_{w} - \mathrm{E}_{w} - CTL_{ar} + \mathrm{E}_{ar}\right)} \quad \text{..... 5.9}$$

onde,

E_{Rw} = efeito de endurecimento saturada com solução salina.

E_{Rar} = efeito de endurecimento saturada com ar.

Para a rocha saturada com ar e solução salina, os efeitos podem ser separados devido a presença de cada material, assim,

$$\phi = \frac{\left(CTL_{Rw} - E_R - E_{ws} - CTL_{Rar} + E_R + E_{ars}\right)}{\left(CTL_w - E_w - CTL_{ar} + E_{ar}\right)} \quad \text{..... 5.10}$$

onde,

E_R = efeito de endurecimento devido somente à matriz da rocha.

E_w = efeito de endurecimento devido somente à solução salina

E_{ar} = efeito de endurecimento devido somente ao ar.

E_{ws} = efeito de endurecimento devido a solução salina nos poros da amostra.

E_{ars} = efeito de endurecimento devido ao ar nos poros da amostra.

Portanto, devido ao cancelamento dos efeitos (E_R) provocados pela presença da rocha e por ser desprezível o efeito (E_{ars}) provocado pelo ar na rocha e na célula (E_{ar}), a equação final fica:

$$\phi = \frac{\left(CTL_{Rw} - E_{ws} - CTL_{Rar}\right)}{\left(CTL_w - E_w - CTL_{ar}\right)} \quad \text{..... 5.11}$$

Nota-se, portanto que os efeitos resultantes são devidos à presença da solução salina em quantidades diferentes no numerador e no denominador. No numerador, a quantidade é menor e é função da porosidade do meio poroso. No denominador, a quantidade é maior, pois é como se todo espaço poroso estivesse ocupado somente pela solução salina.

Em ambas situações o efeito é crescente do centro para a periferia da amostra e quanto maior a quantidade de solução salina, maior o gradiente desse crescimento. Portanto, a diferença no gradiente de crescimento entre as duas situações é que provocará maior ou menor erro no resultado final.

Para que o efeito seja reduzido, no caso do cálculo da porosidade, as curvas devem se aproximar, independente do gradiente de crescimento individual do efeito de endurecimento de feixe. Assim, o endurecimento de feixe não será um fator crítico, bastando para isso, utilizar produtos que gerem endurecimento de feixe com o mesmo gradiente independentemente do seu valor absoluto.

Para verificar a magnitude do efeito de endurecimento de feixe e a necessidade, ou não, de correção, os valores lidos da amostra com ar e solução salina e da célula de teste com solução salina foram ajustados através do mínimos quadrados a uma expressões do tipo:

$$CT = e^{\left(A\log(x+B)+C[\log(x+B)]^2+D\right)} \quad \text{5.12}$$

onde; A, B, C e D são constantes de ajuste e x a distância radial.

As curvas ajustadas foram deslocadas para um patamar constante. Geralmente, adota-se a média dos valores lidos no centro da amostra (por estarem menos sujeitos ao efeito de endurecimento de feixe), mantendo-se as diferenças dos valores lidos à curva média. Com isto obtêm-se as leituras corrigidas. O próximo passo é o cálculo da porosidade com a utilização destes valores corrigidos. Na Figura 5-2, são apresentados os perfis obtidos originalmente, as curvas ajustadas, os perfis corrigidos através da deflexão da curva ajustada e as curvas de porosidade com e sem correção. Nota-se, que para efeitos práticos, a diferença entre as curvas é pequena. Outro fato que pode ser notado é que os dois perfis de porosidade apresentam comportamento distintos; a porosidade sem correção apresenta uma leve tendência de crescimento conforme se caminha para as bordas da amostra, enquanto que a curva com correção apresenta tendência de diminuição. Este fato, por si só, já coloca em dúvida a prática da correção através deste método. Além disto, resta o fato de que a correção nada mais é do que uma manipulação dos dados tomando por base parâmetros médios e patamares, onde admite-se que não existe o efeito de endurecimento de feixe. Estas transformações podem, como pode ser visto na figura anterior, mudar o comportamento dos perfis de porosidade e levar à conclusões equivocadas.

Com base na discussão anterior, optou-se neste trabalho, pela utilização dos dados originais sem correção, pois com isto a tendência natural da porosidade será preservada.

Para o cálculo da saturação de óleo (ou água) o processo é parecido com o da porosidade, descrito anteriormente.

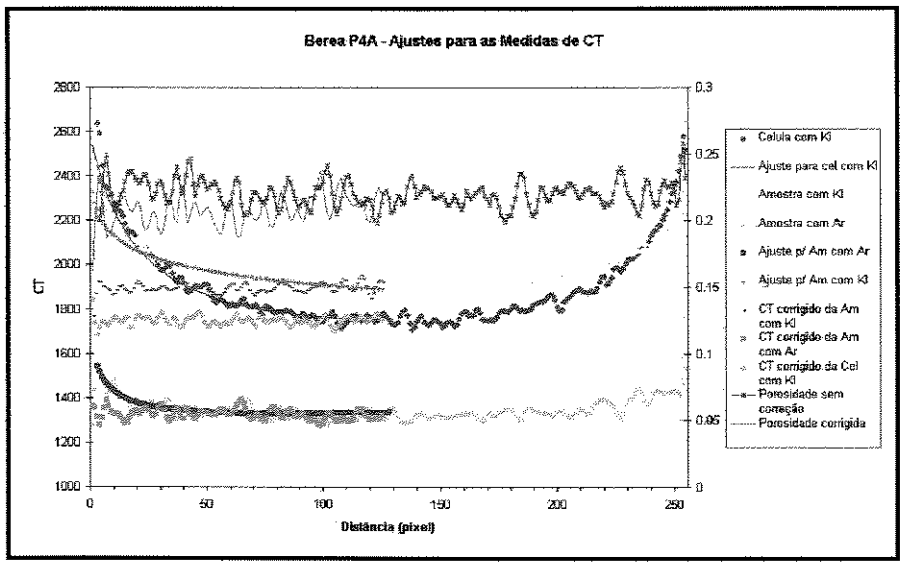


Figura 5-2 Ajustes para correção do endurecimento de feixe

Os valores de CT são os valores lidos, menos uma parcela devido ao efeito de endurecimento de feixe. Portanto, incluindo os efeitos individuais, a equação da saturação fica:

$$S_o = \frac{1}{\frac{\left(CTL_{Rw} - \mathrm{E}_{Rw} - CTL_{Rar} + \mathrm{E}_{Rar}\right)}{\left(CTL_w - \mathrm{E}_w - CTL_{ar} + \mathrm{E}_{ar}\right)}} \frac{\left(CTL_{Rw} - \mathrm{E}_{Rw} - CTL_{Rwo} + \mathrm{E}_{Rwo}\right)}{\left(CTL_w - \mathrm{E}_w - CTL_o + \mathrm{E}_o\right)} \quad \ldots \quad 5.12$$

onde,

E_{Rwo} = efeito de endurecimento saturada com solução salina e óleo.

E_{Ro} = efeito de endurecimento saturada com óleo.

Separando os efeitos devido a presença de cada material e cancelando-se os efeitos devidos à rocha e desprezando-se os efeitos do ar, do óleo puro e do óleo na rocha tem-se,

$$S_o = \frac{1}{\frac{\left(CTL_{Rw} - \mathrm{E}_{ws} - CTL_{Rar}\right)}{\left(CTL_w - \mathrm{E}_w - CTL_{ar}\right)}} \frac{\left(CTL_{Rw} - \mathrm{E}_{ws} - CTL_{Rwo} + \mathrm{E}_{wp}\right)}{\left(CTL_w - \mathrm{E}_w - CTL_o\right)} \quad \ldots\ldots\ldots \quad 5.13$$

onde,

E_{wp} = efeito de endurecimento devido a ocupação parcial dos poros pela solução salina.

E_o = efeito de endurecimento devido ao óleo.

Na Figura 5-3 são apresentadas curvas de saturação de óleo para várias seções ao longo da amostra.

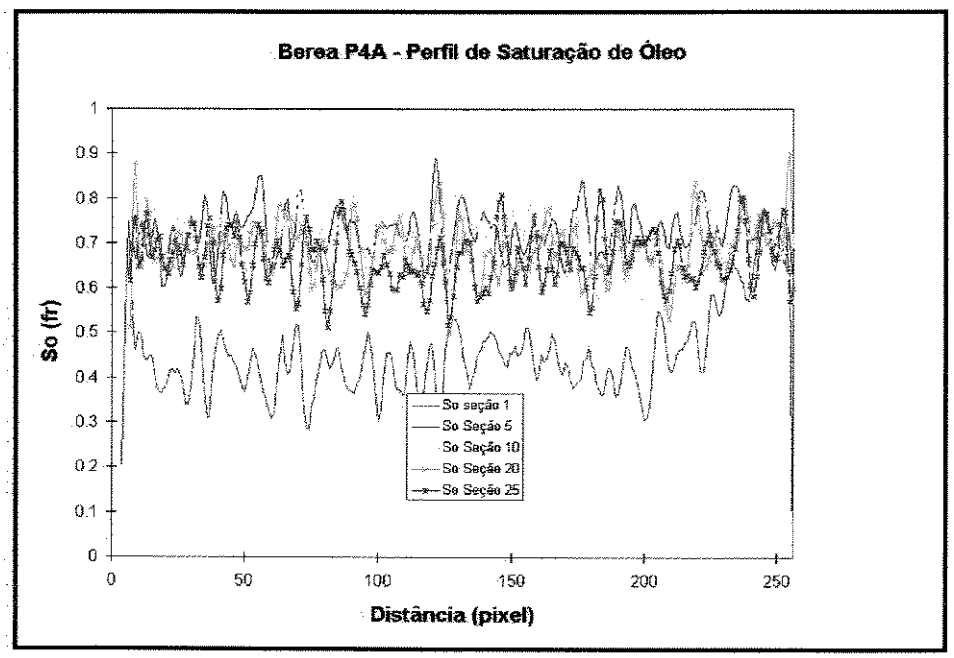


Figura 5-3 Saturação de óleo sem correção do endurecimento de feixe

5.4 Processamento das Imagens

Neste item é feita a apresentação das principais etapas do processamento das imagens tomográficas realizadas durante os testes de deslocamento e dos operadores utilizados para a construção dos *workspaces* necessários ao cálculo da porosidade e saturação e para a visualização das imagens finais.

Devido às características geométricas das amostras e ao refinado monitoramento tomográfico realizado durante cada teste de deslocamento, a quantidade de imagens geradas foi de tal ordem, que o processamento da forma convencional, até então disponível, se tornou impeditivo para o andamento desta pesquisa. Além disso, a possibilidade de novas formas de visualização das imagens finais, que acarretaria num ganho de qualidade das análises, tornou evidente a necessidade do desenvolvimento de novas ferramentas para este fim.

O novos operadores foram desenvolvidos pela Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP, como parte de um projeto junto à Petrobrás/Cenpes e também para atender este estudo.

A apresentação feita neste item se baseou e utilizou as figuras apresentadas por Silva *et al* (87) e Silva (88), onde podem ser encontrados todos detalhes técnicos de cada um dos operadores desenvolvidos.

De modo geral, o processamento das imagens obtidas através da tomografia, pode ser dividido em cinco grandes blocos, conforme apresentado na

Figura 5-4, e sobre os quais serão feitos algumas observações.

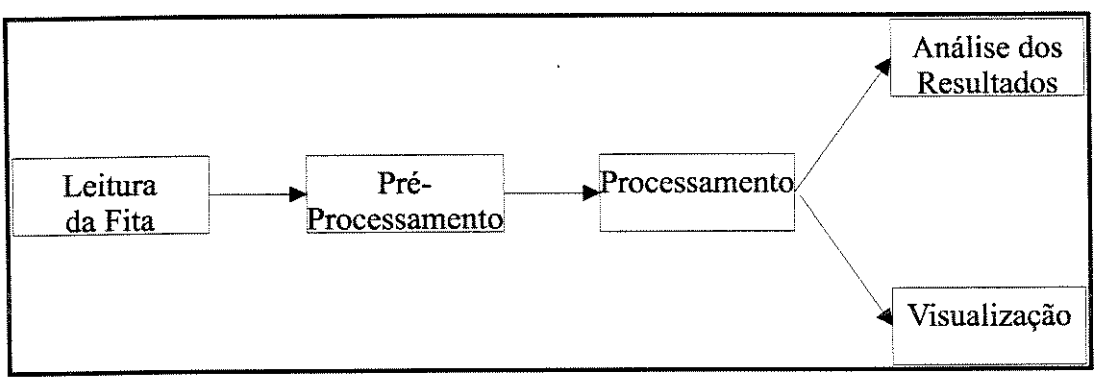


Figura 5-4- Diagrama Geral do processo

5.4.1 Leitura da Fita

Após a geração das imagens através da tomografia computadorizada, estas eram gravadas seqüencialmente no formato proprietário da GE, em fitas DAT de 4mm.

A leitura dos dados é feita através do operador *tape-in*, que converte os dados vindos do tomógrafo para o formato KDF, utilizado pelo Khoros. Este operador tem disponíveis as seguintes opções:

1. Escolha entre uma leitura local ou em uma máquina remota
2. Seleção do formato de dados do tomógrafo
3. Escolha de deslocamento, positivo ou negativo, necessário para se posicionar no primeiro arquivo da amostra escolhida
4. Escolha do número de fatias a serem lidas
5. Opção de rebobinar ou não a fita, antes e/ou depois.

Este arquivo KDF possui, no seu cabeçalho, informações sobre o tamanho da matriz tridimensional: largura, altura e profundidade. No cabeçalho são armazenados, também, informações que identificam cada fatia adquirida: número e identificação do exame, horário da aquisição, número da fatia no exame, etc.

5.4.2 **Pré-Processamento**

Como as imagens geradas pelo tomógrafo podem conter regiões que não fazem parte do domínio de interesse, não ter um bom alinhamento das fatias e também devido a necessidade da redução do volume de dados, utiliza-se o operador *normalized crop* para selecionar a região de interesse, alinhar as fatias e normalizá-las para um mesmo tamanho. Com a seleção da faixa de interesse, consegue-se reduzir as dimensões da imagem diminuindo, assim, o espaço em disco necessário ao seu armazenamento e o tempo de processamento. Com a normalização das fatias para uma mesma dimensão e pelo fato da região de interesse ser simétrica (circular) é possível o alinhamento das fatias com grande facilidade. Este passo é ilustrado na Figura 5-5.

Conforme visto anteriormente, no cálculo da porosidade e saturação, são necessárias diversas operações aritméticas envolvendo as imagens. Para que estas produzam os resultados esperados as imagens devem sempre estar na mesma posição (alinhamento) e escala (normalização), daí a justificativa para a preocupação com o alinhamento e a normalização das fatias.

5.4.3 **Processamento da Porosidade e Saturação**

Para o processamento das imagens foram construídos *workspaces*, que são apresentados no final do capítulo, utilizando os operadores padrões do ambiente Khoros. É importante lembrar que este processamento normalmente requer um grande volume de dados e, consequentemente, uma grande demanda computacional. A título ilustrativo o cálculo de porosidade de uma amostra de 40 cm (0,4 m) de comprimento, com imagens em intervalos de 1 cm (0,01 m), ou seja, 40 imagens, ocupa um espaço de 30 Mbytes e exige a criação arquivos temporários que totalizam aproximadamente 180 Mbytes.

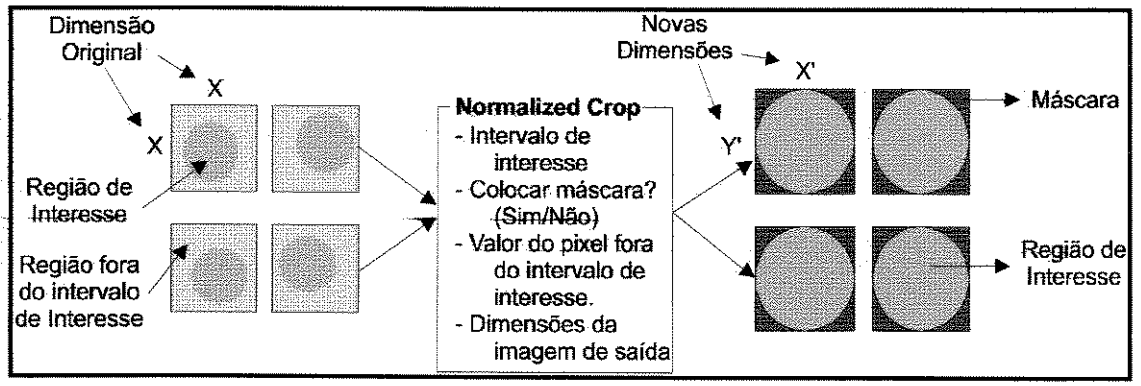


Figura 5-5 Normalização das imagens

Além das imagens, são obtidos através dos operadores estatísticos, parâmetros que permitem ao técnico uma análise bastante detalhada dos testes. Estes resultados estatísticos foram intensivamente utilizados na construção dos perfis de porosidade e de saturação de água nas várias corridas durante cada teste.

5.4.4 **Visualização**

Através do operador *montage*, esquematizado na Figura 5-6, consegue-se visualizar todas as fatias selecionadas lado a lado. Sua funcionalidade possibilita visualizar os dados com grande contraste, pelo fato de possuir uma tabela de cores dinâmica que realça a região de interesse de visualização. Um sistema opcional de numeração automática pode ser configurado para enumerar seqüencialmente as fatias, facilitando sua localização. Um fator de escalonamento pode reduzir o tamanho das fatias de acordo com a necessidade e precisão visual requerida. Além disso, pode-se configurar o número de imagens apresentadas por linha, personalizando assim o mosaico final.

Outra ferramenta de visualização utilizada foi o operador *orthogonal projection*. Como o próprio nome sugere, trata-se da apresentação de cortes ortogonais da amostra. Para isto, são geradas fatias intermediárias, permitindo a visualização do valor provável da amostra entre duas fatias. Neste processo utiliza-se interpolação bilinear. Seleciona-se as coordenadas de cada plano de corte.

Este operador é esquematizado na Figura 5-7. O relatório trata de uma imagem contendo todos os dados gerados pelo operador, bem como a uma legenda de

informações sobre os resultados obtidos. O operador *orthogonal projection* pode também, gerar um relatório contendo a tabela de cores e todas as projeções agrupadas em uma única imagem. Informações mostrando as posições de corte são acrescentadas e opcionalmente inclui-se uma escala de cores indicando o intervalo ressaltado pela tabela. Esta imagem pode ser exportada em formato PGM usando o operador *supported formats* do Khoros, convertida para um dos vários formatos disponibilizados pelo *software* XV e então adicionada em qualquer documento através de um editor de texto gráfico.

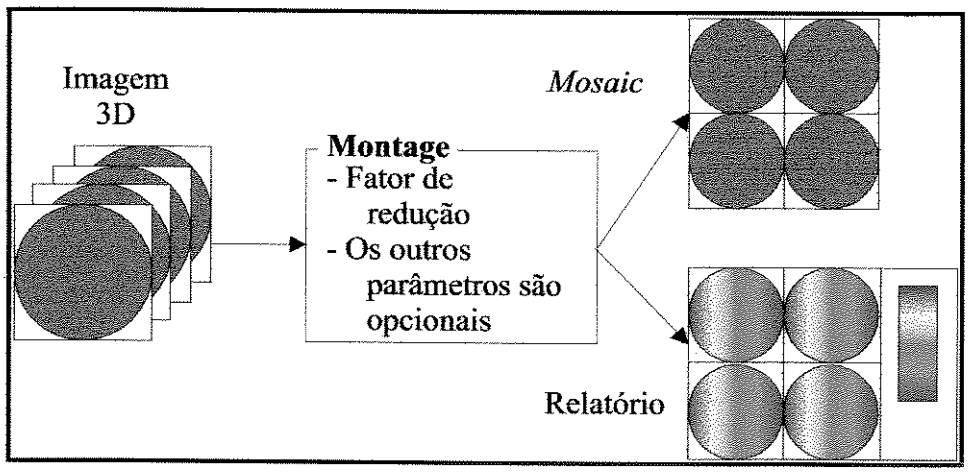


Figura 5-6- Modelo esquemático do operador *Montage*

Outra ferramenta bastante utilizada, conforme apresentado na Figura 5-8, foi o operador que permitiu a visualização temporal, através de imagens 3D ocorrida durante o processo. Para isto, utilizou-se a *Toolbox V3DTool*, que permitiu a reconstrução tridimensional a partir do conjunto de fatias interpoladas do volume original.

Utilizando os recursos disponibilizados pelo operador *animate* consegue-se visualizar o comportamento dinâmico da amostra. Várias situações podem ser analisadas pelas animações geradas. A frente se propagando pela amostra: vistas através do encadeamento das projeções ortogonais, das reconstruções 3D e das próprias fatias da amostra, em diferentes tempos.

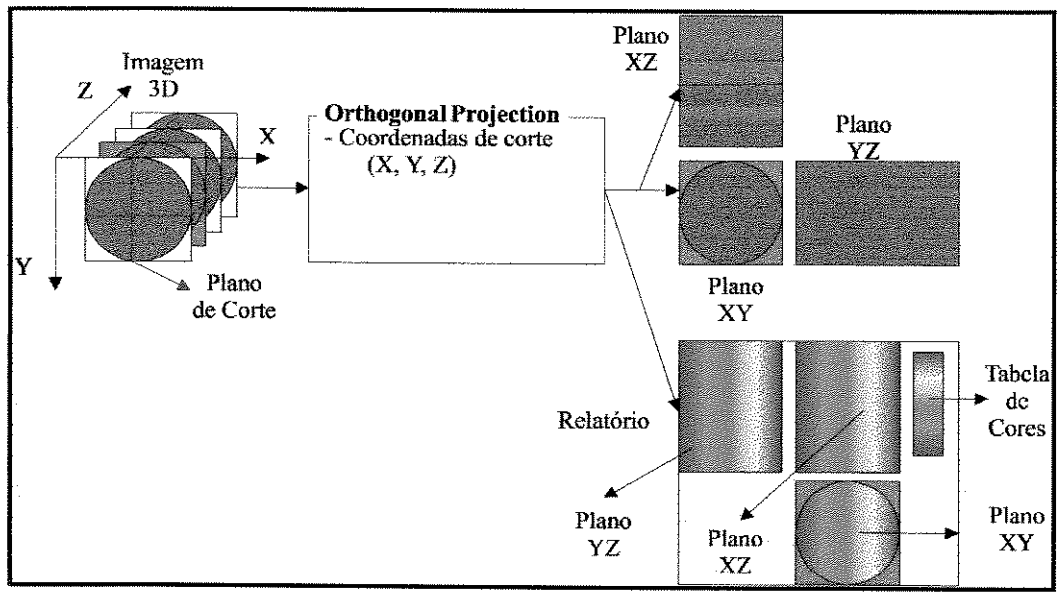


Figura 5-7- Modelo Esquemático *Orthogonal Projection*

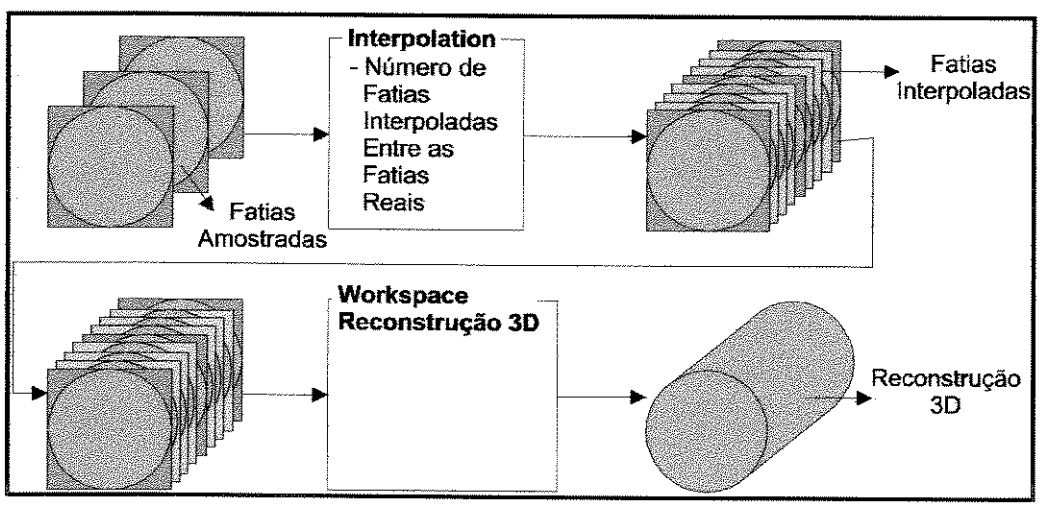


Figura 5-8- Modelo Esquemático Reconstrução 3D

Os *workspaces*, para a leitura da fita e montagem dos volumes é apresentado na Figura 5-9. Para o cálculo da porosidade, saturação e visualização das imagens os *workspaces* são apresentados, respectivamente, nas Figuras 5-10, 5-11 e 5-12.

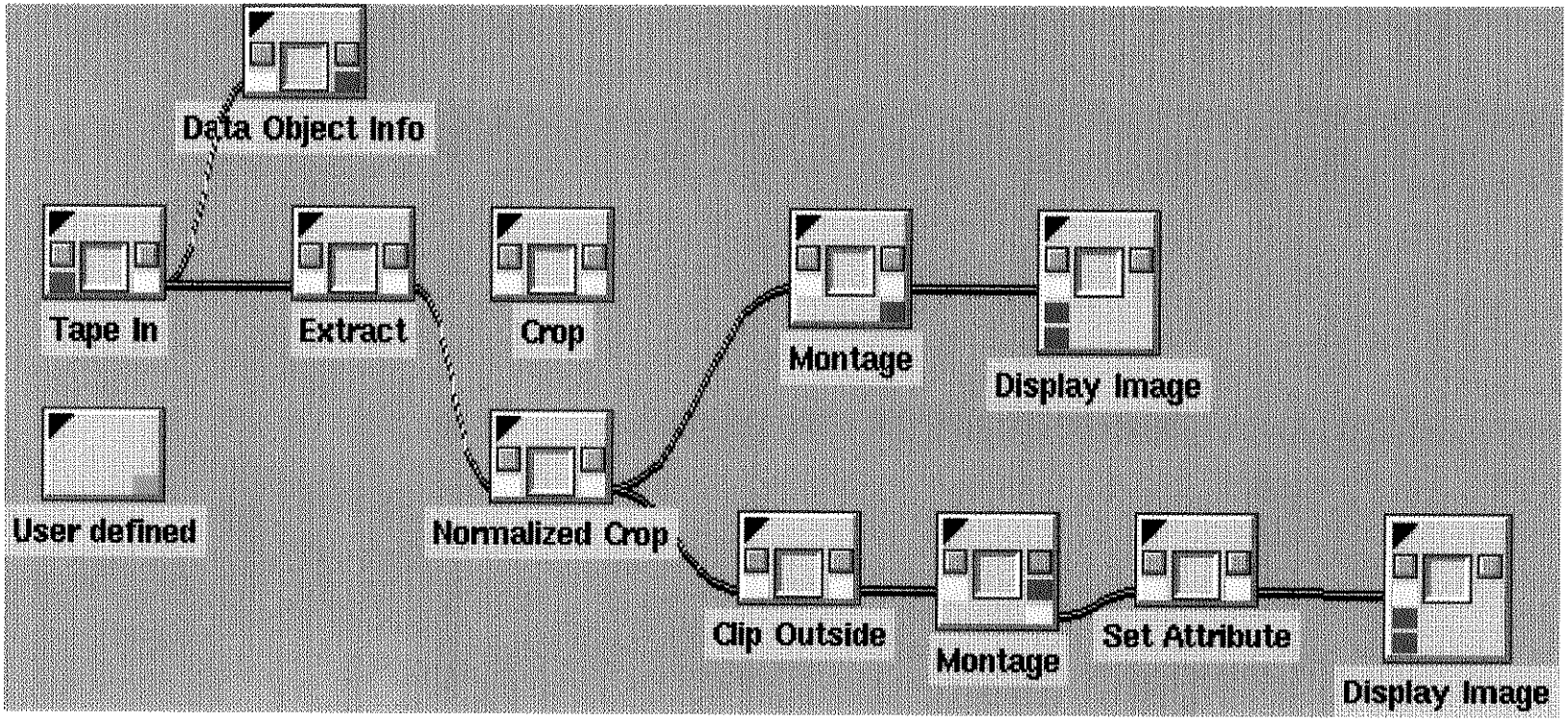


Figura 5-9 *Workspace* para leitura e montagem do volume

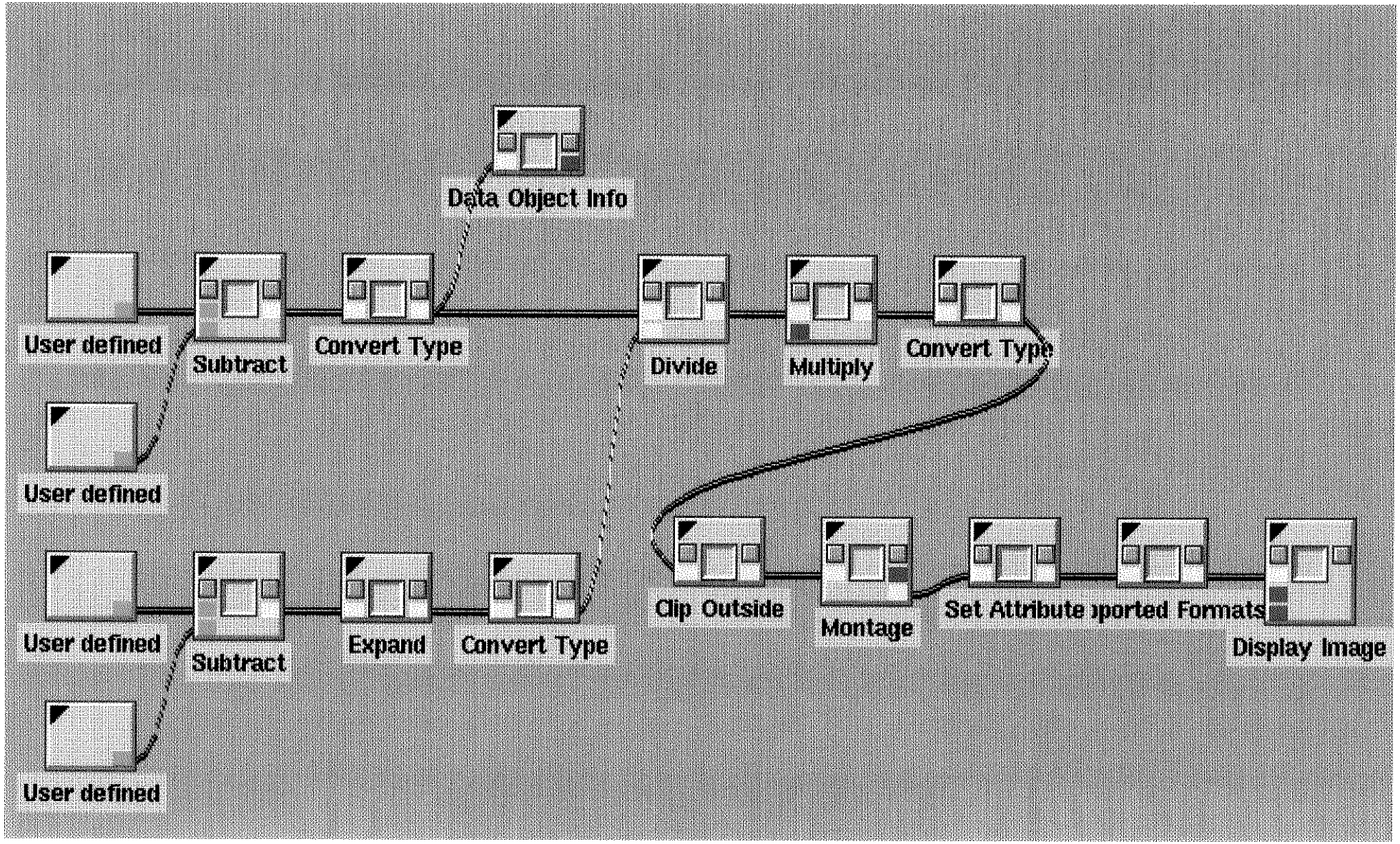


Figura 5-10 *Workspace* para o cálculo da porosidade

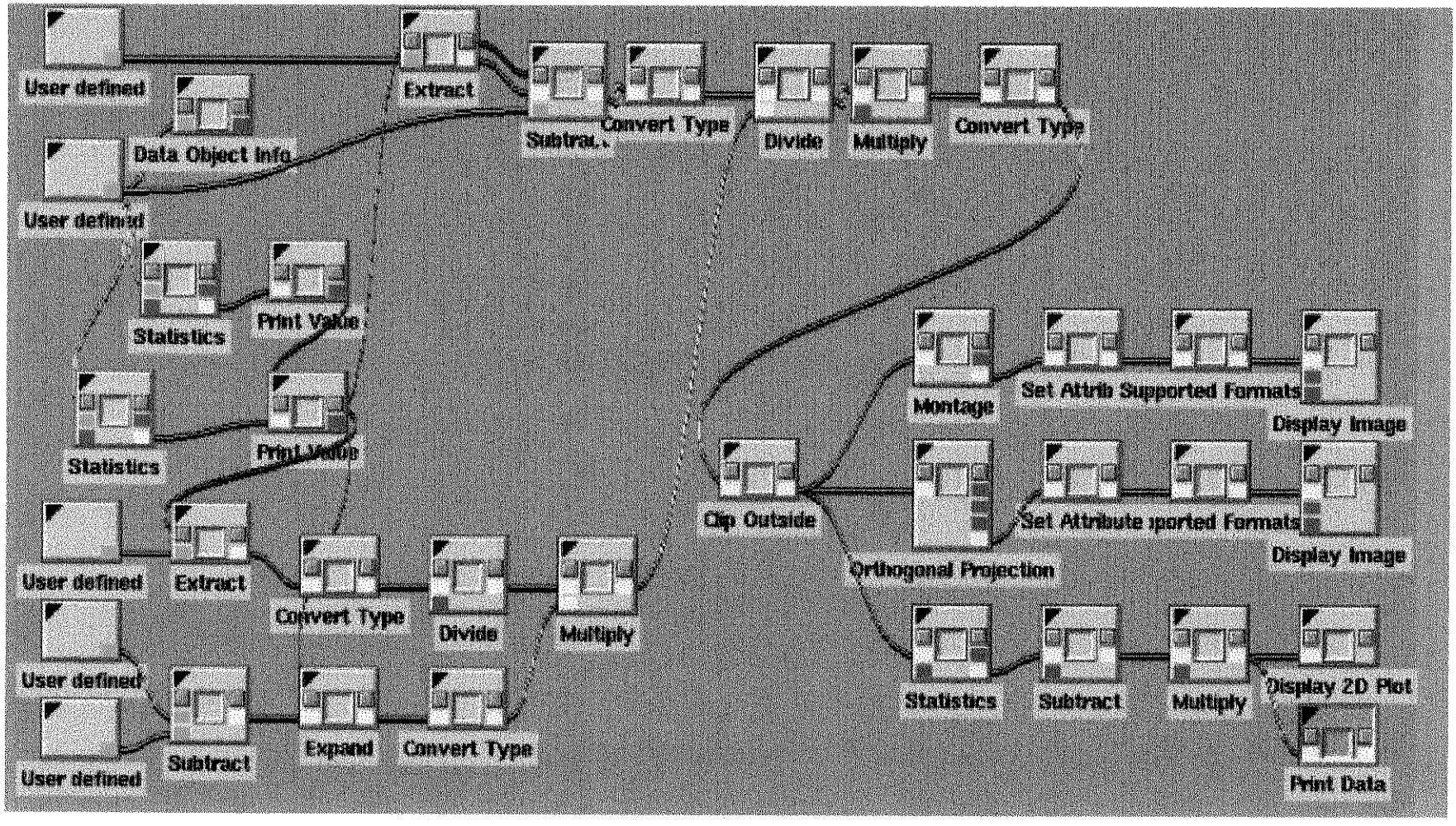


Figura 5-11 *Workspace* para o cálculo da saturação

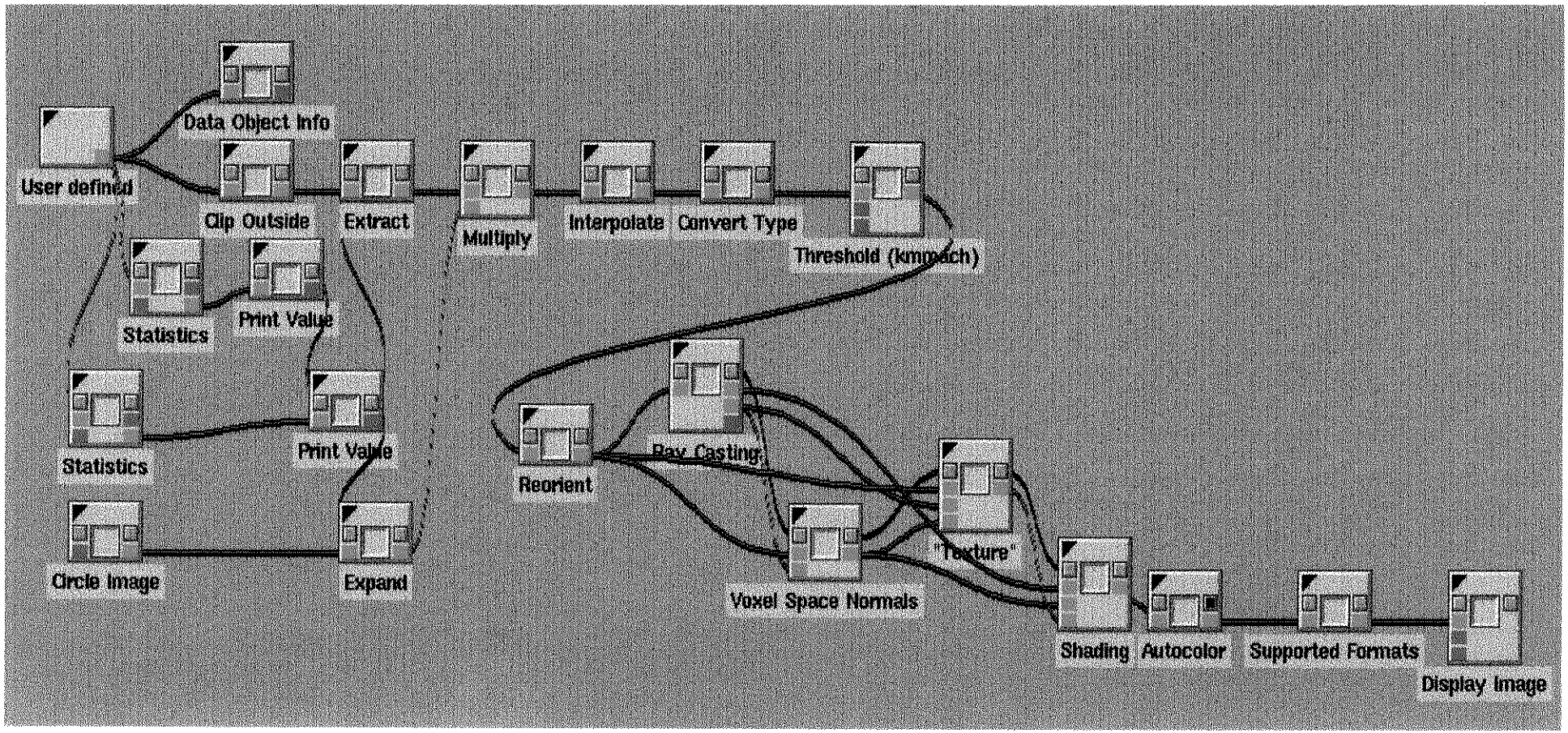


Figura 5-12 *Workspace* para visualização 3D

Capítulo 6

6. Caracterização do Meio Poroso e Fluidos

Neste capítulo é apresentada a caracterização, a nível microscópico, da composição mineralógica e geometria de poros dos sistemas porosos dos arenitos Berea e Botucatu, que foram utilizados nos testes laboratoriais com deslocamento de fluidos imiscíveis. A verificação das heterogeneidades na escala milimétrica foi feita através da análise dos resultados da tomografia das amostras com ar.

Também são apresentados os resultados das análises petrofísicas convencionais para estes sistemas porosos, dentre estas, a pressão capilar com injeção de mercúrio, pelos método da centrífuga e da membrana, e a permeabilidade relativa óleo-água medida em amostras de 1,5 pol. (0,038 m) de diâmetro por 2,0 pol. (0,051 m) de comprimento.

A caracterização completa destes sistemas porosos podem ser encontradas no trabalho apresentado por Gomes *et al* (28).

É apresentada, também, a caracterização completa dos fluidos utilizados.

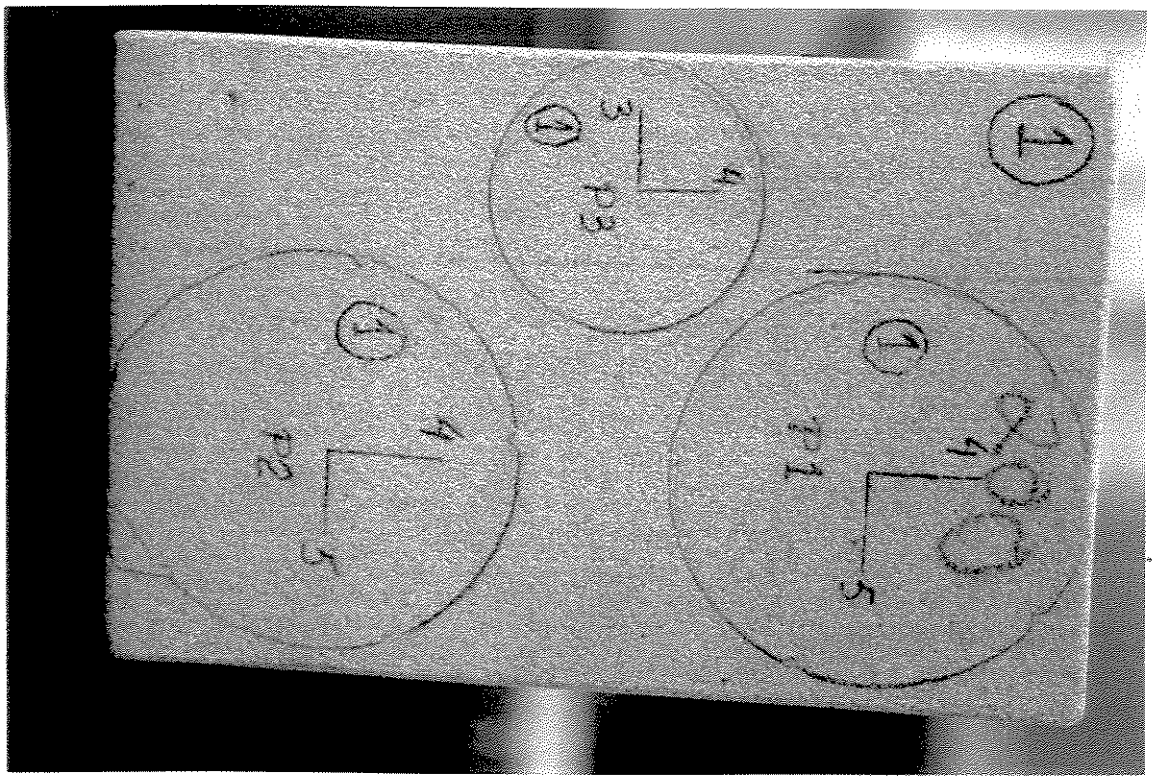
6.1 Os Meios Porosos

Os testes de deslocamento foram realizados em amostras do arenito Berea importado dos EUA, e do Arenito Botucatu, procedente de um afloramento localizado na região noroeste do estado do Paraná, mais precisamente no município de Ribeirão Claro.

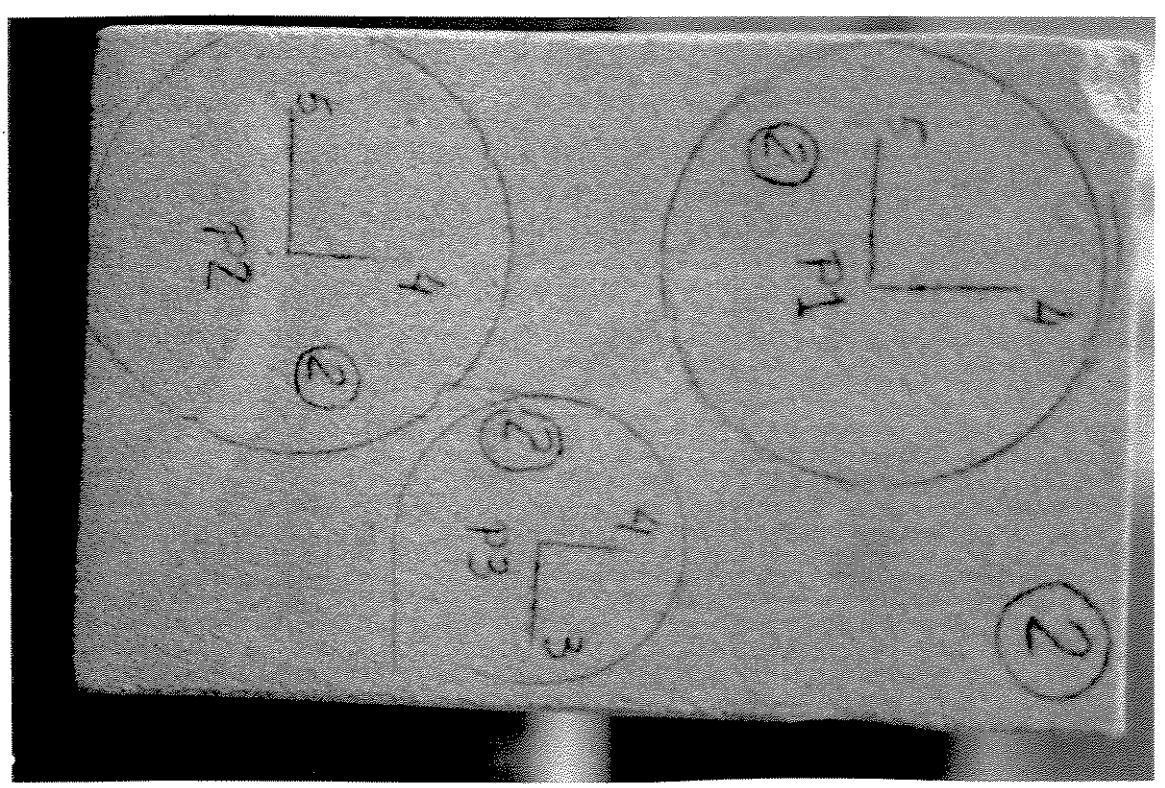
Nas Figura 6-1a e 6-1b são apresentadas as fotos de duas faces opostas do bloco do Arenito Berea, de onde foram retiradas duas amostras para os testes com deslocamento imiscível e amostras para as análises petrofísicas. As dimensões reais deste bloco eram de 0,1x0,15x0,20 m e estas faces podem ser consideradas como representativas de duas seções transversais ao fluxo. Nota-se, nessa escala, que trata-se de um arenito homogêneo, sendo visível, apenas na Figura 6-1a, uma linha mais escura no terço superior do bloco, que representa um evento deposicional formando uma fina camada com permeabilidade diferente do restante do bloco. Para o estudo de deslocamento imiscível esta heterogeneidade aparente paralela ao plano de deposição, não causa problemas, pois as amostras foram retiradas nesta direção. As duas manchas mais claras que aparecem nessa figura são frutos do manuseio do bloco, não representando, portanto, heterogeneidade do meio poroso.

Além deste bloco do arenito Berea, foram também utilizadas amostras que foram importadas, já cortadas no formato cilíndrico, com diâmetro de 2 pol. (0,051 m) e comprimento de 30 cm (0,30 m) e 50 cm (0,50 m). Na Figura 6-2, é apresentada uma fotografia de todas amostras disponíveis do arenito Berea, inclusive as duas (à esquerda) que foram retiradas do bloco ilustrado na Figura 6-1.

O bloco do Arenito Botucatu com dimensões de 0,50x0,18x0,35 m, do qual foram retiradas as amostras para este estudo, é apresentado na Figura 6-3. Na Figura 6-3a é apresentada uma vista geral, e na Figura 6-3b uma ampliação com maior detalhe. Nota-se também que na escala de interesse, trata-se de um arenito bastante homogêneo, sendo somente observado que na base do bloco ocorre uma camada mais escura, representando um plano de deposição com características permo-porosas diferentes do restante do bloco. Como no arenito Berea, esta camada não influencia o comportamento do deslocamento, pois conforme pode se ver através destas figuras, as amostras utilizadas nos testes foram retiradas paralelamente a elas.



(a)



(b)

Figura 6-1- Bloco do Arenito Berea - (a) Face 1, escala aproximada de 1:1.18 cm - (b) Face 2, escala aproximada de 1: 1.10 cm

Figura 6-2 Amostras do arenito Berea

6.2 Análise Petrográfica

As análises cujo objetivo foi dar uma visão geral da geometria dos sistemas porosos foram baseadas em fotomicrografias com ampliação de 30 vezes, e através das quais pôde-se verificar a existência de anisotropias decorrentes de direções preferenciais de deposição. Também foram feitas análises com fotomicrografias com ampliação de 110 vezes, através das quais determinou-se a composição mineralógica e geometria de poros dos sistemas porosos. Com ampliação de 110 vezes, são apresentadas para cada sistema poroso, duas fotomicrografias; a primeira com luz normal e a segunda luz polarizada. Nelas estão representados o tamanho de alguns grãos e os códigos indicando a composição da rocha obedecem a seguinte legenda:

A - Argila	C - Cimento	F - Feldspato	G - Grão
M - Matriz	P - Poro	GC - Grão Corroído	
Q - Quartzo	Si - Siderita	S - Silex (Fragmento de rocha)	

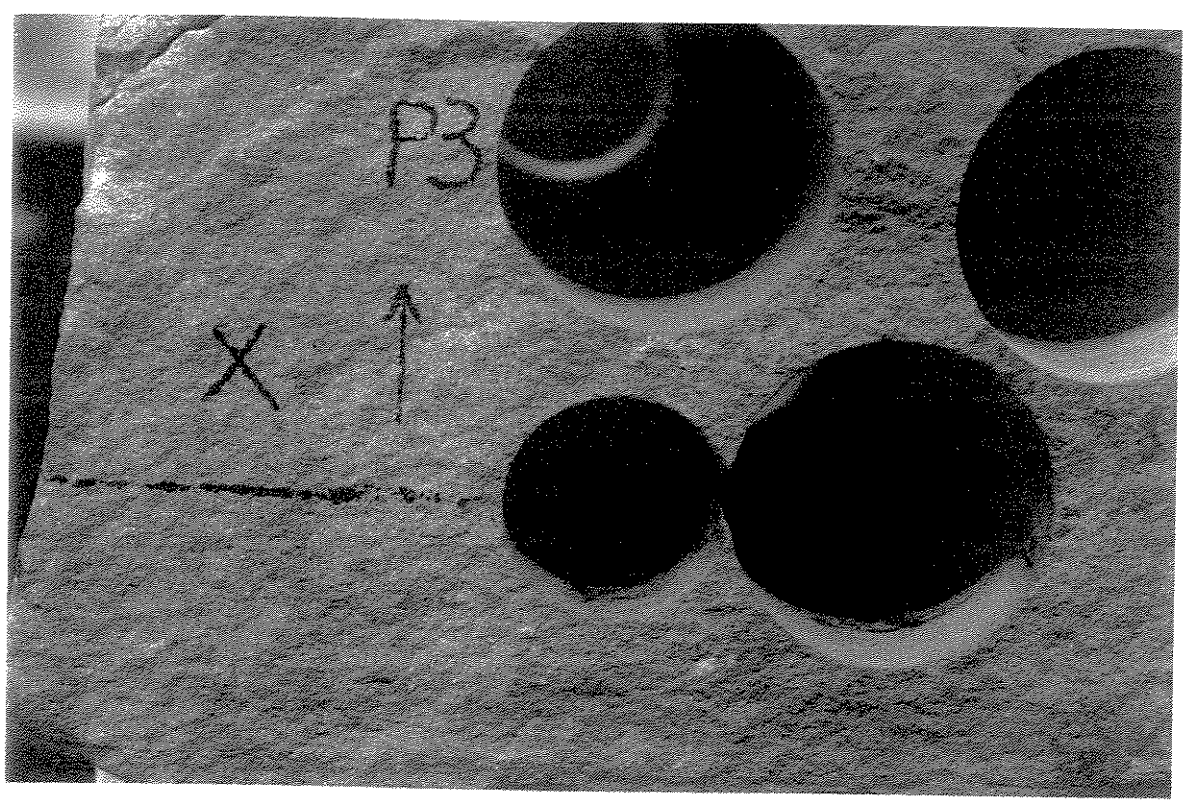
6.2.1 Arenito Berea

As análises para este sistema poroso foram baseadas no estudo microscópico das lâminas delgadas retiradas de todas amostras que seriam utilizadas. Para o bloco representado na Figura 6-1, foi tentada uma caracterização das propriedades em todas direções. Para isso foram confeccionadas 30 lâminas delgadas de amostras que foram retiradas em várias posições, conforme pode ser visto no esquema apresentado na Figura 6-4. Neste esquema estão indicadas as três direções principais; X - direção de deposição, Y - *strike* (direção transversal à direção de deposição) e Z - direção vertical. Também é apresentada a localização das amostras para lâminas delgadas com os códigos atribuídos a cada uma delas.

Uma visão tridimensional do sistema poroso pode ser observada através da Figura 6-5, onde são apresentadas as fotomicrografias com ampliação de 30 vezes, representativas das três direções, Nota-se, claramente, a existência de anisotropia em relação à forma dos grãos, que terá forte influência no comportamento do fluxo nas amostras em análise. Nota-se, também, na Figura 6-5, que as lâminas X e Y são representativas de seções transversais ao plano horizontal de deposição e que a direção de deposição e representada pela lâmina Y. Portanto, conclui-se que as amostras utilizadas nos testes de deslocamento foram retiradas na direção *strike*, que é perpendicular a direção de deposição. A forma mais arredondada e a maior freqüência de grãos com diâmetros maiores, comprovam que a lâmina Z se refere a um corte horizontal com menor permeabilidade.

Para ilustrar a caracterização da mineralogia e da geometria de poros deste arenito, são apresentadas na Figura 6-6 duas fotomicrografias, com luz normal e polarizada, com ampliação de aproximadamente 110 vezes.

(a)



(b)

Figura 6-3 Bloco do Arenito Botucatu -(a) Vista Geral, escala aproximada de 1:6.25 cm - (b) Detalhe, escala aproximada de 1: 1.25 cm

6.2.1.1 Tamanho e Forma dos Grãos

Pela análise das 30 lâminas delgadas realizadas para este sistema poroso, e que são representas pelas fotomicrografias mostradas nas Figura 6-5 e 6, observou-se que os grãos são bem a moderadamente selecionados, predominantemente sub-arredondados ou sub-angulares com baixa esfericidade. Os grãos mais arredondados têm a maior dimensão em torno de 24 μm, e os mais alongados têm a maior dimensão em torno de 36 μm e a menor de 12 μm. Esses últimos estão orientados sub-paralelamente à estratificação.

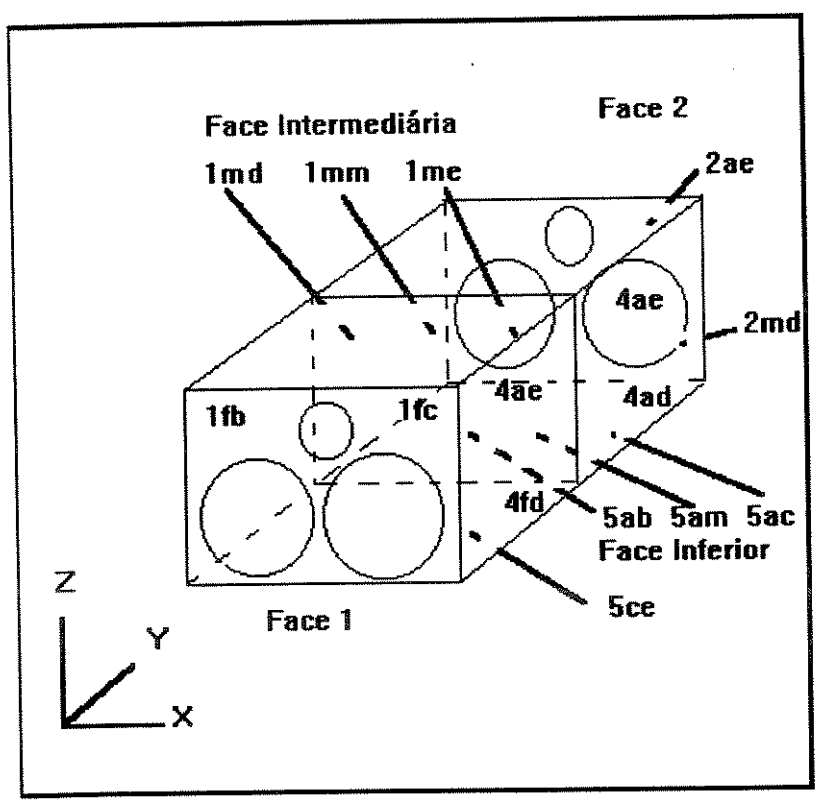


Figura 6-4- Localização dos pontos de amostragem para lâminas delgadas

6.2.1.2 Empacotamento

Os contatos entre os grãos são predominantemente retos e côncavo/convexos, restando a dúvida se este tipo de contato não foi gerado a partir de crescimentos sintaxiais de quartzo.

6.2.1.3 Composição do Arcabouço

Trata-se de um quartzarenito com o arcabouço sendo composto por:

- quartzo - 75%
- silex (fragmentos de rocha) - 10%
- feldspato - 5%

Não apresenta matriz e o cimento é composto por caulinita autigênica (<5%) e calcita (<5%) que compõe mosaicos grosseiros.

6.2.1.4 Porosidade e Diagênese

A porosidade é desde intergranular fina (≤ 20 μm) até móldica/vugular (20-50 μm).

A textura da rocha apresenta aglomerações de grãos com contatos retos onde a porosidade intergranular é muito baixa, e áreas com porosidade móldica/vugular resultante da dissolução de calcita.

A superfície dos grãos se apresenta bastante irregular indicando corrosão que ocorreu, provavelmente, durante a fase de cimentação calcífera. A "matriz" de caulinita ocorre preenchendo poros de origem secundária gerados pela dissolução de grãos de feldspato.

A dissolução preferencial de grãos de feldspatos deu origem a um sistema poroso bastante heterogêneo. A ocorrência de poros maiores, irregularmente distribuídos, é devido à dissolução total de alguns grãos de feldspato.

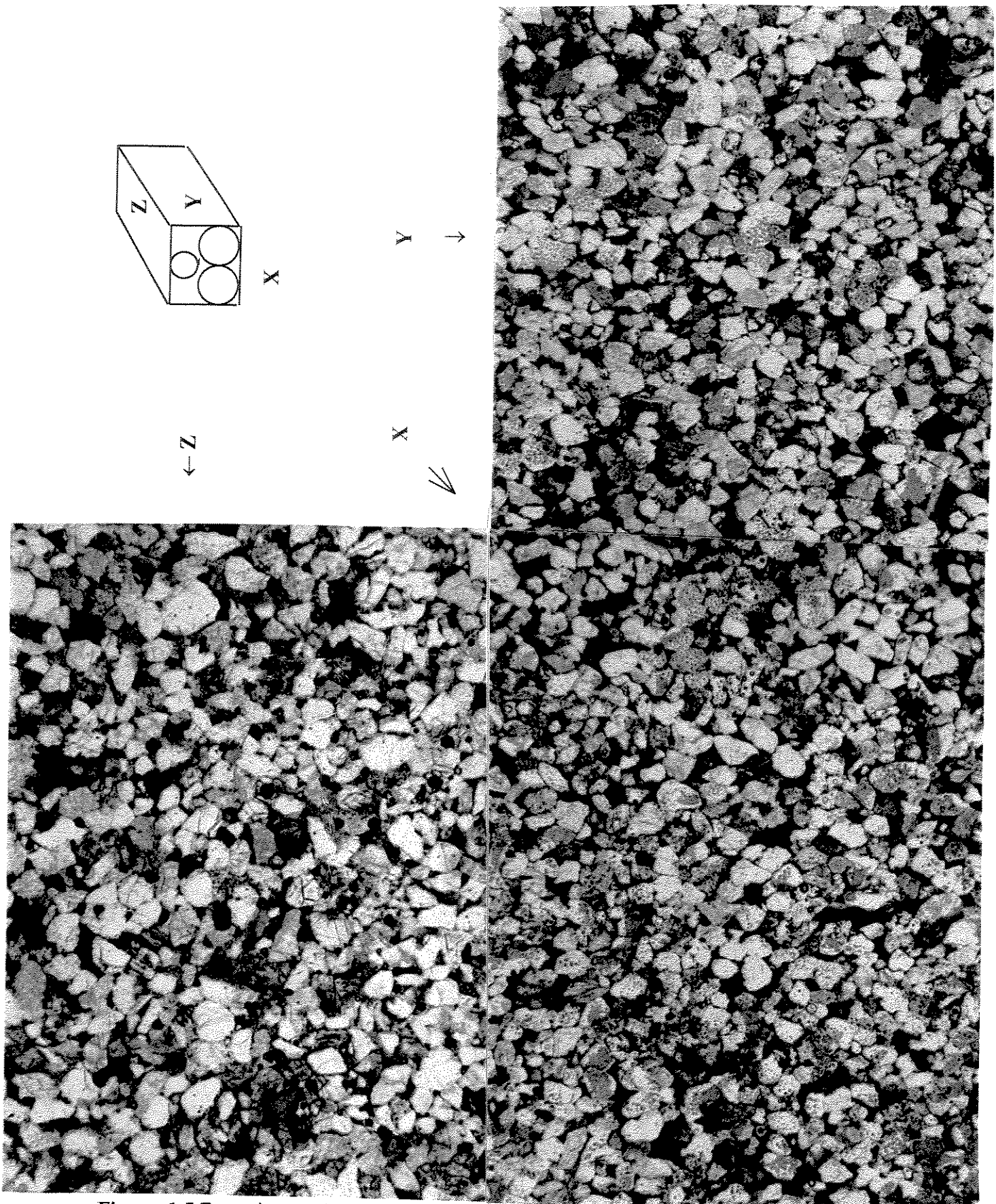


Figura 6-5 Fotomicrografias do arenito Berea com ampliação de 30 vezes. Um corte horizontal e dois verticais.

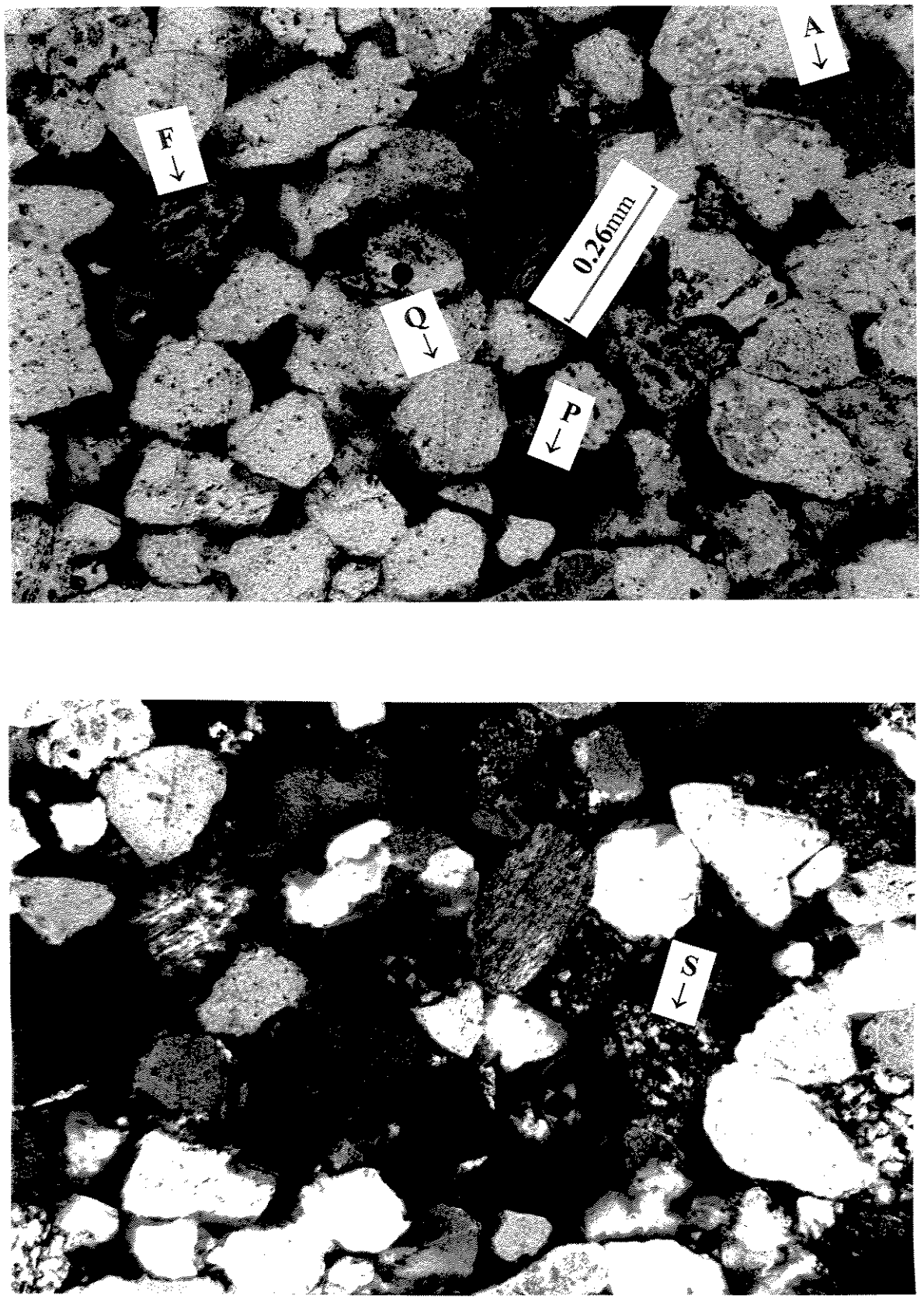


Figura 6-6 Arenito Berea - Fotomicrografia com ampliação de 110 vezes.

6.2.2 Arenito Botucatu

A análise das lâminas retiradas perpendicularmente aos eixos x e y, cujas fotomicrografias com ampliação de 30 vezes são apresentadas na Figura 6-7, comprova que este é o plano de deposição e que não existe evidências de uma direção preferencial. Pode-se adiantar que as permeabilidades nas direções x e y devem ser iguais, e que a permeabilidade na direção z é menor. Na Figura 6-8 é apresentada uma fotomicrografia, com ampliação de 110 vezes, representativa deste sistema poroso. Os códigos apresentados nesta figura são os mesmos definidos anteriormente.

6.2.2.1 Tamanho e Forma dos Grãos

Pela análise visual da Figura 6-8 nota-se que os grãos são bem selecionados, predominantemente arredondados, com boa esfericidade, apresentando algumas reentrâncias, ou seja, alguma rugosidade externa. Isto se deve, provavelmente, a corrosão por carbonato. A dúvida em relação a este tipo de corrosão é devido ao fato de não ter sido encontrado nenhum resíduo de cimento carbonático. Os grãos mais grosseiros tem a maior dimensão em torno de 32 μm e os mais finos tem a maior dimensão em torno de 150 μm.

6.2.2.2 Empacotamento

Os contatos entre os grãos são predominantemente pontuais. Apresenta uma granulometria bimodal em níveis em que predominam os grão grosseiros e níveis em que há 50% de grãos finos e 50% de grãos grosseiros.

6.2.2.3 Composição do Arcabouço

Trata-se de um quartzarenito com o arcabouço sendo composto por:

- quartzo - predominância muito grande
- silex (fragmentos de rocha) - muito pouco

Não apresenta matriz e o cimento é composto por película argilosa.

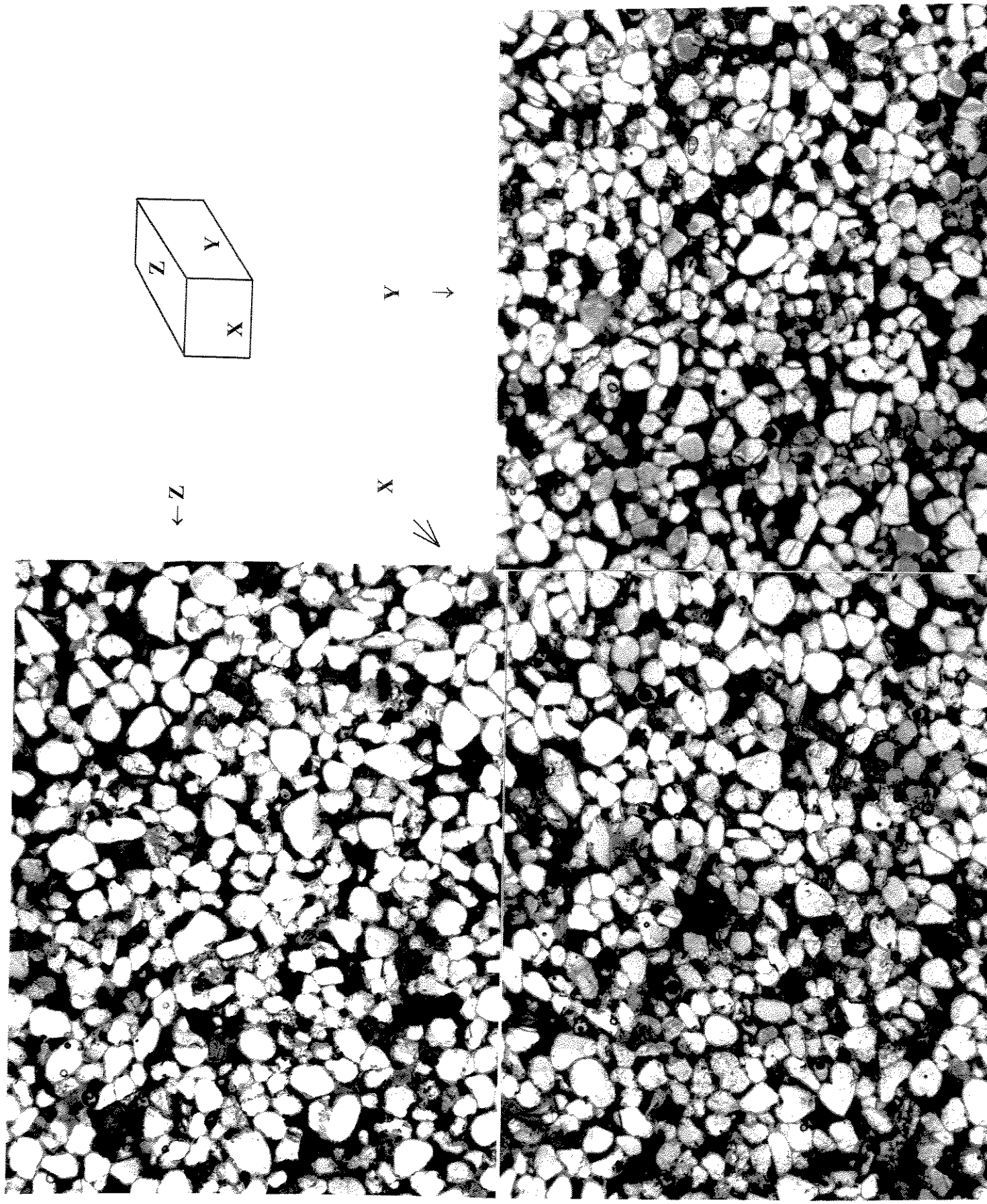


Figura 6-7 Arenito Botucatu - Fotomicrografia com ampliação de 30 vezes.

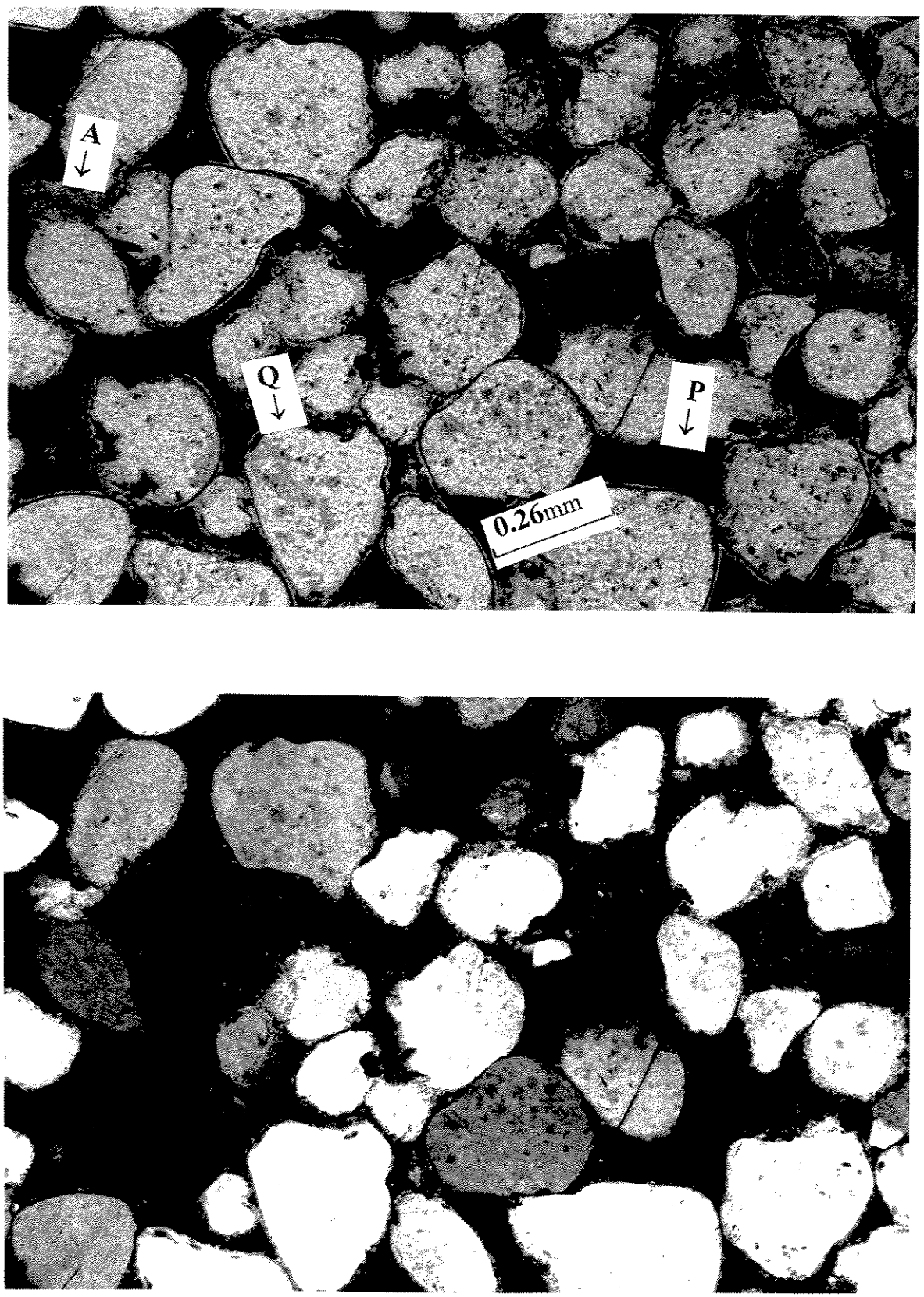


Figura 6-8 Arenito Botucatu - Fotomicrografia com ampliação de 110 vezes.

6.2.2.4 Porosidade e Diagênese

A porosidade é dominantemente intergranular. Com exceção de uma película argilosa em torno dos grãos do arcabouço, não foram observados outros produtos diagenéticos no arenito Botucatu estudado.

6.3 Medidas de Heterogeneidades

Como os testes de deslocamentos realizados nesta pesquisa foram em meios porosos naturais consolidados, deve-se ter em mente que em decorrência da complexa forma em que estes reservatórios são depositados e as complexas transformações diagenéticas por que passam, não existe reservatório totalmente homogêneo. Se a ocorrência de heterogeneidade irá ou não controlar o processo de deslocamento, isso deve ser analisada em função da grandeza dos fenômenos que estão envolvidos no processo.

Nas análises anteriores dos sistemas porosos, pôde ser observado que as amostras do arenito Botucatu e Berea apresentam laminações paralelas ao plano de deposição. Conforme observado por Huang (40), isto é um característica da maioria dos sedimentos clásticos. A depender do grau de laminação, pode-se esperar uma significativa influência na eficiência do deslocamento do óleo e água e na saturação residual de óleo. Uma estrutura laminada representa numa determinada escala, um tipo de retenção de óleo, que está entre a retenção a nível de poros (referida como saturação residual) e a de escala de reservatório (referida como eficiência de varrido). Assim a quantidade de óleo residual depende dos detalhes de pequenas heterogeneidades e das propriedades petrofísicas da rocha, particularmente a molhabilidade.

Como as heterogeneidades estão sempre presentes e, mesmo sabendo que a principal influência destas laminações é na eficiência do deslocamento vertical, o que não é o caso em estudo, deve ser feito uma avaliação do grau destas heterogeneidades e seus efeitos sobre o processo de deslocamento. Isto pode ser feito com base em alguns parâmetros já consagrados na engenharia de reservatórios. Dentre estes, pode-se destacar os coeficientes de Lorenz, Dykstra-Parsons e o fator de heterogeneidade de

Koval. Nestes coeficientes é feita a correlação entre a capacidade de fluxo, F, que é dado por:

$$F_n = \sum_{l=1}^{n} \frac{k_l h_l}{H_t \bar{k}} \quad \text{..... 6.1}$$

e a capacidade de estocagem C, dada por,

$$C_n = \sum_{l=1}^{n} \frac{\phi_l h_l}{H_t \bar{\phi}} \quad \text{..... 6.2}$$

onde: n = número de camadas

H_t = espessura do reservatório

h_t = espessura da camada l

k_l = permeabilidade da camada l

ϕ_l = porosidade da camada l

$\bar{k}$ = permeabilidade média ponderada

$\bar{\phi}$ = porosidade média ponderada

Quando plotado F *versus* C (Figura 6-9), a inclinação da curva para um determinado C, corresponde à velocidade intersticial neste ponto, dividida pela velocidade intersticial média de todo conjunto. Assim o afastamento da curva em relação à reta de 45^0 é a medida da heterogeneidade do sistema.

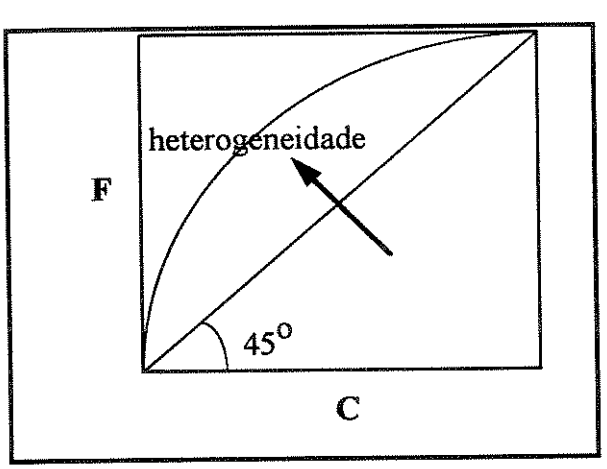


Figura 6-9 Esquema do gráfico da capacidade de fluxo e estocagem

A aplicação deste método para as amostras utilizadas na pesquisa resulta sempre numa reta coincidente com a reta de 45^0, mesmo para as amostras mais estratificadas do arenito Berea e do Botucatu. A explicação para esta tendência é que, esses índices são altamente influenciados por grande diferenças nas condições permo-porosas e, nessa escala, não existem camadas que comprometem drasticamente o fluxo, principalmente o fluxo paralelo ao plano de deposição. As diferenças nas propriedades permo-porosas entre as camadas com melhores condições e as piores é muito pequena, podendo-se estimar, por exemplo, que na amostra mais heterogênea, tanto do arenito Berea quanto do Botucatu, a permeabilidade varia de 100 a 1000 mD ($9{,}869\ 10^{-14}$ a $9{,}869\ 10^{-13}$ m^2), e a correspondente variação da porosidade pode ser estimada entre 10 a 25%. Mesmo neste caso a aplicação dos índices de heterogeneidades revelam um alto grau de homogeneidade para a amostra.

Esta discussão evidencia que a aplicação destes índices é mais apropriada para escala de campo, sendo que para a escala de laboratório estes índices carecem de ajustes que levem em consideração as alterações na dispersividade e pressão capilar devido às não uniformidades. Por esta razão, normalmente em escala de laboratório, as não uniformidades são ignoradas, e os cálculos para o deslocamento são feitos levando em consideração um modelo de meio poroso uniformemente heterogêneo (Lake (51)).

6.4 Análise Petrofísica

As principais propriedades geométricas e petrofísicas das amostras que foram retiradas dos blocos, apresentados nas Figura 6-1 e 6-2, e que foram utilizadas no estudo de deslocamento imiscível, são apresentadas na Tabela 6-1.

Os resultados das análises petrofísicas que são apresentados a seguir foram obtidos em testes realizados no Centro de Pesquisa da Petrobrás, Setor de Tecnologia de Recuperação e Análises de Reservatório (Cenpes/Diger/Setres).

6.4.1 Pressão Capilar

Os resultados da pressão capilar pelo método da membrana são apresentados na Figura 6-10. Por este método a amostra é inicialmente saturada com água que é deslocada através da injeção de ar

Na Figura 6-11 são apresentadas as curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio. Com base neste resultado pode ser feito a estimativa da distribuição das gargantas de poros em relação ao mercúrio. O resultado é apresentado na Figura 6-12, através da qual nota-se que, para ambos sistemas porosos, o tamanho médio de garganta de poros está em torno de 30 μm, valor compatível com as medidas realizadas através das fotomicrografias.

Tabela 6-1 Características das amostras dos arenitos Botucatu e Berea

Característica	Botucatu	Berea	Berea	Berea	Berea
	P1	P1	P2	P3	P4A
Comprimento (cm)	28.00	19.00	19.00	30.80	40.00
Diâmetro (cm)	5.52	5.50	5.48	5.08	5.08
Área Transversal (cm^2)	23.93	23.76	23.59	20.26	20.26
Volume Total (cm^3)	670.08	470.41	459.92	617.78	810.40
Volume Poroso (cm^3)	149.61	98.74	99.24	133.67	188.86
Massa Total (g)	1378.07	918.39	910.75	1255.20	1625.78
Porosidade (%)	22.32	21.87	22.14	21.64	23.29
Permeabilidade ao N2 (mD)	453.75	851.00	827.80	711.00	939.42

6.4.2 Permeabilidade Relativa

Para a determinação das curvas de permeabilidade relativa foi utilizada como fase aquosa uma solução salina com 30000 ppm de NaCl e como fase oleosa o óleo refinado ENCA. A viscosidade da solução salina é da ordem de 0.99 cP (0,00099 Pa.s), à temperatura ambiente, e a do óleo de aproximadamente 19 cP (0,019 Pa.s).

Deve ser observado que a determinação da permeabilidade relativa destes sistemas porosos só foi possível após a calcinação das amostras a uma temperatura de 600 °C. Sem a calcinação os testes não foram conclusivos, fruto do anormal crescimento da pressão no momento da erupção da água, possivelmente, devido à forte molhabilidade e/ou à migração de finos. As curvas de permeabilidades relativas óleo/água são apresentadas na Figura 6-13, de onde observa-se que são sistemas porosos molháveis à água, com o arenito Berea mais fortemente molhável.

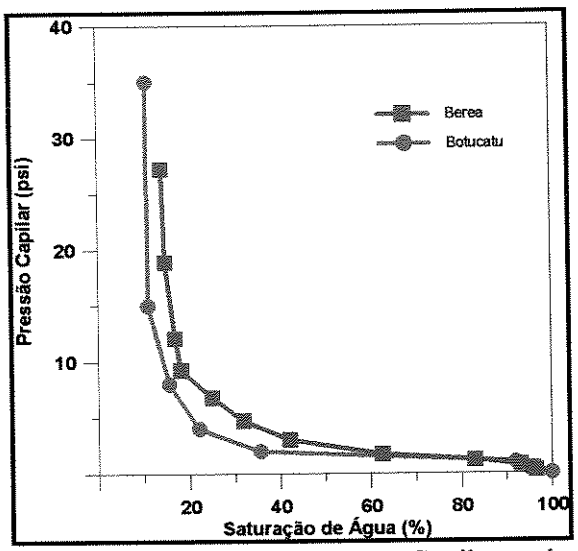


Figura 6-10 Arenito Berea e Botucatu - Pressão Capilar, método da membrana

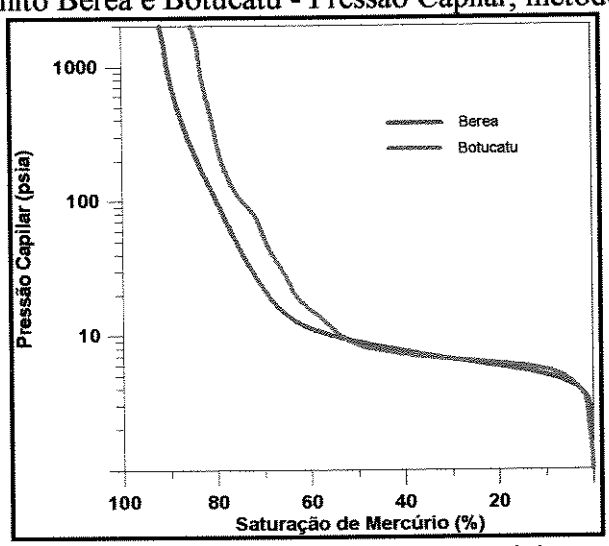


Figura 6-11 Arenito Berea e Botucatu pressão capilar por injeção de mercúrio

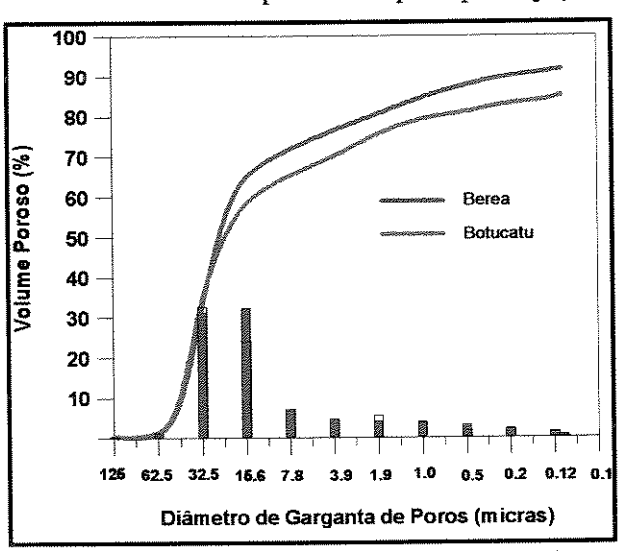


Figura 6-12 Distribuição do Tamanho de Gargantas de Poros.

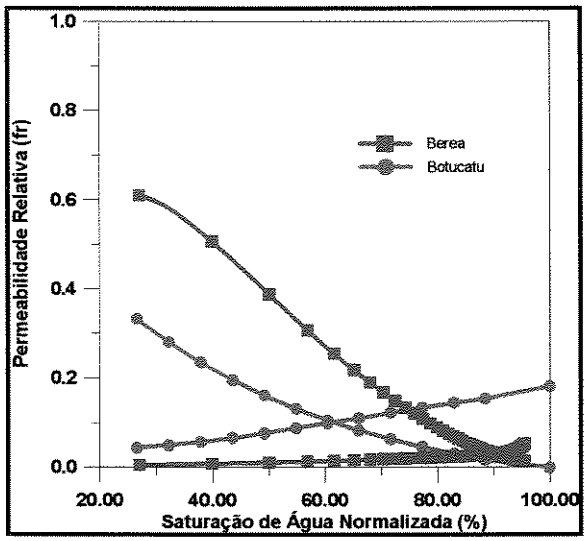


Figura 6-13 Arenito Berea e Botucatu Permeabilidade Relativa Óleo/Água

6.4.3 Permeabilidade Através da Mini-Permeametria

Tendo em vista uma caracterização detalhada da permeabilidade das amostras e futura simulação para comparação dos resultados reais e numéricos, foi utilizado o mini-permeâmetro para obtenção dos comportamento da permeabilidade nas direções principais de fluxo.

Utilizando um mini-permeâmetro manual, esta caracterização foi feita nas amostras Berea 1 e 2 somente em suas condições originais, pois devido a problemas durante os testes de deslocamento as mesmas foram inutilizadas e não tinha sentido este estudo após os testes. Já nas amostras Berea 4A e Botucatu 1 a caracterização foi feita com a utilização de um mini-permeâmetro automático com aquisição computadorizada dos dados. Devido às dificuldades na obtenção destas amostras, a caracterização só foi possível após as mesmas terem sido submetidas aos testes de deslocamento água - óleo.

As medidas de mini-permeametria foram realizadas nos aparelhos de propriedade da Petrobrás/Cenpes/Diger.

O minipermeâmetro é um aparelho portátil para medição de permeabilidade ao nitrogênio. O gás comprimido a 1800 psi (12,41 10^6 Pa) é armazenado num cilindro de aço com capacidade para 1000 cm^3 (10^{-3} m^3) alimenta a central do equipamento,

onde se controla o fluxo de gás. Nela encontram-se também os indicadores de vazão e pressão de gás injetado.

Esta central conecta-se à sonda, que consiste em corpo metálico ao qual se acopla uma ponteira de silicone ou borracha. Através desse conjunto o fluxo de gás é conduzido à superfície da rocha para medição da permeabilidade.

Os atributos relevantes para as medições são: (1) posições dos pontos lidos (estações); (2) pressão atmosférica; (3) pressão de injeção; (4) vazão e (5) diâmetro interno da ponteira.

Os transdutores de pressão tem uma precisão de 0.05 psi (344,74 Pa) e os medidores de vazão de gás exibem vazões de nitrogênio em três escalas distintas: de 0 a 50, de 0 a 500 cm3/min, e de 0 a 2 l/min.

Em relação às medidas com o minipermeâmetro devem ser feitas as seguintes observações:

1. Os valores obtidos são pontuais e portanto, a geometria local da distribuição de poros tem grande influência no resultado.

2. Algumas reduções nos valores de permeabilidade, podem ser devido a heterogeneidade que aparece em forma de uma fina camada que atravessa toda amostra

6.4.3.1 Minipermeametria nas Amostras Berea 1 e 2

Para estas medições foi utilizada uma ponteira com 1/8'' de diâmetro interno. Também deve ser observado que a equação de Darcy modificada para o cálculo da permeabilidade, inclui um fator de forma para geometria de fluxo esférico. No caso em que os pontos estão localizados na lateral do cilindro a geometria do fluxo não será exatamente esférica, havendo portanto uma alteração no valor de permeabilidade fornecida. Na Figura 6-14 é indicada a localização dos pontos lidos nas amostras e no corpo do arenito Berea. Na Figura 6-15 e 6-16 são apresentados, respectivamente para as amostras 1 e 2, os resultados, ao longo das linhas, que são representativas das faces do bloco de onde foram retiradas as amostras.

Observa-se que os resultados são compatíveis com a interpretação sobre a orientação do bloco em relação à deposição, ou seja, as permeabilidades na direção vertical, principalmente na face 3 são, sistematicamente, menores que as tomadas na direção horizontal. Observa-se também, através da Figura 6-16, que existe uma redução da permeabilidade na amostra 2 que está localizada a aproximadamente 6 cm da origem.

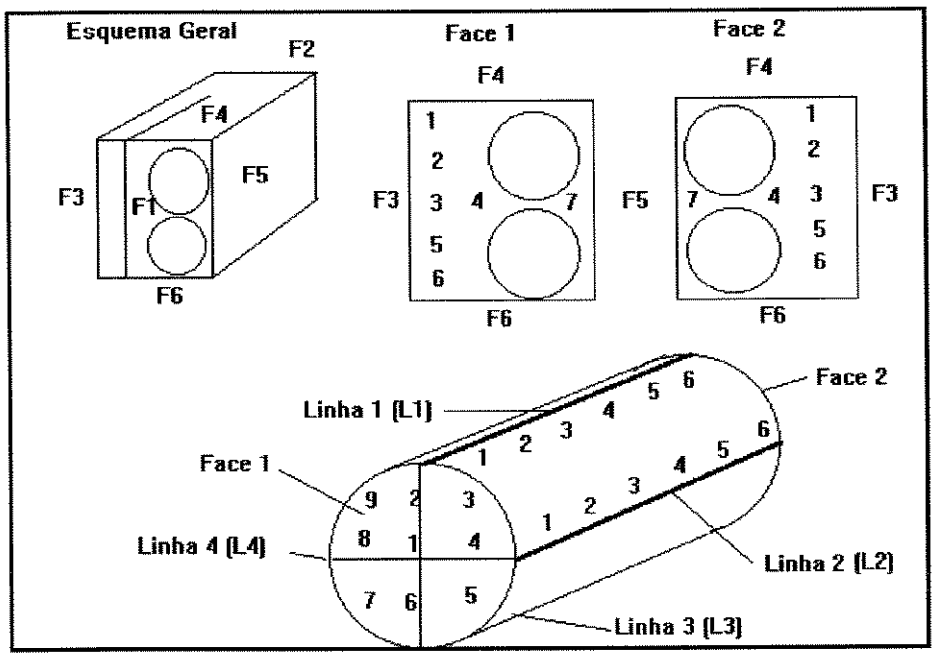


Figura 6-14 Arenito Berea - Localização dos Pontos para Medidas da Permeabilidade com o Mini-Permeâmetro.

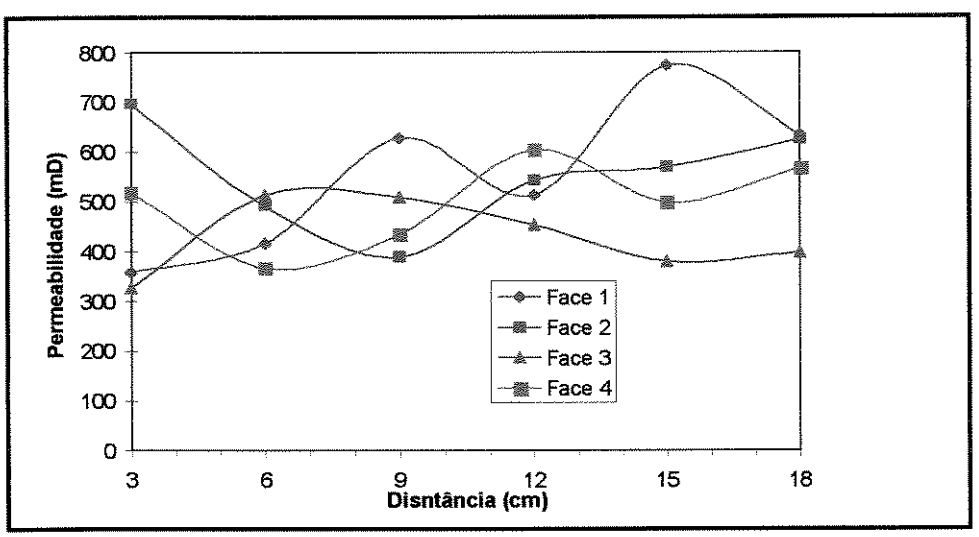


Figura 6-15 Arenito Berea 1- Permeabilidade com Mini-Permeâmetro.

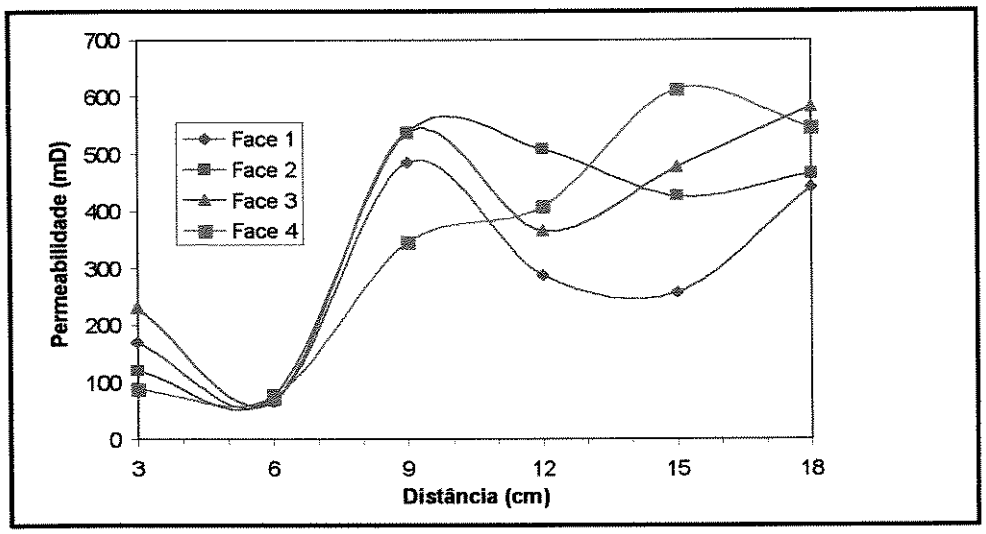


Figura 6-16 Arenito Berea 2 - Permeabilidade com Mini-Permeâmetro.

6.4.3.2 Mini-Permeametria nas Amostras Berea 4A e Botucatu 1

Após os testes de deslocamento água - óleo, estas amostras foram limpas e cortadas para a caracterização através da mini-permeametria, para a determinação da distribuição da permeabilidade nas três direções principais, visando sua utilização na simulação numérica dos testes. Com este objetivo as amostras foram cortadas em cubos, com 3 cm (0,03 m) de lado, nos quais foram medidas as permeabilidades nas três direções. Também foram preparado discos, com o diâmetro da amostra e 1.5 cm (0,015 m) de altura, através dos quais foram obtidas as permeabilidades na direção principal de fluxo, em uma malha regular de aproximadamente 1 cm (0,01 m), totalizando 21 pontos para medidas. Na Figura 6-17 são apresentadas as posições em que foram retiradas cada amostra e na Figura 6-18 é mostrada a malha para determinação das permeabilidades na direção principal de fluxo e nas três direções principais.

Na Figura 6-19 é apresentada uma fotografia das amostras já preparadas para as medidas com o mini-permeâmetro.

Os resultados das 21 medidas para cada disco das amostras do arenito Berea e Botucatu são apresentados na Tabela 6-2. Os resultados das medições feitas nos cubos do arenito Berea são apresentadas na Figura 6-20 e para o arenito Botucatu na Figura 6-21.

A análise destas medições conduzem às seguintes observações:

Amostra Berea

1. A permeabilidade na direção do fluxo, representadas pelas medidas nos cilindros, tende a ser mais alta, na região esquerda até a metade do comprimento da amostra

2. A permeabilidade no plano vertical sempre ficou mais baixa que a medida no plano horizontal

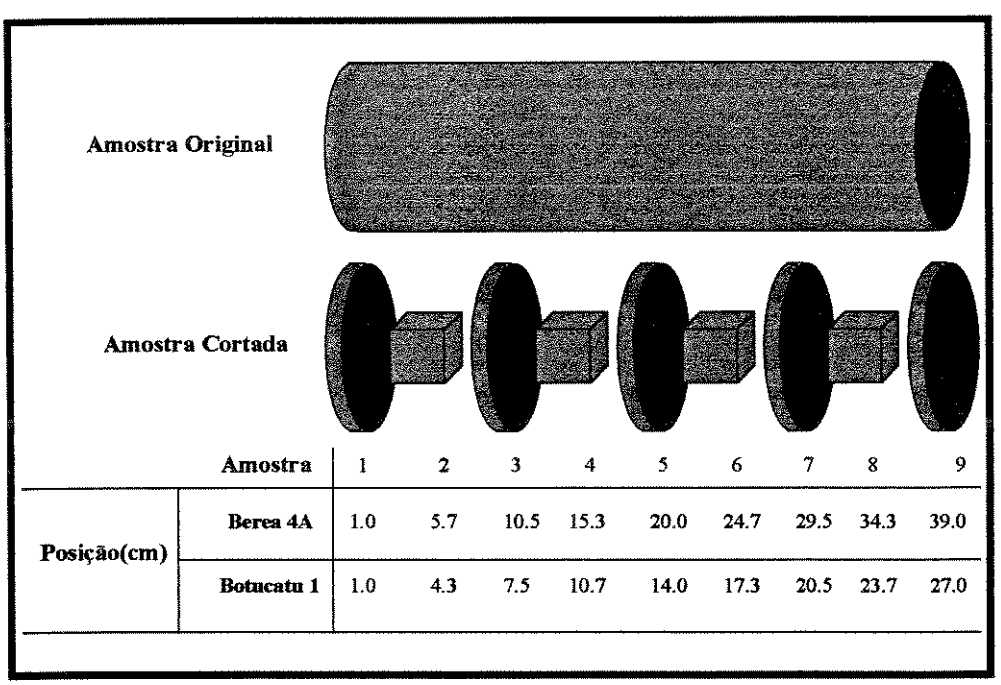
3. Os valores são consistentes, com somente alguns pontos com grande desvio

Amostra Botucatu 1

1. Somente as medidas no primeiro cilindro ficaram acima dos demais

2. Aparentemente existe uma boa distribuição da permeabilidade nas seções

3. A permeabilidade nas três direções podem ser consideradas iguais



	Amostra	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Posição(cm)	Berea 4A	1.0	5.7	10.5	15.3	20.0	24.7	29.5	34.3	39.0
	Botucatu 1	1.0	4.3	7.5	10.7	14.0	17.3	20.5	23.7	27.0

Figura 6-17 Posição das Amostras para Mini-Permeametria

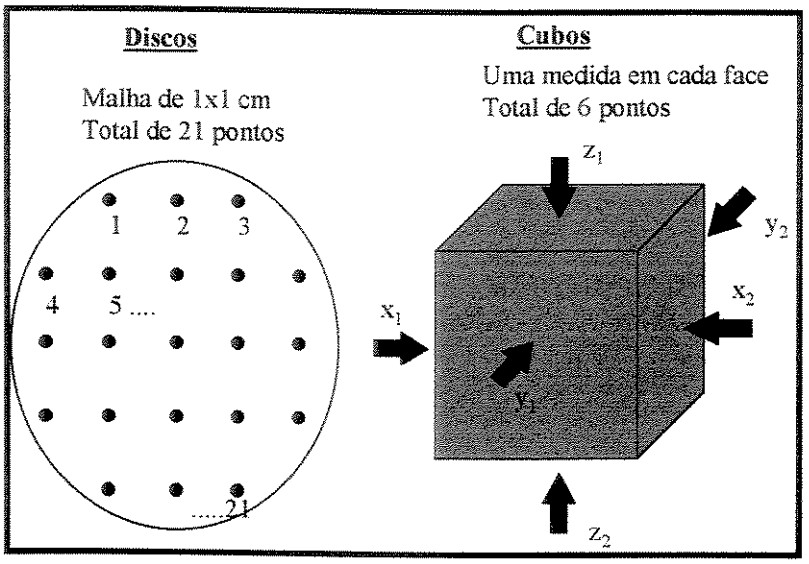


Figura 6-18 Localização dos Pontos para Medida de Permeabilidade

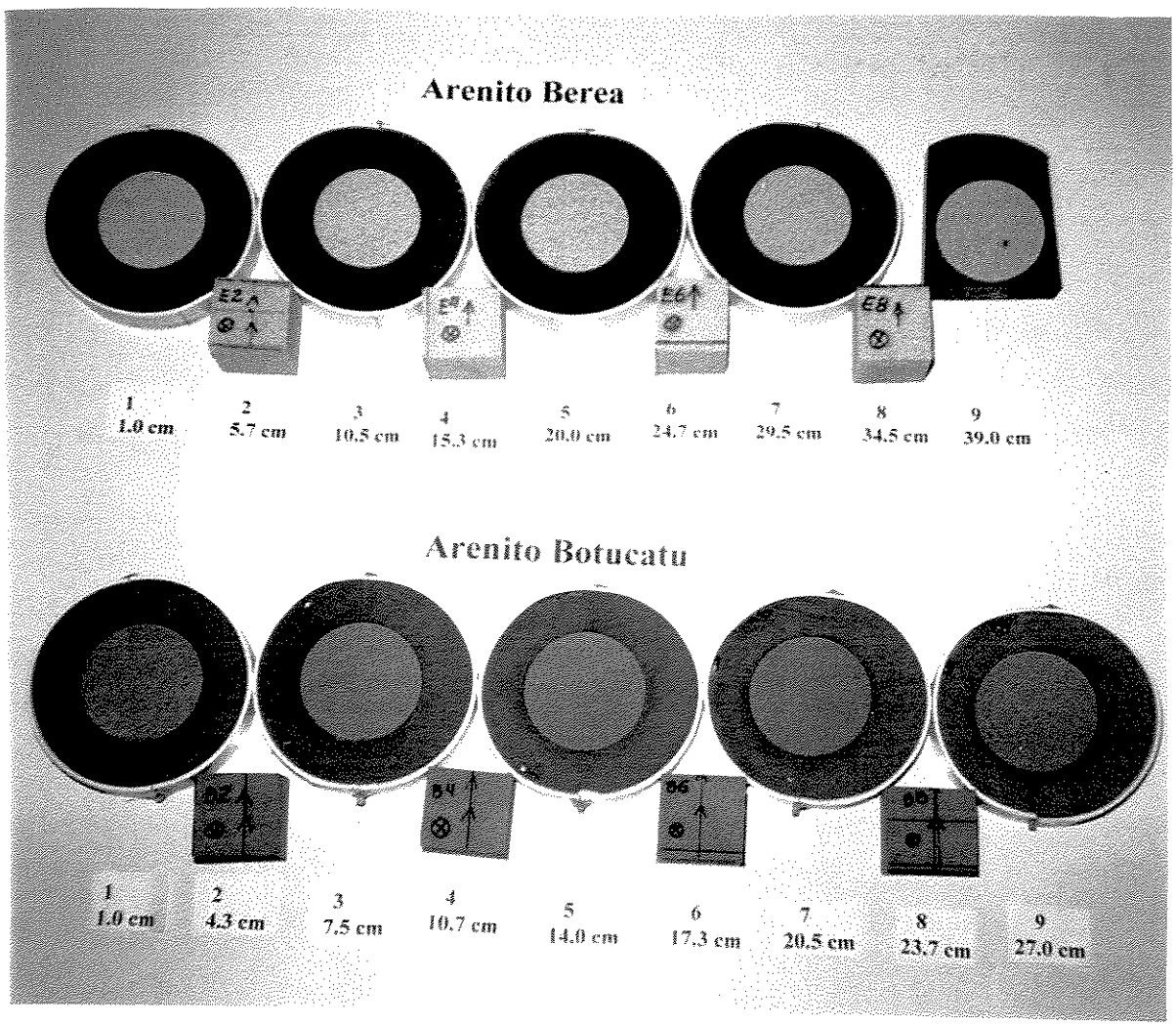


Figura 6-19 Berea 4A e Botucatu 1 Preparadas para Minipermeametria

Tabela 6-2 Permeabilidade (mD) na Direção do Fluxo

Berea 4A					**Botucatu 1**				
Disco 1					Disco 1				
	537	533	435			391	604	571	
627	582	528	559	457	331	386	535	741	523
706	654	574	541	564	409	577	583	646	661
624	677	624	656	476	346	588	672	586	791
	586	638	514			370	570	585	
Disco 3					Disco 3				
	952	685	499			248	339	282	
893	705	641	591	336	225	227	218	216	309
691	622	527	501	497	199	165	252	279	358
741	691	576	457	338	224	255	227	336	376
	658	579	508			256	243	354	
Disco 5					Disco 5				
	1280	632	507			280	354	296	
2220	737	690	640	339	264	300	252	252	289
863	766	639	552	453	279	297	302	260	278
754	780	732	559	302	272	268	338	280	280
	643	694	565			334	340	371	
Disco 7					Disco 7				
	948	830	783			224	205	261	
533	801	663	581	614	246	265	226	210	304
496	855	709	557	552	273	279	240	288	278
510	819	796	670	550	232	249	249	255	313
	352	619	670			219	315	241	
Disco 9					Disco 9				
	559	771	649			250	310	294	
641	807	864	966	696	243	291	272	296	276
764	908	871	993	777	311	282	244	257	289
864	946	909	1040	600	224	225	196	225	263
	762	858	895			180	213	217	

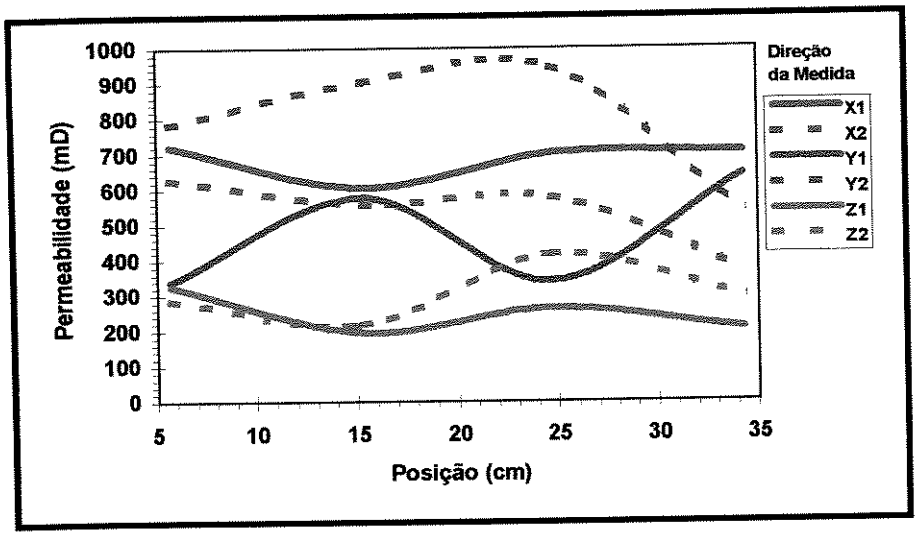


Figura 6-20 Berea 4A - Permeabilidade nas Três Direções

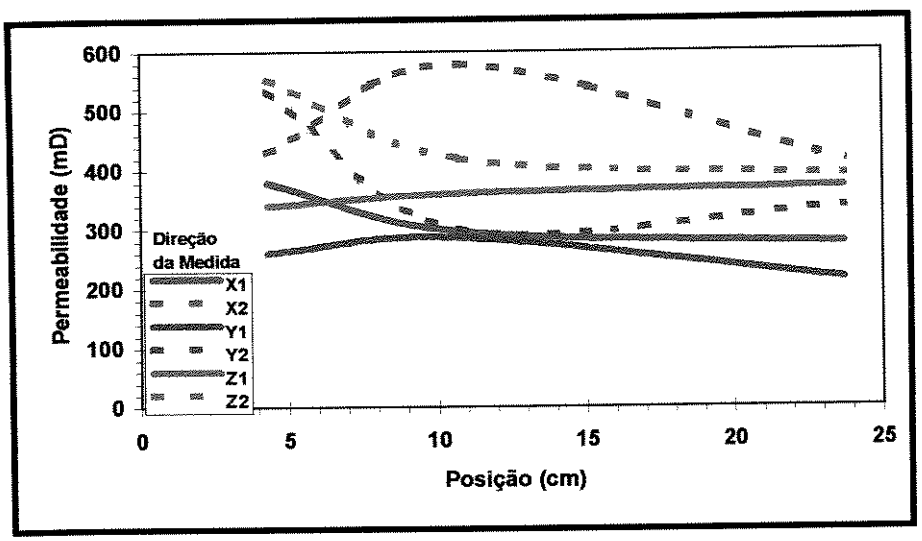


Figura 6-21 Botucatu 1 - Permeabilidade nas Três Direções

6.5 Fluidos

Para os testes foram utilizados os seguintes óleos minerais: neutro pesado, ENCA, Nujol e uma mistura de Unipar (95%) com Nujol (5%). Na temperatura em que foram realizados os testes de deslocamento, esses óleos proporcionaram viscosidade variando de 18 a 320 cp. O objetivo desta faixa de viscosidade foi a verificação da sensibilidade da permeabilidade relativa e geometria do deslocamento com várias razões de mobilidade entre a água e o óleo. Também para verificar esta sensibilidade para diferentes graus de instabilidade do fluxo.

Como fase aquosa foi utilizada uma solução salina com 130.0 g/litro de Iodeto de Potássio. A utilização do Iodeto de Potássio foi por duas razões: a primeira é que, devido ao seu elevado peso molecular (166), possui uma alta "densidade" tomográfica, portanto, é um bom contrastante; em segundo lugar, é que por ser um sal possui, a propriedade de inibição de inchamento de possíveis argilas presentes no meio poroso, apesar dos testes mostrarem que a utilização de água doce não causava alteração nas condições de fluxo. As principais características dos fluidos são apresentadas na Tabela 6-3

A tensão interfacial foi medida com do método do anel à temperatura de 20 °C.

Tabela 6-3 Propriedades dos Fluidos

Fluido	ρ **(g/cm^3)**	σ **(dyna/cm)**
Sol. de KI @ 25°C	1.08607	
Óleo pesado @ 25° C	0.8836	28.8
Óleo ENCA @ 20° C	0.8300	43.7
Óleo Nujol @ 20° C	0.8420	47.8
Óleo Nujol+Unipar (5%) @ 20° C	0.8390	44.5
Óleo Unipar @ 25° C	0.7536	25.0

Na Figura 6-22 são apresentadas as medidas de viscosidade em quatro temperaturas e as curvas ajustadas, obtidas através de equação exponencial, para esta faixa de temperatura

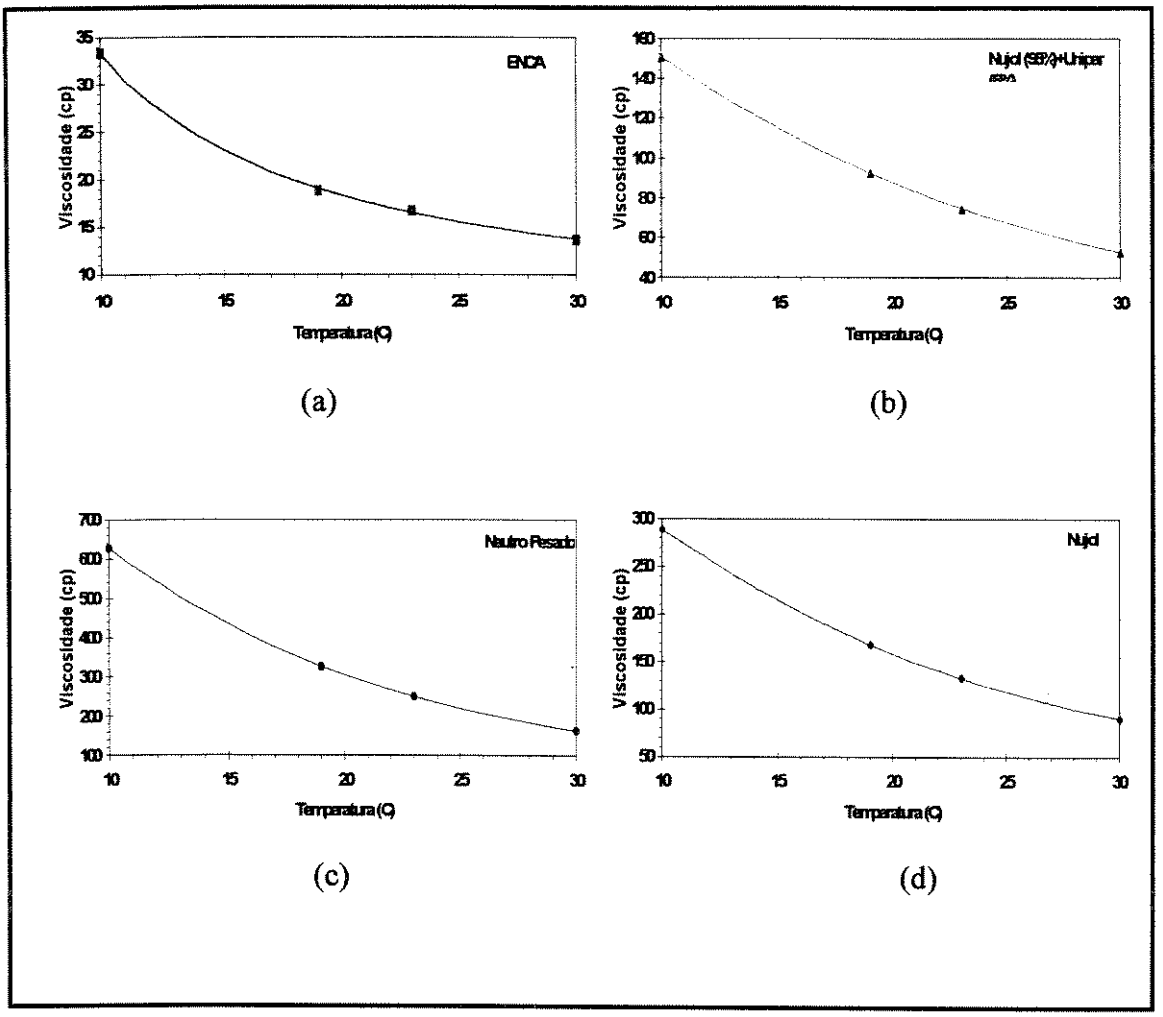


Figura 6-22 Viscosidade dos óleos utilizados: (a) EMCA, (b) mistura Nujol (95%) + Unipar (5%), (c) Neutro pesado e (d) Nujol puro.

Capítulo 7

7. Equipamentos e Procedimentos Experimentais

Neste capítulo é feita a descrição dos equipamentos, dos principais procedimentos adotados na preparação das amostras e condução dos testes e a aplicação dos critérios mais aceitos atualmente para definição das características do deslocamento imiscível óleo-água no meios porosos.

7.1 Equipamentos Utilizados

O aparato com os equipamentos básicos para os testes são apresentados na Figura 7-1. Dentre os principais componentes destacam-se:

- Um micro computados 486
- Uma balança (Mettler) à montante da bomba de injeção
- Uma bomba (Watter) de injeção à vazão constante
- Quatro garrafas de inox
- Nove transdutores de pressão (Validyne)
- Uma balança (Mettler) à jusante da amostra

7.2 Sistema de Aquisição Automática de Dados

A aquisição dos principais parâmetros que caracterizam a dinâmica dos testes de deslocamento foi feita através de um sistema computadorizado de aquisição de dados. Este sistema era composto por um micro computador 486, dotado de uma placa

analógico/digital com 16 canais e duas entradas seriais - protocolo RS 232. Como gerenciador deste sistema foi utilizado o *software* Aqdados®, desenvolvido pela Lynx.

A pressão à montante, à jusante e ao longo da amostra foram monitoradas através de transdutores de pressão e enviadas de forma analógica para a placa AD/DA, que convertia os sinais analógicos em sinais digitais.

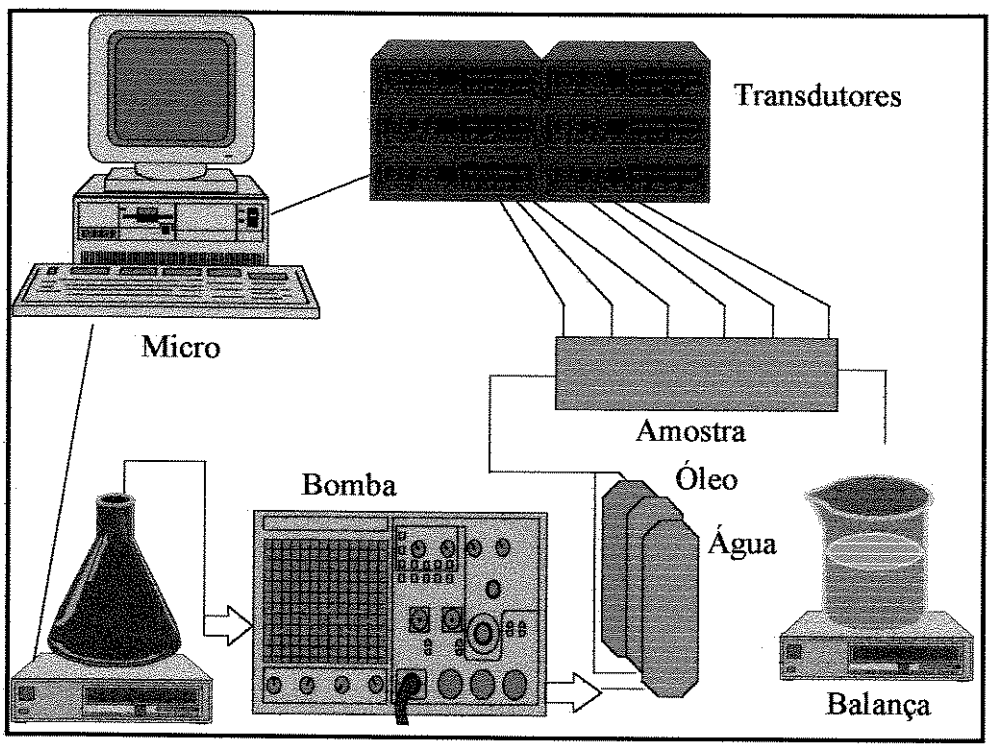


Figura 7-1 Esquema da instrumentação utilizada

Já os dados referentes à massa injetada e produzida, eram registrados pelas balanças Mettler, cujos sinais eram enviados na forma analógica para as portas seriais. O programa gerenciador da aquisição de dados foi adaptado para coletar e processar, também, os dados informados pelas portas seriais.

Os dados foram coletados com freqüência de 5 segundos e registrados em arquivo permanente no disco rígido do micro computador, para posterior tratamento e análises.

7.3 Preparação das Amostras

A preparação das amostras que foram utilizadas nos testes de deslocamento óleo-água, foi uma das etapas da pesquisa que exigiu muito cuidado, pois qualquer falha, fosse devido à deficiência de projeto ou de construção poderia comprometer todas etapas seguintes.

As amostras que foram utilizadas neste trabalho foram preparadas seguindo as etapas apresentadas esquematicamente na Figura 7-2, sobre as quais serão feitos alguns comentários a seguir.

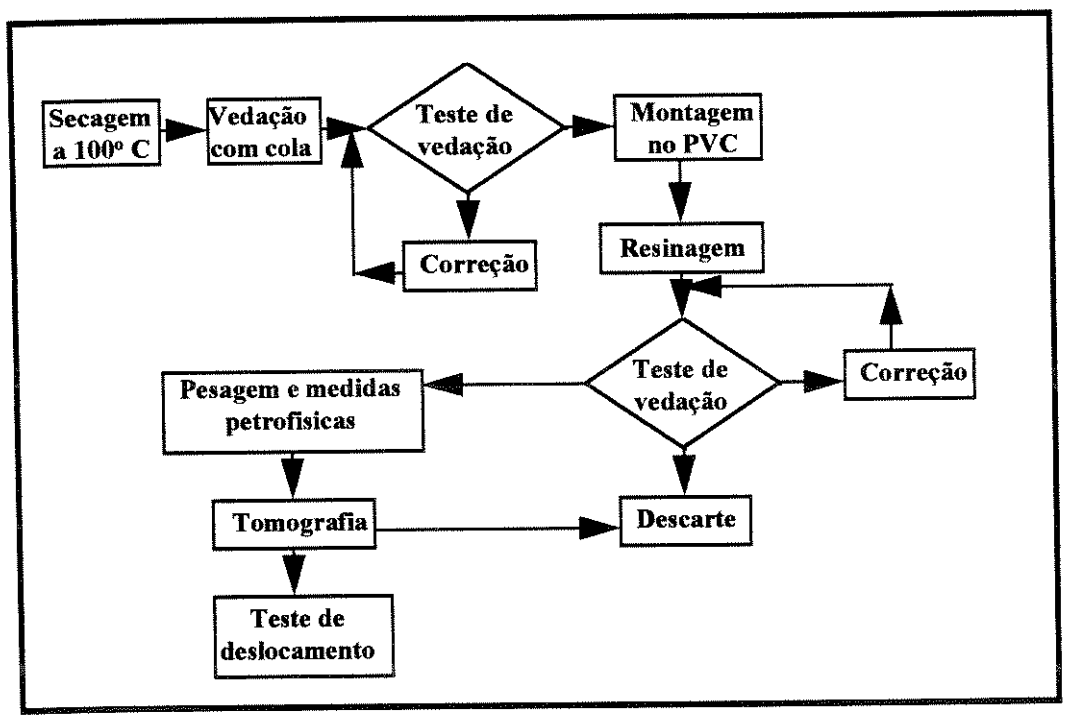


Figura 7-2 Etapas da preparação das amostras

Inicialmente, foi feita uma secagem das amostras do arenito Berea e Botucatu a uma temperatura de 100 °C durante 48 horas. Após este período foram feitas as medidas da geometria e pesagem a seco de cada uma delas. A opção em não calcinar as amostras, ou seja, não submetê-las a altas temperaturas, foi para que as mesmas conservassem suas propriedades originais. Dessa forma as análises micrográficas que foram realizadas com as amostras nas condições originais, seriam mais representativas para a correlação com os dados petrofísicos e o comportamento do fluxo nos testes. Os efeitos causados pela calcinação em amostras do arenito Berea foram estudado por Ma e Morrow (58), que fizeram uma investigação das variações nas propriedades

petrofisicas causadas por diferentes condições de calcinação. Foram feitas as medidas do peso, volume, porosidade, permeabilidade ao ar e à solução salina, permeabilidade óleo/solução salina e área superficial nas amostras antes e depois da calcinação. As variações nas propriedades mineralógicas e estruturais foram determinadas por análise petrográfica de lâminas delgadas, difração de raios X e microscopia de elétrons. Uma das recomendações feita pelos autores deste trabalho é utilização da tomografia computadorizada para a verificação de ocorrências de microfraturas causadas por excessivos gradientes de temperaturas durante a calcinação. Nesta pesquisa, mesmo as amostras não tendo sido submetidas a elevadas temperaturas, antes do início dos testes foi realizada esta verificação para cada amostra.

A conclusão geral do trabalho acima citado foi que, devido às mudanças complexas causadas, a calcinação cria mais problemas do que resolve, e sempre resulta num modelo de reservatório menos realista. Dentre os efeitos indesejáveis, incluem-se danos na estrutura mineral, expansão térmica permanente, aumento da friabilidade e criação de fraturas devido aos esforços térmicos. Também podem produzir óxido de metais dos carbonatos, os quais elevam em demasia o pH das soluções salinas e as partícula finas ficam mais dispersas e migram em experimentos envolvendo fluxo de fluidos. A calcinação até temperatura em torno de 500 °C não provoca grandes alterações na composição mineralógica nem nas propriedades petrofisicas.

Após a secagem, a preparação de cada amostra para os testes seguiu as seguintes etapas:

1. Vedação, com a utilização de cola Araldite® rápida, da amostra juntamente com os difusores de acrílico, tubos de inox na entrada e saída e tubos de plásticos (Saran) para tomadas de pressão ao longo da mesma,
2. Raspagem para tornar a superficie com rugosidade suficiente para garantir uma boa adesão da cola com a resina,
3. Verificação da vedação através da injeção de ar a baixa pressão,
4. Colocação e centralização da amostra no interior do tubo de PVC, deixando um anular com espessura suficiente para suportar as pressões dos testes,
5. Resinagem com a utilização de resina da marca comercial Jumbo®, própria para concretagem na construção civil,

6. Verificação da vedação contra pressão de 200 psi (1,379 10^6 Pa),
7. Pesagem da amostra resinada juntamente com as válvulas e tampões nas tomadas de pressão ao longo da mesma,
8. Medida da porosidade e permeabilidade ao Nitrogênio,
9. Tomografia da amostra resinada e seca. O objetivo desta etapa é a obtenção dos cortes tomográficos para serem utilizados, posteriormente, nos cálculos da porosidade e saturação de fluidos e, também, para a verificação da qualidade da amostra e da resinagem. Antes da resinagem o controle da amostra pode ser visual mas, a partir desta etapa , as formas de controle são indiretas, ou seja, a partir do controle da porosidade, da permeabilidade, do índice de saturação e outros. As formas "diretas" de controle são através da utilização de ferramentas que permitem o mapeamento em três dimensões da amostra. Neste trabalho foi utilizada a tomografia computadorizada, por ser uma ferramenta confiável e precisa no mapeamento das propriedades e dectecção de falhas, e por fazer parte do escopo da pesquisa.

7.4 Saturação com Solução Salina

Mesmo a análise micrográfica tendo mostrado que o nível de argila presente nos sistemas porosos utilizados era muito baixo para influenciar a permeabilidade do meio quando na presença de água com baixa salinidade foi feita esta verificação. Para isso, inicialmente as amostras foram saturadas com água destilada desaerada. Depois era feita a saturação com a solução salina que seria utilizada nos testes de deslocamento. As etapas para a saturação inicial foram as seguintes:

1. Saturação da amostra com CO_2, através da injeção por aproximadamente 12 horas. O objetivo da saturação com CO_2 é que, como este gás é miscível com água, facilita a saturação do meio com a água ou solução salina, minimizando o trapeamento de ar em alguns poros.
2. Com a amostra posicionada verticalmente, era feito o vácuo até atingir a pressão de 0.01 Bar (1000 Pa).
3. Drenagem do ar presente na tubulação por onde seria admitida água destilada desaerada.

4. Admissão da água através da extremidade inferior por um tempo suficiente para preencher toda o meio poroso e, inclusive, os tubos para tomadas de pressão ao longo da amostra. Para garantir uma boa saturação o passo seguinte era manter a amostra pressurizada por 12 horas e, após isto, a circulação de pelo menos 3 volumes porosos de água.
5. Com a amostra totalmente saturada com água, era feito nova medida de massa.
6. Medida da permeabilidade à água destilada (água doce).
7. Substituição da água doce pela solução salina por meio da injeção de pelo menos 5 volumes porosos de solução salina.
8. Medida da permeabilidade à solução salina.
9. Tomografia computadorizada com a amostra saturada com solução salina.

7.5 Saturação de Água Irredutível

Com a amostra totalmente saturada com solução salina, era iniciada a injeção de óleo para o deslocamento de toda água móvel contida na mesma. Esta etapa é, também o ponto de partida para as ressaturações dos testes subsequentes. Para evitar efeitos da vazão de injeção na obtenção da saturação de água irredutível (*Swi*), esta era aumentada gradativamente, até o limite aceitável de pressão para cada amostra. Portanto, a condição de *Swi* em todos os testes era obtida com a injeção do óleo que seria utilizado no mesmo e com vazão de injeção acima da maior vazão projetada para os testes com este óleo.

Segundo Slobod (89), trabalhos experimentais em amostras longas, dificilmente atingem o verdadeiro valor de água irredutível, provavelmente devido a injeção de volumes insuficiente de óleo. Para atingir esta situação, mostrou que, são necessários a injeção de centenas de volumes porosos do óleo, o que para muitas pesquisas, inclusive esta, é impraticável. Como nesta pesquisa, não se dispõe deste tempo e a razão de mobilidade é favorável para o deslocamento da água, adotou-se o critério utilizado por Islam (42), ou seja, considera-se que foi atingida a saturação de água irredutível quando a razão água/óleo for menor que 1%; com um mínimo 3 volumes porosos de óleo injetado. Nos testes realizados, normalmente esta condição era atingida com a injeção de 1.5 volumes porosos de óleo.

Sarma & Bentsen (81) consideravam atingida a condição de *Swi* com a injeção de 8 a 9 volumes porosos do óleo mais viscoso que o utilizado no teste e com vazão de injeção igual à do respectivo testes. Perkins (68) adotou o mesmo procedimento, mas com a vazão de injeção bem acima da que seria utilizada no teste. Como geralmente os óleos usados são miscíveis entre si, é necessário a injeção de muitos volumes porosos do óleo do teste para deslocamento do óleo inicial. A adoção deste esquema para a condição de *Swi* deve ser feita com um rigoroso controle do efluente, pois o óleo do teste deve deslocar todo óleo viscoso utilizado para deslocar a água móvel.

Nesta etapa, também, era feita a determinação da permeabilidade relativa ao óleo com *Swi*, que além de ser um parâmetro importante para a análise dos resultados, tinha o objetivo de controlar a obtenção de um mesmo *Swi* para os testes subsequentes numa mesma amostra. Este critério foi seguido por Odeh & Dodson (61) e Peters (69).

7.6 Testes de Deslocamento do Óleo pela Água

Os testes foram realizados com vazão de injeção constante. Durante a injeção, em intervalos de tempo preestabelecidos, era feito o monitoramento da geometria do fluxo através da tomografia computadorizada. Os tempos para este monitoramento eram programados de tal forma que permitissem o acompanhamento da frente de avanço até que esta atingisse a extremidade da amostra, permitindo, portanto, a visualização da forma da frente para posterior construção dos perfis de saturação dos fluidos. Deve ser lembrado, que na tomografia helicoidal cada centímetro pode ser monitorado em um segundo, e este tempo em algumas situações, dependendo do comprimento a ser monitorado e da vazão de injeção, pode ser considerado quase que instantâneo. Em outra situações isto não é verdade, devendo, portanto, ser feita a correção dos tempos.

Os dados da massa injetada, da massa produzida e das pressões ao longo da amostra, também, eram gravados a cada 5 s. Estes registros podem ser considerados instantâneos.

Após o inicia da produção de água (BT), continuava-se com a injeção do fluido deslocante até o tempo permitido pelo proprietário do tomógrafo para a realização da última tomografia. Para as vazões mais baixas, a faixa de saturação atingida pelo fluido deslocante, principalmente em regime com muitas digitações, não era muito alto devido a necessidade de interrupção do teste para a desmontagem dos equipamentos no Hospital.

Após o encerramento do teste, a amostra era novamente ressaturada com óleo na presença de água irredutível para o início de outro teste.

Na Figura 7-3 são apresentadas as fotografias dos equipamentos montados e em funcionamento durante um teste com o monitoramento com um tomógrafo Helicoidal *Hi-Speed* da GE.

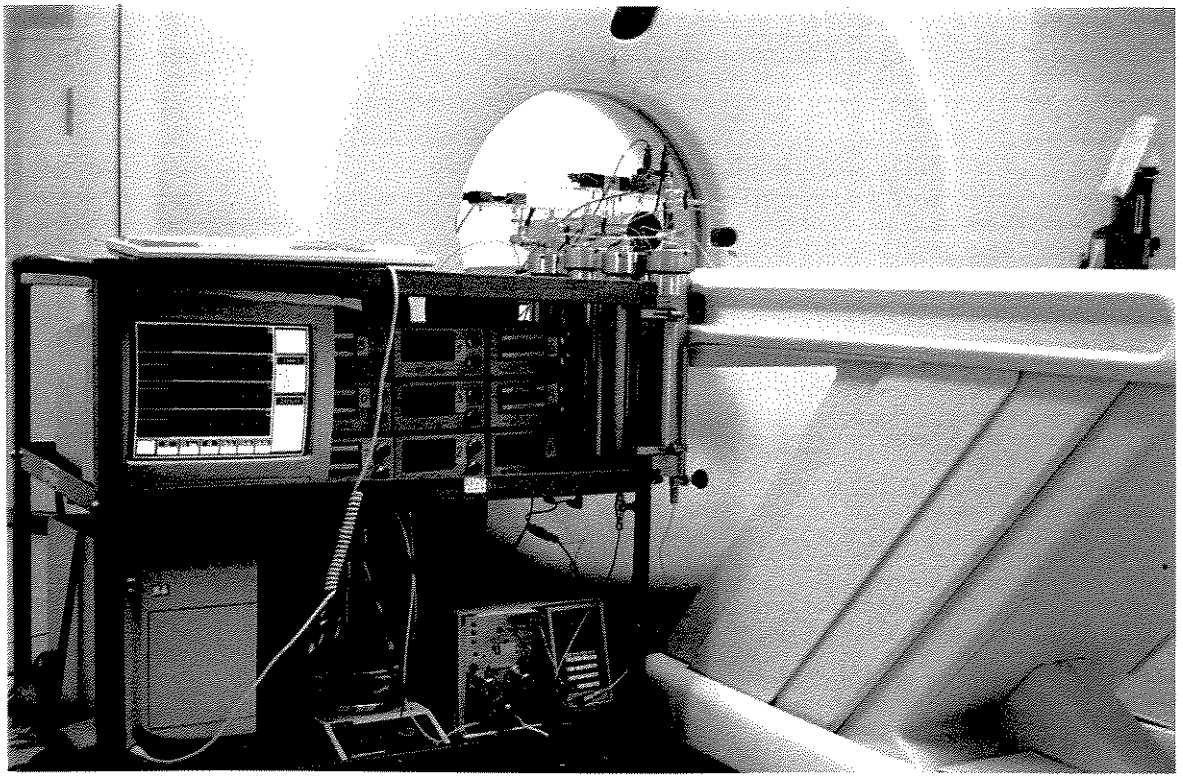
7.7 Critérios para Dimensionamento dos Testes

Os testes foram dimensionados de forma a se obter deslocamentos estabilizados e instáveis e com forças viscosas dominantes em relação à força gravitacional e capilar. Para verificação dessas condições foram aplicados alguns critérios consagrados na literatura e que serão discutidos a seguir.

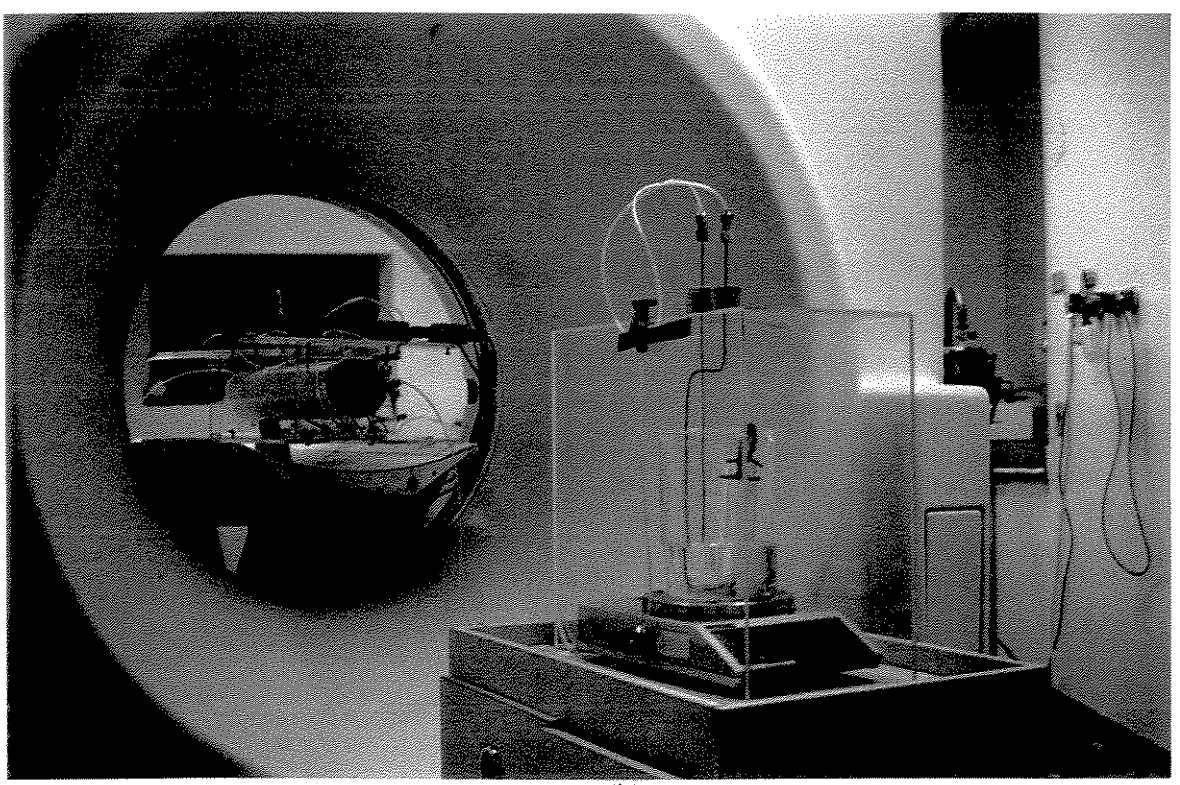
É importante lembrar a diferença entre o deslocamento estabilizado e deslocamento estável. A estabilização é representada por um estado estacionário de uma propriedade no tempo. Por exemplo, o perfil de saturação tem o mesmo formato com o decorrer do tempo, podendo o mesmo ser colapsado através de algum critério preestabelecido. A estabilidade do deslocamento implica que pequenas perturbações de ocorrência intencional ou não, sejam atenuadas.

7.7.1 Critério de Estabilidade

Para a verificação da condição de estabilidade foram aplicados os critérios desenvolvidos por Chouke *et al* (12) e implementados por Peters (69).



(a)



(b)

Figura 7-3 Equipamentos usados num teste (a) vista frontal (b) vista do sistema coletor

Pelo critério de Chouke (12) a condição necessária e suficiente para a ocorrência de instabilidade é dada pelas Equações 3.82 a 3.84, que reescritas para um deslocamento unidimensional ficam:

$$M^0 > 1 \quad \text{ou} \quad u_x > u_c \quad \text{e} \quad \lambda_c < (H_x)_{mas} \qquad \text{..... 7.1}$$

Onde $(H_t)_{max}$ é a altura, ou o diâmetro, da amostra

A velocidade crítica foi deduzida como:

$$u_c = \frac{K\dfrac{K^0_{rw}}{\mu_w}(\rho_w - \rho_o)g\cos\alpha}{(M^0 - 1)} \qquad \text{..... 7.2}$$

Onde, a razão de mobilidade nos pontos terminais é dada por,

$$M^0 = \frac{K^0_{rw}\,\mu_o}{K^0_{ro}\,\mu_w} \qquad \text{..... 7.3}$$

O comprimento crítico de onda é dado por:

$$\lambda_c = \frac{C}{3}\left[\frac{K\dfrac{K^0_{rw}}{\mu_w}\sigma^*}{(M^0 - 1)(u - u_c)}\right]^{1/2} \qquad \text{..... 7.4}$$

A constante C na Equação 7.4 foi batizada por Peters (69) como constante de Chouke.

No caso em estudo a amostra está posicionada na direção horizontal, portanto, o ângulo $\alpha = 90^0$ e, consequentemente, a velocidade crítica é igual a zero. Assim, a condição de estabilidade através do critério acima, se baseia somente na razão de mobilidade e no comprimento de onda. Uma maneira de se obter o comprimento de onda é a medida direta das dimensões das digitações "fotografados" através da tomografia computadorizada. Deve ser salientado que esta forma é pouco precisa para a obtenção dos comprimento de ondas das digitações para sua posterior comparação

com o valor crítico, principalmente, para em se tratando de um meio poroso natural fortemente molhável à água e com presença de saturação de água irredutível.

Também existe a dificuldade na obtenção de σ^*, que é a tensão interfacial efetiva, a qual é proporcional a tensão interfacial.

Conclui-se que a análise de estabilidade ainda carece de muita pesquisa para que possa ser aplicada em deslocamento imiscível em escala de laboratório e, principalmente, para a escala de campo.

O trabalho do Peters (69) é uma extensão dos critérios apresentados por Chouke *et al* (12). Nele obteve-se um número que dá a condição de estabilidade. Sendo uma extensão do trabalho anterior, recai nos mesmos problemas de ordem prática.

Fazendo o uso das imagens, com a presença ou não de água irredutível, foi feita a estimativa do comprimento médio de onda das digitações, para uma determinada vazão, determinando, assim, os termos da Equação 7.4, conforme apresentado na Tabela 7-1.

Tabela 7-1 Parâmetros determinados por Peters

Parâmetro	Com água conata	Sem água conata
λ_m (cm)	2.84	2.00
C	190.45	25.40
C^*	306.25	5.45
σ^* (dynas/cm)	7.442×10^3	1.324×10^2

A tensão interfacial efetiva é dada por:

$$\sigma^* = C^* \sigma \quad \text{..... 7.5}$$

A constante de Chouke é dada por:

$$C = 2\pi\sqrt{3C^*} \quad \text{..... 7.6}$$

O número de estabilidade definido por Peters é:

$$I_{sc} = \frac{(M-1)(u-u_c)\mu_w d^2}{N_w k_{wor} \sigma} \quad \text{..... 7.7}$$

Onde a velocidade crítica u_c e a razão de mobilidade M é a mesma de Chouke *et al* (12).

Os demais termos da Equação 7.7 são:

N_w = número de molhabilidade - obtido experimentalmente. Este número é grande em processos de embebição e pequeno na drenagem. Nos experimentos, Peters obteve, 5.45 para meio molhado ao óleo e 306.25 para meio molhado à água.

k_{wor} = permeabilidade à água com Sor.

k_{oiw} = permeabilidade ao óleo com *Swi*. Nos trabalhos do Peters, estas permeabilidades foram consideradas constantes e iguais, e foram obtidas de um ensaio com deslocamento permanente.

Pelo critério de Peters, a estabilidade se dá para $I_{sc} < 13.56$.

Outro critério de estabilidade foi sugerido por Bentsen (6). Ele se baseiou na determinação do número capilar que é função da molhabilidade, tensão interfacial e distribuição de poros e é determinado através da curva de pressão capilar na embebição.

Pela sua similaridade com os critérios de Chouke *et al* (12) ele não foi aplicado aos testes de deslocamentos realizados neste estudo.

7.7.2 Critério de Estabilização

A condição de estabilização do deslocamento pode ser avaliada de acordo com a análise feita por Rapoport & Leas (75), cujo trabalho consistiu na determinação de um coeficiente de escala que indicasse esta condição. Para isto fizeram testes com vários tipos de amostras, várias viscosidades do óleo e várias velocidades. Relacionaram estas variáveis com o volume de óleo produzido no momento da erupção de água. Dessa correlação obtiveram os limites de variação da condição de estabilização do deslocamento através do coeficiente ($L\,V\,\mu_o$).

Para os materiais utilizados, obtiveram um coeficiente crítico entre 0.5 a 3.5 cm^2cp/min. Ou seja, deslocamentos com coeficientes acima deste range eram estabilizados.

Observaram ainda, que para reservatórios molhados preferencialmente pela água, as análises podem ser prejudicadas pela variação do ângulo de contato com a velocidade, que afeta a permeabilidade relativa e a pressão capilar. Para esta condição as análises deveriam ser feitas com a utilização de um equacionamento mais completo.

O coeficiente de Rapoport & Leas (75) é obtido através da combinação da equação da continuidade e lei de Darcy para as fases. A combinação dessas equações pode ser escrita como:

$$\frac{\partial S}{\partial t_D}+\frac{\partial F_w}{\partial X_D}+\frac{1}{\sqrt{\frac{\phi}{K}}\frac{\mu_w u L}{\phi\sigma\cos\theta K^0_{rw}}}\frac{\partial}{\partial X_D}\left[\frac{1}{\left(1+\frac{\lambda_{rw}}{\lambda_{ro}}\right)}\left(\frac{S_w-S_{wr}}{1-S_{wr}-S_{or}}\right)^{n_w}\frac{dJ}{dS}\frac{\partial S}{\partial X_D}\right]=0 \qquad \text{.....7.8}$$

O denominador do termo que multiplica a diferencial no terceiro termo da Equação 7.8 é o coeficiente de Rapoport & Leas (75), ou seja:

$$N_{RL}=\sqrt{\frac{\phi}{K}}\frac{\mu_w u L}{\phi\sigma\cos\theta K^0_{rw}} \qquad \text{..... 7.9}$$

Conforme comentado anteriormente, se $N_{rl} > 3$, a pressão capilar não afeta o deslocamento unidimensional água-óleo.

Na escala microscópica a pressão capilar é importante para a determinação do óleo trapeado (residual). Nesta escala S_{or} depende do número capilar (Nc), que pode ser definido como:

$$N_c=\frac{u\mu_w}{K^0_{rw}\sigma\cos\theta} \qquad \text{..... 7.10}$$

No deslocamento água-óleo, *Nc* deve ser menor que 10^{-5} para que a saturação de óleo residual não seja influenciada pela pressão capilar.

A relação entre o N_{rl} e o *Nc* é dada por:

$$N_{RL} = \sqrt{\frac{\phi}{K}}\, L N_c \quad \text{..... 7.11}$$

O fator $L\sqrt{\phi/K}$ é uma medida da razão entre a dimensão macro do meio poroso com a dimensão característica da rocha. *Nc* e N_{rl} têm o mesmo significado mas, em escala diferente.

Portanto, a condição para que não haja dissipação e a saturação residual seja constante, é dada por:

$$3 < N_{RL} < 10^{-5}\, L\sqrt{\phi/K} \quad \text{..... 7.12}$$

7.7.3 Aplicação dos Critérios para os Teste

Com base nos critérios discutidos nos itens anteriores, na Tabela 7-2, encontram-se os principais parâmetros dos testes realizados e os grupos que definem o tipo de deslocamento. Pode-se observar que, com exceção do primeiro teste no arenito Botucatu, para o qual $M^o < 1$, todos os outros testes possuem as características do deslocamento instável, ou seja, $M^0 > 1$ ou $u_x > u_c$ e $\lambda_c < (H_t)_{max}$. Em quase todos testes a condição de deslocamento estabilizado é satisfeita, ou seja, $N_{rl} > 3$ e $Nc < 10^{-5}$.

Outra forma para verificação das condições do fluxo em um teste de deslocamento em relação às forças capilares e gravitacionais, é através da determinação gráfica da região onde há o interesse em que os experimentos sejam realizados.

Tabela 7-2 Parâmetros de dimensionamento dos testes

Amostra	Teste	q	Kwr	Kor	Muo	σ	v	M^0	Nc	Nrl	10^{-5} *	λ_c
-	-	(cc/min)	(mD)	(mD)	(cp)	(d/cm)	(cm/min)				raiz(ϕ/k)	(cm)
Berea1	1	0.8	24	1057	326.3	28.8	0.0337	7.41	7.00E-06	3.06	0.970	0.87
	2	1.5	33.15	1019	326.3	28.8	0.0631	10.62	9.00E-06	4.16	0.970	0.61
	3	2	19.16	1001	326.3	28.8	0.0842	6.25	2.00E-05	9.59	0.970	0.54
	4	2.3	12.72	922	326.3	28.8	0.0968	4.5	4.00E-05	16.62	0.970	0.51
Berea4A	1	2	42.41	408.6	18.84	43.7	0.0987	1.96	8.00E-06	7.18	2.005	2.16
	2	4	40.71	451.6	18.84	43.7	0.1974	1.7	2.00E-05	14.95	2.005	1.75
	3	6	28.17	356.1	18.84	43.7	0.296	1.49	4.00E-05	32.41	2.005	1.42
	4	8	47.49	443.9	18.84	43.7	0.3947	2.02	3.00E-05	25.63	2.005	1.11
	5	8	53.67	414.8	18.84	43.7	0.3947	2.44	3.00E-05	22.68	2.005	0.99
	6	2	0	-	92.68	44.5	0.0987	-	-	-	2.005	-
	7	1.1	17.27	496.8	92.68	44.5	0.0543	3.22	1.00E-05	9.52	2.005	1.23
	8	1.1	16.9	709.3	168.1	47.8	0.0543	4.01	1.00E-05	9.05	2.005	1.08
	9	1.1	21.24	735.1	168.1	47.8	0.0543	4.86	8.00E-06	7.20	2.005	1.07
Botu P1	1	2	8.95	305	18.84	43.7	0.0836	0.55	2.00E-05	14.02	2.018	-
	2	0.9	5.33	490	305	43.7	0.0376	3.32	1.00E-05	10.59	2.018	0.8

A análise é também baseada na lei de conservação e lei de Darcy para o fluxo incompressível. A diferença é que os grupos adimensionais são determinados para o fluxo bidimensional, ou seja, leva em consideração o deslocamento das fases na direção horizontal e vertical.

Resumidamente a velocidade da fase óleo nas duas direções e a velocidade total na direção x, são dadas por pelas equações adimensionalizadas:

$$u_{ox} = \left[u_x - \varepsilon_1 \mu K_x K_{rw} \frac{\partial}{\partial X_D}\left(\frac{J}{\sqrt{K}}\right)\right](1-F) \quad \text{..... 7.13}$$

$$u_{oy} = \left\{ u_y + \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} \mu K_y K_{rw} \left[\varepsilon_3 (\rho_o - \rho_w) \frac{\partial}{\partial Y_D}\left(\frac{J}{\sqrt{K}}\right)\right]\right\}(1-F) \quad \text{..... 7.14}$$

$$u_x = -K_x \left(K_{ro} + \mu K_{rw}\right)\frac{\partial p_o}{\partial X_D} + \varepsilon_1 \mu K_x K_{rw} \frac{\partial}{\partial X_D}\left(\frac{J}{\sqrt{K}}\right) \quad \text{..... 7.15}$$

Onde $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ e ε_3 são os grupos adimensionais dados por:

$$\varepsilon_1 = \frac{1}{uL}\frac{\sigma \cos\theta}{\mu}\sqrt{K\phi} \quad \text{..... 7.16}$$

$$\varepsilon_2 = \frac{D^2 K_x}{L^2 K_y} \quad \text{.....} \quad 7.17$$

$$\varepsilon_3 = \frac{(\rho_0 - \rho_w)}{\phi \sigma \cos\theta} D \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad \text{.....} \quad 7.18$$

Portanto, para que a capilaridade não tenha grande influência no deslocamento é necessário que $\varepsilon_1 << 1$. Com isso pode-se definir a relação entre o comprimento da amostra com a velocidade de deslocamento.

$$uL = \frac{\sigma \cos\theta}{\varepsilon_1 \mu} \sqrt{K\phi} \quad \text{.....} \quad 7.19$$

Para que o efeito gravitacional não influencie sobremaneira o deslocamento é necessário que $\varepsilon_1 / \varepsilon_2 << 1$. Portanto, define-se, também outra condição para o deslocamento.

$$\frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} = \frac{L}{u} \frac{\sigma \cos\theta}{\mu D^2} \sqrt{K\phi} << 1 \quad \text{.....} \quad 7.20$$

Com estas condições define-se a região de trabalho, representada na Figura 7-4, onde os experimentos devem ser realizados sem ter influência significativa das forças capilares e gravitacionais.

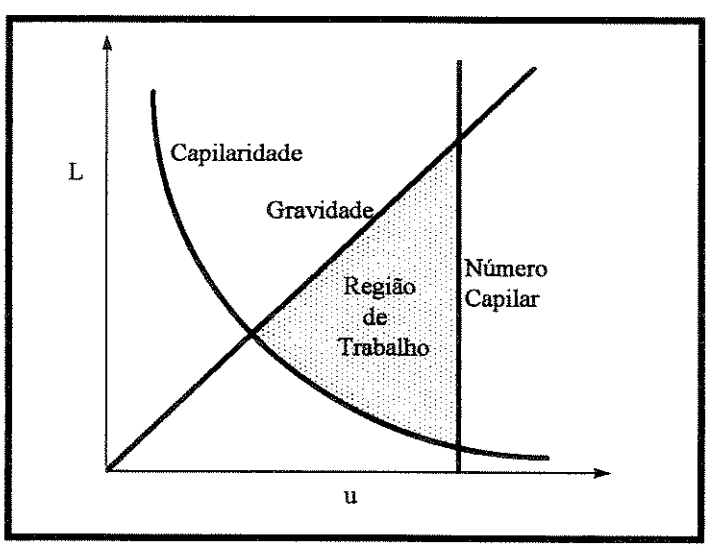


Figura 7-4 Esquema da região de trabalho

A aplicação desses critérios para a definição da região de trabalho para os testes com amostras do arenito Botucatu e Berea, levaram em consideração as seguintes condições:

$$\varepsilon_1 = 0.1 \quad \text{..... 7.21}$$

$$\varepsilon_1/\varepsilon_2 = 0.1 \quad \text{..... 7.22}$$

$$Nc < 10^{-4} \quad \text{..... 7.23}$$

Nas Figura , 7-5 a 7-7 são apresentadas as regiões de trabalho para os testes com a utilização de óleos com diferentes viscosidades. Também é apresentado o índice de estabilidade definido por Peters. A linha vertical separa as regiões com número capilar 10^{-5} e 10^{-4}.

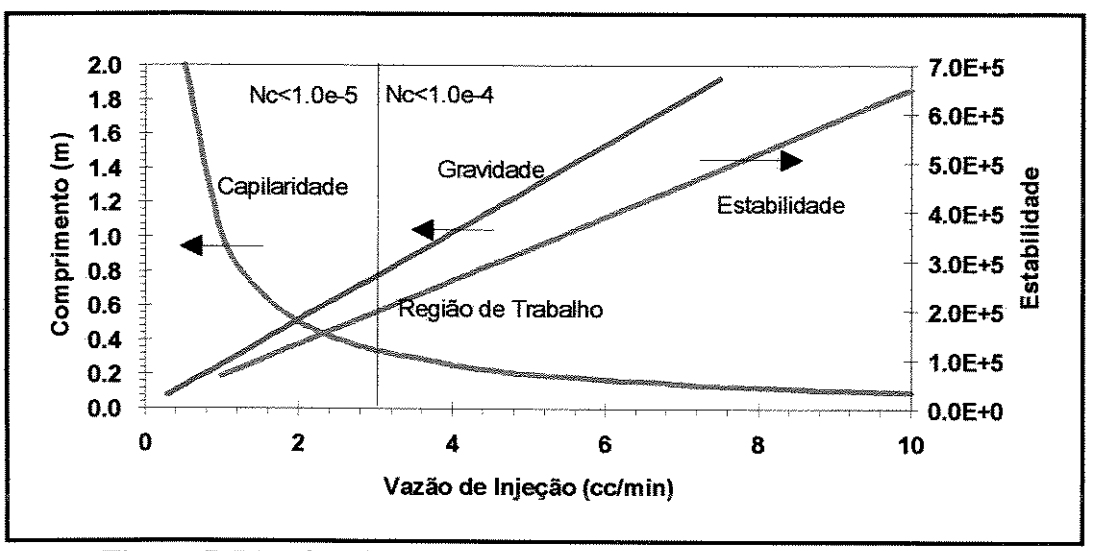


Figura 7-5 Região de trabalho para testes com óleo Emca (19 cp)

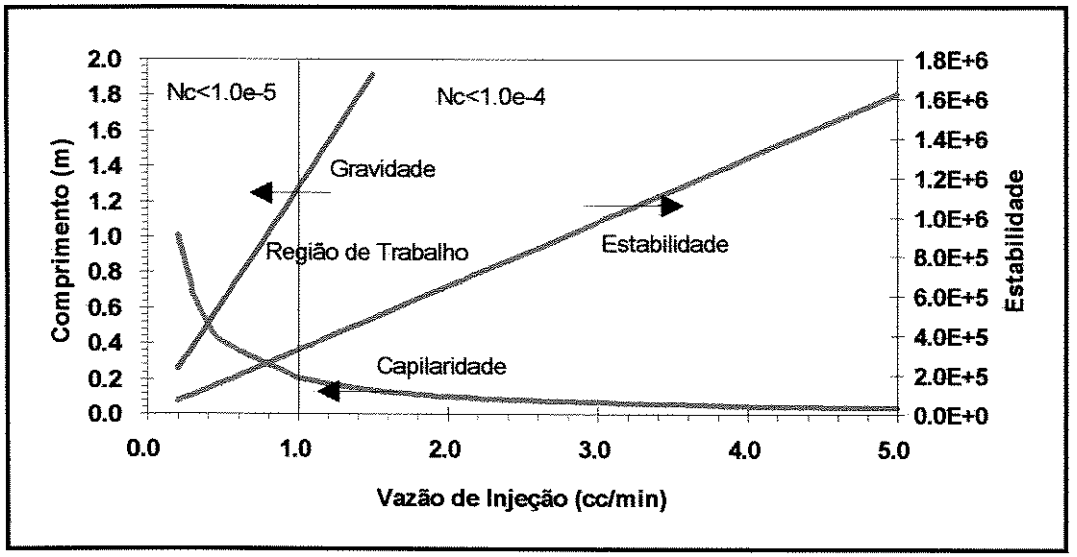


Figura 7-6 Região de trabalho para testes com óleo Nujol+Unipar (98 cp)

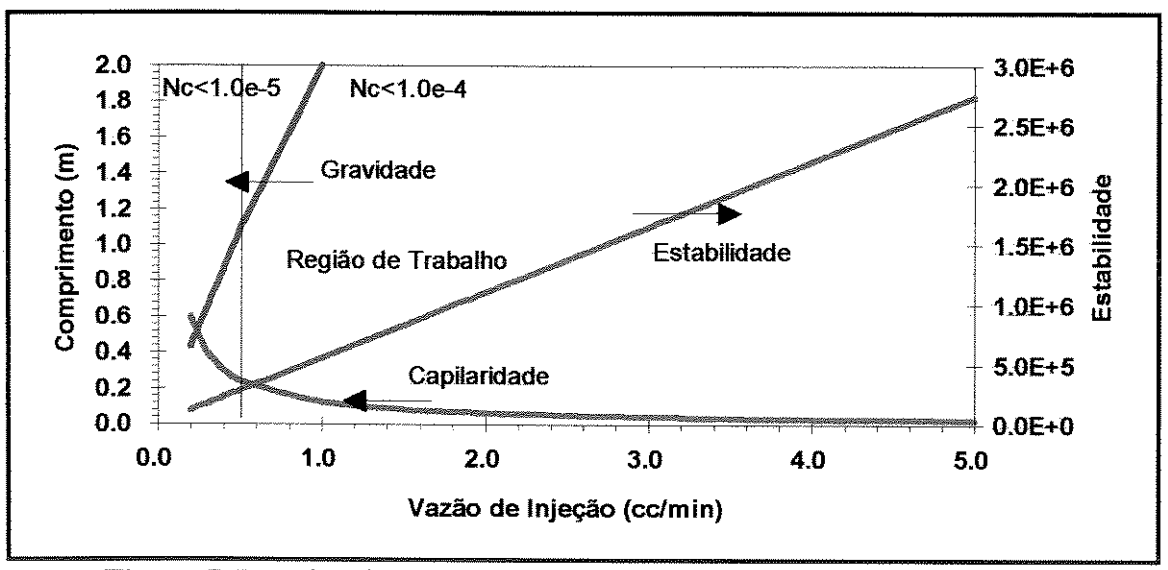


Figura 7-7 Região de trabalho para testes com óleo Nujol (168.1 cp)

Capítulo 8

8. Apresentação e Análise dos Resultados

Neste capítulo são apresentados em forma de gráficos e tabelas os principais resultados registrados através do sistema automático de coleta de dados, que são: a pressão a montante, a jusante e ao longo da amostra e a vazão de óleo (ou a densidade da mistura produzida). São apresentados, também, os principais resultados obtidos em cada corrida do tomógrafo, os perfis de saturação nos diversos tempos e, quando possível sua obtenção, as curvas de permeabilidade relativa óleo-água e fluxo fracionário de água.

No Anexo-A, apresentado no Volume II, para cada amostra e cada teste é apresentado um conjunto de imagens que ilustram o formato da distribuição dos fluidos durante o deslocamento. Para isto foram elaborados três conjuntos de imagens: o primeiro mostra a saturação dos fluidos através de cortes transversais, representando a saturação média de uma seção com 1 cm de espessura, ou com 2 mm no caso de reconstrução prospectiva. A posição de início e fim de cada corrida tomográfica é dada nas tabelas que apresentam o resumo de cada teste. Deve-se lembrar que nem sempre a primeira seção corresponde ao início da amostra. O segundo mostra a projeção ortogonal, que é composta por um corte longitudinal vertical, outro horizontal e uma seção transversal. O terceiro, também quando possível, mostra a reconstrução destas seções em três dimensões, através da qual pode-se ter uma visão mais real da evolução do deslocamento.

As características geométricas e petrofísicas básicas das amostras utilizadas nos testes são apresentadas na Tabela 8-1.

Tabela 8-1 Características básicas da amostras

Amostra	L (cm)	D (cm)	Área (cm2)	ϕ (%)	VP (cm3)	K@N_2 (mD)	K_W (mD)
Berea P1	19.0	5.50	23.76	21.87	98.72	851.0	807.7
Berea P2	19.0	5.48	23.59	22.14	99.24	827.8	827.0
Berea P3	30.8	5.08	20.27	21.64	133.67	711.0	700.0
Berea P4A	40.0	5.08	20.27	23.29	188.80	939.4	665.6
Botucatu P1	28.0	5.52	23.93	22.32	149.60	465.9	318.0

Na Tabela 8-2 são apresentados alguns dos principais resultados obtidos nos testes realizados.

Tabela 8-2 Principais Resultado dos Testes

Amostra	Teste	Vazão (cm^3/min)	VPi (fr)	Np @ BT (VP)	Np Final (VP)	Swi (fr)	Sor (fr)	Kw@Sor (mD)	Ko@Swi (mD)
Berea1	**1**	2.3	1.35	0.12	0.31	16.95	51.11	24.00	1057
	2	2.0	1.58	0.11	0.30	16.49	52.72	33.15	1019
	3	1.5	1.21	0.12	0.31	14.44	67.30	19.16	1001
	4	0.8	1.52	0.12	0.31	20.30	54.40	12.72	922
Berea4A	**1**	2	1.12	0.32	0.35	24.28	40.80	42.41	408.6
	2	4	1.24	0.29	0.35	24.25	41.90	40.71	451.6
	3	6	0.80	0.33	0.36	23.15	41.03	28.17	356.1
	4	8	1.80	0.33	0.37	25.51	37.53	47.49	443.9
	5	8	1.55	0.32	0.38	25.81	36.47	53.67	414.8
	(*)6	2							
	7	1.1	0.48	0.24	0.28	25.81	40.3	17.27	496.8
	8	1.1	0.54	0.23	0.28	20.30	51.4	16.90	709.3
	9	1.1	1.39	0.24	0.31	20.30	49.1	21.24	735.1
Botu P1	**1**	2	3.15	0.30	0.31	24.46	42.8	8.95	305.0
	2	0.9	2.19	0.25	0.25	23.25	50.16	5.33	490.0

OBS. (*) - Teste falho

Os resultados dos testes para cada amostra serão apresentados na seguinte seqüência: primeiramente, será apresentada uma tabela (Tabela 8-3 à 8-10) os principais dados e resultados obtidos durante o monitoramento do deslocamento através da tomografia computadorizada. Nesta tabela, as colunas indicam:

Coluna 1 - (Teste) Número do teste de deslocamento

Coluna 2 - (N) Representa as corridas do tomgráficas neste teste

Coluna 3 - (Objetivo) Indica o objetivo do teste, onde; o símbolo O → W, significa óleo deslocando a água; W → O, água deslocando o óleo

Coluna 4 - (Seções) Indica o deslocamento do tomógrafo durante a corrida N e dado pela posição inicial e final em relação ao início e fim a amostra. Deve-se observar que, devido à economia no monitoramento, nem sempre o deslocamento é iniciado e terminado nas extremidades da amostra.

Coluna 5 - (Tempo) Indica o tempo do início da corrida tomográfica N em relação ao início da injeção do fluido deslocante (água ou óleo)

Coluna 6 - (VPi) Volumes porosos injetados a partir do início da injeção

Coluna 7 - (Frente xf/L) Indica a posição adimensional da frente de avanço, xf/L, calculada com base na posição onde, a saturação do fluido deslocante começa a ficar maior que a saturação irredutível.

Após esta tabela, serão apresentados os gráficos que ilustram o comportamento da pressão ao longo da amostra e da vazão de óleo *versus* o tempo (geralmente é usado o volume poroso injetado (*VPi*) como escala de tempo). Depois serão apresentados os gráficos que ilustram o formato do perfil de saturação do fluido deslocante ao longo da amostra. Nestes gráficos, a saturação de água foi normalizada em relação a inicial e a residual, ou seja, as saturações obtidas, respectivamente, na primeira e última corrida do tomógrafo para o teste em análise. A saturação será, também, plotada *versus* a distância normalizada, $X_D = x/L$, e para testar a auto-similaridade entre as curvas, as mesmas serão plotadas *versus* X_D/T_D, onde T_D é igual ao volume poroso injetado (*VPi*).

Para os testes bem sucedidos serão apresentadas as curvas de permeabilidade relativa óleo-água obtidas através do método JBN e através dos perfis de saturação, conforme apresentado no Capítulo 3.

As análises sobre a geometria do deslocamento serão feitas com base nas imagens apresentadas no Volume II, Anexo A.

8.1 Testes na Amostra Berea P1

Nesta amostra foram realizados 4 testes de deslocamento utilizando como fase oleosa o óleo Neutro Pesado ($\mu_o = 350$ cp @ 19 °C). As vazões de injeção foram de 0.8, 1.5, 2.0 e 2.3 cm^3/min. Na Figura 8-1 é apresentada esquematicamente a amostra preparada para os testes com a indicação da localização dos pontos para tomada de pressão.

Na Tabela 8-3, são apresentados resultados para cada corrida tomográfica durante os testes realizados nesta amostra.

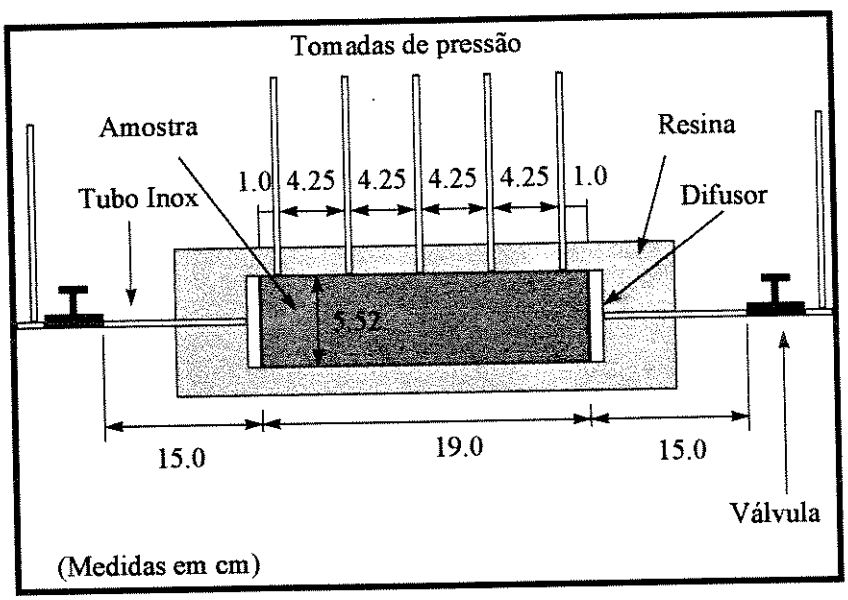


Figura 8-1 Esquema da amostra Berea P1

8.1.1 Resultados do Teste 1

8.1.1.1 Injeção de Óleo

As corridas tomográficas de 1 a 4 tiveram por objetivo o acompanhamento da forma da frente de avanço com a água, fluido menos viscoso, sendo deslocada pelo óleo, fluido mais viscoso, com vazão de injeção de 2.3 cm^3/min. Conforme previsto, por ser uma condição favorável, o deslocamento foi do tipo pistão. As imagens tomográficas das corridas 3 e 4 (Figuras A-1 a A-5) ilustram o formato desse deslocamento. Através das imagens, principalmente as obtidas na corrida 4, nota-se a ocorrência de uma falha na parte inferior da amostra. Nessa região ocorreu um ligeiro adiantamento da frente de óleo, que até então se deslocava como um pistão. Como

será visto adiante, esta falha comprometeu toda análise referente à permeabilidade relativa. Apesar da existência de laminações, isto não influenciou a geometria do deslocamento.

Tabela 8-3 Testes na amostra Berea P1 com óleo Neutro Pesado

Teste	N	Objetivo	Seções (cm)	Tempo (min)	VPi (fr)	Frente xf/L (fr)
1	1	W → W (Sw=100%)	0 - 19	-	-	-
	2	O → W	0 - 4	1.00	0.02	0.0
	3	O → W	0 - 13	8.00	0.19	0.30
	4	O → W	0 - 18	9.00	0.21	0.55
	5	O → W (Swi)	0 - 19	-	-	-
	6	W → O	0 - 7	2.18	0.051	0.40
	7	W → O	0 - 11	3.75	0.087	0.60
	8	W → O	0 - 17	6.05	0.141	1.00
	9	W → O	0 - 18	8.00	0.186	-
	10	W → O (Sor)	0 - 18	41.95	0.977	-
2	1	W → W (Swi)	0 - 18	-	-	-
	2	W → O	0 - 5	1.70	0.034	0.28
	3	W → O	0 - 10	2.80	0.057	0.36
	4	W → O	0 - 15	4.50	0.091	0.44
	5	W → O	0 - 18	5.80	0.117	-
	6	W → O	0 - 18	7.50	0.152	-
	7	W → O	0 - 18	9.03	0.183	-
	8	W → O	0 - 18	31.35	0.635	-
	9	W → O (Sor)	0 - 18	60.00	1.215	-
3	1	W → W (Swi)	0 - 18	-	-	-
	2	W → O	0 - 18	1.42	0.022	-
	3	W → O	0 - 18	2.42	0.037	-
	4	W → O	0 - 18	3.83	0.058	-
	5	W → O	0 - 18	6.00	0.091	-
	6	W → O	0 - 18	8.22	0.125	-
	7	W → O	0 - 18	14.25	0.216	-
	8	W → O (Sor)	0 - 18	38.17	0.580	-
4	1	W → W (Swi)	0 - 18	-	-	-
	2	W → O	0 - 10	3.67	0.030	-
	3	W → O	0 - 18	7.00	0.057	-
	4	W → O	0 - 18	12.08	0.098	-
	5	W → O	0 - 18	15.60	0.126	-
	6	W → O	0 - 18	23.00	0.186	-
	7	W → O (Sor)	0 - 18	58.00	0.470	-

8.1.1.2 Injeção de Água

A injeção de água neste teste foi monitorada através das corridas tomográficas de 5 a 10. As imagens com os cortes tomográficos transversais são apresentadas nas Figuras A-6 a A-11 e suas projeções ortogonais correspondentes são apresentadas nas

Figuras A-12 a A-15. O comportamento da pressão registrada através dos transdutores localizados ao longo da amostra e da vazão de produção de óleo real e ajustada são apresentados na Figura 8-2. Nota-se que a vazão de óleo apresenta um comportamento bastante peculiar; inicialmente há uma queda acentuada seguida por um período em que se mantém num patamar constante, período esse, no qual ocorre um ligeiro aumento na pressão registrada por todos transdutores. Logo em seguida, a vazão volta a cair até se anular. Esse comportamento só foi entendido após o processamento das imagens tomográficas, através das quais, conforme já citado, pôde ser identificada uma falha na parte inferior da amostra. Para a produção de fluidos, essa falha é como uma fratura na amostra, daí ser rápido o início da produção da água que se deslocou através dela, e mais tarde, a chegada da água que percorreu o caminho mais tortuoso através dos poros.

A análise da imagens realizadas nas corridas tomográficas de 6 a 9 (Figuras A-7 a A-10) mostram que na região anterior a falha, que se localiza na metade da amostra, o deslocamento é dominado por inúmeras digitações, que possuem, inicialmente, diâmetro entre 0.5 e 0.7 cm. Essas digitações, através da difusão capilar, aumentam de diâmetro rapidamente e vão se unindo uns aos outros. Nota-se também, que a inclinação das laminações, que existem nesta região, não influenciam de forma significativa a formação e o crescimento das digitações. Esse comportamento pode ser visto, principalmente, nas corridas 6 e 7 (Figuras A-7 e A-8), nas quais o deslocamento do tomógrafo foi iniciado no ponto zero.

Após a posição em que foi notada a falha na amostra o comportamento é diferente, fazendo com que a saturação de água aumente gradativamente, de baixo para cima, com o passar do tempo. Na parte superior, as laminações desempenham, agora, um papel significativo no deslocamento, fazendo com que as digitações, que tinham a seção circular passem a ter o formato laminar.

Pode-se concluir que na parte inicial a injeção era bem distribuída e as forças viscosas predominavam sobre as heterogeneidades e outras forças. A partir da falha, grande parte do fluxo foi através dela, restando para as outras partes das seções transversais um volume de fluxo, que por ser baixo, foi inteiramente dominado pelas heterogeneidades da rocha.

Os perfis de saturação de água para os tempos indicados na Tabela 8-3, são apresentados nas Figuras 8-3 e 8-4. Nota-se através destes perfis, que há uma redução no valor da saturação na parte intermediária da amostra. Esta redução é devido à passagem de fluido pela parte inferior da amostra. Nota-se também que, não existe auto-similaridade entre as curvas no gráfico da saturação de água *versus* X_D/T_D.

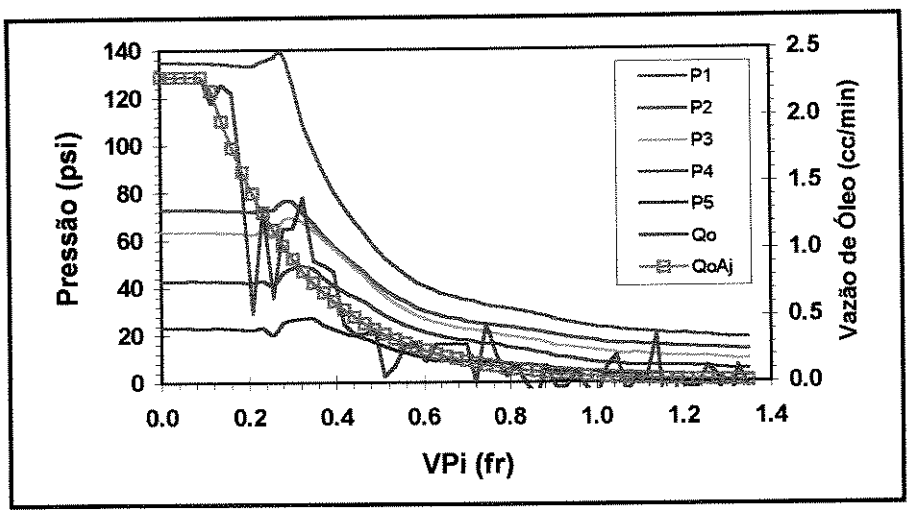


Figura 8-2 Berea P1 Teste 1 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

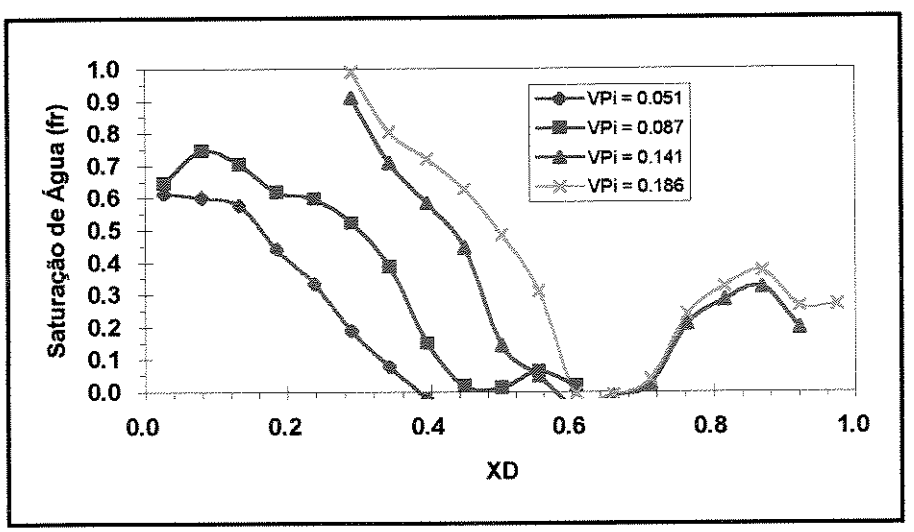


Figura 8-3 Berea P1 - Teste 1. Perfis de saturação de água *versus* X_D

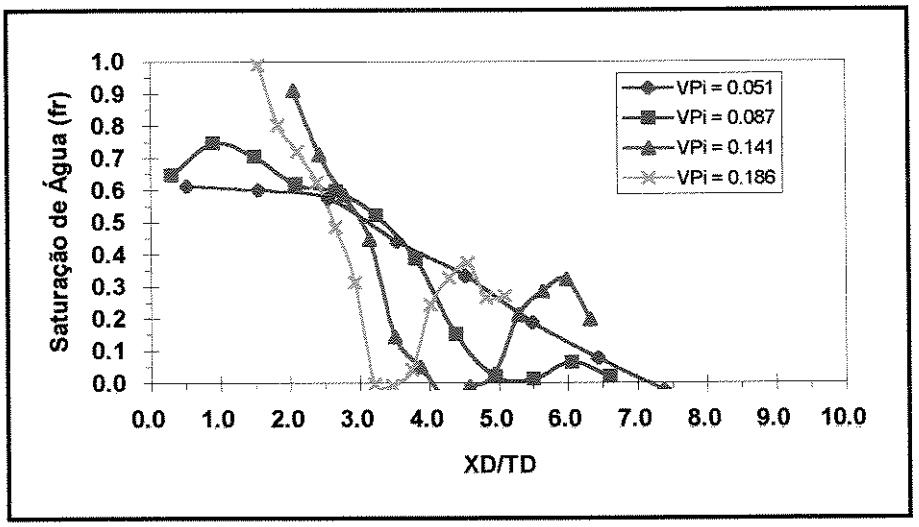


Figura 8-4 Berea P1 - Teste 1. Perfis de saturação de água *versus* X_D/T_D

8.1.2 Resultados do Teste 2

Nesse teste a vazão de injeção de água foi 2.0 cm^3/min com a amostra saturada com óleo Neutro Pesado em presença de água irredutível. Na Figura 8-5 são apresentados os gráficos que mostram o comportamento da pressão ao longo da amostra e da vazão de óleo real e ajustada. Nota-se um comportamento semelhante ao do teste anterior, ou seja, há um rápido início da produção de água, acompanhado de uma pequena estabilização na produção de água e depois, novamente, a redução.

Através das imagens realizadas nas 9 corridas tomográficas, que são apresentada nas Figuras A-16 a A-23 (cortes transversais) e A-24 a A-29 (projeções ortogonais), nota-se um comportamento bastante similar ao teste anterior, com a diferença residindo no fato de que as digitações, inicialmente formadas, possuem diâmetro um pouco maior. Nesse teste, ficou mais evidente a influência das laminações na geometria do fluxo após a falha ocorrida na amostra. Também, é interessante notar que, após a falha, começa a haver um crescimento gradativo do varrido de baixo para cima.

Na Figura 8-6, são apresentados os perfis de saturação de água *versus* X_D, através do qual nota-se a redução de saturação, devido a falha, na parte intermediária da amostra. Na Figura 8-7, são apresentados os perfis de saturação de água *versus* X_D/T_D, de onde observa-se que existe um bom colapso das curvas.

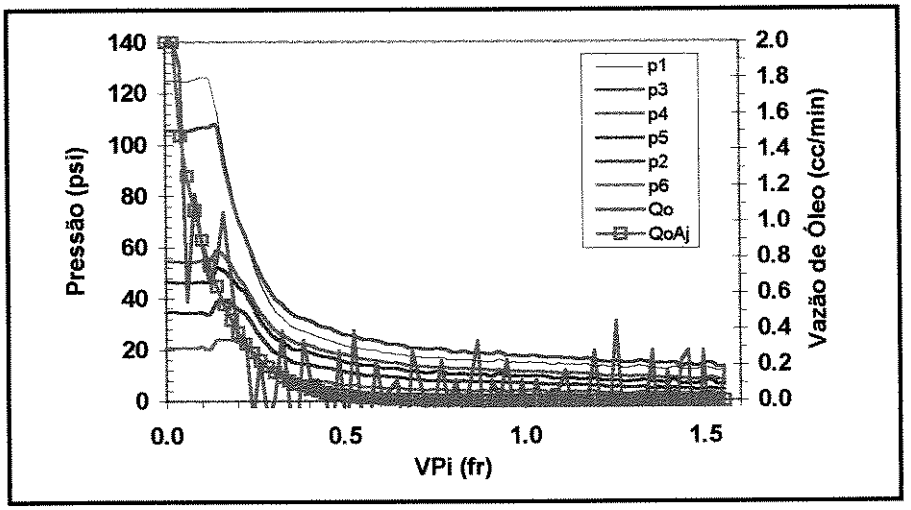


Figura 8-5 Berea P1 Teste 2 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

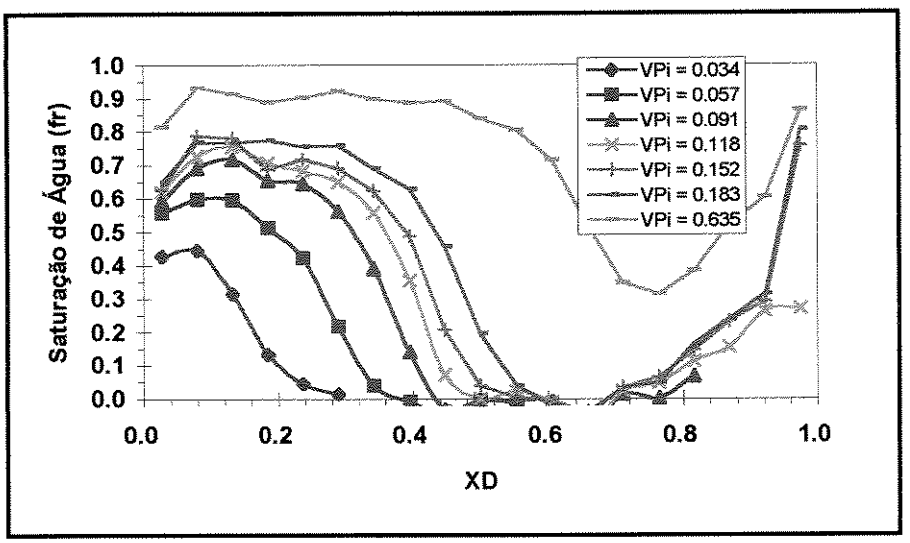


Figura 8-6 Berea P1 Teste 2 - Perfis de saturação de água *versus* X_D

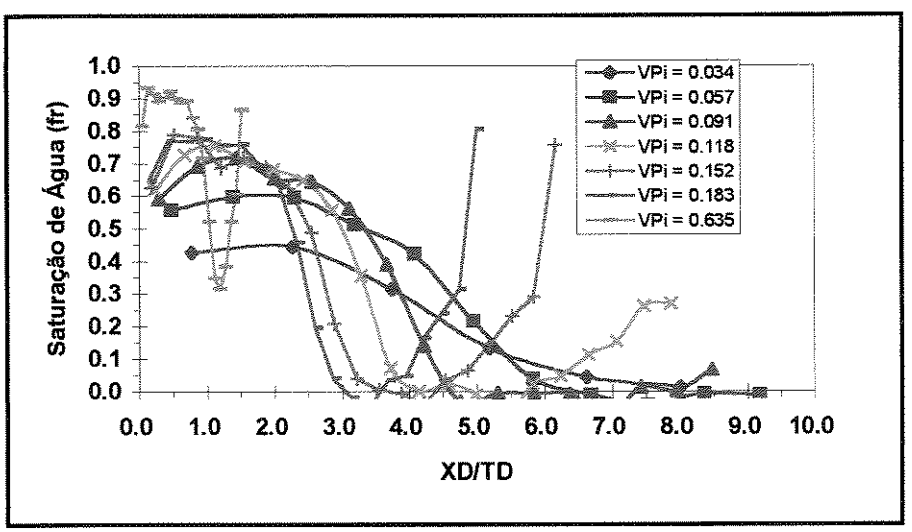


Figura 8-7 Berea P1 Teste 2 - Perfis de saturação de água *versus* X_D/T_D

8.1.3 Resultados do Teste 3

Nesse teste a vazão de injeção de água foi de 1.5 cm^3/min. A bomba de injeção apresentou problemas e comprometeu o teste. O problema pode observado através da Figura 8-8, onde são plotadas as curvas da pressão, vazão de injeção e densidade da mistura. Na Figura 8-9 são apresentados os perfis de saturação de água *versus* X_D e na Figura 8-10 os mesmos perfis *versus* X_D/T_D. Através destas figuras, mesmo com a ocorrência do problema citado, nota-se um comportamento bastante similar aos testes anteriores.

Também as imagens tomográficas, que são apresentadas nas Figuras A-30 a A-43, ilustram o formato do fluxo nas 8 corridas, são bastante similares ao teste anterior. Deve-se notar que tanto nesse teste, quanto no anterior, o difusor teve uma grande influência no formato do fluxo nos primeiros centímetros da amostra.

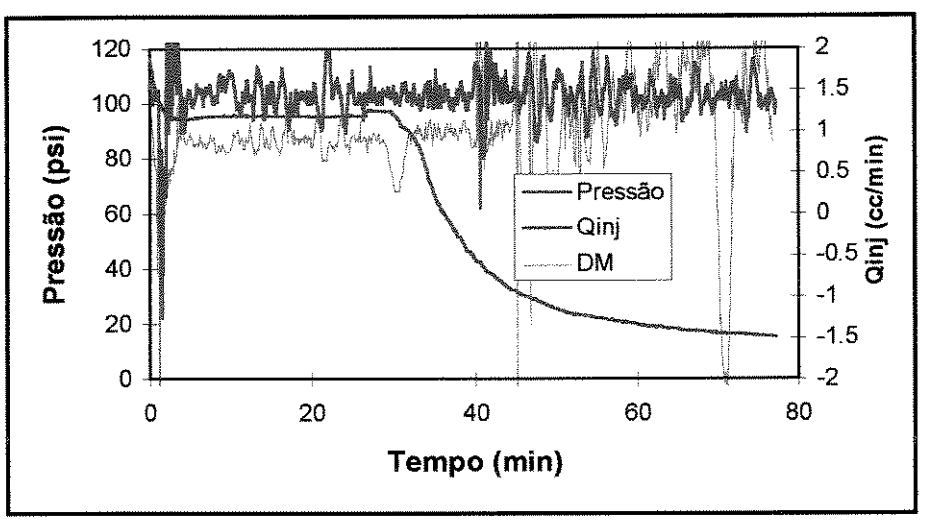


Figura 8-8 Berea P1 Teste 3 - Pressão, vazão de óleo e densidade *versus* tempo

8.1.4 Resultados do Teste 4

Nesse teste a vazão de injeção foi de 0.8 cm^3/min, a mais baixa de todos os testes. Na Figura 8-11, onde são apresentadas as curvas de pressão ao longo da amostra, densidade da mistura produzida e vazão de injeção (para averiguação do funcionamento da bomba), observou-se um comportamento da pressão e da densidade da mistura produzida muito estranho.

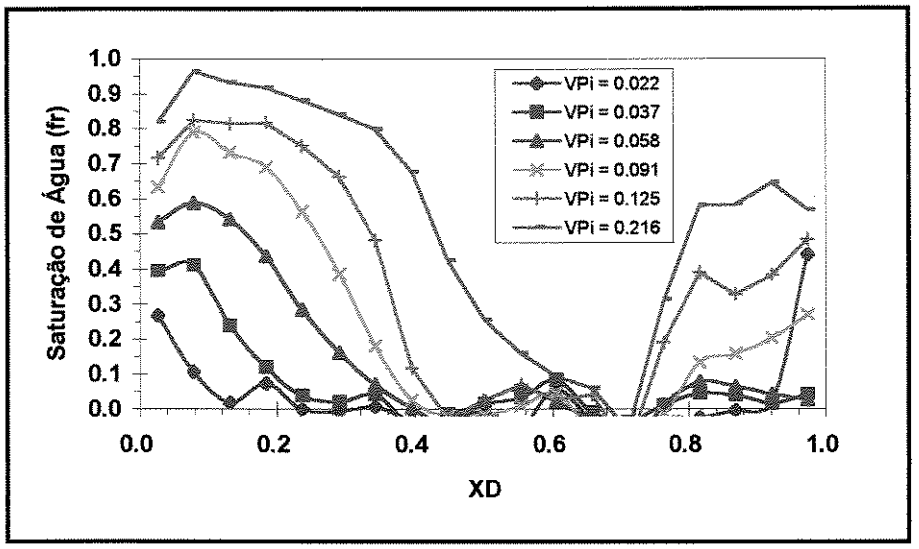


Figura 8-9 Berea P1 Teste 3 - Saturação de água *versus* X_D

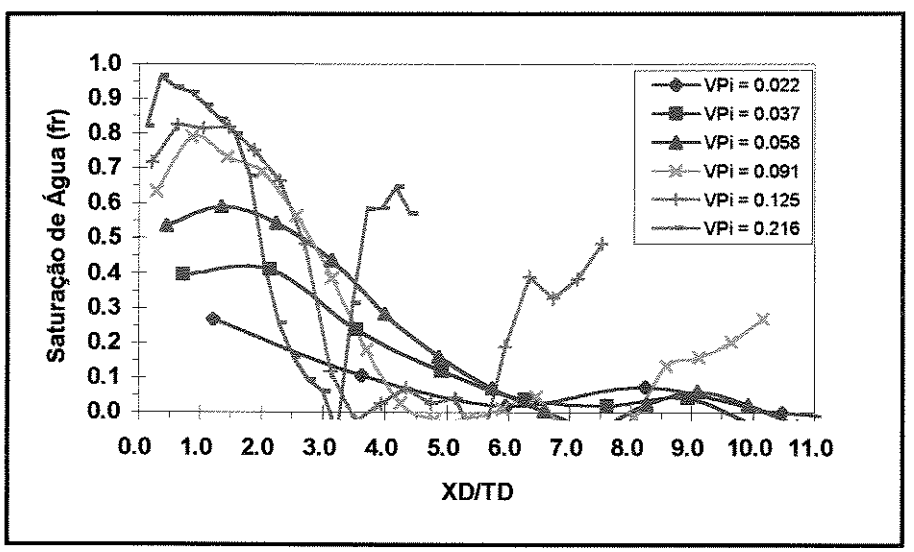


Figura 8-10 Berea P1 Teste 3 - Saturação de água *versus* XD/TD

Nas Figuras 8-12 e 8-13 são apresentados os perfis de saturação de água plotados, respectivamente, *versus* X_D e X_D/T_D. O comportamento é bastante similar ao descrito nos testes anteriores.

Também as imagens (Figuras A-44 a A-55), que ilustram a geometria do deslocamento nas corridas de 1 a 7, não apresentam novidades em relação aos testes anteriores.

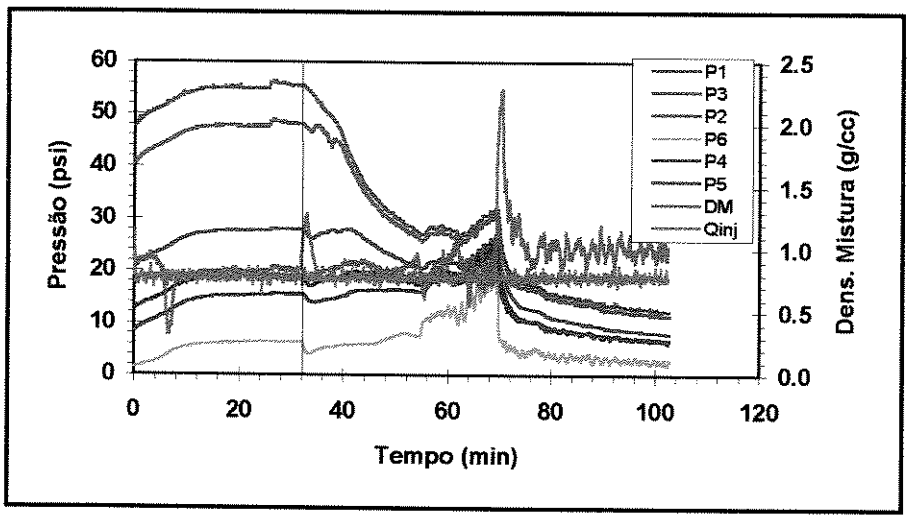


Figura 8-11 Berea P1 Teste 4 - Pressão, vazão e densidade *versus* tempo

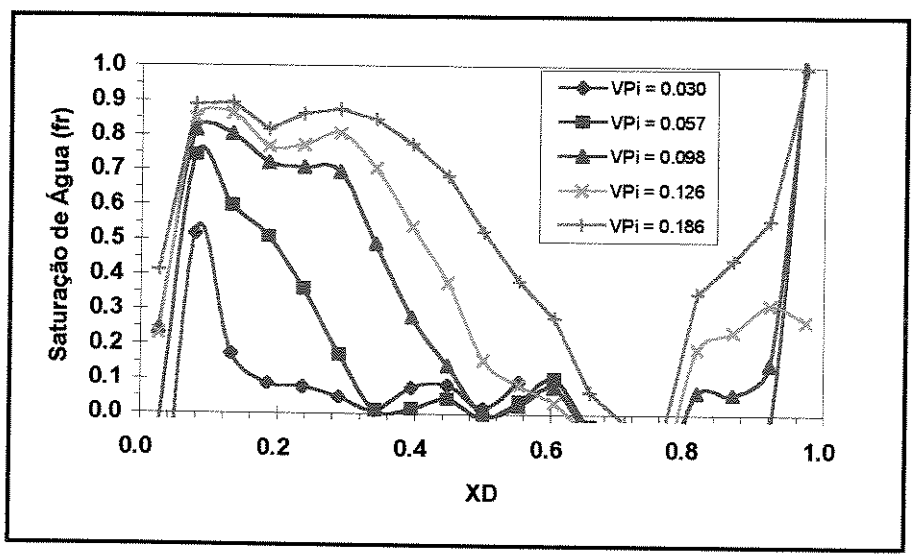


Figura 8-12 Berea P1 Teste 4 - Saturação de água *versus* X_D

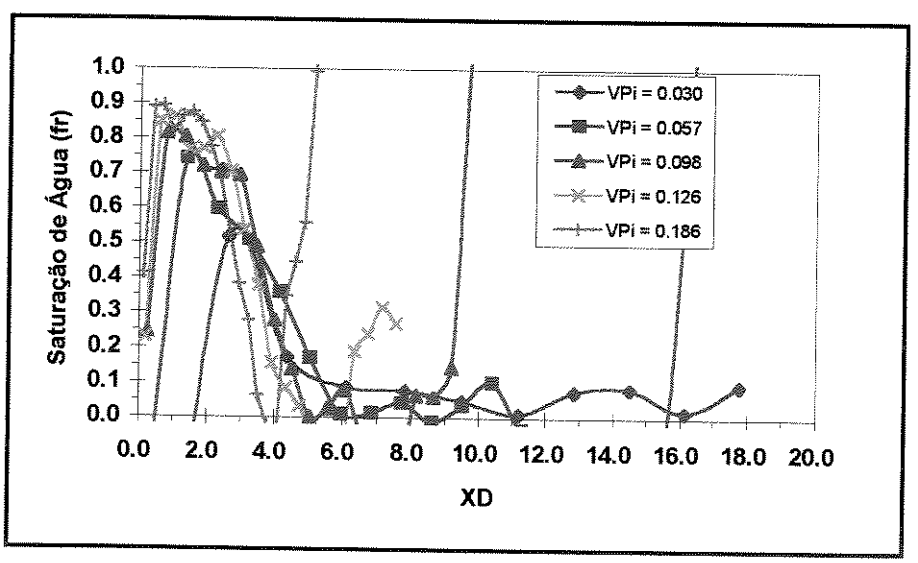


Figura 8-13 Berea P1 Teste 4 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

8.2 Amostra Berea P2

Amostra, cujo esquema é apresentado na Figura 8-14,apresentou problemas durante a fase de injeção de água. A tomografia mostrou o problema

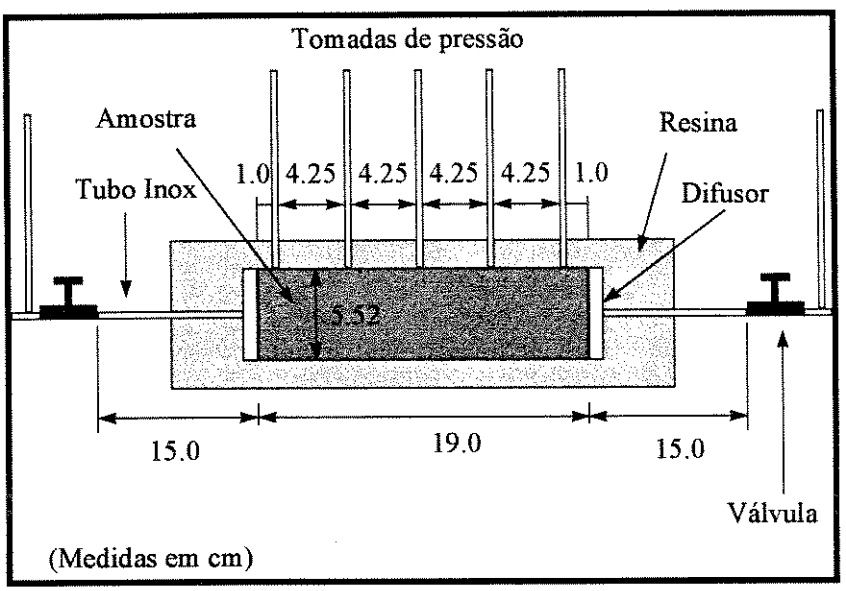


Figura 8-14 Esquema de resinagem da amostra

Tabela 8-4 Berea P2 - Testes com óleo Nujol+Unipar

Teste	Num	Objetivo	Tempo (Vpi)	Seções (cm)	Observações
1	1	W → W (Sw=100%)		0 - 19	Durante a injeção de água
	2	O → W (Swi)		0 - 18	foi constatado problemas
	3	W → O		0 - 18	na resinagem da amostra
	4	W → O		0 - 18	
	5	W → O		0 - 18	

8.3 Amostra Berea P3

Durante o teste esta amostra se rompeu.

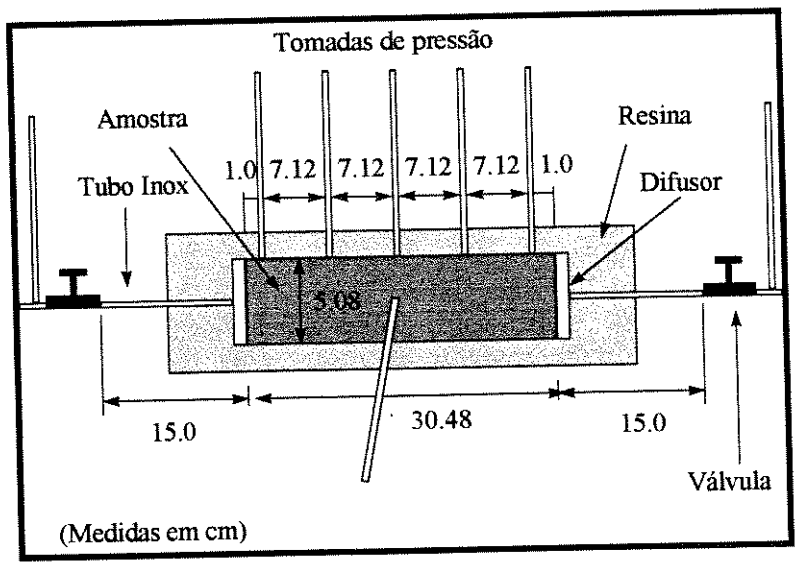


Figura 8-15 Esquema de resinagem da amostra

Tabela 8-5 Berea P3 - Teste com óleo Nujol+Unipar

Teste	Num	Objetivo	Seções (cm)	Observações
1	1	W → W (Sw=100%)	0 - 29	Durante a injeção de água foi constatado problemas na amostra. Fraturas não constatadas nas etapas anteriores
	2	O → W (Swi)	0 - 29	
	3	W → O	0 - 9	
	4	W → O	0 - 14	
	5	W → O	0 - 19	
	6	W → O	0 - 29	
	7	W → O	0 - 29	

O objetivo da apresentação dos dados referentes aos testes nas amostras Berea P2 e P3, foi de sua documentação, pois, as imagens destes testes podem são bastante ilustrativa da utilização da tomografia computadorizada na detecção de falhas em amostras e na sua preparação

8.4 Amostra Berea P4A

Nesta amostra foram realizados nove testes de deslocamento com monitoramento da tomografia computadorizada. O principal objetivo foi a verificação da influência da velocidade de deslocamento, razão de viscosidade e o efeito gravitacional na geometria do fluxo e na permeabilidade relativa óleo-água.

Nos cinco primeiros testes foi utilizado como fase oleosa o óleo Emca, com viscosidade de 18.23 cp (0,01823 Pa.s) @ 19 °C. As vazões de injeção de água foram de 2.0, 4.0, 6.0 e 8.0 cm^3/min. Para a verificação da influência da força gravitacional, no teste 4 a amostra foi girada em 180°. Posteriormente, foram realizados mais dois testes com a fase oleosa sendo uma mistura de óleo Unipar e óleo Nujol, com viscosidade em torno de 92.0 cp (0,092 Pa.s) @ 19°C. As vazões de injeção foram de 2.0 e 1.1 cm^3/min. Finalmente, os dois últimos testes foram realizados utilizando o óleo Nujol, viscosidade de 168.1 cp (0,1681 Pa.s) @ 19 °C, e com vazão de injeção de 1.1 cm^3/min. A manutenção da vazão nos dois últimos testes teve por objetivo verificar a repetibilidade dos mesmos

Na Figura 8-16 é apresentada, esquematicamente, a geometria final da amostra, agora com 40 cm (0,40 m) de comprimento, já preparada para os testes.

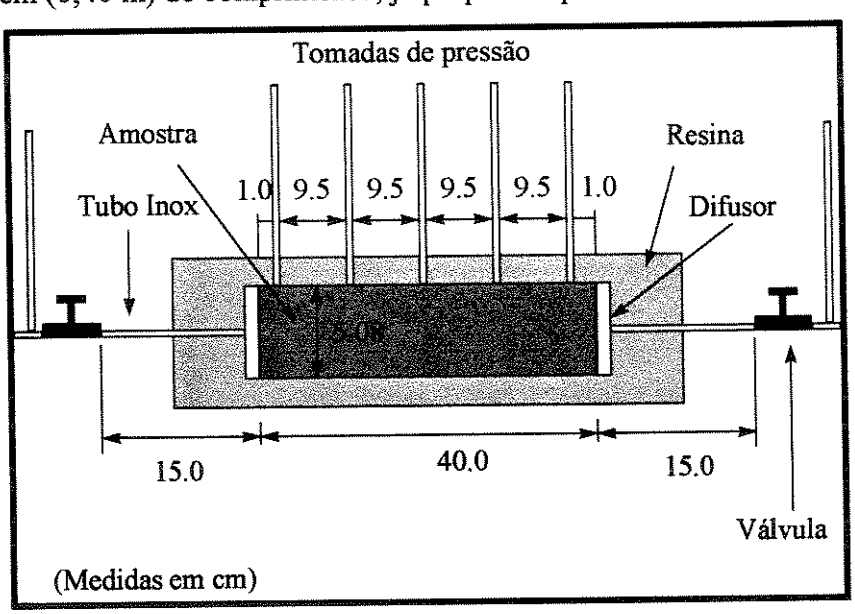


Figura 8-16 Esquema de resinagem da amostra

8.4.1 Testes com Óleo Emca

Os cinco testes realizados com este óleo, a velocidade de deslocamento foi variada mantendo-se constante a razão de viscosidade. Na Tabela 8-6 são apresentados os principais dados e resultados obtidos nas corridas durante o monitoramento através da tomografia computadorizada.

Para cada teste são apresentados os perfis de saturação ao longo da amostra (S_w *versus* X_D e S_w *versus* X_D/T_D) nos tempos de injeção de água apresentados na Tabela 8-6. Depois são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário da água obtidas através do método JBN e através dos perfis de saturação de água.

8.4.1.1 Resultados do Teste 1

Neste teste a vazão de injeção foi de 2.0 cm^3/min. Na Figura 8-17, são apresentadas as curvas das pressões registradas ao longo da amostra e da vazão de óleo *versus* o volume poroso injetado. Através deste gráfico nota-se a tendência de aumento da pressão registrada em todos os transdutores no momento do início da produção de água. Isto ocorre, provavelmente, devido a forte molhabilidade à água do arenito Berea, que faz com que ocorra um acúmulo de água na extremidade da amostra. A curva de vazão de óleo mostra um deslocamento com comportamento próximo a um deslocamento do tipo pistão.

Nas Figuras 8-18 e 8-19, são apresentados os perfis de saturação de água *versus* X_D e X_D/T_D, respectivamente. O gráfico da saturação de água *versus* X_D/T_D, mostra que auto-similaridade entre as curvas é melhor a partir do momento em que os efeitos da injeção deixam de influenciar a distribuição dos fluidos. Neste teste isto ocorre para VPi > 0,08. Na parte inicial da digitação, que corresponde à saturação menor que 0.4, onde os efeitos da injeção e das fronteiras laterais não influenciam o formato do deslocamento e a auto-similaridade entre todas curvas é boa. As curvas colapsadas atingem $S_w = 0$ em $X_D/T_D = 3.2$. Nos perfis, a saturação dificilmente atinge 100%, pois o cálculo desta inclui toda seção, inclusive o topo da amostra, onde fica uma saturação de óleo que resiste à passagem da frente de água.

Tabela 8-6 Berea P4A testes com óleo Emca

Teste	N	Objetivo	Seções (cm)	Tempo (min)	VPi (fr)	Frente xf/L (fr)
1	1	W → W (Sw=100%)	0 - 39	-	0	-
	2	O → W (Swi)	0 - 39	-	0	-
	3	W → O	0 - 5	2	0.021	-
	4	W → O	0 - 9	4	0.042	0.15
	5	W → O	0 - 14	5	0.053	0.18
	6	W → O	0 - 17	6	0.064	0.22
	7	W → O	5 - 19	7	0.074	0.25
	8	W → O	8 - 29	8	0.085	0.3
	9	W → O	12 - 39	12	0.127	0.4
	10	W → O	15 - 39	14	0.148	0.5
	11	W → O	20 - 39	17	0.180	0.6
	12	W → O	0 - 39	21	0.222	0.8
	14	W → O (Sor)	0 - 39	60	0.635	-
2	1	O → W (Swi)	0 - 39	-	0	
	2	W → O	0 - 4	1	0.021	0.12
	3	W → O	0 - 9	1.33	0.028	0.16
	4	W → O	0 - 14	2.3	0.049	0.20
	5	W → O	0 - 17	4.5	0.095	0.36
	6	W → O	0 - 19	6.42	0.136	0.52*
	7	W → O	0 - 24	8.33	0.177	0.68*
	8	W → O	0 - 39	12	0.254	0.94
	9	W → O	0 - 39	14.84	0.315	-
	10	W → O (Sor)	0 - 39	54	1.144	-
3	1	O → W (Swi)	0 - 39	-	0	-
	2	W → O	0 - 6	1.4	0.04	0.16
	3	W → O	0 - 14	2.45	0.08	0.28
	4	W → O	0 - 19	4.25	0.14	0.68*
	5	W → O	0 - 29	6.33	0.20	0.76
	6	W → O	0 - 34	8.25	0.26	1.00*
	7	W → O	0 - 39	11.5	0.37	-
	8	W → O (Sor)	0 - 39	44	1.14	-
4	1	O → W (Swi)	0 - 39	-	0	-
	2	W → O	0 - 7	1.12	0.047	0.24*
	3	W → O	0 - 14	2.90	0.123	0.60*
	4	W → O	0 - 24	5.17	0.219	0.80*
	5	W → O	0 - 34	5.87	0.247	1.00*
	6	W → O	0 - 39	8.55	0.362	-
	7	W → O	0 - 39	11.58	0.491	-
	8	W → O	0 - 39	22.67	0.961	-
	9	W → O (Sor)	0 - 39	29.17	1.236	-
5	1	O → W (Swi)	0 - 39	-	0	-
	2	W → O	0 - 7	1.00	0.042	0.2
	3	W → O	0 - 13	2.00	0.085	0.28
	4	W → O	0 - 24	3.83	0.162	0.72*
	5	W → O	0 - 34	6.00	0.254	1.00*
	6	W → O	0 - 39	8.58	0.364	-
	7	W → O	0 - 39	10.92	0.463	-
	8	W → O (Sor)	0 - 39	30.70	1.301	-

(Obs. Os valores marcados com '*' foram estimados)

As imagens tomográficas das corridas realizadas neste teste são apresentadas na Figuras A-56 a A-75. Deve ser lembrado, que a posição correspondente ao início e fim das corridas, para estes testes, é apresentada na Tabela 8-6.

Da análise das imagens que mostram o formato do deslocamento nas 10 corridas tomográficas podem ser feitas as seguintes observações:

1. No início da injeção o deslocamento é dominado por várias digitações, que logo cedo se colapsam em uma única, permanecendo assim até atingir a extremidade da amostra.

2. O única digitação formada se deslocar, preferencialmente, pela parte inferior/direita da amostra, mostrando, portanto, a influência da força gravitacional e das heterogeneidades, que são indicadas pela inclinação das laminações. A forma da digitação pode ser observada nas projeções ortogonais e reconstrução 3-D.

3. Na metade do deslocamento, devido às laminações, existe a tendência de formação de outro ramo de digitação na parte superior da amostra mas, que logo é amortecido e/ou absorvido pela digitação principal.

4. As regiões atingidas pela digitação têm um deslocamento tipo Buckley-Leverett com elevada eficiência de varrido, ou seja, a saturação de água na frente de avanço é alta. Esta boa eficiência de varrido é caracterizada pela coloração amarelada e, que conforme vai aumentando a saturação de água vai tendendo para o azul.

5. É provável que o comprimento de onda da digitação seja maior que o diâmetro da amostra, pois o formato dela é indicativo de que está limitada pelas extremidades laterais.

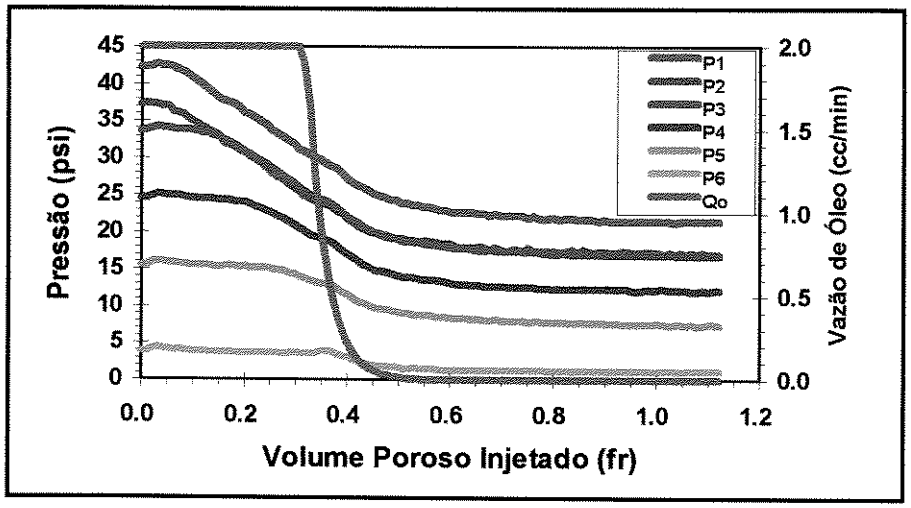


Figura 8-17 Berea 4A Teste 1 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

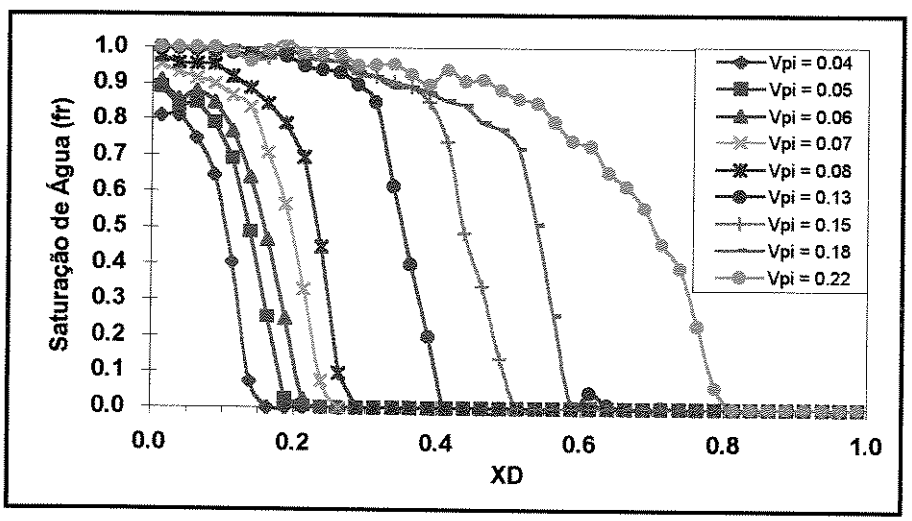


Figura 8-18 Berea 4A Teste 1 - Saturação de água *versus* X_D

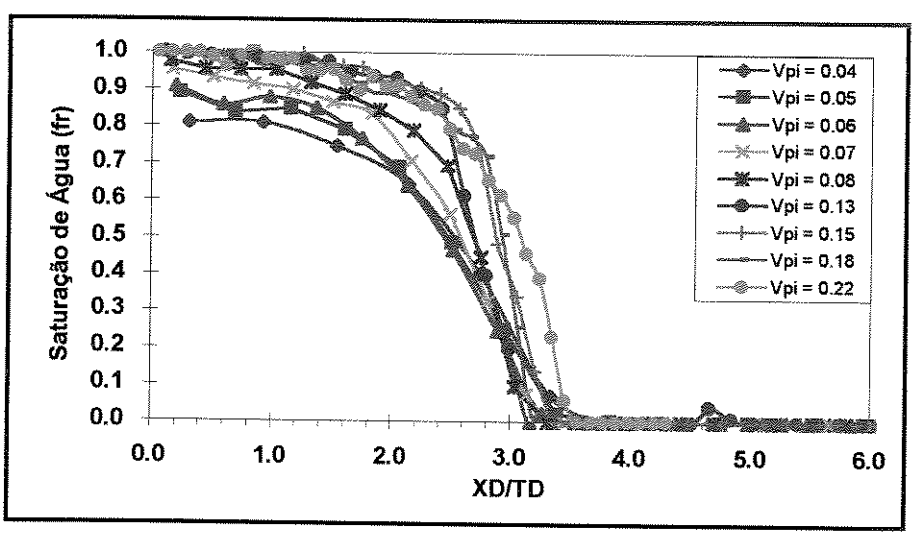


Figura 8-19 Berea 4A Teste 1 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

Na Figura 8-20 são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa óleo-água e fluxo fracionário, calculados através do método JBN e através dos perfis de saturação. Nos dois casos, os efeitos da pressão capilar não estão sendo levados em consideração. Nota-se que através do método JBN a permeabilidade relativa ao óleo se apresenta quase que linear. A permeabilidade relativa à água é linear, exceto para as altas saturações e com valor extremamente baixo, em torno de 0.1, para a saturação de óleo residual. Isto comprova a forte molhabilidade da rocha à água. A curva de fluxo fracionário reflete o comportamento de um deslocamento sem a presença de choque.

Nesta mesma figura são apresentados através dos símbolos os resultados obtidos através dos perfis de saturação em quatro momentos diferentes (VPi = 0.04, 0.05, 0.18 e 0.22). As principais diferenças em relação ao método JBN são:

- A permeabilidade relativa ao óleo é menor para baixas saturações de água e maior para as saturações maiores.
- A permeabilidade relativa à água é maior para baixas saturações de água
- A curva de fluxo fracionário apresenta um forte crescimento para o intervalo de saturação de 0 a 8% e de 60% a 80%.

A curva de fluxo fracionário da água se apresenta de forma convexa, sem indícios da formação de choque (o que esperado para um deslocamento instável).

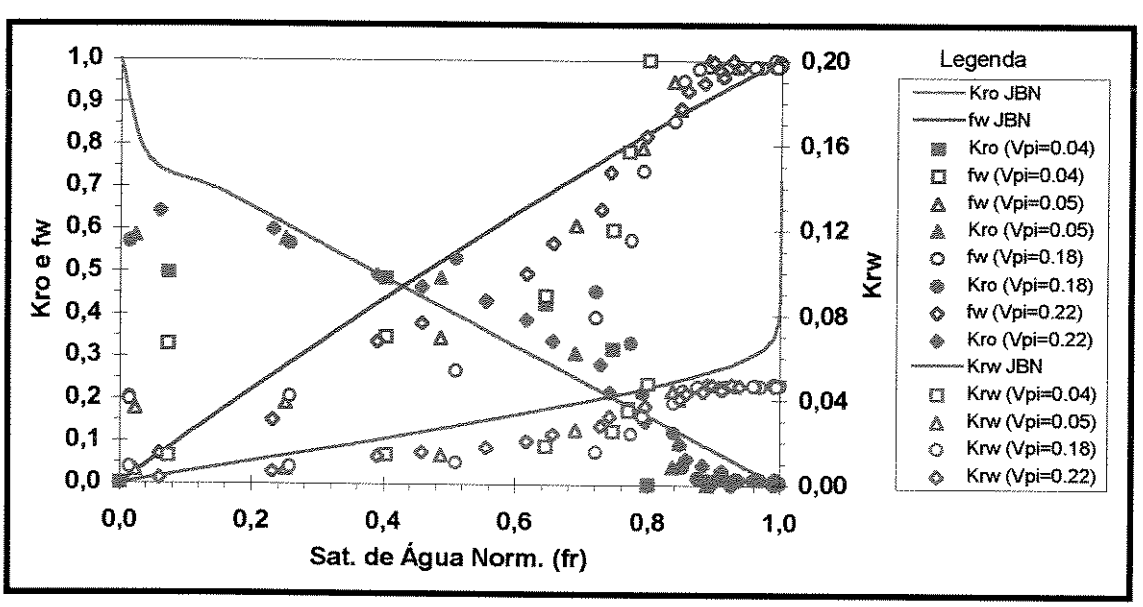


Figura 8-20 Berea 4A Teste 1 - Permeabilidade relativa óleo-água

8.4.1.2 Resultados do Teste 2

Neste teste foi utilizada uma vazão de 4.0 cm^3/min. O comportamento da pressão e vazão de óleo é apresentado na Figura 8-21. Como no teste anterior, a vazão de óleo indica que deslocamento tem um comportamento do tipo pistão.

Nas Figuras 8-22 e 8-23 são apresentados os perfis de saturação ao longo da amostra. No gráfico de X_D/T_D, as curvas apresentam boa auto-similaridade para VPi > 0.1, momento a partir do qual, o deslocamento começa a ser menos influenciado pelos efeitos da injeção. Na parte inicial da digitação, quando esta ainda não atingiu os limites da amostra, a auto-similaridade das curvas é muito boa. As curvas colapsadas atingem $S_w = 0$ em $X_D/T_D = 4.0$.

A análise das imagens obtidas nas oito corridas do tomógrafo (Figura A-76 a A-94), mostram que a geometria do deslocamento; forma da digitação, posição preferencial de deslocamento e influência das heterogeneidades, são semelhantes ao teste anterior, quando a vazão de injeção era de 2 cm^3/min. A maior diferença é que neste teste a única digitação formada é mais alongada e, como conseqüência, os perfis de saturação gerados têm menor inclinação.

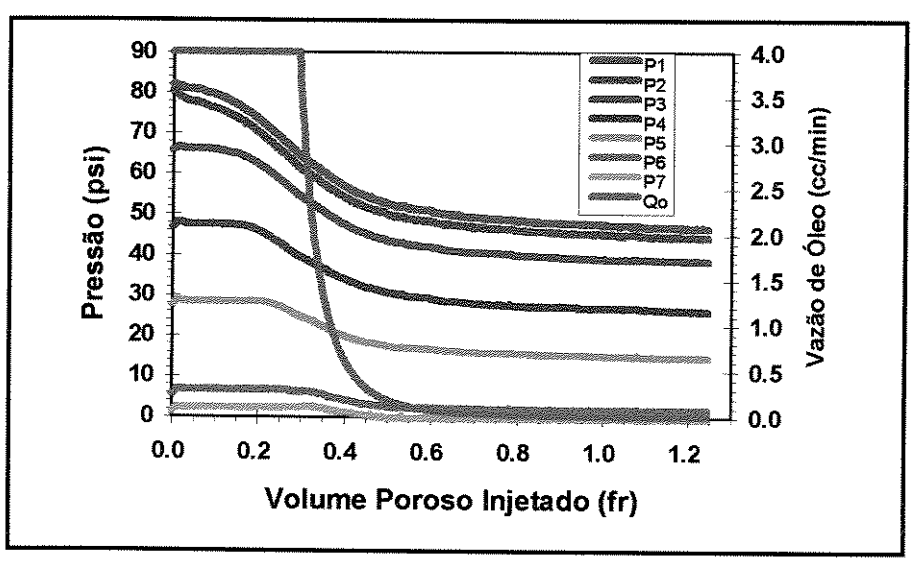


Figura 8-21 Berea 4A Teste 2 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

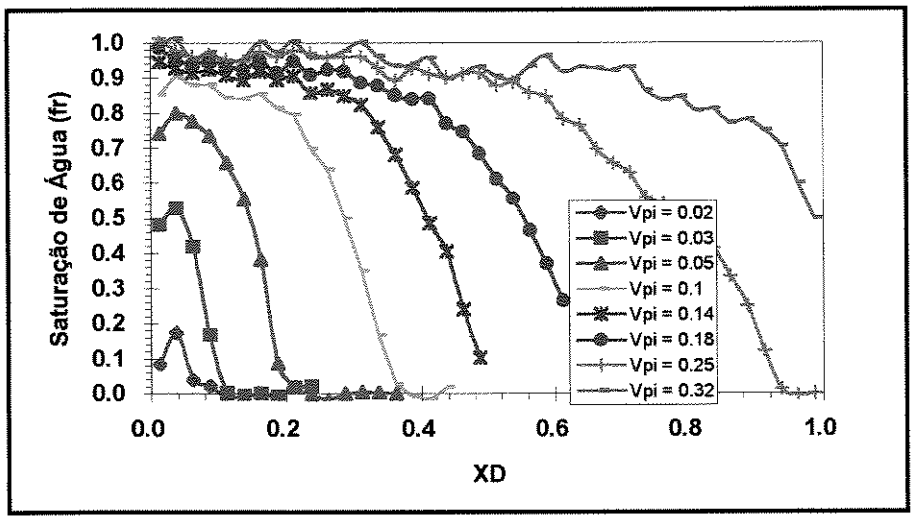


Figura 8-22 Berea 4A Teste 2 - Saturação de água *versus* X_D

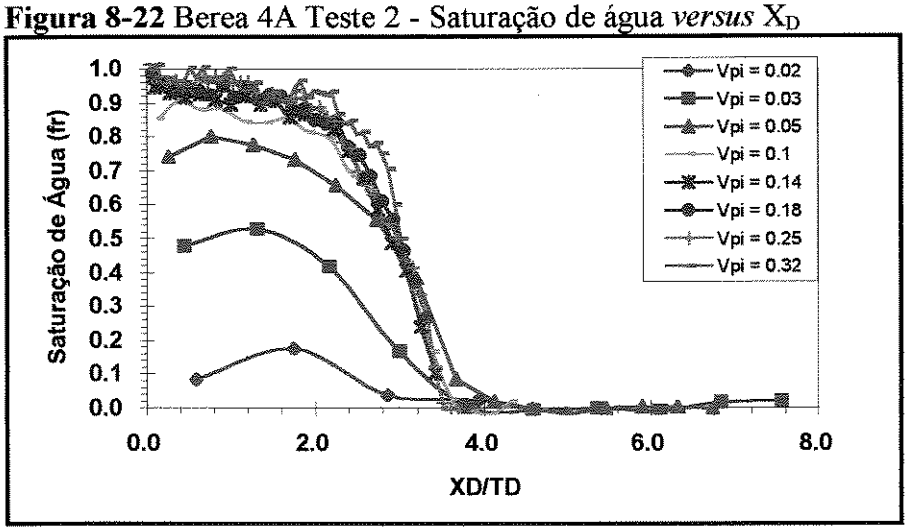


Figura 8-23 Berea 4A Teste 2 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

Na Figura 8-24 são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário, as quais pelo método JBN são bem parecidas com as do teste anterior. As permeabilidades relativas calculadas com base em três perfis de saturação em diferentes tempos, apresentam um comportamento bem diferente das obtidas pelo método JBN, principalmente em relação à permeabilidade relativa ao óleo.

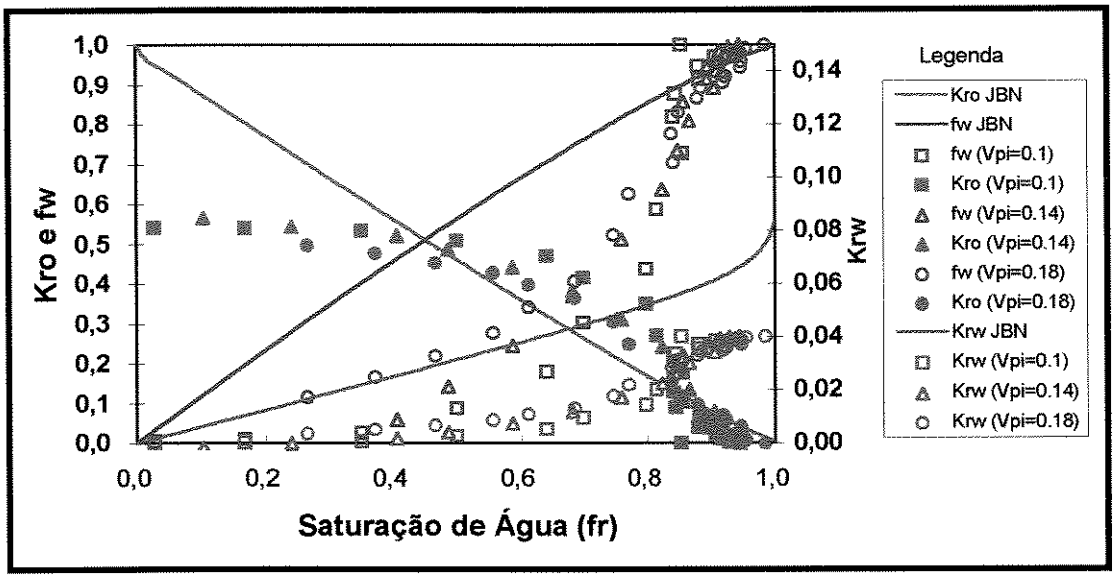


Figura 8-24 Berea 4A Teste 2 - Permeabilidade relativa óleo-água

8.4.1.3 Resultados do Teste 3

Teste realizado com vazão de injeção de 6.0 cm^3/min. O comportamento da pressão e vazão de produção de óleo é apresentado na Figura 8-25. Nas Figuras 8-26 e 8-27 são apresentados os perfis de saturação ao longo da amostra. As curvas no gráfico de X_D/T_D apresentam boa auto-similaridade para três curvas.

Com esta vazão, a parte inicial da digitação principal foi mais errática, mais alongada e se deslocou mais pelo centro da amostra - evidenciando menor influência do efeito gravitacional. Mesmo assim, a maior fração de óleo residual ficou na parte superior e laterais da amostra. Por onde a água penetra, a eficiência de varrido foi excelente.

As imagens tomográficas são apresentadas nas Figuras A-95 a A-109.

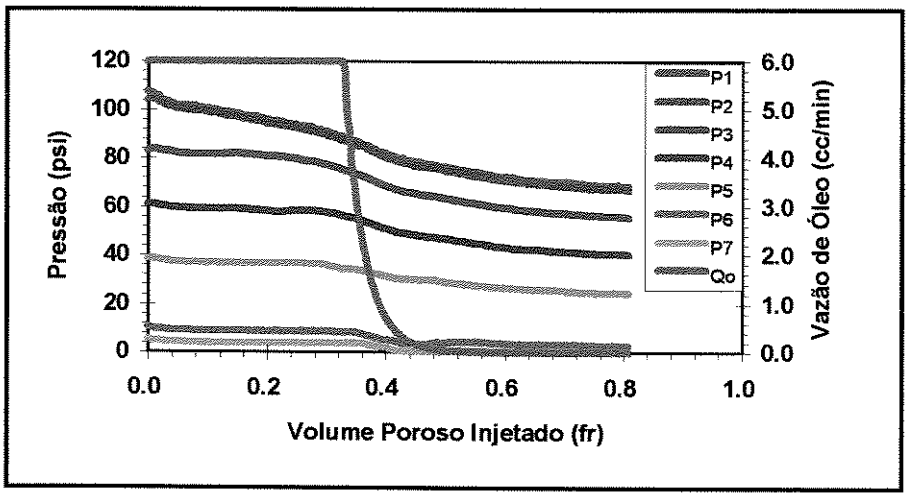


Figura 8-25 Berea 4A Teste 3 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

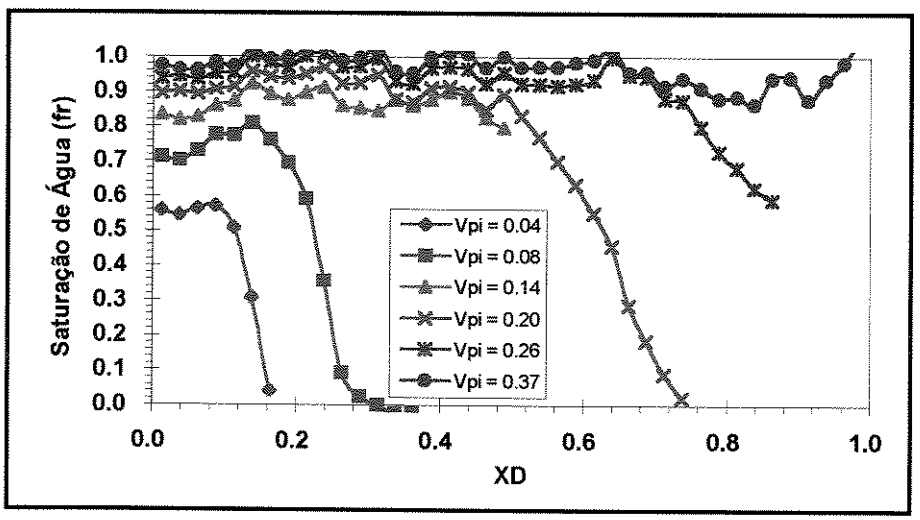


Figura 8-26 Berea 4A Teste 3 - Saturação de água *versus* X_D

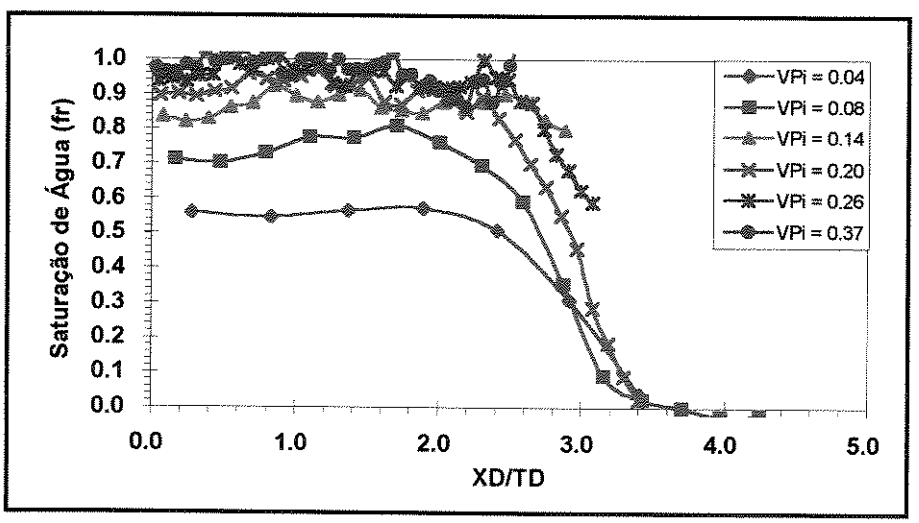


Figura 8-27 Berea 4A Teste 3 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

Na Figura 8-28 são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário da água, de onde nota-se que o comportamento é semelhante ao do teste anterior. As permeabilidades relativas calculadas com base nos perfis de saturação foram obtidas através da aplicação do método para os perfis relativos a VPi = 0.08 e 0.20. Nota-se que devido aos perfis não serem decrescente para altas saturações, os resultados podem parecer incoerentes nesta situação.

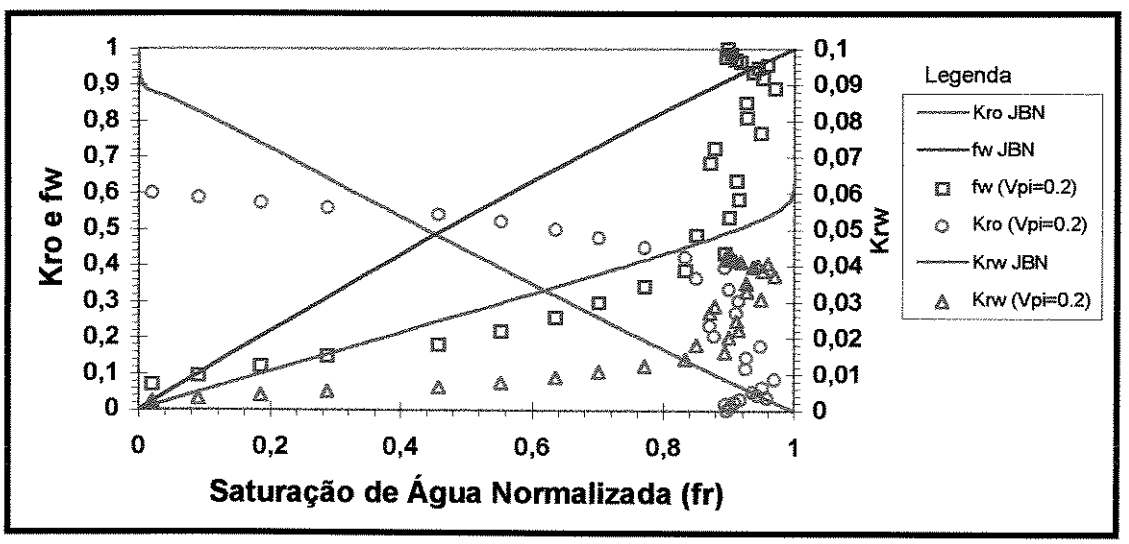


Figura 8-28 Berea 4A Teste 3 - Permeabilidade relativa óleo-água

8.4.1.4 Resultados do Teste 4

Neste teste a vazão de injeção foi de 8 cm^3/min, com a amostra girada em 180° para verificação da influência do efeito gravitacional. Deve ser salientado, que seria melhor a observação deste efeito com vazão de injeção mais baixa, mas, para manter a seqüência dos testes e por questões econômica isto não foi possível. Na Figura 8-29 são apresentadas as curvas de pressão ao longo da amostra e da vazão de óleo. Nas Figuras 8-30 e 8-31, são apresentados os perfis de saturação de água ao longo da amostra. Devido à sucessivas paradas do tomógrafo para resfriamento do tubo emissor, o programa preestabelecido não foi cumprido e, com isso, não foi possível o monitoramento da parte mais avançada da digitação, região que nos perfis é representada pelos menores valores de saturação. Somente para o primeiro perfil a

auto-similaridade entre das curvas não é boa. Isto é justificado pelo efeito da injeção até tempo.

Apesar de não se ter conseguido acompanhar a ponta da digitação, pode-se observar através da imagens tomográficas, Figura A-110 a A-123, que este se deslocou preferencialmente pelo centro, mas com a maior fração de óleo residual permanecendo na parte superior da amostra. Isto comprova que, mesmo com alta vazão de injeção, o deslocamento foi influenciado pela força gravitacional.

As curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário por JBN, apresentadas na Figura 8-32, são parecidas com as do teste anterior.

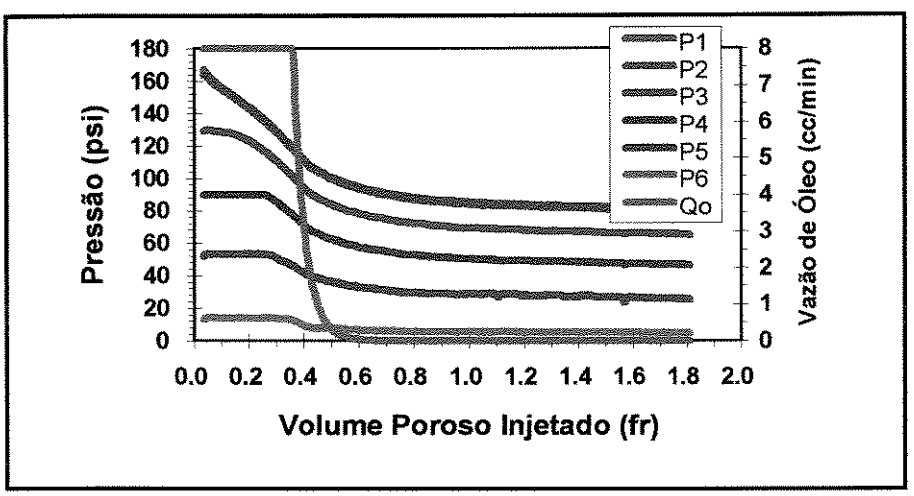


Figura 8-29 Berea 4A Teste 4 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

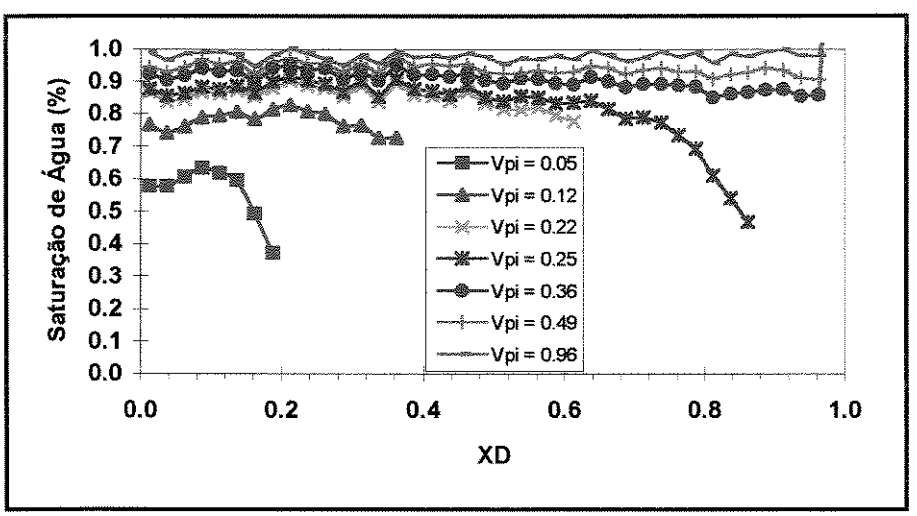


Figura 8-30 - Berea 4A Teste 4 - Saturação de água *versus* X_D

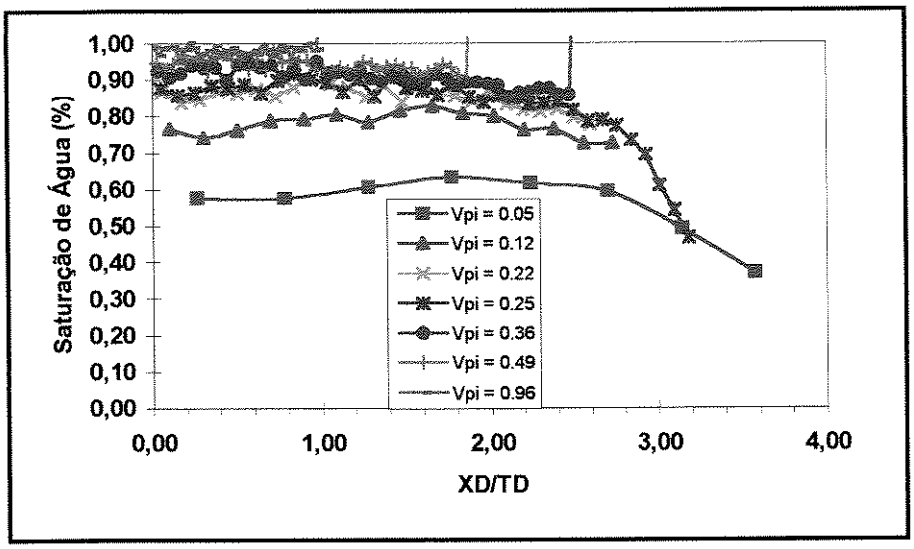


Figura 8-31 Berea 4A Teste 4 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

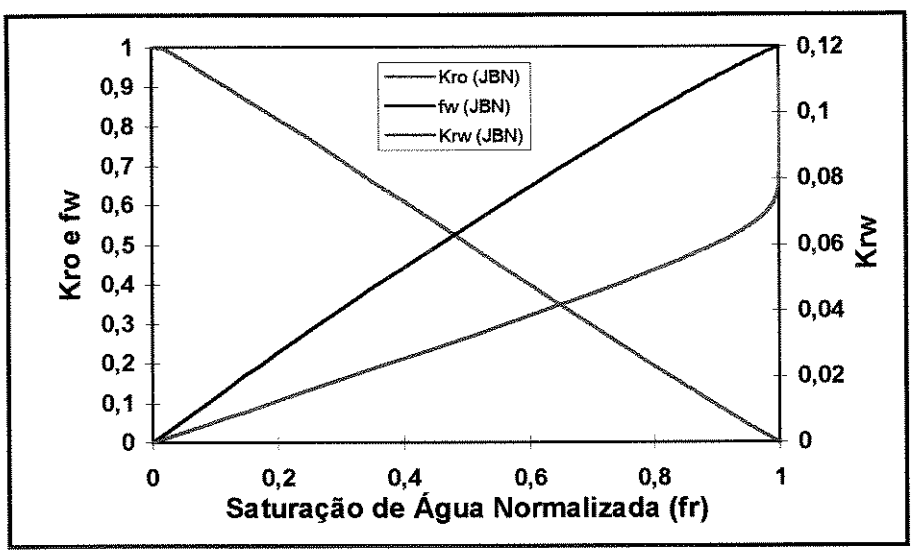


Figura 8-32 Berea 4A Teste 4 - Permeabilidade relativa óleo-água

8.4.1.5 Resultados do Teste 5

Neste teste a vazão de injeção foi a mesma do anterior, porém com amostra na posição original. O objetivo foi a verificação da repetibilidade com o teste anterior, principalmente, no que se refere ao efeito gravitacional. Na Figura 8-33 é apresentado o comportamento da pressão e vazão de óleo. Nas Figuras 8-34, 8-35 e 8-36 são apresentados, respectivamente, os perfis de saturação ao longo da amostra e as curvas de permeabilidade relativa óleo-água através do JBN e dos perfis de saturação. A

permeabilidade relativa através dos perfis foi obtida com a utilização das corridas com VPi = 0.04 e 0.08.

As imagens tomográficas são apresentadas nas Figuras A-124 a A-138.

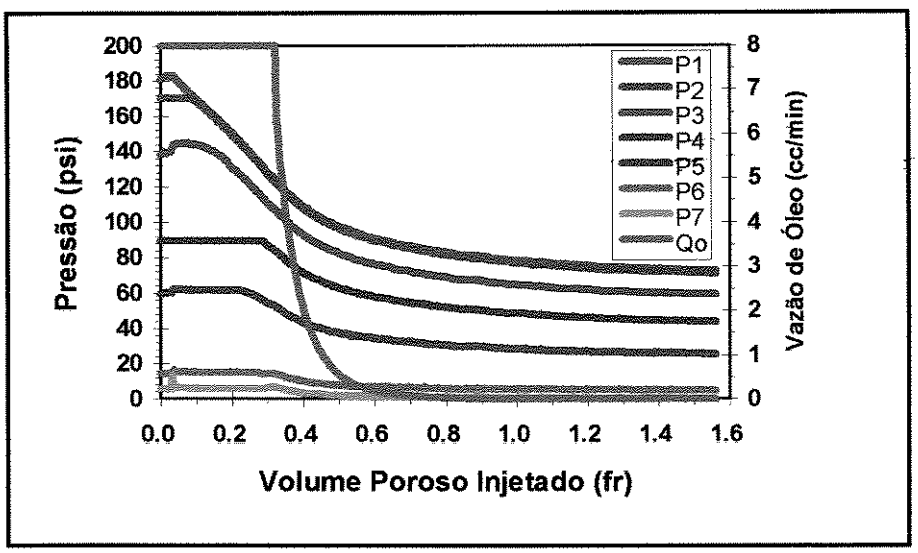


Figura 8-33 Berea 4A Teste 5 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

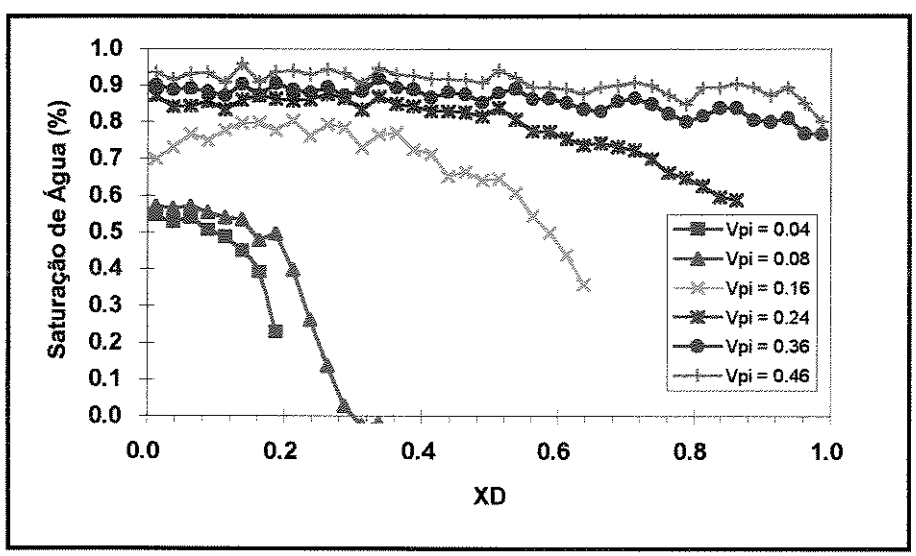


Figura 8-34 Berea 4A Teste 5 - Saturação de água *versus* X_D

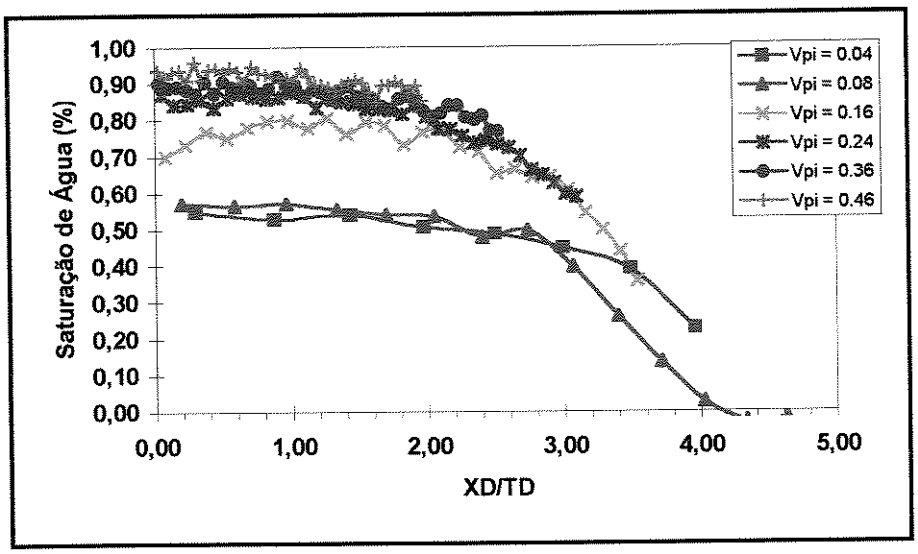


Figura 8-35 Berea 4A Teste 5 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

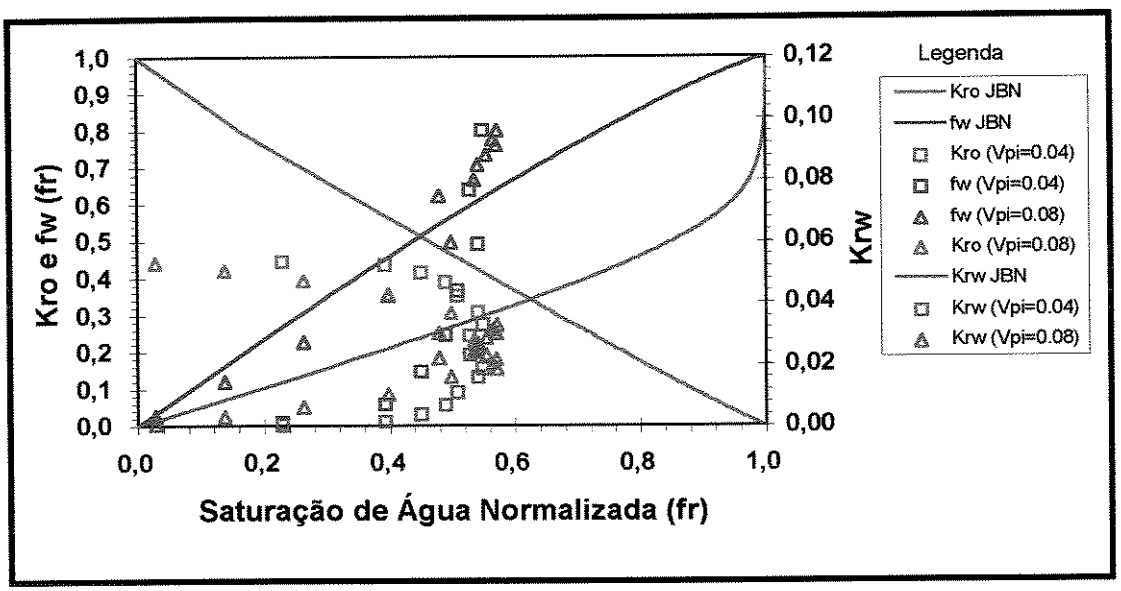


Figura 8-36 Berea 4A Teste 5 - Permeabilidade relativa óleo-água

8.4.2 Observações sobre os Testes com Óleo Emca

Nestes testes a razão de viscosidade foi de 18.23 e a razão de mobilidade nos pontos terminais ficou entre 1.8 e 3.0.

A análise das imagens tomográficas e dos perfis de saturação nos testes com água deslocando o óleo, revelou que o deslocamento não pôde ser considerado difuso para as regiões onde a digitação principal não tinha atingido os limites laterais da amostra.

A saturação de água *versus* X_D/T_D apresentaram melhor auto-similaridade a partir do momento em que a condição de injeção deixou de influenciar a geometria de fluxo. Geralmente esta condição ocorreu para VPi > 0.10. Notou-se também, que para saturação de água mais elevadas, o gradiente das curvas de saturação contra X_D/T_D, não era tão forte quanto os que foram apresentados na literatura (Peters *et al* (71)) para meios porosos artificiais com grande permeabilidade.

Em todos os testes sempre houve a tendência de ocorrência de várias digitações no início do deslocamento, mas que, rapidamente, eram colapsadas em uma única e cujo comprimento crescia com o aumento da velocidade de deslocamento. Utilizando os conceitos definidos por Chouke *et al* (12), o tamanho crítico de onda foi estimado como sendo 10 vezes menor que o diâmetro da amostra, conforme pode ser observado na Tabela 7-2. Portanto, por essa teoria, o deslocamento deveria ser dominados por digitações presentes em toda extensão da amostra, já que, o comprimento de onda observado era bem maior que o crítico.

A influência da força gravitacional é notada pelo fato de que, em muitos testes, o deslocamento o sempre teve a tendência de avançar mais pela parte inferior da amostra, principalmente nos testes com menor velocidade de deslocamento, e pela tendência da saturação de óleo após a passagem da frente de avanço ser maior na parte superior da amostra. Mesmo não tendo sido possível o perfeito acompanhamento do avanço da água, nos testes em que a amostra foi colocada em diferentes posições, este efeito pôde se observado. Isto o que elimina possíveis dúvidas sobre a influência das características intrínsicas do meio poroso para a ocorrência deste fato.

As curvas de permeabilidade relativa pelo método JBN são características de um deslocamento sem frente de avanço uniforme em toda seção transversal da amostra. Através dos perfis de saturação a permeabilidade relativa ao óleo era menor e a relativa à água era, normalmente, maior para baixas saturações de água.

8.4.3 Testes com Óleo Nujol+Unipar

O objetivo destes testes foi a verificação do deslocamento com uma razão de viscosidade maior que a utilizada nos testes anteriores, para isso foram realizados dois testes com vazões de injeção de 2.0 e 1.1 cm^3/min. Na Tabela 8-7 são apresentados os principais resultados do monitoramento com o tomógrafo.

Tabela 8-7 Berea P4A Testes com óleo Nujol+Unipar

Teste	N	Objetivo	Seções (cm)	Tempo (min)	VPi (fr)	Frente xf/L (fr)
6	1	O → W (Swi)	0 - 39	-	-	-
	2	W → O	0 - 9	2.95	0.022	0.2
	3	W → O	0 - 14	6.13	0.050	0.3
	4	W → O	0 - 24	10.13	0.075	0.4
	5	W → O	0 - 34	15.00	0.107	0.56
	6	W → O	0 - 39	20.23	0.136	0.68
	7	W → O	0 - 39	23.75	0.158	0.76
	8	W → O	0 - 39	26.87	0.181	0.86
	9	W → O (Sor)	0 - 39	-	-	-
7	1	O → W (Swi)	0 - 39	-	-	-
	2	W → O	0 - 14	9.00	0.052	0.28
	3	W → O	0 - 25	15.08	0.088	0.58
	4	W → O	0 - 29	20.37	0.119	0.60
	5	W → O	0 - 39	27.30	0.159	0.80
	6	W → O	30 - 39	34.83	0.203	0.93
	7	W → O	30 - 39	35.63	0.208	0.95
	8	W → O	30 - 39	36.30	0.212	0.96
	9	W → O	30 - 39	37.00	0.216	1.00
	10	W → O	30 - 39	37.83	0.220	-
	11	W → O	30 - 39	39.40	0.230	-
	12	W → O	30 - 39	40.22	0.234	-
	13	W → O	0 - 39	41.73	0.243	-
	14	W → O (Sor)	0 - 39	80.00	0.466	-

8.4.3.1 Resultados do Teste 6

Neste teste ocorreu um vazamento à montante da amostra durante a injeção de água, com isso a vazão de injeção foi variável durante todo teste e, como conseqüência, não foi possível a obtenção da fração água/óleo produzida. Através dos perfis de saturação de água, obtidos com a tomografia computadorizada, foi possível fazer uma estimativa do volume produzido e da vazão média de óleo produzido.

A variação da pressão nos diversos pontos da amostra e a variação da vazão mássica é apresentada na Figura 8-37. Nas Figuras 8-38 e 8-39 são apresentados os perfis de saturação de água ao longo da amostra.

A análise das imagens, que são apresentadas nas Figuras A-139 a A-157, mostra que no início do deslocamento, até um VPi = 0,05, existe a ocorrência de várias digitações com tendência de se deslocar pela parte inferior da amostra, deixando grande fração de óleo intacta na parte superior. Após a injeção de 0.075 volumes porosos, a frente se transforma em uma única e bem definida digitação. Até o início da produção de água, a maior fração de óleo não recuperado fica na parte superior da amostra.

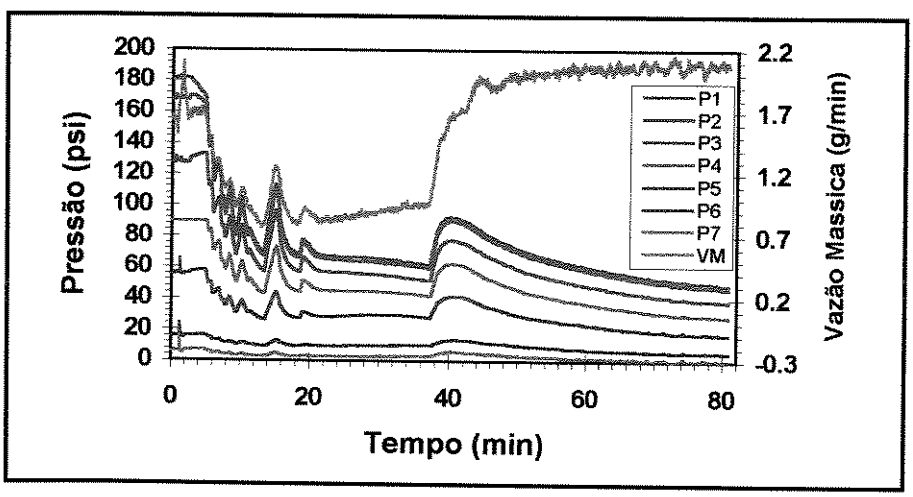


Figura 8-37 Berea 4A Teste 6 - Pressão e vazão de óleo *versus* tempo

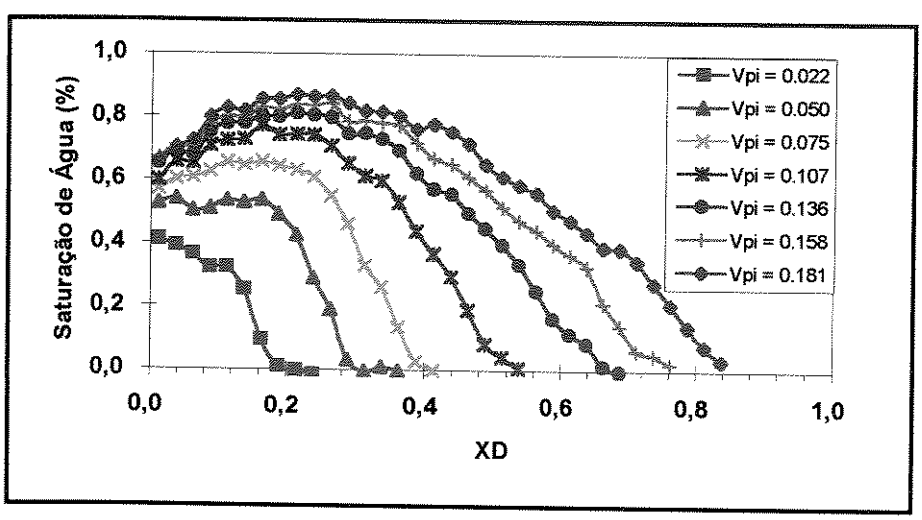


Figura 8-38 Berea 4A Teste 6 - Saturação de água *versus* X_D

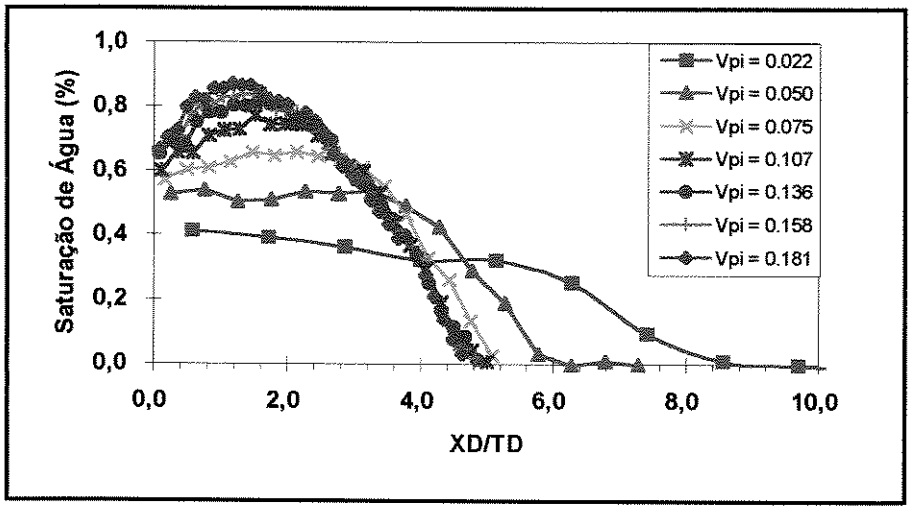


Figura 8-39 Berea 4A Teste 6 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

Mesmo sendo o teste, involuntariamente, realizado com vazão variável e sem possibilidade da determinação direta das frações produzidas, através dos perfis de saturação em vários tempos de injeção e do gradiente de pressão ao longo da amostra, nestes mesmos tempos, foi possível a estimativa das permeabilidades das fases. Os resultados são apresentados na Figura 8-40.

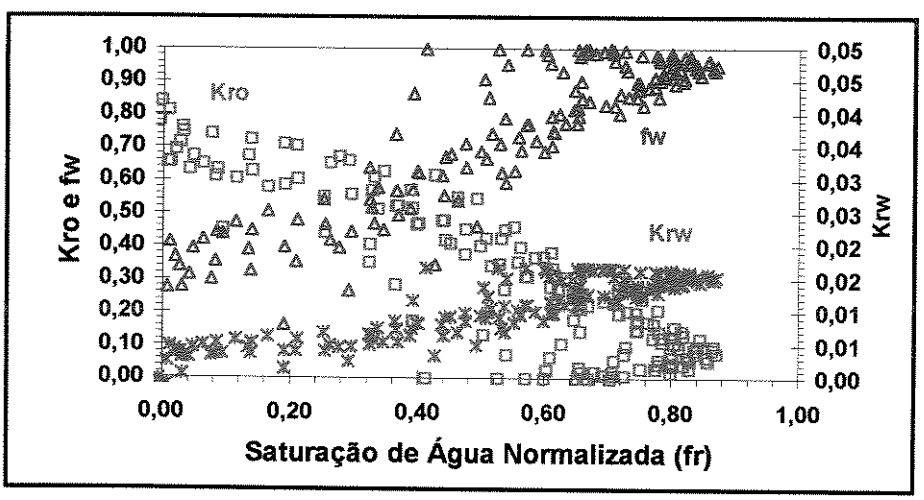


Figura 8-40 Berea 4A Teste 6 - Permeabilidade relativa óleo-água.

8.4.3.2 Resultados do Teste 7

Nesse teste a razão de viscosidade foi a mesma do teste 6, sendo dada atenção especial para o que acontece na extremidade da amostra, no momento em que a digitação principal se aproxima dela. Foram feitas 8 corridas, com cortes de 1 cm de espessura, nos 10 cm finais da amostra e reconstrução prospectiva de 2 em 2 mm, para maior precisão na detecção dos efeitos de extremidade.

Na Figura 8-41 são apresentados os gráficos de pressão ao longo da amostra e o comportamento da vazão de óleo. Nas Figura 8-42 e 8-43 são apresentados os perfis de saturação de água ao longo da amostra obtidos das imagens de 1 em 1 cm. Confirma-se que o colapso das curvas, gráfico de S_w *versus* X_D/T_D não é satisfatório no intervalo em que a condição de injeção interfere na geometria de deslocamento.

Através destas figuras pôde-se comprovar a existência de um aumento de saturação de água na extremidade da amostra. É importante ressaltar que este efeito de extremidade, no momento da chegada da água na extremidade de produção, aparece como um aumento da saturação de água dentro da digitação. As regiões que não foram atingidas por ela continuam com a saturação inicial. Como estes perfis são referentes a região de crescimento da digitação, o colapso das curvas num gráfico de S_w *versus* X_D/T_D foi muito bom.

As imagens tomográficas são apresentadas nas Figuras A-155 a A-176, sendo que para as reconstruções prospectivas são apresentadas somente as projeções ortogonais (Figuras A-172 a A-175). A análise dessas imagens mostra que o deslocamento é formado por uma única digitação bem alongado e viajando pela parte inferior da amostra. No início do deslocamento a saturação de óleo residual na parte superior da amostra é alta.

Na Figura 8-44 são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário de água calculadas através do método JBN. As permeabilidades relativas são praticamente lineares e, como era de se esperar, o fluxo fracionário de água não apresenta choque.

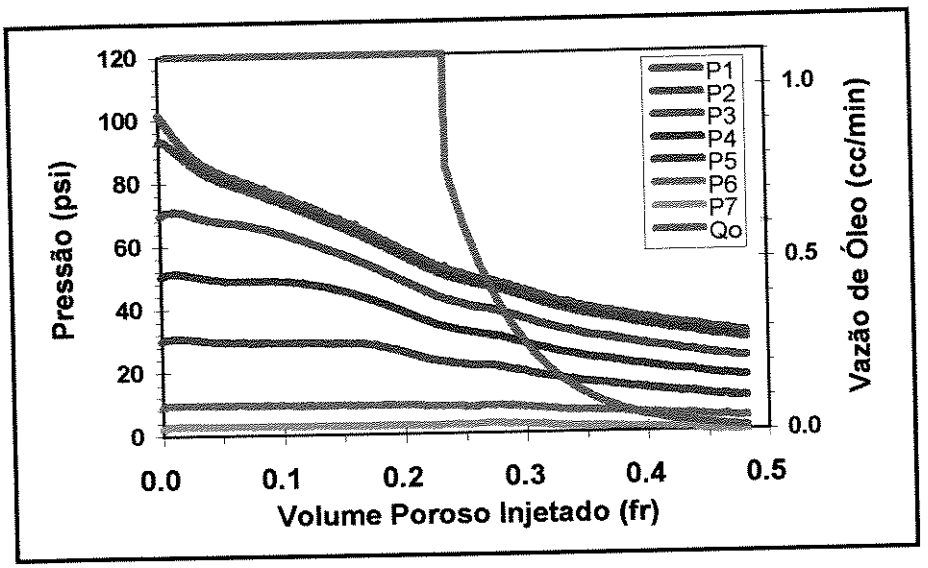


Figura 8-41 Berea 4A Teste 7 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

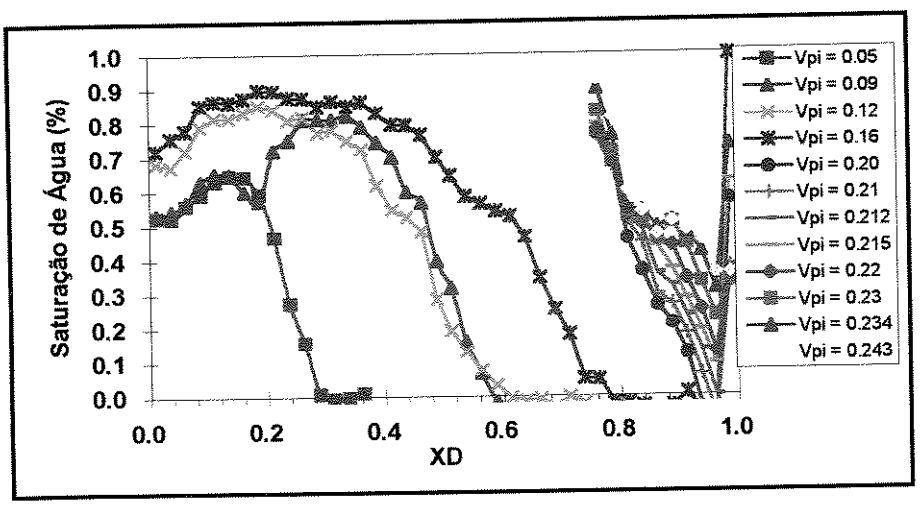


Figura 8-42 Berea 4A Teste 7 - Saturação de água *versus* X_D

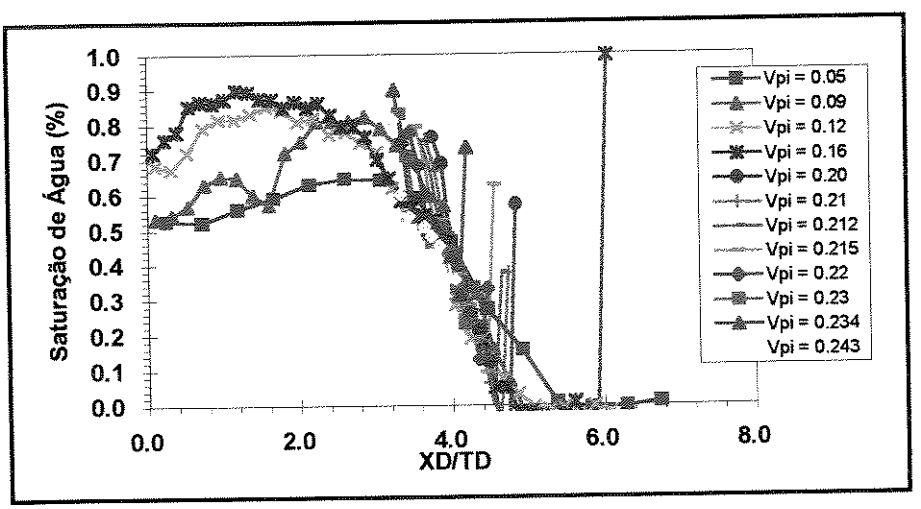


Figura 8-43 Berea 4A Teste 7 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

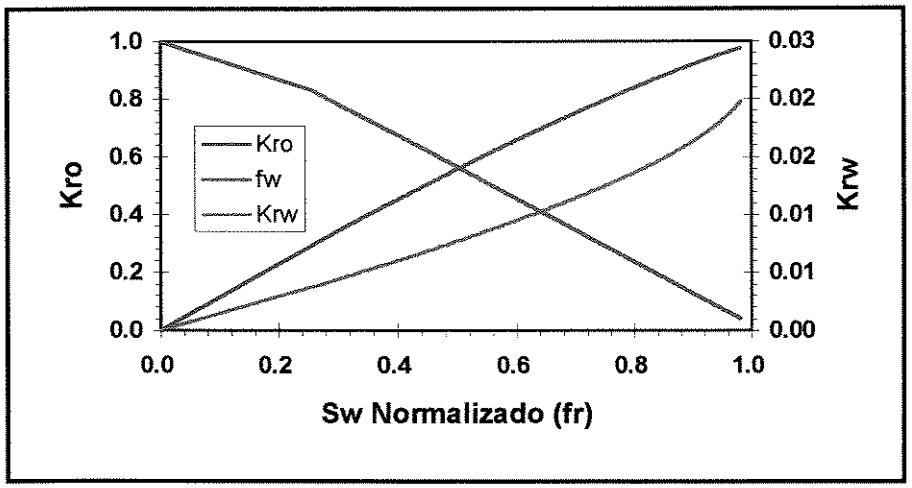


Figura 8-44 Berea 4A Teste 7 - Permeabilidade relativa óleo-água

8.4.4 Testes com Óleo Nujol

Nestes testes foi aumentada a razão de viscosidade em relação ao teste anterior e mantida vazão de injeção. Com isso pode-se comparar o comportamento do deslocamento com razões de viscosidade diferentes. Na Tabela 8-8 são apresentados os principais resultados obtidos com o monitoramento tomográfico. Como nos testes anteriores, foi dada uma atenção especial para o que acontece na extremidade da amostra momentos antes do início da produção de água.

Tabela 8-8 Testes na amostra Berea P4A com óleo Nujol

Teste	N	Objetivo	Seções (cm)	Tempo (min)	VPi (fr)	Frente xf/L (fr)
8	1	O → W (Swi)	0 - 39	-	-	-
	2	W → O	0 - 14	8.83	0.051	0.31
	3	W → O	0 - 19	15.00	0.087	0.48
	4	W → O	0 - 29	18.40	0.107	0.76
	5	W → O	0 - 39	23.67	0.138	0.90
	6	W → O	30 - 39	28.50	0.166	0.92
	7	W → O	30 - 39	29.50	0.172	0.96
	8	W → O	30 - 39	30.83	0.180	1.00
	9	W → O	30 - 39	32.10	0.187	-
	10	W → O	30 - 39	32.92	0.192	-
	11	W → O	30 - 39	33.75	0.197	-
	12	W → O	30 - 39	34.78	0.203	-
	13	W → O	30 - 39	35.50	0.207	-
	14	W → O (Sor)	0 - 39	80.00	0.466	-
9	1	O → W (Swi)	0 - 39	-	-	-
	2	W → O	0 - 14	7.85	0.046	0.28
	3	W → O	0 - 21	14.83	0.086	0.46
	4	W → O	0 - 39	23.80	0.139	0.76
	5	W → O	30 - 39	28.00	0.163	0.84
	6	W → O	30 - 39	29.83	0.174	0.90
	7	W → O	30 - 39	31.33	0.183	0.92
	8	W → O	30 - 39	32.42	0.189	0.96
	9	W → O	30 - 39	33.17	0.193	1.00
	10	W → O	30 - 39	34.00	0.198	-
	11	W → O	30 - 39	35.25	0.205	-
	12	W → O	30 - 39	36.86	0.215	-
	13	W → O (Sor)	0 - 39	100.0	0.583	-

8.4.4.1 Resultados do Teste 8

Na Figura 8-45 são apresentados os comportamentos da pressão ao longo da amostra e da vazão óleo durante o teste. Nas Figuras 8-46 e 8-47 são apresentados os perfis de saturação de água ao longo da amostra, reconstruídos a partir das imagens de 1 em 1 cm, em duas escala diferentes. Nota-se que há fortes indícios de acúmulo de água na extremidade da amostra.

As imagens tomográficas são apresentadas nas Figuras A-177 a A-211, onde nota-se que o formato do deslocamento é igual ao dos testes anteriores, ou seja, uma única digitação, mais alongada, que se forma no centro da amostra e, posteriormente, com tendência de, se deslocar pela parte inferior. No momento do início da produção de água, a digitação chega pela parte inferior da seção e a água só é produzida através desta digitação. O restante da seção continua intacta.

Na Figura 8-48 são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário de água. As permeabilidades relativas por JBN são praticamente lineares e, como era de se esperar, o fluxo fracionário de água não apresenta choque.

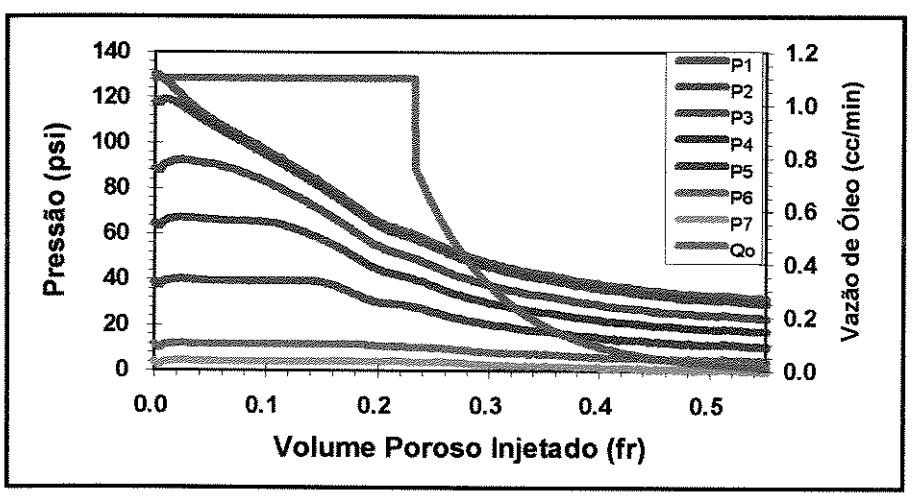


Figura 8-45 Berea 4A Teste 8 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

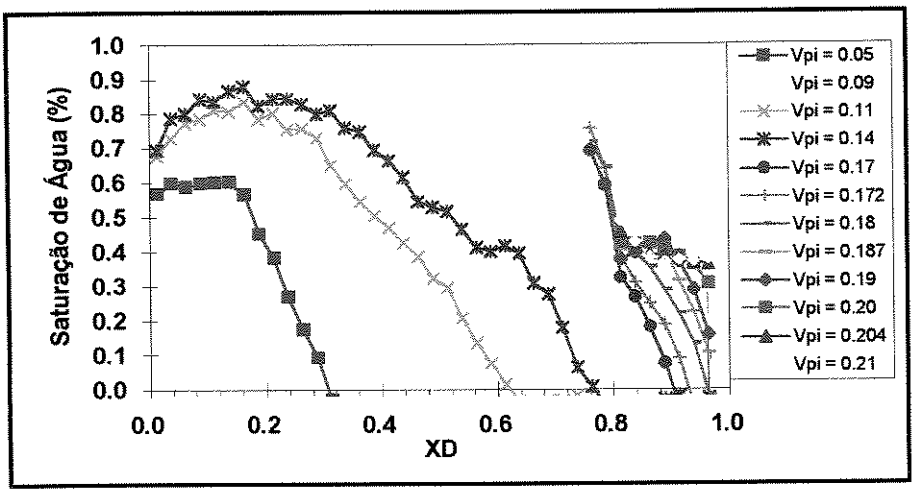


Figura 8-46 Berea 4A Teste 8 - Saturação de água *versus* X_D

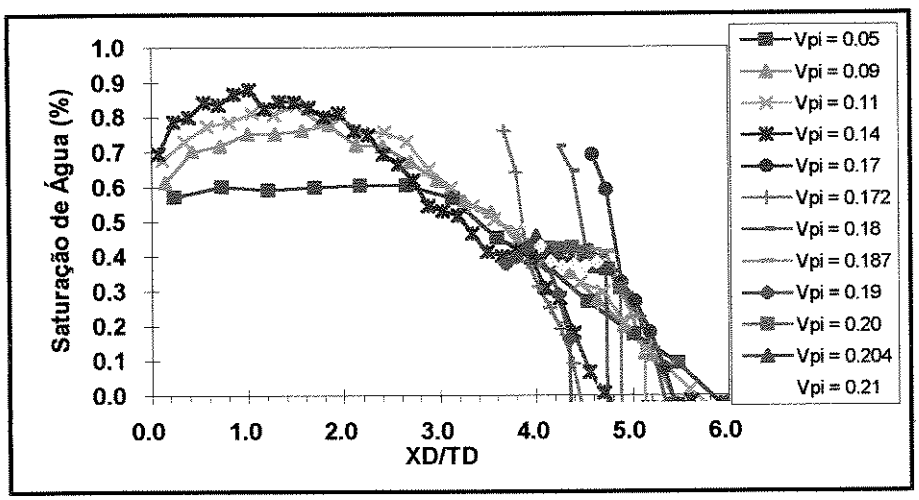


Figura 8-47 Berea 4A Teste 8 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

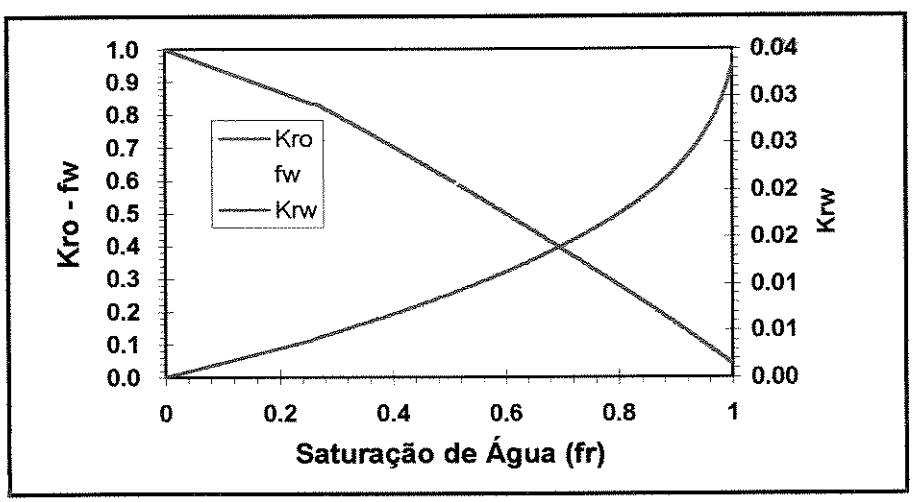


Figura 8-48 Berea 4A Teste 8 - Permeabilidade relativa

8.4.4.2 Resultados do Teste 9

Na Figura 8-49 é apresentado o comportamento da pressão ao longo da amostra e da vazão óleo durante o teste. Nas Figuras 8-50 e 8-51 são apresentados os perfis de saturação de água ao longo da amostra, reconstruídos a partir das imagens de 1 em 1 cm, em duas escalas diferentes. Nota-se, como no teste anterior, fortes indícios de acúmulo de água na extremidade da amostra.

Através das imagens, Figuras A-212 a A-242, nota-se que o formato do deslocamento é igual ao do teste anterior, ou seja, uma única digitação mais alongada, se formando no centro da amostra e com tendência de se deslocar pela parte inferior. No instante do início da produção de água, a digitação chega pela parte inferior da seção e a água só é produzida através dela. Também neste teste o restante da seção continua intacta.

Na Figura 8-52 são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa e fluxo fracionário de água. As permeabilidades relativas por JBN são praticamente lineares e o fluxo fracionário de água não apresenta choque.

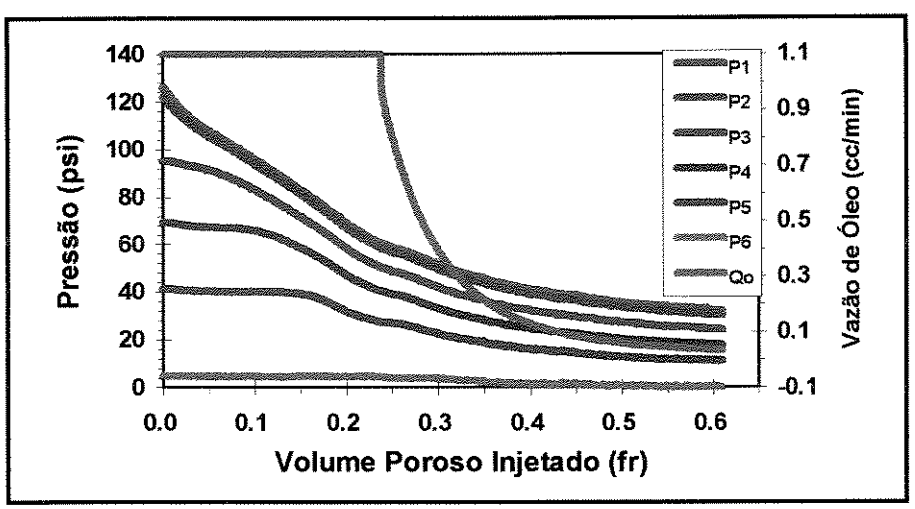


Figura 8-49 Berea 4A Teste 9 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

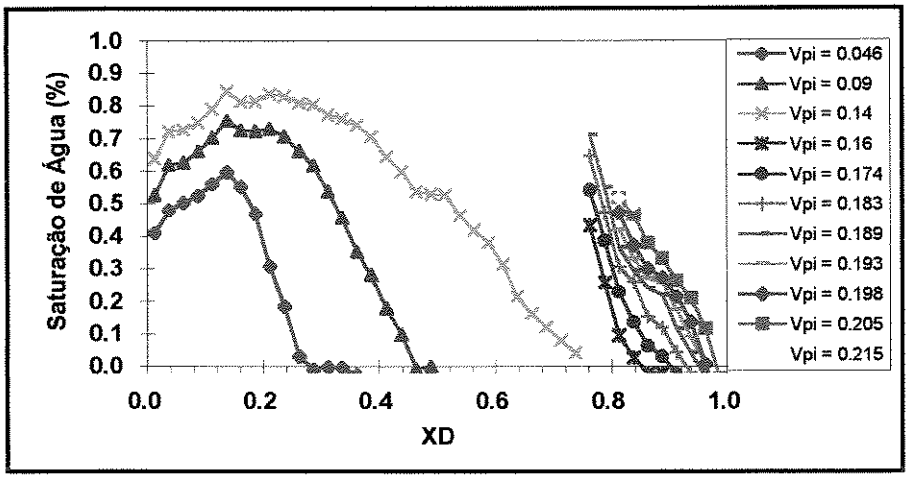


Figura 8-50 Berea 4A Teste 9 - Saturação de água *versus* X_D

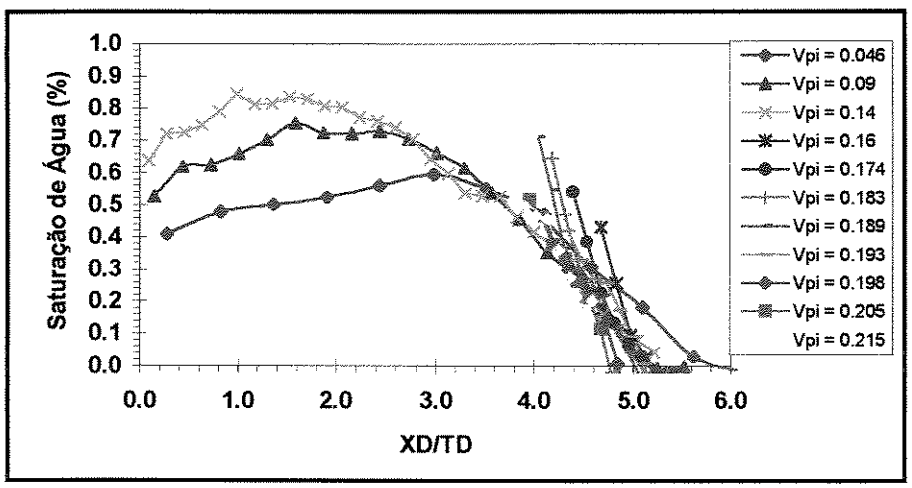


Figura 8-51 Berea 4A Teste 9 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

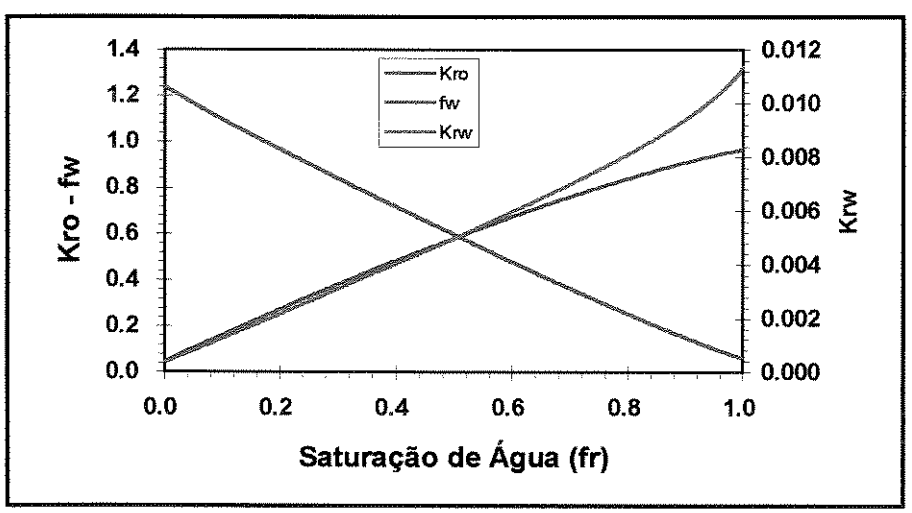


Figura 8-52 Berea 4A Teste 9 - Permeabilidade relativa

8.5 Amostra Botucatu P1

Nesta amostra foram realizados dois testes com diferentes velocidades de deslocamento e diferentes razões de viscosidade. Na Figura 8-53 é apresentado o esquema da geometria final da amostra preparada para os testes. Note que foram previstos pontos para coleta da pressão na parte inferior.

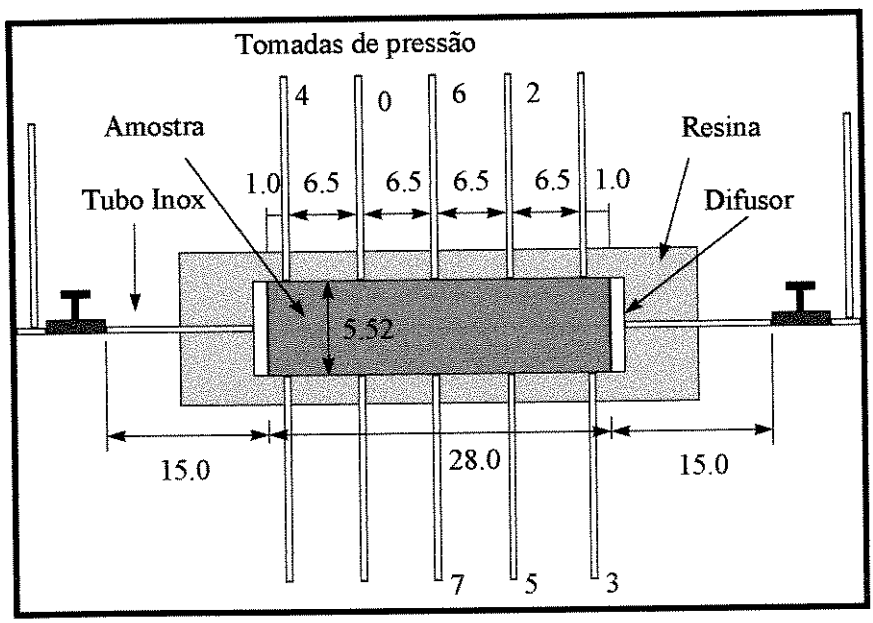


Figura 8-53 Botucatu P1 - Amostra preparada para o teste

8.5.1 Teste 1 - Com Óleo Emca

Na Tabela 8-9 são apresentados os principais dados e resultados obtidos durante as corridas para o monitoramento com a tomografia computadorizada.

Tabela 8-9 Botucatu 1 - Testes com óleo Emca

Teste	N	Objetivo	Seções (cm)	Tempo (min)	VPi (fr)	Frente xf/L (fr)
1	1	O → W (Swi)	0 - 27	-	-	-
	2	W → O	0 - 14	3.12	0.04	0.30
	3	W → O	0 - 27	5.97	0.08	0.60
	4	W → O	0 - 27	8.33	0.11	0.80
	5	W → O	0 - 27	10.42	0.14	-
	6	W → O	0 - 27	12.35	0.16	-
	7	W → O (Sor)	0 - 27	80.55	1.08	-

O comportamento da pressão ao longo da amostra e da vazão de óleo pode ser observado através da Figura 8-54. Nota-se que ocorre um crescimento na pressão de deslocamento quando a água penetra no meio poroso. A brusca redução na vazão de óleo indica que o deslocamento é do tipo pistão. Este comportamento da pressão com o tempo foi diferente dos ocorridos em testes, com o mesmo óleo, em amostras do arenito Berea.

Suspeita-se que este comportamento do deslocamento seja devido à forte molhabilidade à água e à distribuição uniforme de poros, o que vem confirmar que, a geometria da distribuição dos poros é um fator tão importante quanto a razão de mobilidade no ponto terminal na determinação do tipo de deslocamento. Neste teste a razão de mobilidade nos pontos terminais foi de aproximadamente 0.22.

O formato do fluxo pode ser comprovado através dos mapas de saturação das corridas 1 até 3, já que da 4 até a 6, o início da produção de água já havia ocorrido. As imagens tomográficas são apresentadas nas Figuras A-243 a A-255.

Os perfis de saturação de água durante o deslocamento são apresentados nas Figuras 8-55 e 8-56, também mostram o formato pistão da frente da avanço.

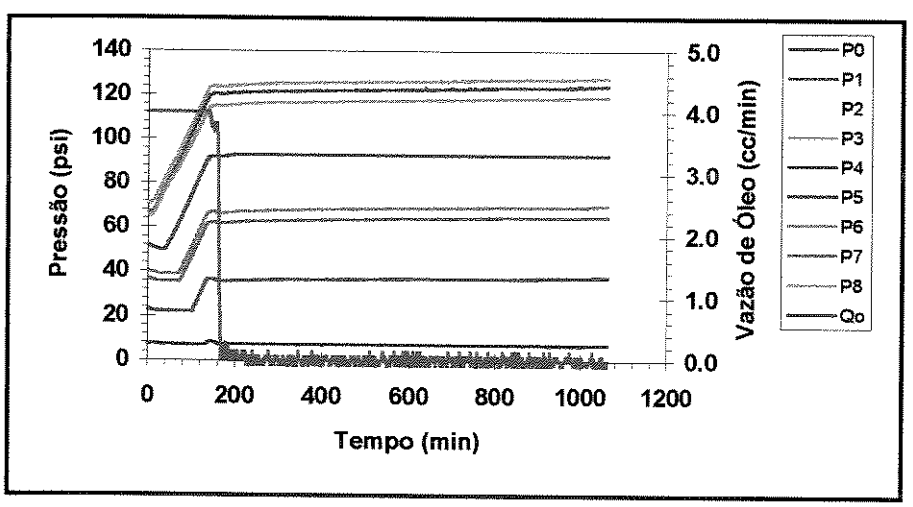


Figura 8-54 Botucatu 1 Teste 1 - Pressão e vazão de óleo *versus* Tempo

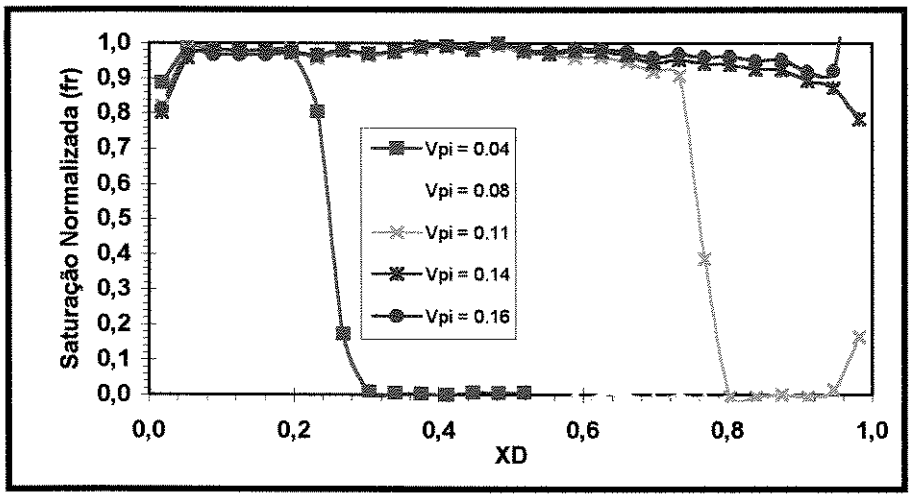


Figura 8-55 Botucatu 1 Teste 1 - Saturação de água versus X_D

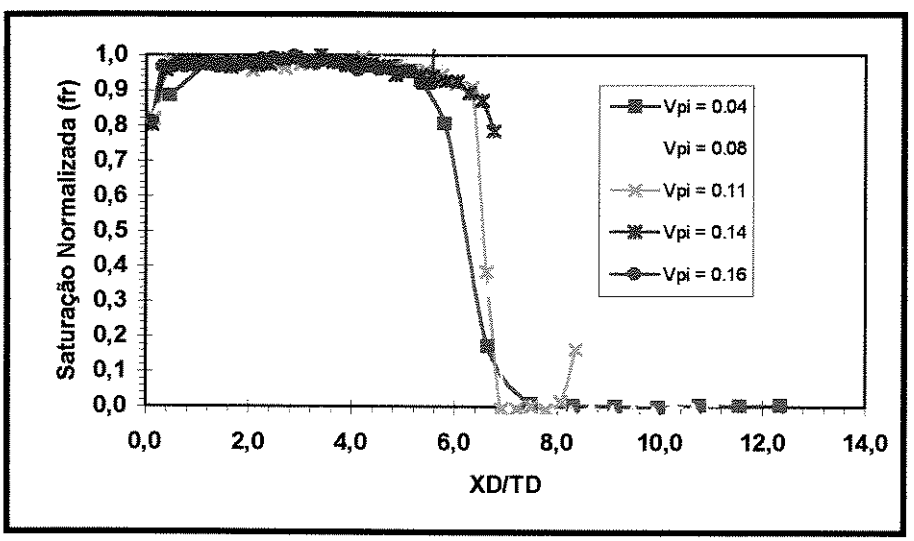


Figura 8-56 Botucatu 1 Teste 1 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

8.5.2 Teste 2 - Com Óleo Neutro Pesado

O objetivo deste teste foi a verificação do comportamento do deslocamento com o aumento a razão de viscosidade e, consequentemente, aumento da razão de mobilidade no ponto terminal, que agora passou para 3.6. Na Tabela 8-10 são apresentados os principais dados e resultados obtidos durante as corridas para o monitoramento da saturação através da tomografia computadorizada.

Tabela 8-10 Botucatu P1 - Teste com óleo Neutro Pesado

Teste	N	Objetivo	Seções (cm)	Tempo (min)	VPi (fr)	Frente xf/L (fr)
2	1	O → W (Swi)	0 - 27	-	-	-
	2	W → O	0 - 6	4.75	0.03	0.26
	3	W → O	0 - 9	6.00	0.04	0.34
	4	W → O	0 - 14	8.00	0.05	0.40
	5	W → O	0 - 16	10.00	0.06	0.48
	6	W → O	0 - 19	13.08	0.08	0.60
	7	W → O	0 - 24	16.17	0.10	0.66
	8	W → O	0 - 27	20.17	0.12	0.80
	9	W → O	0 - 27	23.33	0.14	0.88
	10	W → O	0 - 27	26.55	0.16	0.95
	11	W → O	0 - 27	38.67	0.23	1.00
	12	W → O (Sor)	0 - 27	90.00	0.54	-

O comportamento da pressão ao longo da amostra e da vazão de óleo pode ser observado através da Figura 8-57. Nota-se agora que, a pressão de deslocamento decresce, quando a água penetra no meio poroso.

Os perfis de saturação de água durante o deslocamento são apresentados nas Figuras 8-58 e 8-59. Observa-se que quando deixa de existir a influência da geometria de injeção na distribuição dos fluidos, é bom o colapso entre as curvas no gráfico de S_w *versus* X_D/T_D.

Da análise das imagens, apresentadas nas Figuras A-256 a A-278 conclui-se que:

1. Até atingir a metade da amostra, a digitação tende a ser difusa, a partir daí, fica bem definido e se deslocando pelo centro até o início da produção de água.

2. Nota-se que há influência da inclinação das laminações na formação da digitação, no início do deslocamento, depois esta influência desaparece

3. Nota-se que a maior fração de óleo residual fica no topo da amostra, evidenciando que o efeito gravitacional não deve ser desprezado.

As curvas de permeabilidade relativa óleo-água, calculadas através do método JBN, são apresentadas na Figura 8-60.

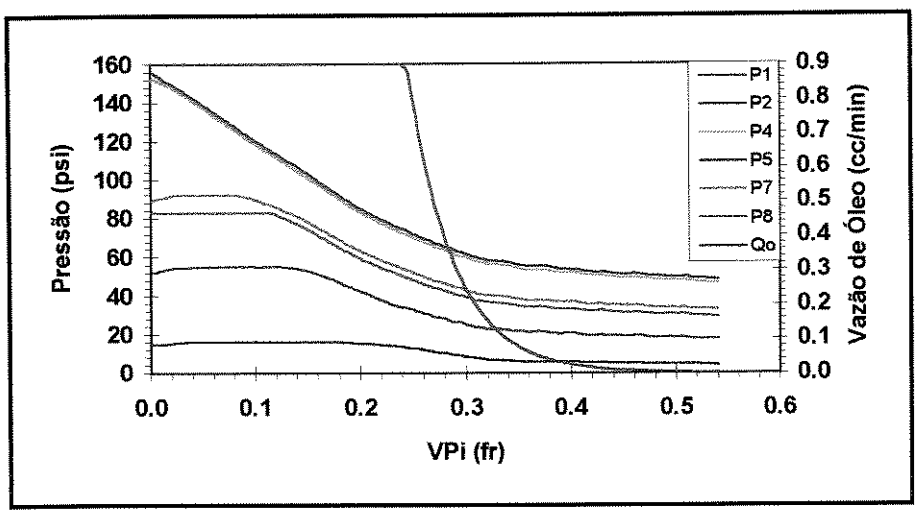


Figura 8-57 Botucatu 1 Teste 2 - Pressão e vazão de óleo *versus* VPi

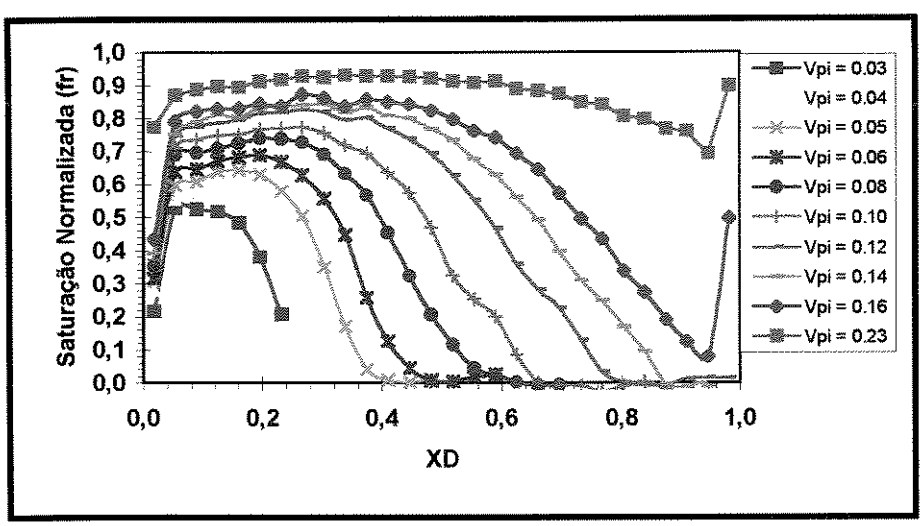


Figura 8-58 Botucatu 1 Teste 2 - Saturação de água versus X_D

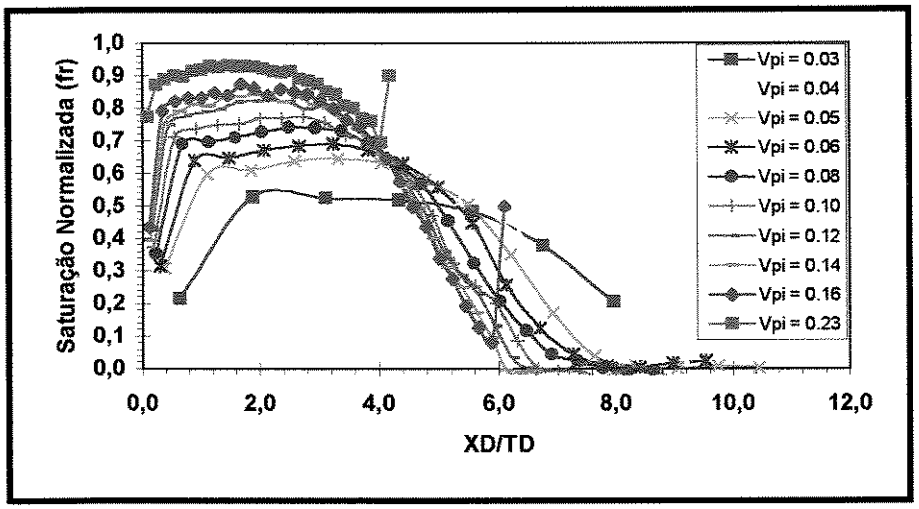


Figura 8-59 Botucatu 1 Teste 2 - Saturação de água *versus* X_D/T_D

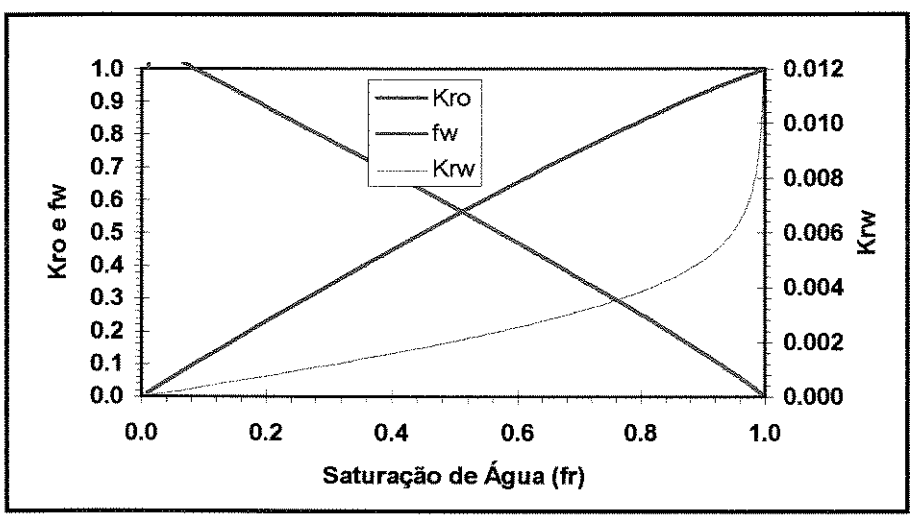


Figura 8-60 Botucatu 1 Teste 2 - Permeabilidade relativa

Capítulo 9

9. Discussão

Neste capítulo é feita a discussão dos tópicos mais relevantes do estudo, incluindo a preparação das amostras e montagem dos experimentos, a análise dos resultados finais e modelagem teórica e numérica.

9.1 Preparação das Amostras

Antes da resinagem, que garante a integridade da amostra ao manuseio e às pressões impostas durante os testes, é feita a vedação da mesma e a fixação dos difusores com cola comercial. Os seguintes problemas foram detectados nesta etapa:

1. Por melhor que seja o acabamento nas faces das amostras, não há garantia de que os difusores serão fixados de modo a não haver nenhum espaço livre entre as partes sem ranhuras e a amostra, pois a sua fixação não é feita sob pressão, e mesmo que fosse, a camada de cola não limita a movimentação após a retirada da pressão. Portanto, com este procedimento, é difícil a garantia de que a injeção dos fluidos seja somente através das ranhuras do difusor.

2. Também, é difícil a garantia de uma boa aderência da cola de vedação com a amostra porosa e com a resina, de forma que não haja espaços livres e, através dos quais, possa haver movimentação de fluidos, que prejudicará a distribuição do fluxo na seção transversal da amostra. Esta falta de garantia ocorre devido ao manuseio durante

a preparação e falta de controle de qualidade da resina; que no processo de a cura pode apresentar regiões onde não ocorra um endurecimento adequado. Também, a possibilidade de ocorrência de altas temperaturas durante o processo de cura, que pode prejudicar a vedação da amostra. Como a resina não é totalmente rígida, a partir do momento em que a amostra for submetida a altas pressões, toda vedação com a amostra poderá ser comprometida, principalmente quando se trata de amostras longas e de rochas mais friáveis.

9.2 Determinação da Porosidade e Saturação

A determinação da porosidade e saturação através da tomografia computadorizada forma a base de toda visualização e modelagem do deslocamento. Portanto, em cada etapa de preparação e condução dos testes deve-se estar atento a todos os detalhes e suas conseqüências sobre as medidas tomográficas. Por exemplo, o critério para a correção do efeito de endurecimento de feixe tem de levar em consideração os aspectos construtivos da amostra e a movimentação da mesma. Devido ao manuseio da amostra e a movimentação da mesa do tomógrafo, dificilmente as medidas serão feitas exatamente numa mesma posição em todos os testes, o que pode causar grande impacto quando se deseja alta precisão nas medidas. Isto pôde ser comprovado nas tentativas de avaliação das variações de saturação nas extremidades das amostras. A melhor opção para a redução deste problema seria que todos os parâmetros necessários para o cálculo das propriedades de um teste fossem determinados neste teste.

Outro aspecto importante está relacionado com a correção do endurecimento de feixe. Conforme já discutido, e apresentados os motivos para esta opção, neste trabalho não foi feita a correção deste efeito.

Na Figura 9-1 é apresentado o comportamento da porosidade e dos CT's necessários para a sua determinação na amostra Berea 1. Nota-se que devido à característica da equação para a determinação da porosidade, o efeito de

endurecimento de feixe, que é bem elevado para os valores individuais dos CT's para a amostra em várias condições, tende a se anular no cálculo da porosidade. Considerando que o valor da porosidade no centro da amostra seja o correto, este tende a se modificar conforme se afasta deste ponto. Até à distância de aproximadamente 2,0 cm (0,02 m) do centro da amostra, o valor da porosidade tende a aumentar. A partir desta distância há tendência de redução. Este comportamento é devido ao maior crescimento dos valores de CT da solução salina pura, em relação ao CT da amostra saturada com a mesma solução conforme se aproxima da periferia da célula.

Isto fica bem claro com a análise do comportamento do erro relativo estimado para a porosidade num determinado ponto, em relação a porosidade no centro da amostra. No centro o erro é nulo, passando a crescer, relativamente ao centro, até um máximo de 7,5% e voltando a cair para 5,4% na periferia da amostra.

A equação que define o erro relativo é dada por:

$$\xi = \left| \frac{\vartheta_i - \vartheta_c}{\vartheta_c} \right| \quad \text{..... 9.1}$$

Onde: ξ = erro relativo

ϑ_i = valor da propriedade no ponto i

ϑ_c = valor da propriedade no centro da amostra

Para a análise do comportamento da saturação, na Figura 9-2, são apresentados os principais parâmetros básicos necessários para sua determinação. Em relação aos valores de CT's lidos e utilizados para o cálculo da porosidade, deve-se acrescentar o valor do CT do óleo puro e o da amostra com óleo e água. Nesta análise admitiu-se que a amostra tinha uma saturação uniforme de 50% de água e 50% de óleo.

A saturação calculada tem uma redução contínua conforme se afasta do centro da amostra até a distância de 2,0 cm, tendendo a se estabilizar, e depois com uma leve

redução. O erro relativo, também mostrado nesta figura, atinge um valor máximo de 4,7%, reduzindo para 4,1% na periferia da amostra.

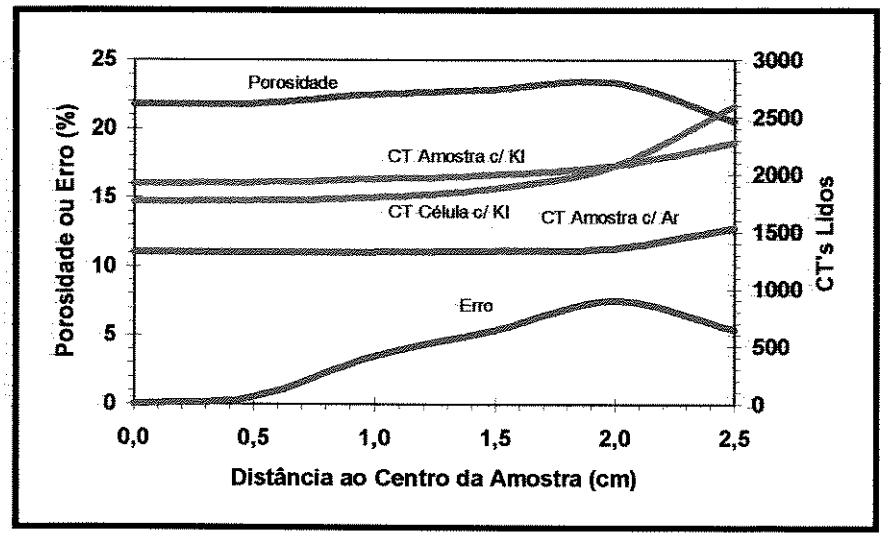


Figura 9-1 Variação da porosidade e dos CT' bases de cálculo

Destas análises, em relação ao efeito de endurecimento de feixe, fica evidente o cuidado que deve ser dispensado em relação à escolha dos fluidos a serem utilizados nos testes. Estes cuidados não se limitam somente em relação aos valores individuais do CT, mas também em relação à variação das leituras ao longo da seção transversal da amostra a ser analisada.

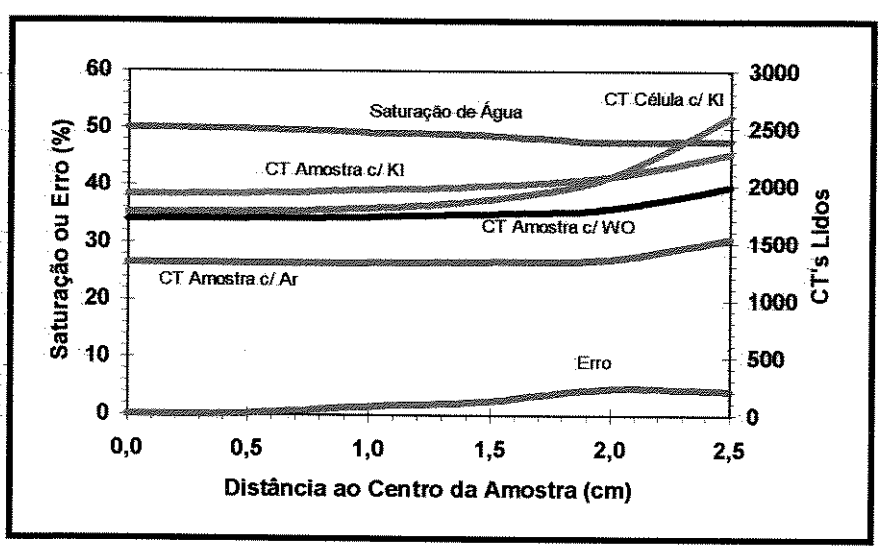


Figura 9-2 Variação da saturação de água e dos CT' bases de cálculo

9.3 Geometria do Meio Poroso

Um exemplo bem ilustrativo da influência da geometria de poros e suas conseqüências nos resultados finais do deslocamento pode observado quando se compara os resultados do teste 1 no arenito Berea 4A com do teste 1 no arenito Botucatu 1. Nestes testes foram utilizados os mesmos fluidos, cuja razão de viscosidade ficou em torno de 18.0, e a mesma vazão de injeção de água (2.0 cc/min).

Enquanto o arenito Berea apresentou um deslocamento com a presença de um *finger* alongado, no arenito Botucatu o deslocamento foi do tipo pistão, inclusive com o aumento da pressão de injeção conforme a solução salina invadia o meio poroso. Este comportamento confirma que o arenito Botucatu é mais fortemente molhável à água que o arenito Berea. A simples análise da permeabilidade relativa à água na presença de óleo residual pode dar dimensão da diferença de molhabilidade.

Na Tabela 9-1, onde são apresentados outros resultados que ilustram as diferenças ocorridas nestes testes, nota-se que o fator preponderante para a definição da geometria do deslocamento é a razão de mobilidade nos pontos terminais. No arenito Berea esta ficou em torno de 2.0 e no arenito Botucatu em torno de 0.6.

Tabela 9-1 Resultados dos testes com vazão de injeção água de 2 cc/min, na presença de óleo Emca, no arenito Botucatu e Berea.

Propriedade	Arenito Botucatu 1	Arenito Berea 4A
Porosidade (%)	23.29	22.32
Permeabilidade absoluta ao N_2 (mD)	465.9	939.4
Permeabilidade a água @ Sor (mD)	8.95	42.41
Permeabilidade ao óleo @ Swi (mD)	305.0	408.6
Saturação de água irredutível (%)	24.46	24.28
Produção de óleo no BT (VP)	0.30	0.32
Razão de mobilidade no ponto terminal	0.55	1.96

Outro resultado que revela a importância da geometria de poros na definição da permeabilidade e suas conseqüências no fluxo, pode ser obtido quando se compara os testes realizados no arenito Berea 1, com o teste 2 no arenito Botucatu 1. Nestes

testes a razão de viscosidade era extremamente desfavorável, ficando respectivamente, em torno de 326 e 305. A razão de mobilidade nos pontos terminais variou de 4.5 a 10.62 nos teste do arenito Berea e no arenito Botucatu ficou em torno de 3.32.

Em ambos os casos era de se esperar a ocorrência de inúmeras digitações durante o deslocamento em toda extensão da amostra. Isto só ocorreu no arenito Berea 1, enquanto que no arenito Botucatu houve a formação de algumas digitações, que logo se coalesceram. Novamente, este comportamento pode ser justificado pela diferença de molhabilidade e geometria de poros entre os sistemas porosos.

Estas analises revelam a importância do conhecimento detalhado da distribuição de poros e outras características do meio poroso. Este conhecimento pode ser melhorado através do estudo de lâminas delgadas, minipermeametria e petrofísica.

9.3.1 Condições de Fluxo

Conforme apresentado no Capítulo 7 (Equipamentos e Procedimentos Experimentais), houve a preocupação de que os testes fossem realizados com os deslocamentos em regime instável, estabilizado e com influência desprezível dos efeitos gravitacionais.

Os resultados apresentaram um comportamento compatível em relação a estabilização do deslocamento, que pode ser comprovado através da manutenção da forma dos perfis de saturação para os vários tempos de monitoramento. Na Figura 9-3 é apresentado o comportamento da produção no momento da erupção de água com o índice de Rapoport e Leas (75). Nota-se que os testes foram realizados no intervalo de fluxo estabilizado (índice maior que 3,5) e, coerentemente, para os diferentes óleos, o volume produzido se manteve constante para várias velocidade de deslocamento.

Em relação à estabilidade, esperava-se, com base nos índices conhecidos na literatura, um deslocamento com a presença de inúmeras digitações. Conforme já

observado, isto ocorreu somente no início dos deslocamentos, para baixos volumes injetados.

Também foi estimado que os testes seriam realizados com pequena influência de efeitos gravitacionais. Em alguns testes, principalmente, naqueles com óleos mais leves e com menor velocidade de deslocamento a presença deste efeito foi significativa.

A falha dos índices na previsão de estabilidade no deslocamento pode ser justificada pelas hipóteses assumidas para sua determinação. Outros possíveis fatores que justificam esta falha é a não consideração das reais condições de contorno e geometria da amostra.

Normalmente, admitindo a condição de contorno com a injeção uniforme em toda face da amostra, tanto a solução numérica da equação da saturação para um deslocamento incompressível, quanto a simulação do fluxo através de simuladores convencionais, apresentam um deslocamento uniforme em toda extensão da amostra. Diferentemente do que foi observado, pois a frente de deslocamento se apresenta de uma forma parabólica. A obtenção desta geometria de deslocamento por métodos numéricos só foi possível com a hipótese de que a injeção não fosse uniformemente distribuída na face de entrada da amostra, conforme será discutido no item 9.6.

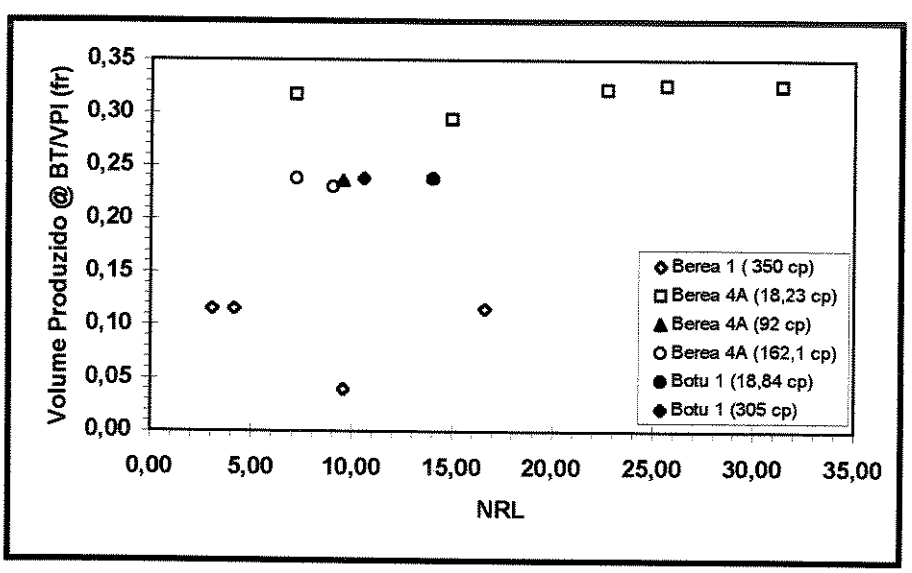


Figura 9-3 Produção na erupção de água *vs* o índice de Rapoport e Leas

9.3.2 Velocidade de Deslocamento

Neste item é mostrado como os perfis de saturação em diferentes tempos do deslocamento podem ser utilizados na determinação das velocidades de deslocamento na direção do fluxo e transversalmente a ele.

A determinação do deslocamento longintudinal para cada tempo foi através da leitura direta nos perfis de saturação de água. Adotou-se o primeiro ponto com saturação de água normalizada diferente de zero, como sendo representativo da frente de deslocamento

Como a maioria dos deslocamentos apresentaram um único *finger* o crescimento transversal pode ser facilmente obtido através das imagens. Para isso um determinado perfil de saturação é utilizado como base. No exemplo apresentado a seguir, o perfil de saturação da primeira corrida do tomógrafo foi utilizado como base. O procedimento adotado foi:

1. Determinação da coordenada X_{DB} (X_D onde $S = 0$) no perfil base
2. Determinação de S na posição X_{DB} para os perfis seguintes
3. Determinação da variação da saturação S entre os perfis
4. Cálculo do deslocamento transversal

A determinação da velocidade transversal pode ser equacionada como:

$$S = \frac{V_w}{V_p} = \frac{e\ A_w}{e\ A_t} = \frac{r_w^2}{R^2} \quad \text{..... 9.2}$$

Onde: S = saturação de água

V_w = volume de água

V_p = volume poroso

A_w = área do *finger*

A_t = área total da seção transversal

r_w = raio do *finger*

R = raio da amostra

Admitindo a simetria da digitação, o crescimento transversal total y será:

$$y = 2\,r_w \quad \text{.....} \quad 9.3$$

Assim;

$$y = 2R\sqrt{S} \quad \text{.....} \quad 9.4$$

Os resultados dos deslocamentos longitudinais e transversais *versus* T_D, para os testes 1, 2, 3 e 8 com o arenito Berea 4A são apresentados na Figura 9-4. Observa-se que o deslocamento longitudinal é linear com o tempo e, para uma mesma razão de viscosidade, tem um gradiente crescente com a vazão de injeção. O aumento da razão de viscosidade também acarreta num aumento do gradiente. O avanço transversal é praticamente igual em todos testes, o que mostra que ele é regido fundamentalmente pela difusão capilar ou por efeitos de fronteiras, tal como, a geometria de entrada na amostra.

Na Figura 9-5 o deslocamento transversal ao quadrado é plotado contra T_D. O resultado é uma reta, o que mostra que a velocidade de crescimento transversal do *finger* é proporcional a raiz quadrada do tempo.

9.4 Permeabilidade Relativa

A validade do método JBN para a obtenção da permeabilidade relativa das fases está condicionada à existência de deslocamento difuso estabilizado. A verificação indireta desta condição é feita através dos índices que definem a estabilidade e estabilização. A verificação direta pode ser através das imagens tomográficas obtidas durante o deslocamento.

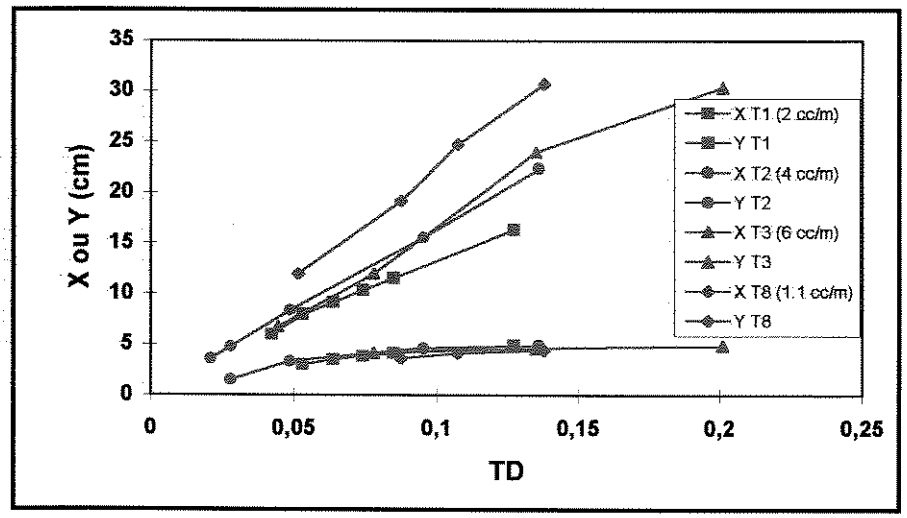


Figura 9-4 Deslocamento longitudinal e transversal do *finger*

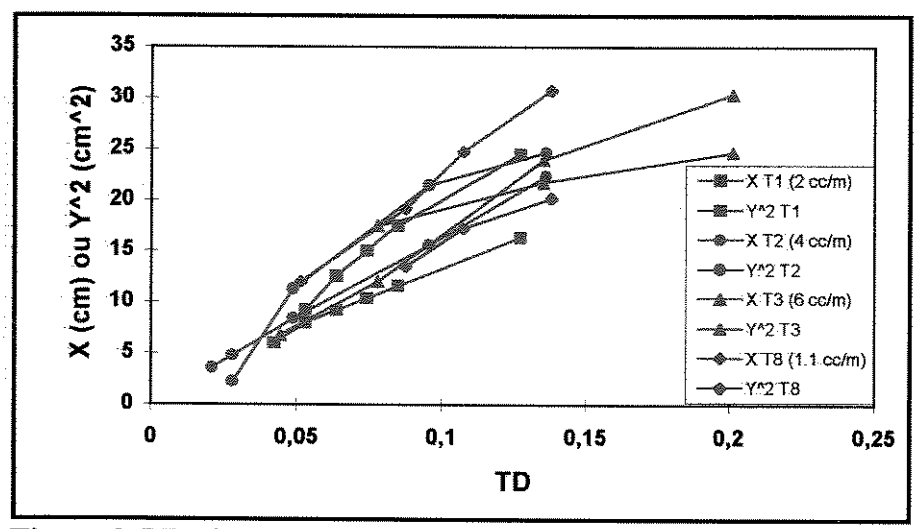


Figura 9-5 Deslocamento longitudinal e transversal ao quadrado

Nos teste realizados, notou-se que o deslocamento sempre foi dominado por uma única digitação viscosa. Nesta geometria de deslocamento, o cálculo da permeabilidade relativa através de métodos baseados no deslocamento difuso, fica comprometida no intervalo de tempo entre o início da produção de água e o momento em que a frente, atingindo as laterais da amostra, chegue à extremidade de produção. Conforme representado na Figura 9-6, este intervalo de tempo é o necessário para os fluidos percorrem a distância *e*.

Neste período de tempo, os resultados do método JBN são uma combinação de efeitos microscópicos, representado pelo escoamento difuso, o qual e governado pelas

características físicas do meio poroso e dos fluidos, e pelo efeito macroscópico, que é dado pela eficiência de varrido.

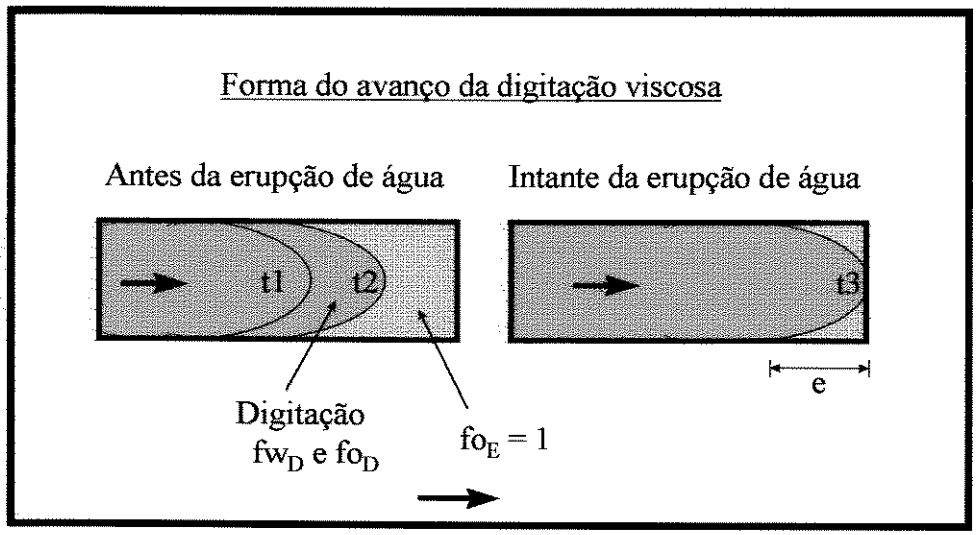


Figura 9-6 Representação do avanço da digitação viscosa

Através da determinação dos perfis de saturação, levando-se em consideração a área total da amostra ou somente a área da digitação, pode-se calcular a permeabilidade relativa para estas regiões e com isso comparar estes resultados com os obtidos através do método JBN. Para ilustração desta análise, na Figura 9-7, são apresentados os perfis de saturação média para toda a seção transversal da amostra e a saturação somente dentro da digitação, em dois momentos diferentes durante o Teste 1 na amostra Berea 4A. Nota-se que os perfis correspondentes à variação de saturação dentro da digitação é característico de um deslocamento com presença de uma frente de avanço bem definida. Utilizando-se estes resultados faz-se a determinação das permeabilidades relativa dos fluidos nas duas situações. Os resultados, juntamente com os obtidos através do JBN, são apresentados na Figura 9-8. Observa-se que quando se leva em consideração a área total da amostra, os resultados obtidos através dos perfis se aproximam mais dos obtidos através do JBN.

A justificativa para as diferenças entre os resultados obtidos pode ser feita através da análise do deslocamento com a geometria ilustrada na Figura 9-6. Assim, num determinado ponto no intervalo *e*, a permeabilidade relativa das fases, calculada através do JBN, considera que o fluxo está distribuído em toda seção transversal da

amostra. Portanto, sem levar em consideração a pressão capilar e o efeito gravitacional, as permeabilidades considerando toda seção transversal, serão:

$$K_{ro\,T} = \frac{\mu_o f_o q_T}{K A_T \dfrac{\partial P}{\partial x}} \quad \text{..... 9.5}$$

$$K_{rw\,T} = \frac{\mu_w f_w q_T}{K A_T \dfrac{\partial P}{\partial x}} \quad \text{..... 9.6}$$

Onde: f_o e f_w são os fluxos fracionários do óleo e da água em toda seção

q_T é a vazão total

A_T é a área da seção transversal da amostra

Levando em consideração somente a área transversal da digitação, as permeabilidades relativa das fases serão dadas por:

$$K_{ro\,D} = \frac{\mu_o f_{oD} q_D}{K A_D \dfrac{\partial P}{\partial x}} \quad \text{..... 9.7}$$

$$K_{rw\,D} = \frac{\mu_w f_{wD} q_D}{K A_D \dfrac{\partial P}{\partial x}} \quad \text{..... 9.8}$$

Onde: f_{oD} e f_{wD} são os fluxos fracionários do óleo e da água na digitação

q_D é a vazão total dentro da digitação

A_D é a área da seção transversal da digitação

Dividindo a Equação 9.5 pela 9.7, e a Equação 9.6 pela 9.8, e considerando que a velocidade de escoamento dentro e fora da digitação seja igual a velocidade considerando toda seção, chega-se a relação entre as permeabilidades obtidas através do método JBN e a obtida considerando o deslocamento dentro da digitação.

$$K_{ro\,T} = \left(\frac{f_o}{f_{oD}}\right) K_{ro\,D} \quad \text{..... 9.9}$$

$$K_{rw\,T} = \left(\frac{f_w}{f_{wD}}\right) K_{rw\,D} \quad \text{..... 9.10}$$

Com base nestas equações, e sabendo que o fluxo fracionário pode ser obtido através da variação da saturação das fases, pode-se concluir, que para as regiões onde a área atingida pela digitação ainda é pequena, $f_o < f_{oD}$ e, portanto $K_{ro\,T} < K_{ro\,D}$. Para a água, nesta região, $f_w > f_{wD}$, que resulta em $K_{rw} > K_{rwD}$. Nas regiões totalmente invadida, ou com grande área ocupada pela digitação, tanto para o óleo como para a água o fluxo fracionário nas duas situações se aproximam e, consequentemente, as permeabilidades serão praticamente iguais. Deve-se observar, que devido aos baixos valores obtidos para a permeabilidade relativa à água, as diferenças não são muito visíveis.

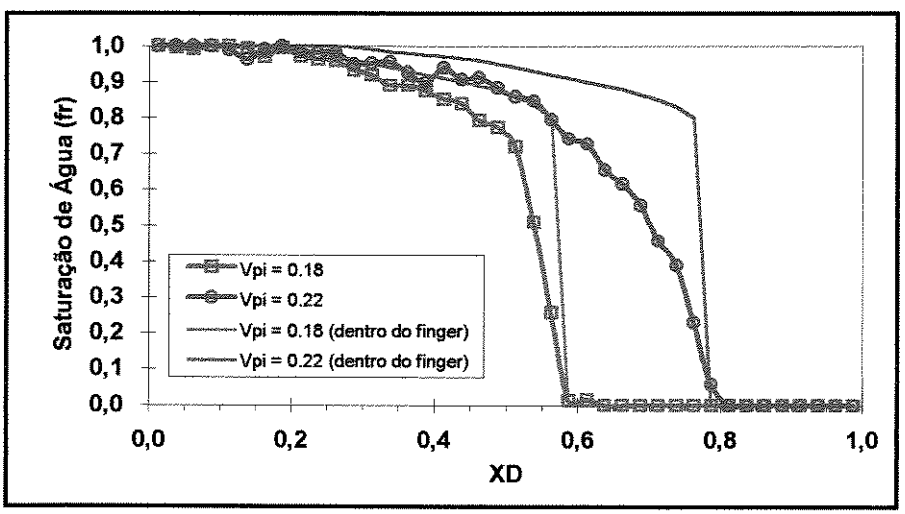


Figura 9-7 Berea 4A Teste 1 - Saturação média e dentro da digitação

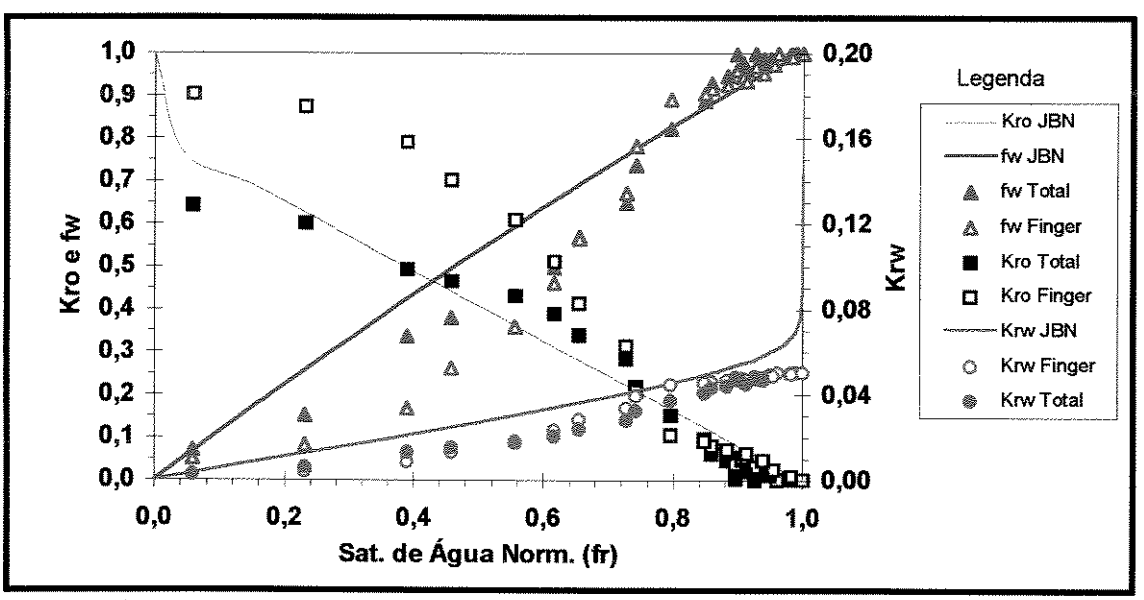


Figura 9-8 Berea 4A Teste 1 - Permeabilidade relativa óleo-água

9.5 Condições de Contorno Durante os Testes

As condições de contorno, definidas pela distribuição dos fluidos nas extremidades de entrada e saída das amostras, durante as etapas da injeção dos fluidos, pôde ser bem determinada através do monitoramento com a tomografia computadorizada.

9.5.1 Injeção da Fase não Molhante

A primeira corrida tomográfica em todos os testes, tinha por objetivo a determinação da saturação da amostra numa condição de óleo na presença de água irredutível. Esta corrida era realizada a partir do momento em que se atingia um regime permanente nas condições do deslocamento durante a injeção de óleo. Nesta situação observou-se que na extremidade de injeção, $X_D = 0$, a saturação de água era nula, e na extremidade de produção, $X_D = 1$, a saturação de água atingia valores altos, provavelmente, próximos de 1. Isto pode ser observado através das figuras que ilustram a distribuição da saturação na condição de S_{wi}, apresentadas no Volume II. Dentre as figuras ilustrativas deste efeito podem-se destacar as seguintes:

- Figuras A-6 e A-16 para a amostra Berea 1
- Figuras A-56, A-95, A-110, A-145 e A-212 para a amostra Berea 4A

Nessas figuras, nota-se que a primeira seção tem sempre a coloração indicativa de máxima saturação de óleo, e a última de máxima saturação de água, ou próximo a este valor.

Desta observação pode-se afirmar que, para um meio poroso molhável á água, a saturação de água na extremidade de produção é elevada, mesmo na condição em que a produção de água é desprezível.

A especulação de que o difusor, que é construído de material Acrílico, pode influenciar as leituras de maneira a alterar esta conclusão, deve ser descartada com base nas seguintes observações:

i) A saturação obtida é o valor médio de uma seção com 1 cm de espessura. A posição de partida e parada do tomógrafo para a corrida inicial, fica a 0.5 cm dos difusores, portanto, a influência dos mesmo é pequena, pois, se houver, será devido à imperfeições no corte da amostra e pequenos desvios na mesa do tomógrafo.

ii) Mesmo admitindo que a influência do difusor seja grande, deve-se aceitar que ela é da mesma ordem de grandeza para as duas extremidades, assim, a conclusão só seria diferente se a coloração das extremidades tivessem a mesma tendência. Deve-se lembrar que o óleo é o único fluido em "movimento" na amostra.

Portanto, durante a injeção da fase não molhante em um meio poroso consolidado molhável à água e com presença de água irredutível, as condições de contorno para a saturação de água são:

$$S_w(X_D = 0\ ,\ T_D = 0) = S_{wi} \quad \text{..... 9.11}$$

$$S_w(X_D = 1\ ,\ T_D = 0) = S^* \quad \text{..... 9.12}$$

Onde S^* é um valor próximo da máxima saturação de água.

9.5.2 Injeção da Fase Molhante

Durante a injeção da fase molhante, as corridas tomográfica, ilustradas nas figuras apresentadas no Volume II, mostram claramente que é elevada a saturação de água na face de entrada e de saída dos fluidos.

Partindo das mesmas considerações feitas no item anterior, pode-se concluir que as condições de contorno nas extremidades das amostras durante a injeção da fase molhante são:

$$S_w(X_D = 0\ ,\ T_D) = S^* \quad \text{..... 9.13}$$

$$S_w(X_D = 1\ ,\ T_D = 0) = S^* \quad \text{..... 9.14}$$

Com o objetivo de verificar o comportamento da saturação na extremidade de produção quando a frente de avanço de água se aproximava desta, nos testes 7, 8 e 9 com a amostra Berea 4A, foi feito o monitoramento em intervalos de tempo bem reduzidos nos 10 cm finais da amostra. Através deste monitoramento, que pode ser visto através das seções tomográficas e nos perfis saturação destes testes, nota-se que a partir do instante da erupção de água, ocorre um acúmulo da fase molhante somente dentro da digitação, fora dela a saturação continua sendo a mesma desde o inicio do deslocamento. Este acúmulo provoca um atraso da erupção de água que é detectada através das balanças, fazendo com que a produção de óleo após a erupção de água, tenha um comportamento mais próximo um deslocamento do tipo pistão.

Isto pode provocar alguns problemas no cálculo da permeabilidade relativa através do método JBN, cuja metodologia é bastante sensível à freqüência da aquisição dos dados, principalmente, nos primeiros momentos após a erupção de água. Por vezes, pode-se resultar numa curva de fluxo fracionário de água caracterizando um deslocamento com a presença de regiões com choque e com onda de rarefação, quando na realidade o deslocamento foi dominado por uma única digitação.

9.6 Simulação Numérica

A simulação numérica dos experimentos foi feita com a utilização do simulador comercial IMEX da CMG. Foi utilizada uma malha Cartesiana tridimensional com blocos que caracterizam o meio poroso tendo as dimensões de 1.0x0,46x0.46 cm

(0,01x0,0046x0,0046 m). Os difusores foram modelados através de blocos com dimensões de 0.05x0.46x0.46 cm (0,0005x0,0046x0,0046 m). Com estas dimensões dos blocos, para a amostra Berea 4A foi necessária uma malha de 42x11x11, totalizando 5082 blocos, sendo 3318 ativos. Para o Botucatu 1 foi necessária uma malha de 30x11x11, dando um total de 3630 blocos dos quais 2370 ativos. Na Figura 9-9 é apresentada, esquematicamente, a forma final da malha de simulação utilizada para as duas amostras.

As permeabilidades absolutas nas direções *x*, *y* e *z* para cada bloco, foram aquelas obtidas através das medidas com o mini-permeâmetro, cujos resultados foram apresentados no Capítulo 6 (Tabela 6-2 e Figuras 6-20 e 6-21). Para os blocos correspondentes às regiões onde não foi feita a medida, a permeabilidade foi atribuída por interpolação linear. Os parâmetros dos fluidos utilizados na simulação foram os mesmos determinados experimentalmente, e que são apresentados no Capítulo 6.

A injeção de água através dos difusores foi modelada de três diferentes formas:

1. Uniformemente distribuída. Para obter uma boa distribuição do fluido injetado, o difusor foi modelado com elevada permeabilidade, na faixa de 1000 D ($9{,}869\ 10^{-10}$ m^2).
2. Pontual. As permeabilidades nas direções transversais ao fluxo era nula.
3. Não uniformemente distribuída. O difusor tinha uma permeabilidade de 1 D ($9{,}869\ 10^{-13}$ m^2) em todas direções.

Nas tentativas de obtenção do melhor ajuste com os resultados experimentais foram observados os seguintes aspectos:

1. O melhor ajuste no tempo de erupção da água foi conseguido com o aumento da permeabilidade relativa à água para baixas saturações. Ficando a curva final entre aquela obtida através dos perfis de saturação e o método JBN.
2. A permeabilidade relativa ao óleo obtida através dos perfis de saturação, quando disponível, foi a que resultou num melhor ajuste.

3. Para o amostra Berea 4A, verificou-se que a permeabilidade vertical deveria ser menor que a horizontal. Isto foi comprovado através da caracterização com o mini-permeâmetro.
4. Dentre geometrias de injeção de água testadas, os melhores resultados obtidos foram com a injeção não uniformemente distribuída.
5. A geometria de injeção de água, ou a condição contorno inicial, foi o fator que teve a maior influência no ajuste da forma do deslocamento.
6. Devido às reduzidas dimensões dos blocos, a simulação para as maiores vazões e razões de viscosidade elevadas, tornou a simulação muito instável, sendo que em alguns casos não foi possível manter a geometria da malha. Foram necessárias alterações, principalmente, nas dimensões dos blocos que modelavam os difusores.

Para ilustração dos ajustes através do simulador numérico, serão somente apresentados os realizados para os Testes 1 e 2, na amostra Berea 4A e o Teste 2 na amostra Botucatu 1.

Na Figura 9-10 são apresentados os gráficos do ajuste da vazão de produção para os testes no Berea 4A. Nota-se que o ajuste pode ser considerado muito bom, sendo o maior desvio para baixas vazões de óleo. Deve-se salientar que para estes valores baixos de vazão, o erro na determinação experimental, também, pode ser considerado grande.

A evolução da saturação, medida experimentalmente e através da simulação numérica, nos diversos tempos monitorados nos Testes 1 e 2, é apresentada nas Figura 9-11 e Figura 9-12. Nestas figuras, para determinados tempos, são apresentados os cortes longitudinal vertical e horizontal, obtidos através da simulação e através das imagens tomográficas. Nota-se que existe um bom ajuste nas formas da frente de saturação nos diversos tempos, principalmente visível, para as ultimas corridas de cada teste, quando se dispõe do monitoramento de toda extensão da amostra. Nos cortes longitudinais verticais, nota-se que a tendência de deslocamento pela parte inferior da amostra é menor na simulação. Outro aspecto interessante, notado através dos cortes

horizontais, tanto medido quanto simulado, é a tendência do avanço ser mais rápido pelo lado esquerdo da amostra. Esta tendência é facilmente explicada através dos resultados da caracterização através do mini-permeâmetro, de onde, pode-se confirmar que o lado esquerdo da amostra possui melhores permeabilidades.

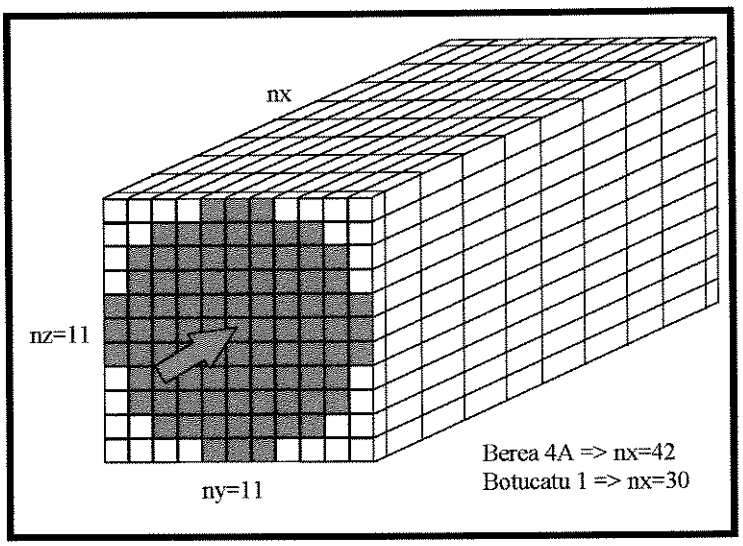


Figura 9-9 Malha utilizada na simulação numérica

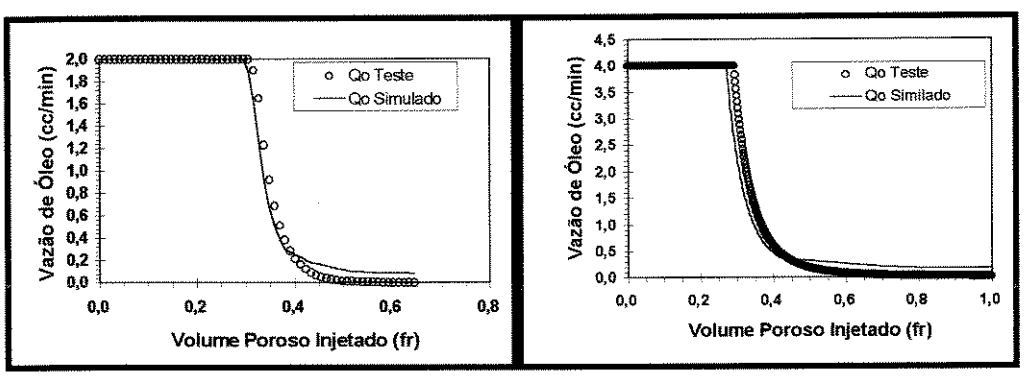


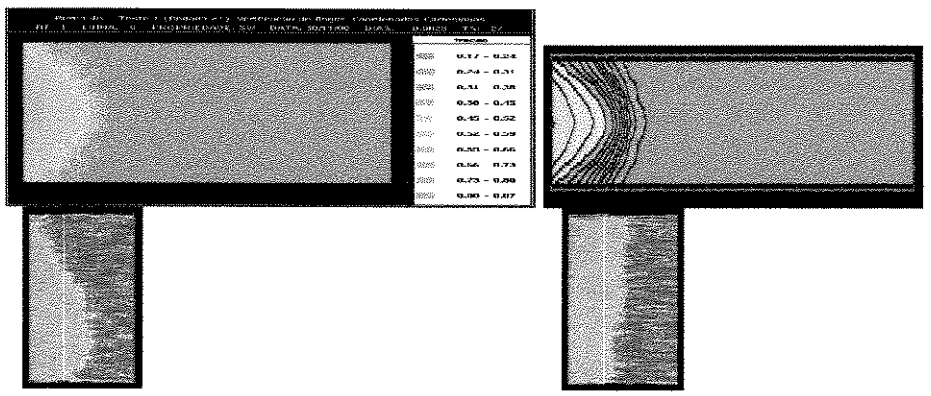
Figura 9-10 Ajuste da vazão de óleo para os testes 1 e 2 no Berea 4A

O resultado do ajuste da vazão de produção de óleo para a amostra Botucatu 1 é apresentado na Figura 9-13, de onde pode-se notar que ajuste é bom.

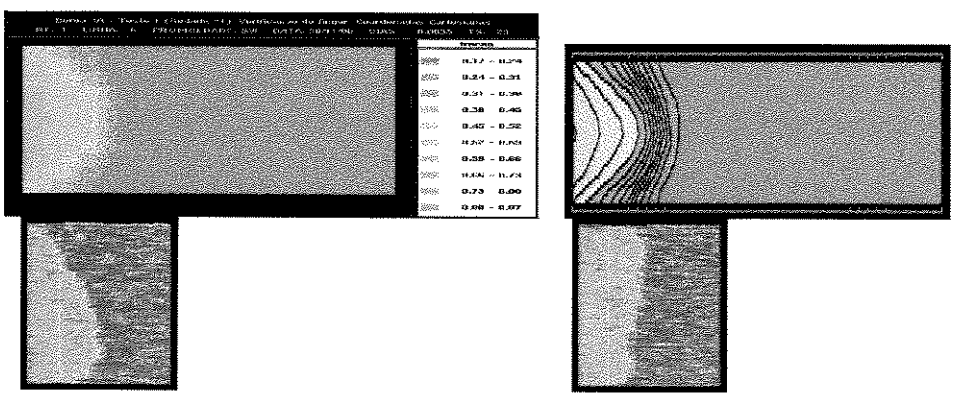
A evolução da saturação de água, medida e simulada, em vários tempos do deslocamento pode ser vista na Figura 9-14. A análise das imagens mostra que existe uma deficiência na distribuição da injeção no início do deslocamento, fazendo com que o ajuste na geometria de deslocamento não fique muito bom. O ajuste através da

simulação poderia ser melhorado utilizando o artifício de dificultar a injeção na parte superior da amostra. Esta opção não foi utilizada, devido ao fato de que, durante a preparação da amostra para as medidas de mini-permeametria, não foi notada nenhuma anomalia no difusor ou na amostra.

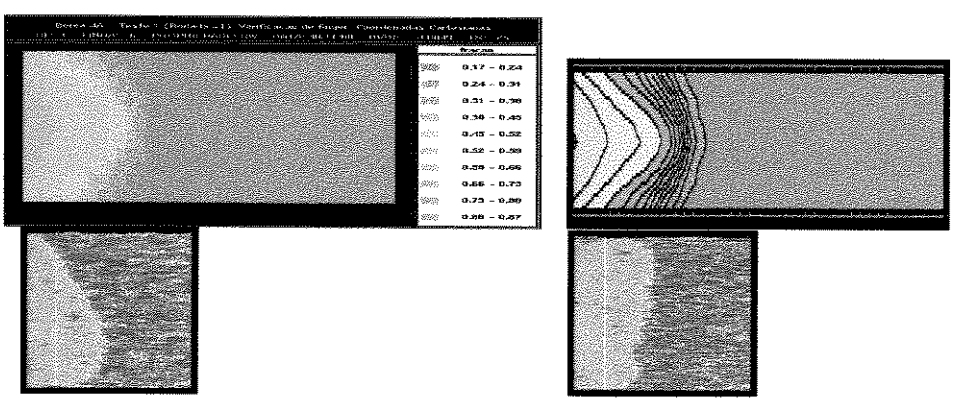
Apesar desta dificuldade inicial no ajuste, com o decorrer da injeção a geometria medida e a simulada tornam-se bem parecidas. Esta similaridade é notada, inclusive, na tendência do avanço ser melhor pelo lado esquerdo e ser notada, também, a influência da gravidade.



Corrida 4 - VPi = 0.42



Corrida 5 - VPi = 0.053

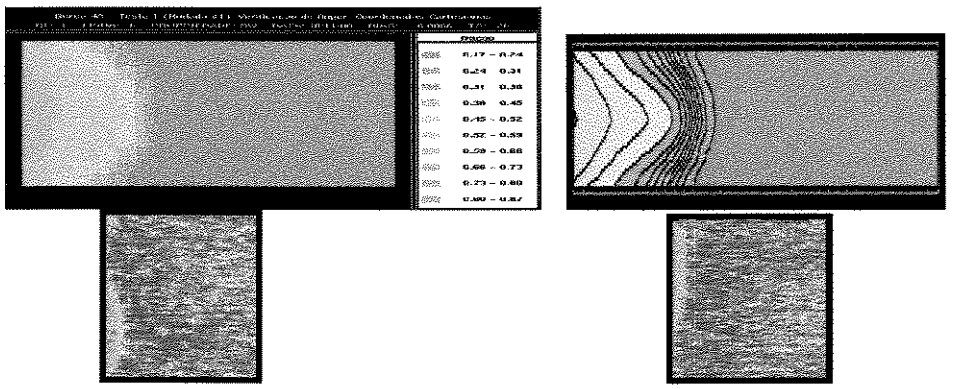


Corrida 6 - VPi = 0.064

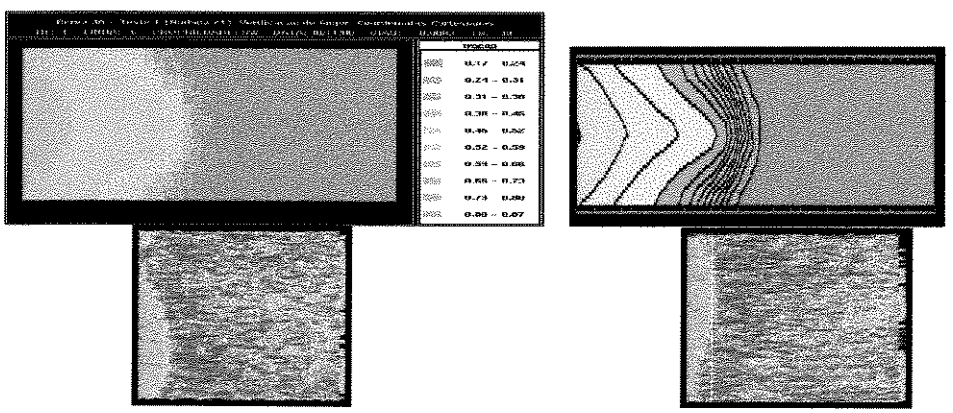
Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

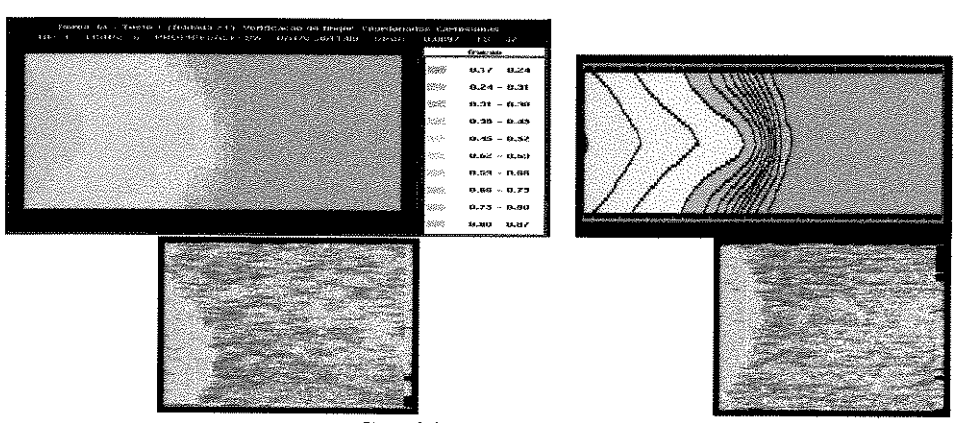
Figura 9-11a Berea 4A - Teste 1 - Comparação da evolução da saturação através da simulação numérica com a medida no teste (corridas 4 a 6)



Corrida 8 - VPi = 0.85



Corrida 9 - VPi = 0.127

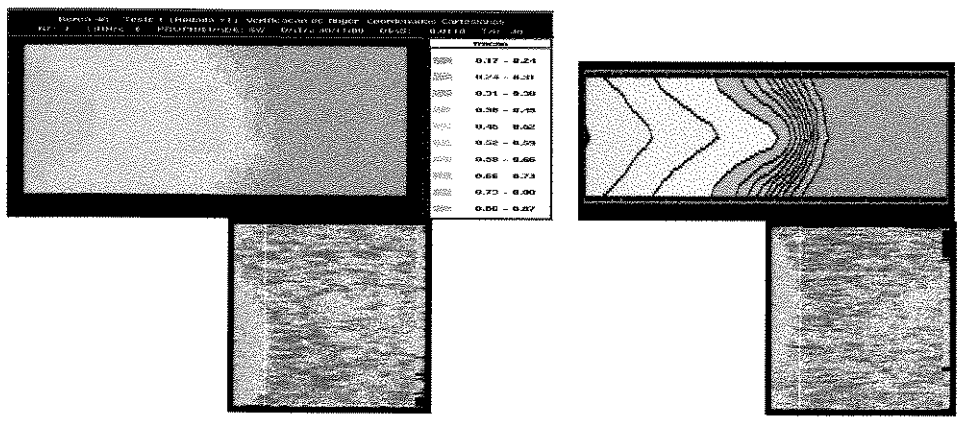


Corrida 10 - VPi = 0.148

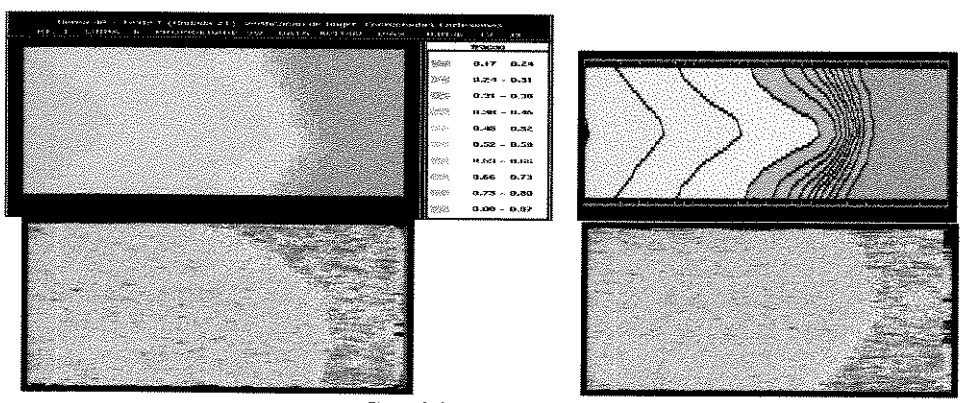
Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

Figura 9-11b - Continuação (corridas 8 a 10)



Corrida 11 - VPi = 0.180

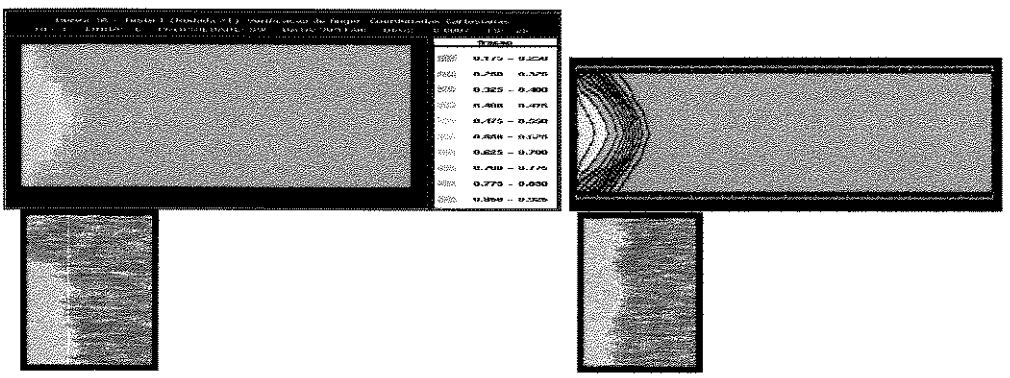


Corrida 12 - VPi =0.222

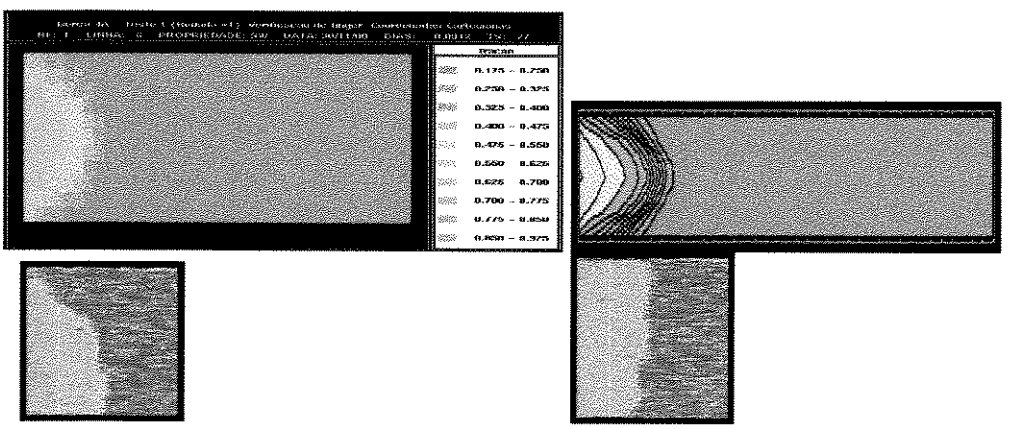
Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

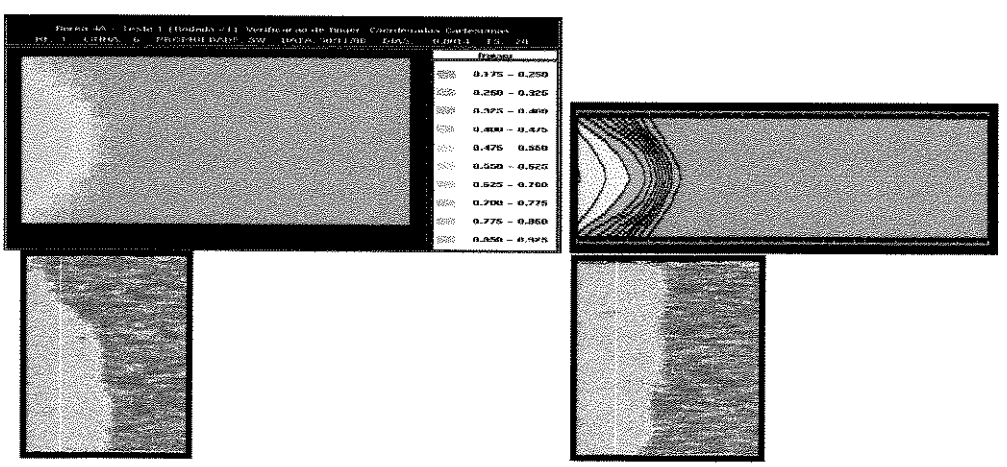
Figura 9-11c - Continuação (corridas 11 e 12)



Corrida 2 - VPi = 0.021



Corrida 3 - VPi = 0.028

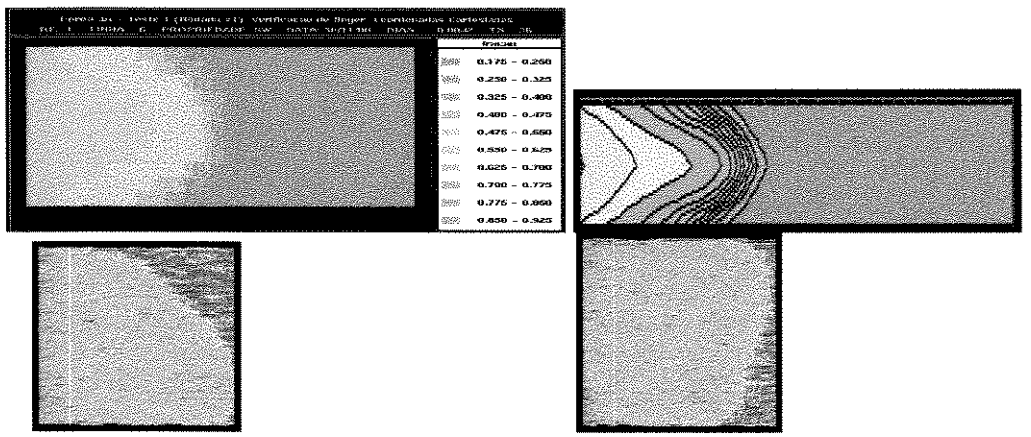


Corrida 4 - VPi = 0.049

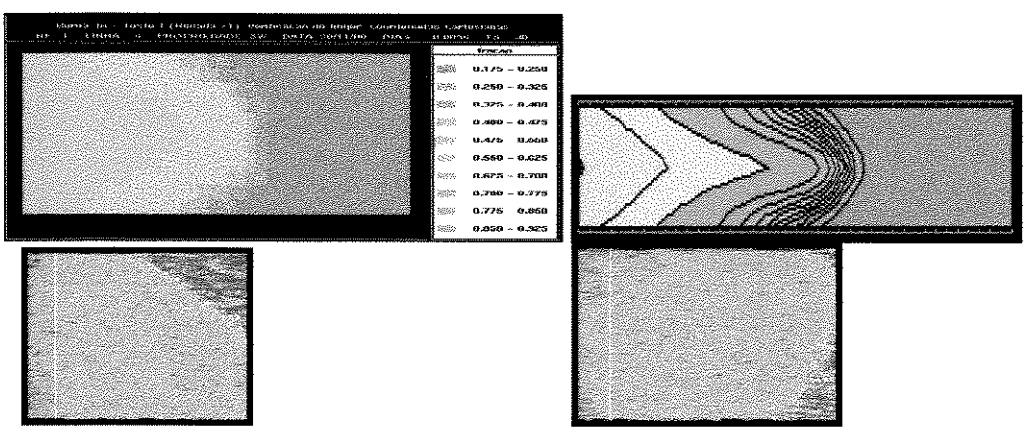
Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

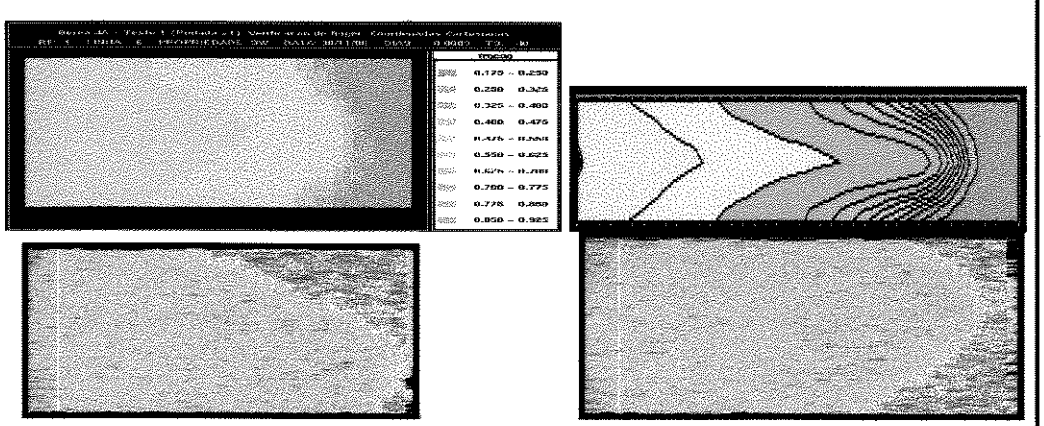
Figura 9-12a Berea 4A - Teste 2 - Comparação da evolução da saturação através da simulação numérica com a medida no teste (corridas 2 a 4)



Corrida 6 - VPi = 0.136



Corrida 7 - VPi = 0.177

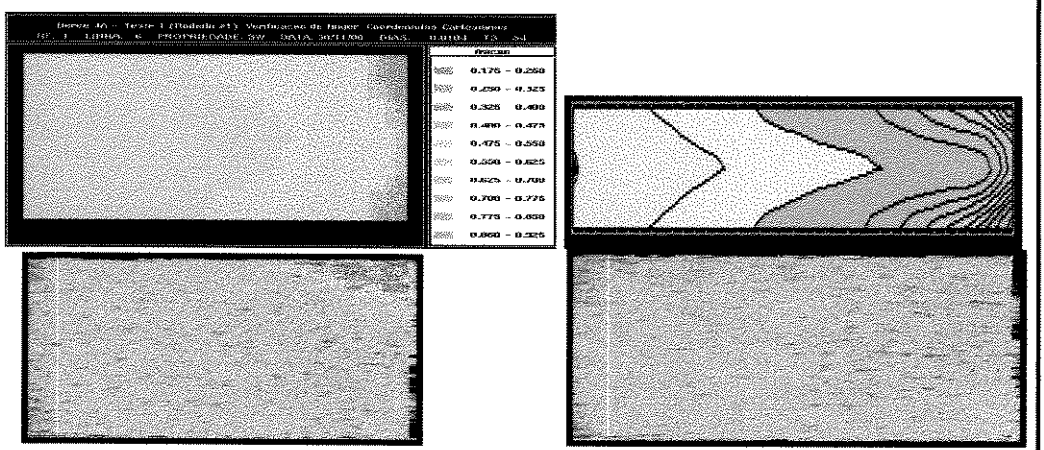


Corrida 8 - VPi = 0.254

Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

Figura 9-12b - Continuação (corridas 6 e 8)



Corrida 9 - VPi = 0.315

Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

Figura 9-12c - Continuação (corrida 9)

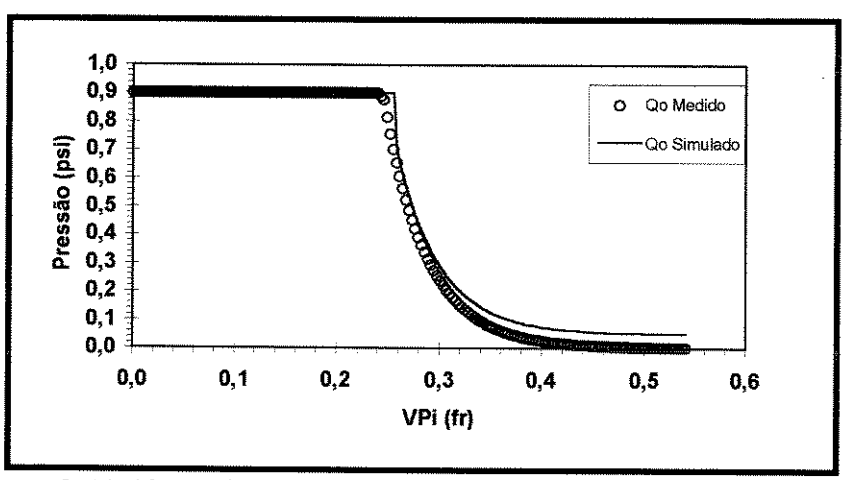
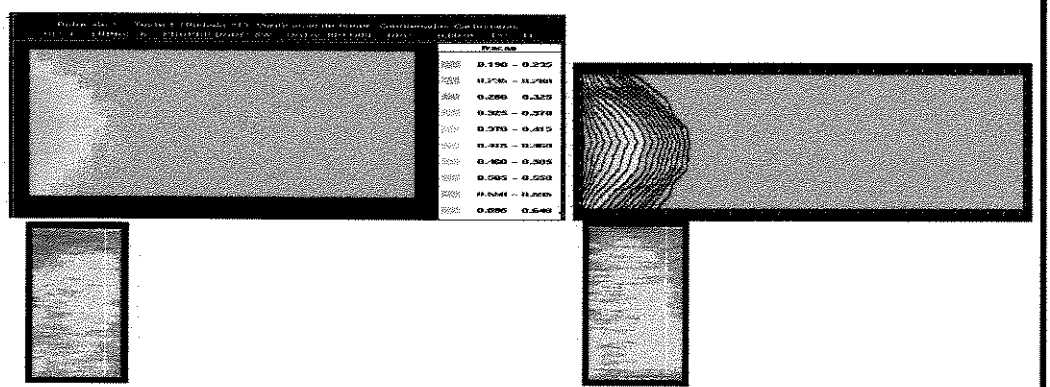
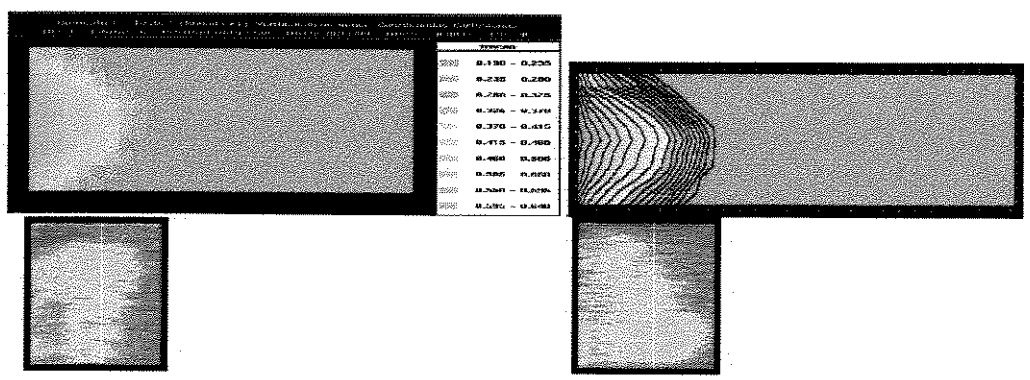


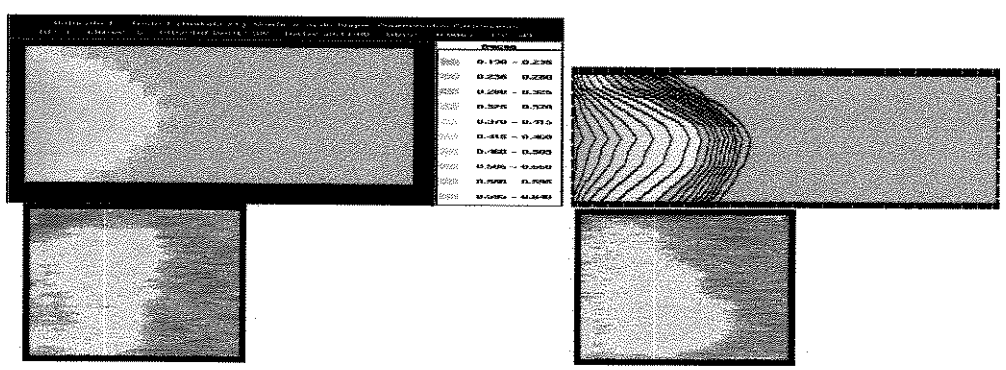
Figura 9-13 Ajuste da vazão de óleo para os testes 2 no Botucatu 1



Corrida 2 - VPi = 0.03



Corrida 3 - VPi = 0.04

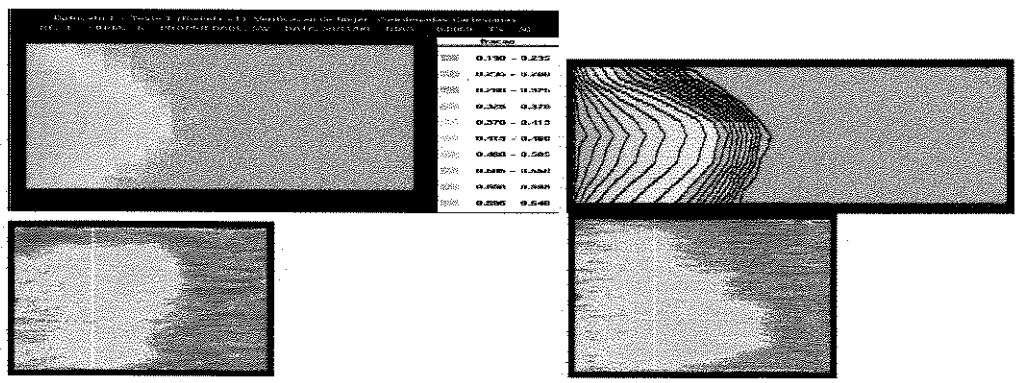


Corrida 4 - VPi = 0.05

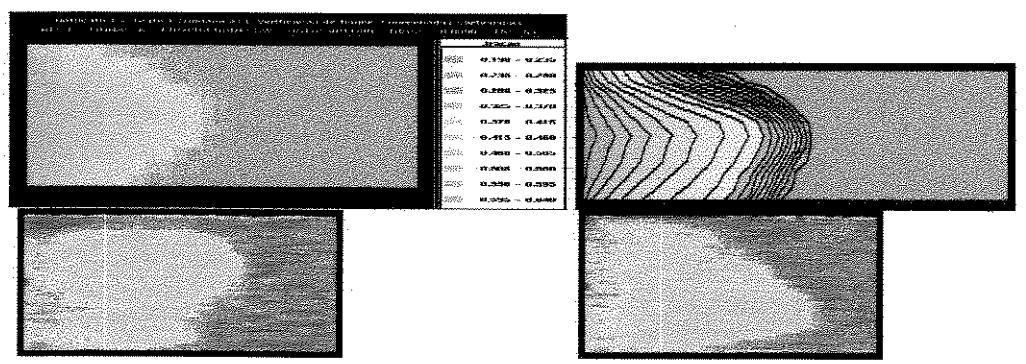
Corte Longitudinal Vertical
Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal
Simulado/Teste

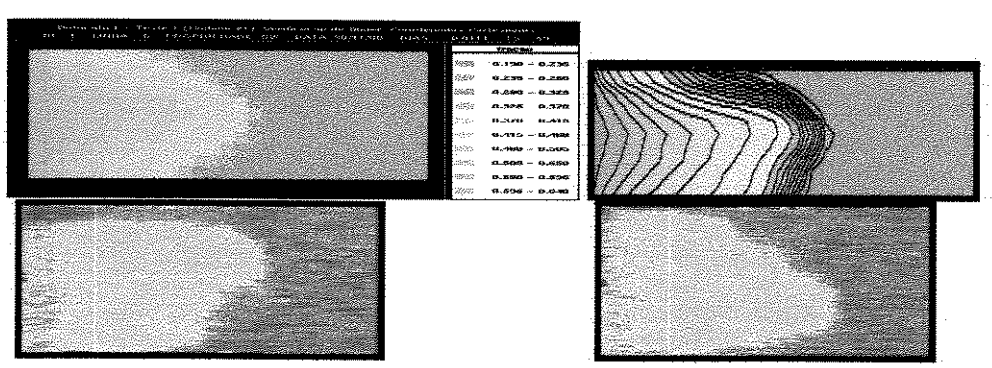
Figura 9-14a Botucatu 1 - Teste 2 - Comparação da evolução da saturação através da simulação numérica com a medida no teste (corridas 2 a 4)



Corrida 5 - VPi = 0.06



Corrida 6 - VPi = 0.08

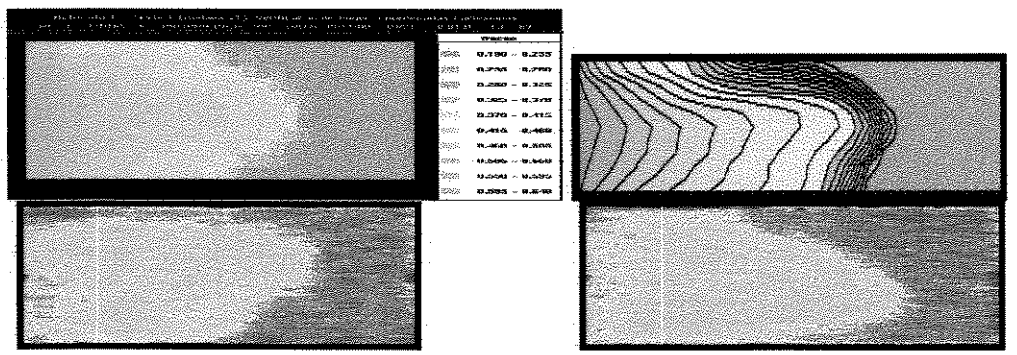


Corrida 7 - VPi = 0.10

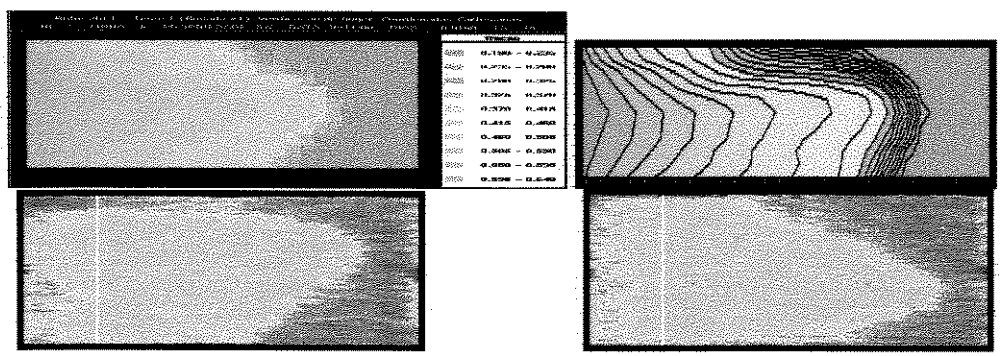
Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

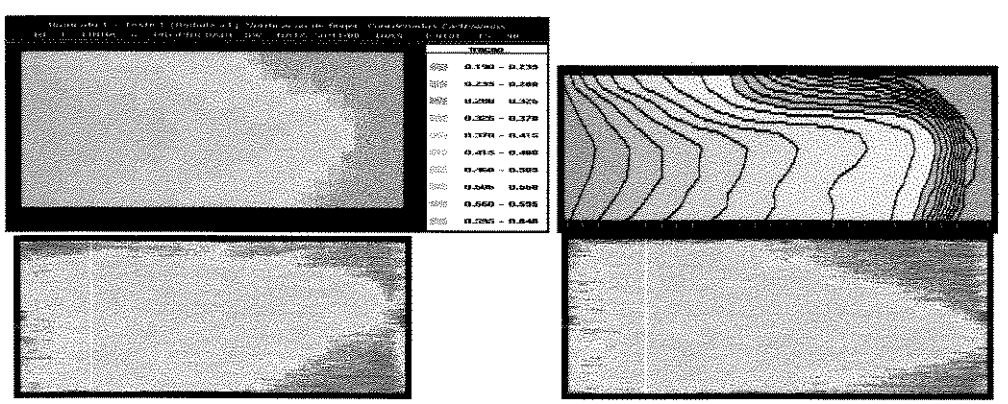
Figura 9-14b - Continuação (corrida 5 a 7)



Corrida 8 - VPi = 0.12



Corrida 9 - VPi = 0.14

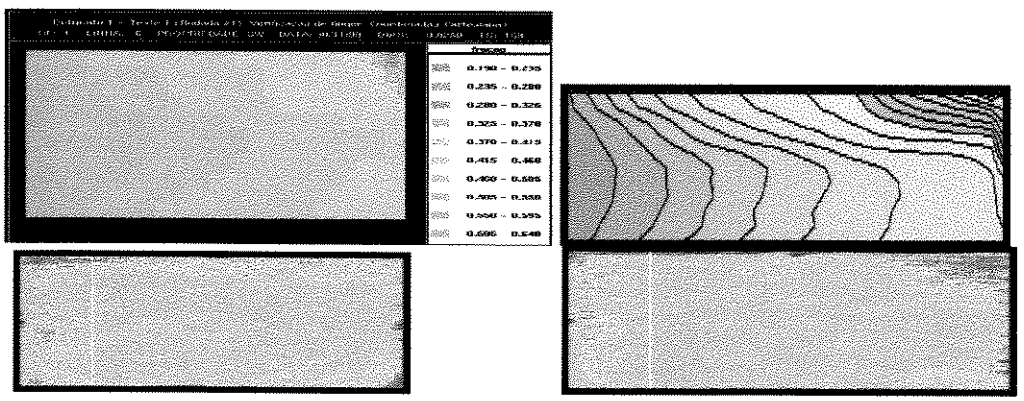


Corrida 10 - VPi = 0.16

Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

Figura 9-14c - Continuação (corrida 8 a 10)



Corrida 11 - VPi = 0.23

Corte Longitudinal Vertical Simulado/Teste

Corte Longitudinal Horizontal Simulado/Teste

Figura 9-14d - Continuação (corrida 11)

9.7 Auto Similaridade

Os gráficos da distribuição de saturação *versus* X_D/T_D e $X_D/\sqrt{T_D}$, efetuados para todos testes realizados, confirmaram a existência de melhor auto similaridade para o primeiro grupo adimensional. Deve-se salientar que a auto similaridade com este grupo é melhor nas regiões não sujeitas aos efeitos da geometria de injeção e efeitos de extremidade (*end effect*) na região de produção. Observou-se que para a maioria dos testes, o colapso das curvas ficou prejudicado pela condição de injeção. Isto ocorreu para tempos, relativos a volumes porosos injetados, menores que 0.10.

A dependência da auto similaridade com o volume injetado, pode ser relacionada com o tempo necessário para que o deslocamento atinja o regime permanente e possa ser considerado um deslocamento unidimensional. Nesta situação o aumento de saturação na direção principal de fluxo passa a ser dominante, mesmo que seja dominado por um única digitação cônica. Até que este tempo seja atingido, o crescimento da saturação é devido a convecção na direção principal e, principalmente, à difusão e geometria de injeção nas demais direções. Portanto, intuitivamente conclui-se que, a auto similaridade, até que o regime permanente seja atingido, poderá ser

melhorada se for acrescida do efeito do crescimento da saturação nas direções perpendiculares à direção principal de fluxo.

Da mesma forma que se chega ao grupo adimensional X_D/T_D, através da equação unidimensional do deslocamento, a análise desta equação na forma tridimensional pode dar alguma indicação do melhor grupo adimensional para os tempos reduzidos de injeção.

Assim, partindo da Equação 3.31, que descreve o deslocamento em três dimensões na forma adimensional, reescrita de outra forma, pode ser feita uma análise similar à feita por Peters (72) para o deslocamento unidimensional.

$$1+\frac{\nabla \bullet f_w}{\frac{\phi}{|\vec{u}|}\frac{\partial S_w}{\partial t}}=0 \qquad \text{9.15}$$

Considerando a forma dimensional pode-se escrever:

$$1+\frac{\left[\nabla \bullet f_w\right]}{\left[\frac{\phi}{|\vec{u}|}\frac{\partial S_w}{\partial t}\right]} \rightarrow \frac{\frac{1}{x}+\frac{1}{y}+\frac{1}{z}}{\frac{\phi}{|\vec{u}|}\frac{1}{t}} \qquad \text{9.16}$$

Utilizando a definição do comprimento e tempo adimensional chega-se a:

$$\frac{\frac{1}{x}+\frac{1}{y}+\frac{1}{z}}{\frac{\phi}{|\vec{u}|}\frac{1}{t}} \rightarrow \frac{T_D}{X_D}+\frac{L T_D}{y}+\frac{L T_D}{z} \qquad \text{9.17}$$

Neste ponto nota-se que, para o deslocamento multidimensional, o grupo de similaridade X_D/T_D deve ser acrescido de dois termos. Admitindo que, conforme

mostrado anteriormente, a velocidade de deslocamento na direção perpendicular à direção principal, seja proporcional a raiz quadrada do tempo, estes temos podem ser os grupos de similaridades do deslocamento difusivo, assim a forma final ficará:

$$\frac{X_D}{T_D} + 2\,\frac{X_D}{\sqrt{T_D}} \qquad \text{9.18}$$

Como exemplo de aplicação, nas Figura 9-15 e Figura 9-16 são apresentados os perfis de saturação *versus* os três grupos de similaridade, que são, X_D/T_D, $X_D/\sqrt{T_D}$ e $X_D/T_D + 2\,X_D/\sqrt{T_D}$, para o teste 1 na amostra Berea 4A e para o teste 2 na amostra Botucatu 1.

Nota-se que no caso do teste no arenito Berea, de uma forma geral o melhor grupo de similaridade é X_D/T_D. Todavia, no início da injeção, representado através três primeiros perfis, o deslocamento não pode ser considerado unidimensional, e portanto a melhor auto similaridade é aquela dada para o deslocamento multidimensional.

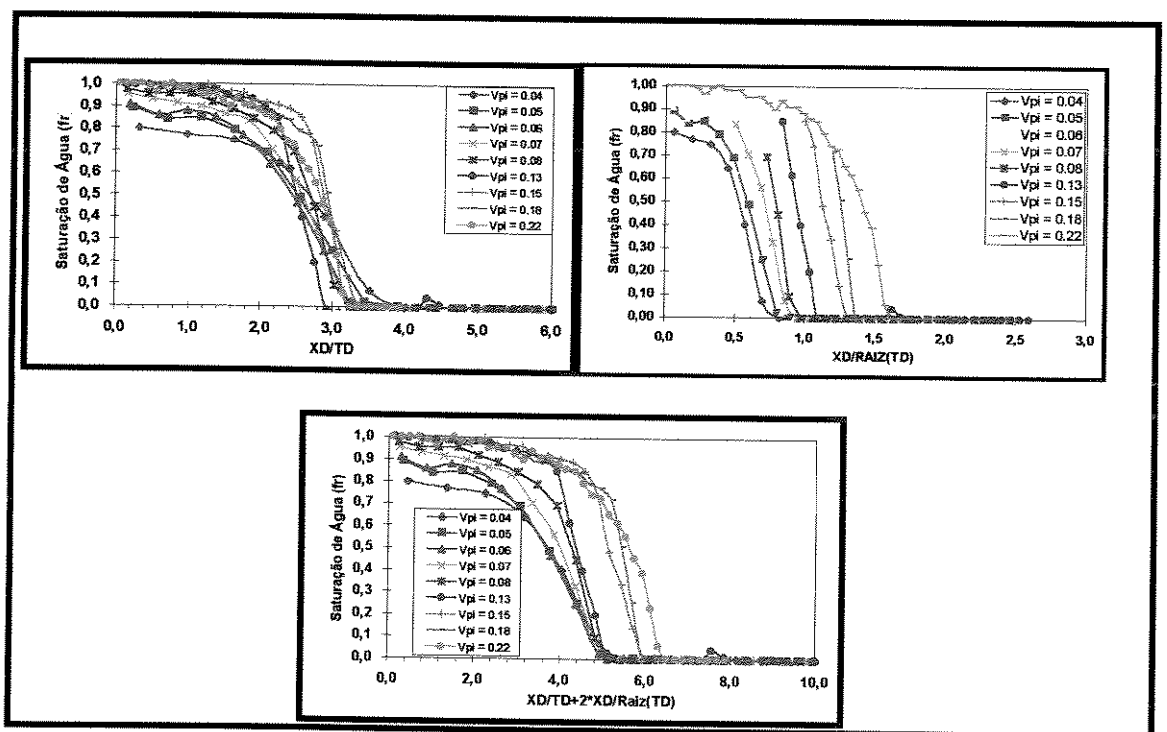


Figura 9-15 Berea 4A - Teste 1 - Comparação dos grupos adimensionais

No caso do teste no arenito Botucatu, devido a presença de digitações mais duradouras, o deslocamento permanece com o caráter multidimensional por mais tempo, daí a melhor auto similaridade com o grupo $X_D / T_D + 2\ X_D / \sqrt{T_D}$.

É importante lembrar que, apesar desta análise ainda ser muito preliminar e necessitar de melhor fundamentação teórica, indica que para deslocamentos com as características similares aos deste estudo, a auto similaridade não pode ser tratada na forma unidimensional. Além disso, a análise utilizando os vários grupos de similaridade pode permitir o melhor conhecimento do caráter do deslocamento, se unidimensional ou não, e com isso a aplicação dos modelos apropriados para cada tipo de deslocamento.

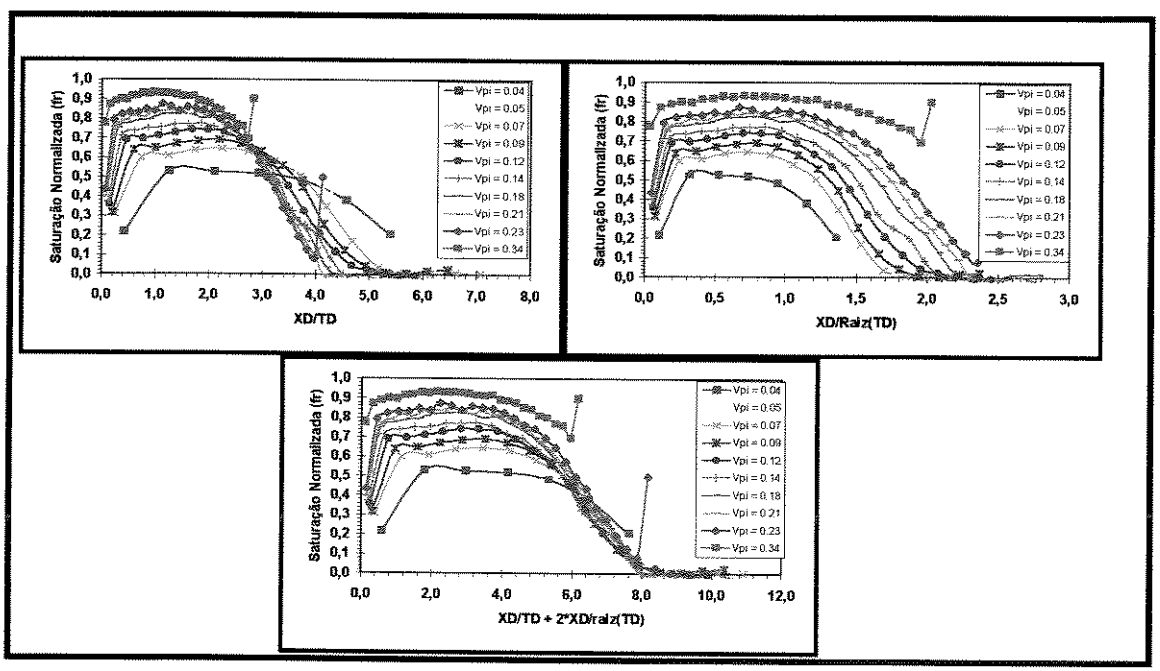


Figura 9-16 Botucatu 1 - Teste 2 - Comparação dos grupos adimensionais

Capítulo 10

10. Conclusões e Recomendações

As principais conclusões obtidas no desenvolvimento deste trabalho, para cada área específica do estudo, foram:

A) Caracterização do meio poroso

1. A detalhada caracterização microscópica, elaborada neste trabalho, mostrou que sistema poroso do arenito Botucatu é mais homogêneo e melhor selecionado que o do arenito Berea sendo, portanto, mais apropriado para estudos envolvendo deslocamento de fluidos.
2. Ficou comprovado, através dos testes de deslocamentos realizados em condições normais de injeção, que as heterogeneidades observadas na análise das fotomicrografias, com duas escalas de ampliação, e das imagens tomográficas, não são fatores determinantes da geometria do deslocamento dos fluidos.
3. As medidas de permeabilidade com a injeção de solução salina e com água destilada mostraram que o baixo teor de argila, presente em ambos sistemas porosos, não provocam alterações nas condições de deslocamento.

4. Os baixos valores de permeabilidade relativa à água na presença de óleo residual, demonstram que, tanto o arenito Berea quanto o Botucatu são fortemente molháveis à água. Além disso, os resultados do Teste 1 na amostra Botucatu 1 são indicativos que esta molhabilidade é maior neste sistema poroso.
5. O minipermeâmetro foi uma ferramenta eficiente e precisa na caracterização da permeabilidade, mostrando que, mesmos nestes sistemas porosos com alto grau de homogeneidade, ocorrem variações regionais e direcionais da permeabilidade. Seus resultados foram muito úteis para a confirmação dos planos de deposição e para as análises da geometria do deslocamento nos testes realizados. Os mapas de permeabilidade elaborados a partir das medições de miniperametria foram decisivos para o ajuste da geometria de deslocamento e histórico de produção através da simulação numérica.

B) Procedimento laboratorial

1. A vedação inicial e a resinagem das amostras foram as etapas mais críticas no processo de preparação para os testes. Devido à dificuldade de manuseio e falta de controle de qualidade dos produtos, algumas amostras foram perdidas e outras tiveram os resultados dos testes comprometidos.
2. O difusor utilizado não apresentou boa eficiência na distribuição da injeção de fluido na face da amostra. As causas desta ineficiência são devido à geometria das ranhuras e a não garantia de contato entre as regiões lisas do difusor e a face da amostra.
3. A metodologia de determinação da vazão de produção de óleo e água através do monitoramento da variação mássica do efluente, não é adequada para a precisão requerida nas análises do deslocamento, principalmente, quando fração de produção de uma das fases é pequena.

C) Tomografia computadorizada de raios X

1. A tomografia computadorizada foi uma excelente ferramenta, tanto no controle de qualidade das amostras e dos processos de preparação, como para a obtenção das propriedades dos sistemas porosos e monitoramento da variação de saturação dos fluidos durante os testes de deslocamento.
2. Devido à alta velocidade na obtenção das imagens, à facilidade e à rapidez na reconstrução das mesmas, a tomografia com aquisição helicoidal é uma excelente ferramenta para o monitoramento de deslocamento dos fluidos em meios porosos, principalmente, em testes com alta velocidade de deslocamento dos fluidos.

D) Processamento de imagens

1. A ferramentas desenvolvidas e utilizadas para o processamento de imagens permitiram operações de leitura das fitas, cálculos aritméticos e visualização de grandes volumes de dados com eficiência e rapidez.
2. A visualização da variação de saturação através das projeções ortogonais e em três dimensões, foram decisivas para o entendimento da geometria de deslocamento dos fluidos em todos testes realizados.

E) Efeito de endurecimento de feixe

1. Neste estudo não foi feita a correção das imagens tomográficas devido ao endurecimento de feixes, pois os erros máximos estimados no cálculo da porosidade e saturação foram, respectivamente, da ordem de 7,5 e 4,7%, considerados pequenos dentro do processo geral para a determinação destas propriedades.
2. Os fluidos utilizados devem ser escolhidos de forma que resultem em imagens com boa qualidade e sujeitas a pequenos erros devido os efeitos não desejáveis. Suas densidades tomográficas devem ser escolhidas de forma que resultem num bom contraste na imagem final, e que o gradiente das leituras necessárias

nas seções transversais da amostra provoquem o cancelamento do efeito de endurecimento de feixe nas operações aritméticas para a determinação da porosidade e saturação.

3. A opção pela correção de efeitos de endurecimento de feixe deve ser bem avaliada, pois a depender da geometria da amostra e do método de correção, pode acarretar no espalhamento e até no aumento dos erros.

F) Permeabilidade relativa

1. Para que seja aplicado corretamente, o cálculo da permeabilidade relativa através do método JBN deve ser acompanhado do monitoramento da geometria do deslocamento, pois quando o fluxo é dominado por digitações viscosas os resultados podem ser muito diferentes da realidade.
2. A utilização dos perfis de saturação para o cálculo da permeabilidade relativa das fases é uma boa alternativa. Através desta metodologia pode-se determinar a permeabilidade relativa considerando toda seção transversal da amostra ou em regiões pré-definidas, como por exemplo, nas digitações viscosas.

G) Caracterização do deslocamento

1. As velocidades de deslocamento longitudinal e transversal podem ser obtidas através da análise da imagens tomográficas e dos perfis de saturação. Desta análise pôde-se concluir que o crescimento da digitação, transversalmente a direção principal de fluxo, é proporcional a raiz quadrada do tempo.
2. Na maioria dos testes a auto-similaridade entre os perfis de saturação através da formulação do deslocamento unidimensional apresentou bons resultados Nas regiões sujeitas aos efeitos de extremidades a auto-similaridade entre as curvas pode ser melhorada através da análise tridimensional.
3. Os índices de estabilidade baseados em deslocamentos do tipo pistão não se aplicam para o caso de deslocamentos com meios porosos naturalmente consolidados.

4. A presença dos efeitos de extremidade foi bem detectada pela tomografia computadorizada, principalmente quando utilizando-se da reconstrução prospectiva com grande refinamento.

H) Modelagem do deslocamento

1. A simulação numérica através de um simulador convencional, utilizando um refinamento de malha e condições de contorno adequadas, é uma boa ferramenta para a visualização do deslocamento.
2. A distribuição da injeção na face de entrada da amostra, juntamente com a distribuição da permeabilidade, foram os parâmetros mais importantes no ajuste do histórico e geometria de fluxo obtidos nos testes.

As recomendações que julgamos procedentes são:

1. Verificação, através da tomografia computadorizada, da qualidade das amostras e dos processos de preparação das mesmas para os testes
2. Análise microscópica detalhada dos meios porosos antes de quaisquer testes com deslocamento de fluidos.
3. Adoção do mini-permeâmetro como ferramenta básica na caracterização das amostras utilizadas nos testes laboratoriais.
4. Verificação das condições de estabilidade antes da aplicação dos métodos para o cálculo da eficiência de varrido e testes para obtenção das permeabilidades relativas.
5. Pesquisa de um difusor com melhor eficiência na distribuição do fluido injetado.
6. Melhoramento da metodologia de determinação da vazão de produção das fases.
7. Comprovação dos efeitos de extremidade através da utilização de difusor do mesmo meio poroso com bom contato capilar.
8. Investigação mais detalhada do cálculo da permeabilidade relativa através dos perfis de saturação.
9. Investigação de melhores grupos adimensionais para deslocamentos multidimensionais.

Capítulo 11

11. Referências Bibliográficas

1. Amaefule, J. O. e Handy, L. L., **"The Effect of Interfacial Tension on Relative Oil/Water Permeabilities of Consolidated Porous Media"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 371-381, Jun. 1982.

2. Barenblat, G. I., Entov, V. M. e Ryzhish, V. M., ***Theory of Fluid Flows Through Natural Rocks***, Kluver Academic Publisher. 1990.

3. Bear, J.,***Dynamics of Fluids in Porous Media***, American Elsevier Publishing Company, inc. 1972.

4. Benham, A. L. e Olson, R. W., **"A Model Study of Viscous Fingering"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 138-144, Jun., 1963.

5. Bentsen, R. G., **"Scaled Fluid-Flow Models with Permeabilities Differing from that of the Prototype"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, 46-52, Jul-Sep., 1976.

6. Bentsen, R. G., **"Conditions Under Which the Capillary Term May be Neglected"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, 25-30, Oct-Dec, 1978.

7. Bentsen, R. G. e Saeedi, J., **"Liquid-Liquid Immiscible Displacement in Unconsolidated Porous Media"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, 93-111, Jan-Mar., 1981.

8. Bentsen, R. G., **"A New Approach to Instability Theory in Porous Media"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 765-779, Oct. 1985.

9. Botset, H., **"Flow of Gas-Liquid Mixtures through Consolidate Sand"**, Petroleum Transaction, AIME (136), 91-105, 1939.

10. Buckley, S. E. e Leverett, M. C., **"Mechanism of Fluid Displacement in Sands"**, Petroleum Transaction, AIME (146), 107-116, 1942.

11. Caudle, B. H, e Brownscombe, E. R., **"Further Developments in the Laboratory Determination of Relative Permeability"**, Petroleum Transaction, AIME (192), 145-150, 1951.

12. Chouke, R. L., P. van Meurs, e C. van der Poel, **"The Instability of Slow, Immiscible, Viscous Liquid-Liquid Displacement in Permeable Media"**, Petroleum Transaction, AIME (216) , 188-194, 1959.

13. Christie, M. A. , Muggeridge, A. H. e Barley, J. J., **"3D Simulation of Viscous Fingering and WAG Schemes"**, SPERE, 19-26, Feb. 1993.

14. Closmann, P. J. e Vinegar, H. J., **"A Technique for Measuring Steam and Water Relative Permeabilities at Residual Oil in Natural Cores: CT Scan Saturation"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, 55-60, Nov. 1993.

15. Coskuner, G. e Bentsen, R. G., **"A Hele-Shaw Cell Study of a New Approach to Instability Theory in Porous Media"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, 87-95, Jan-Feb. 1988.

16. Crestana, S., **"A Tomografia Computadorizada como um novo Método para Estudos da Física da Água do Solo"**, Tese de Doutorado do IFQSC-USP, 1985.

17. Croes, G. A., Schwarz, N., **"Dimensionally Scaled Experiments and the Theories on the Water-Drive Process"**, Petroleum Transaction, AIME (204) , 35-42, 1955.

18. Cuthiell, D., Kissel, G. e Woolley, J., **"Steam Corefloods with Concurrent X-Ray CT Imaging"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, (32),37-45, Mar. 1993.

19. Demetre, G. P., Bentsen, R. G. e Flock, D. L., **"A Multi-Dimensional Approach to Scaled Immiscible Fluid Displacement"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, 49-61, Jul-Aug. 1982.

20. Douglas, J., Blair, P. M. e Wagner, R. J., **"Calculation of Linear Waterflood Behavior Including the Effects of Capillary Pressure"**, Petroleum Transactions, AIME, (213), 96-102, 1958.

21. Douglas, J. e Peaceman, D. W., **"A Method for Calculating Multi-Dimensional Immiscible Displacement"**, Petroleum Transactions, AIME, (216), 297-306, 1959.

22. Dunlap, E. N., **"Influence of Connate Water on Permeability of Sands to Oil"**, oct, 1937.

23. Eleri, O. O., Graue, A. e Skauge, A., **"Steady-State and Unsteady-State Two-Phase Relative Permeability Hysteresis and Measurements of Three-Phase Relative Permeabilities Using Imaging Techniques"**, SPE 30764, 1995.

24. Fassihi, M. R., **"Estimation of Relative Permeability from Low Rate Unsteady-state - a Simulation Approach"**, The Journal of Canadian Petroleum Technology, 29-38, (28), May-June, 1989.

25. Fayers, F. J. e Sheldon, J. W., **"The Effect of Capillary Pressure and Gravity on Two-Phase Fluid Flow in Porous Medium"**, Petroleum Transaction, AIME (216), 147-155, 1959.

26. Fayers, R. J. e Newley, T. M. J., **"Detailed Validation of an Empirical Model for Viscous Fingering with Gravity Effects"**, SPERE, 542-550, May. 1988.

27. Geffen, T. M., Owens, W. W., Parrish, D. R. e Morse, R. A. **"Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements"**, Petroleum Transaction, AIME (192), 99-110, 1951.

28. Gomes, J. A. T, Tibana, P. e Corrêa, A. C. F., **"Análise Petrográfica e Petrofísica dos Arenitos Berea e Botucatu"**, Conexpo Arpel, Rio de Janeiro, 1996.

29. Greenkorn, R. A., **"Flow Models and Scaling Laws for Flow Through Porous Media"**, Industrial and Engineering Chemistry, (56), 32-37, Mar. 1964.

30. Hagoort, J., **"Displacement Stability of Water Drivers in Water-Wet Conate-Water-Bearing Reservoirs"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 63-74, Feb. 1974.

31. Handy, L. L. e Hadley, G., **"A Theoretical and Experimental Study of the Steady State Capillary End Effect"**, Society of Petroleum Engineers Journal, Oct. 1956.

32. Hawkins, J. T., **"Comparison of Three Methods of Relative Permeability Measurements"**, The Log Analyst, 363-370, Sep-Oct. 1989.

33. Holleben, C. R. C., **"Determinação de Porosidade e Saturações de Fluidos através da Tomografia Computadorizada de Raios-X"**, Tese de Mestrado, Unicamp, 1993.

34. Holmgren, C. R., **"Some Results of Gas and Water Drives on a Long Cores"**, Petroleum Transaction, AIME (179), 103-119, 1949.

35. Honarpour, M, Huang, D. D. e Dogru, A. H., **"Simultaneous Measurements of Relative Permeability, Capillary Pressure, and Electrical Resistivity with Microwave System for Saturation Monitoring"**, SPE 30540, 1995.

36. Honarpour, M., Cullick, A. S., Saad, N. e Humphreys. N. V., **"Effect of Rock Heterogeneity on Relative Permeability: Implications for Scale up"**, JPT, 980-986, Nov. 1995.

37.Hovanessian, S. A. e Fayers, F. J., **"Linear Water Flood with Gravity and Capillary Effects"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 32-36, Mar. 1961.

38.Hove, A O ,**"Visualization of laboratory Corefloods with the Aid of Computadorized Tomography of X-Rays"**, SPERE, 148-154, 1987.

39. Huang, A. B. e Yortsos, Y. C., **"Linear Stability Analysis of Immiscible Displacement Including Continuously Changing Mobility and Capillary Effects: Part II - Simple Basic Flow Profiles"**, SPE 13163, 1984.

40. Huang, Y., Ringrose, P. S. e Sorbie, K. S., **"Capillary Trapping Mechanisms in Water-Wet Laminated Rocks"**, SPERE, 287-292, Nov. 1995.

41. Hunt, P. K., Engler, P., e Bajsarowicz, C., **"Computed Tomography as a Core Analysis Tool: Application Instrument Evaluation, and Image Improvement Techiniques"**, JPT, Sep. 1988.

42. Islam, M. R. e Bentsen, R. G., **"A Dynamic Method for Measuring Relative Permeability"**, The Journal of Canadian Petroleum Technology, 39-49, Jan-Feb., 1986.

43. Johnson, E. F., Bossler, D. P. e Naumann, V. O., **"Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments"**, Petroleum Transactions, AIME, (216), 370-372, 1959.

44. Jones-Parras, J. e Calhoun, J. C., **"Computation of a Linear Flood by the Stabilized Zone Method"**, Petroleum Transactions, AIME, (198), 335-338, 1953.

45. Jones, S. C. e Rozzelle, W. O., **"Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacements Experiments"**, JPT, 807-817, Mai-1978.

46. Kantzas, A., Marentette, D. F. e Jha, K. N., **"Computer-Assisted Tomography: from Qualitative Visualization to Quantitative Core Analysis"**, The Journal of Canadian Petroleum Technology, (31), 48-56, Nov. 1992.

47. Kantzas, A., Marentette, D. F. e Erno, B., **"Characterization of a Heavy Oil Reservoir Using Computed Computer-Assisted Tomography of Core Material"**, The Journal of Canadian Petroleum Technology, (33), 35-38, Jun. 1994.

48. Koval, E. J., **"A Method for Predicting the Performance Of Unstable Miscible Displacement in Heterogeneous Media"**, Petroleum Transaction, AIME, 145-154, 1963.

49. Labastie, A.,Guy, M. e Delclaud, J. P., **"Effect of Flow Rate and Wettability on Water-Oil Relative Permeabilities and Capillary Pressure"**, SPE 9236, 1980.

50. Laird, A. D. K., Putnam, J. A., **"Fluid Saturation in Porous Media by X-Ray Technique"**, Petroleum Transaction, AIME, (192), 275-284, 1951.

51. Lake, L. W., **"Enhanced Oil Recovery"**, Prentice Hall, Inc. 1989.

52. Lee, E. H., Fayers, F. J., **"The Use of the Method of Characteristics in Determining Boundary Conditions for Problems in Reservoir Analysis"**, Petroleum Transaction, AIME, (216), 284-289, 1959.

53. Lefebvre du Prey, E. J., **"Factors Affecting Liquid-Liquid Relative Permeabilities of a Consolidated Porous Medium"**, SPEJ, 39-47, Feb. 1973.

54. Leverett, M. C., **"Flow of Oil-Water Mixtures through Unconsolidated Sands"**, Petroleum Transaction, AIME (132), 149-171, 1938.

55. Leverett, M. C. e Lewis, W. B., **"Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures through Unconsolidated Sands"**, Petroleum Transaction, AIME (142), 107-116, 1940.

56. Leverett, M. C., **"Capillary Behavior in Porous Solids"**, Petroleum Transaction, AIME (142), 152-169, 1940.

57. Levine, J. S., **"Displacements Experiments in a Consolidated Porous System"**, Petroleum Transaction, AIME, (201), 57-66, 1954.

58. Ma, H. e Morrow, N. R., **"Effect of Firing on Petrophysical Properties of Berea Sandstone"**, SPE 21045, 1991.

59. McCaffery, F. G. e Bennion, D. W., **"The Effect of Wettability on Two-Phase Relative Permeabilities"**, The Journal Petroleum Technology, Oct-Dec, 1974.

60. McEwen, C. R., **"A Numerical Solution of the Linear Displacement Equation with Capillary Pressure"**, Petroleum Transaction, AIME (216), 412-415, 1959.

61. Odeh, A. S. e Dotson, B. J., **"A Method for Reducing the Rate Effect on Oil and Water Relative Permeabilities From Dynamic Displacement Data"**, JPT, 2051-2058, 1985.

62. Odeh, A. S., **"A Proposed Technique for Simulation of Viscous Fingering in One Dimensional Immiscible Flow"**, SPE-17087, 1987.

63. Osoba, J. S., Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A. e Blair, P. M., **"Laboratory Measurements of Relative Permeability"**, Petroleum Transaction, AIME (192), 47-56, 1951.

64. Outmans, H. D., **"Nonlinear Theory for Frontal Stability and Viscous Fingering in Porous Media"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 165-176, Jun. 1962.

65. Paiva, R. F., **"Estudo da Técnica de Tomográfica para Análises em Geologia e Engenharia de Petróleo"**, Tese de Mestrado da FEM/DEP - Unicamp, 1990.

66. Pavone, D., **"Observations an Correlations for Immiscible Viscous-Fingering Experiments"**, SPERE, 187-194, May, 1992.

67. Perkins, F. M., **"An Investigation of the Role of Capillary Forces in Laboratory Water Floods"**, Petroleum Transaction, AIME (210), 409-411, 1957.

68. Perkins, T. K. e Johnston, O. C., **"A Study of Immiscible Fingering in Linear Models"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 39-46, Mar., 1969.

69. Peters, E. J., e Flock, D. L., **"The Onset of Instability During Two-Phase Immiscible Displacement in Porous Media"**, SPEJ, 249-258, 1981.

70. Peters, E. J., e Khataniar, S., **"The Effect of Instability on Relative Permeability Curves Obtained by the Dynamic-Displacement Method"**, SPE Formation Evaluation, Dec. 1987.

71. Peters, E. J., Afzal, N. e Gharbi, R. **"On Scaling Immiscible Displacements in Permeable Media"**, Jounal of Petroleum Science and Engineering, (9), 183-205, 1993.

72. Peters, E. J., e Gharbi, R. **"Numerical Modeling of Laboratory Corefloods"**, Jounal of Petroleum Science and Engineering, (9), 207-221, 1993.

73. Rachford, H. H., **"Instability in Water Flooding Oil from Water-Wet Porous Media Containing Connate Water"**, SPEJ, 133-148, June, 1964.

74. Rapoport, L. A. e Leas, W. J., **"Relative Permeability to Liquid in Liquid-Gas Systems"**, Petroleum Transaction, AIME, (192), 83-98, 1951.

75. Rapoport, L. A. e Leas, W. J., **"Properties of linear Waterfloods"**, Petroleum Transaction, AIME, (198), 139-148, 1953.

76. Rapoport, L. A., **"Scaling Laws for Use in Design and Operation of Water-Oil Flow Models"**, Petroleum Transaction, AIME, (201), 143-150, 1955.

77. Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A. e Osoba, J. S. , **"Laboratory Determination of Relative Permeability"**, Petroleum Transaction, AIME (195), 187-196, 1952.

78. Romans, L. E., ***"Introduction to Computed Tomografy"***, Williams & Wilkins, 1995.

79. Rose, W., **"Theorical Generalizations Leading due to Evaluation of Relative Permeability"**, Petroleum Transaction, AIME (186), 111-126, 1949.

80. Sandberg, C. R. e Gournay, L. S. **"The Effect of Fluid-Flow Rate and Viscosity on Laboratory Determination of Oil-Water Relative Permeabilities"**, Petroleum Transaction, AIME (213), 36-43, 1958.

81. Sarma, H. K. e Bentsen, R. G., **"A Study of the Impact of Instability on Relative Permeability and Capillary Pressure"**, Journal of Petroleum Science and Engineering, (2), 311-330, 1989.

82. Sarma, H. K. e Bentsen, R. G., **"A Method for Reducing Model Error when Estimation Relative Permeabilities from Displacement Data"**, Journal of Petroleum Science and Engineering, (2), 331-347, 1989.

83. Sarma, H. K. Maini, B. B., Purves, R. W. e Jha, K. N., **"A Laboratory Investigation of the Pseudo Relative Permeability Characteristics of Unstable Immiscible Displacements"**, The Journal of Canadian Petroleum Technology, 42-49, 1994.

84. Sheldon, J. W. e Cardwel, W. T., **"One-Dimensional, Incompressible, Noncapillary, Two-Phase Fluid Flow in a Porous Medium"**, Petroleum Transaction, AIME (216), 290-296, 1959.

85. Sigmund, P. M., Sarma, H. K. e Sheldon, D., **"Rate-Dependence of Unstable Waterfloods"**, SPE 14368, 1985

86. Silva, A. C. , **"Análise da Reprodutibilidade de Digitações Viscosas em Meios Porosos Naturais Consolidados"**, Tese de Mestrado em Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica - Unicamp, 1994.

87. Silva, W D. F., Lotufo, R. A. e Gomes, J. A. T., **"Analysis of Oil-Water Flow in Porous Media from CT Data"**, Khoros Symposium 97 Proceedings, 26-40, 1997.

88. Silva, W. D. F., **"Processamento, Análise e Visualização de Dados Tomográficos Multidimensionais de Rocha"**, Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica - Unicamp, Ago. 1997

89. Slobod, R. L., **"Attainment of Connate Water in Long Cores by Dynamic Displacement"**, Petroleum Transaction, AIME (189), 359-363, 1950.

90. Tchelepi, H. A. e Orr, F. M., **"Interaction of Viscous Fingering, Permeability Heterogeneity, and Gravity Segregation in Three Dimensions"**, SPERE, Nov. 1994

91. Terwilliger, P. L., Wilsey, L. E., Hall, H. N., Bridges, P. M. e Morse, R. A., **"An Experimental and Theoretical Investigation of Gravity Drainage Performance"**, Petroleum Transaction, AIME (192), 285-296, 1951.

92. van Meurs, P., **"The Use of Transparent Three-Dimensional Models for Studying the Mechanism of Flow Processes in Oil Reservoirs"**, Petroleum Transaction, AIME (210), 295-301, 1957.

93. van Meurs, P. and van der Poel, C., **"A Theorical Description of Water-Drive Processes Involving Viscous Fingering"**, Petroleum Transaction, AIME (213), 103-112, 1958.

94. Verma, A. P., **"Statistical Behavior of Fingering in a Displacement Process in Heterogeneous Porous Medium with Capillary Pressure"**, Canadian Journal of Physics, (47), 319-324, 1969.

95. Virnovsky, G. A., Skjaeveland, S. M., Surdal, J. e Ingsoy, P., **"Steady-State Relative Permeability Measurements Corrected for Capillary Effects"**, SPE-30541, 1995.

96. Vives, M. T., Chang, Y. C. e Mohanty, K. K., **"Effect of Wettability on Adverse Mobility Immiscible Floods"**, SPE-30760, 1995.

97. Wang, S. Y., Aryal, S. e Cryte, C. C., **"Computer Assisted Tomography for the Observation of Oil Displacement in Porous Media"**, SPEJ (24), 1984.

98. Welge, H. J., **"A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive"**, Petroleum Transactions, AIME, (195), 91-98, 1952.

99. Wellington, S. L. e Vinegar, H. J., **"X-Ray Computadorized Tomography"**, JPT (10), 885-898, Aug. 1987.

100. Yortsos, Y. C. e Huang, A. B., **"Linear Stability Analysis of Immiscible Displacement Including Continuously Changing Mobility and Capillary Effects: Part I - Simple Basic Flow Profiles"**, SPE/DOE 12692, 145-162, 1984.

101. Yortsos, Y. C. e Hickernell, F. J., **"Linear Stability of Immiscible Displacement in Porous Media"**, SiAM J. Appl. MATH., (49), 730-749, Jun. 1989.

102. Zeman, R. . K., Brink, J. A., Costello, P. Davros, W. J., Richmond, B. J., Silverman, P. M. e Vieco, ***"Helical/Spiral CT. A Practical Approach"***, McGraw-Hill, Inc. 1995.

Capítulo 12

12. Bibliografia Consultada

1. Abrams, A. **"The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation Left by Waterflood"**, Society of Petroleum Engineers Jounal, 437-447, Oct., 1975.

2. Adler, P. M., ***"Porous Media- Geometry and Transport"***, Butterworth-Heinemann, 1992.

3. Alemán-Gomez, M., Ramamohan, T. R. e Slattery, J. C., **"A Statistical Structural Model for Unsteady State Displacement in Porous Media"**, SPE 13265, 1984.

4. Amyx, J. W., Bass, D. M. e Whiting, R. L., ***"Petroleum Reservoir Engineering"***, McGraw-Hill Book Company, 1960.

5. Archer, J. S. e Wong, S. W., **"Use of a Reservoir Simulator to Interpret Laboratory Waterflood Data"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 343-347, Dec. 1973.

6. Bedrikosvetsky, P., ***Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery - With Applications to ex-USSR oil and Gas Fields***, Kluwer Academic Publishers, 1993.

7. Bentsen. R. G., **"A Functional Relationship for Macroscopic Capillary Pressure"**, SPE 13831, 1985.

8. Bird, R. B., Stewart, W. E. e Lightfoot, E. N., ***"Transport Phenomena"***, John Wiley e Sons, 1960.

9. Blaskovsk, P. R., **"Minipermeametria Aplicada à Caracterização de Reservatórios Turbidíticos"**, Tese de Mestrado, Unicamp, 1996.

10. Block, D. C. e Orr, F. M., **"Flow Visualization of Viscous Fingering in Heterogeneous Porous Media"**, SPE-22614, 1991.

11. Blunt, M. e King, P., **"Relative Permeabilities from Two- and Three- Dimensional Pore-Scale Network Modelling"**, Transp. in Porous Media (6), 407-433, 1991.

12. Boukadi, F. B. H., Watson, R. W. e Owolabi, O. O., **"The Influence of Reservoir Rock Properties on Ultimate Oil Recovery in Radial-Core Waterfloods"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, 23-33, Jun. 1994.

13. Chakrabarty, C. e Bentsen, R. G., **"Instability Theory for Immiscible Displacements in Tubular Systems"**, Journal of Petroleum Science and Engineering, (6), 15-35, 1991.

14. Chakrabarty, C. e Bentsen, R. G., **"The Onset of Instability During Immiscible Displacements in Cylindrical Models"**, **"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, (31), 27-34, 1992.

15. CMG, ***"Imex - Techincal Manual"***, Version 93.00, Oct. 1992.

16. Collins, R. E., ***Flow of Fluids through Porous Materials"***, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1961.

17. Colonna, J., Brissaud, F. e Millet, J. L., **"Evolution of Capillarity and Relative Permeability Hysteresis"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 28-38, Feb. 1972.

18. Corey, A. T., ***"Mechanics of Immiscible Fluids in Porous Media"***, Water Resources Publications,1994.

19. Coskun, S. B. e Wardlaw, N. C., **"Estimation of Permeability from Image Analysis of Reservoir Sandstone"**, Journal of Petroleum Science and Engineering, (10), 1-16, 1993.

20. Coskuner, G. e Bentsen, R. G., **"A New Stability Theory for Designing Graded Viscosity Banks"**, Journal of Canadian Petroleum Technology, 26-30, Nov-Dec. 1987.

21. Crank, J., ***"The Mathematics of Diffusion"***, Oxford Science Publications, 1989.

22. Dake, L. P., ***Fundamentals of Reservoir Engineering***, New York: Elsevier, 1978.

23. Durand, A. N. P., **"Estudo do Fenômeno Fingering em um Meio Poroso Através de Imagens e Teoria da Percolação por Invasão"**, Tese de Doutorado, Instituto de Física e Química de São Carlos, Universidade de São Paulo, 1994.

24. Entov, V. M. e Ch'eng-hsing, E., **"Program Modeling of Capillary Displacement Processes in Porous Media"**, Plenum Publishing Corporation, 224-230, 1976.

25. Fassihi, M. R., **"Estimation of Relative Permeability from Low Rate Unsteady-state - a Simulation Approach"**, The Journal of Canadian Petroleum Technology, 29-38, (28), May-June, 1989.

26. Fayers, R. J. e Muggeridge, A. H., **"Extensions to Dietz Theory and Behavior of Gravity Tongues in Slight Tilted Reservoirs"**, SPERE, 487-494, Nov. 1990.

27. Fayers, F. J., Blunt, M. J. e Christie, M. A. , **"Comparisons of Empirical Viscous Fingering Models and Their Calibration for Heterogeneous Problems"**, SPERE, 195-203, 1992.

28. Gharbi, R. e Peters, E. J., **"Scaling Coreflood Experiments to Heterogeneous Reservoirs"**, Journal of Petroleum Science and Engineering, (10), 83-95, 1993.

29. Glass, R. J., Parlange, J. Y. e Steenhuis, T. S., **"Immiscible Displacement in Porous Media: Stability Analysis of Three Dimensional, Asymmetric Disturbances with Application to Gravity-Driven Wetting Front Instability"**, Water Resources Research, (27), 1947-1956, Aug. 1991.

30. Greenkorn, R. A., ***"Flow Phenomena in Porous Media"***, Marcel Dekker, inc. 1983.

31. Habesch, S. M., **"Pore Geometry Evaluation by Petrographic Image Analisys"**, Geo. Jounal, 301-320, 1987.

32. Handy, L. L., **"Determination of Effective Capillary Pressures for Porous Media from Imbibition Data"**, Petroleum Transaction, AIME (219), 75-80, 1960.

33. Homsy, G. M., **"Viscous Fingering in Porous Media"**, *Ann. Rev. Fluid Mech.*, 271-311, 1987.

34. Honarpour, M., koederitz, L. e Harvey, A. H., ***"Relative Permeability of Petroleum Reservoirs"***, CRC Press., Inc., 1990.

35. Jacquard, P. e Séguier, P., **"Mouvement de Deux Fluides en Contact dans un Milieu Poreux"**, Journal de Mécanique, vol. I, (4), 367-394, Déc. 1962.

36. Kalaydjian, F. J. M., **"Dynamic Capillary Pressure Curve for Water/Oil Displacement in Porous Media: Theory vs. Experiment"**, SPE 24813, 1992.

37. King, M. J. e Dunayevsk, V. A., **"Why Waterflood Works: A Linearized Stability Analisys"**, SPE 19648, 1989.

38. Koplik, J. e Lasseter, T. J., **"Two-Phase Flow in Random Network Models of Porous Media"**, SPEJ, 89-100, Feb. 1985.

39. Leonard, B. P., **"Note on the von Newmann Stability of Explicit One Dimensional Advection Schemes"**, Comp. Methods Appl. Mech. Engrg. 118, 29-46, 1994.

40. LeVeque, R. J., ***"Numerical Methods for Conservation Laws"***, Birkhäuser Verlg, 1990.

41. Marle, C. M., ***"Multiphase Flow in Porous Media"***, Institut Français du Pétrole, École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, Éditions Technip,1981.

42. Melrose, J. C. e Brandner, C. F., **"Role of Capillary Forces in Determining Microscopic Displacement Efficiency for Oil Recovery by Waterflooding"**, The Journal Petroleum Technology, Oct-Dec, 1974.

43. Mohanty, K. K., Davis, H. T. e Scriven, L. E., **"Physics of Oil Entrapment in Water-Wet Rock"**, SPERE, 113-128, Feb. 1987.

44. Oak, M. J., Baker, L. E. e Thomas, D. C., **"Three Phase Relative Permeability of Berea Sandstone"**, The Journal Petroleum Technology, Aug, 19904.

45. Outmans, H. D., **"Transient Interfaces During Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Porous Media"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 156-164, Jun. 1962.

46. Paiva, R. F., ***"Développement d'un Microtomographe X et Application à la Caractérisation des Roches Réservoirs"***, Thése de Doctorat de L'université Paris VI, 1995.

47. Ramakrishman, T. S. e Cappilello, A., **"A New Technique to Measure Static and Dynamic Properties of a Partially Saturated Porous Medium"**, Chemical Engineering Science, (46), 1157-1163, 1991.

48. Ruth, D. W., Adamson, R. J., Freitas, D. R. A., Hriskevich, B. R. J., Kendall, J. e Nikakhtar, B., **"A Fully-Automated Relative Permeameter"**, The Journal of Canadian Petroleum Technology, (27), 101-104, Jul-Aug., 1988.

49. Sarma, H. K e Bentsen, R. G., **"An Experimental Verification of a Modified Instability Theory for Immiscible Displacement in Porous Media"**, The Journal of Canadian Petroleum Technology, 88-99, Jul-Aug, 1987.

50. Scheidegger, A. E., **"Growth of Instability on Displacement Fronts in Porous Media"**, The physics of Fluids, Jan-Feb, 94-104, 1960.

51. Scheidegger, A. E., **"On The Stability of Displacement Fronts in Porous Media: A Discussion of the Muskat-Aronofsky Model"**, Canadian Journal of Physics, Vol. 38, 153-162, 1960.

52. Scheidegger, A. E., e Johnson, E. F., **"The Statistical Behavior on Instabilities in Displacement Processes in Porous Media"**, Can. J. Phys. Vol. 39, 326-334, 1961.

53. Scheidegger, A. E., ***"The Physics of Flow Through Porous Media"***, University of Toronto Press, 1991.

54. Spivak, A., **"Gravity Segregation in Two-Phase Displacement Processes"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 619-632, Dec. 1974.

55. Sufi, A. H. e Brigham, W. E., **"Temperature Effects on Relative Permeabilities of Oil-Water Systems"**, SPE 11071, 1982.

56. Wilkinson, D. e Willemsen, J. F., **"Invasion Percolation: a New Form of Percolation Theory"**, J. Phys. A: Math. Gen. (16) 3365-3376, 1983.

57. Yortsos, Y. C. e Fokas, A. S., **"An Analytical Solution for Linear Waterflood Including the Effects of Capillary Pressure"**, Society of Petroleum Engineers Journal, 115-124, Feb. 1984.

58. Yortsos, Y. C., **"Stability of Displacement Processes in Porous Media in Radial Flow Geometries"**, Phys. Fluids (30), 2928-2935, 1987

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL D
TESE DEFENDIDA POR José Adilson
Tenório Gomes E APROVADA PEL
COMISSÃO JULGADORA EM 23/09/97.
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Visualização e Análise do Deslocamento Imiscível e Instável em Meio Poroso Consolidado

(Volume II)

Autor: **José Adilson Tenório Gomes**
Orientador: **Antonio Cláudio de França Corrêa**
Co-Orientador: **Antonio Celso Fonseca de Arruda**

09/97

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

DADE BC
CHAMADA: TUNICAMP
Q585v
02 EX
TOMBO BC/ 32384
PROC. 281/97
C D X
PREÇO R$ 11,00
DATA 03/12/97
CPD

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

G585v

Gomes, José Adilson Tenório
Visualização e análise do deslocamento imiscível e instável em meio poroso consolidado / José Adilson Tenório Gomes.--Campinas, SP: [s.n.], 1997.

Orientadores: Antonio Cláudio de França Corrêa, Antonio Celso Fonseca de Arruda.
Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Reservatórios. 2. Permeabilidade. 3. Tomografia computadorizada. 4. Processamento de imagens. 5. Escoamento multifásico. I. Corrêa, Antonio Cláudio de França. II. Arruda, Antonio Celso Fonseca de. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

VOLUME II

INTRODUÇÃO

Neste volume são apresentadas as imagens tomográficas que serviram de base para as análises qualitativas e quantitativas para todos testes de deslocamento nas amostras Berea 1, 4A e Botucatu 1. Estas figuras são identificadas pelo tipo de imagem, amostra, número do teste, número da corrida tomográfica, vazão de injeção, volume poroso injetado e razão de mobilidade. As figuras em cuja identificação da corrida apresentam as letras "Swi", representam as imagens tomográficas da amostra momentos antes do início do teste, na qual, ainda, estava sendo feita a injeção do fluido que seria deslocado no teste. Nesta situação, geralmente, o volume poroso injetado era igual a 10 e a razão de viscosidade era igual a $\mu_{\text{água}}/\mu_{\text{óleo de teste}}$.

Para cada teste foram elaborados três conjuntos de imagens:

1) O primeiro mostra a saturação dos fluidos através de cortes transversais, representando a saturação média de uma seção com 1 cm de espessura, ou com 2 mm, no caso de reconstrução prospectiva. Os números seqüenciais apresentados abaixo de cada seção, nem sempre corresponde à posição real, em cm, da seção tomográfica. A posição correta de cada seção tomográfica é apresentada na coluna "Seções (cm)", nas tabelas onde são informados os principais parâmetros das corridas tomográficas de cada teste, apresentadas no Volume I. A paleta de cores variando de 0 a 100 se refere à saturação de óleo.
2) O segundo mostra a projeção ortogonal, que é composta por um corte longitudinal vertical, outro horizontal e uma seção transversal cuja posição é representada por um número entre os cortes longitudinais horizontal e vertical e uma linha contando estas seções. A maioria das seções transversais representam a posição inicial de cada corrida tomográfica. Também a paleta de cores de 0 a 100 representa a saturação de óleo.
3) O terceiro, também quando possível, mostra a reconstrução destas seções em três dimensões, mostrando a evolução de uma frente de saturação de 50%. Através dessas imagens pode-se ter uma visão bem realista do comportamento do deslocamento da água no meio poroso.

ANEXO A

INDICE DE FIGURAS DO ANEXO A

FIGURA A-1 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 3 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.19, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-1
FIGURA A-2 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 4 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.21, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-1
FIGURA A-3 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 3 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.19, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-2
FIGURA A-4 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 4 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.21, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-2
FIGURA A-5 PROJEÇÃO 3D - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 3 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.19, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-3
FIGURA A-6 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 5 (SWI) QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 3.15, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-4
FIGURA A-7 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 6 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.051, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-4
FIGURA A-8 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 7 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.087, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-5
FIGURA A-9 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 8 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.141, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-5
FIGURA A-10 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 9 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.186, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-6
FIGURA A-11 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 10 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.977, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-6
FIGURA A-12 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 6 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.051, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-7
FIGURA A-13 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 7 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.087, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-7
FIGURA A-14 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 8 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.141, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-8
FIGURA A-15 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 1 - CORRIDA 9 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.186, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-8
FIGURA A-16 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 1 (SWI) QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-9
FIGURA A-17 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 2 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.034, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-9
FIGURA A-18 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 3 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.057, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-10
FIGURA A-19 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 4 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.091, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-10
FIGURA A-20 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 5 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.117, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-11
FIGURA A-21 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 6 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.152, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-11
FIGURA A-22 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 7 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.183, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-12
FIGURA A-23 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 9 (SOR) QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 1.215, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-12
FIGURA A-24 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 2 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.034, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-13

FIGURA A-25 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 3 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.057, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-13
FIGURA A-26 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 4 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.091, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-14
FIGURA A-27 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 5 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.117, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-14
FIGURA A-28 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 6 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.152, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-15
FIGURA A-29 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 2 - CORRIDA 7 QINJ = 2.3 CC/MIN, VPI = 0.183, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-15
FIGURA A-30 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 1 (SWI) QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-16
FIGURA A-31 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 2 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.022, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-16
FIGURA A-32 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 3 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.037, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-17
FIGURA A-33 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 4 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.058, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-17
FIGURA A-34 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 5 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.091, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-18
FIGURA A-35 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 6 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.125, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-18
FIGURA A-36 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 7 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.216, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-19
FIGURA A-37 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 8 (SOR) QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.580, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-19
FIGURA A-38 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 2 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.022, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-20
FIGURA A-39 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 3 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.037, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-20
FIGURA A-40 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 4 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.058, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-21
FIGURA A-41 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 5 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.091, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-22
FIGURA A-42 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 6 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.125, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-22
FIGURA A-43 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 3 - CORRIDA 7 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.216, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-23
FIGURA A-44 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 1 (SWI) QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/350 ..... A-24
FIGURA A-45 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 2 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.030, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-24
FIGURA A-46 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 3 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.057, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-25
FIGURA A-47 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 4 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.098, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-25
FIGURA A-48 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 5 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.126, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-26
FIGURA A-49 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 6 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.186, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-27
FIGURA A-50 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 7 (SOR) QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.470, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-27
FIGURA A-51 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 2 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.030, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-28
FIGURA A-52 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 3 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.057, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-28
FIGURA A-53 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 4 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.098, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-29

FIGURA A-54 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 5 QINJ = 0.8 CC/MIN, VPI = 0.126, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-29
FIGURA A-55 PROJEÇÃO ORTOGONAL - BEREA 1 - TESTE 4 - CORRIDA 6 QINJ = 1.5 CC/MIN, VPI = 0.186, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 350 ..... A-30
FIGURA A-56 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 2. (SWI) QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/18.23 ..... A-31
FIGURA A-57 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 4 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.042, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-31
FIGURA A-58 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 5 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.053, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-32
FIGURA A-59 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 6 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.064, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-32
FIGURA A-60 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 7 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.074, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-33
FIGURA A-61 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 8 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.085, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-33
FIGURA A-62 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 9 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.127, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-34
FIGURA A-63 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 10 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.148, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-34
FIGURA A-64 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 11 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.180, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-35
FIGURA A-65 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 12 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.222, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-35
FIGURA A-66 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 4 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.042, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-36
FIGURA A-67 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 5 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.053, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-36
FIGURA A-68 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 6 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.064, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-36
FIGURA A-69 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 7 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.074, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-37
FIGURA A-70 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 8 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.085, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-37
FIGURA A-71 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 9 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.127, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-38
FIGURA A-72 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 10 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.148, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-38
FIGURA A-73 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 11 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.180, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-39
FIGURA A-74 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 1 - CORRIDA 12 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.222, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-39
FIGURA A-75 PROJEÇÃO 3D- BEREA 4A - TESTE 1 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDA 4 A12 ..... A-40
FIGURA A-76 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 1, (SWI) QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-42
FIGURA A-77 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 2 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.021, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-42
FIGURA A-78 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 3 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.028, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-43
FIGURA A-79 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 4 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.049, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-43
FIGURA A-80 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 5 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.095, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-44
FIGURA A-81 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 6 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.136, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-44
FIGURA A-82 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 7 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.177, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-45

FIGURA A-83 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 8 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.254, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-45
FIGURA A-84 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 9 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.315, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-46
FIGURA A-85 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 10 (SOR) QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 1.144, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-46
FIGURA A-86 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 2 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.021, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-47
FIGURA A-87 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 3 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.028, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-47
FIGURA A-88 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 4 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.049, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-48
FIGURA A-89 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 5 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.095, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-48
FIGURA A-90 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 6 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.136, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-49
FIGURA A-91 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 7 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.177, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-49
FIGURA A-92 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 8 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.254, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-50
FIGURA A-93 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 2 - CORRIDA 9 QINJ = 4.0 CC/MIN, VPI = 0.315, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-50
FIGURA A-94 PROJEÇÃO 3D- BEREA 4A - TESTE 2 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDA 2 A9 ..... A-51
FIGURA A-95 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 1, (SWI) QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-53
FIGURA A-96 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 2 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.04, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-53
FIGURA A-97 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 3 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.08, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-54
FIGURA A-98 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 4 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.14, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-54
FIGURA A-99 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 5 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.200, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-55
FIGURA A-100 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 6 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.260, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-55
FIGURA A-101 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 7 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.370, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-56
FIGURA A-102 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 8 (SOR) QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 1.140, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-56
FIGURA A-103 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 2 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.04, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-57
FIGURA A-104 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 3 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.08, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-57
FIGURA A-105 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 4 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.14, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-58
FIGURA A-106 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 5 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.20, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-58
FIGURA A-107 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 6 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.26, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-59
FIGURA A-108 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 3 - CORRIDA 7 QINJ = 6.0 CC/MIN, VPI = 0.37, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-59
FIGURA A-109 PROJEÇÃO 3D- BEREA 4A - TESTE 3 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDA 2 A6 ..... A-60
FIGURA A-110 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 1, (SWI) QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-61
FIGURA A-111 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 2 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.047, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-61

FIGURA A-112 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 3 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.123, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-62
FIGURA A-113 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 4 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.219, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-62
FIGURA A-114 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 5 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.247, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-63
FIGURA A-115 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 6 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.362, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-63
FIGURA A-116 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 7 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.491, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-64
FIGURA A-117 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 9 (SOR) QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 1.236, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-64
FIGURA A-118 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 2 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.047, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-65
FIGURA A-119 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 3 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.123, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-65
FIGURA A-120 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 4 QINJ = 80 CC/MIN, VPI = 0.219, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-65
FIGURA A-121 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 5 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.247, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-66
FIGURA A-122 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 6 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.362, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-66
FIGURA A-123 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 4 - CORRIDA 7 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.491, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-67
FIGURA A-124 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 1, (SWI) QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/18.23 ..... A-68
FIGURA A-125 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 2 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.042, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-68
FIGURA A-126 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 3 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.085, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-69
FIGURA A-127 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 4 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.162, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-69
FIGURA A-128 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 5 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.254, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-70
FIGURA A-129 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 6 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.364, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-70
FIGURA A-130 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 7 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.463, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-71
FIGURA A-131 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 8 (SOR) QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 1.301, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-71
FIGURA A-132 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 2 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.042, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-72
FIGURA A-133 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 3 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.085, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-72
FIGURA A-134 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 4 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.162, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-72
FIGURA A-135 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 5 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.254, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-73
FIGURA A-136 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 6 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 0.364, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-73
FIGURA A-137 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 5 - CORRIDA 7 QINJ = 8.0 CC/MIN, VPI = 1.301, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-74
FIGURA A-138 PROJEÇÃO 3D- BEREA 4A - TESTE 5 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDA 2 A 5 ..... A-75
FIGURA A-139 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 1, (SWI) QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/92.0 ..... A-76
FIGURA A-140 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 2 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.022, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-76

FIGURA A-141 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 3 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.050, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-77
FIGURA A-142 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 4 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.075, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-77
FIGURA A-143 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 5 QINJ = 1.1CC/MIN, VPI = 0.107, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92 ..... A-78
FIGURA A-144 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 6 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.164, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92 ..... A-78
FIGURA A-145 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 7 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.186, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-79
FIGURA A-146 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 8 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.204, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-79
FIGURA A-147 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 2 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.022, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-80
FIGURA A-148 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 3 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.050, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-80
FIGURA A-149 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 4 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.075, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-80
FIGURA A-150 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 5 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.107, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-81
FIGURA A-151 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 6 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.164, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-81
FIGURA A-152 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 7 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.186, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-82
FIGURA A-153 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 6 - CORRIDA 8 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.204, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-82
FIGURA A-154 PROJEÇÃO 3D- BEREA 4A - TESTE 6 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDA 2 A 5 ..... A-83
FIGURA A-155 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 1. (SWI) QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/92.0 ..... A-84
FIGURA A-156 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 2 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.052, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-84
FIGURA A-157 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 3 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.088, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-85
FIGURA A-158 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 4 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.119, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-85
FIGURA A-159 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 5 QINJ = 1.1CC/MIN, VPI = 0.159, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92 ..... A-86
FIGURA A-160 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 6 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.203, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92 ..... A-86
FIGURA A-161 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 7 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.208, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-87
FIGURA A-162 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 8 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.212, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-87
FIGURA A-163 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 9 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.216, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-88
FIGURA A-164 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 10 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.220, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-88
FIGURA A-165 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 11 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.230, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-89
FIGURA A-166 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 12 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.234, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-89
FIGURA A-167 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 13 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.243, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-90
FIGURA A-168 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 14 (SOR) QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI =0.466, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-90
FIGURA A-169 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 2 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.052, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-91

FIGURA A-170 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 3 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.088, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-91
FIGURA A-171 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 4 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.119, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-91
FIGURA A-172 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 5 QINJ = 1.1CC/MIN, VPI = 0.159, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92 ..... A-92
FIGURA A-173 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 6 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.203, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92 ..... A-92
FIGURA A-174 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 8 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.208, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-93
FIGURA A-175 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 7 - CORRIDA 9 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.212, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 92.0 ..... A-93
FIGURA A-176 PROJEÇÃO 3D- BEREA 4A - TESTE 7 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDA 2 A 13 ..... A-94
FIGURA A-177 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 1, (SWI) QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/168.1 ..... A-96
FIGURA A-178 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 2 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.051, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-96
FIGURA A-179 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 3 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.087, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-97
FIGURA A-180 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 4 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.107, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-97
FIGURA A-181 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 5 QINJ = 1.1CC/MIN, VPI = 0.138, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-98
FIGURA A-182 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 6 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.166, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-98
FIGURA A-183 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 7 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.172, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-99
FIGURA A-184 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 8 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.180, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-99
FIGURA A-185 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 9 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.187, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-100
FIGURA A-186 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 10 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.192, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-100
FIGURA A-187 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 11 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.197, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-101
FIGURA A-188 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 12 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.203, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-101
FIGURA A-189 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 13 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.207, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-102
FIGURA A-190 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 14 (SOR) QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI =0.466, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-102
FIGURA A-191 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 6 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-103
FIGURA A-192 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 7 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-103
FIGURA A-193 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 8 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-104
FIGURA A-194 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 9 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-104
FIGURA A-195 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 10 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-105
FIGURA A-196 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 11 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-105
FIGURA A-197 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 12 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-106
FIGURA A-198 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 13 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-106

FIGURA A-199 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 2 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.051, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-107
FIGURA A-200 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 3 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.087, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-107
FIGURA A-201 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 4 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.107, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-108
FIGURA A-202 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 5 QINJ = 1.1CC/MIN, VPI = 0.138, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-108
FIGURA A-203 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 6 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.166, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-109
FIGURA A-204 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 7 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.172, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-109
FIGURA A-205 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 8 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.180, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-109
FIGURA A-206 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 9 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.187, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-110
FIGURA A-207 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 10 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.192, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-110
FIGURA A-208 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 11 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.197, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-110
FIGURA A-209 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 12 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.203, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-111
FIGURA A-210 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 8 - CORRIDA 13 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.207, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-111
FIGURA A-211 PROJEÇÃO 3D - BEREA 4A - TESTE 8 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDAS 2 A 13 ..... A-112
FIGURA A-212 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 1, (SWI) QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/168.1 ..... A-115
FIGURA A-213 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 2 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.046, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-115
FIGURA A-214 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 3 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.086, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-116
FIGURA A-215 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 4 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.139, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-116
FIGURA A-216 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 5 QINJ = 1.1CC/MIN, VPI = 0.163, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-117
FIGURA A-217 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 6 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.174, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-117
FIGURA A-218 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 7 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.183, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-118
FIGURA A-219 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 8 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.189, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-118
FIGURA A-220 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 9 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.193, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-119
FIGURA A-221 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 10 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.198, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-119
FIGURA A-222 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 11 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.205, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-120
FIGURA A-223 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 12 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.215, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-120
FIGURA A-224 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 13 (SOR) QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.583, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-121
FIGURA A-225 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 5 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-122
FIGURA A-226 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 6 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-122
FIGURA A-227 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 7 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-123

FIGURA A-228 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 8 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-123
FIGURA A-229 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 9 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-124
FIGURA A-230 CORTES TRANSVERSAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 10 RECONSTRUÇÃO DE 2 EM 2 MM A-124
FIGURA A-231 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 2 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.046, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-125
FIGURA A-232 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 3 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.086, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-125
FIGURA A-233 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 4 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.139, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-126
FIGURA A-234 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 5 QINJ =1.1CC/MIN, VPI = 0.163, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-126
FIGURA A-235 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 6 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.174, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-127
FIGURA A-236 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 7 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.183, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-127
FIGURA A-237 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 8 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.189, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-127
FIGURA A-238 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 9 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.193, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-128
FIGURA A-239 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 10 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.198, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-128
FIGURA A-240 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 11 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.205, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-129
FIGURA A-241 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BEREA 4A - TESTE 9 - CORRIDA 12 QINJ = 1.1 CC/MIN, VPI = 0.215, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 168.1 ..... A-129
FIGURA A-242 PROJEÇÃO 3D - BEREA 4A - TESTE 9 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDAS 2 A 13 ..... A-130
FIGURA A-243 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 1 (SWI) QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/18.23 ..... A-132
FIGURA A-244 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 2 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.04, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-132
FIGURA A-245 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 3 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.08, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-133
FIGURA A-246 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 4 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.11, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-133
FIGURA A-247 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 5 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.14, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-134
FIGURA A-248 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 6 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.16, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-134
FIGURA A-249 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 7 (SOR) QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 1.08, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-135
FIGURA A-250 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 2 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.04, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-136
FIGURA A-251 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 3 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.08, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-136
FIGURA A-252 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 4 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.33, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-137
FIGURA A-253 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 5 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.014, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-137
FIGURA A-254 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 1 - CORRIDA 6 QINJ = 2.0 CC/MIN, VPI = 0.49, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 18.23 ..... A-138
FIGURA A-255 PROJEÇÃO 3D - BOTUCATU 1 - TESTE 1 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDAS 2 A 4 ..... A-139
FIGURA A-256 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 1 (SWI) QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 1/305.0 ..... A-140

FIGURA A-257 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 2 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.03, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-140
FIGURA A-258 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 3 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.04, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-141
FIGURA A-259 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 4 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.05, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-141
FIGURA A-260 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 5 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.06, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-142
FIGURA A-261 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 6 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.08, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-142
FIGURA A-262 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 7 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-143
FIGURA A-263 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 8 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.12, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-143
FIGURA A-264 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 9 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.14, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-144
FIGURA A-265 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 10 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.16, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-144
FIGURA A-266 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 11 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.23, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-145
FIGURA A-267 CORTES TRANSVERSAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 12 (SOR) QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.54, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-145
FIGURA A-268 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 2 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.03, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-146
FIGURA A-269 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 3 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.04, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-146
FIGURA A-270 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 4 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.05, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-146
FIGURA A-271 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 5 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.06, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-147
FIGURA A-272 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 6 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.08, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-147
FIGURA A-273 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 7 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.10, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-148
FIGURA A-274 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 8 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.12, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-148
FIGURA A-275 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 9 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.14, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-149
FIGURA A-276 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 10 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.16, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-149
FIGURA A-277 PROJEÇÕES ORTOGONAIS - BOTUCATU 1 - TESTE 2 - CORRIDA 11 QINJ = 0.9CC/MIN, VPI = 0.23, RAZÃO DE VISCOSIDADE = 305.0 ..... A-150
FIGURA A-278 PROJEÇÃO 3D - BOTUCATU 1 - TESTE 2 ILUSTRAÇÃO DA EVOLUÇÃO DO DESLOCAMENTO NAS CORRIDAS 2 A 11 ..... A-151

A. IMAGENS TOMOGRÁFICAS

A.1 Amostra Berea 1 - Teste 1 - Injeção de Óleo

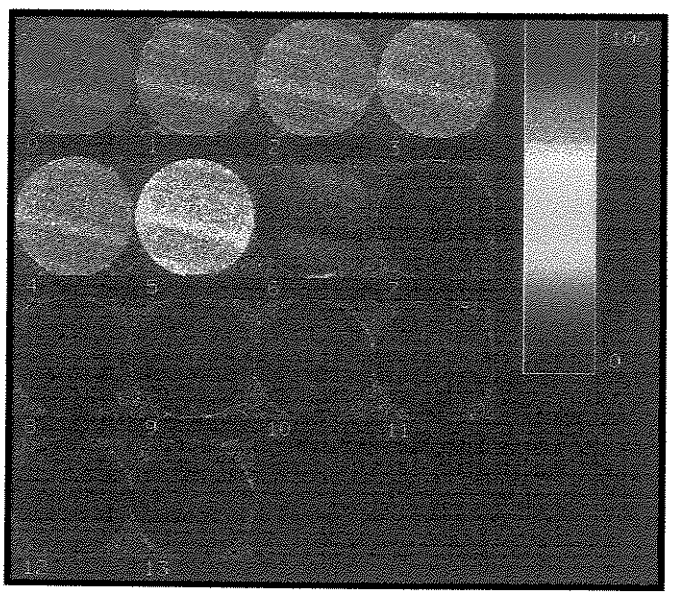


Figura A-1 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 3
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.19, Razão de Viscosidade = 1/350

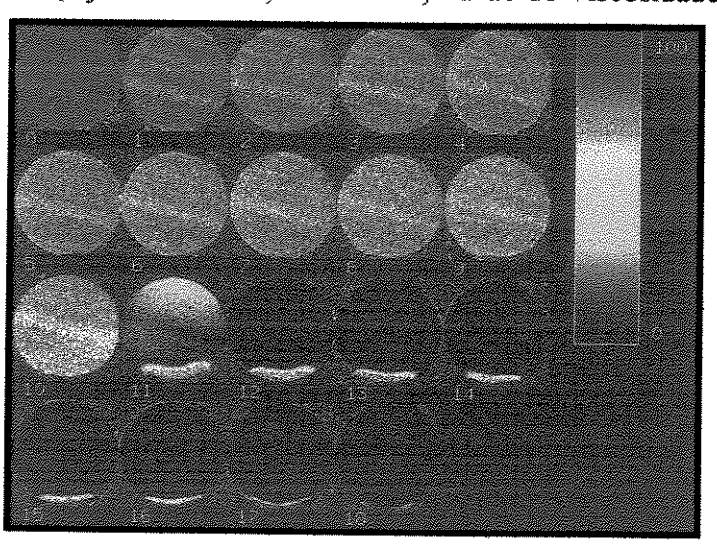


Figura A-2 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 4
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.21, Razão de Viscosidade = 1/350

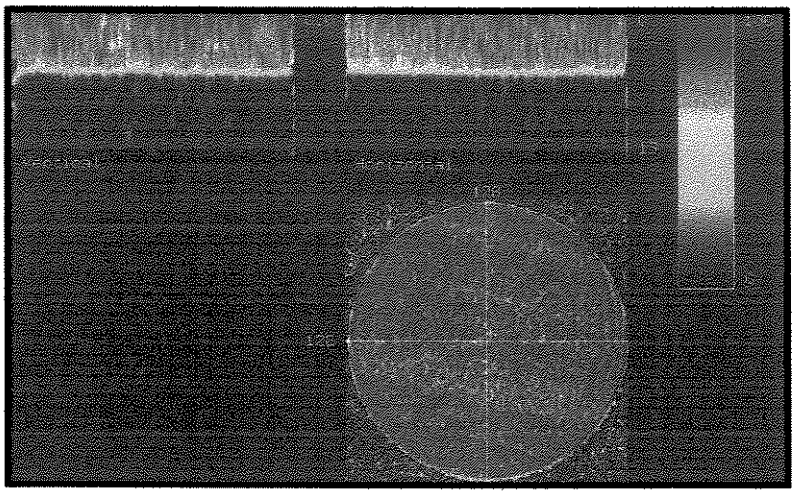


Figura A-3 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 3
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.19, Razão de Viscosidade = 1/350

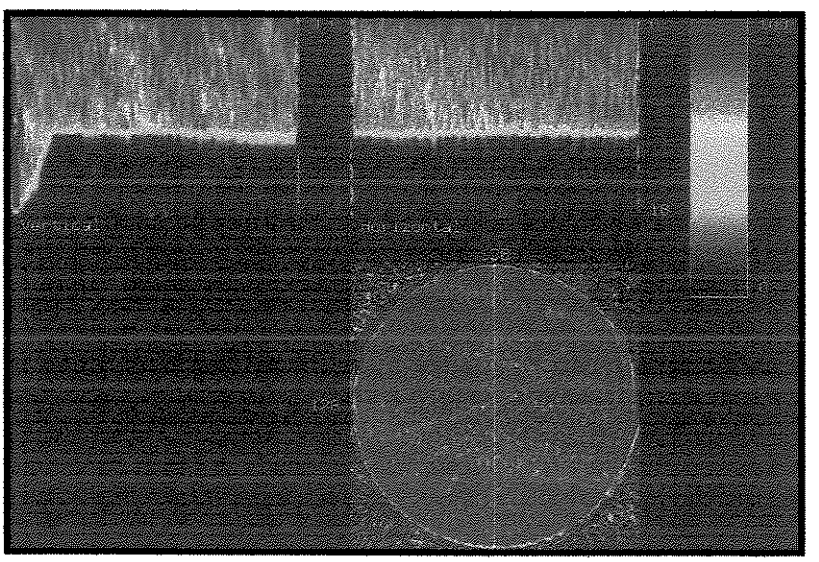


Figura A-4 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 4
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.21, Razão de Viscosidade = 1/350

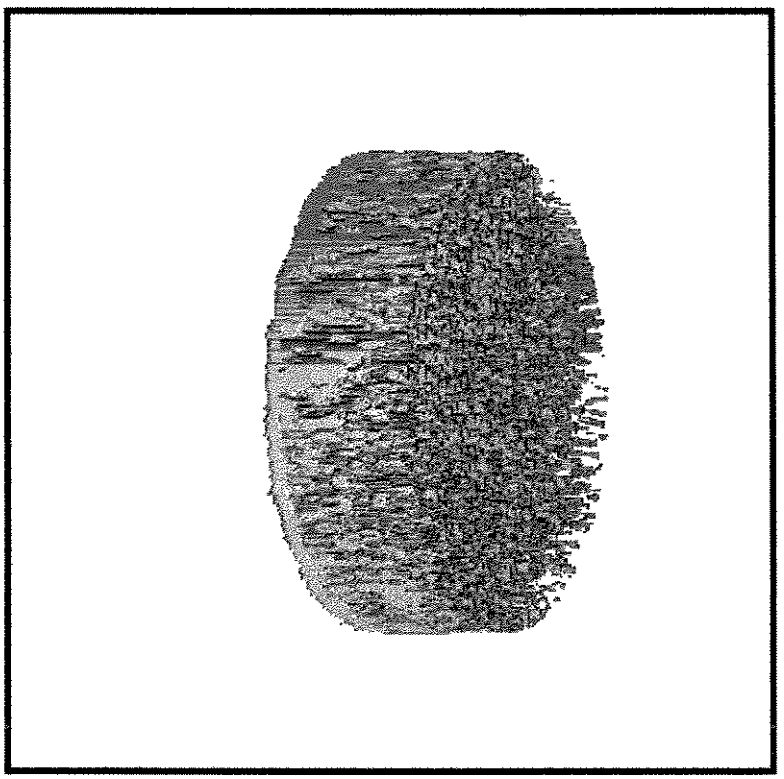


Figura A-5 Projeção 3D - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 3
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.19, Razão de Viscosidade = 1/350

A.2 Amostra Berea 1 - Teste 1 - Injeção de Solução Salina

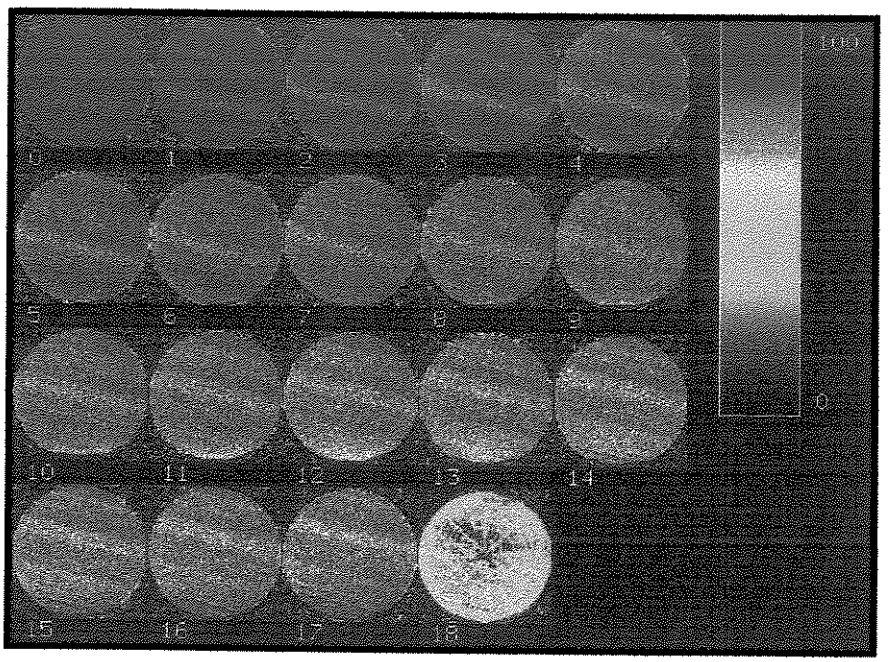


Figura A-6 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 5 (Swi)
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 3.15, Razão de Viscosidade = 1/350

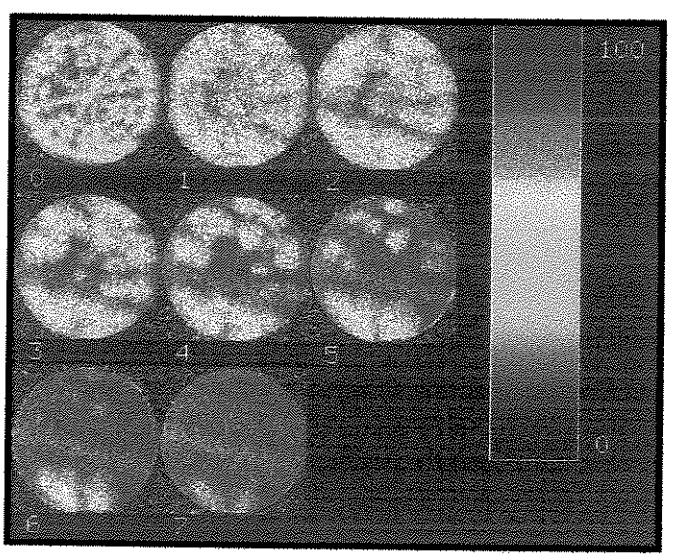


Figura A-7 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 6
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.051, Razão de Viscosidade = 350

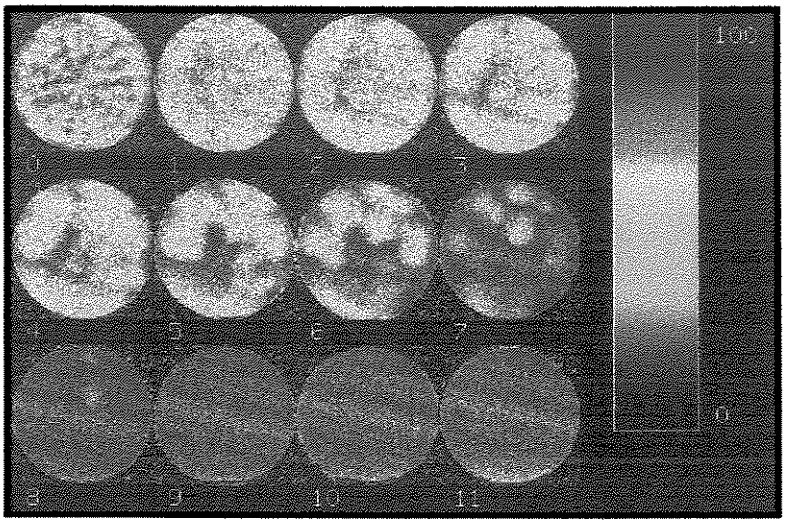


Figura A-8 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 7
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.087, Razão de Viscosidade = 350

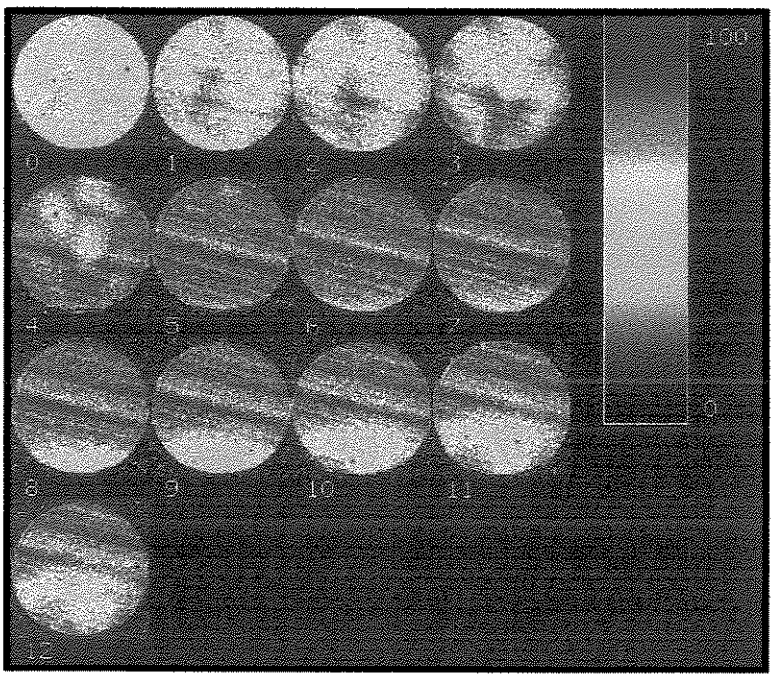


Figura A-9 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 8
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.141, Razão de Viscosidade = 350

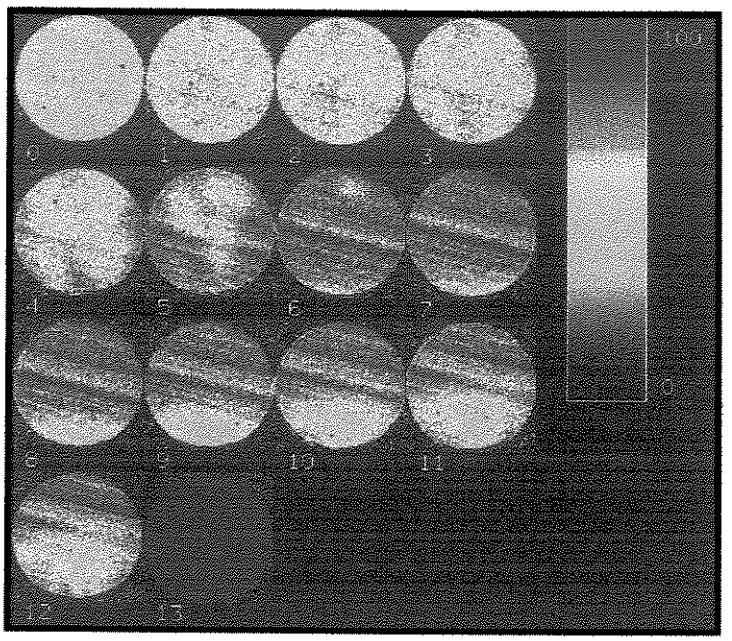


Figura A-10 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 9
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.186, Razão de Viscosidade = 350

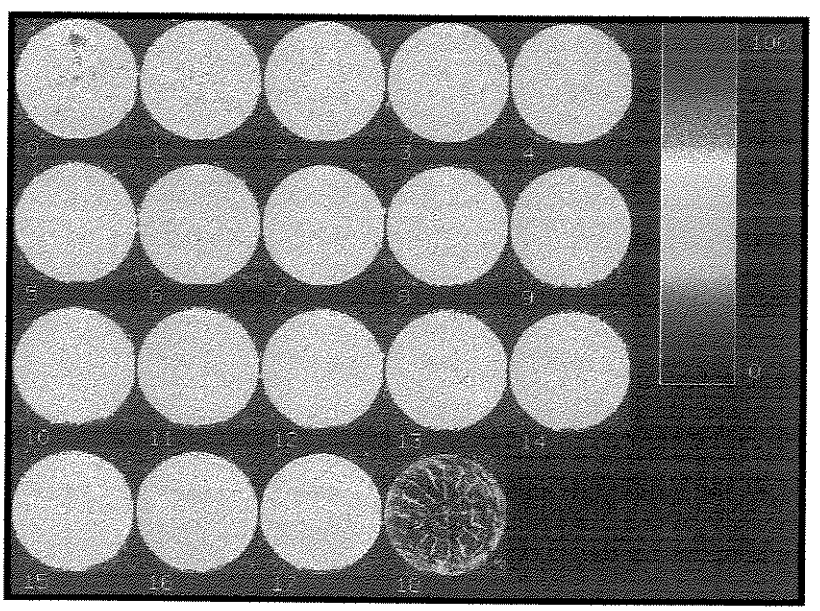


Figura A-11 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 10
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.977, Razão de Viscosidade = 350

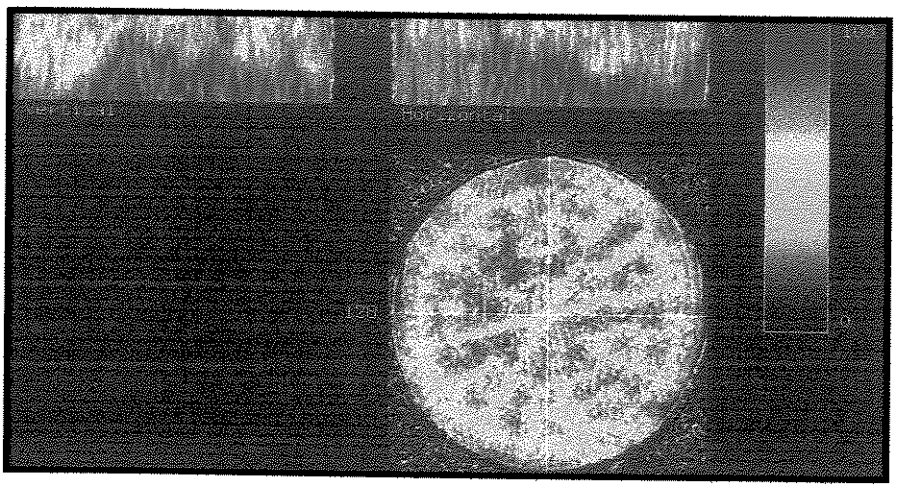


Figura A-12 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 6
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.051, Razão de Viscosidade = 350

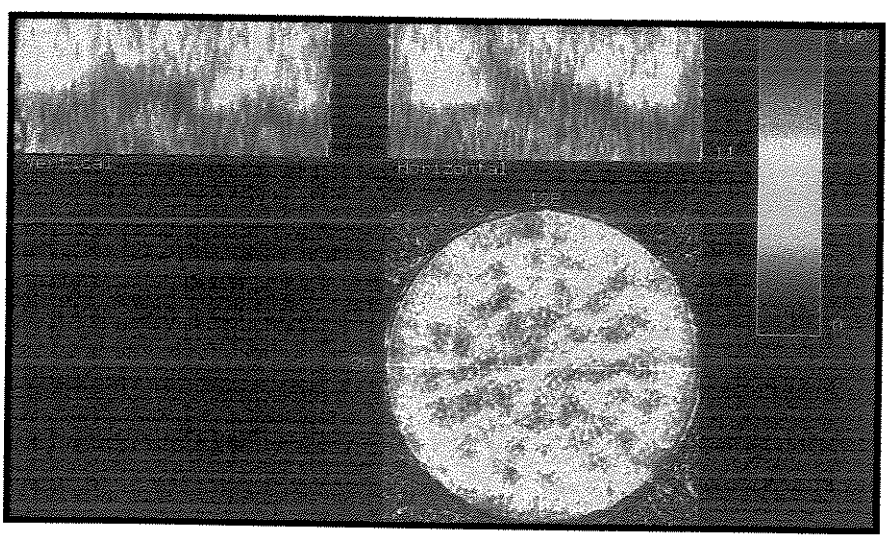


Figura A-13 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 7
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.087, Razão de Viscosidade = 350

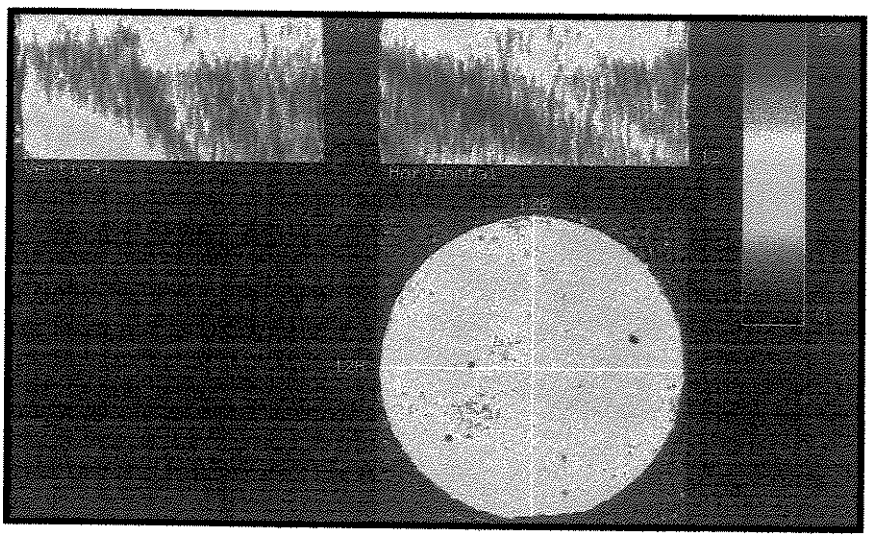


Figura A-14 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 8
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.141, Razão de Viscosidade = 350

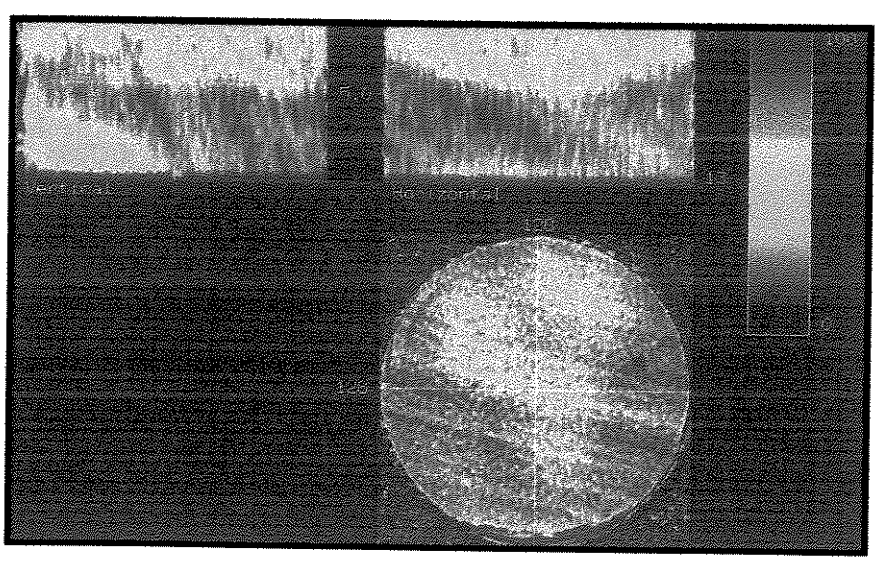


Figura A-15 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 1 - Corrida 9
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.186, Razão de Viscosidade = 350

A.3 Berea 1 - Teste 2

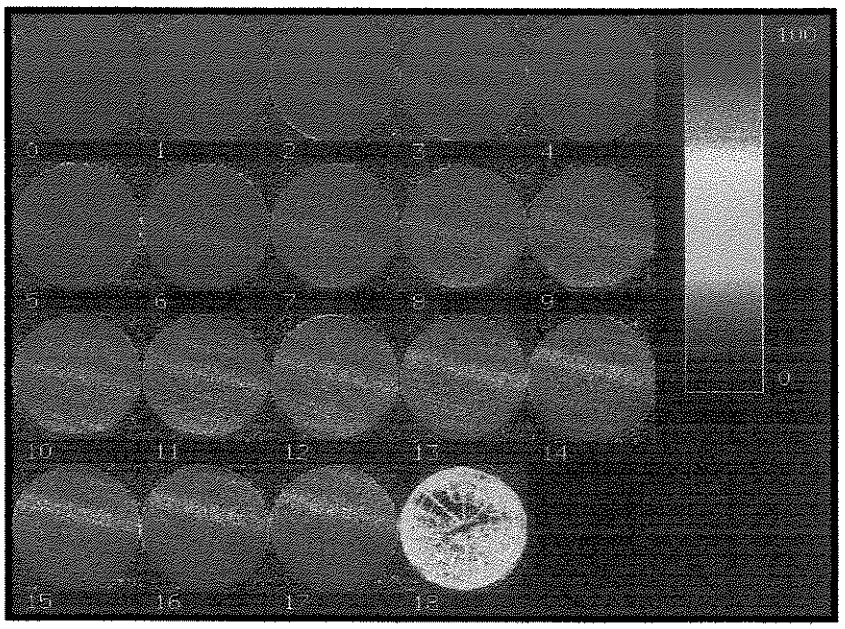


Figura A-16 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 1 (Swi)
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/350

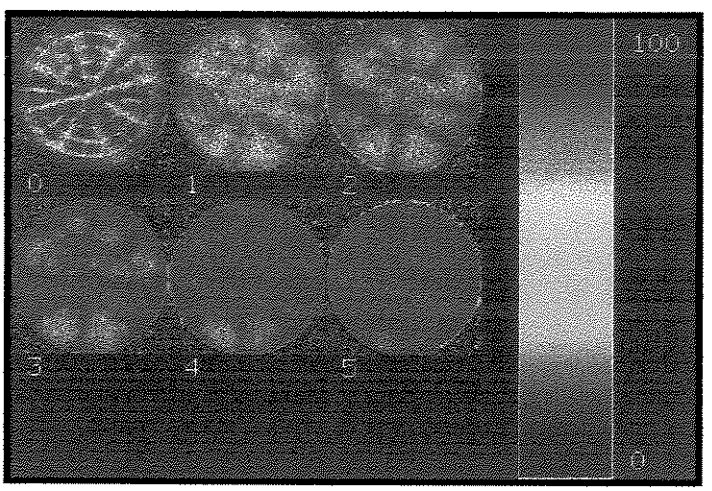


Figura A-17 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 2
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.034, Razão de Viscosidade = 350

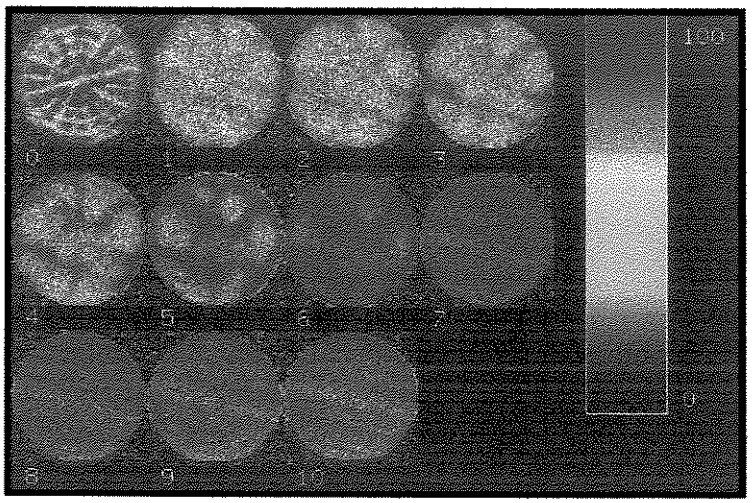


Figura A-18 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 3
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.057, Razão de Viscosidade = 350

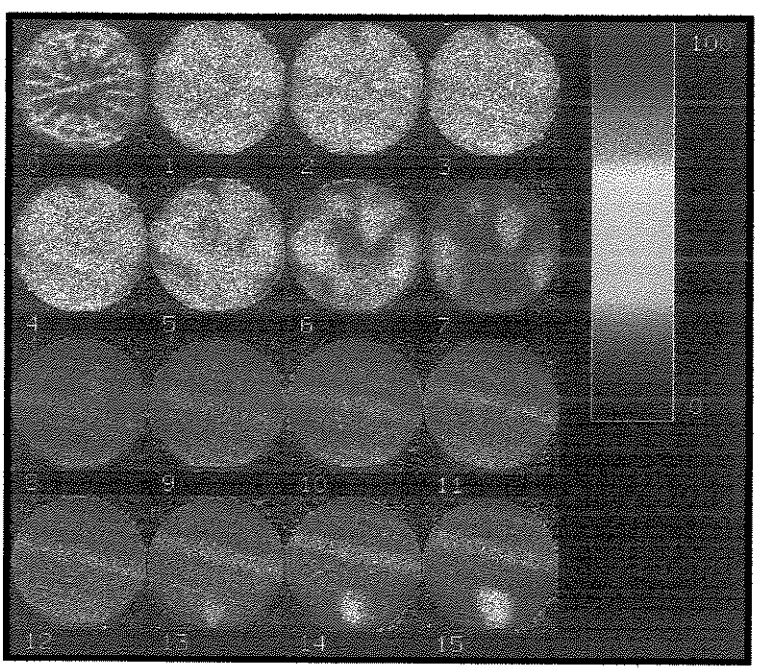


Figura A-19 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 4
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.091, Razão de Viscosidade = 350

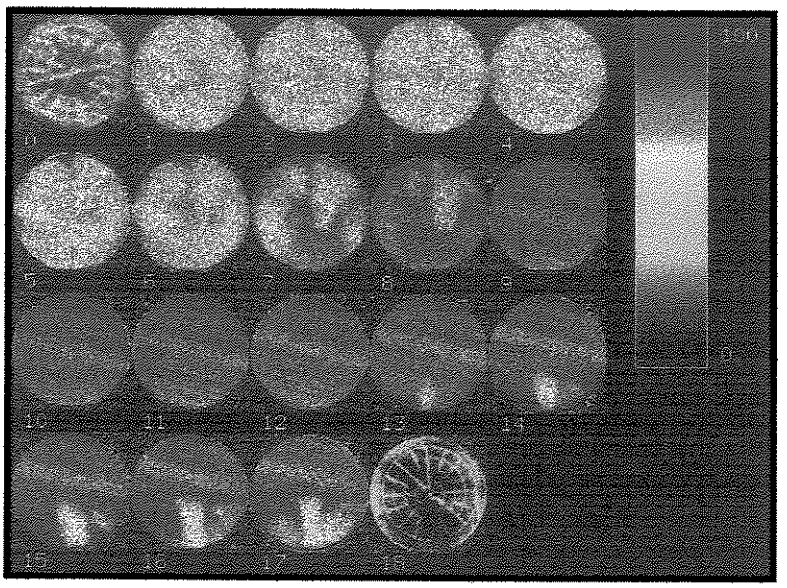


Figura A-20 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 5
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.117, Razão de Viscosidade = 350

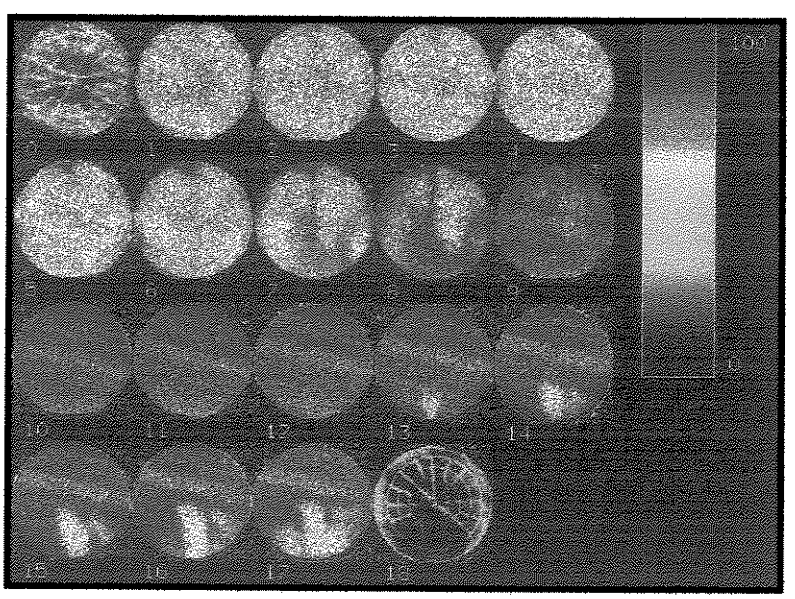


Figura A-21 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 6
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.152, Razão de Viscosidade = 350

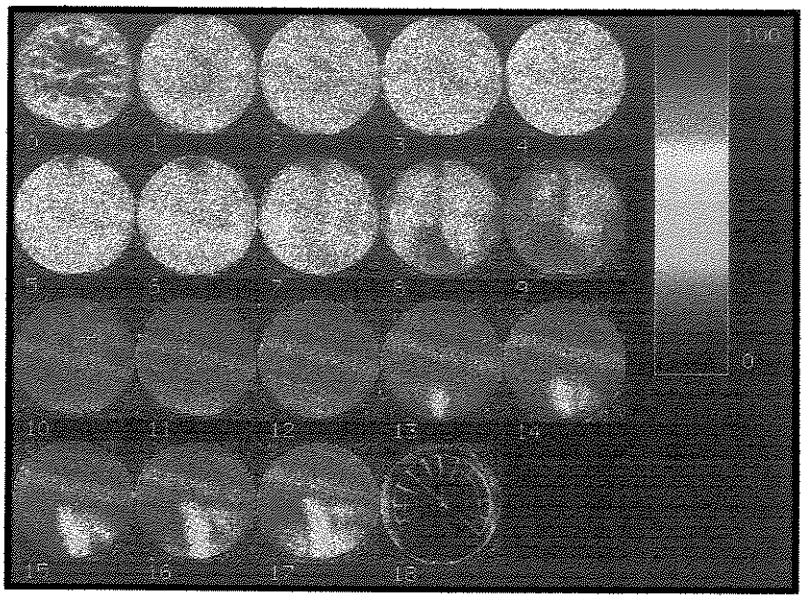


Figura A-22 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 7
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.183, Razão de Viscosidade = 350

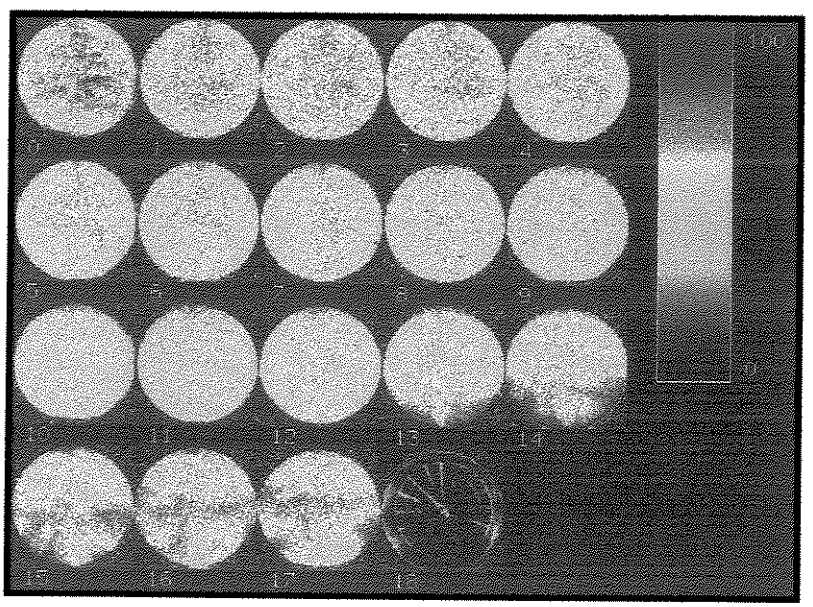


Figura A-23 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 9 (Sor)
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 1.215, Razão de Viscosidade = 350

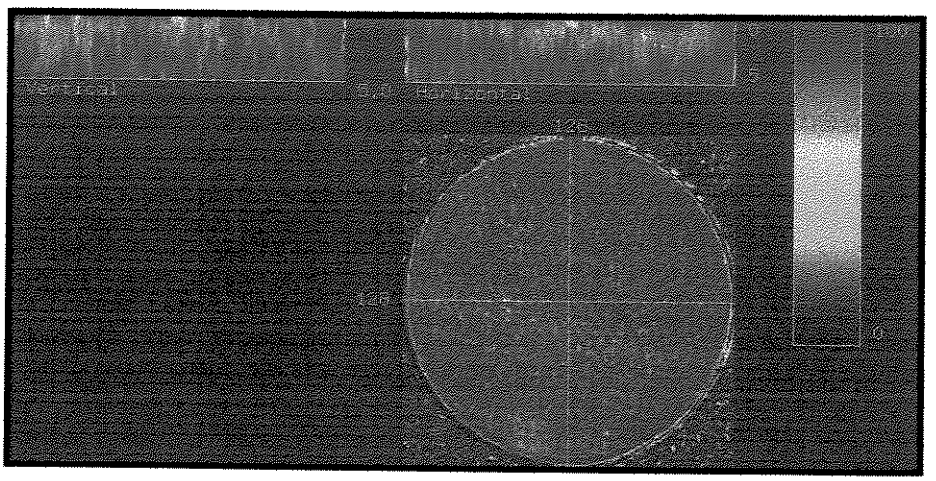


Figura A-24 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 2
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.034, Razão de Viscosidade = 350

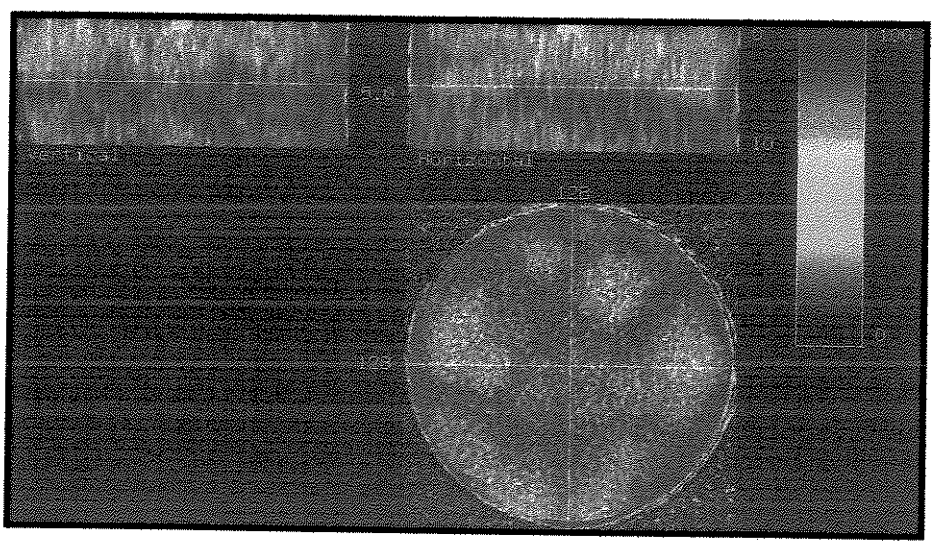


Figura A-25 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 3
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.057, Razão de Viscosidade = 350

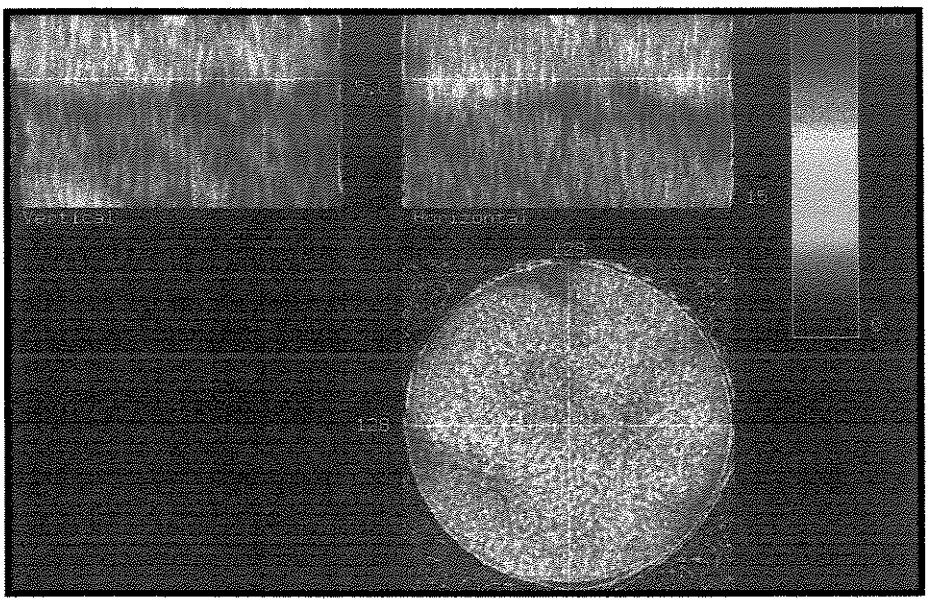


Figura A-26 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 4
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.091, Razão de Viscosidade = 350

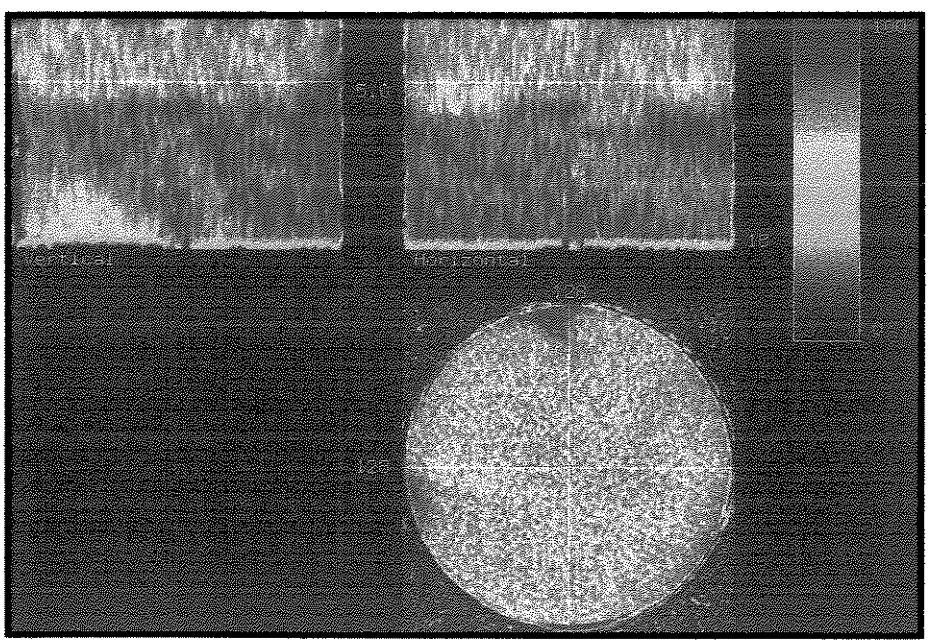


Figura A-27 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 5
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.117, Razão de Viscosidade = 350

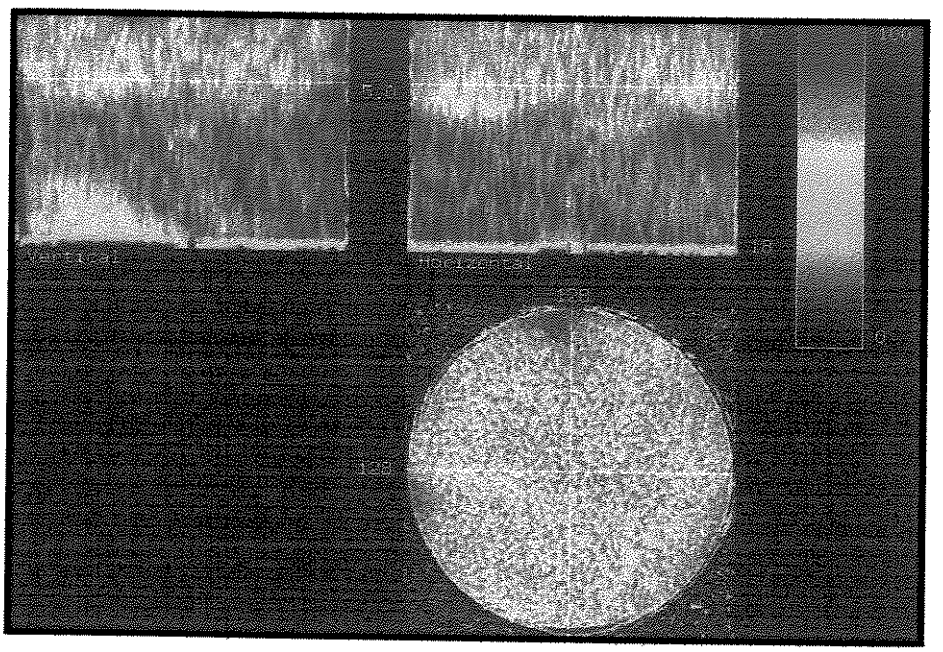


Figura A-28 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 6
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.152, Razão de Viscosidade = 350

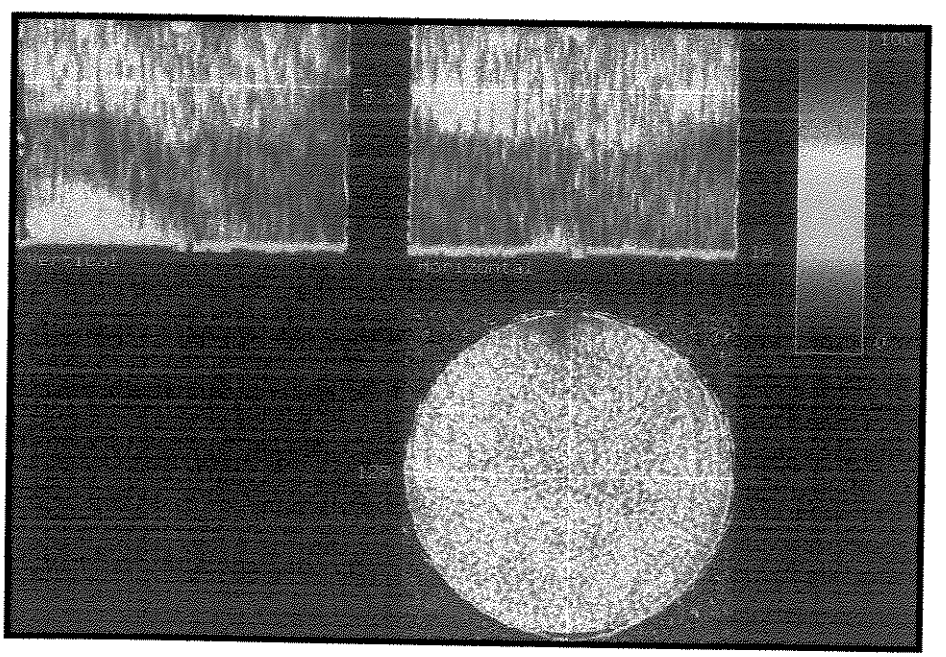


Figura A-29 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 2 - Corrida 7
Qinj = 2.3 cc/min, VPi = 0.183, Razão de Viscosidade = 350

A.4 Berea 1 - Teste 3

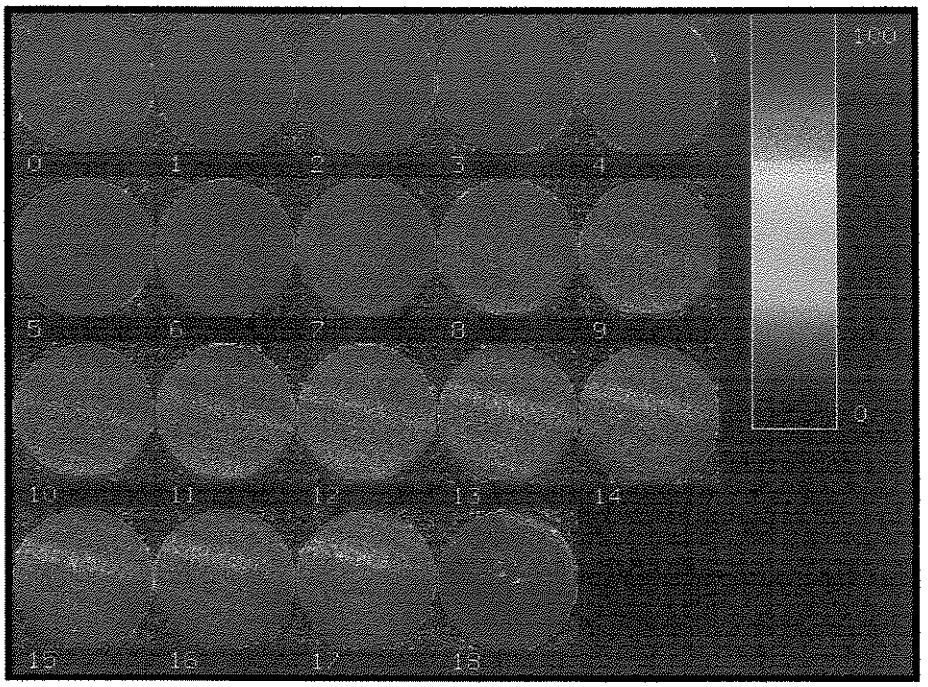


Figura A-30 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 1 (Swi)
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/350

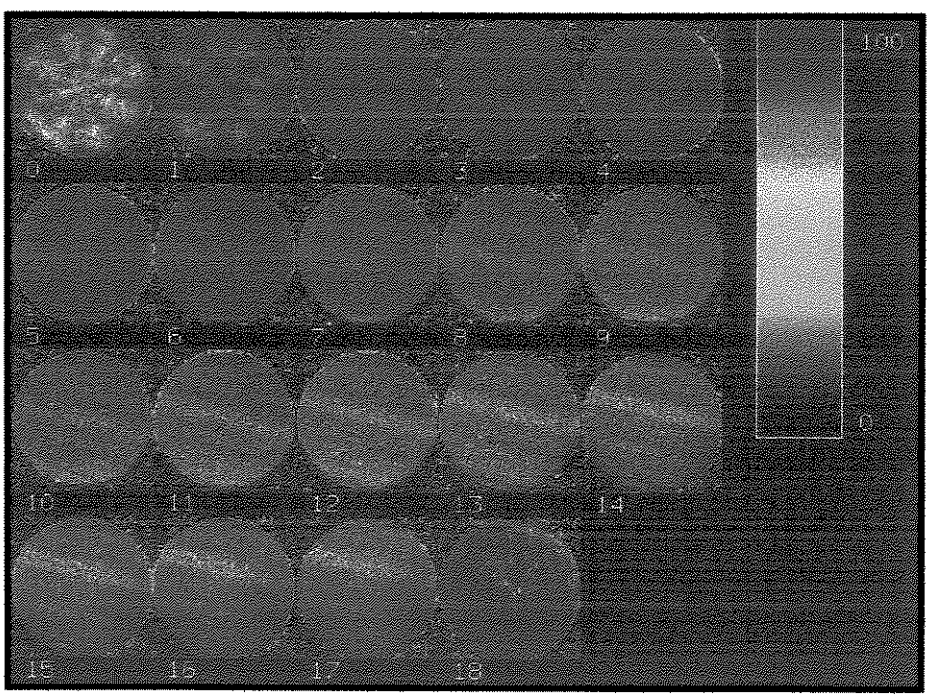


Figura A-31 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 2
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.022, Razão de Viscosidade = 350

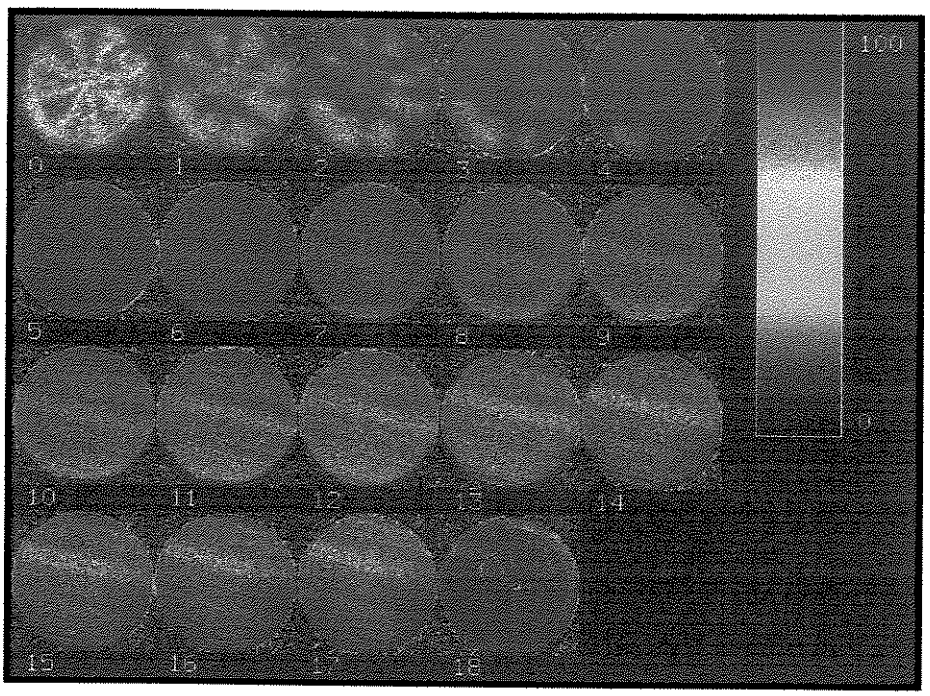


Figura A-32 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 3
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.037, Razão de Viscosidade = 350

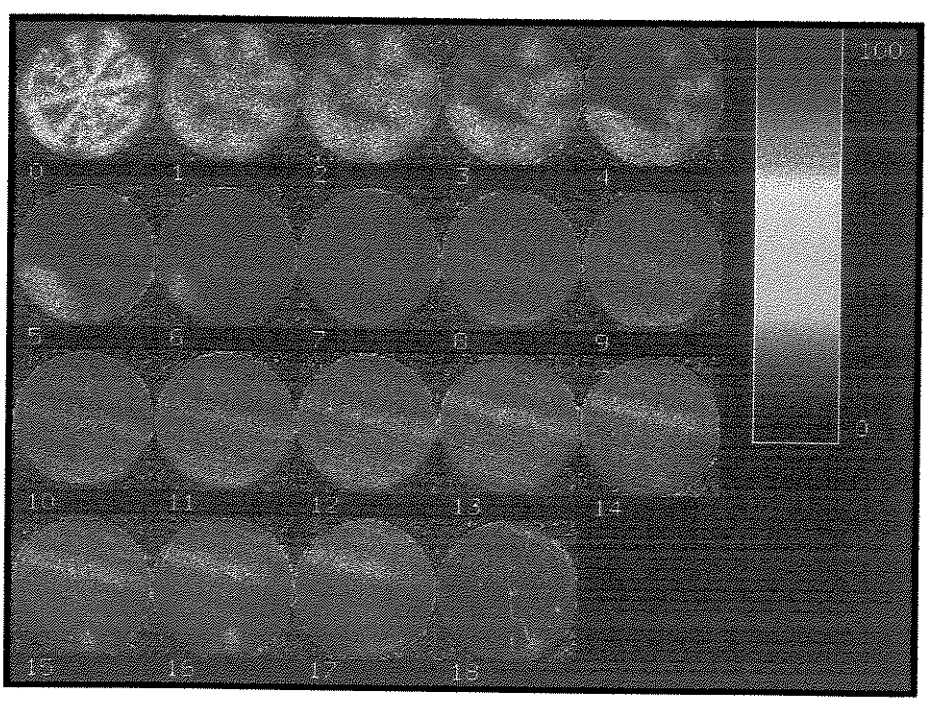


Figura A-33 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 4
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.058, Razão de Viscosidade = 350

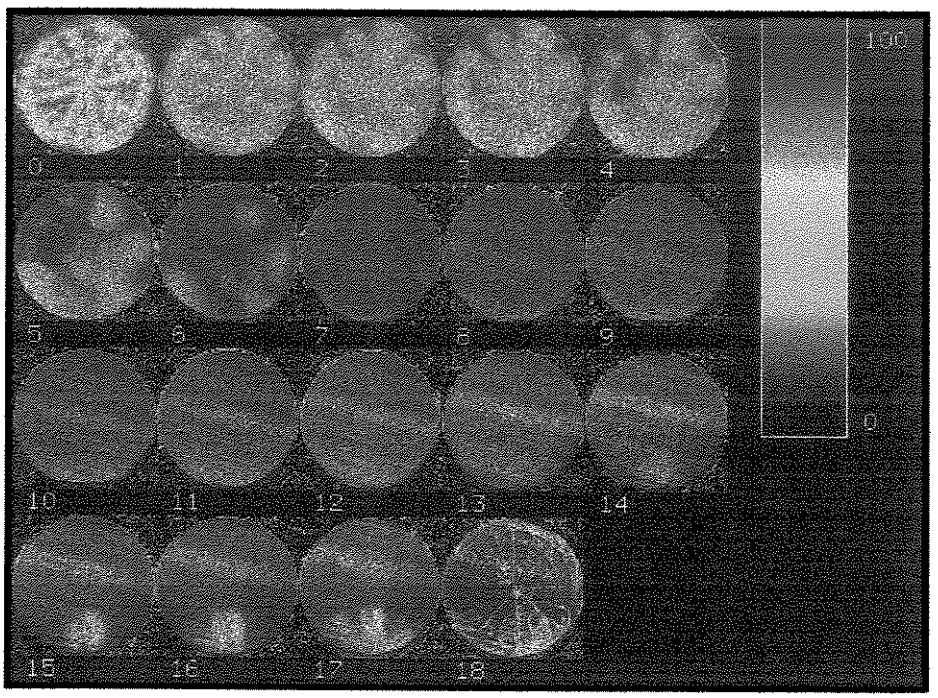


Figura A-34 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 5
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.091, Razão de Viscosidade = 350

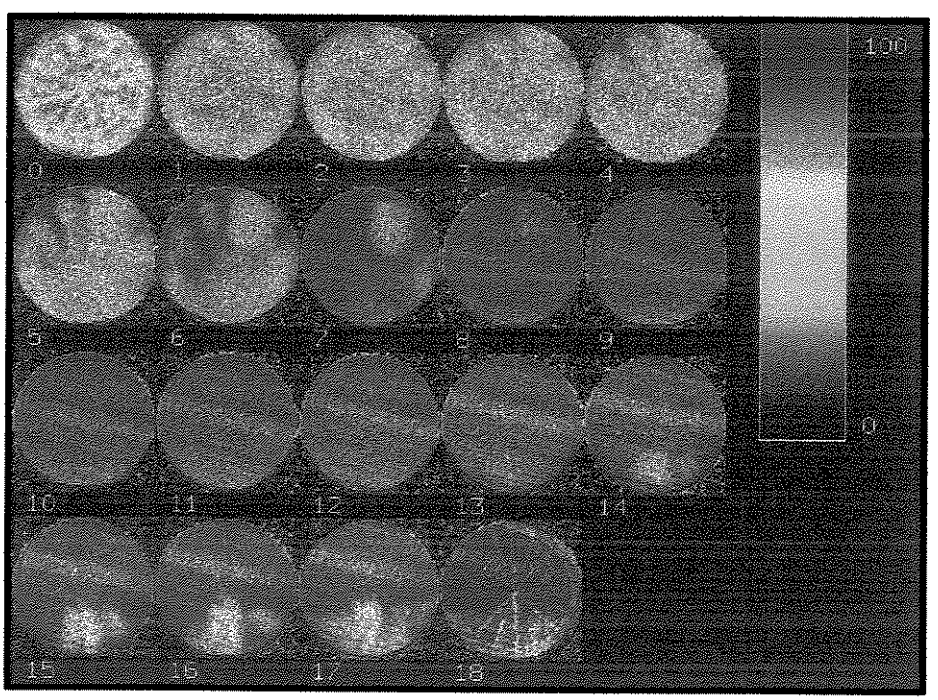


Figura A-35 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 6
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.125, Razão de Viscosidade = 350

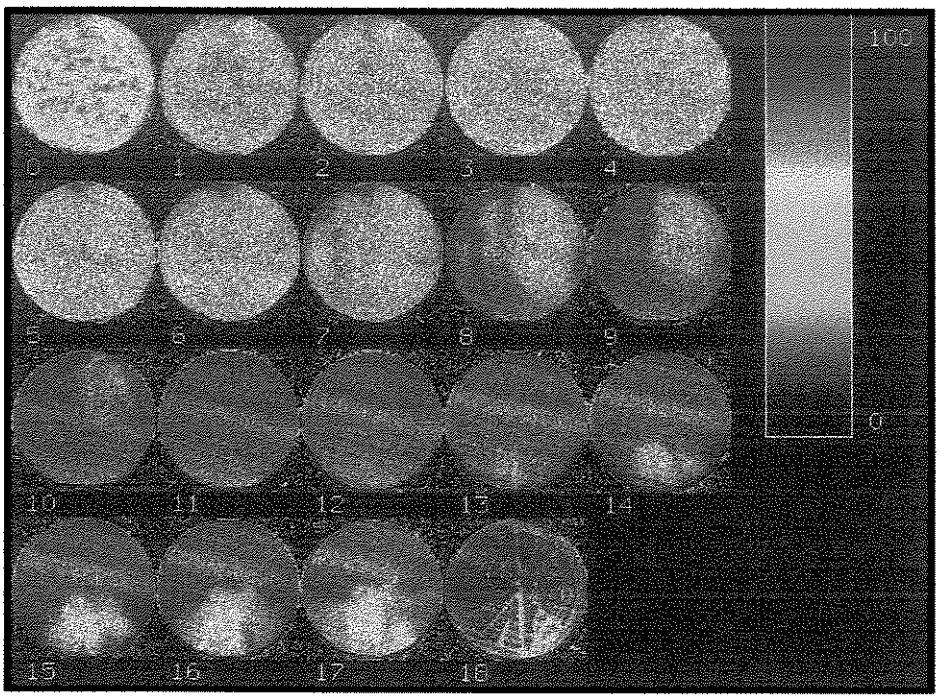


Figura A-36 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 7
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.216, Razão de Viscosidade = 350

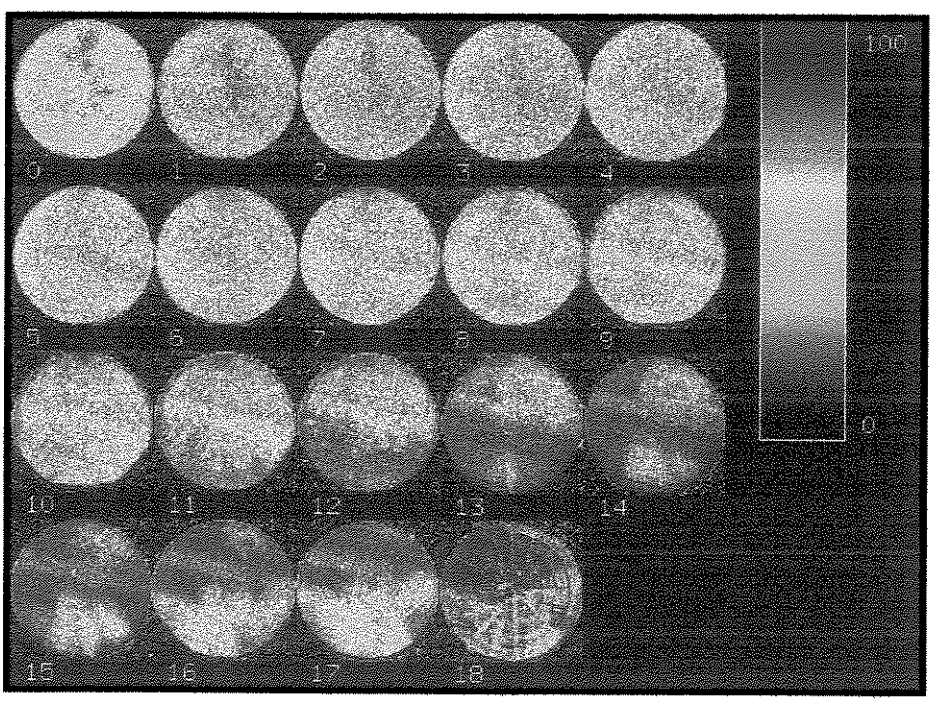


Figura A-37 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 8 (Sor)
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.580, Razão de Viscosidade = 350

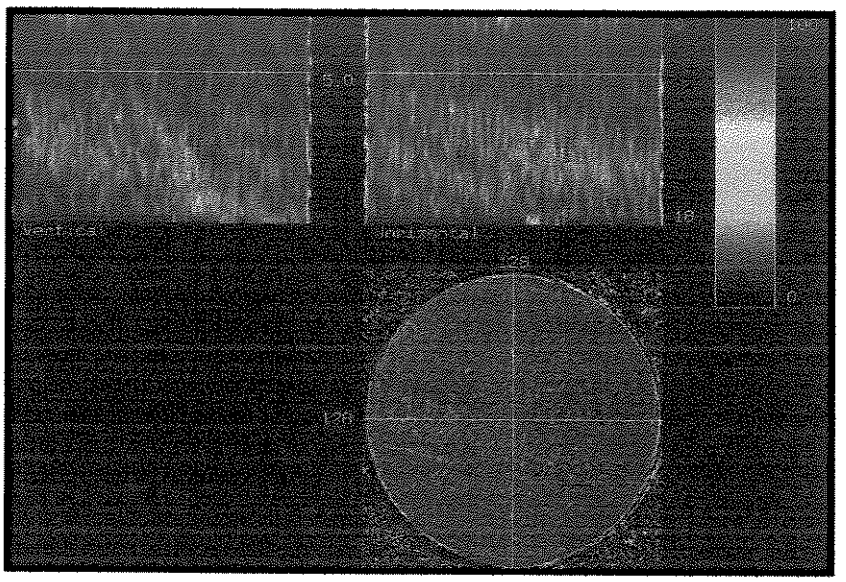


Figura A-38 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 2
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.022, Razão de Viscosidade = 350

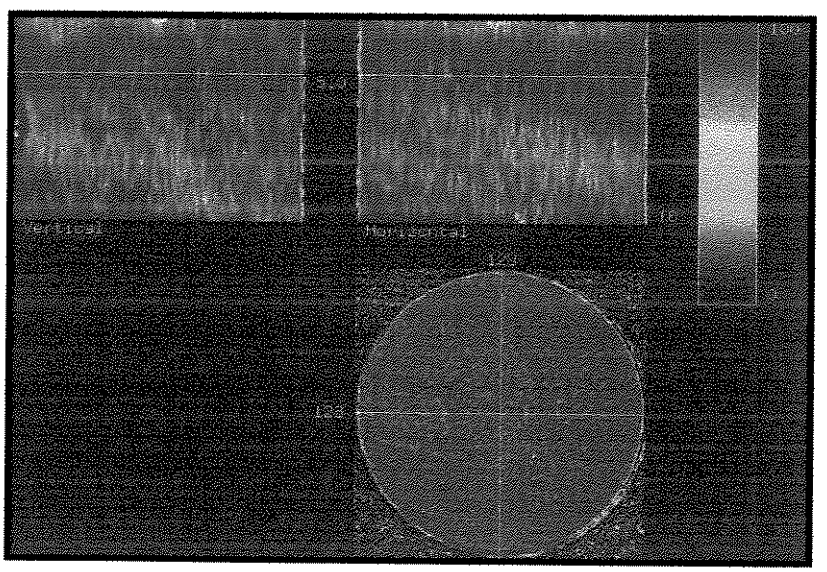


Figura A-39 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 3
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.037, Razão de Viscosidade = 350

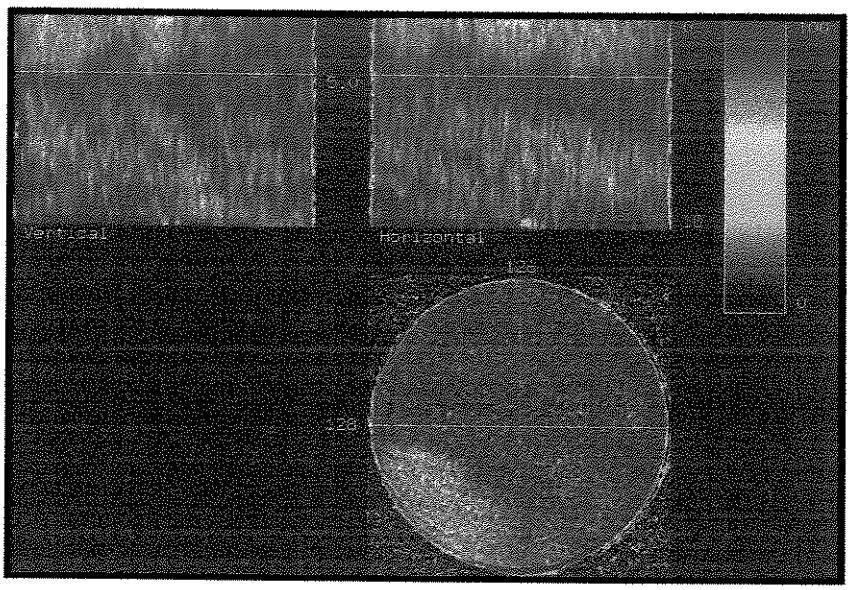


Figura A-40 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 4
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.058, Razão de Viscosidade = 350

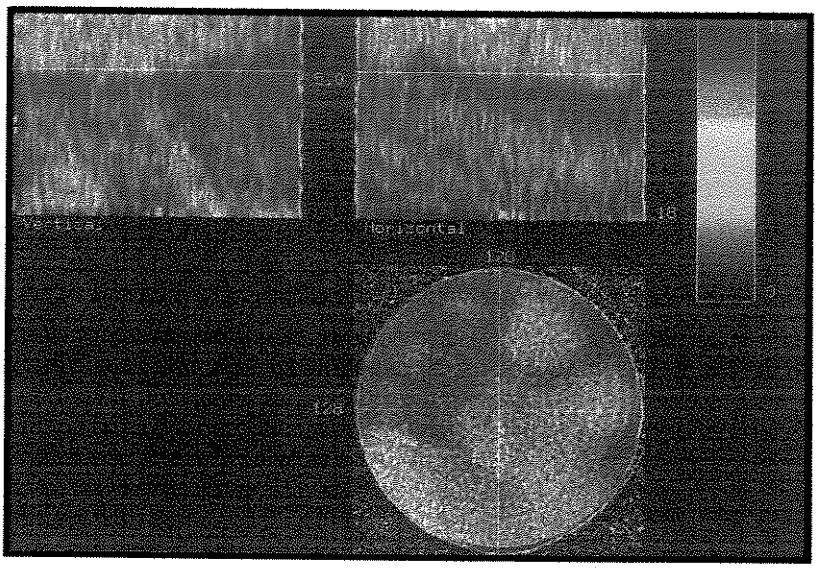


Figura A-41 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 5
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.091, Razão de Viscosidade = 350

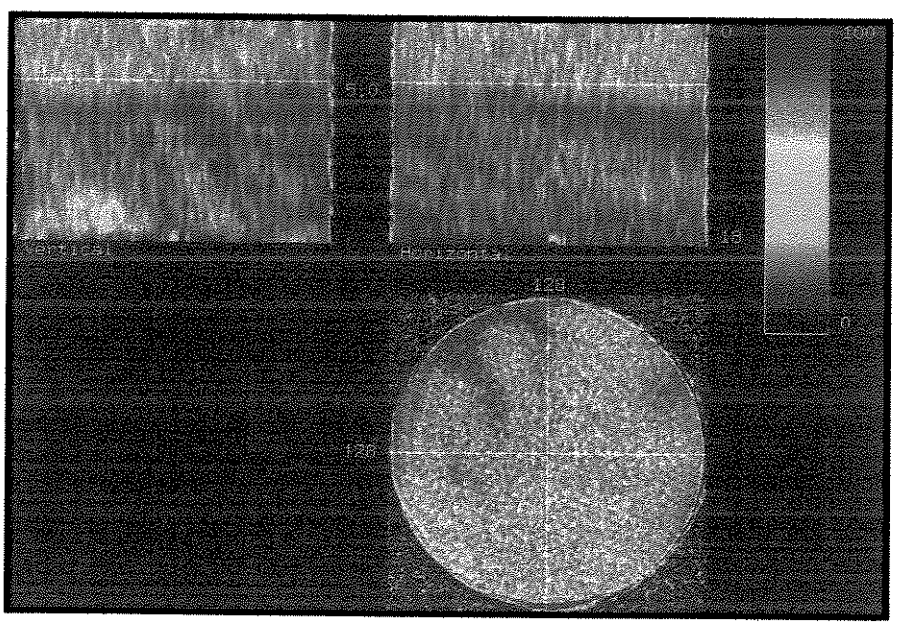


Figura A-42 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 6
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.125, Razão de Viscosidade = 350

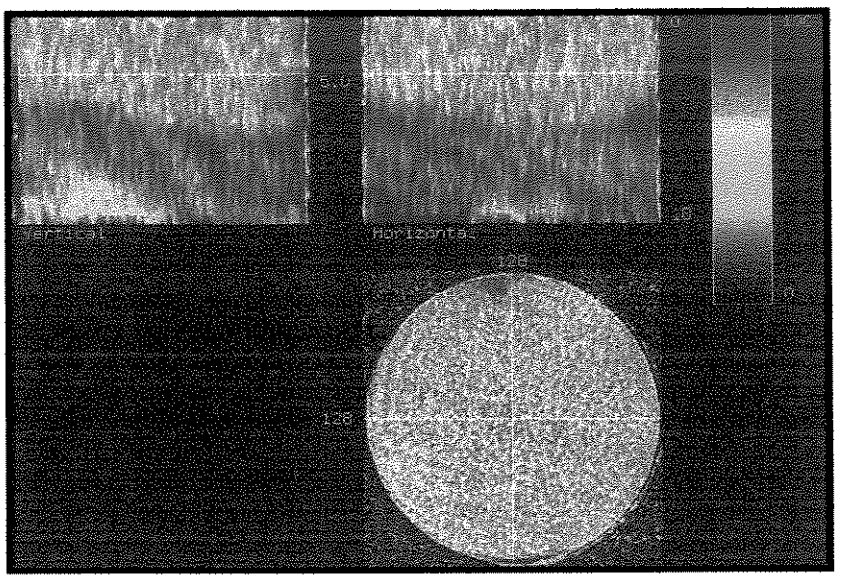


Figura A-43 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 3 - Corrida 7
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.216, Razão de Viscosidade = 350

A.5 Berea 1 - Teste 4

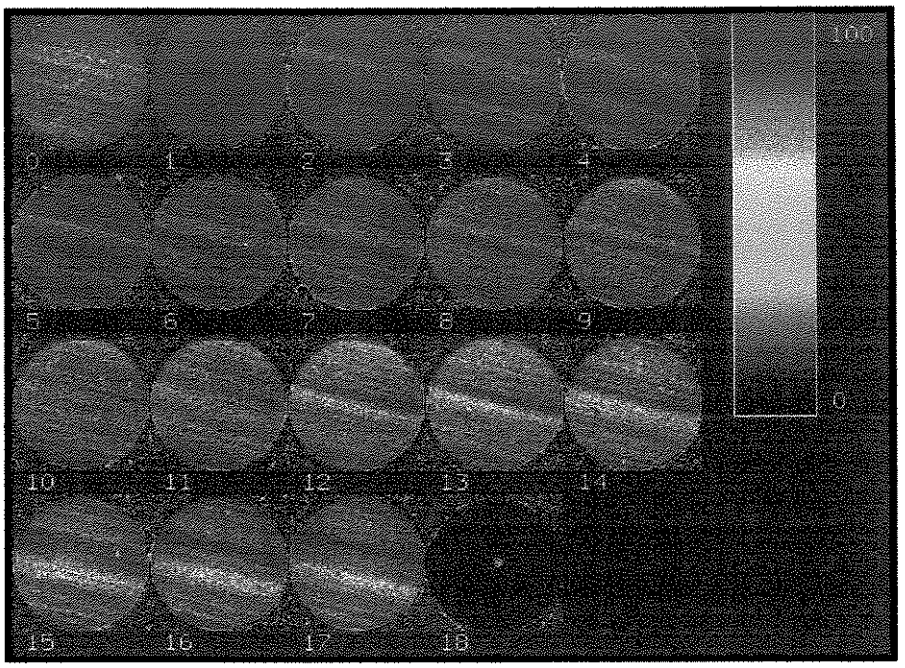


Figura A-44 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 1 (Swi)
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/350

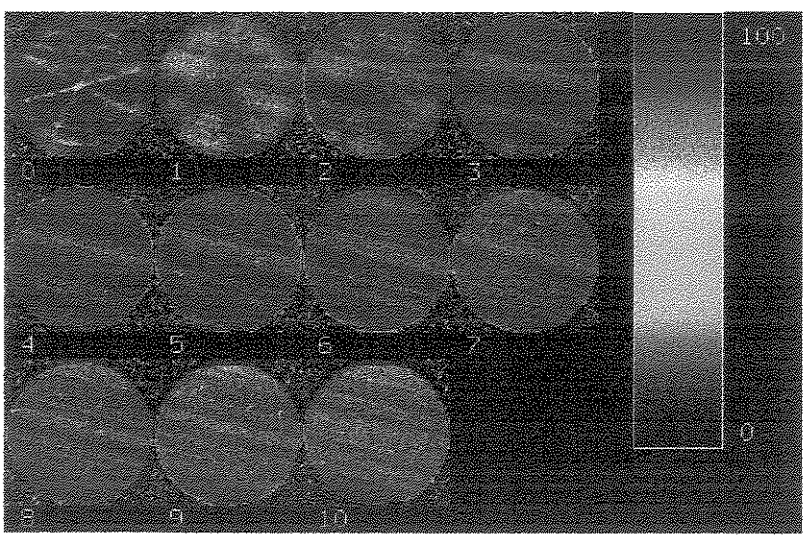


Figura A-45 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 2
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.030, Razão de Viscosidade = 350

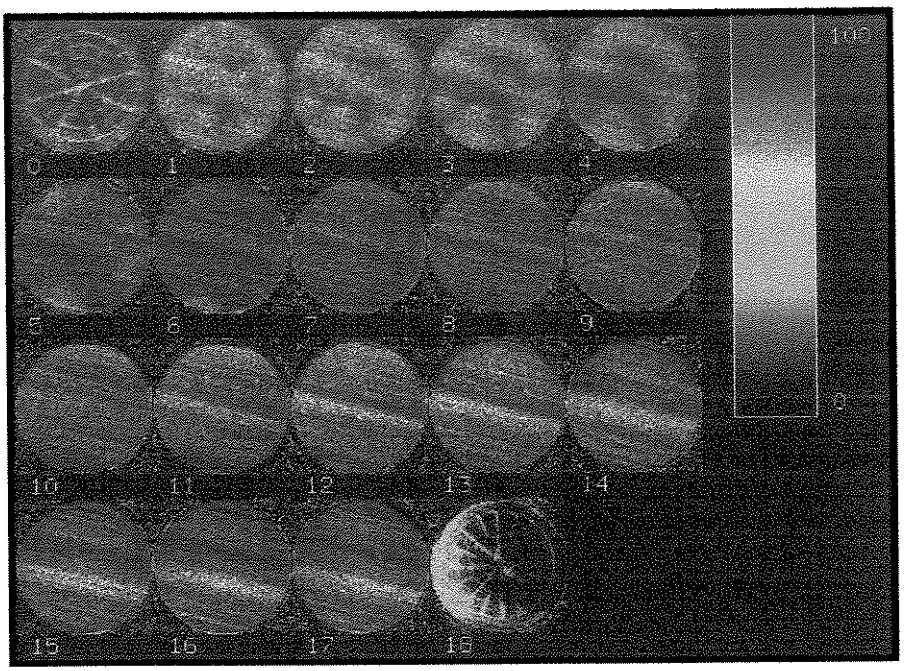


Figura A-46 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 3
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.057, Razão de Viscosidade = 350

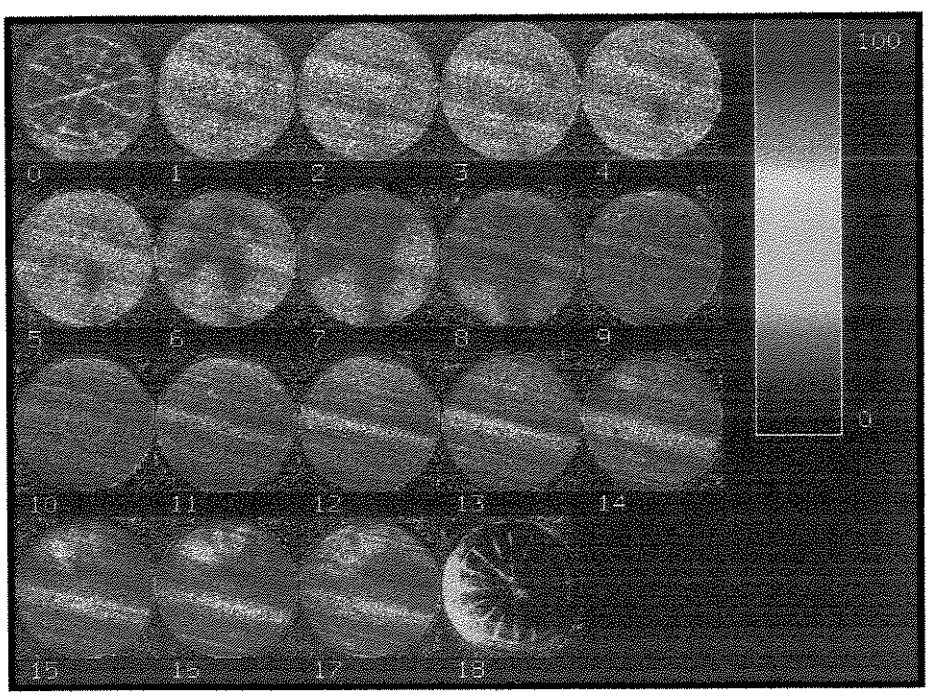


Figura A-47 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 4
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.098, Razão de Viscosidade = 350

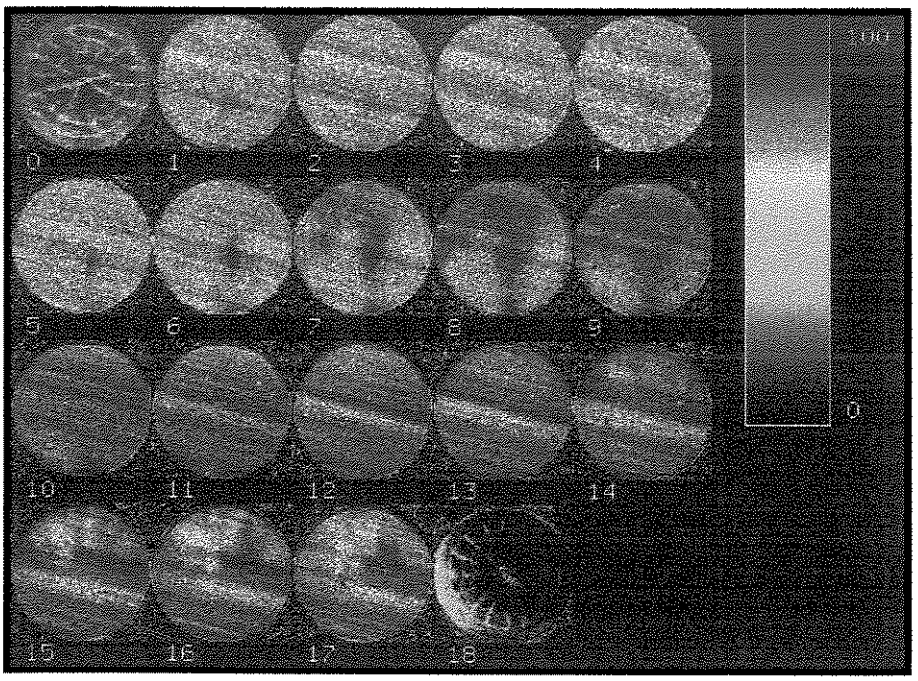


Figura A-48 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 5
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.126, Razão de Viscosidade = 350

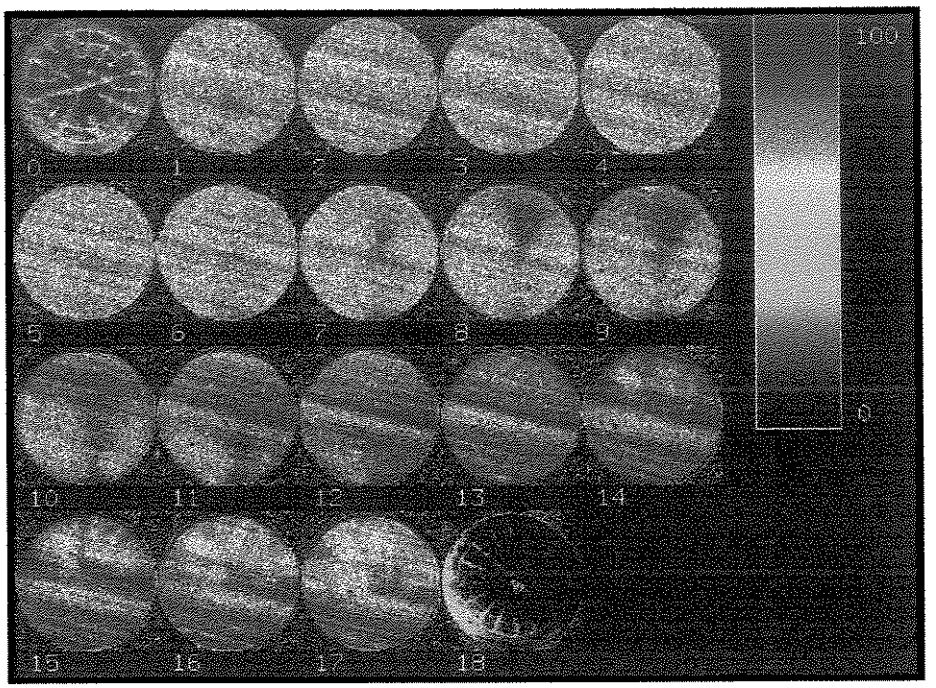


Figura A-49 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 6
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.186, Razão de Viscosidade = 350

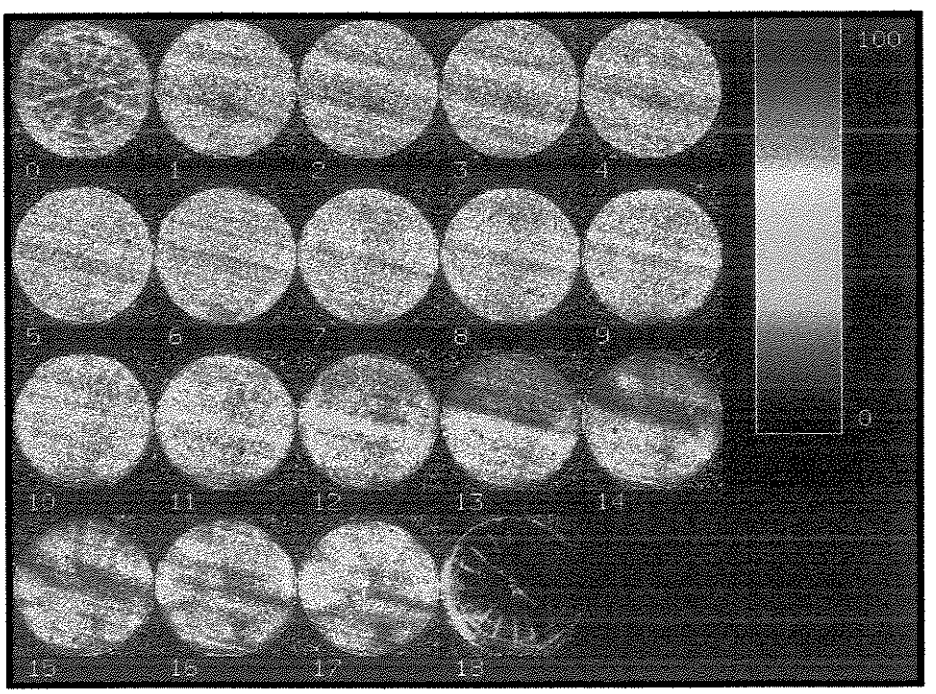


Figura A-50 Cortes Transversais - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 7 (Sor)
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.470, Razão de Viscosidade = 350

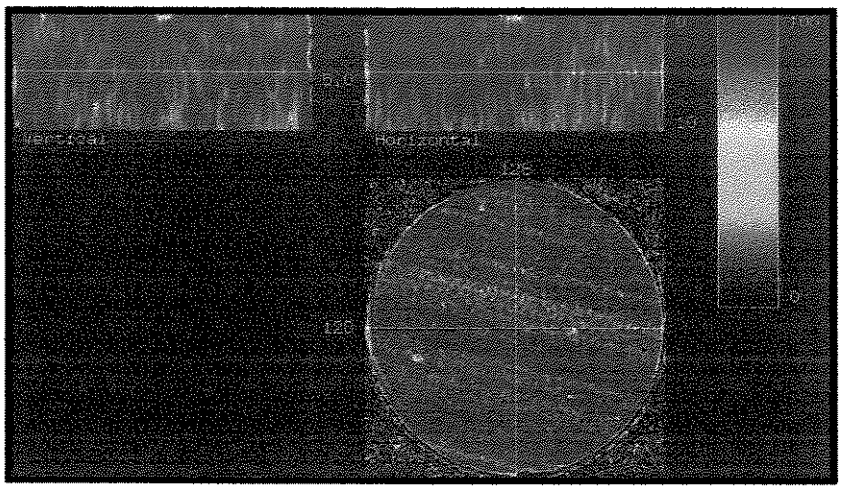


Figura A-51 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 2
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.030, Razão de Viscosidade = 350

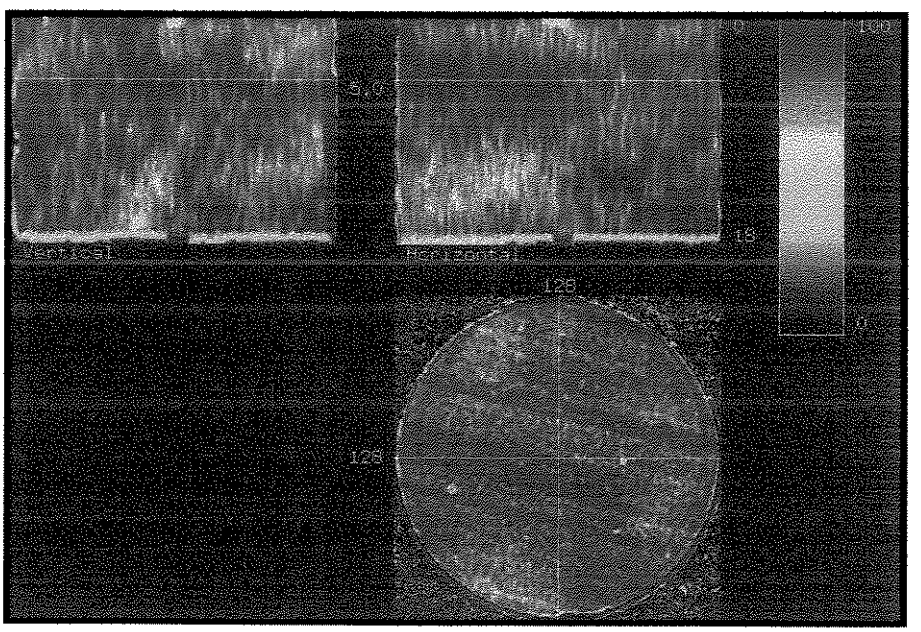


Figura A-52 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 3
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.057, Razão de Viscosidade = 350

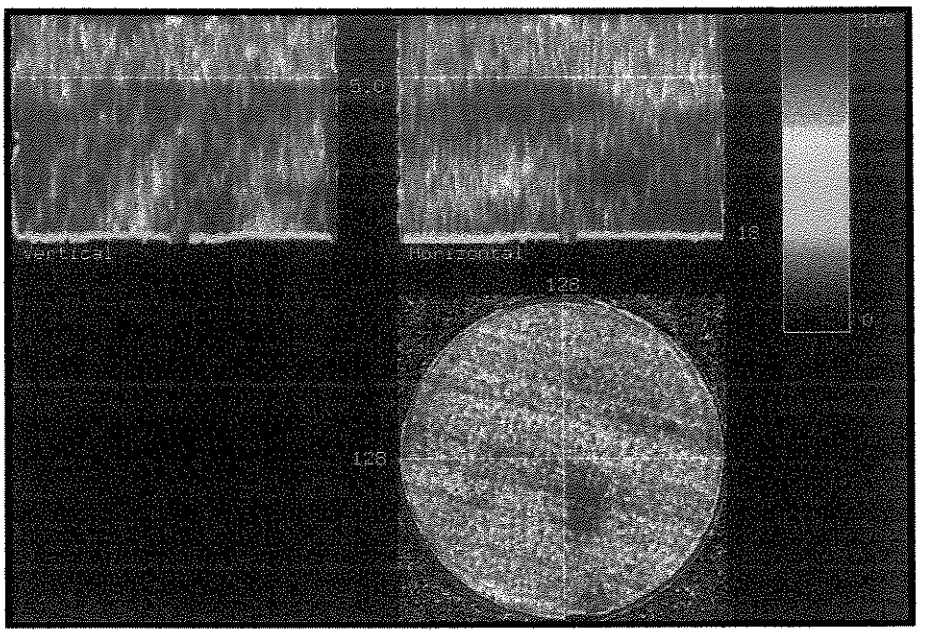


Figura A-53 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 4
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.098, Razão de Viscosidade = 350

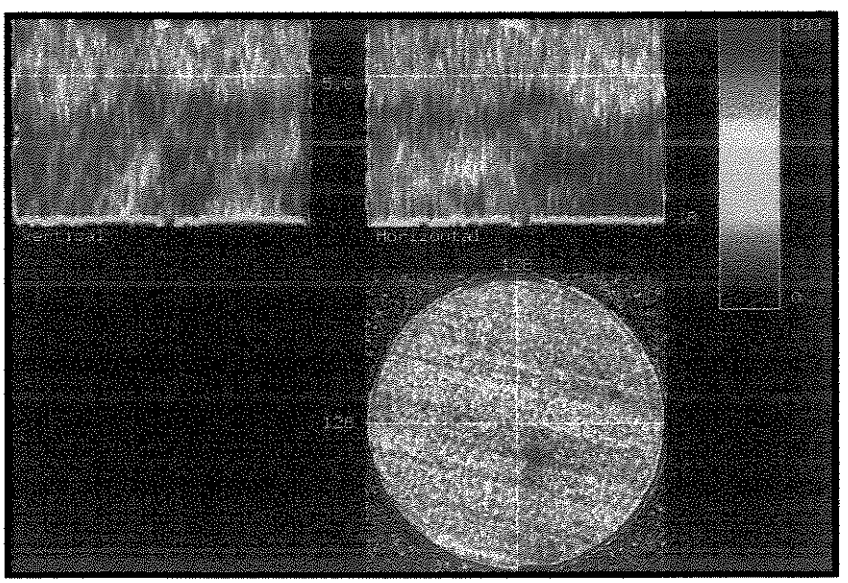


Figura A-54 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 5
Qinj = 0.8 cc/min, VPi = 0.126, Razão de Viscosidade = 350

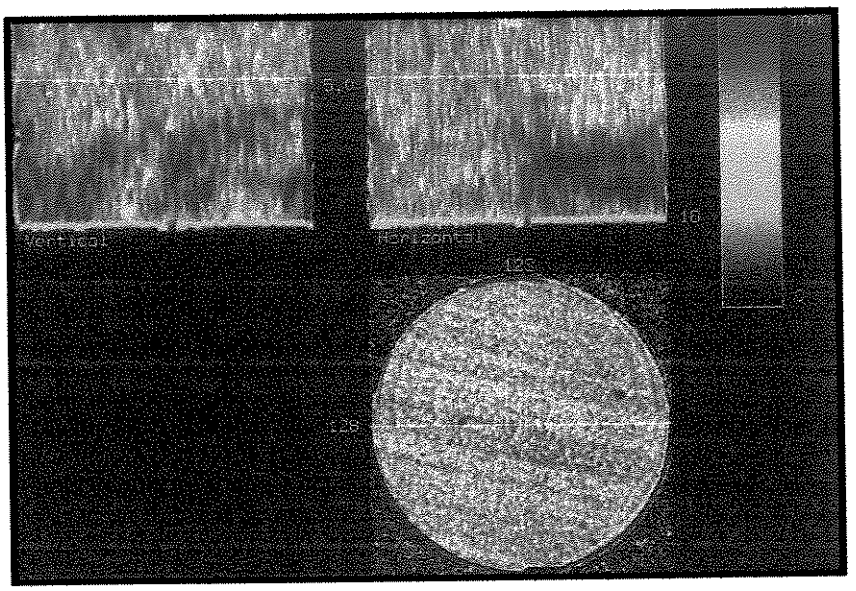


Figura A-55 Projeção Ortogonal - Berea 1 - Teste 4 - Corrida 6
Qinj = 1.5 cc/min, VPi = 0.186, Razão de Viscosidade = 350

A.6 Berea 4a - Teste 1

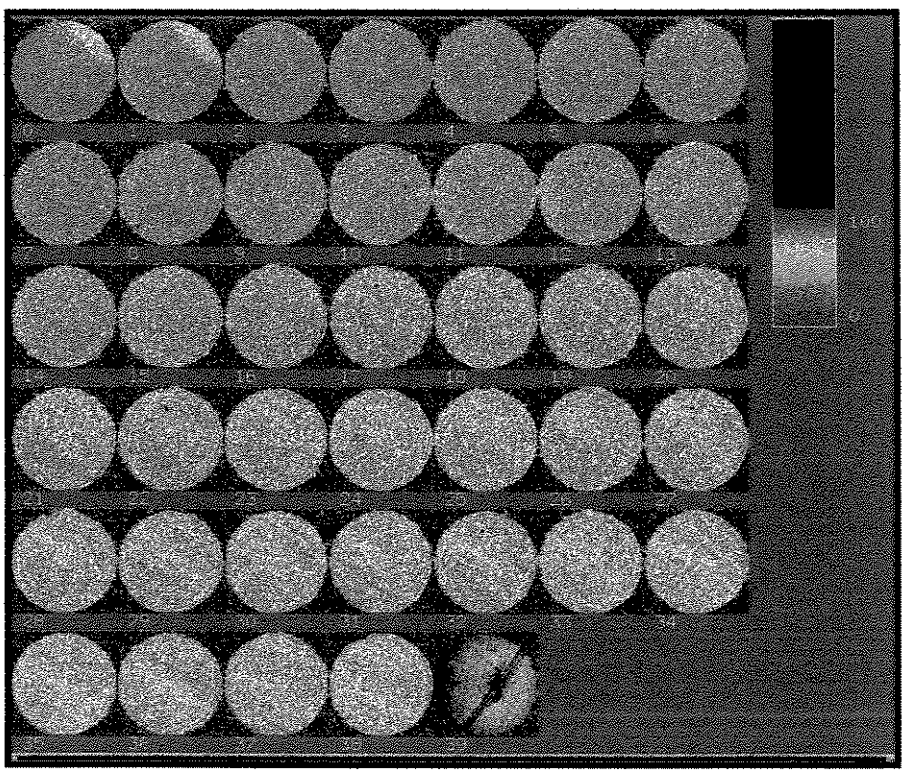


Figura A-56 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 2, (Swi)
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/18.23

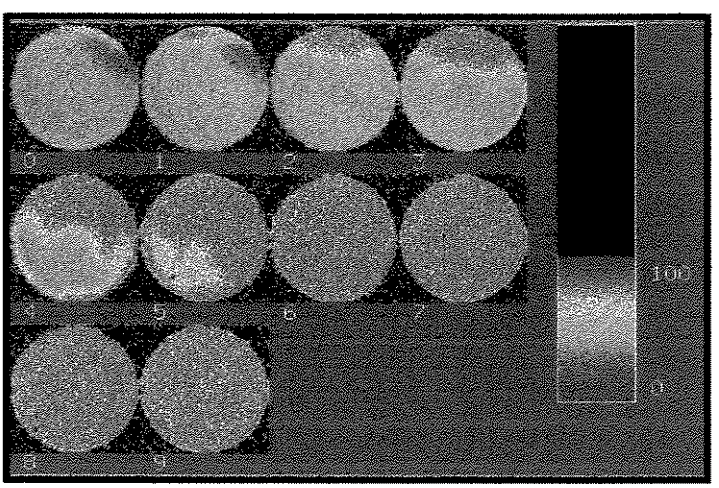


Figura A-57 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 4
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.042, Razão de Viscosidade = 18.23

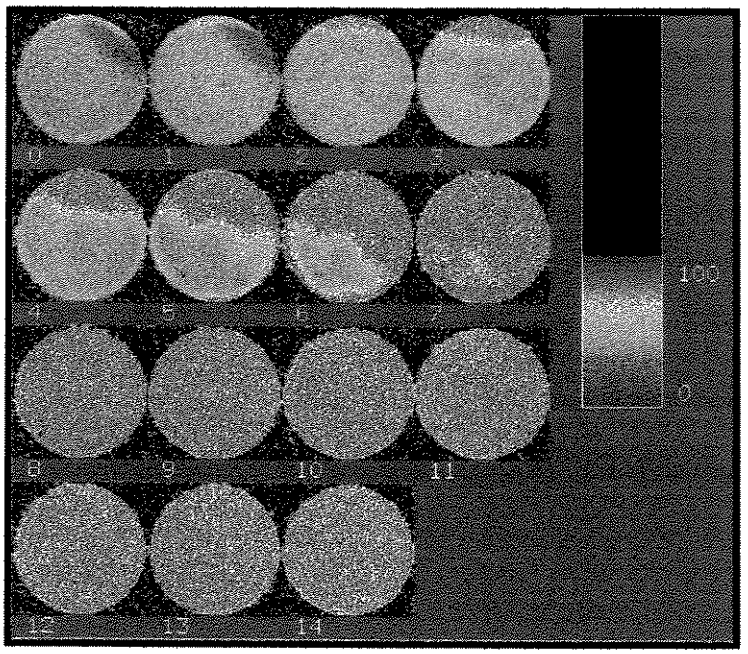


Figura A-58 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 5
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.053, Razão de Viscosidade = 18.23

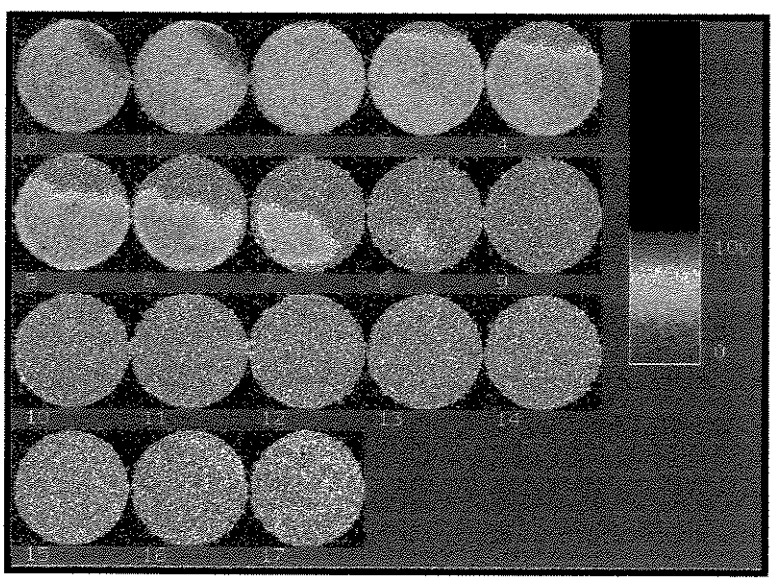


Figura A-59 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 6
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.064, Razão de Viscosidade = 18.23

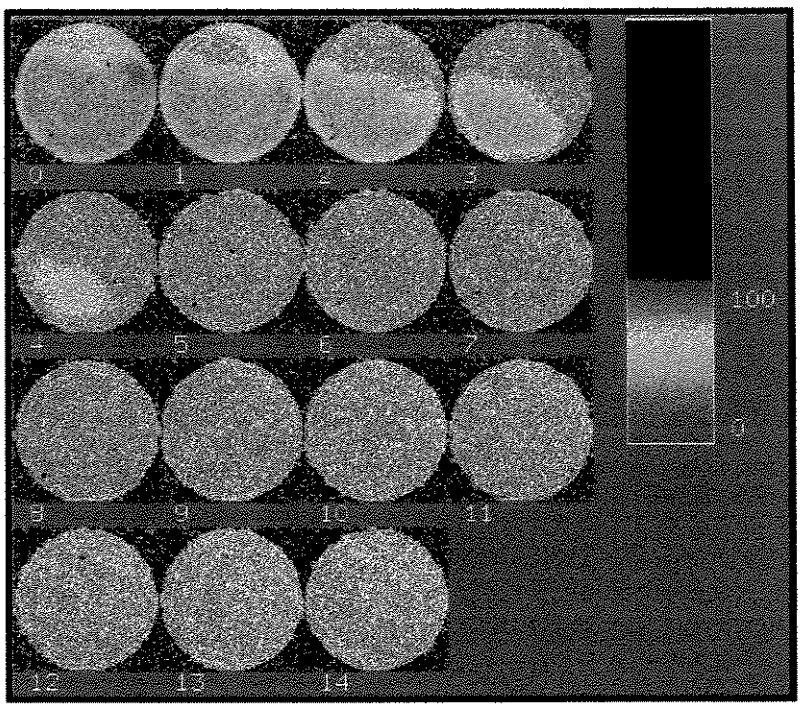


Figura A-60 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 7
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.074, Razão de Viscosidade = 18.23

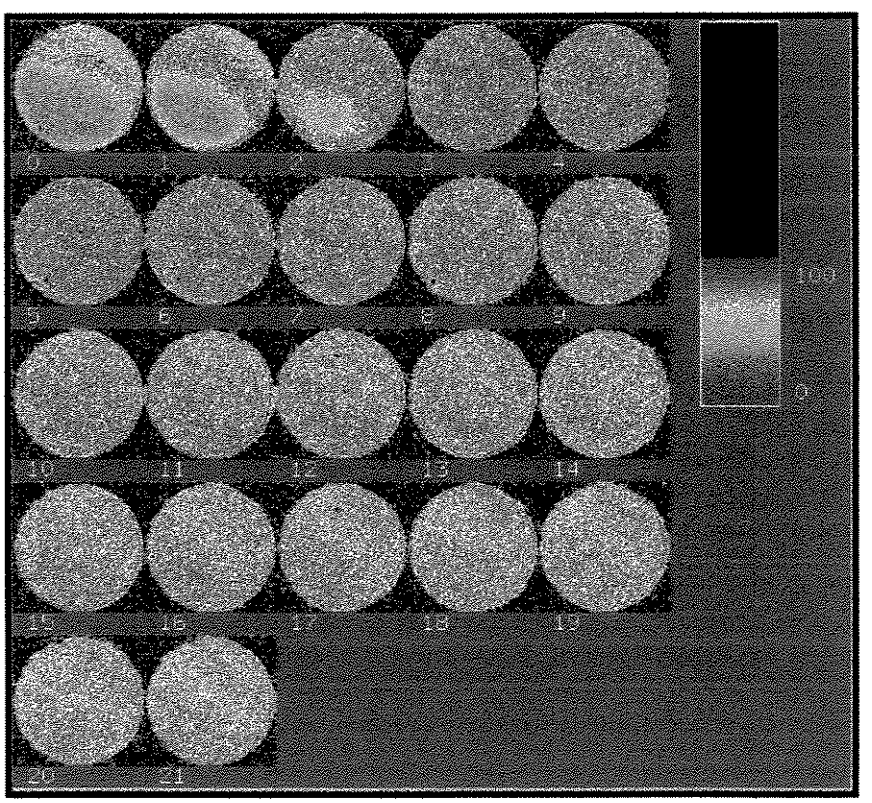


Figura A-61 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 8
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.085, Razão de Viscosidade = 18.23

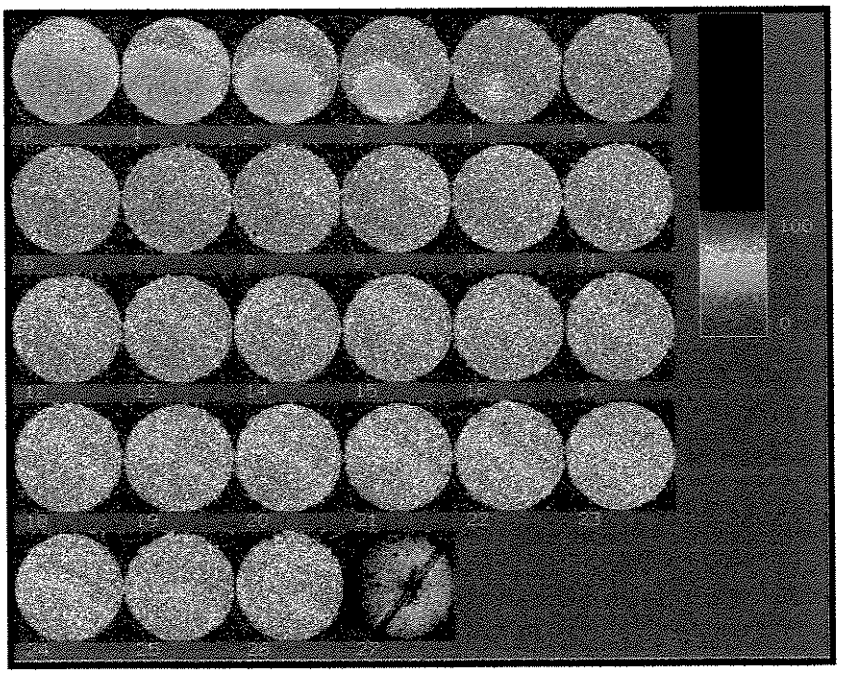


Figura A-62 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 9
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.127, Razão de Viscosidade = 18.23

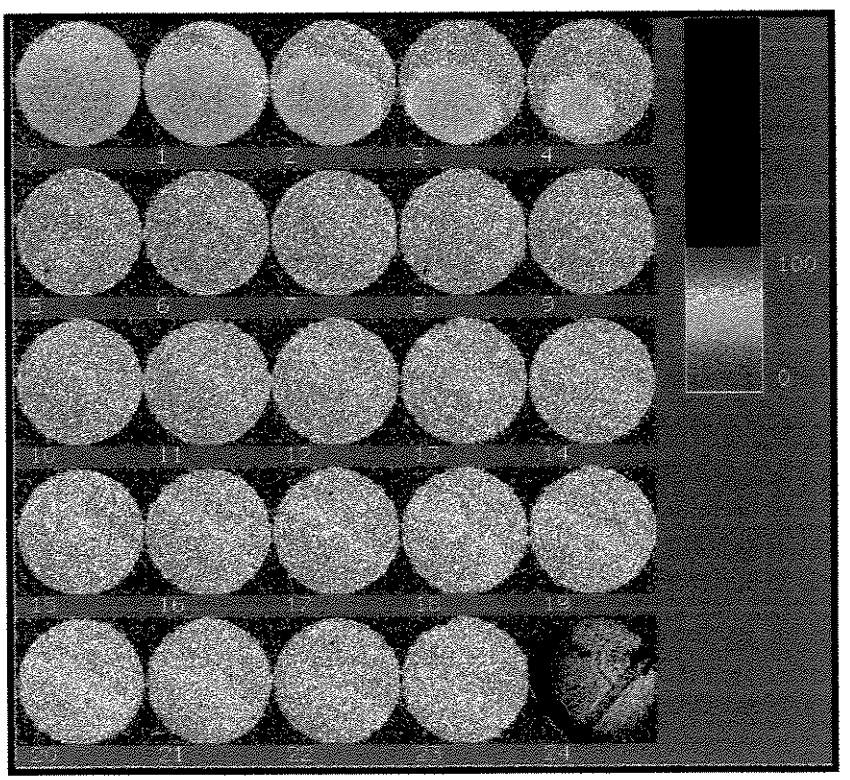


Figura A-63 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 10
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.148, Razão de Viscosidade = 18.23

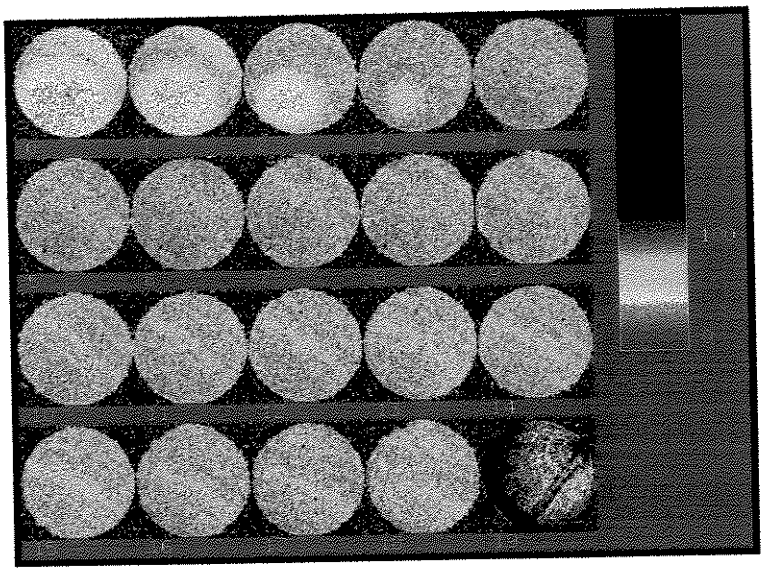


Figura A-64 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 11
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.180, Razão de Viscosidade = 18.23

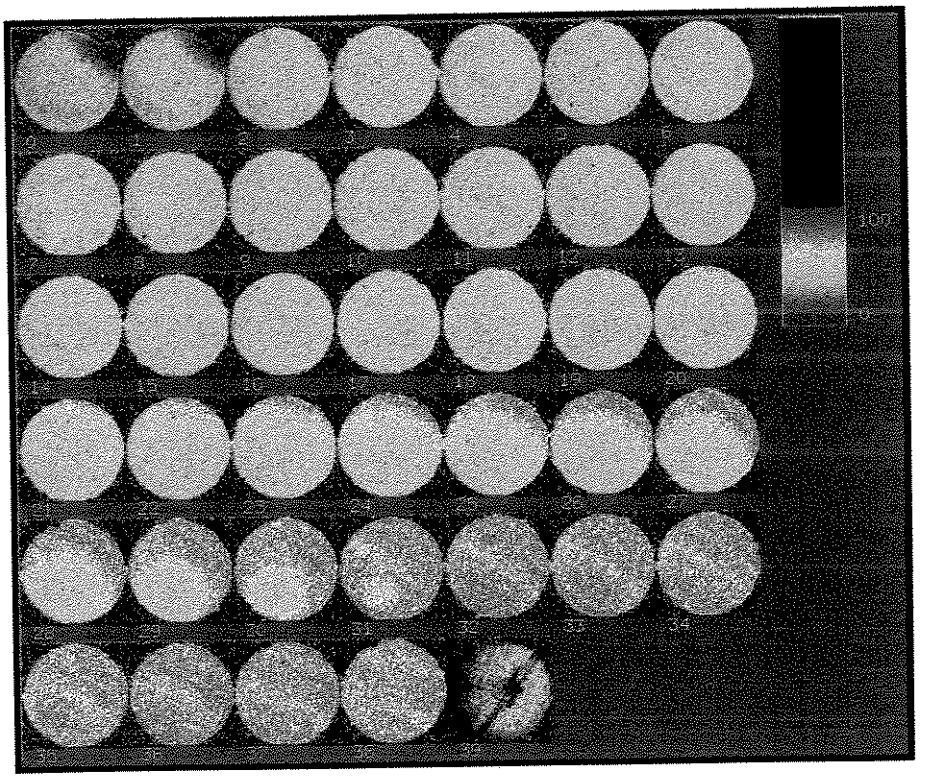


Figura A-65 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 12
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.222, Razão de Viscosidade = 18.23

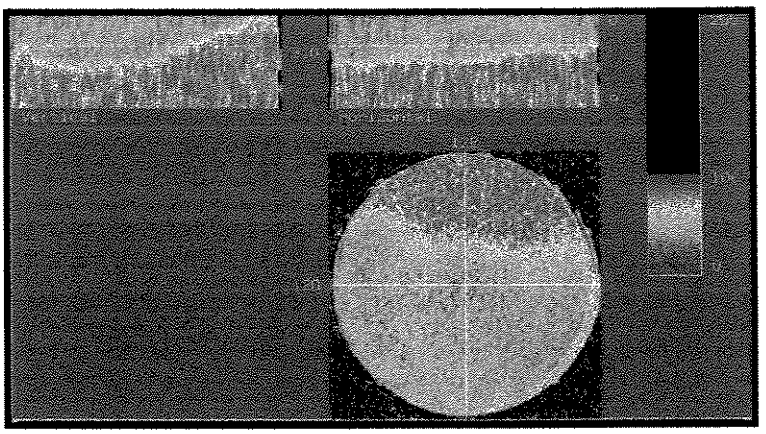


Figura A-66 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 4
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.042, Razão de Viscosidade = 18.23

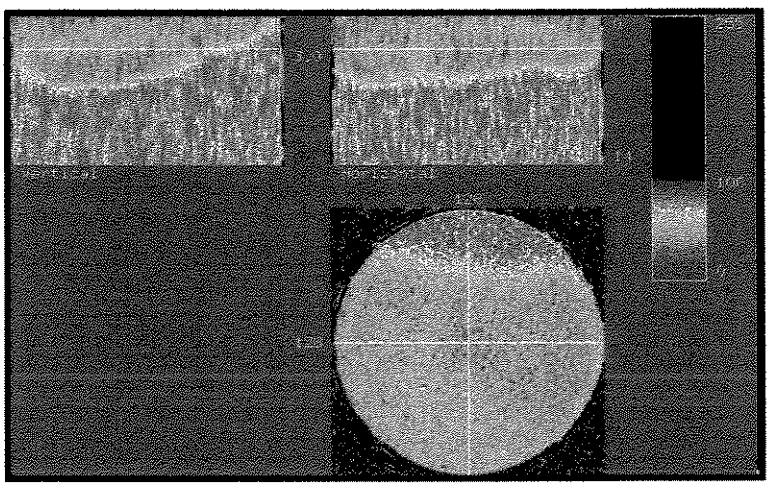


Figura A-67 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 5
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.053, Razão de Viscosidade = 18.23

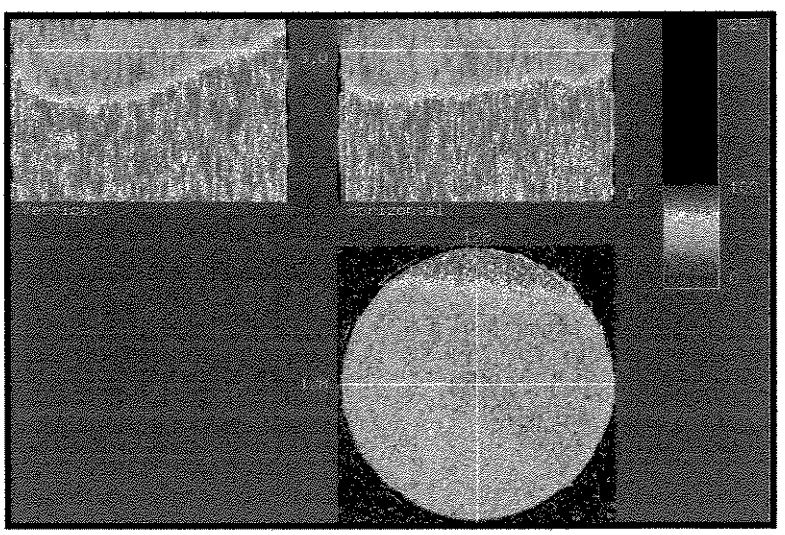


Figura A-68 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 6
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.064, Razão de Viscosidade = 18.23

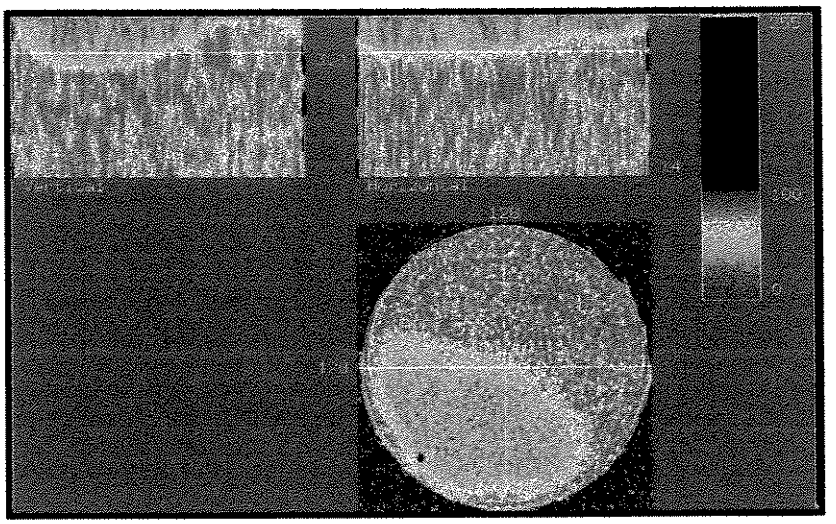


Figura A-69 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 7
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.074, Razão de Viscosidade = 18.23

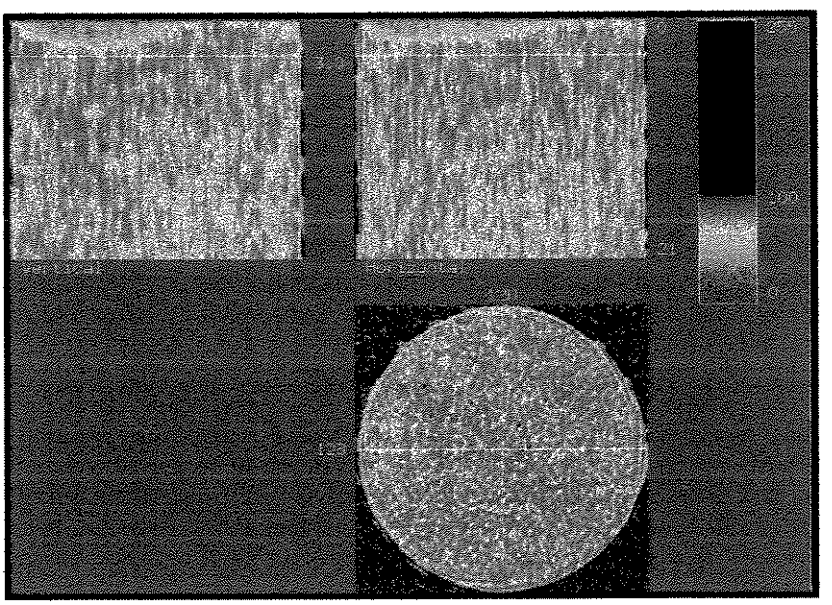


Figura A-70 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 8
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.085, Razão de Viscosidade = 18.23

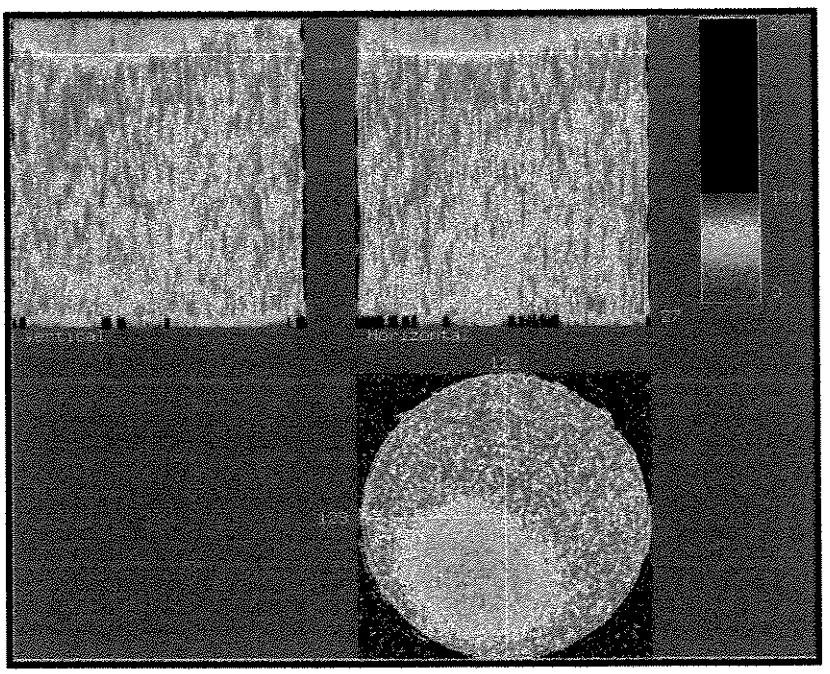


Figura A-71 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 9
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.127, Razão de Viscosidade = 18.23

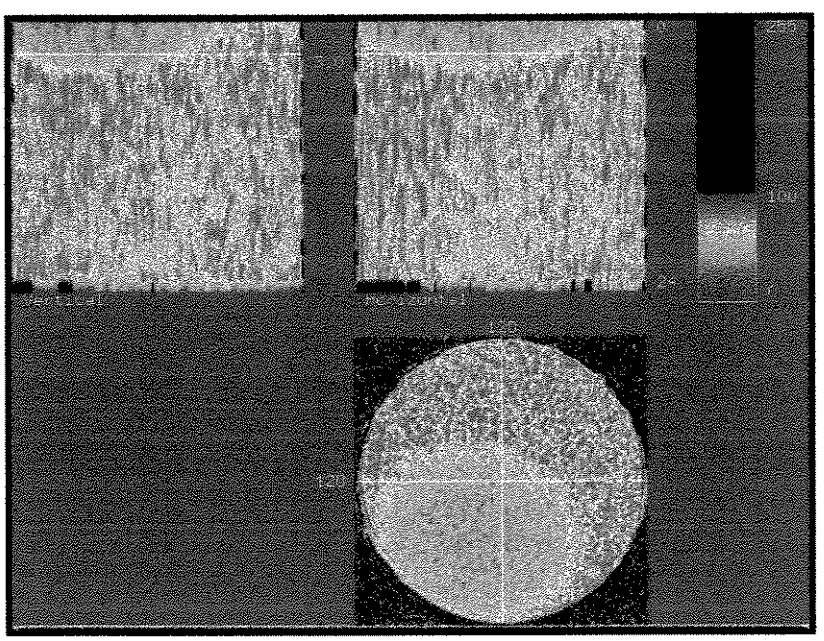


Figura A-72 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 10
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.148, Razão de Viscosidade = 18.23

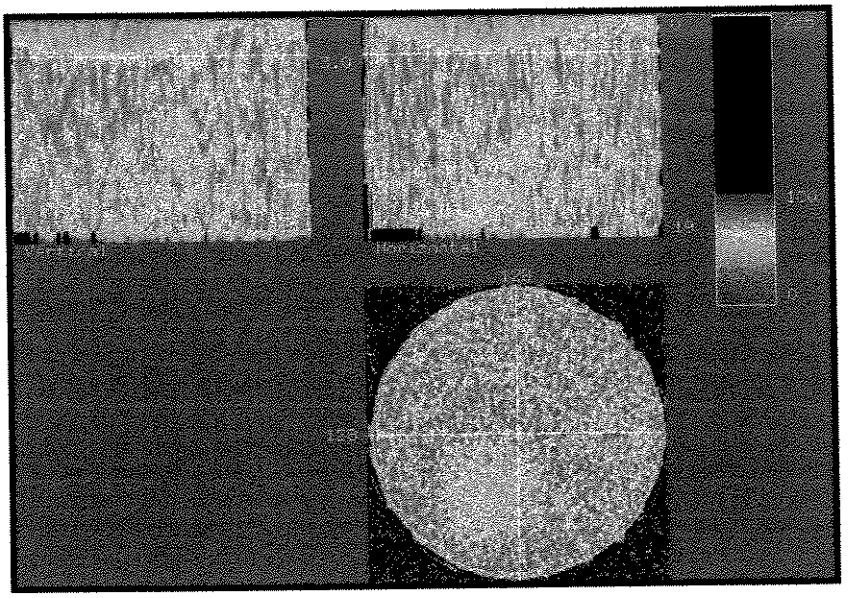


Figura A-73 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 11
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.180, Razão de Viscosidade = 18.23

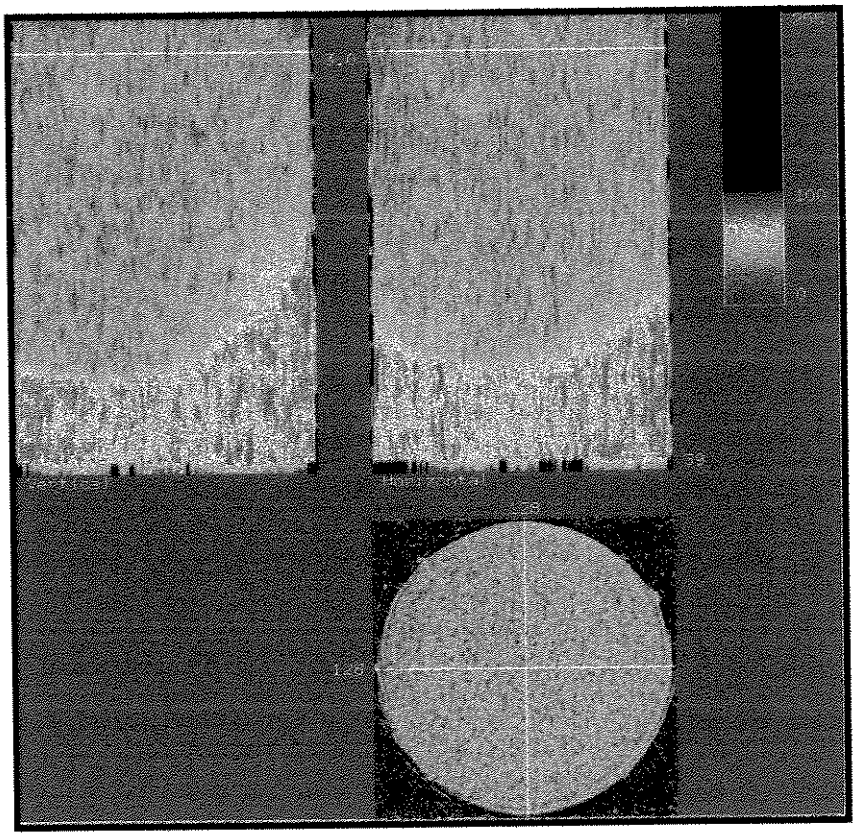
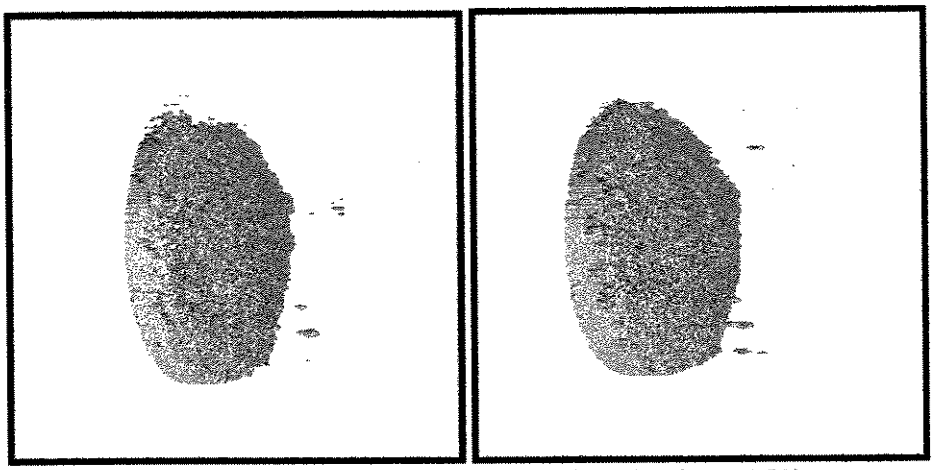
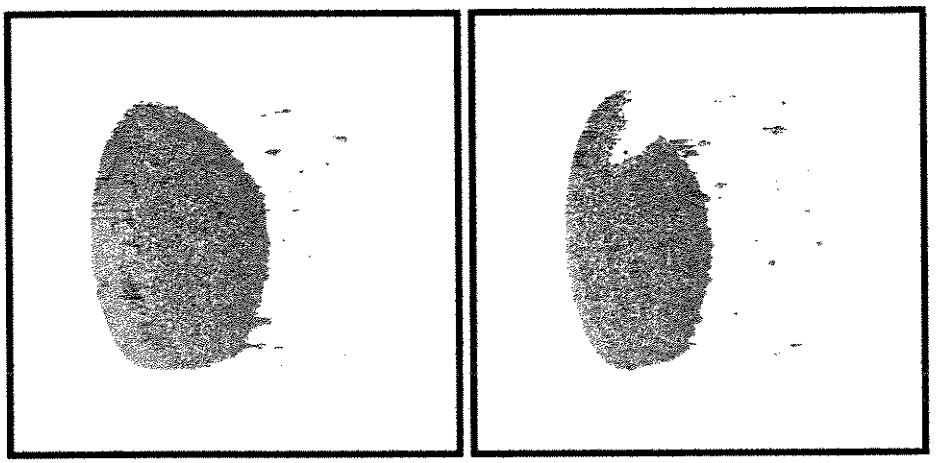


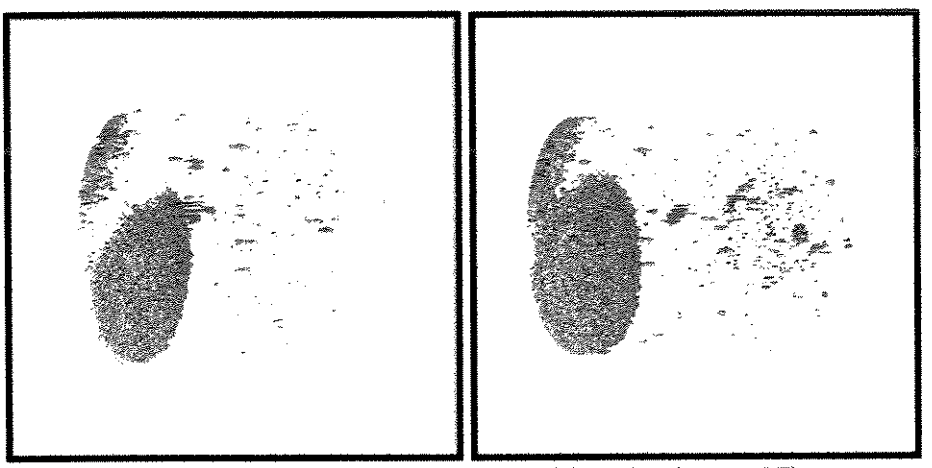
Figura A-74 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 1 - Corrida 12
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.222, Razão de Viscosidade = 18.23



Corrida 4 (VPi = 0.042) Corrida 5 (VPi = 0.053)

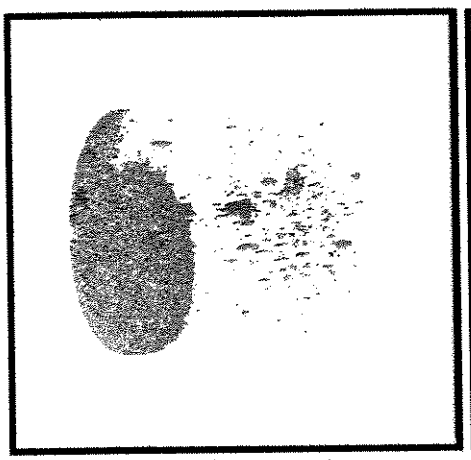


Corrida 6 (VPi = 0.064) Corrida 7 (VPi = 0.074)

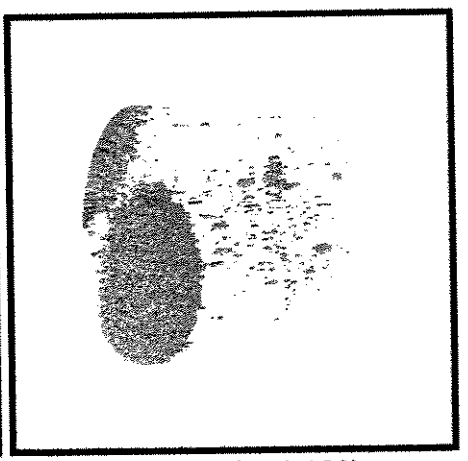


Corrida 8 (VPi = 0.085) Corrida 9 (VPi = 0.127)

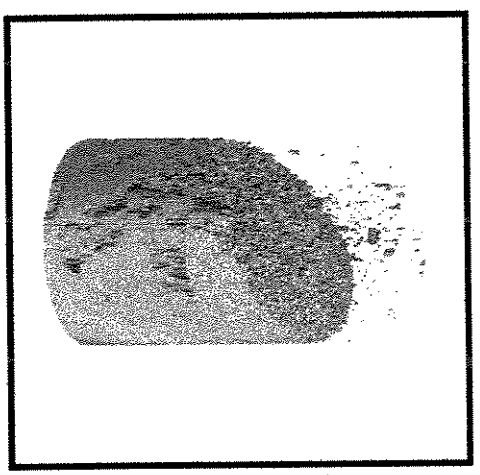
Figura A-75 Projeção 3D- Berea 4A - Teste 1
Ilustração da evolução do deslocamento nas Corrida 4 a12



Corrida 10 (VPi = 0.148)



Corrida 11 (VPi = 0.180)



Corrida 12 (VPi = 0.222)

Figura A-75 Continuação

A.7 Berea 4a - Teste 2

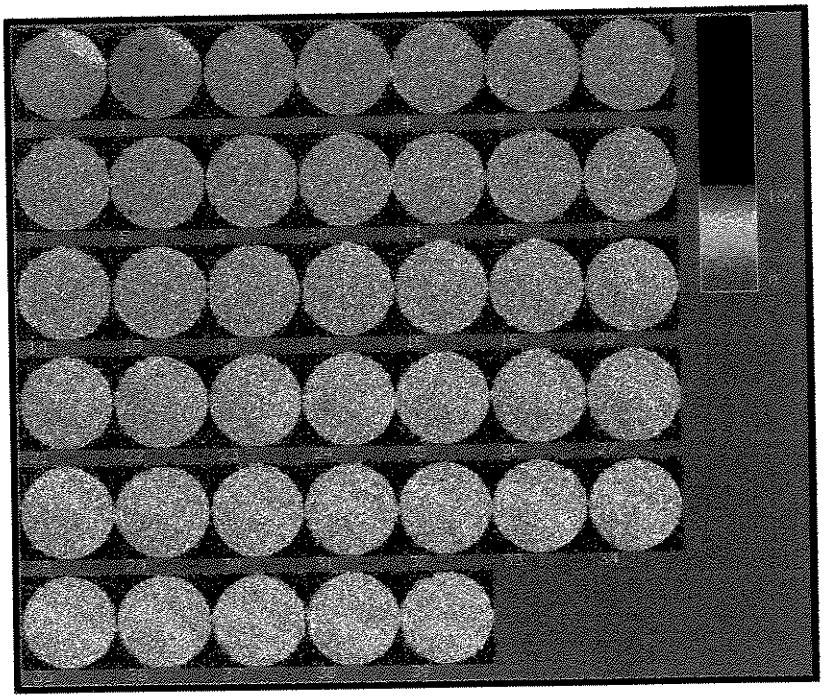


Figura A-76 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 1, (Swi)
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 18.23

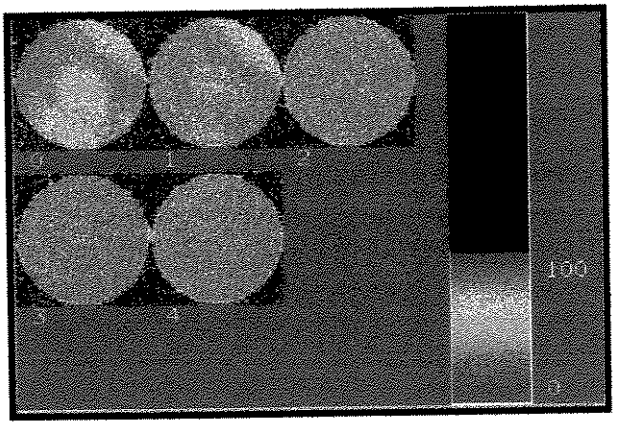


Figura A-77 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 2
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.021, Razão de Viscosidade = 18.23

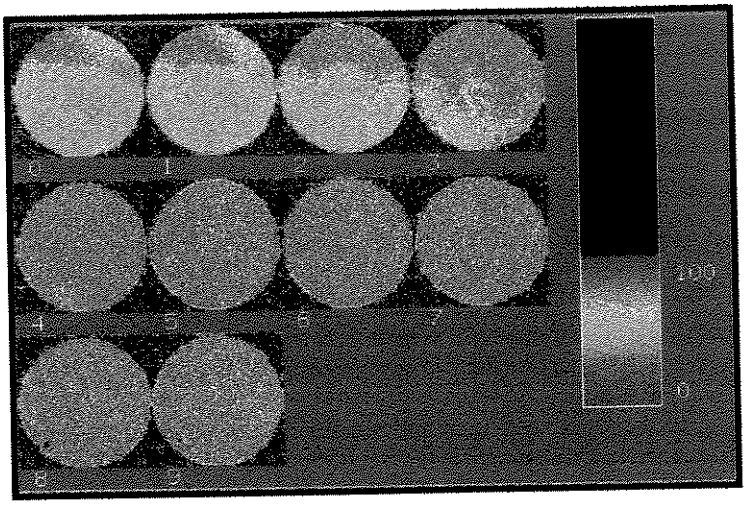


Figura A-78 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 3
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.028, Razão de Viscosidade = 18.23

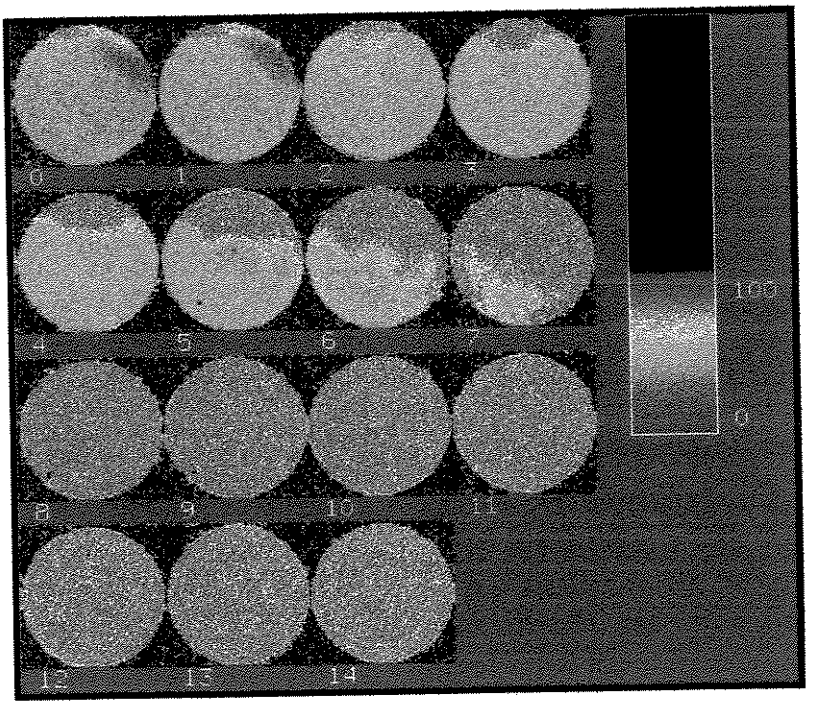


Figura A-79 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 4
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.049, Razão de Viscosidade = 18.23

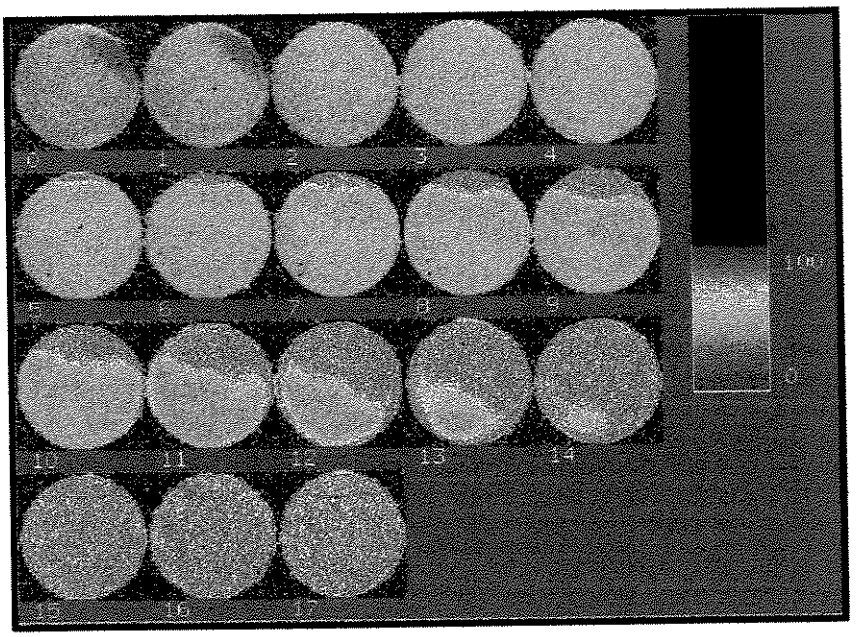


Figura A-80 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 5
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.095, Razão de Viscosidade = 18.23

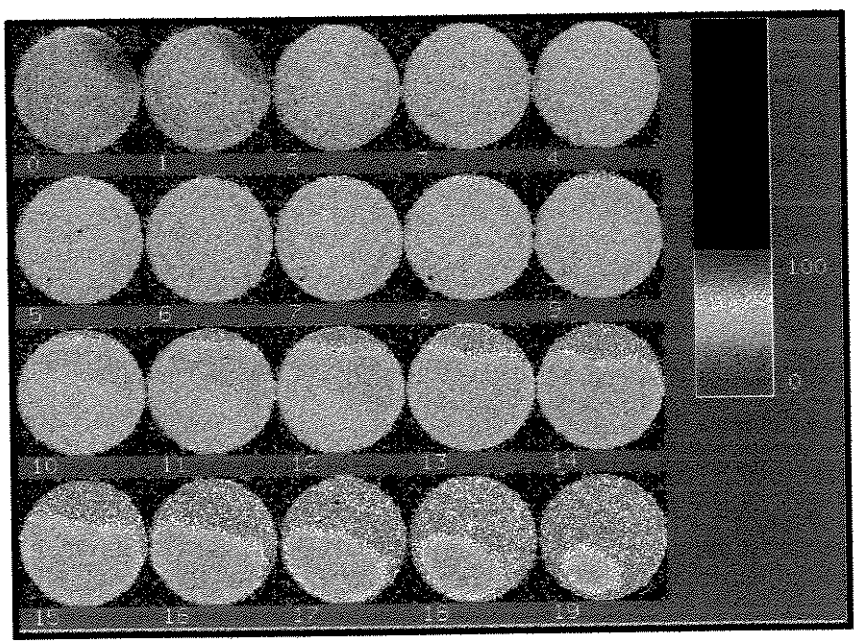


Figura A-81 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 6
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.136, Razão de Viscosidade = 18.23

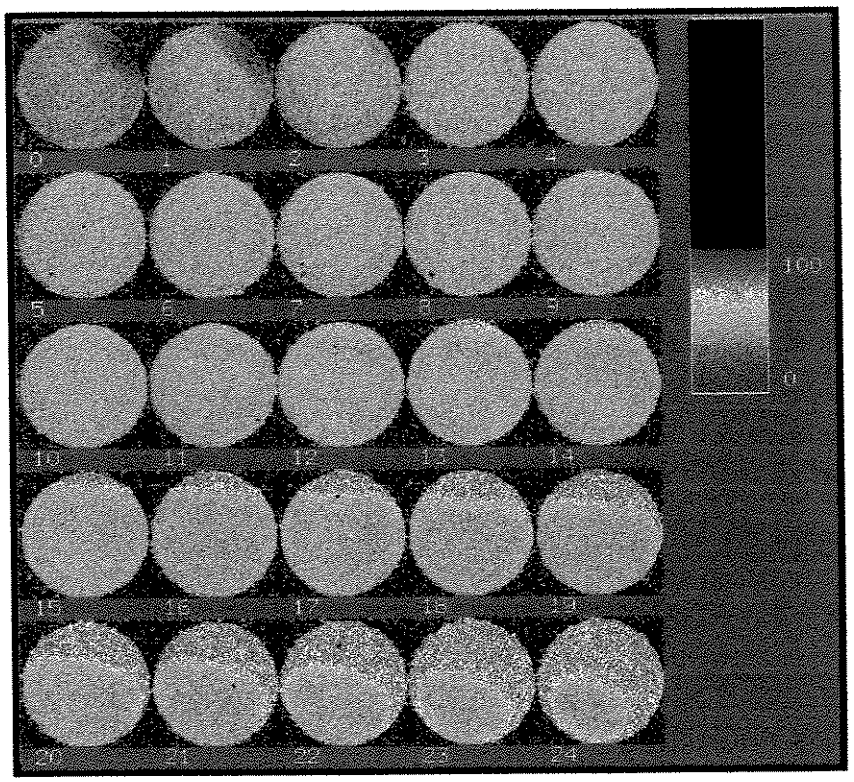


Figura A-82 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 7
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.177, Razão de Viscosidade = 18.23

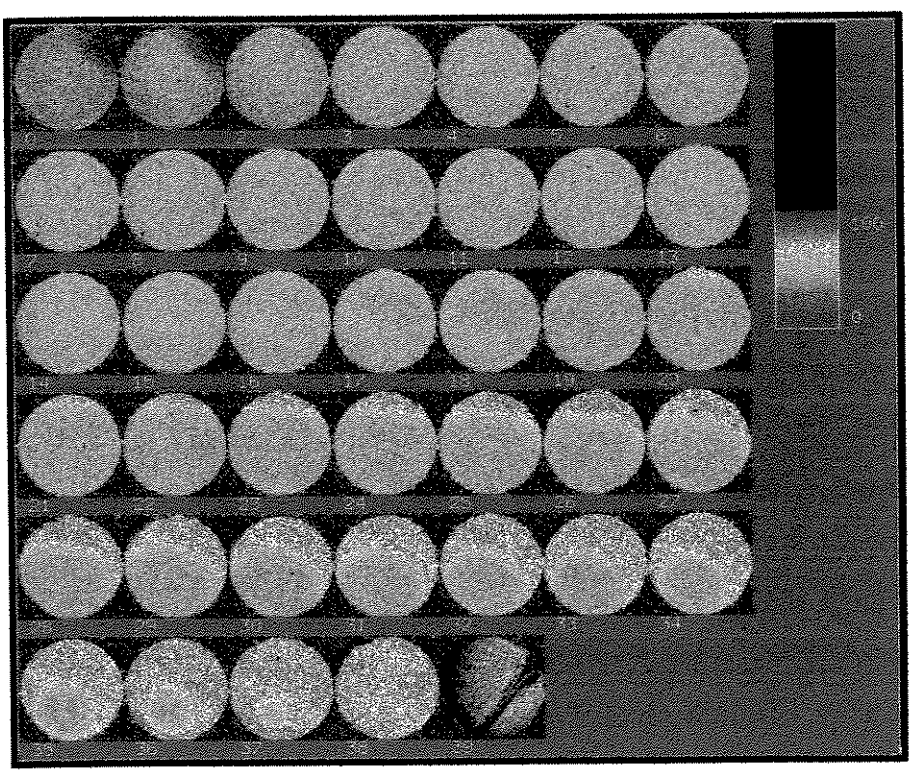


Figura A-83 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 8
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.254, Razão de Viscosidade = 18.23

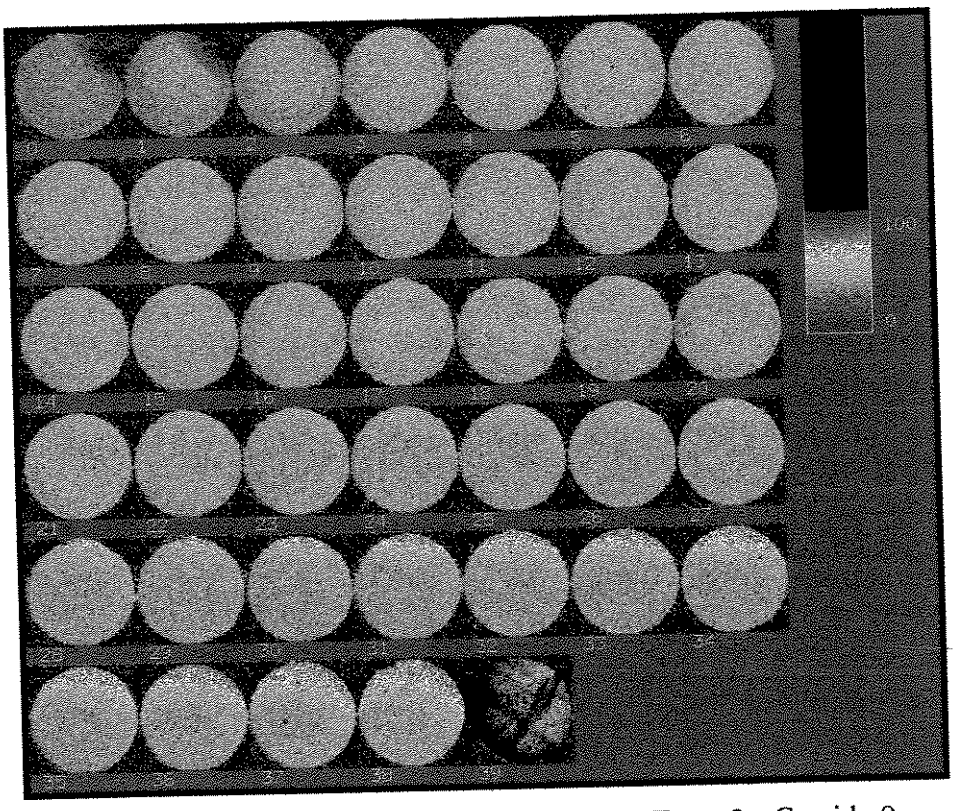


Figura A-84 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 9
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.315, Razão de Viscosidade = 18.23

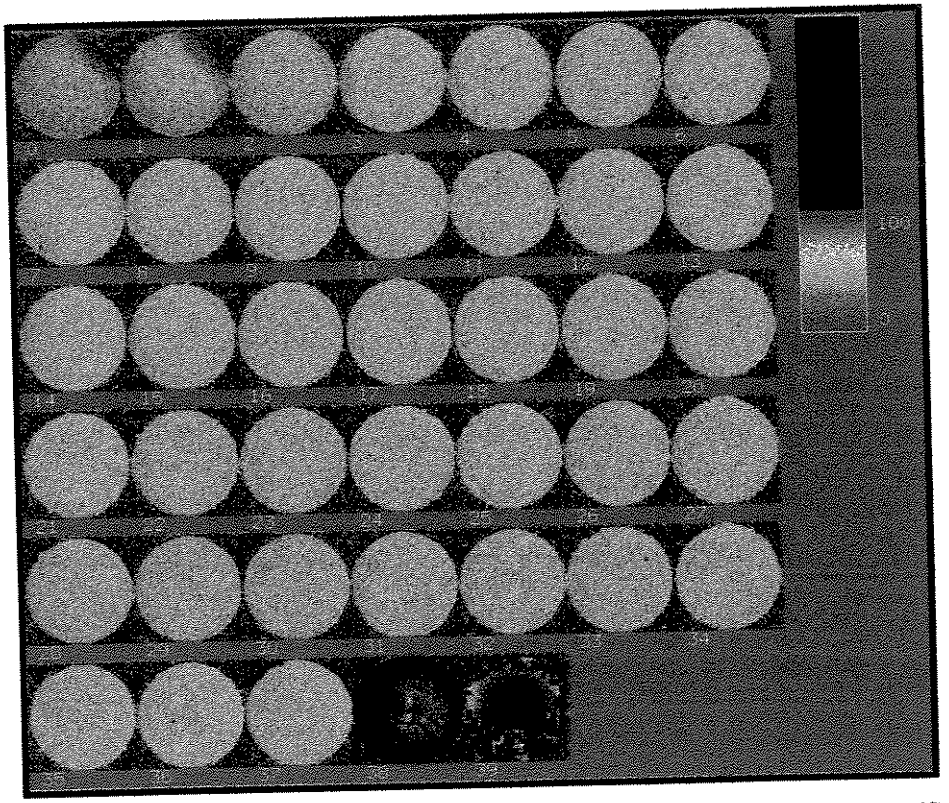


Figura A-85 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 10 (Sor)
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 1.144, Razão de Viscosidade = 18.23

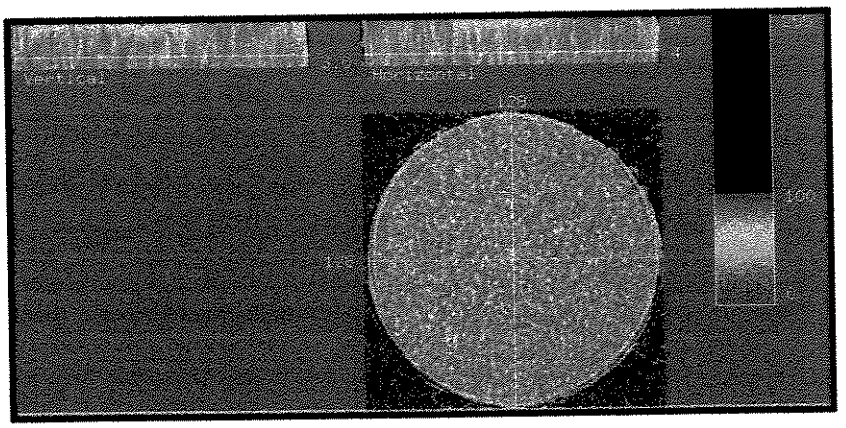


Figura A-86 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 2
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.021, Razão de Viscosidade = 18.23

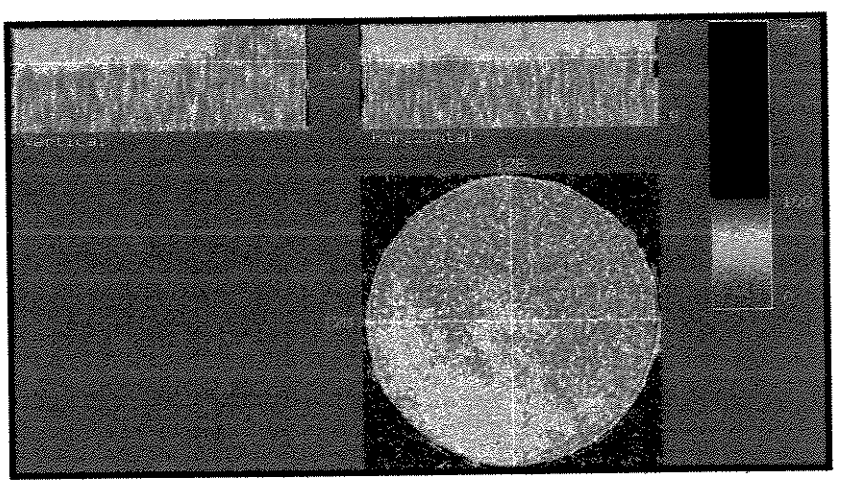


Figura A-87 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 3
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.028, Razão de Viscosidade = 18.23

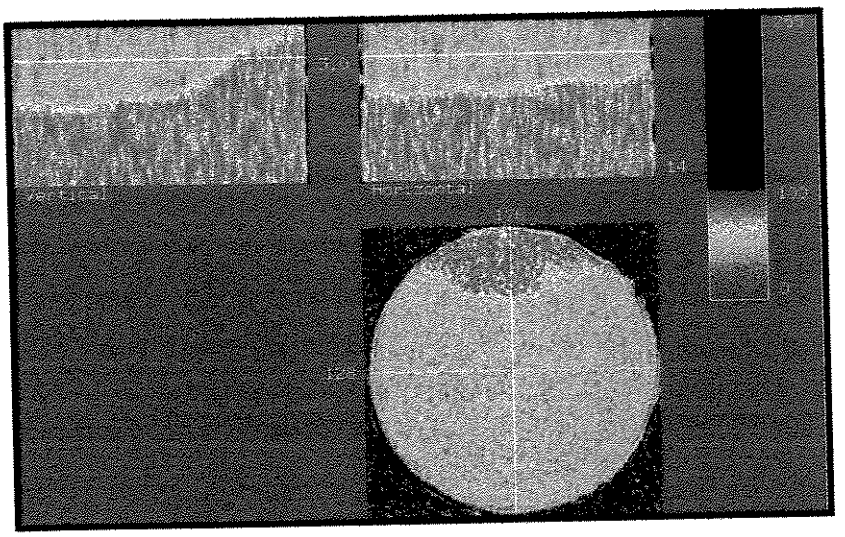


Figura A-88 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 4
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.049, Razão de Viscosidade = 18.23

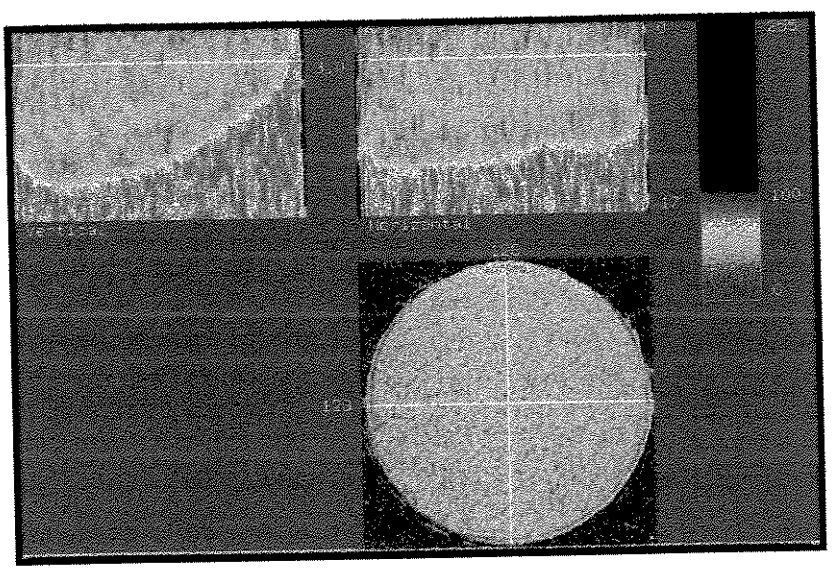


Figura A-89 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 5
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.095, Razão de Viscosidade = 18.23

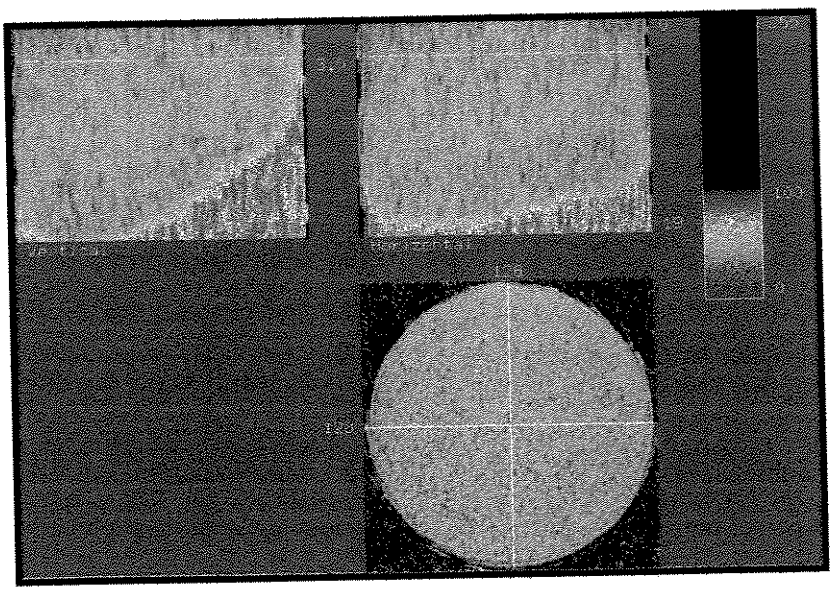


Figura A-90 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 6
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.136, Razão de Viscosidade = 18.23

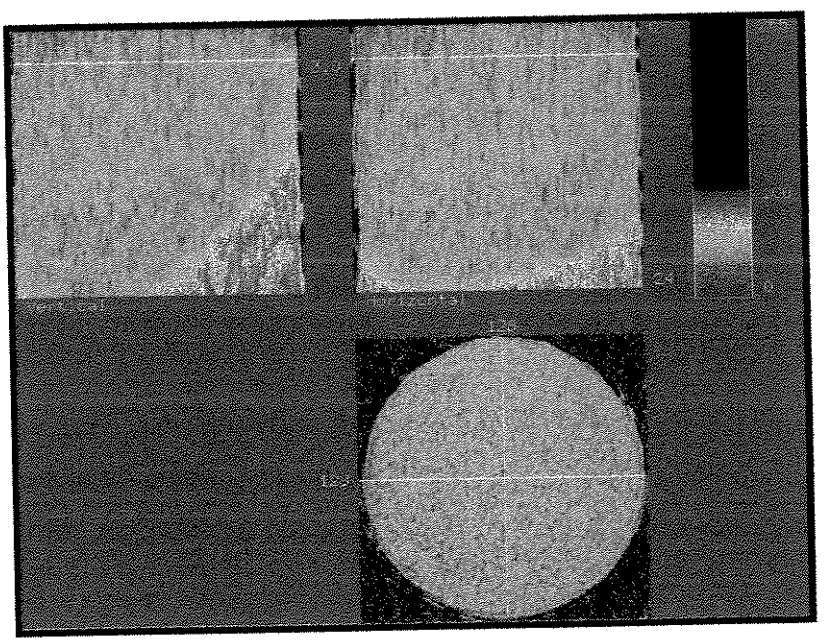


Figura A-91 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 7
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.177, Razão de Viscosidade = 18.23

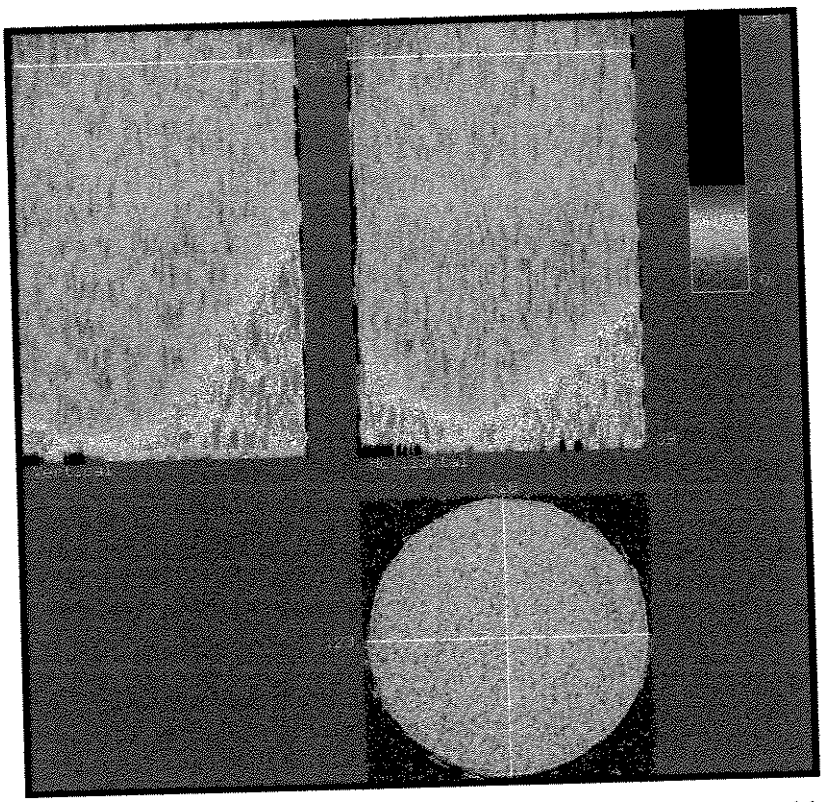


Figura A-92 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 8
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.254, Razão de Viscosidade = 18.23

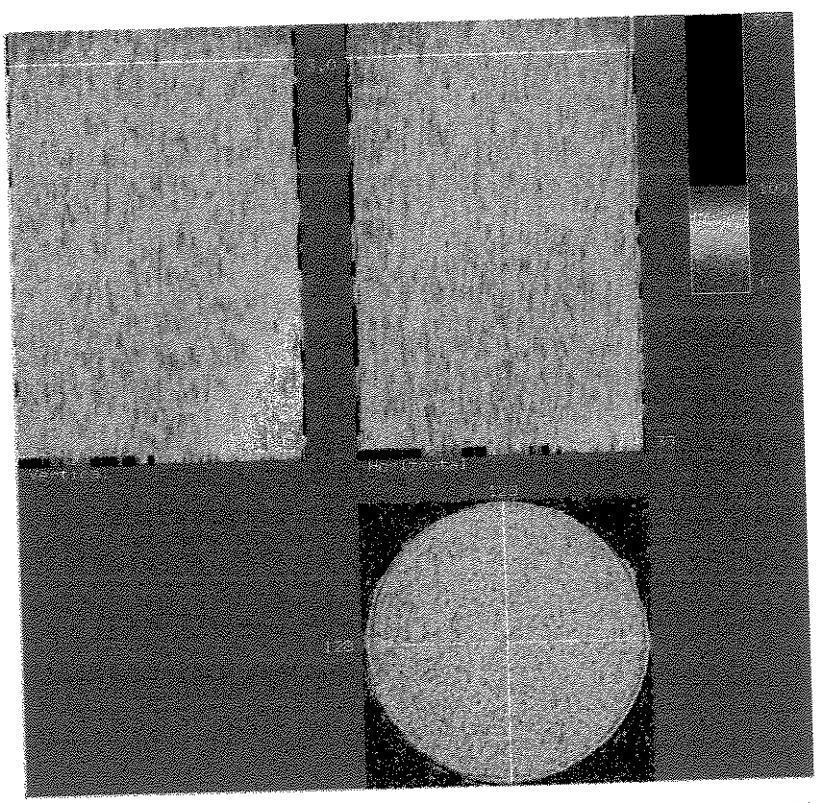
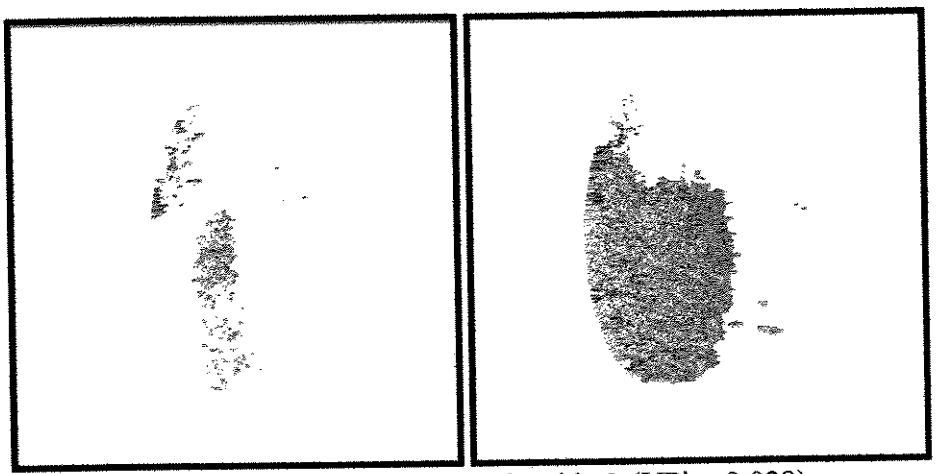
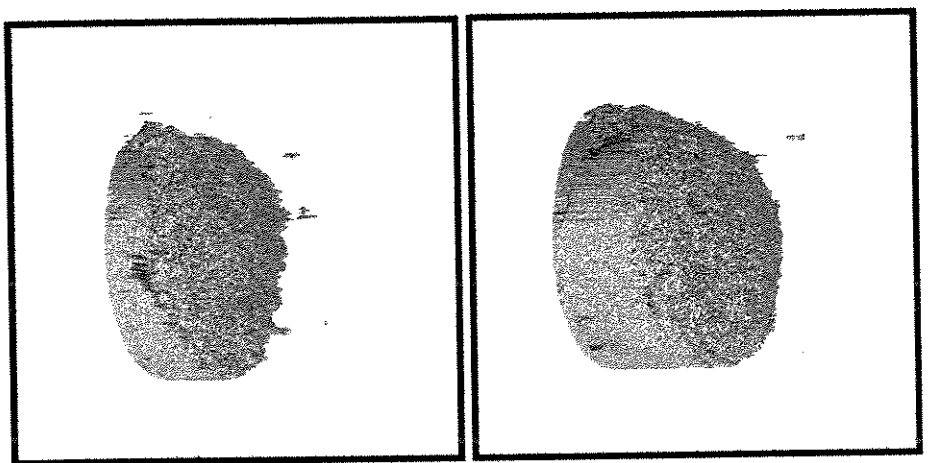


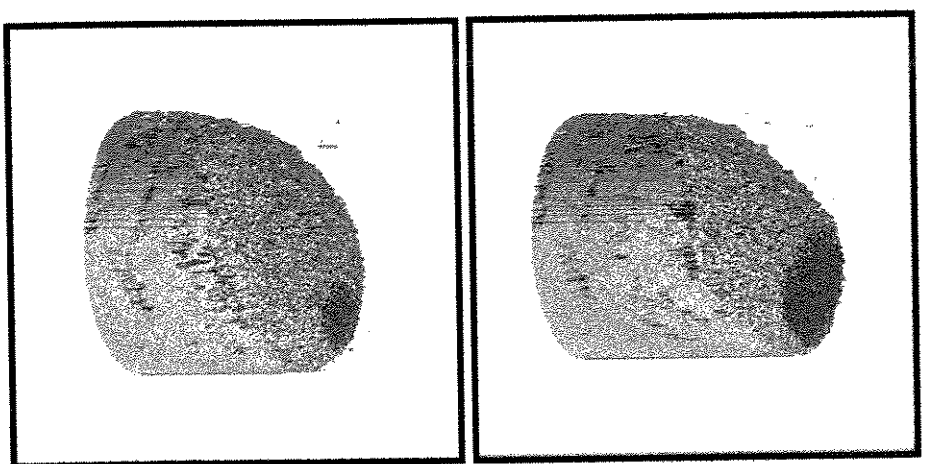
Figura A-93 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 2 - Corrida 9
Qinj = 4.0 cc/min, VPi = 0.315, Razão de Viscosidade = 18.23



Corrida 2 (VPi = 0.021) Corrida 3 (VPi = 0.028)

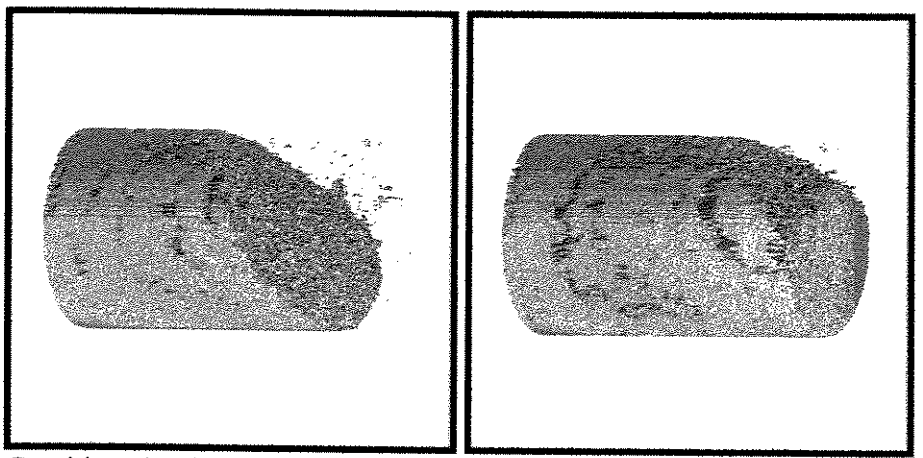


Corrida 4 (VPi = 0.049) Corrida 5 (VPi = 0.095)



Corrida 6 (VPi = 0.136) Corrida 7 (VPi = 0.177)

Figura A-94 Projeção 3D- Berea 4A - Teste 2
Ilustração da evolução do deslocamento nas Corrida 2 a9



Corrida 8 (VPi = 0.254) Corrida 9 (VPi = 0.315)

Figura A-94 Continuação

A.8 Berea 4a - Teste 3

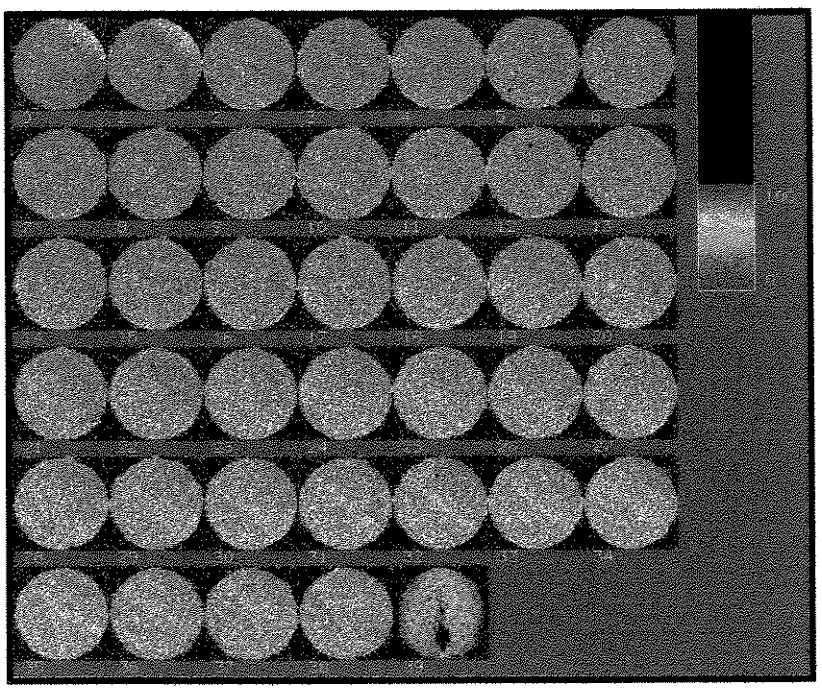


Figura A-95 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 1, (Swi)
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 18.23

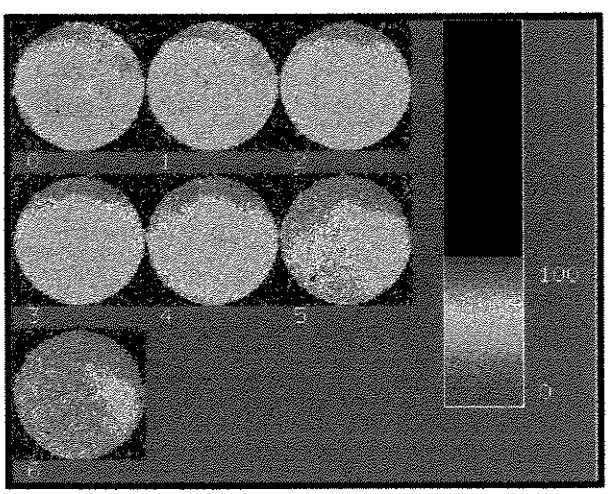


Figura A-96 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 2
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.04, Razão de Viscosidade = 18.23

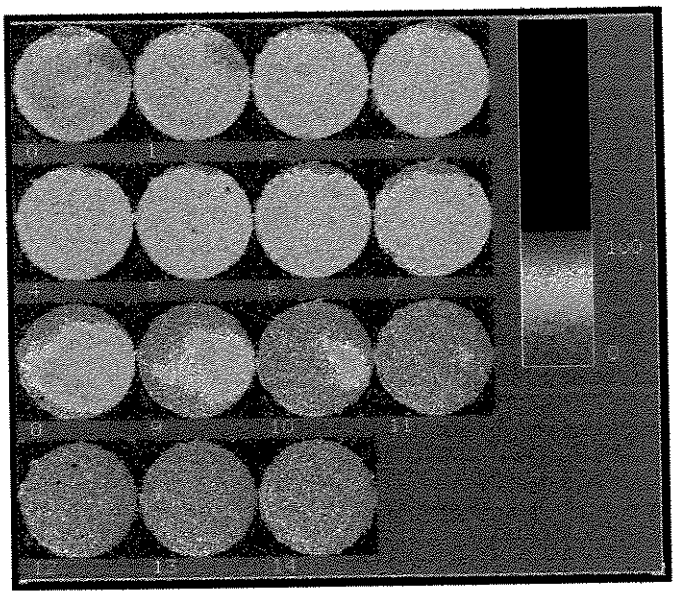


Figura A-97 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 3
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.08, Razão de Viscosidade = 18.23

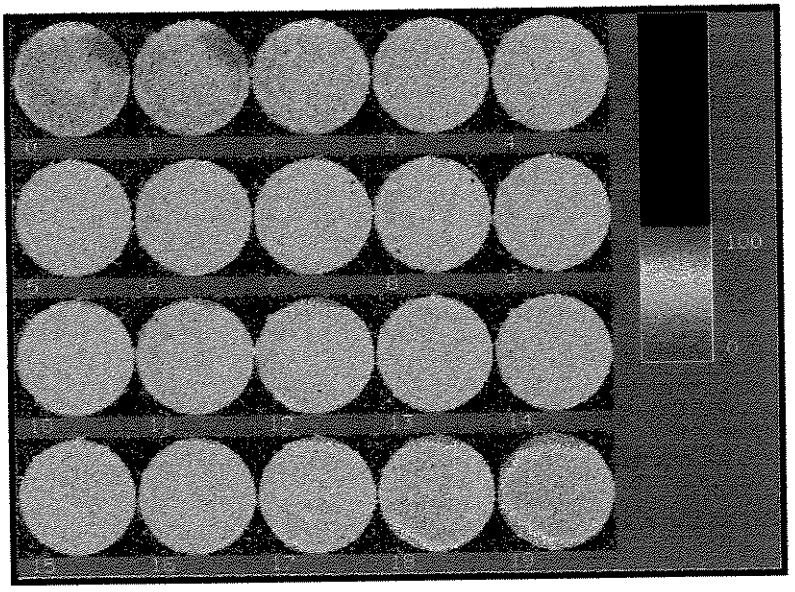


Figura A-98 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 4
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.14, Razão de Viscosidade = 18.23

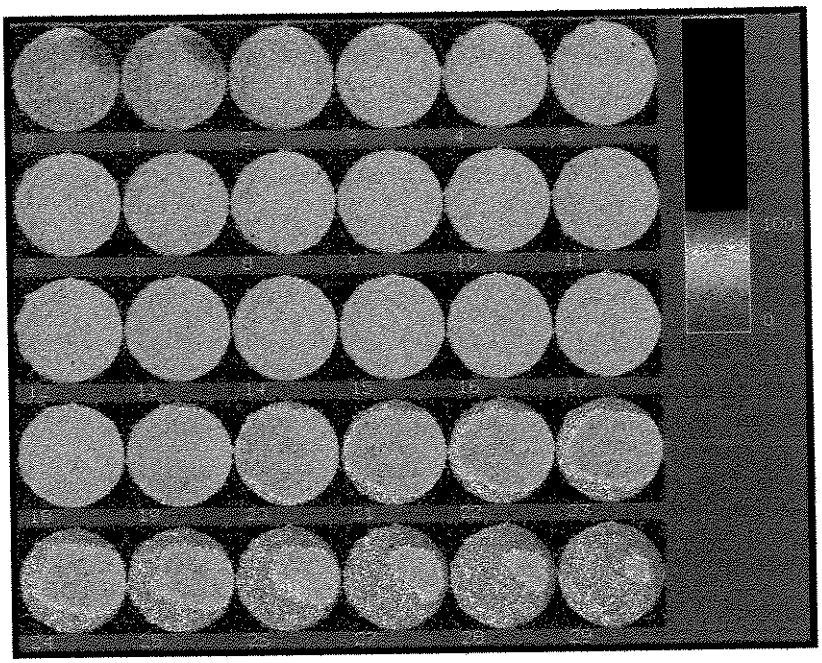


Figura A-99 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 5
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.200, Razão de Viscosidade = 18.23

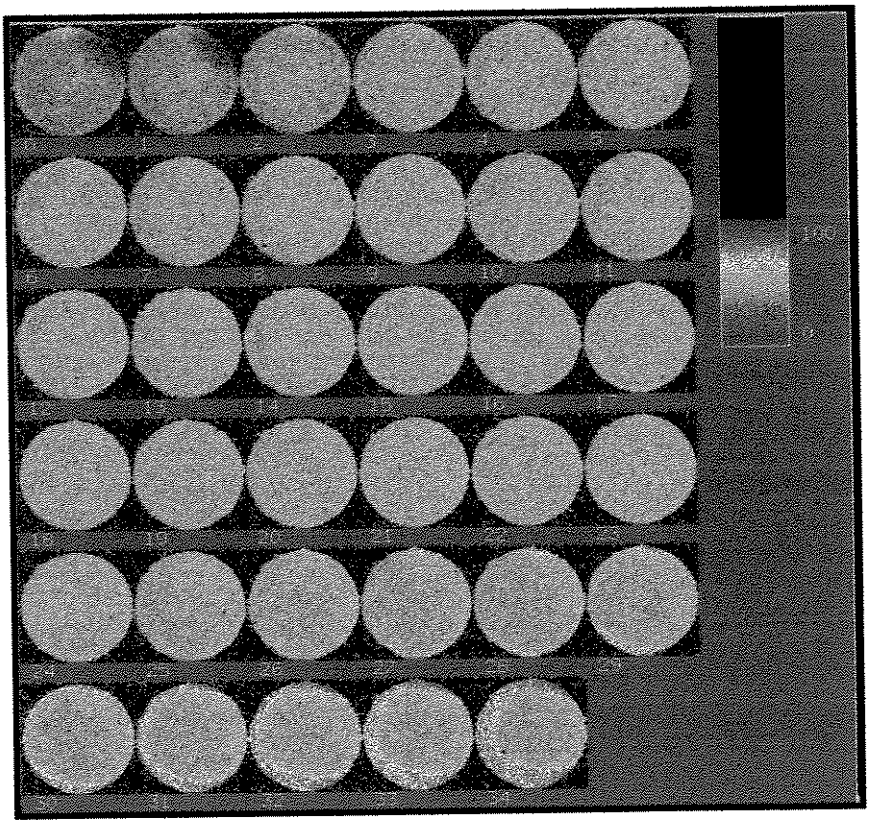


Figura A-100 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 6
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.260, Razão de Viscosidade = 18.23

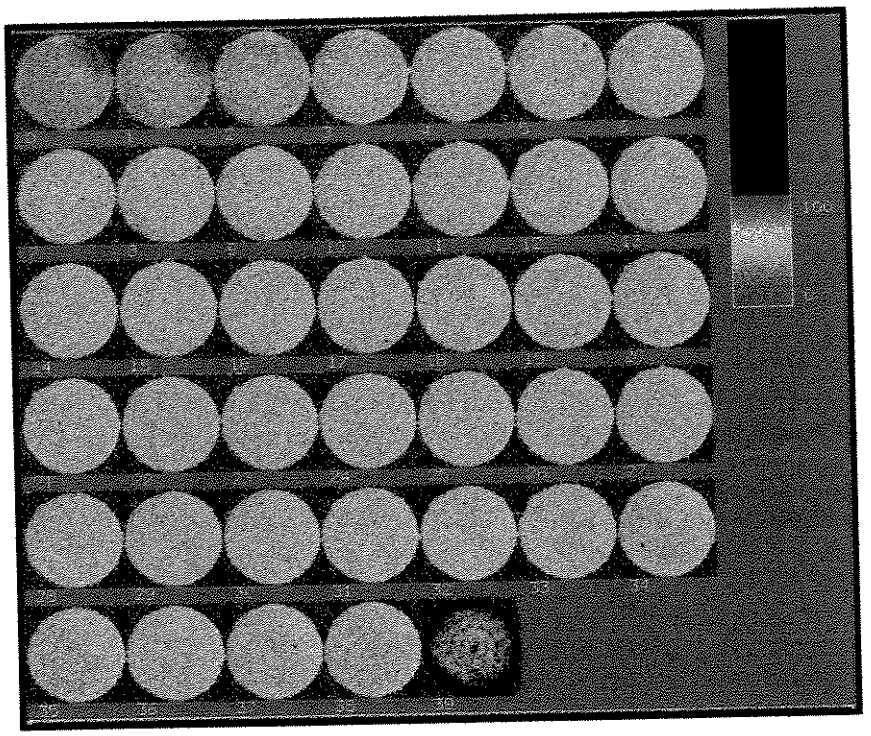


Figura A-101 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 7
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.370, Razão de Viscosidade = 18.23

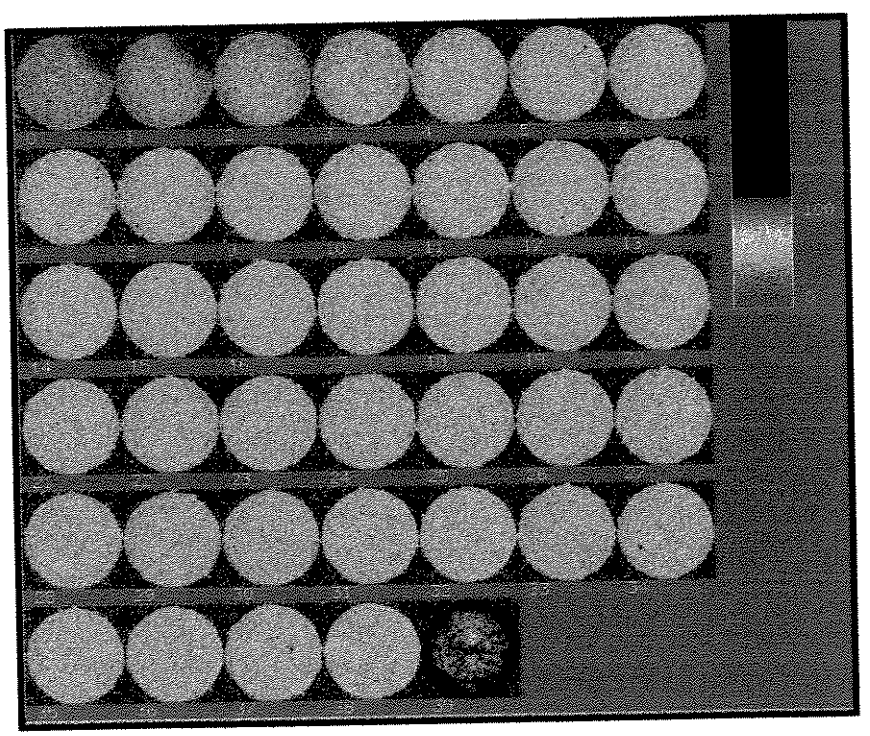


Figura A-102 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 8 (Sor)
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 1.140, Razão de Viscosidade = 18.23

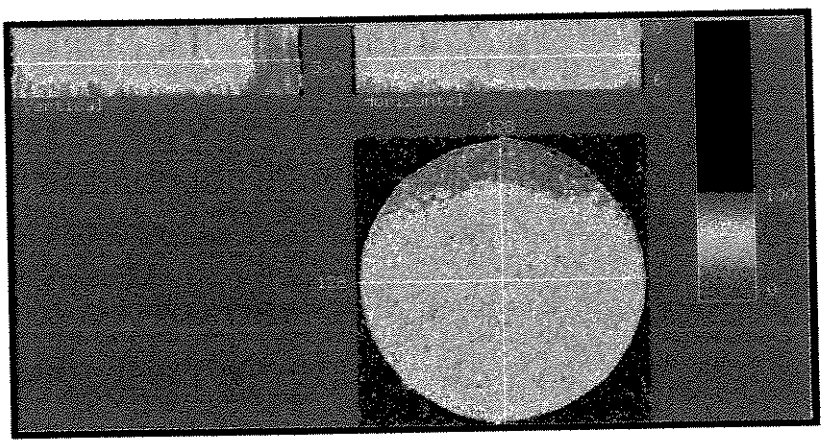


Figura A-103 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 2
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.04, Razão de Viscosidade = 18.23

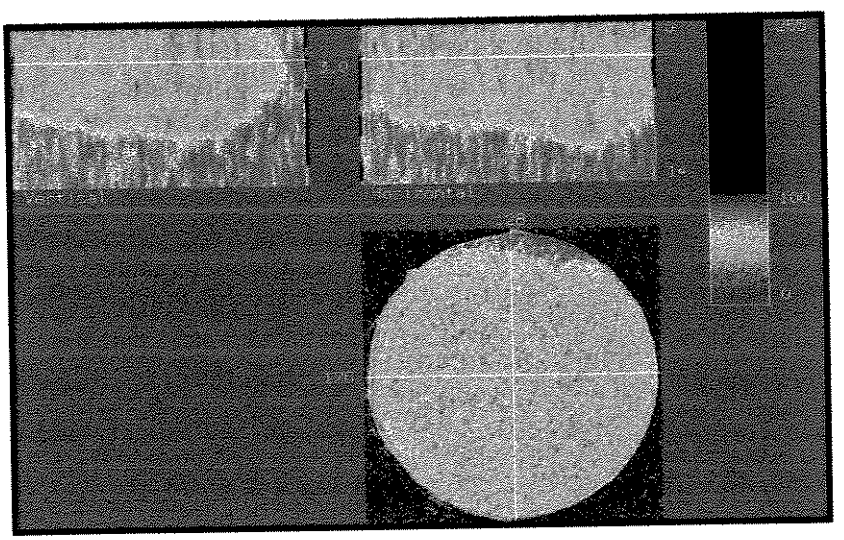


Figura A-104 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 3
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.08, Razão de Viscosidade = 18.23

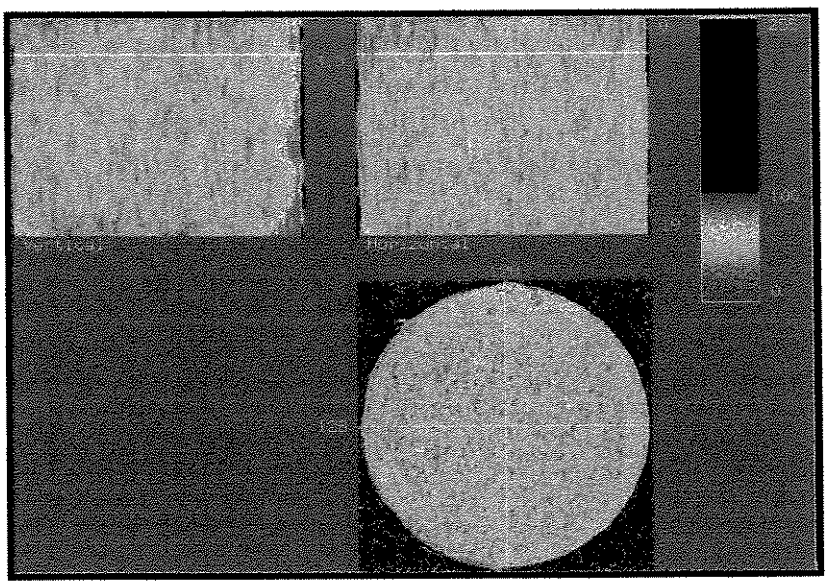


Figura A-105 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 4
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.14, Razão de Viscosidade = 18.23

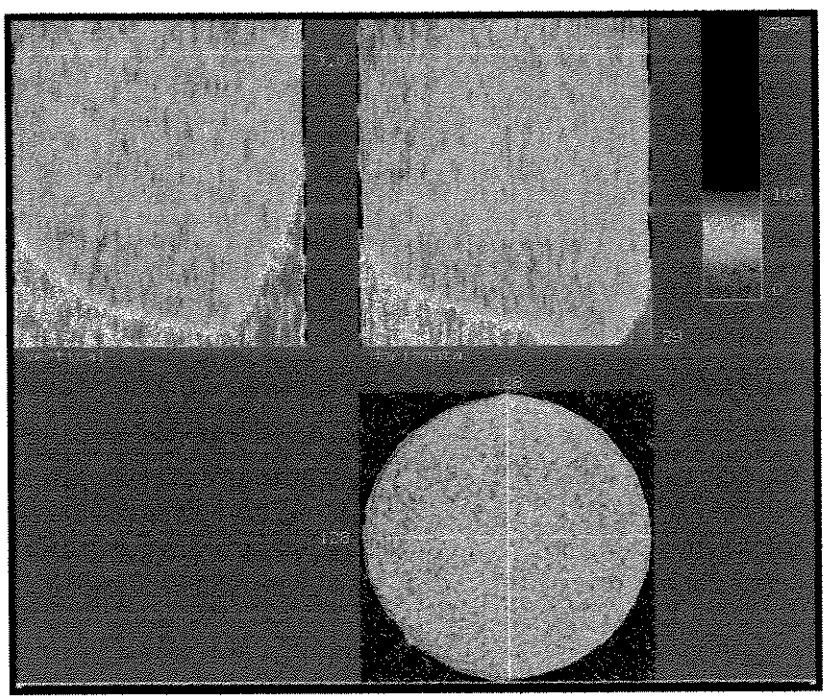


Figura A-106 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 5
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.20, Razão de Viscosidade = 18.23

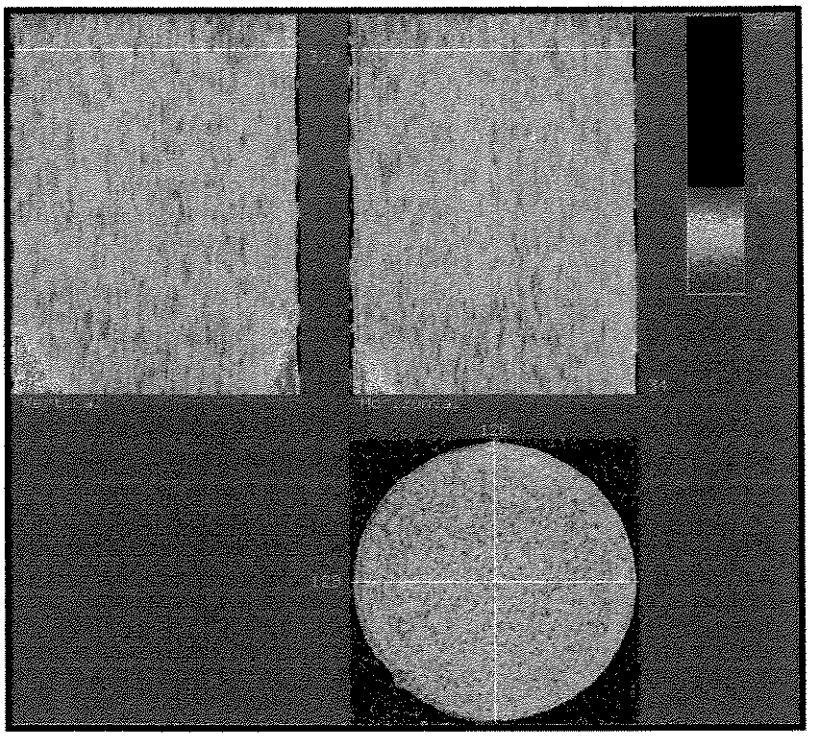


Figura A-107 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 6
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.26, Razão de Viscosidade = 18.23

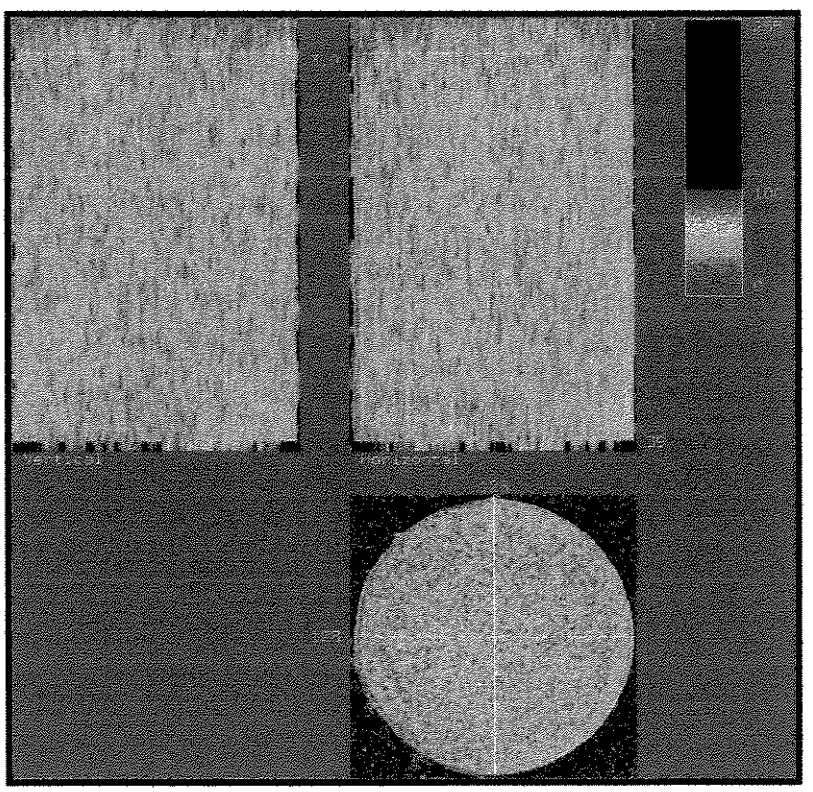
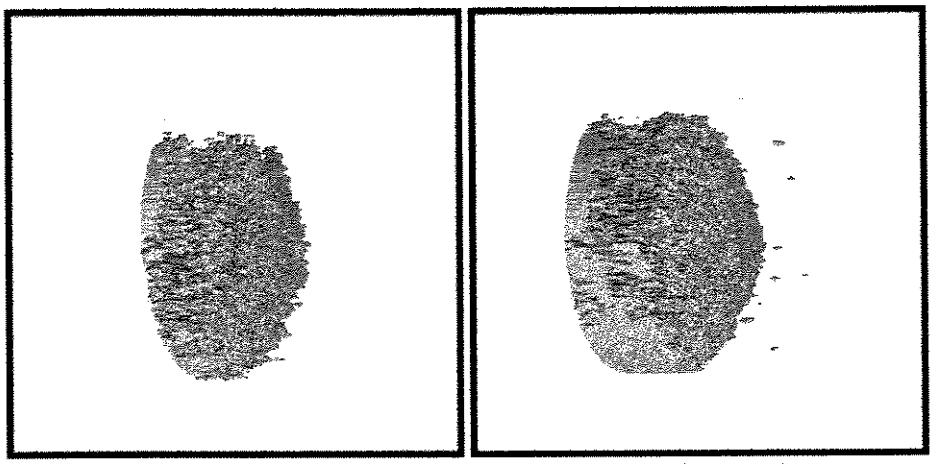
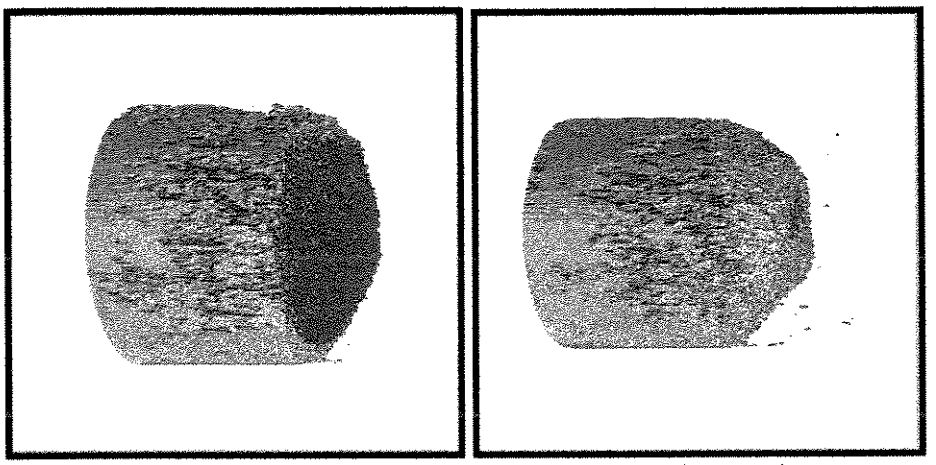


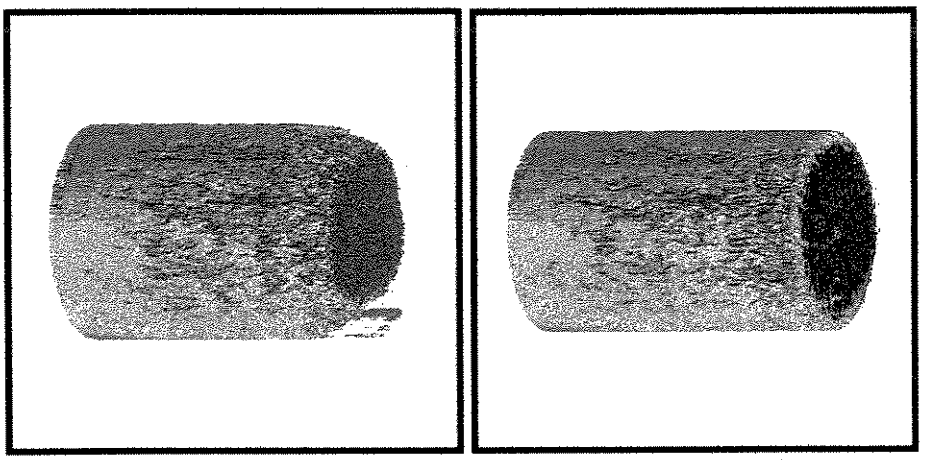
Figura A-108 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 3 - Corrida 7
Qinj = 6.0 cc/min, VPi = 0.37, Razão de Viscosidade = 18.23



Corrida 2 (VPi = 0.04) Corrida 3 (VPi = 0.08)



Corrida 4 (VPi = 0.14) Corrida 5 (VPi = 0.20)



Corrida 6 (VPi = 0.26) Corrida 7 (VPi = 0.37)

Figura A-109 Projeção 3D- Berea 4A - Teste 3
Ilustração da evolução do deslocamento nas Corrida 2 a6

A.9 Berea 4a - Teste 4

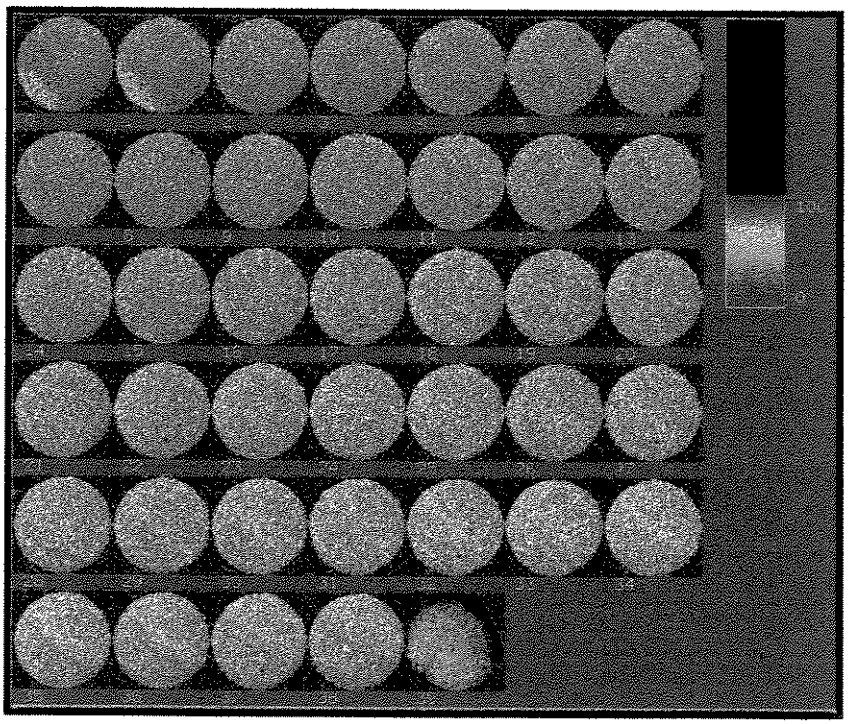


Figura A-110 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 1, (Swi)
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 18.23

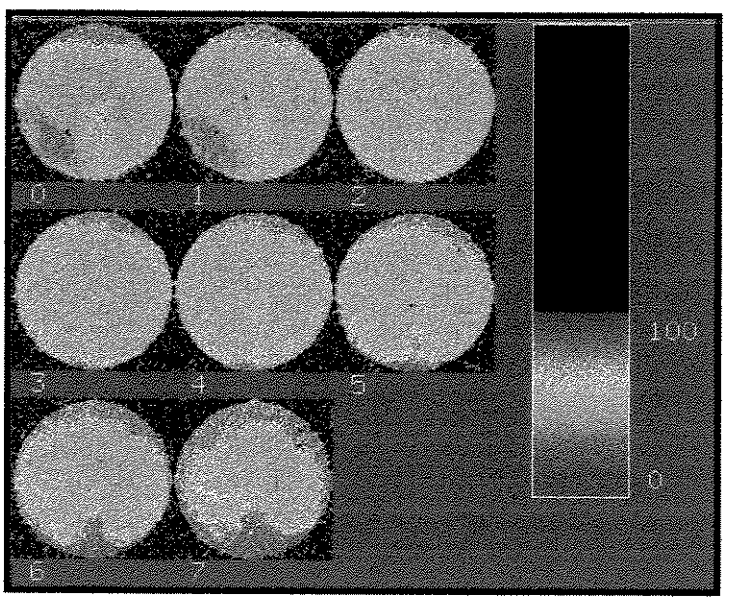


Figura A-111 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 2
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.047, Razão de Viscosidade = 18.23

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

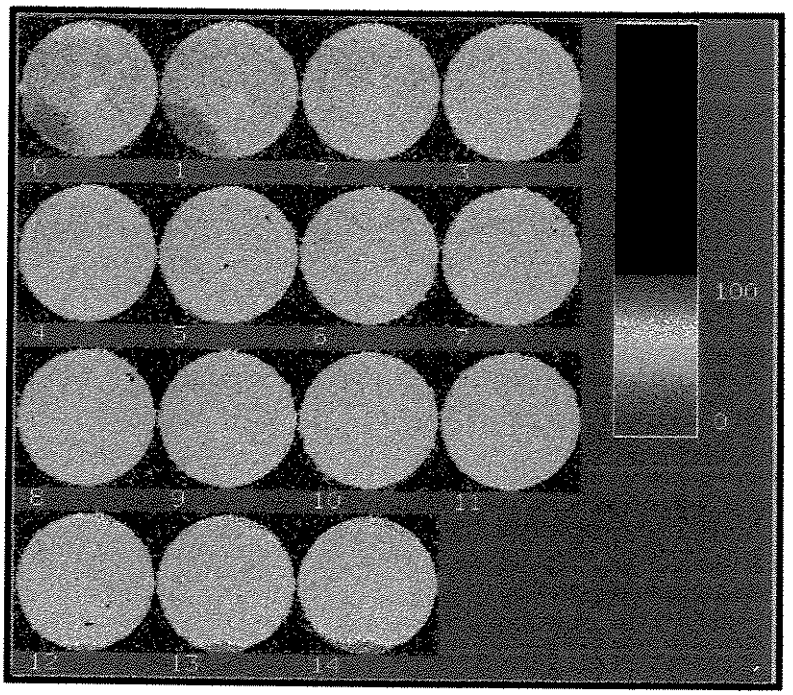


Figura A-112 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 3
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.123, Razão de Viscosidade = 18.23

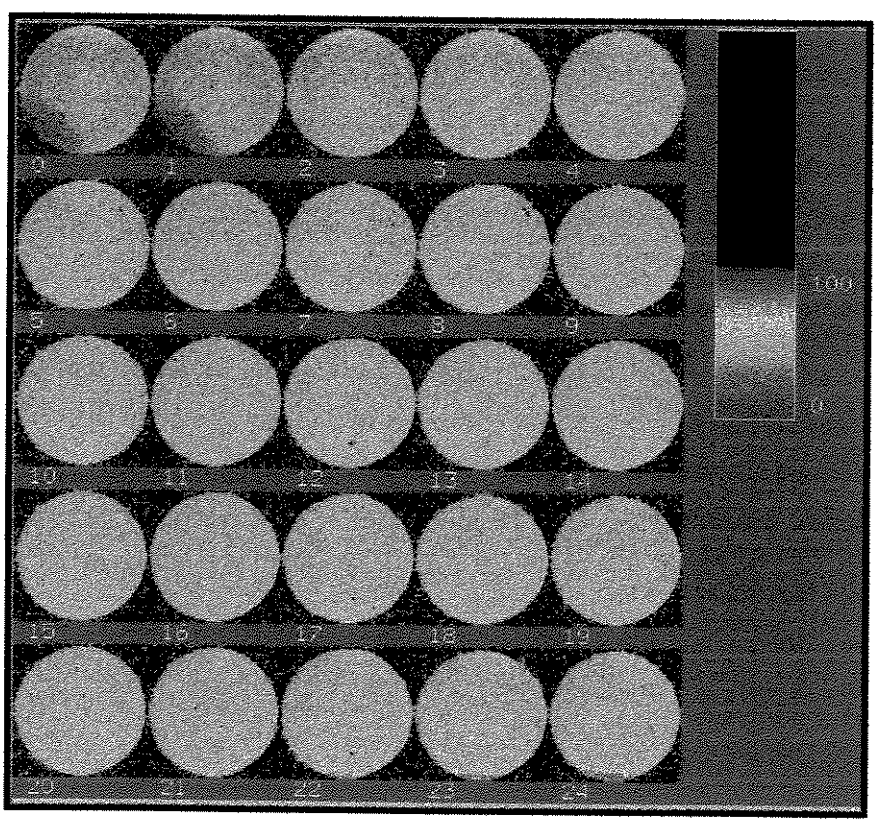


Figura A-113 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 4
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.219, Razão de Viscosidade = 18.23

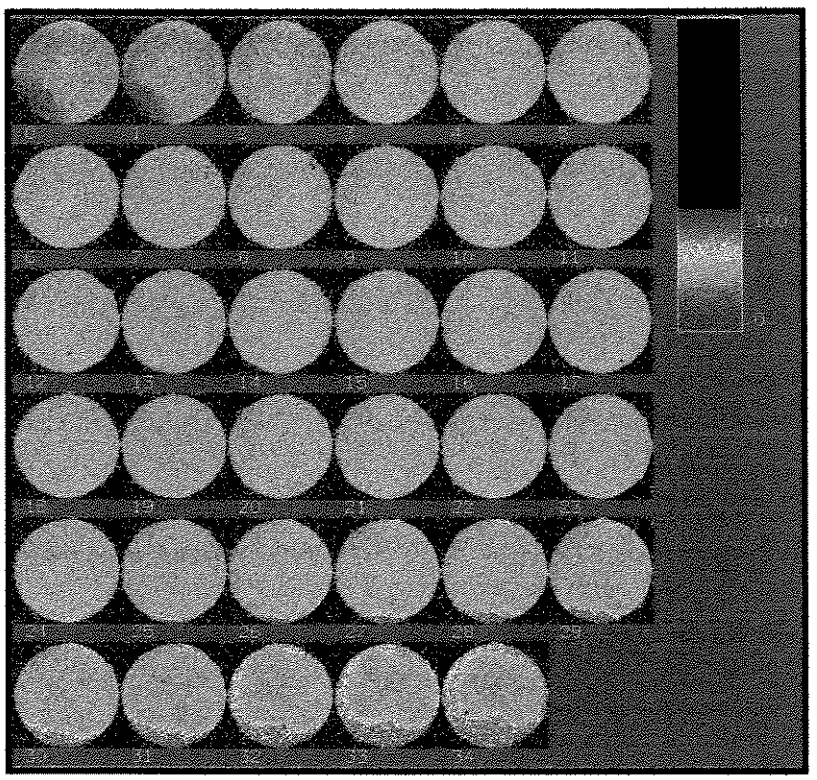


Figura A-114 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 5
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.247, Razão de Viscosidade = 18.23

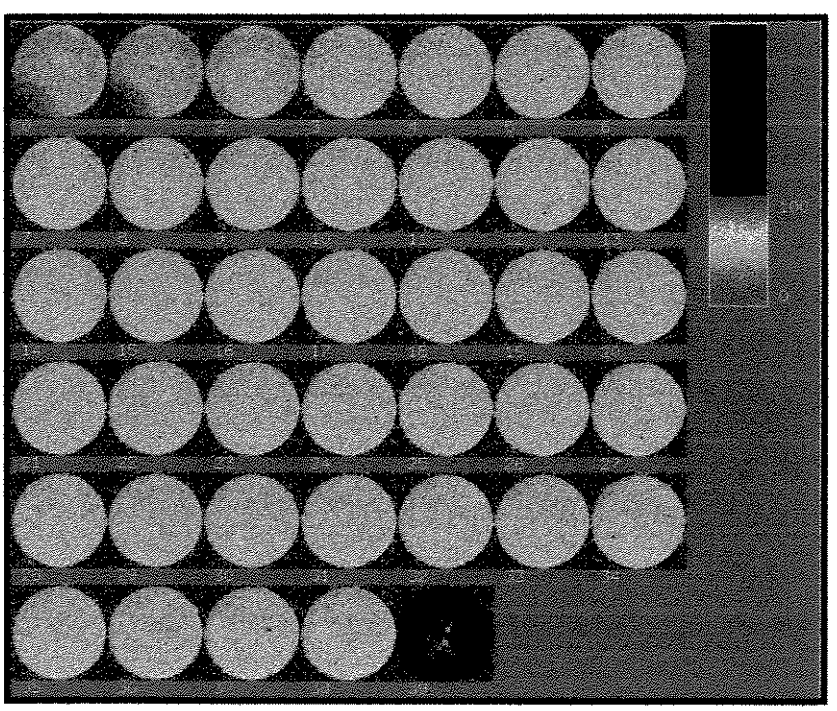


Figura A-115 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 6
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.362, Razão de Viscosidade = 18.23

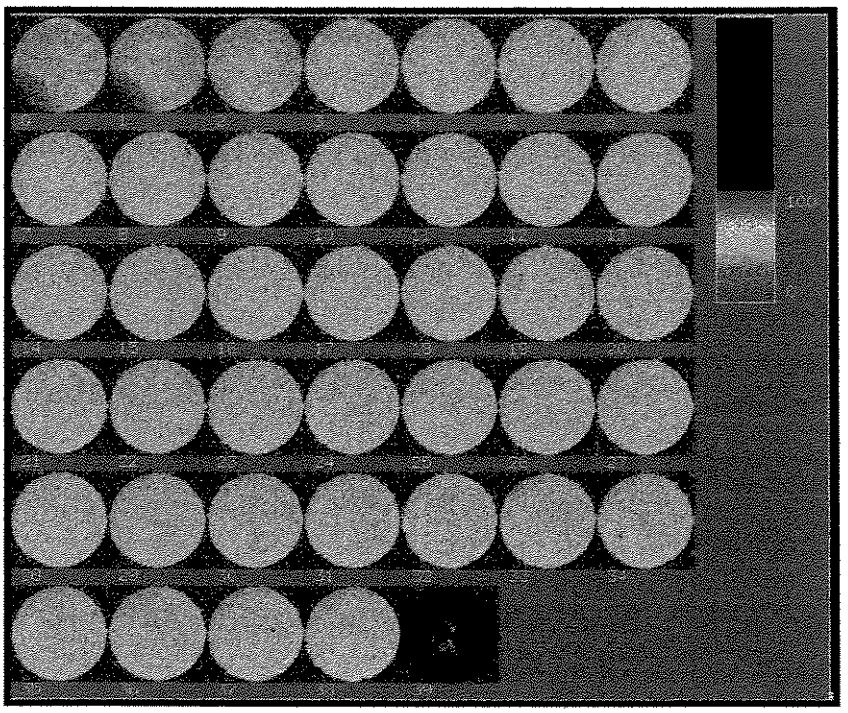


Figura A-116 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 7
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.491, Razão de Viscosidade = 18.23

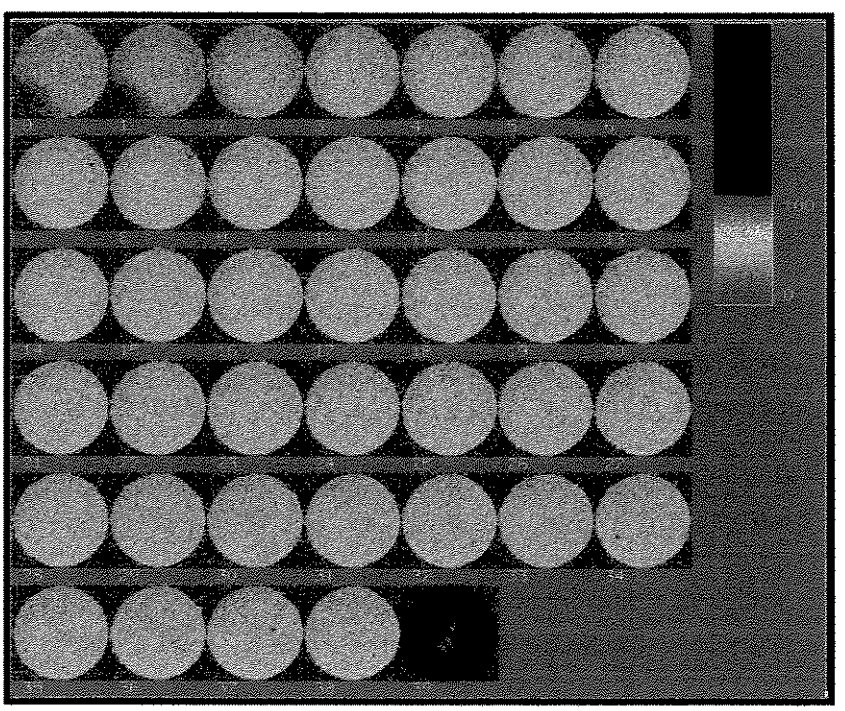


Figura A-117 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 9 (Sor)
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 1.236, Razão de Viscosidade = 18.23

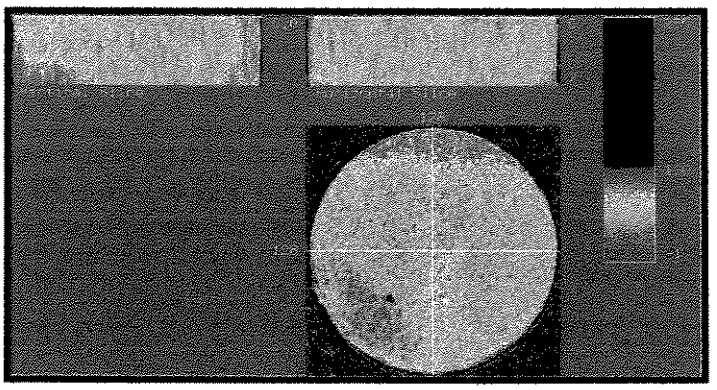


Figura A-118 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 2
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.047, Razão de Viscosidade = 18.23

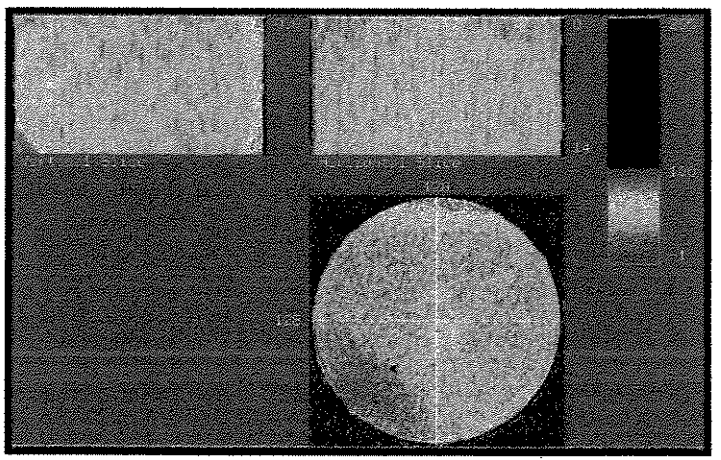


Figura A-119 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 3
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.123, Razão de Viscosidade = 18.23

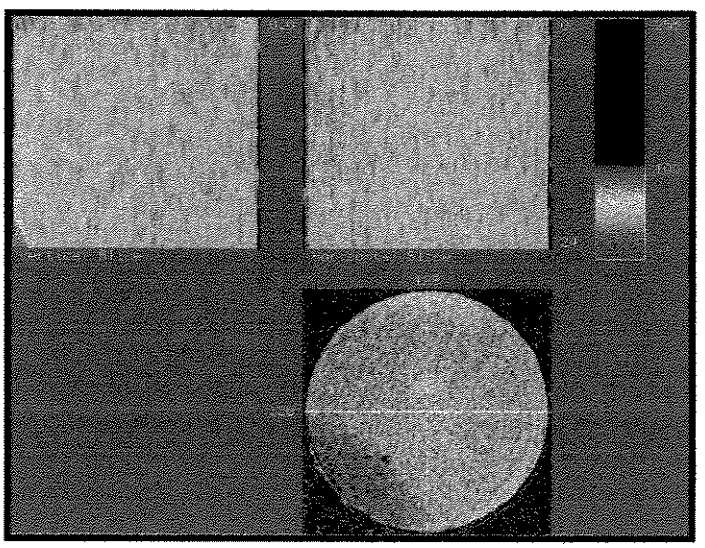


Figura A-120 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 4
Qinj = 80 cc/min, VPi = 0.219, Razão de Viscosidade = 18.23

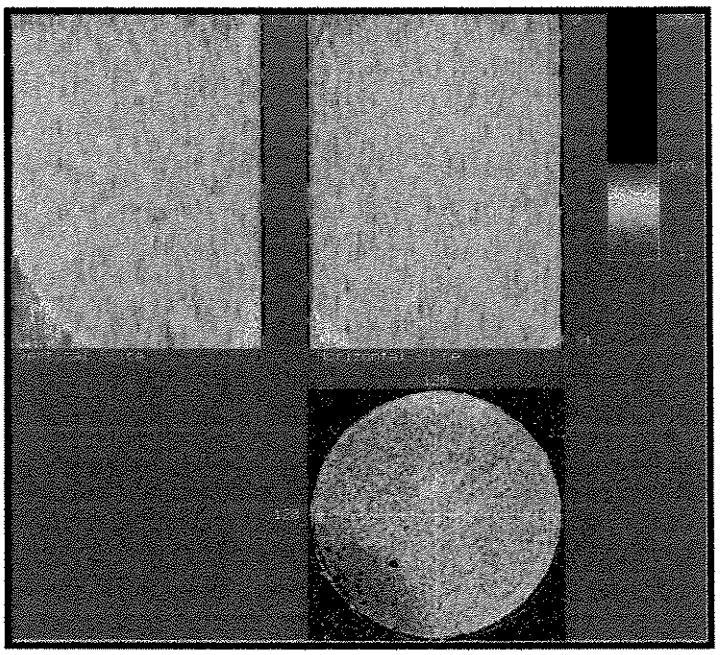


Figura A-121 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 5
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.247, Razão de Viscosidade = 18.23

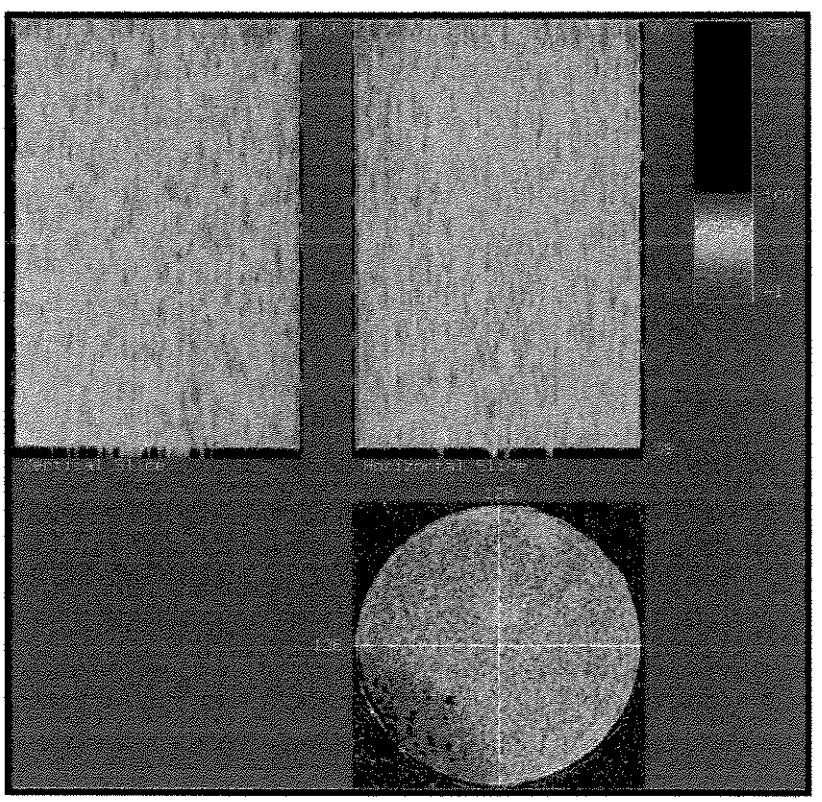


Figura A-122 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 6
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.362, Razão de Viscosidade = 18.23

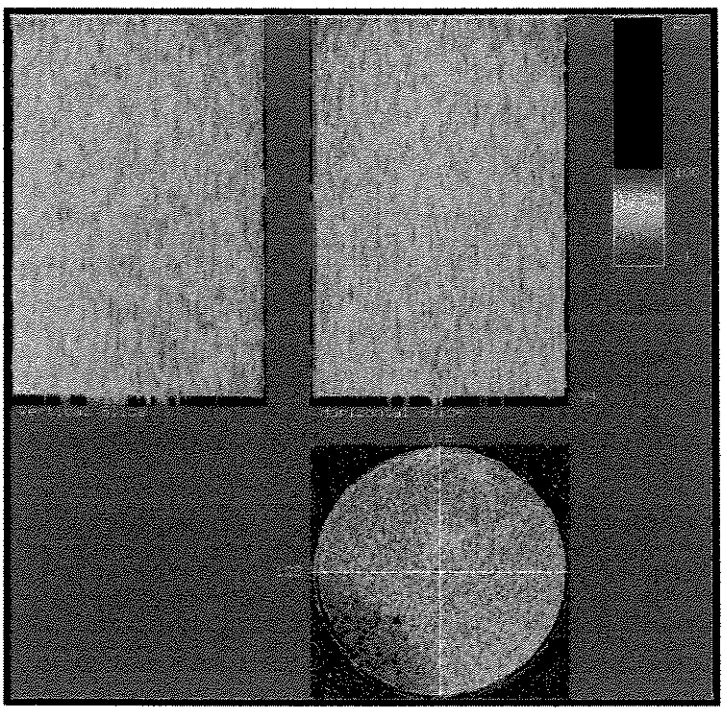


Figura A-123 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 4 - Corrida 7
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.491, Razão de Viscosidade = 18.23

A.10 Berea 4a - Teste 5

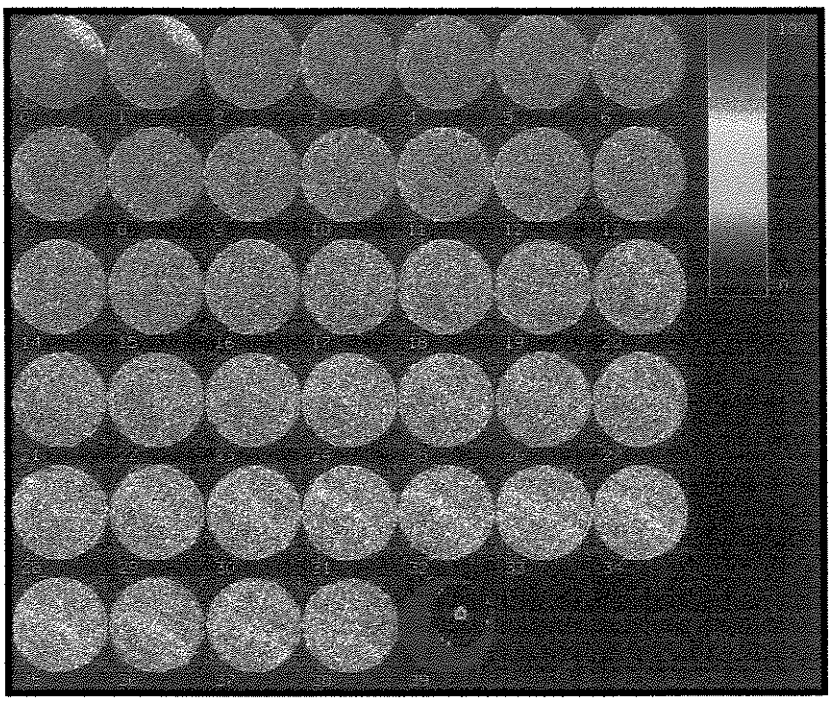


Figura A-124 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 1, (Swi)
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/18.23

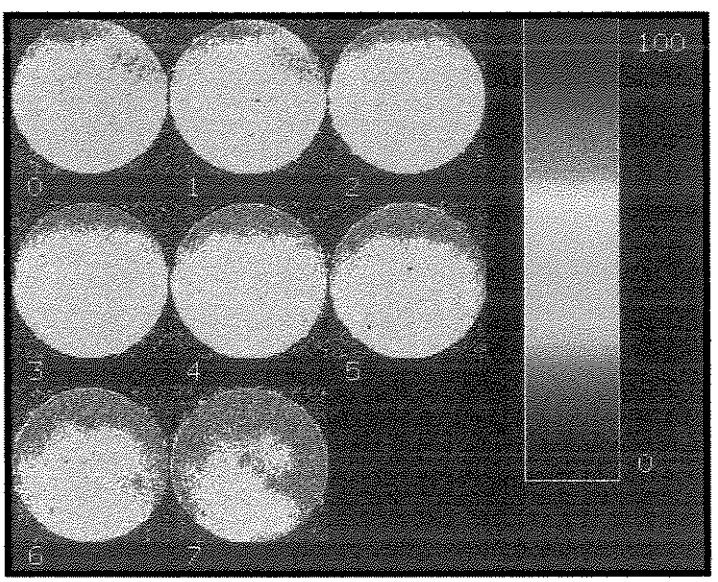


Figura A-125 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 2
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.042, Razão de Viscosidade = 18.23

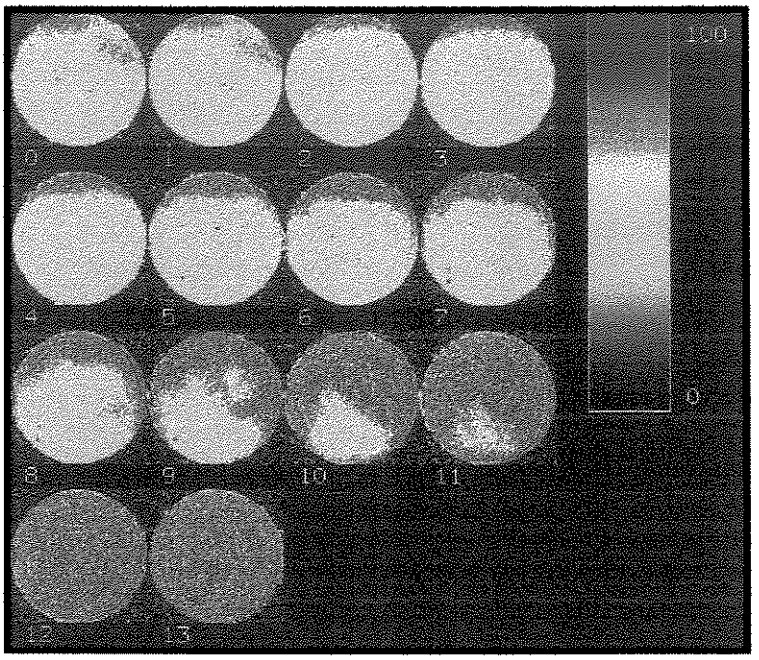


Figura A-126 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 3
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.085, Razão de Viscosidade = 18.23

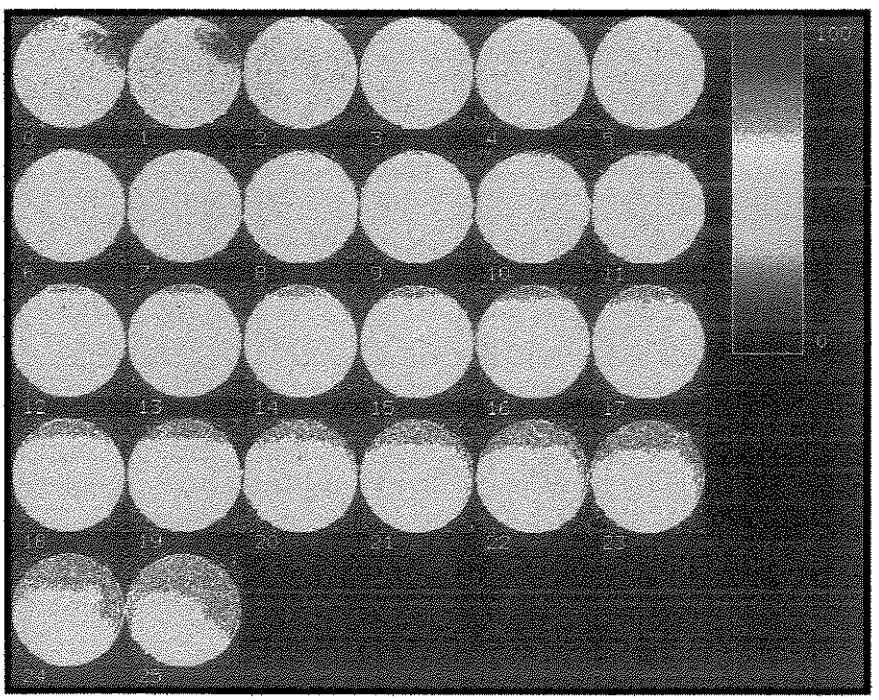


Figura A-127 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 4
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.162, Razão de Viscosidade = 18.23

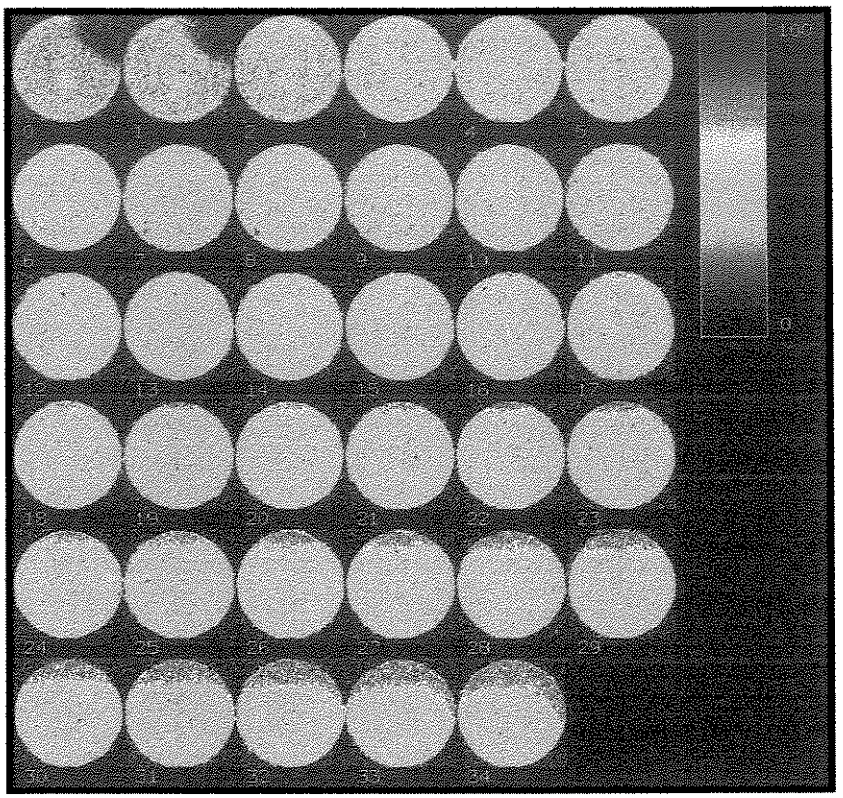


Figura A-128 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 5
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.254, Razão de Viscosidade = 18.23

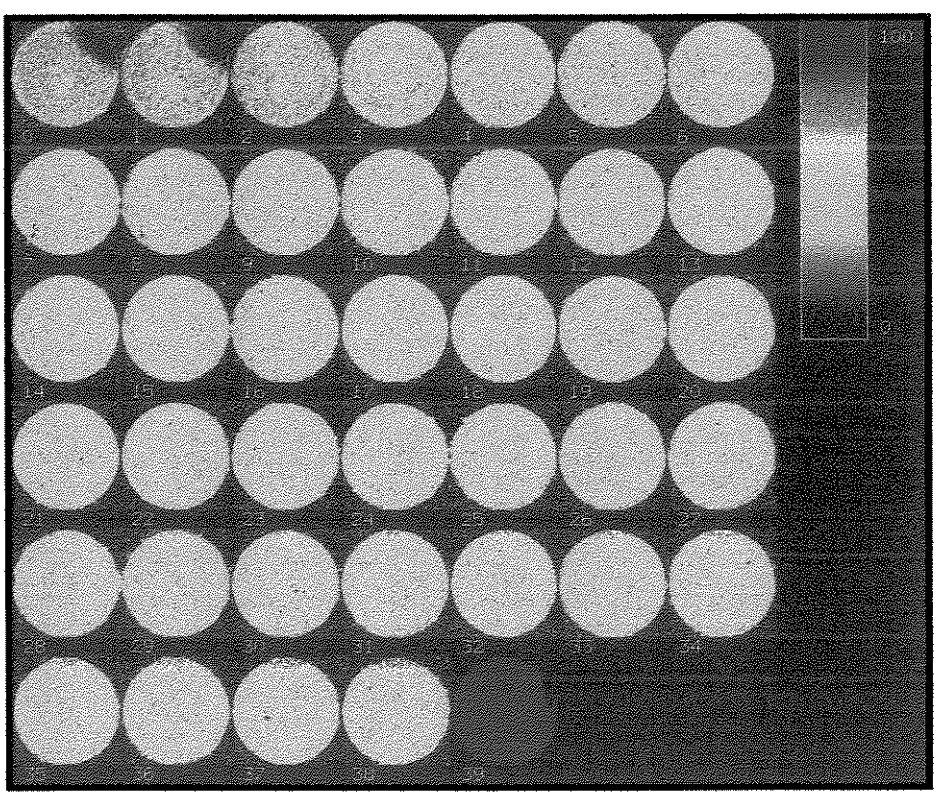


Figura A-129 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 6
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.364, Razão de Viscosidade = 18.23

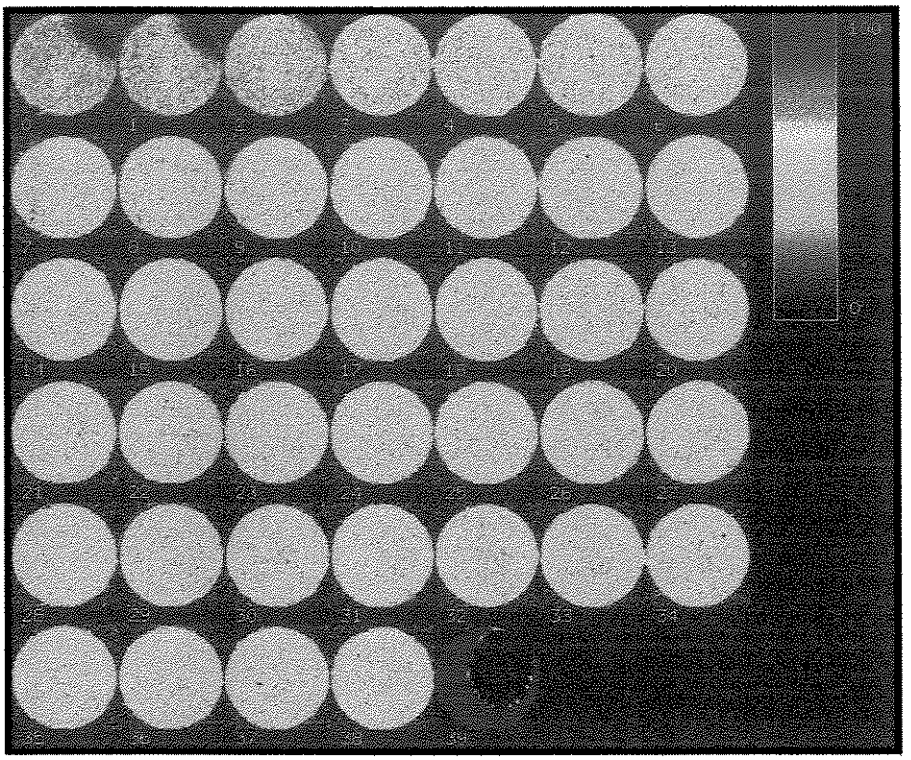


Figura A-130 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 7
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.463, Razão de Viscosidade = 18.23

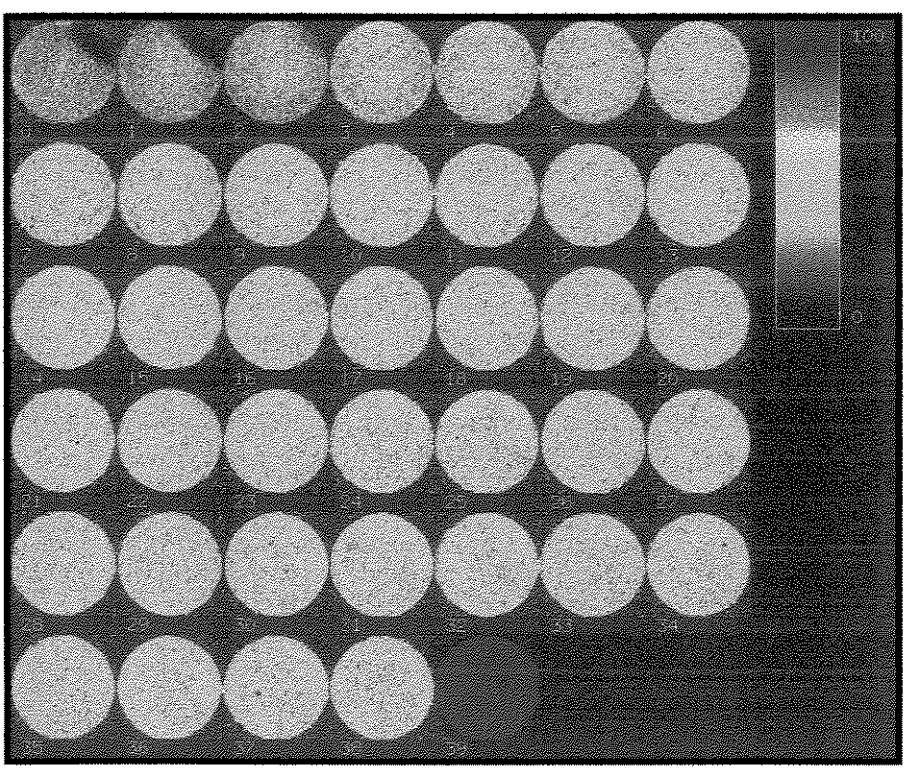


Figura A-131 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 8 (Sor)
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 1.301, Razão de Viscosidade = 18.23

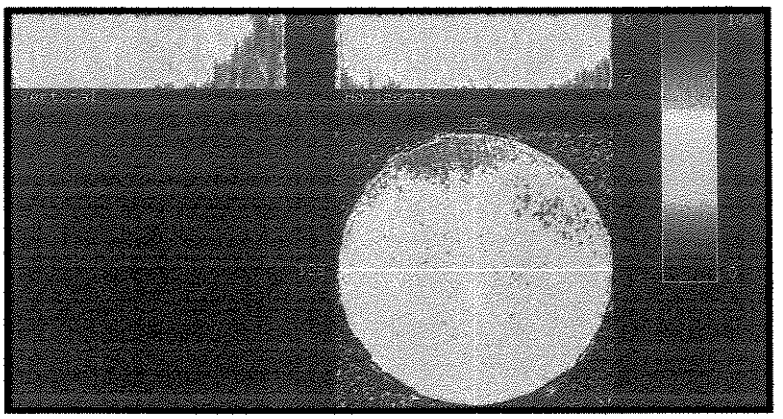


Figura A-132 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 2
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.042, Razão de Viscosidade = 18.23

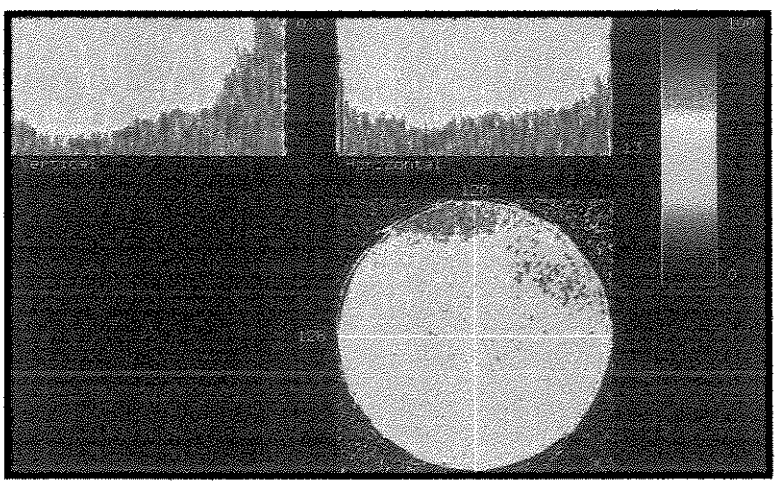


Figura A-133 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 3
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.085, Razão de Viscosidade = 18.23

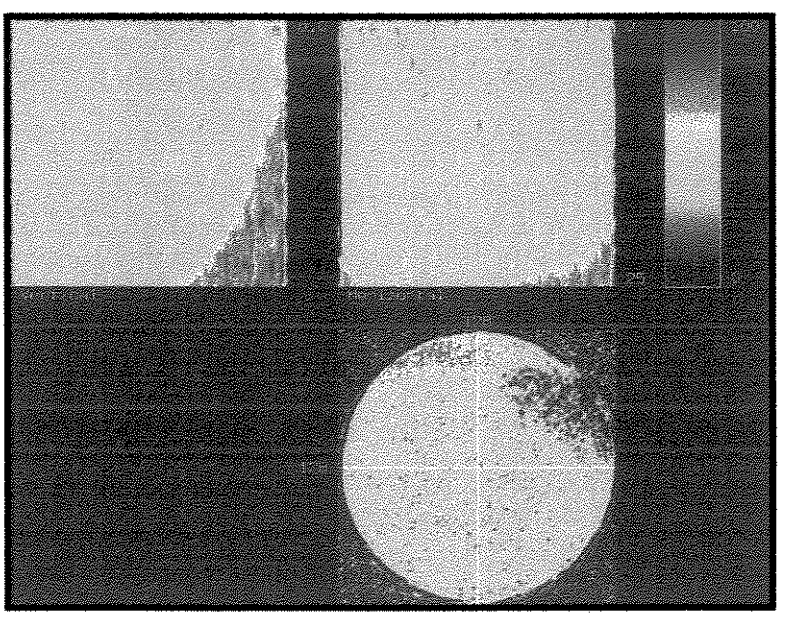


Figura A-134 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 4
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.162, Razão de Viscosidade = 18.23

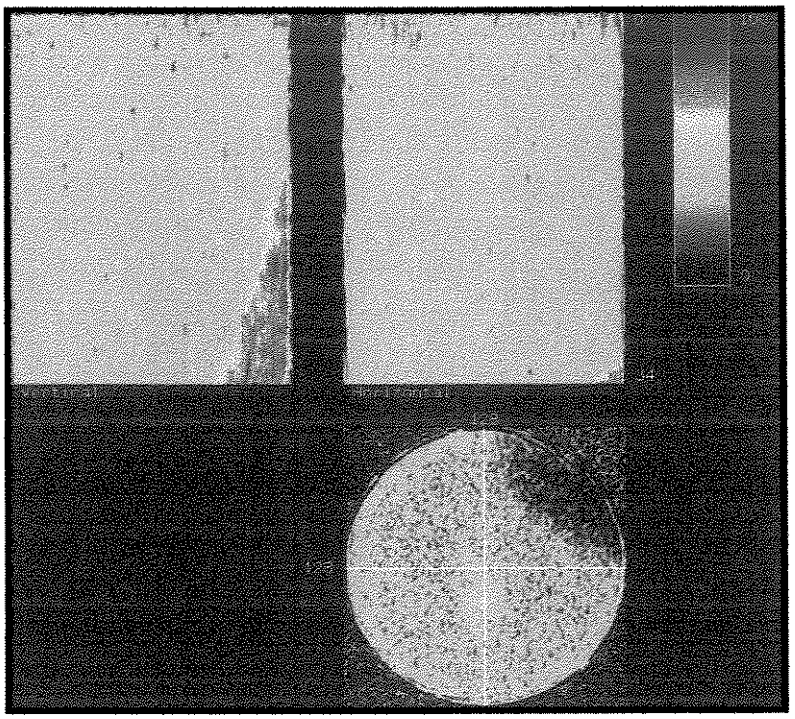


Figura A-135 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 5
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.254, Razão de Viscosidade = 18.23

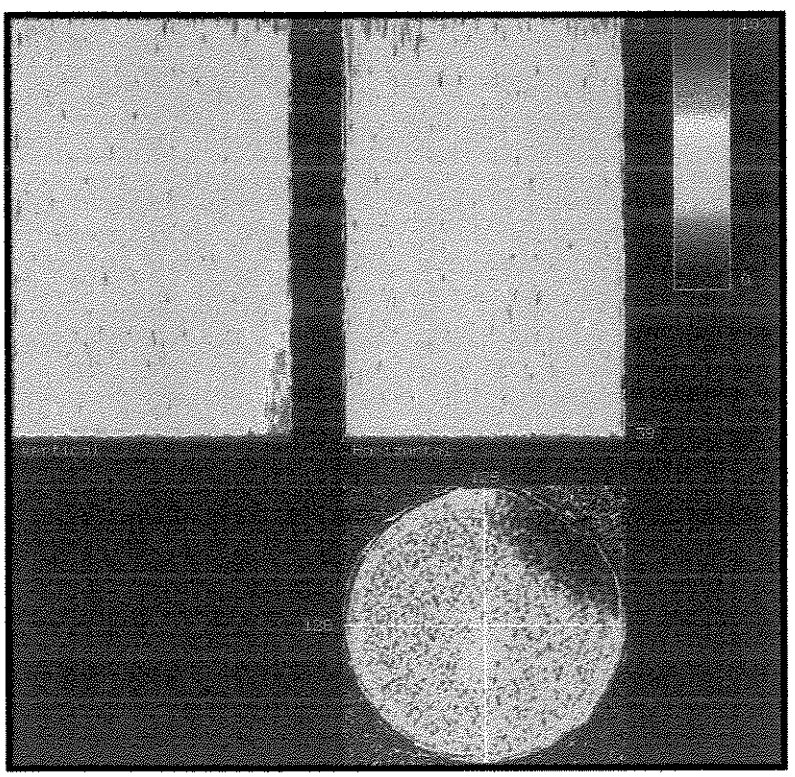


Figura A-136 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 6
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 0.364, Razão de Viscosidade = 18.23

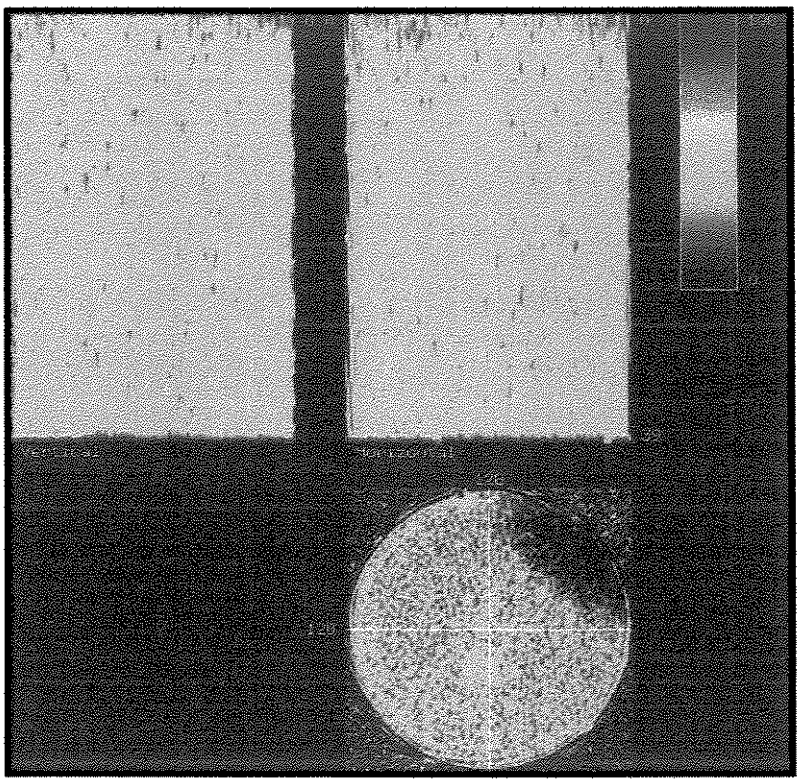
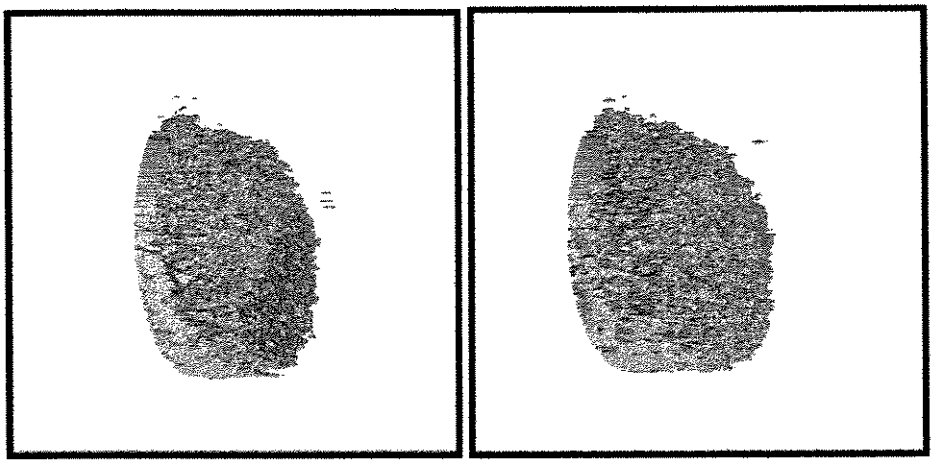
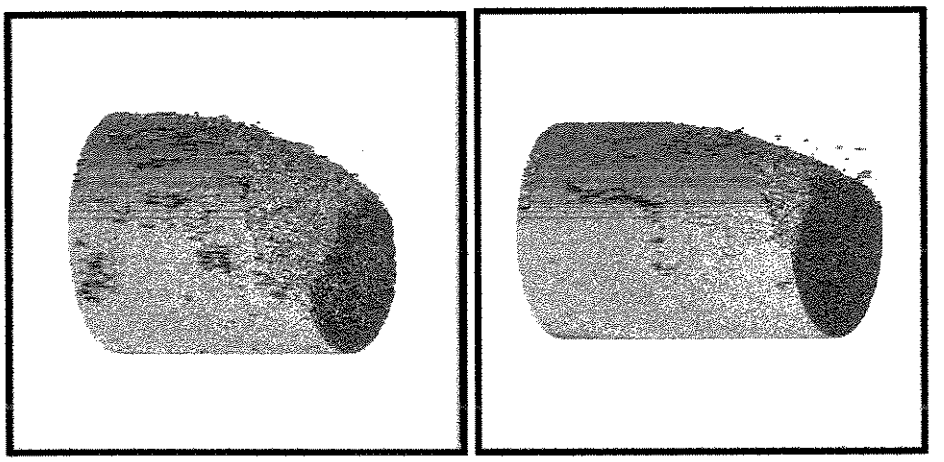


Figura A-137 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 5 - Corrida 7
Qinj = 8.0 cc/min, VPi = 1.301, Razão de Viscosidade = 18.23



Corrida 2 (VPi = 0.042) Corrida 3 (VPi = 0.085)



Corrida 4 (VPi = 0.162) Corrida 5 (VPi = 0.254)

Figura A-138 Projeção 3D- Berea 4A - Teste 5
Ilustração da evolução do deslocamento nas Corrida 2 a 5

A.11 Berea 4a - Teste 6

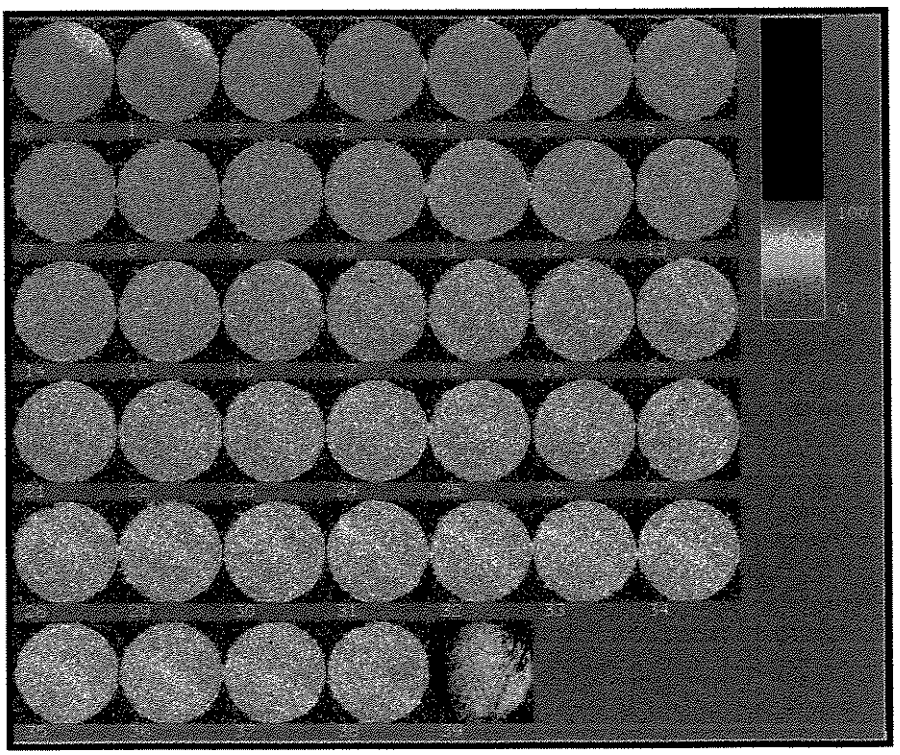


Figura A-139 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 1, (Swi)
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/92.0

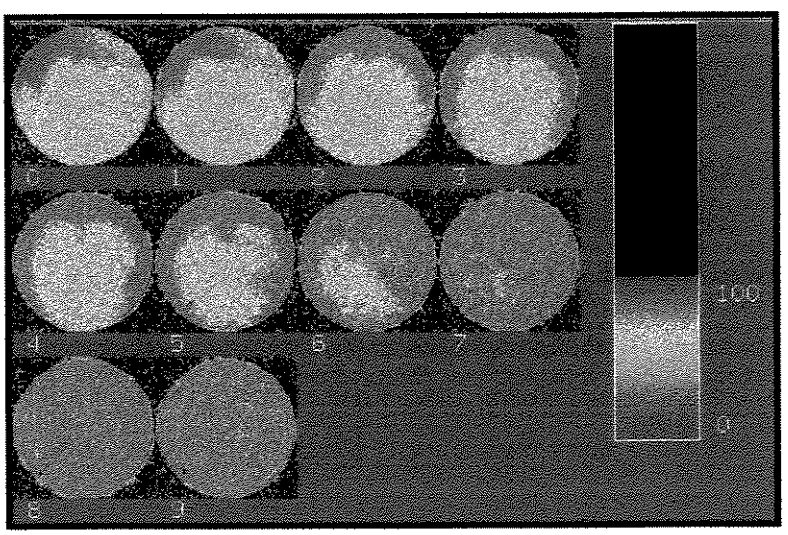


Figura A-140 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 2
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.022, Razão de Viscosidade = 92.0

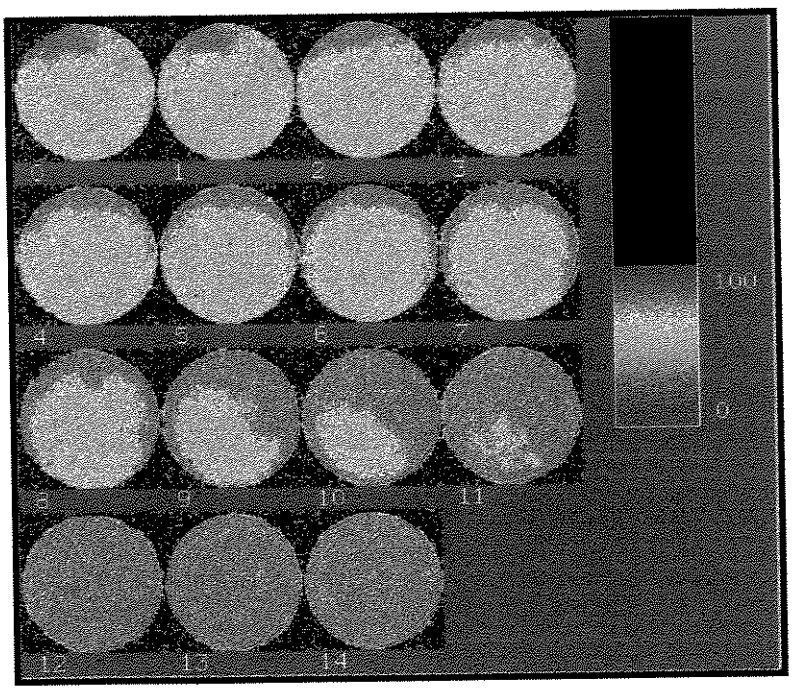


Figura A-141 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 3
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.050, Razão de Viscosidade = 92.0

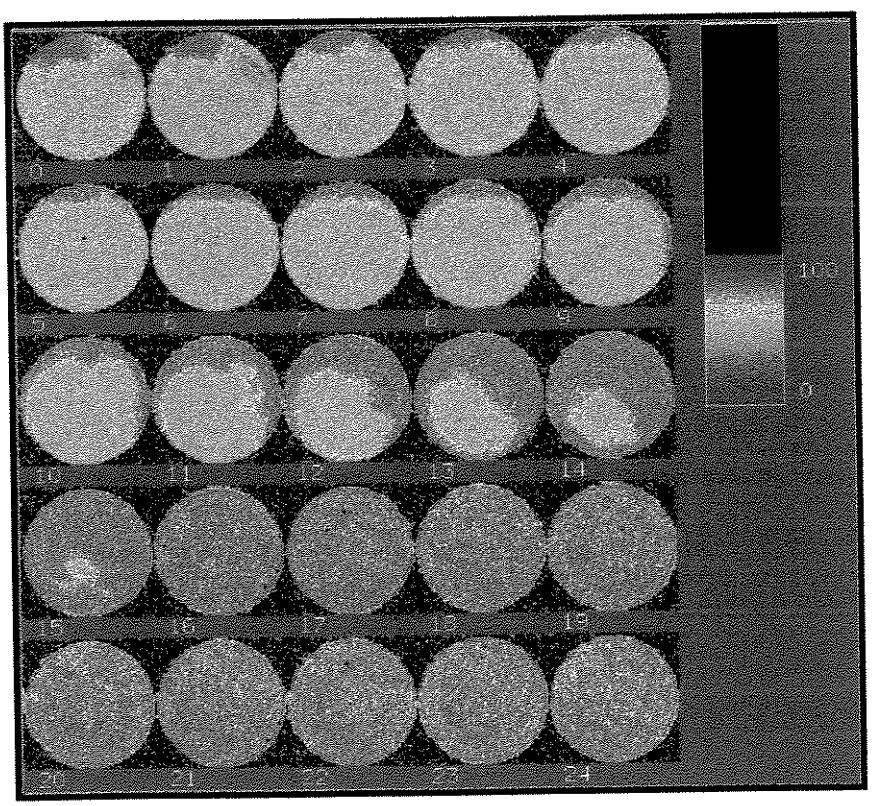


Figura A-142 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 4
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.075, Razão de Viscosidade = 92.0

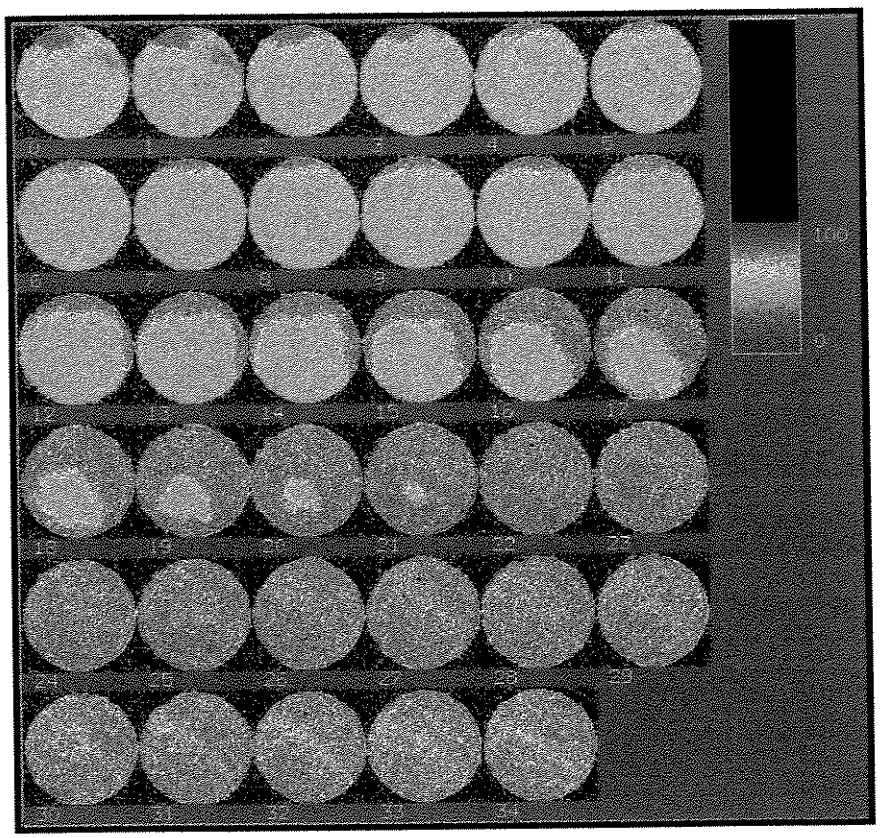


Figura A-143 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 5
Qinj =1.1cc/min, VPi = 0.107, Razão de Viscosidade = 92

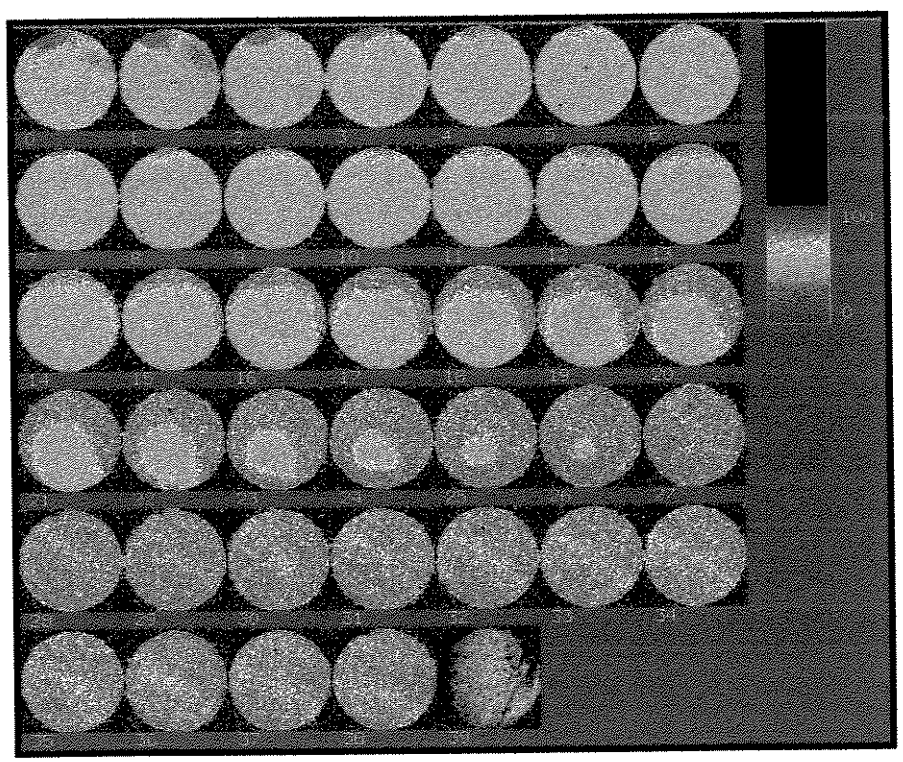


Figura A-144 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 6
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.164, Razão de Viscosidade = 92

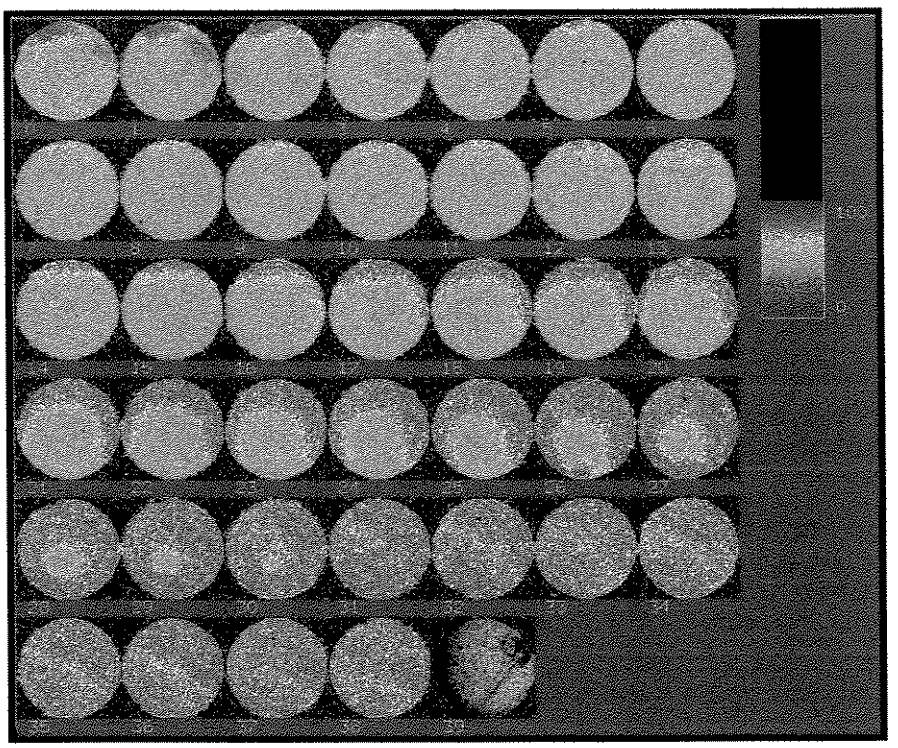


Figura A-145 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 7
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.186, Razão de Viscosidade = 92.0

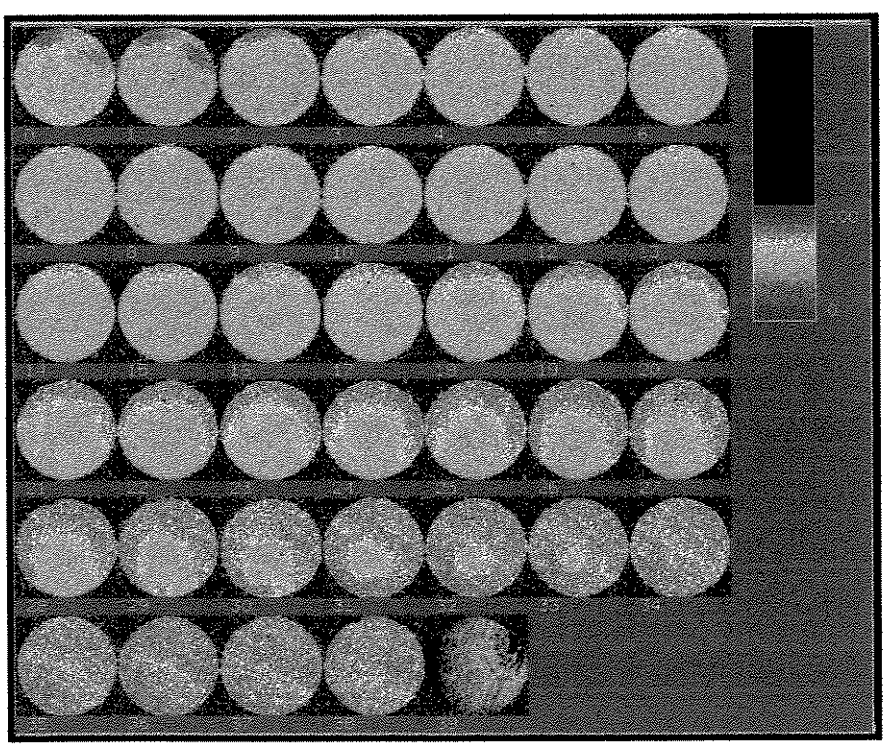


Figura A-146 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 8
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.204, Razão de Viscosidade = 92.0

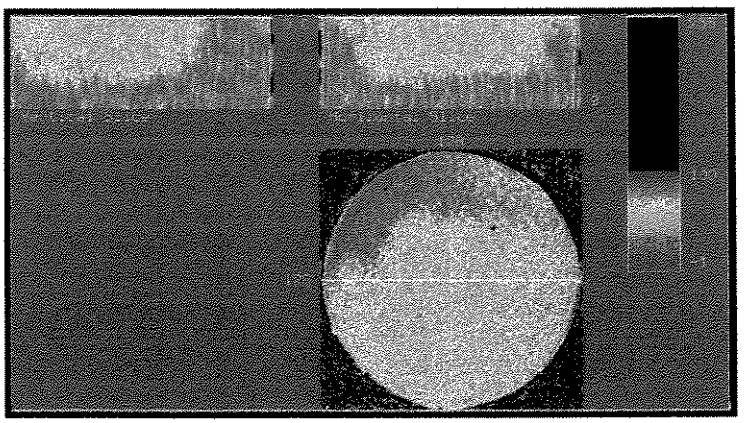


Figura A-147 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 2
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.022, Razão de Viscosidade = 92.0

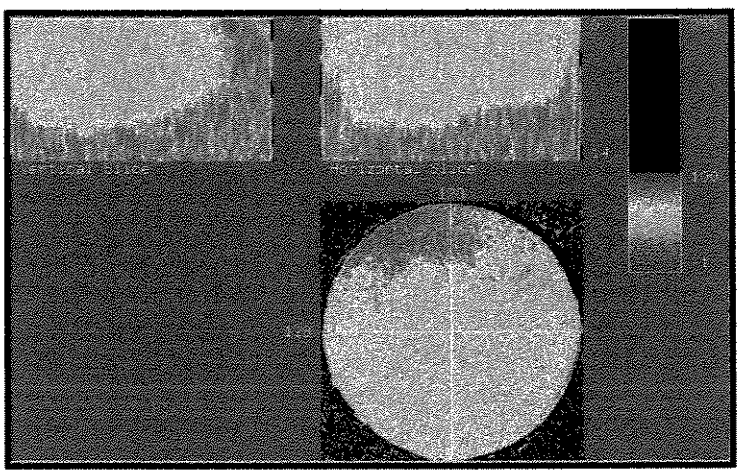


Figura A-148 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 3
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.050, Razão de Viscosidade = 92.0

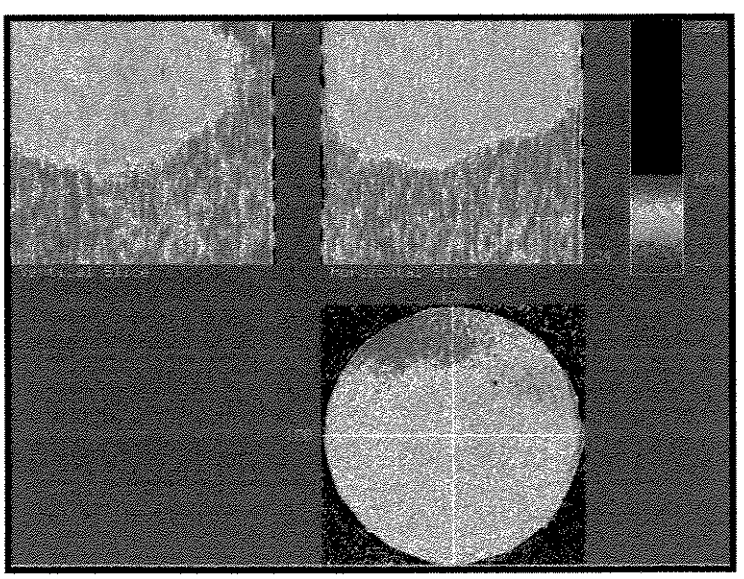


Figura A-149 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 4
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.075, Razão de Viscosidade = 92.0

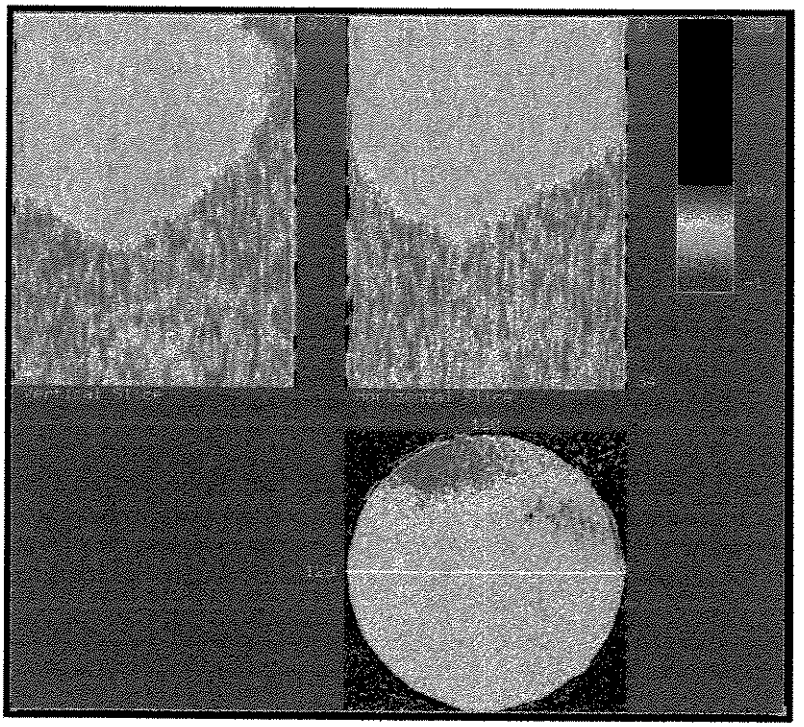


Figura A-150 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 5
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.107, Razão de Viscosidade = 92.0

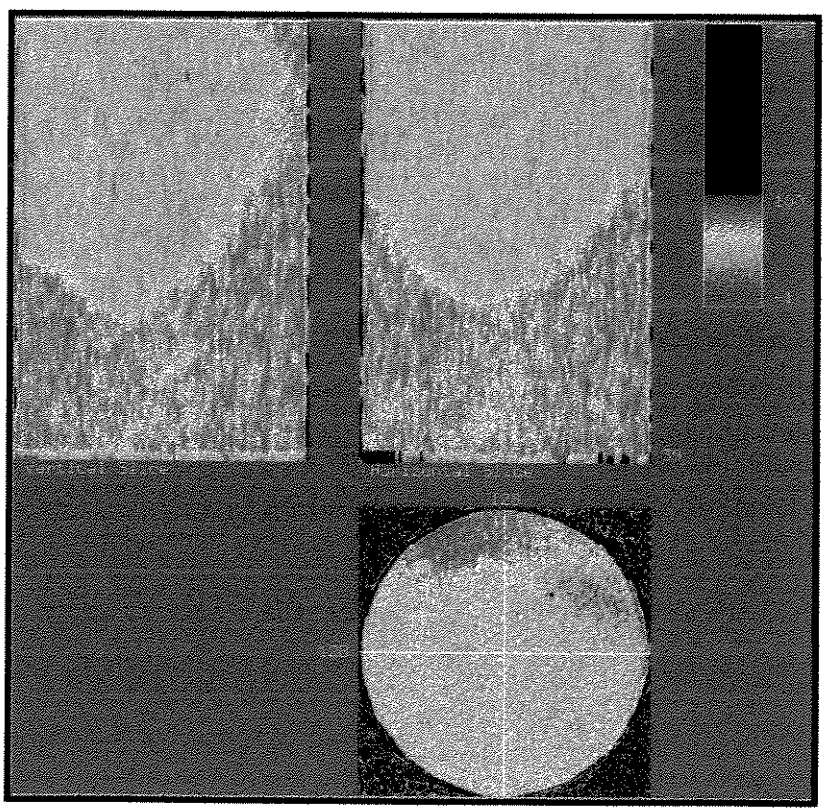


Figura A-151 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 6
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.164, Razão de Viscosidade = 92.0

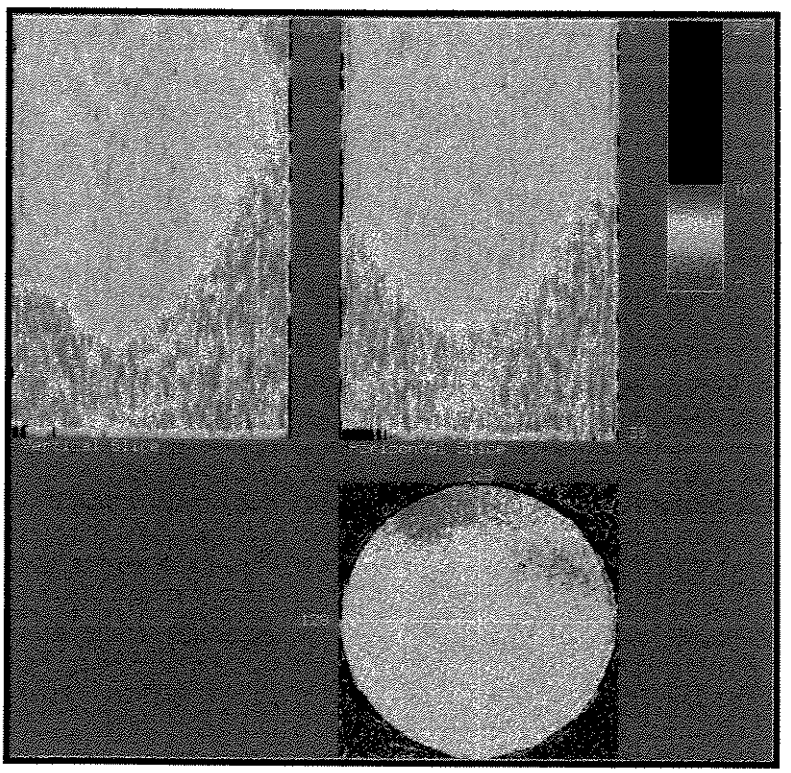


Figura A-152 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 7
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.186, Razão de Viscosidade = 92.0

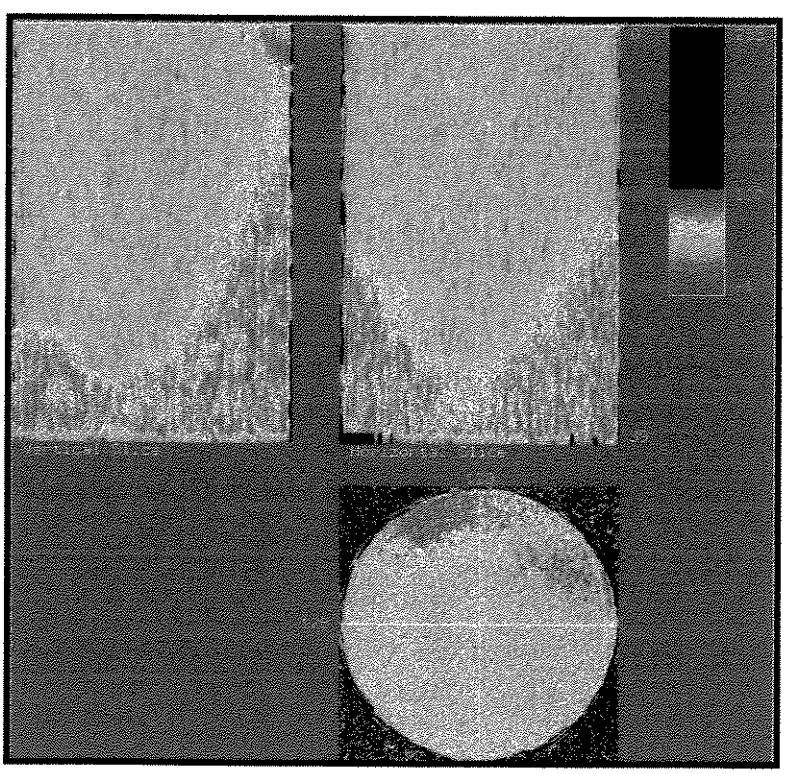
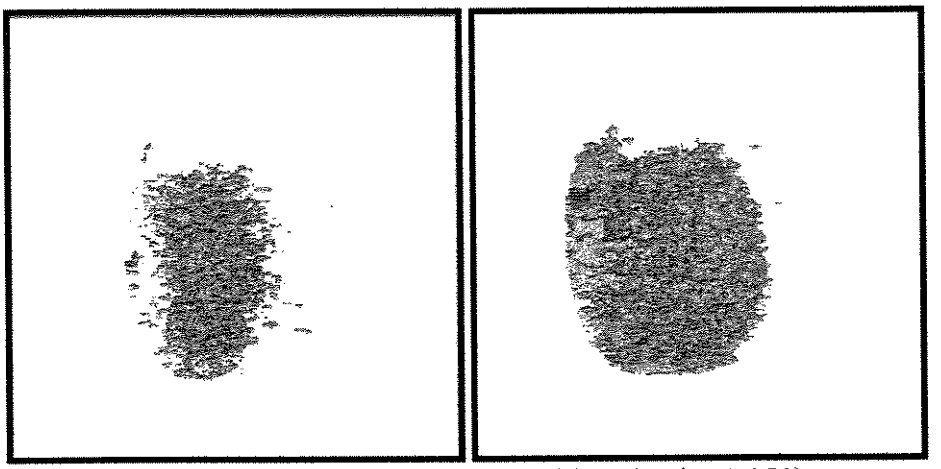
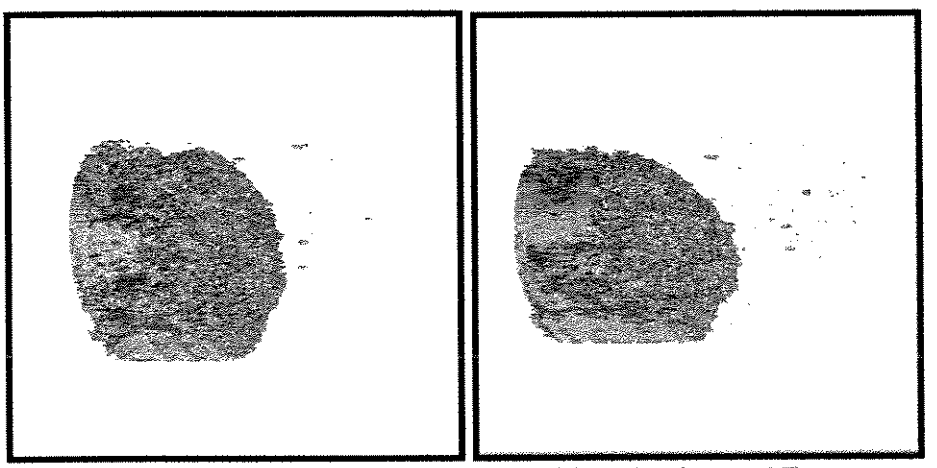


Figura A-153 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 6 - Corrida 8
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.204, Razão de Viscosidade = 92.0



Corrida 2 (VPi = 0.022) Corrida 3 (VPi = 0.050)



Corrida 4 (VPi = 0.075) Corrida 5 (VPi = 0.107)

Figura A-154 Projeção 3D- Berea 4A - Teste 6
Ilustração da evolução do deslocamento nas Corrida 2 a 5

A.12 Berea 4a - Teste 7

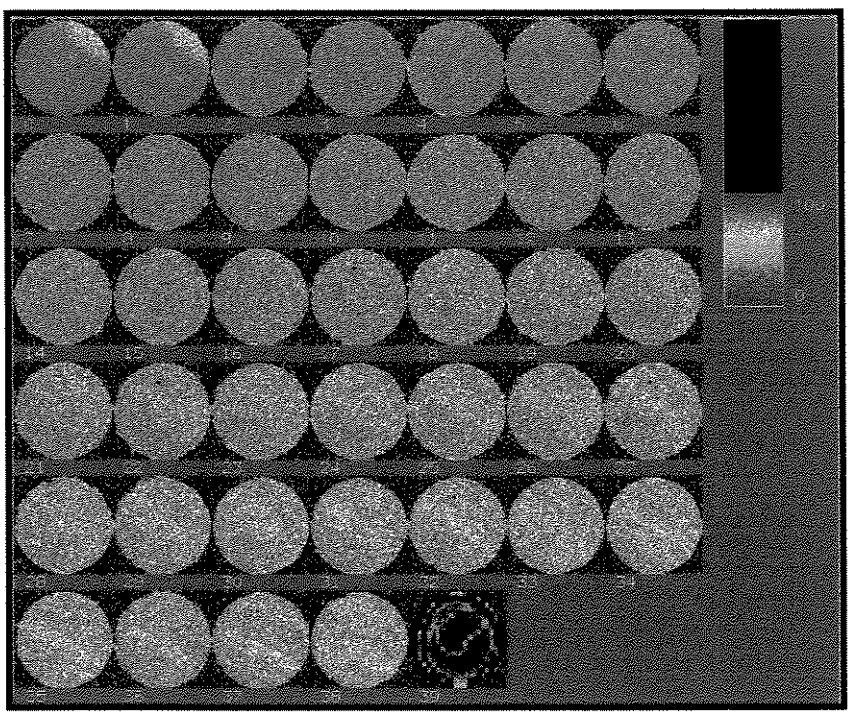


Figura A-155 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 1, (Swi)
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/92.0

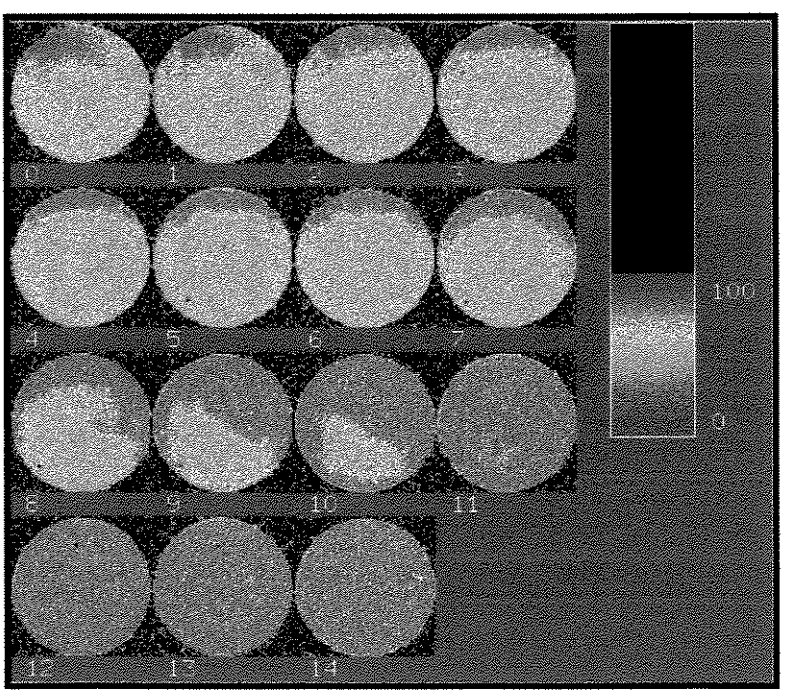


Figura A-156 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 2
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.052, Razão de Viscosidade = 92.0

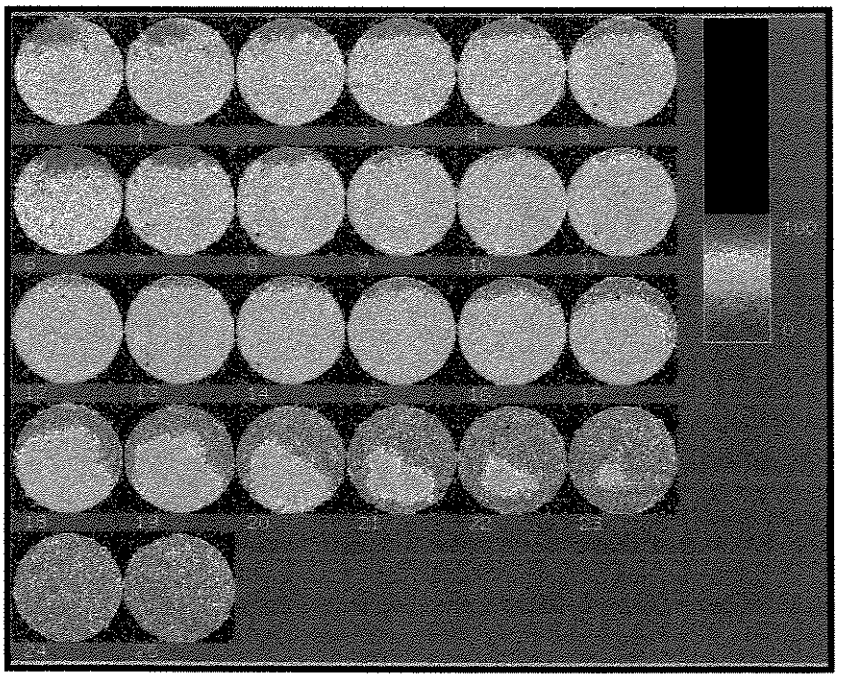


Figura A-157 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 3
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.088, Razão de Viscosidade = 92.0

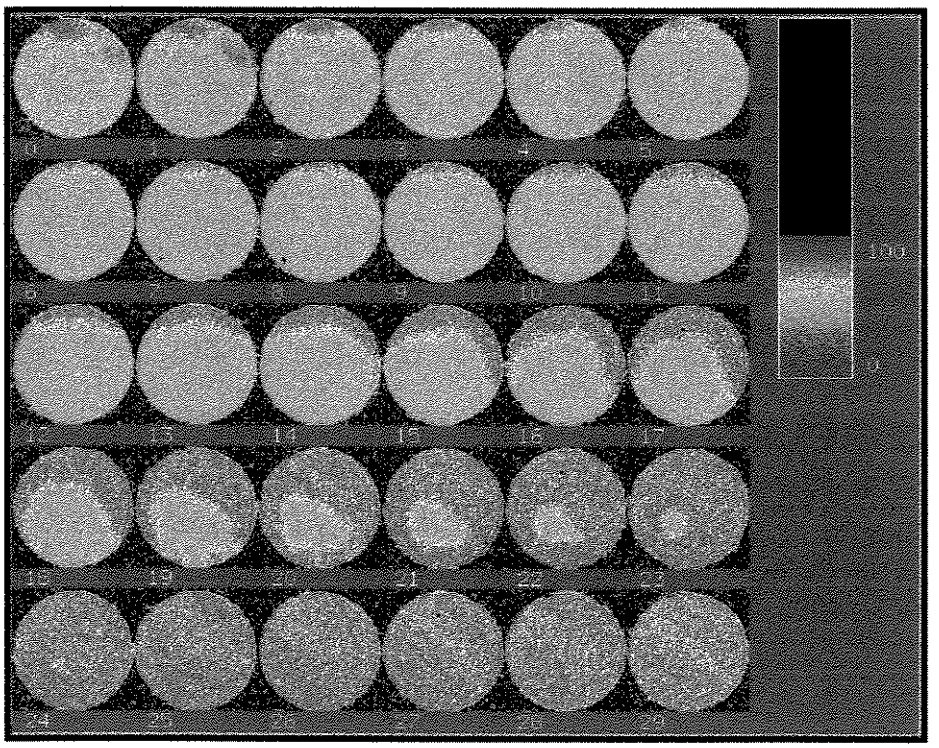


Figura A-158 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 4
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.119, Razão de Viscosidade = 92.0

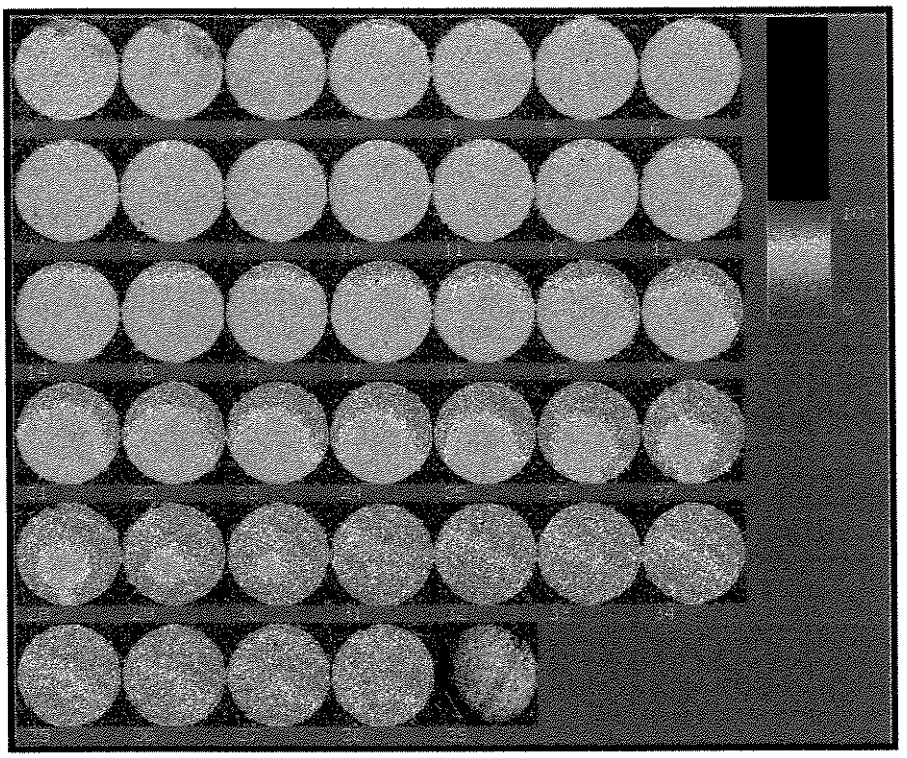


Figura A-159 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 5
Qinj =1.1cc/min, VPi = 0.159, Razão de Viscosidade = 92

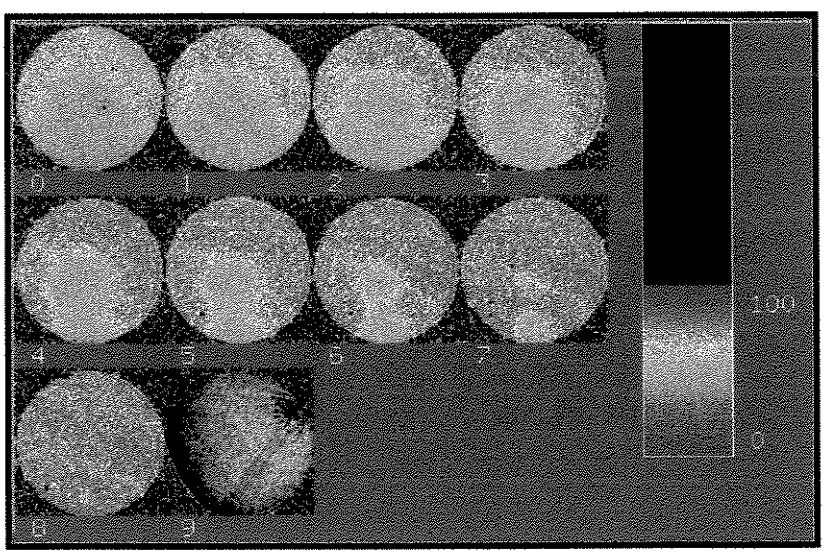


Figura A-160 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 6
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.203, Razão de Viscosidade = 92

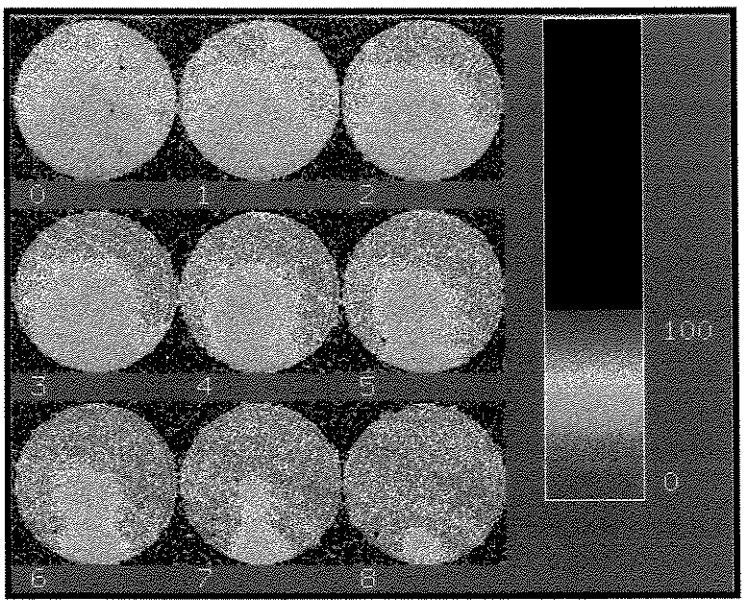


Figura A-161 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 7
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.208, Razão de Viscosidade = 92.0

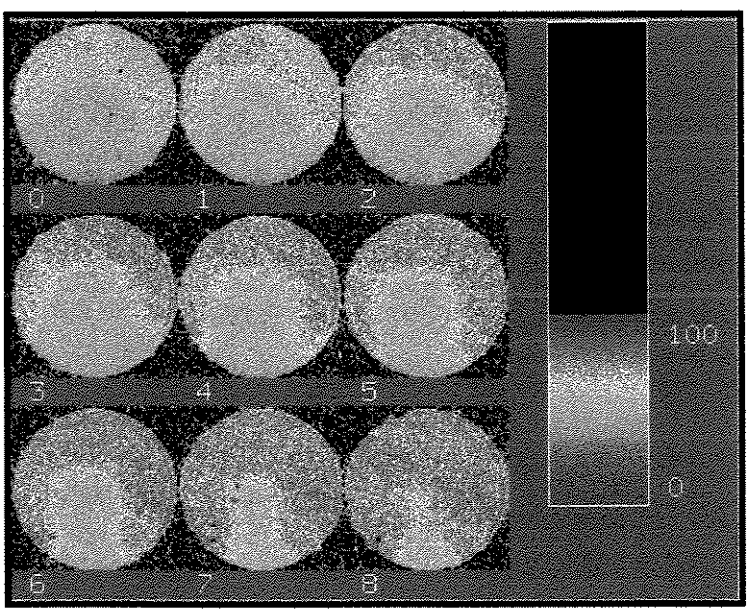


Figura A-162 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 8
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.212, Razão de Viscosidade = 92.0

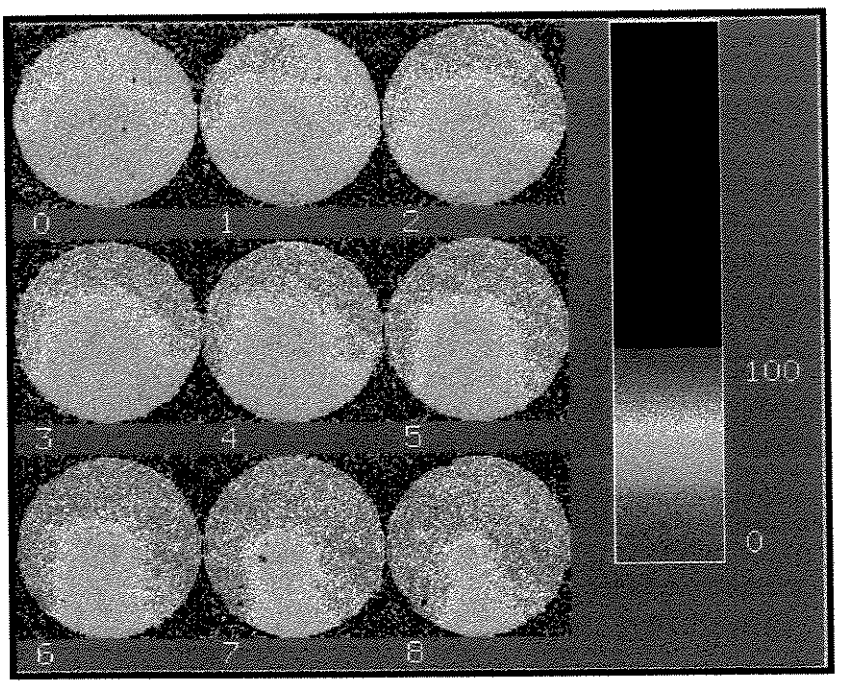


Figura A-163 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 9
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.216, Razão de Viscosidade = 92.0

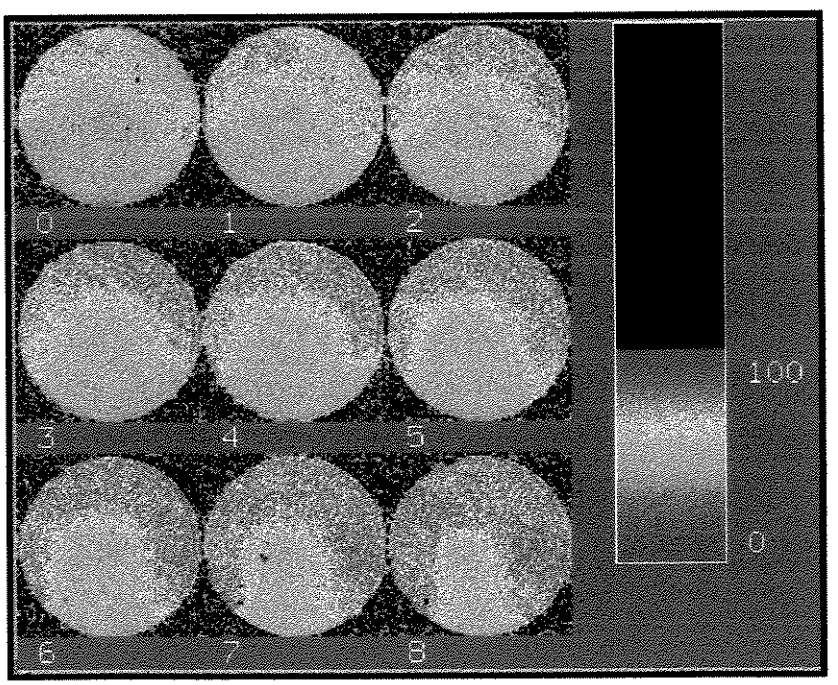


Figura A-164 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 10
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.220, Razão de Viscosidade = 92.0

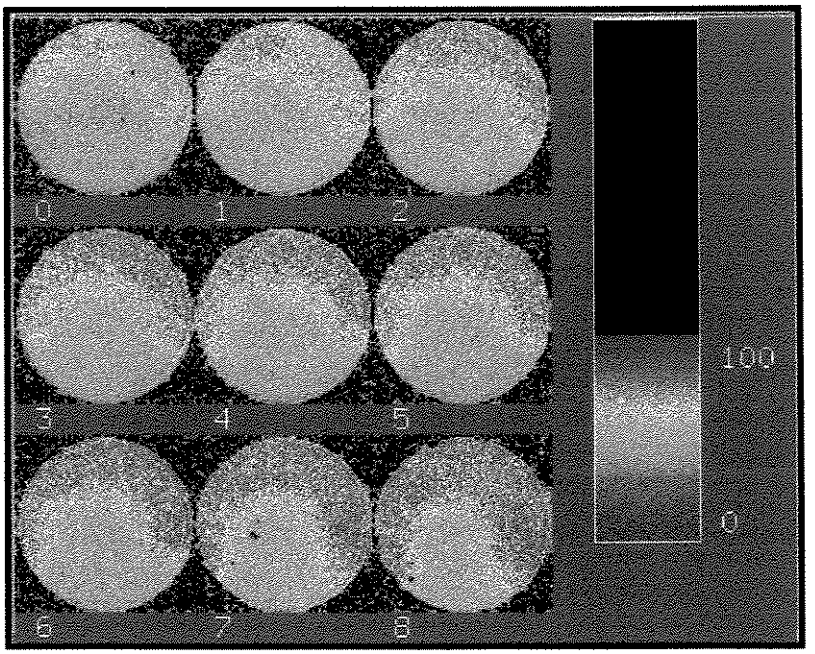


Figura A-165 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 11
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.230, Razão de Viscosidade = 92.0

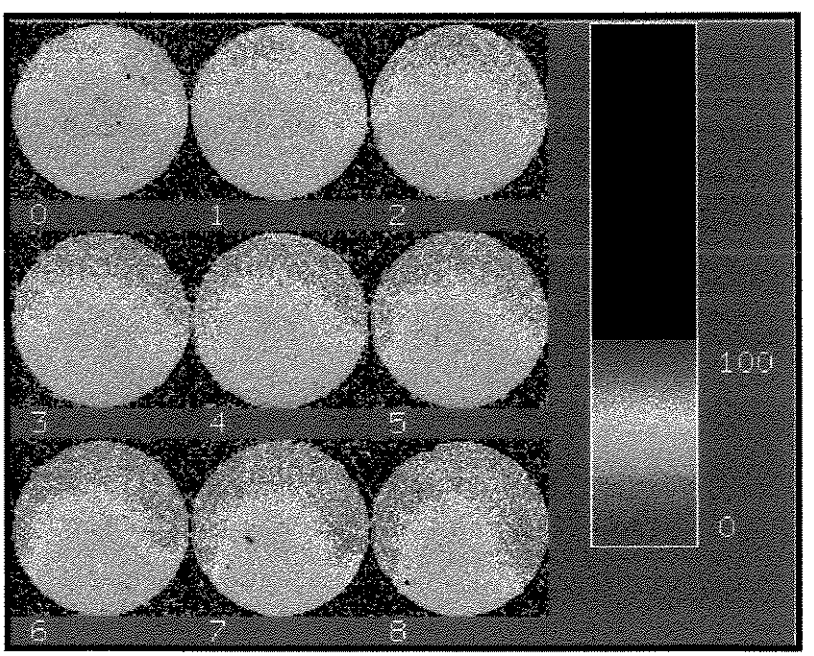


Figura A-166 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 12
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.234, Razão de Viscosidade = 92.0

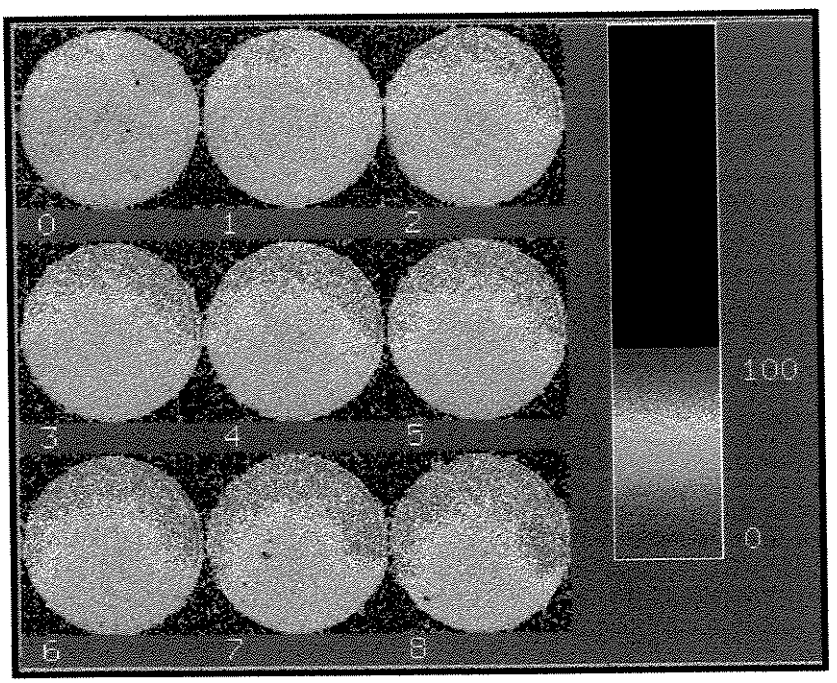


Figura A-167 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 13
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.243, Razão de Viscosidade = 92.0

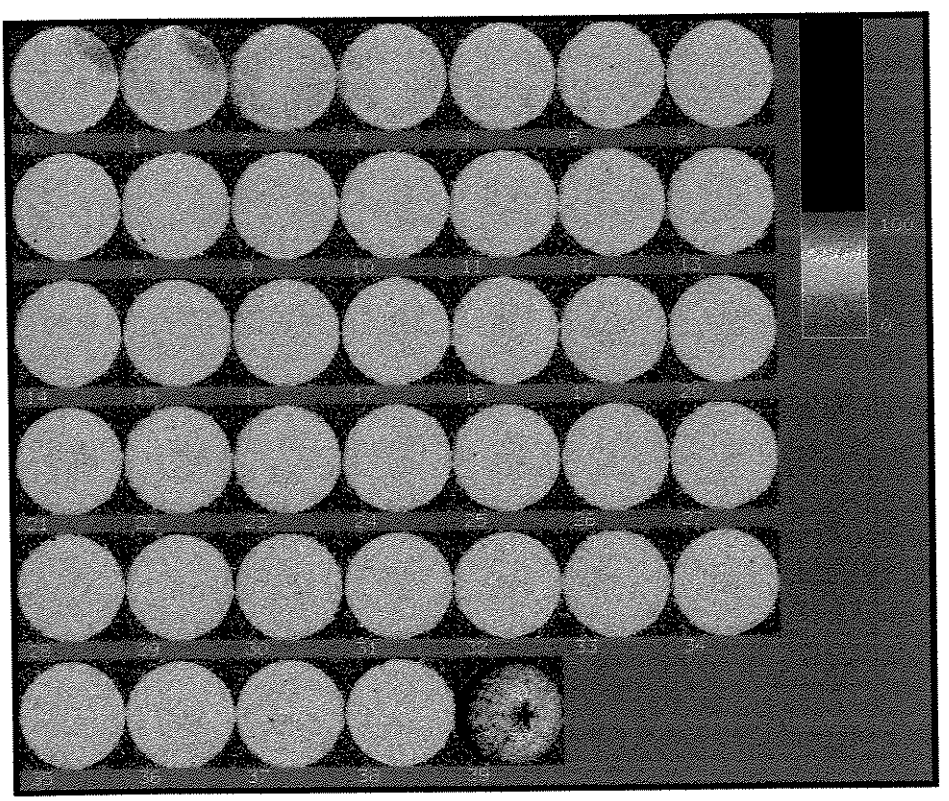


Figura A-168 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 14 (Sor)
Qinj = 1.1 cc/min, VPi =0.466, Razão de Viscosidade = 92.0

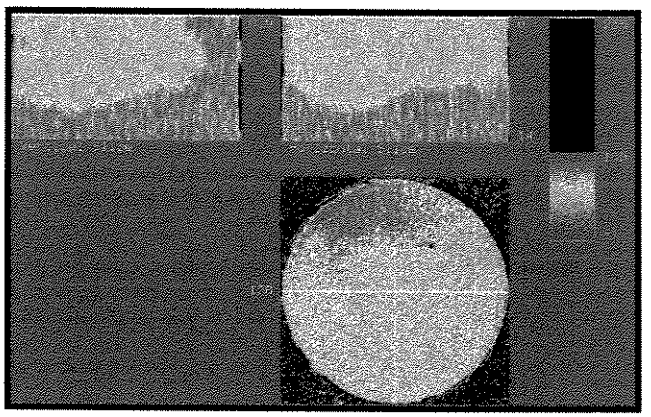


Figura A-169 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 2
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.052, Razão de Viscosidade = 92.0

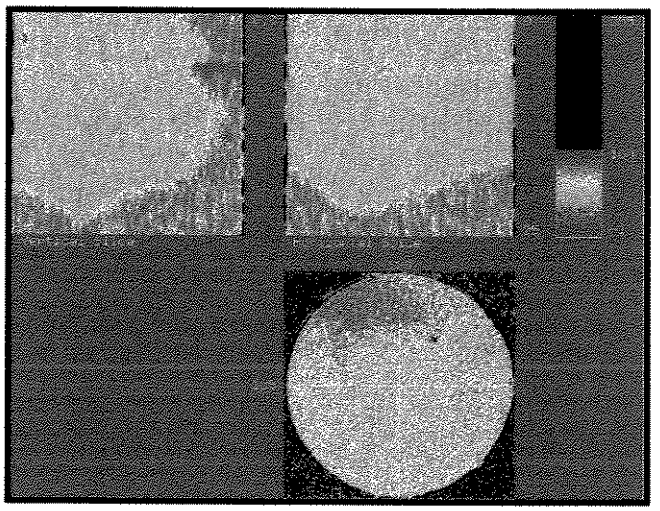


Figura A-170 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 3
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.088, Razão de Viscosidade = 92.0

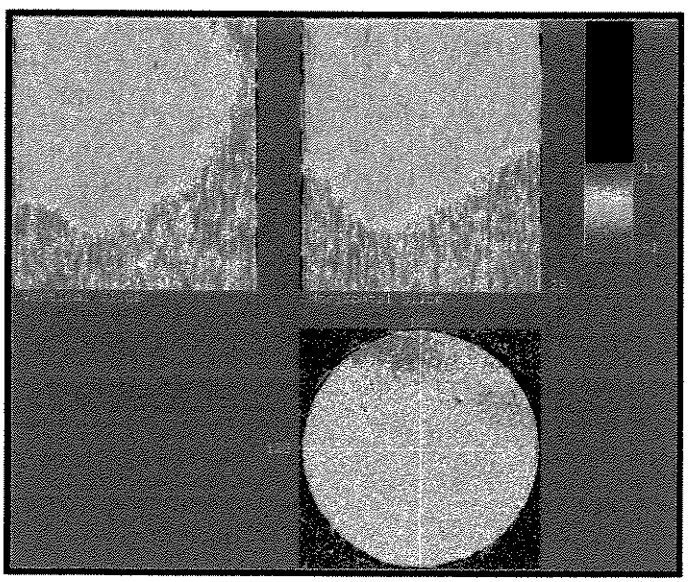


Figura A-171 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 4
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.119, Razão de Viscosidade = 92.0

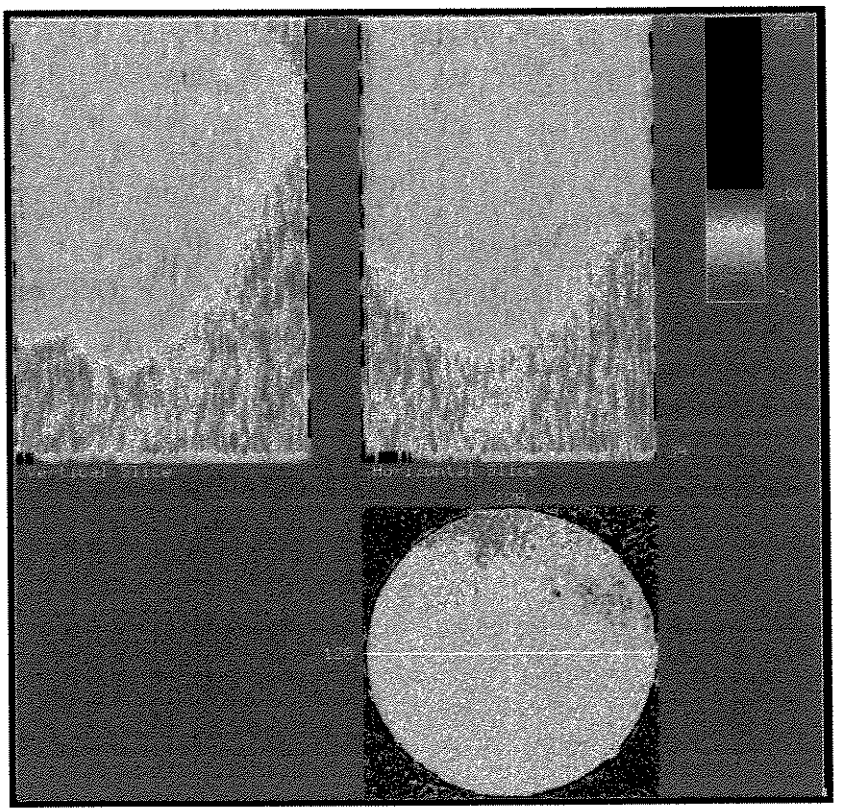


Figura A-172 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 5
Qinj =1.1cc/min, VPi = 0.159, Razão de Viscosidade = 92

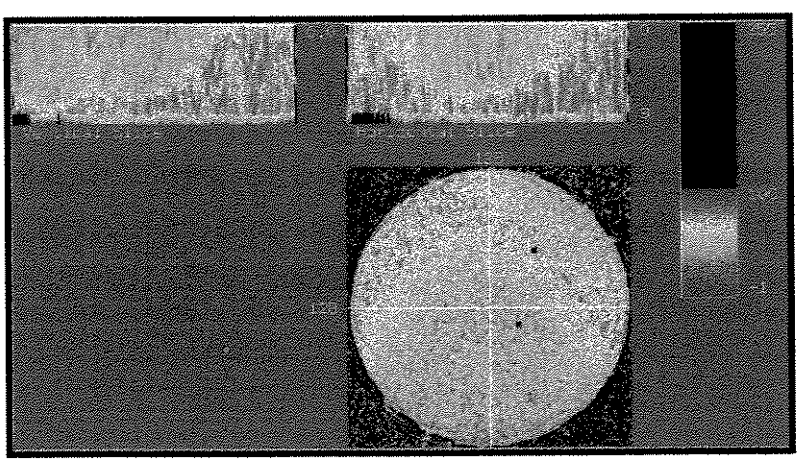


Figura A-173 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 6
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.203, Razão de Viscosidade = 92

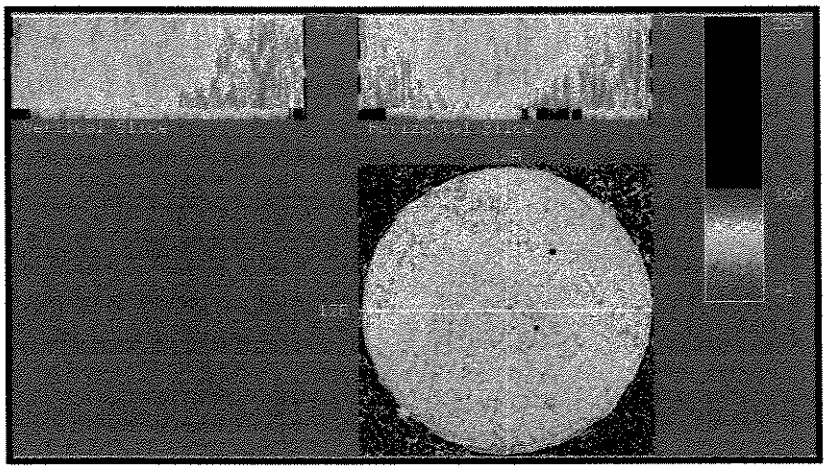


Figura A-174 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 8
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.208, Razão de Viscosidade = 92.0

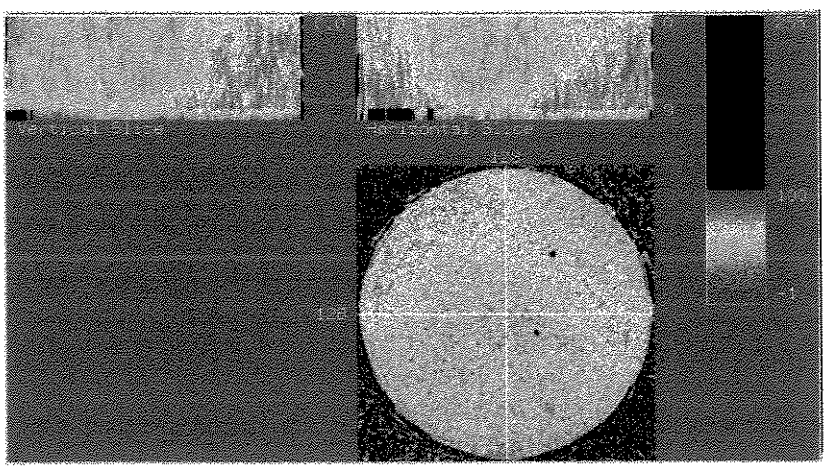
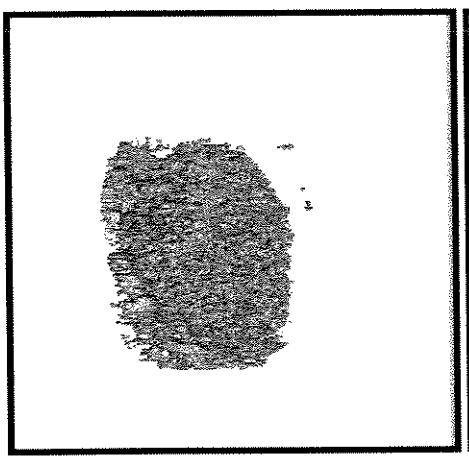
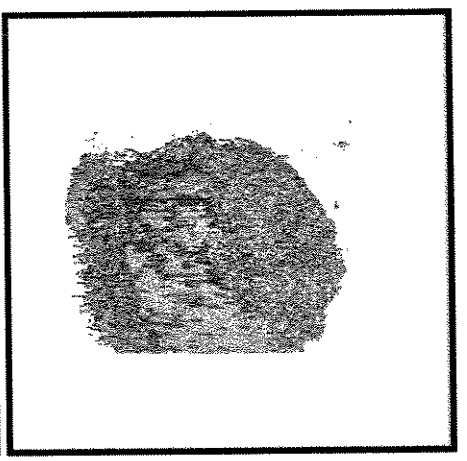


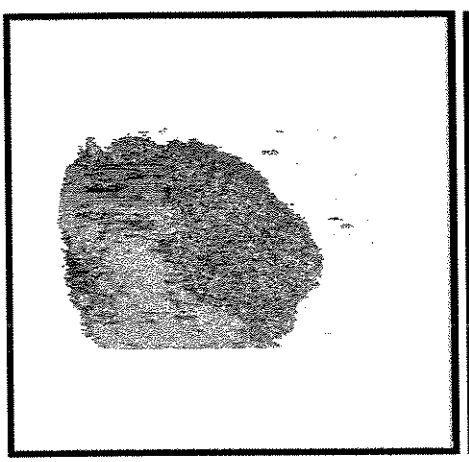
Figura A-175 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 7 - Corrida 9
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.212, Razão de Viscosidade = 92.0



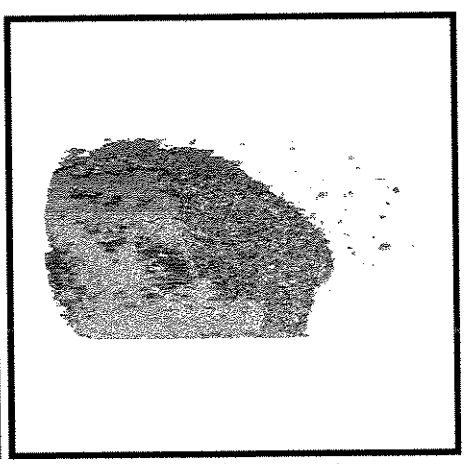
Corrida 2 (VPi = 0.052)



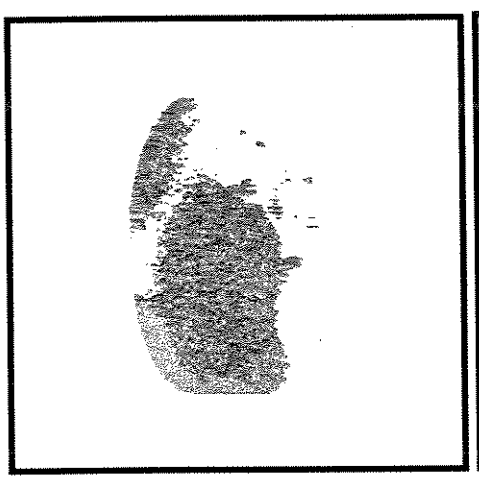
Corrida 3 (VPi = 0.088)



Corrida 4 (VPi = 0.119)



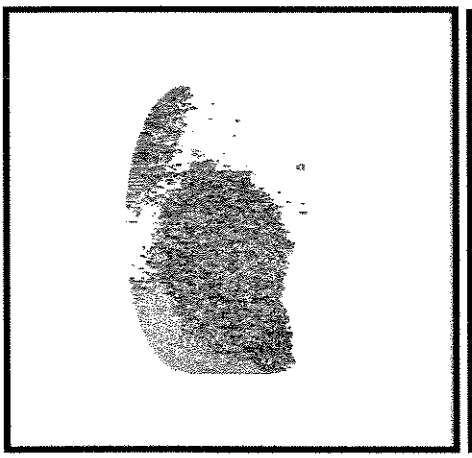
Corrida 5 (VPi = 0.159)



Corrida 6 (VPi = 0.203)

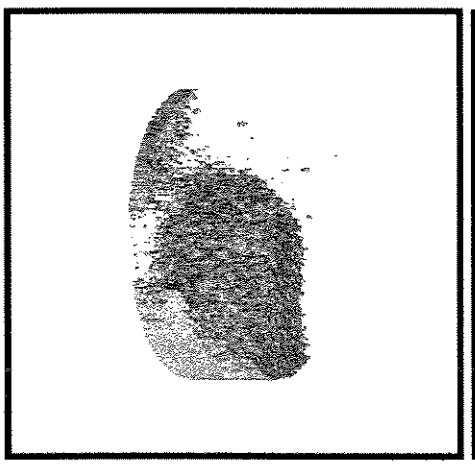
Corrida 7 (VPi = 0.208)

Figura A-176 Projeção 3D- Berea 4A - Teste 7
Ilustração da evolução do deslocamento nas Corrida 2 a 13

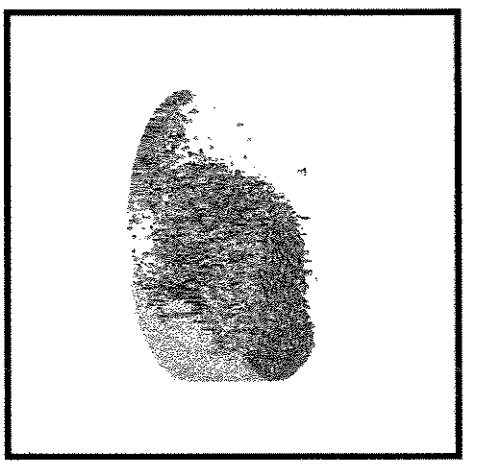


Corrida 8 (VPi = 0.212)

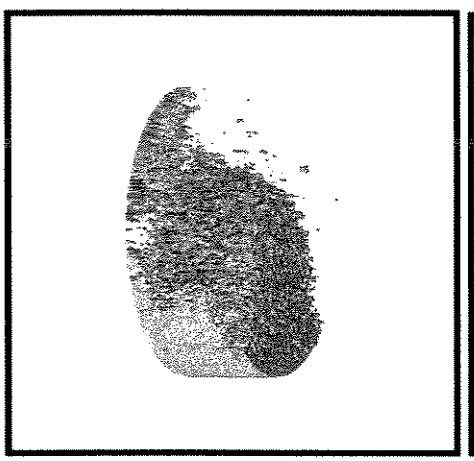
Corrida 9 (VPi = 0.216)



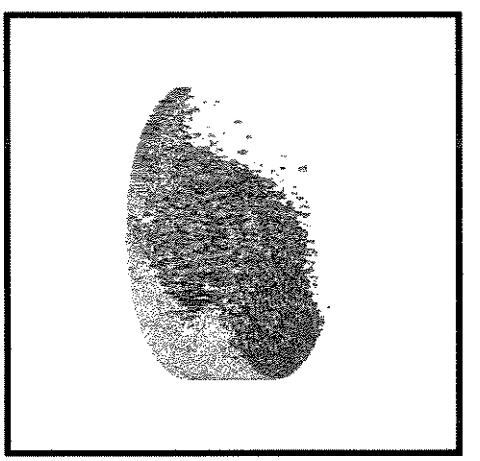
Corrida 10 (VPi = 0.220)



Corrida 11 (VPi = 0.230)



Corrida 12 (VPi = 0.234)



Corrida 13 (VPi = 0.243)

Figura A-176 Continuação

A.13 Berea 4a - Teste 8

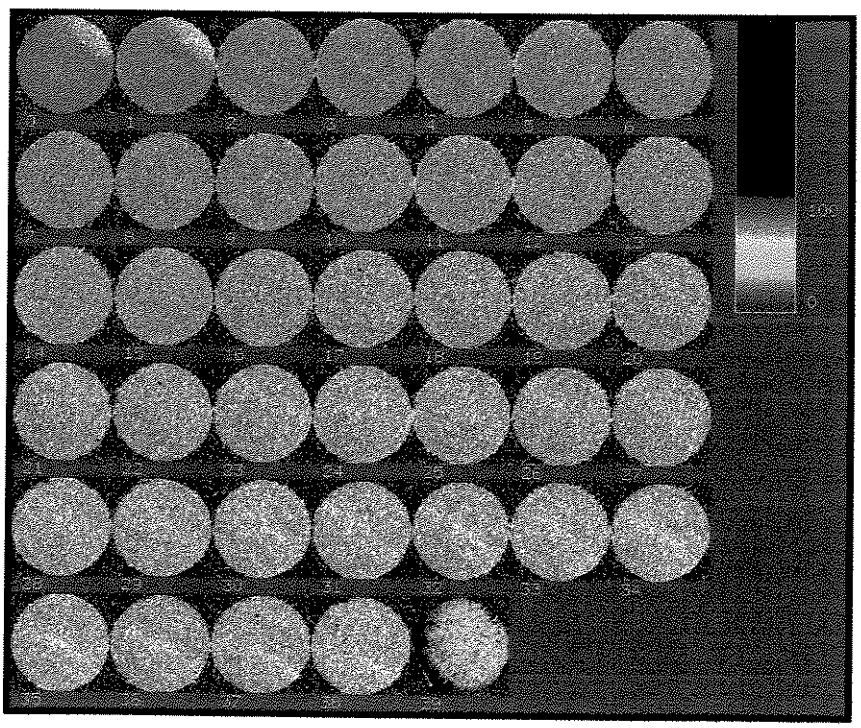


Figura A-177 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 1, (Swi)
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/168.1

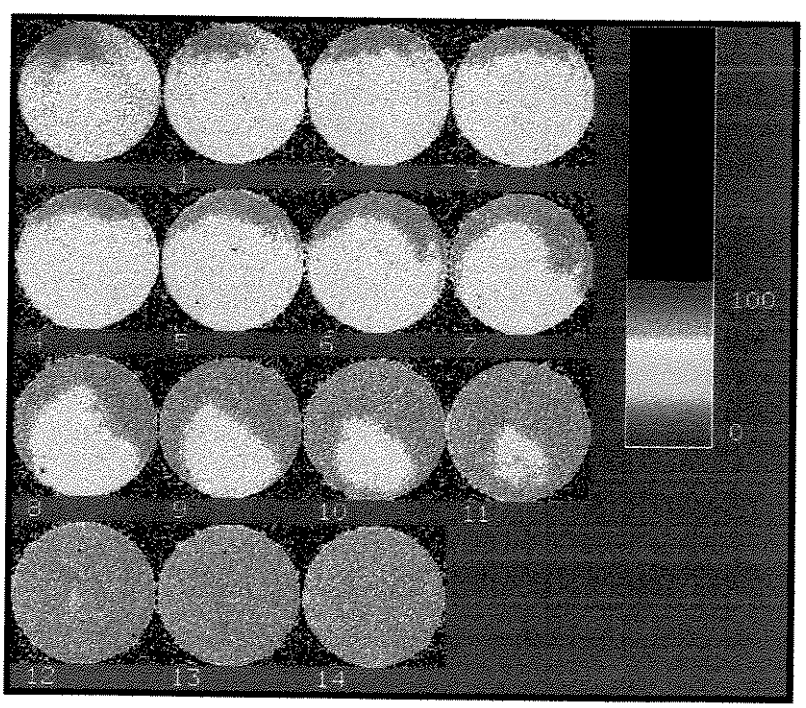


Figura A-178 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 2
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.051, Razão de Viscosidade = 168.1

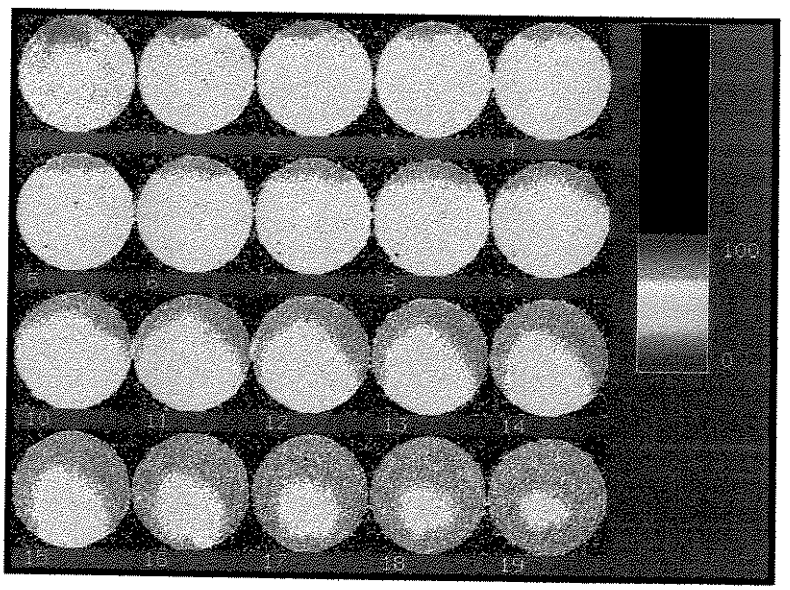


Figura A-179 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 3
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.087, Razão de Viscosidade = 168.1

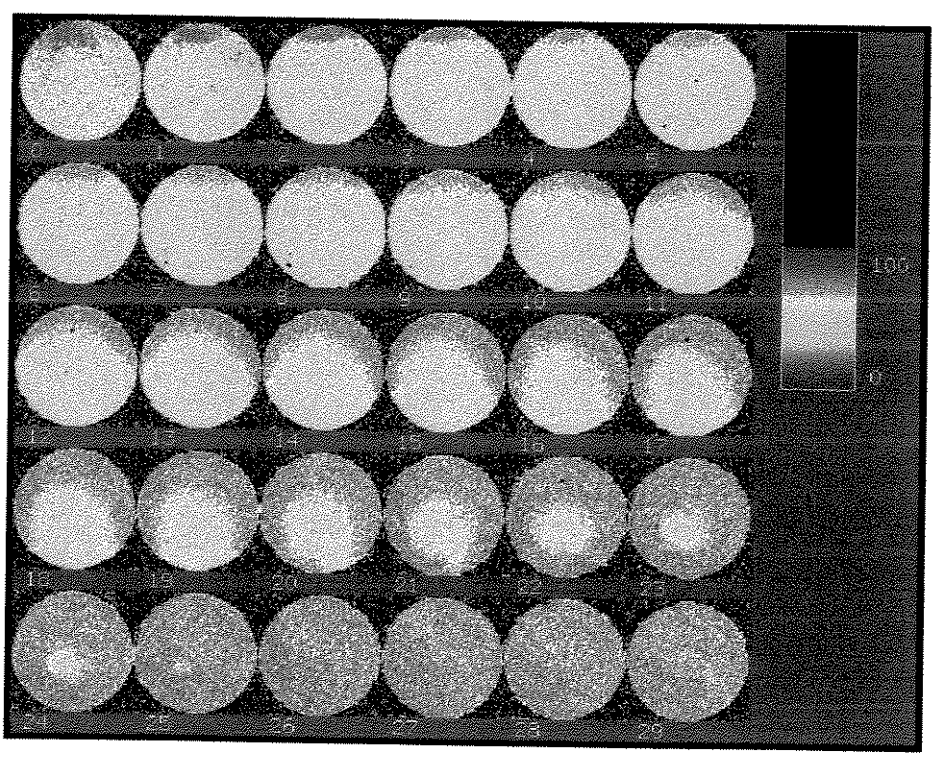


Figura A-180 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 4
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.107, Razão de Viscosidade = 168.1

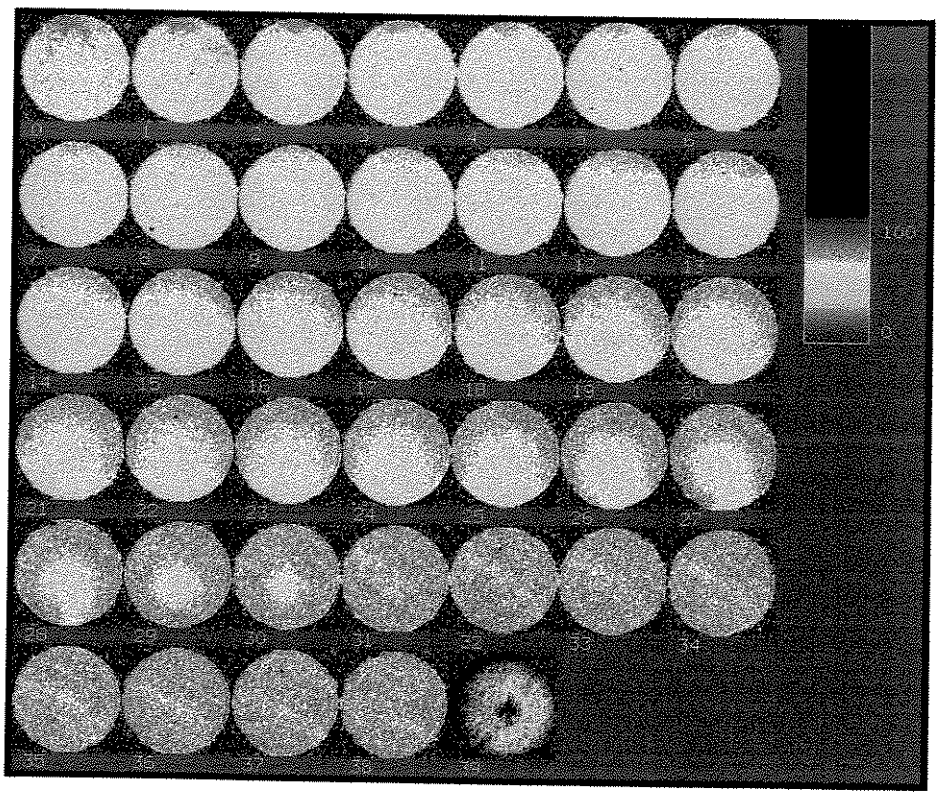


Figura A-181 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 5
Qinj =1.1cc/min, VPi = 0.138, Razão de Viscosidade = 168.1

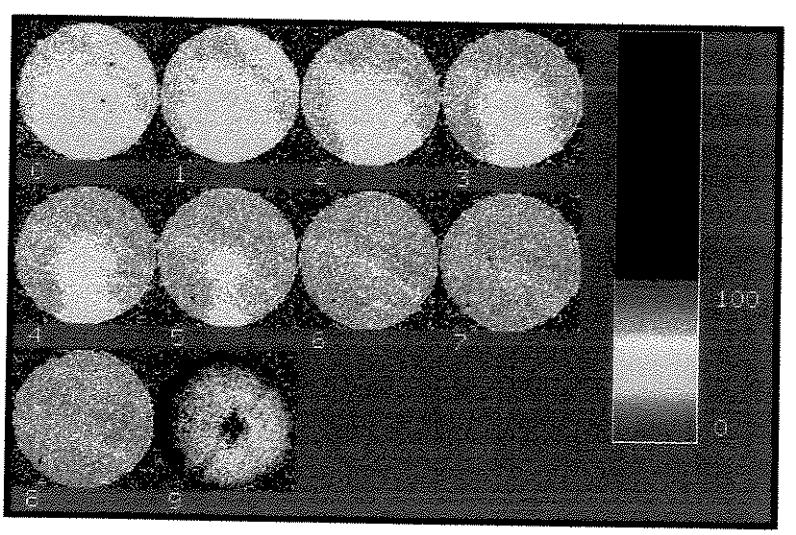


Figura A-182 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 6
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.166, Razão de Viscosidade = 168.1

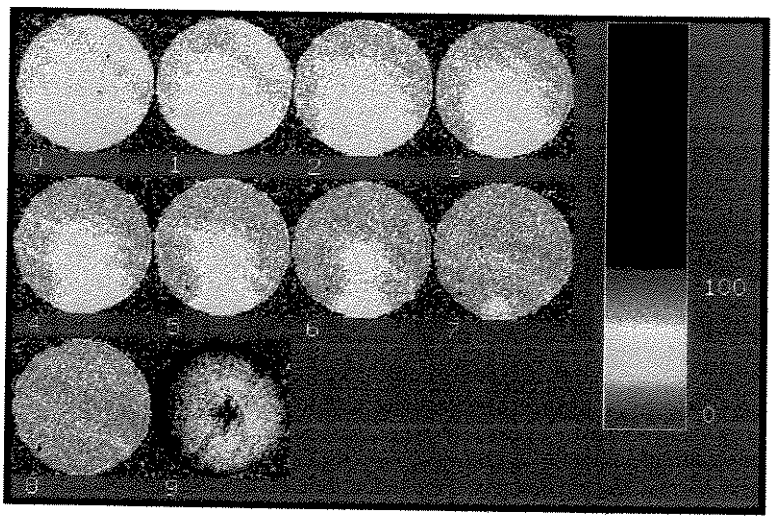


Figura A-183 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 7
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.172, Razão de Viscosidade = 168.1

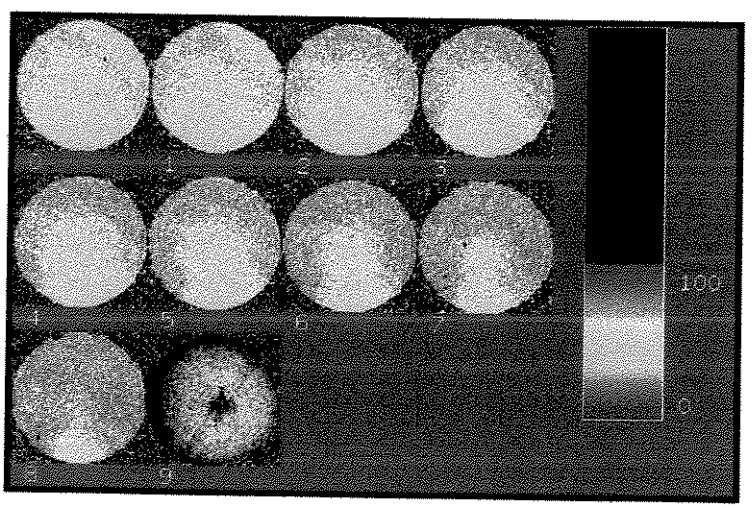


Figura A-184 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 8
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.180, Razão de Viscosidade = 168.1

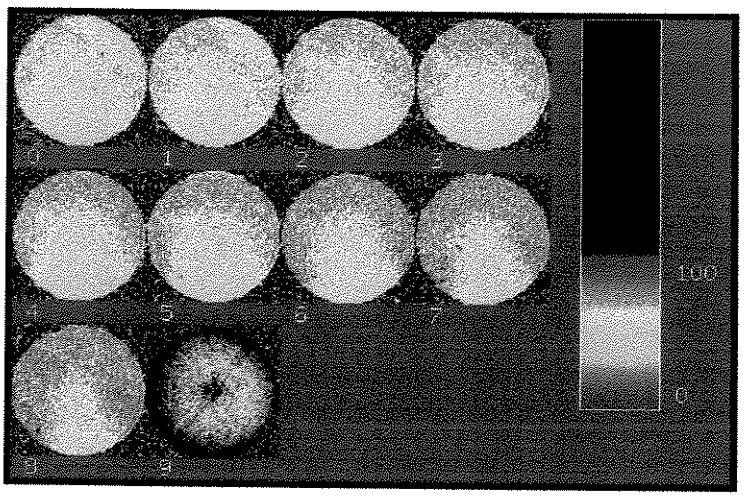


Figura A-185 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 9
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.187, Razão de Viscosidade = 168.1

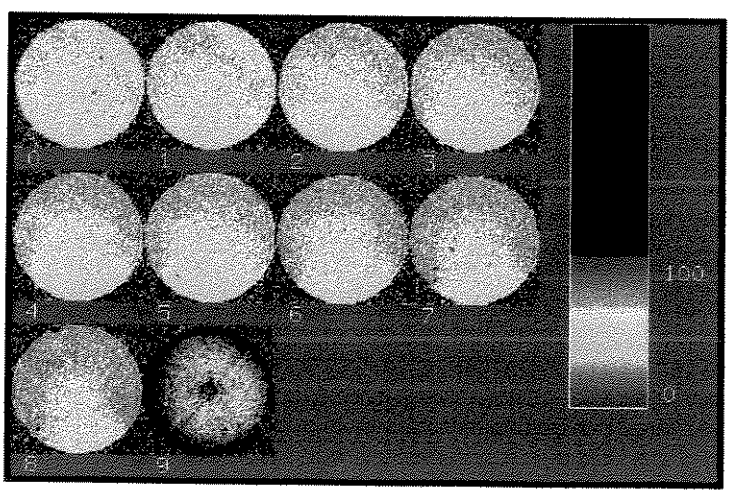


Figura A-186 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 10
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.192, Razão de Viscosidade = 168.1

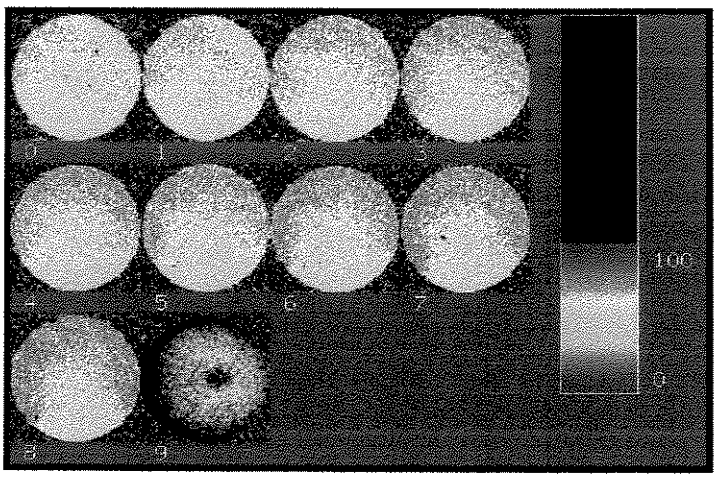


Figura A-187 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 11
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.197, Razão de Viscosidade = 168.1

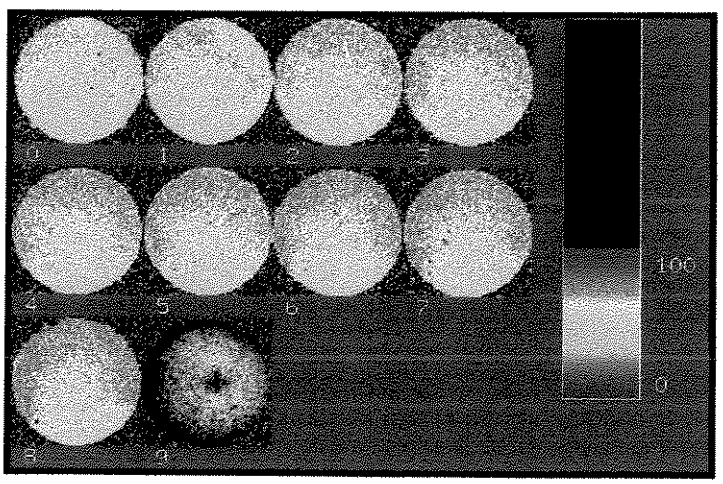


Figura A-188 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 12
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.203, Razão de Viscosidade = 168.1

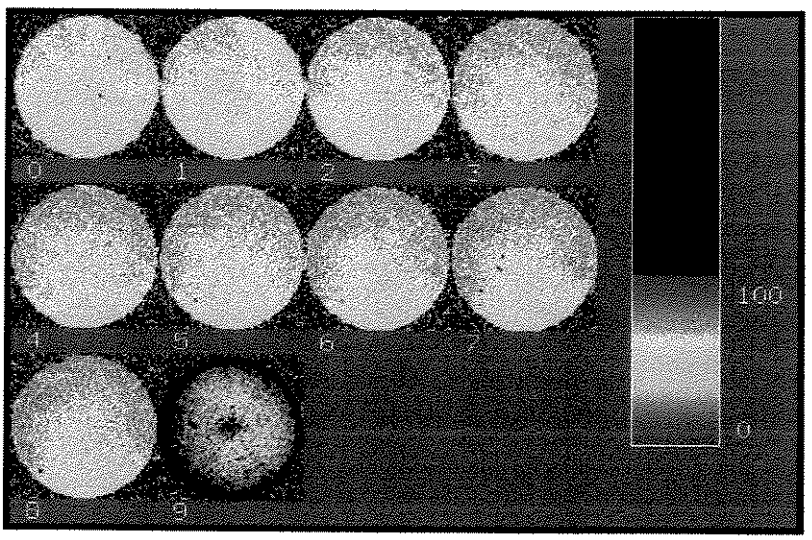


Figura A-189 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 13
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.207, Razão de Viscosidade = 168.1

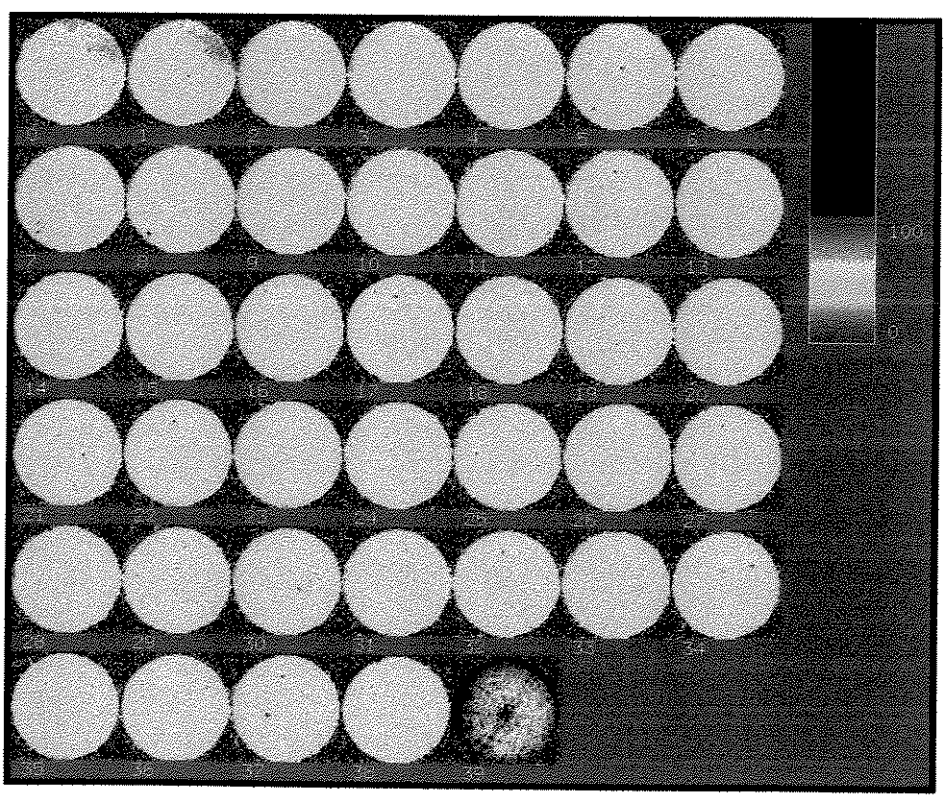


Figura A-190 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 14 (Sor)
Qinj = 1.1 cc/min, VPi =0.466, Razão de Viscosidade = 168.1

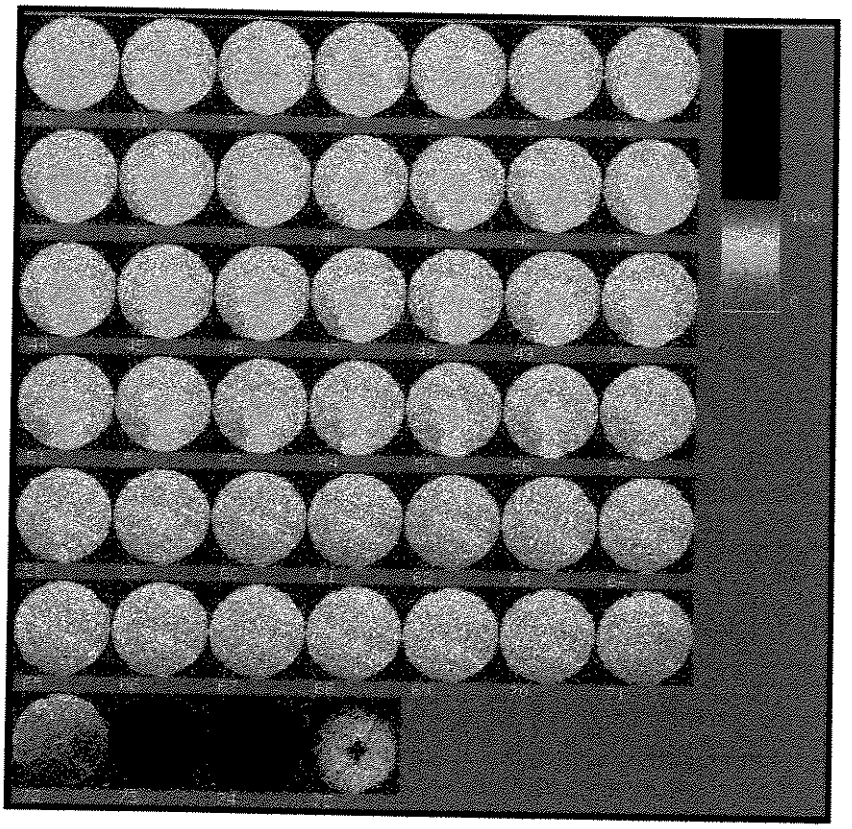


Figura A-191 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 6
Reconstrução de 2 em 2 mm

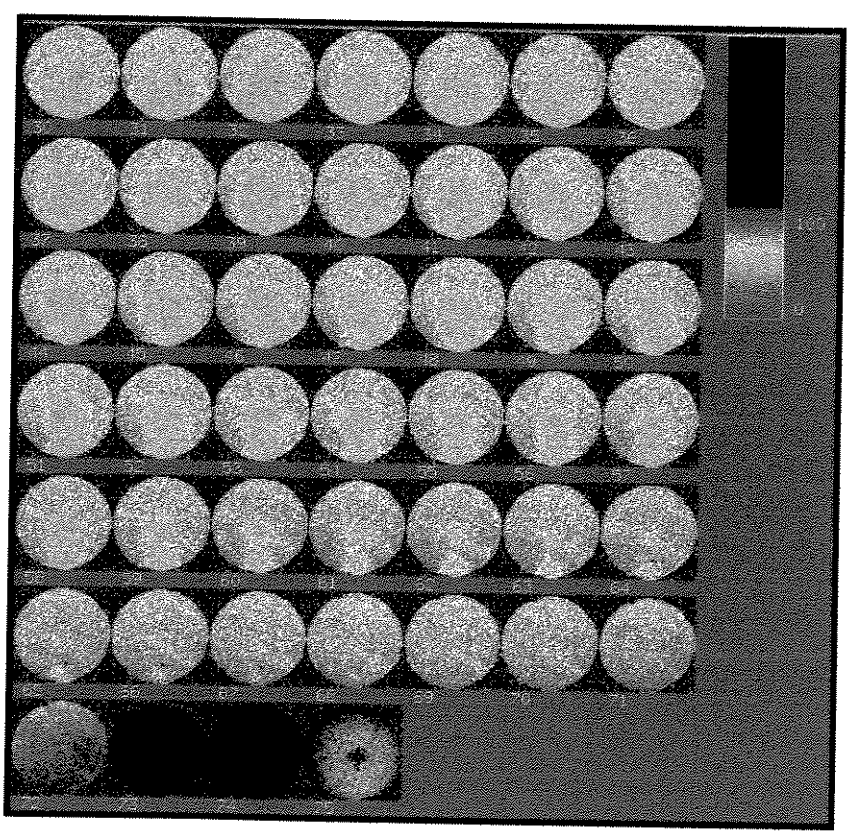


Figura A-192 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 7
Reconstrução de 2 em 2 mm

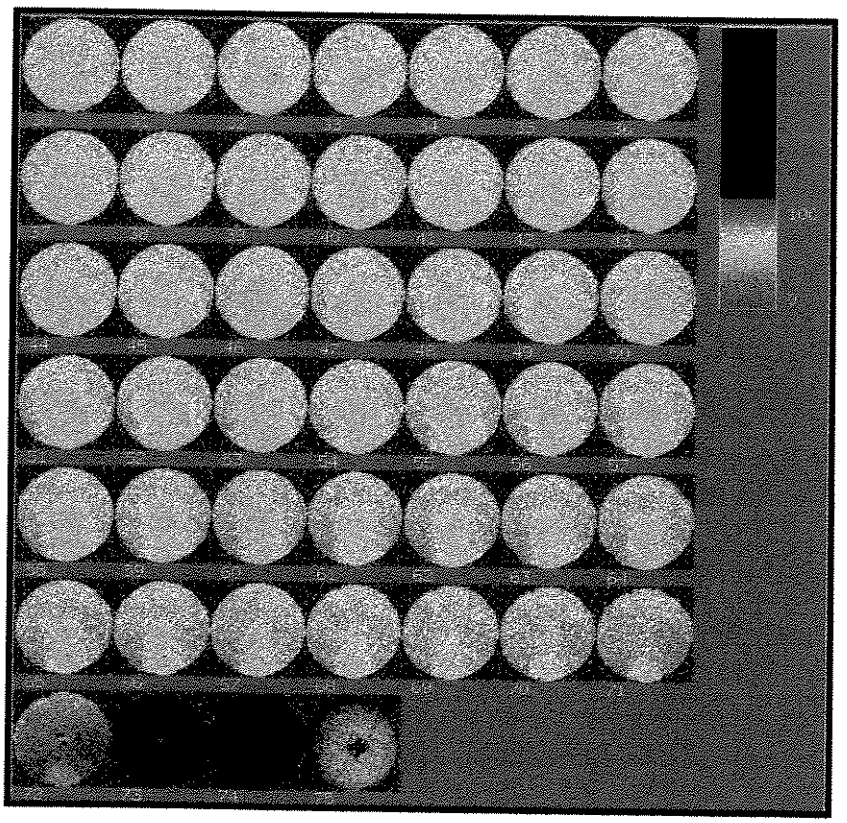


Figura A-193 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 8
Reconstrução de 2 em 2 mm

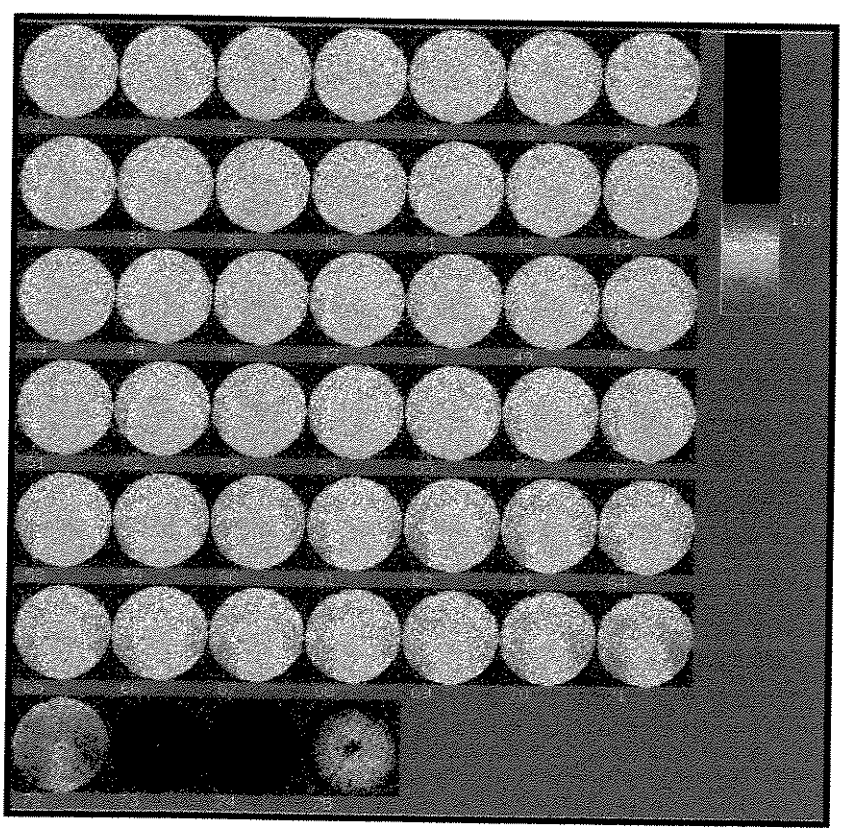


Figura A-194 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 9
Reconstrução de 2 em 2 mm

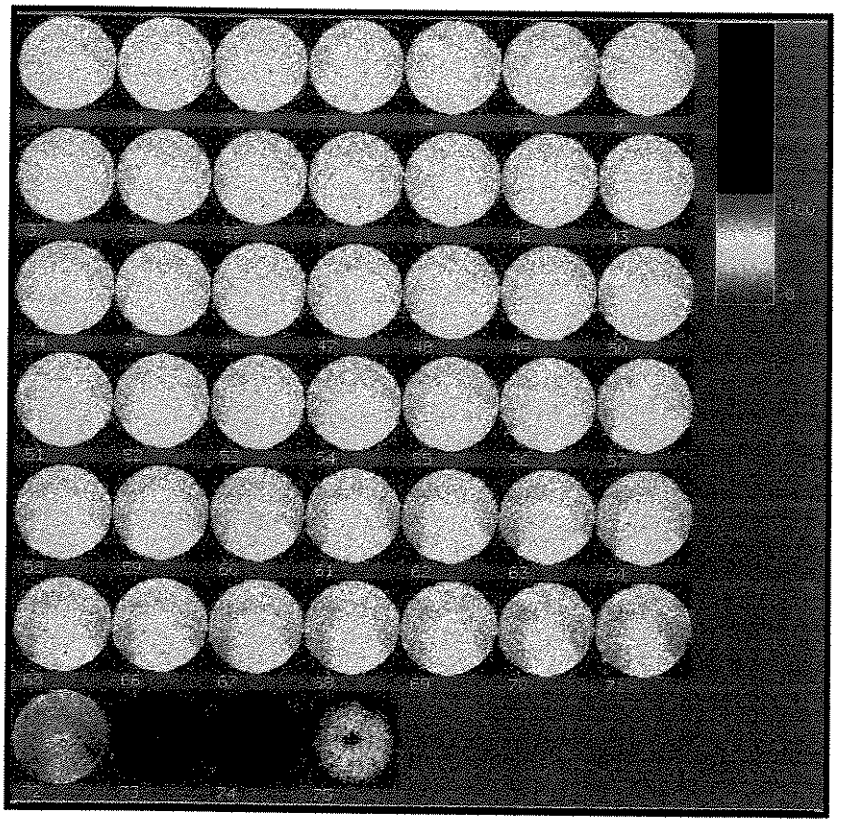


Figura A-195 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 10
Reconstrução de 2 em 2 mm

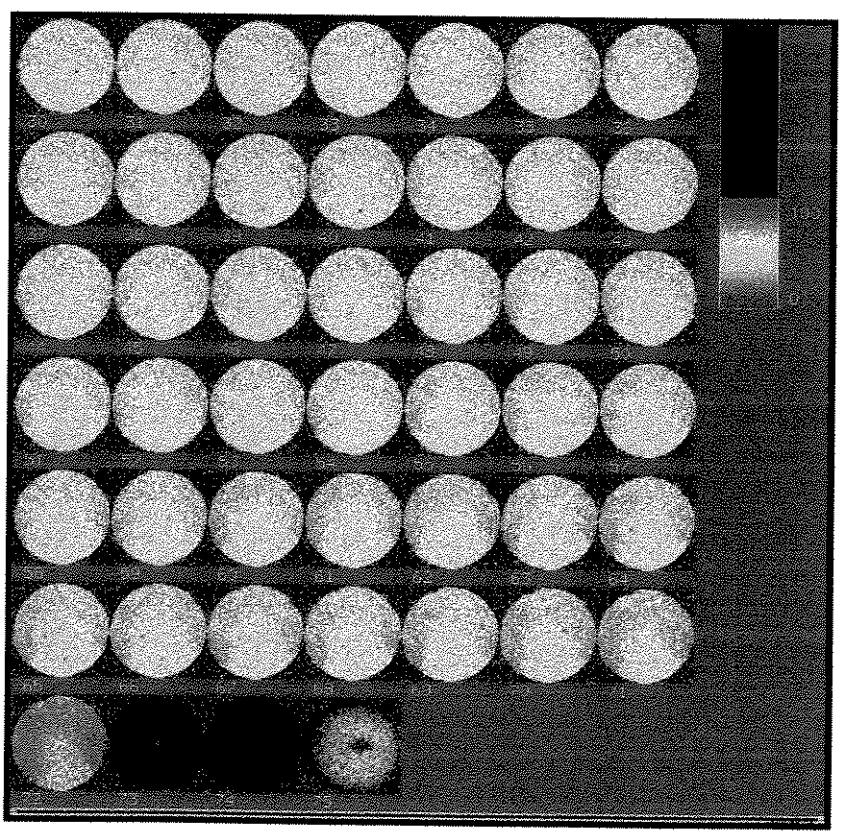


Figura A-196 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 11
Reconstrução de 2 em 2 mm

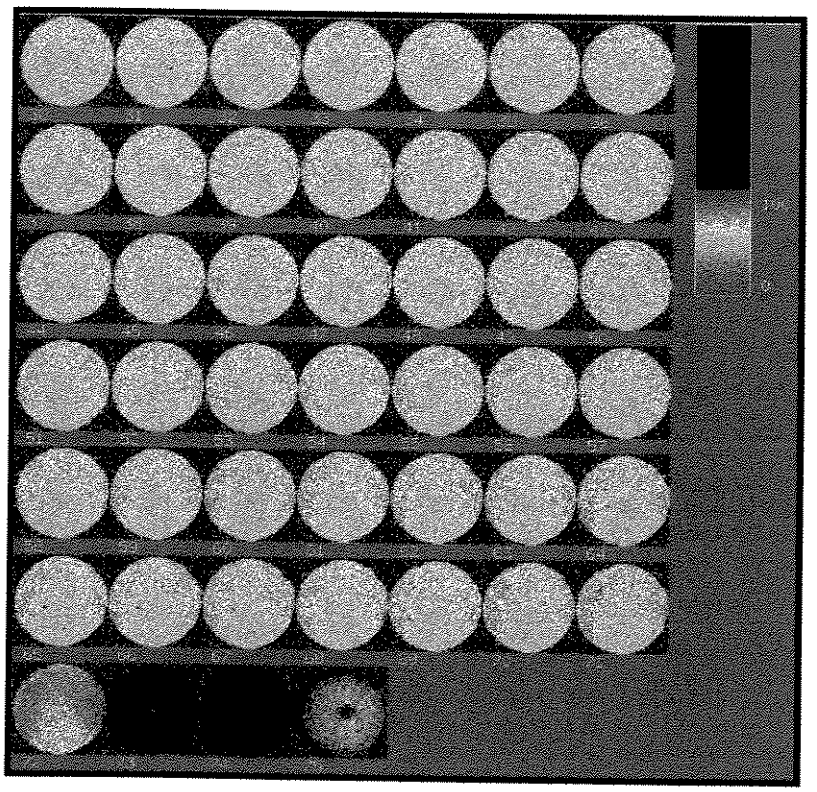


Figura A-197 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 12
Reconstrução de 2 em 2 mm

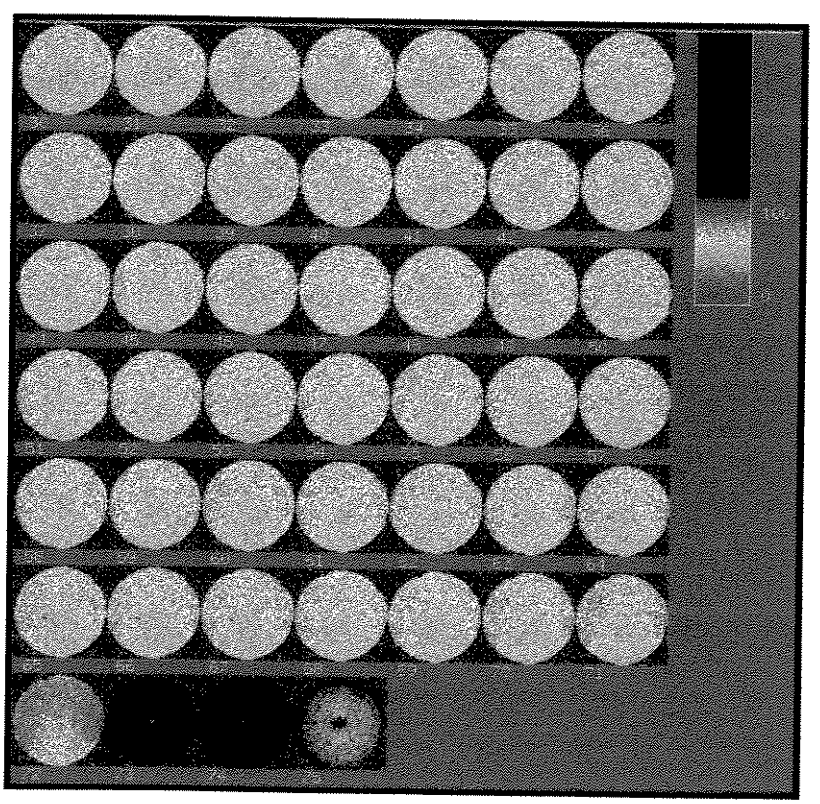


Figura A-198 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 13
Reconstrução de 2 em 2 mm

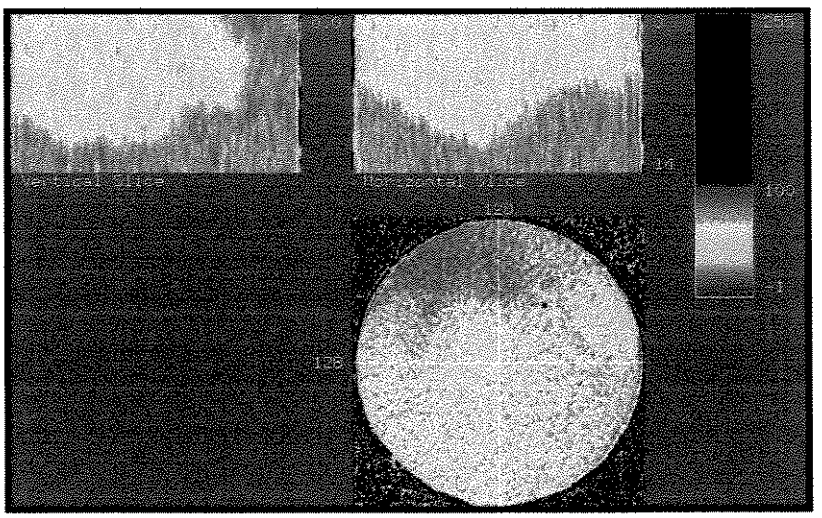


Figura A-199 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 2
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.051, Razão de Viscosidade = 168.1

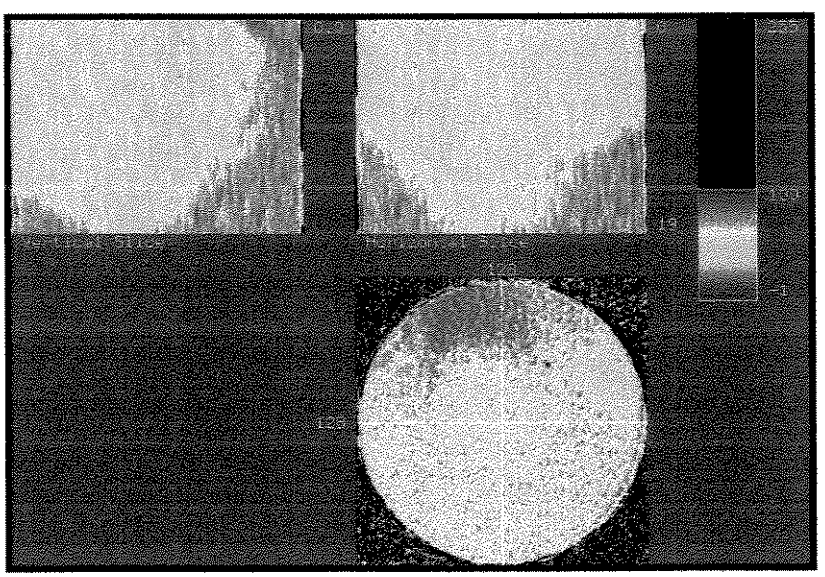


Figura A-200 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 3
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.087, Razão de Viscosidade = 168.1

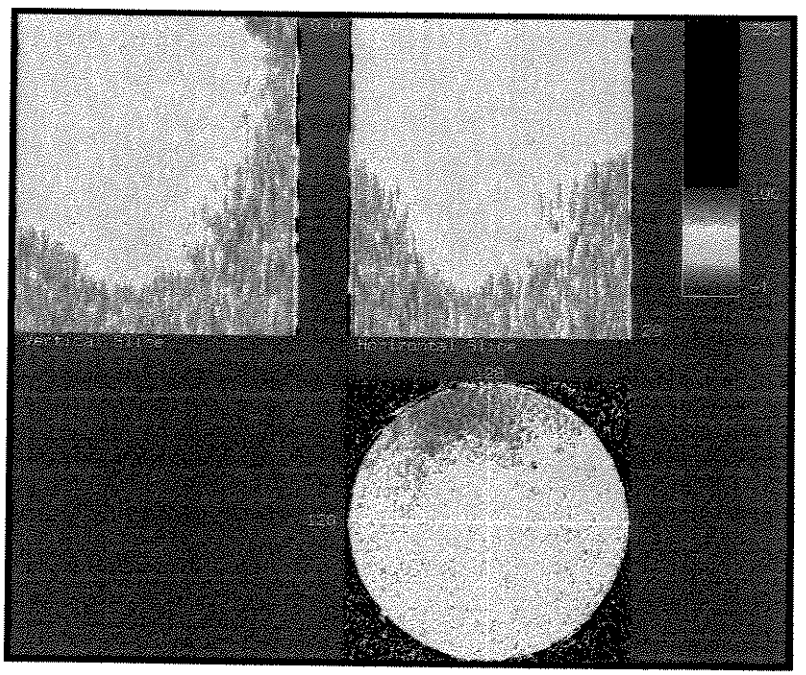


Figura A-201 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 4
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.107, Razão de Viscosidade = 168.1

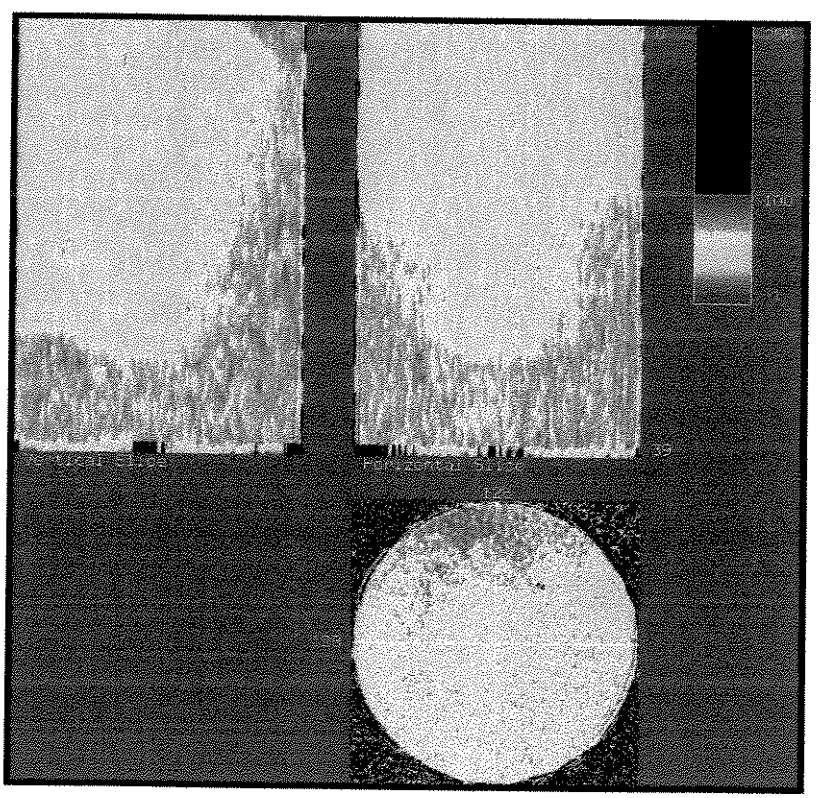


Figura A-202 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 5
Qinj =1.1cc/min, VPi = 0.138, Razão de Viscosidade = 168.1

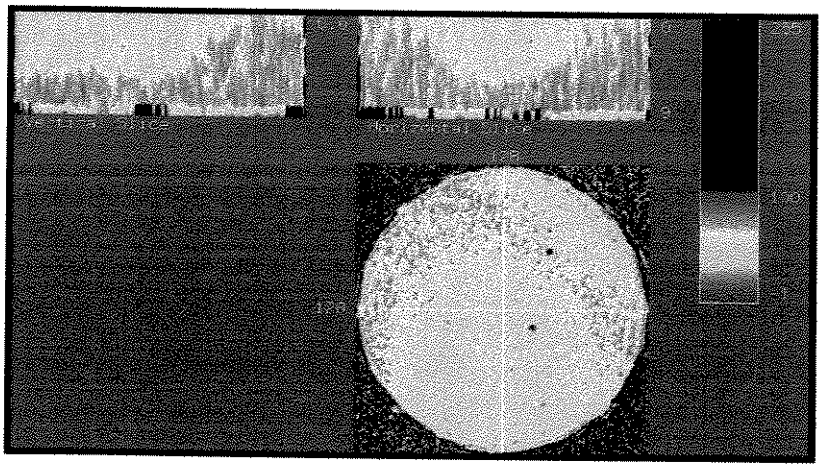


Figura A-203 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 6
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.166, Razão de Viscosidade = 168.1

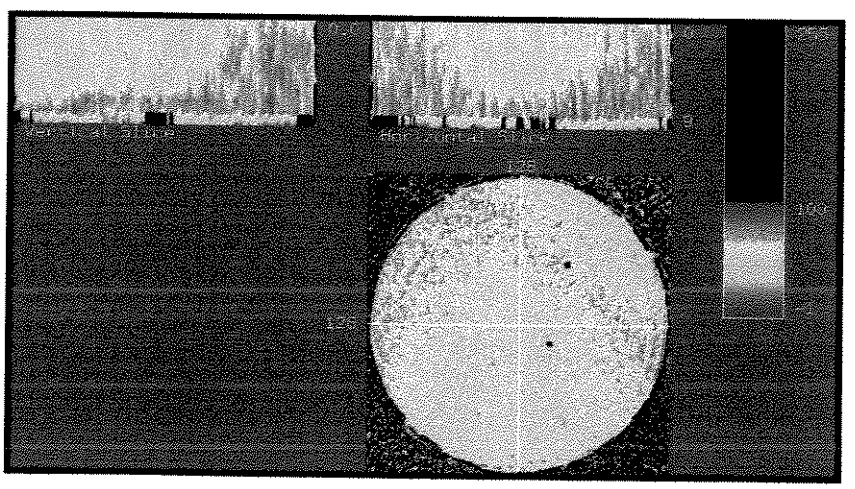


Figura A-204 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 7
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.172, Razão de Viscosidade = 168.1

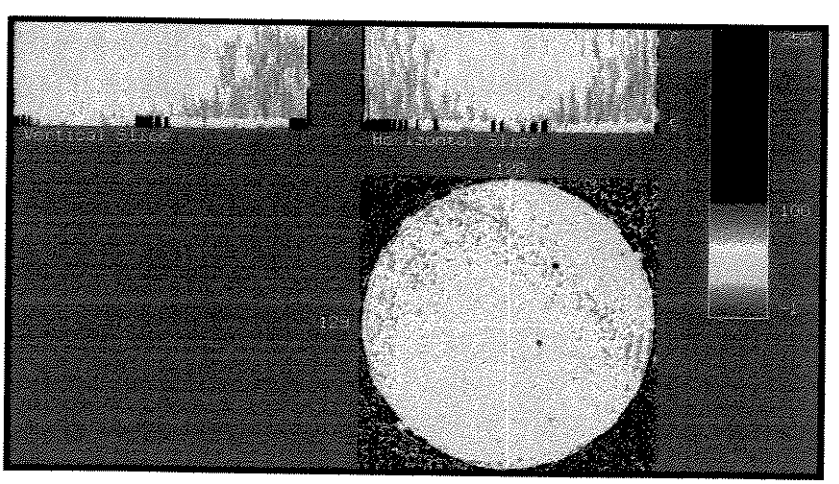


Figura A-205 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 8
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.180, Razão de Viscosidade = 168.1

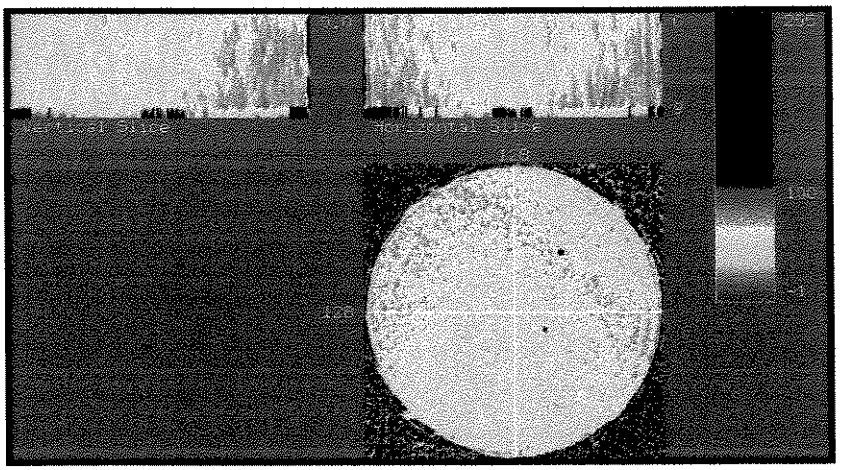


Figura A-206 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 9
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.187, Razão de Viscosidade = 168.1

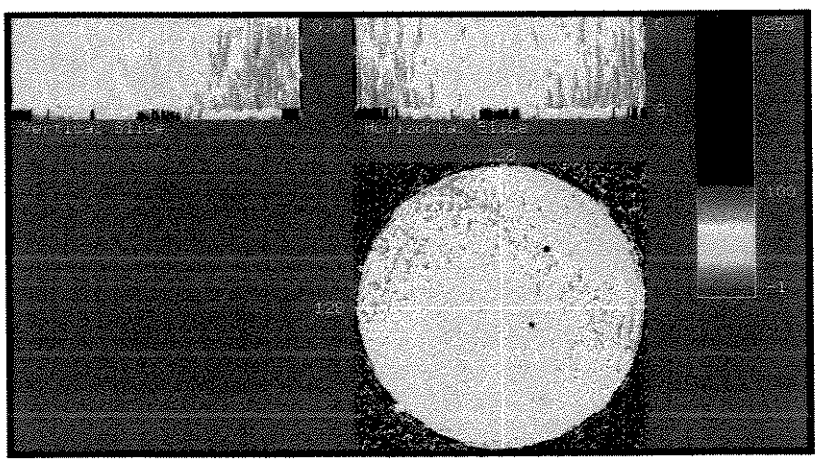


Figura A-207 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 10
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.192, Razão de Viscosidade = 168.1

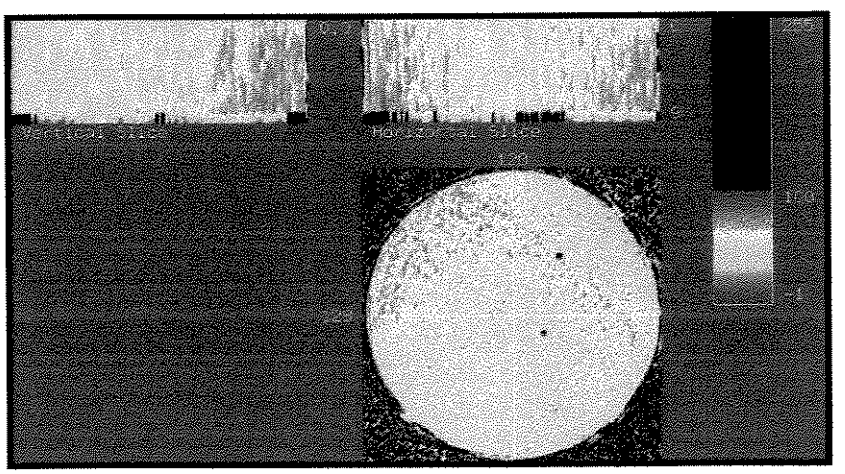


Figura A-208 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 11
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.197, Razão de Viscosidade = 168.1

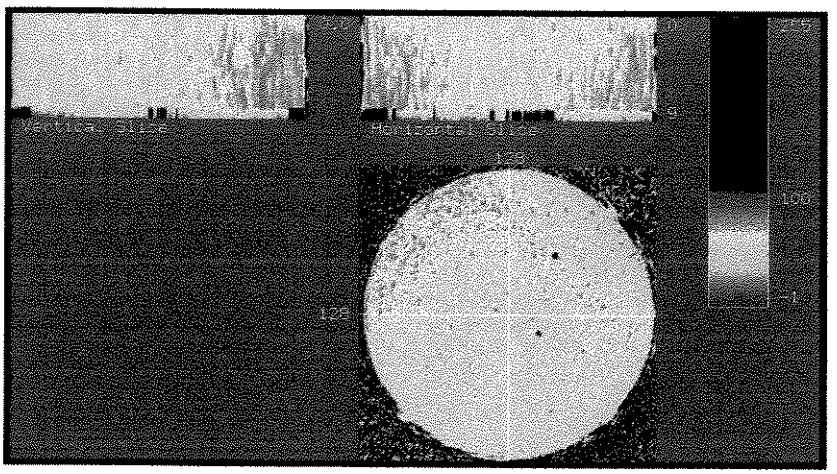


Figura A-209 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 12
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.203, Razão de Viscosidade = 168.1

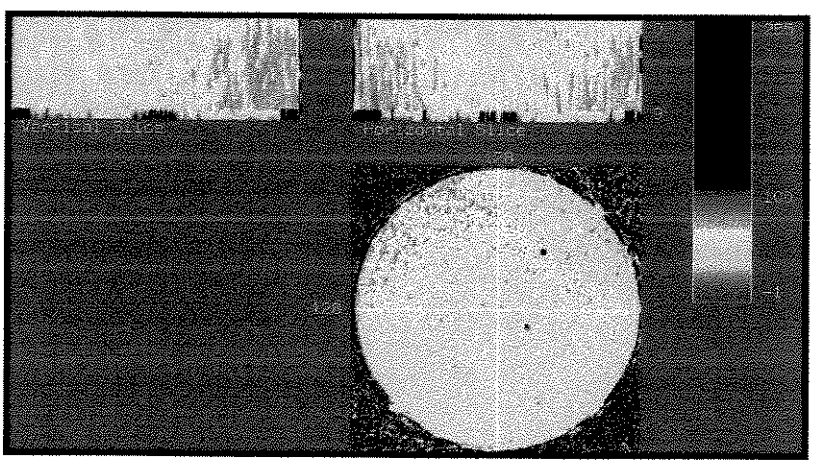


Figura A-210 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 8 - Corrida 13
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.207, Razão de Viscosidade = 168.1

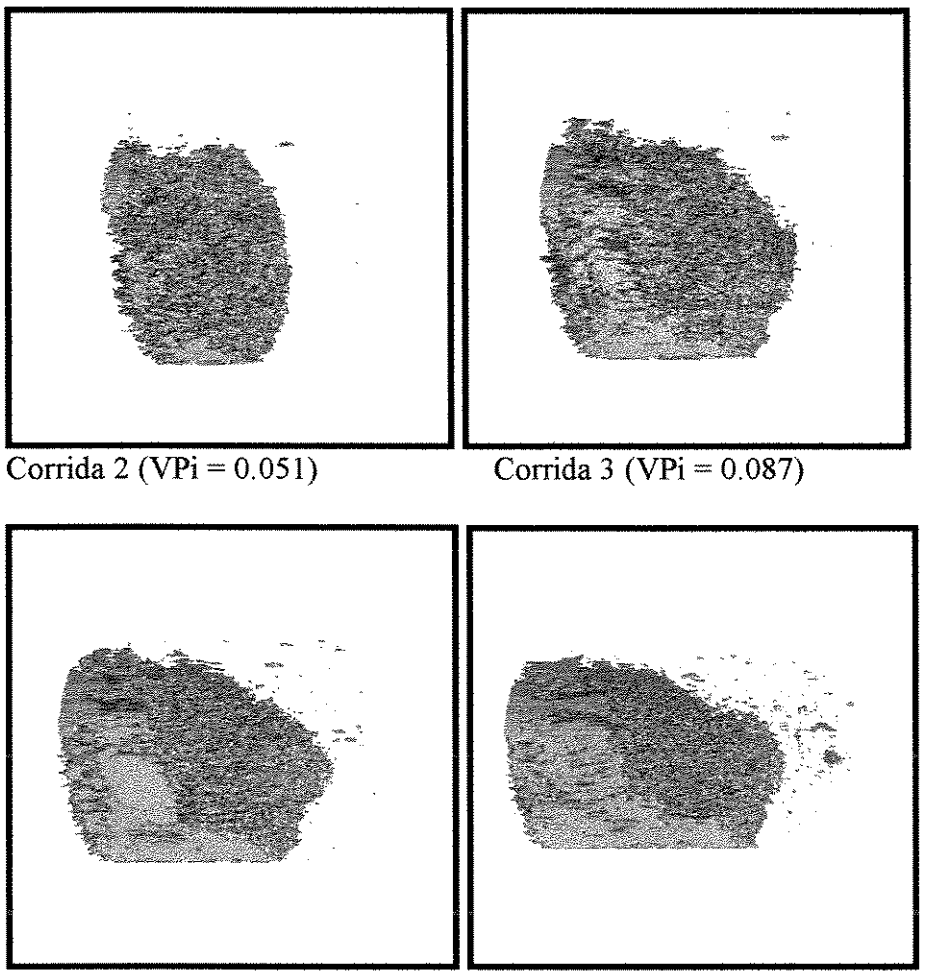
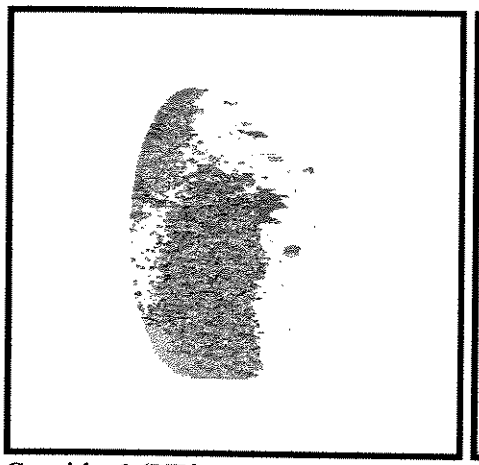
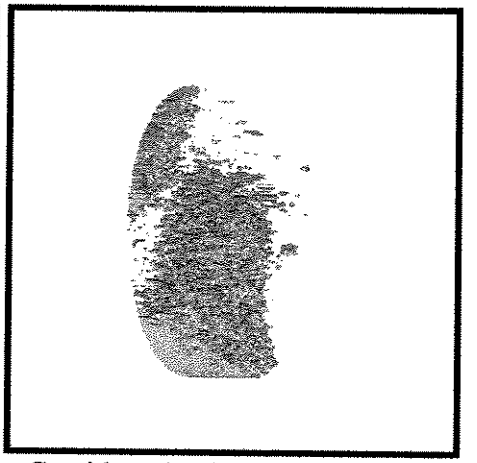


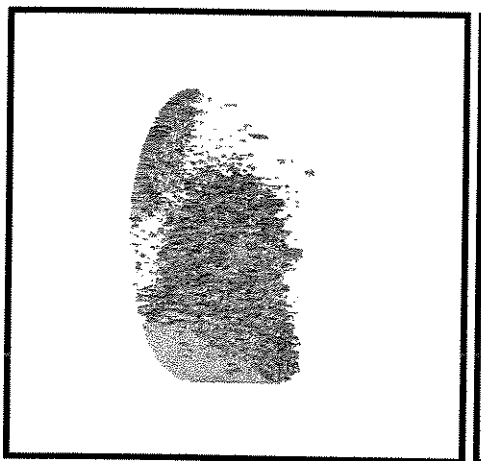
Figura A-211 Projeção 3D - Berea 4A - Teste 8
Ilustração da Evolução do Deslocamento nas Corridas 2 a 13



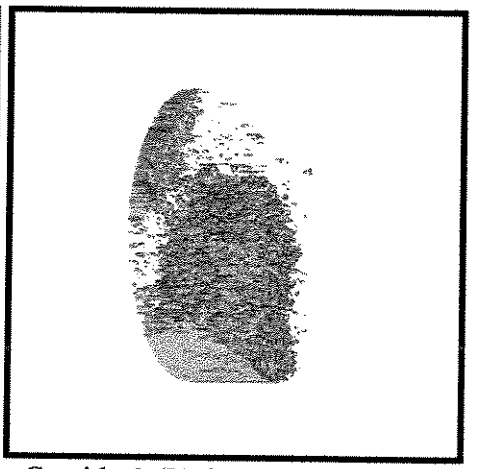
Corrida 6 (VPi = 0.166)



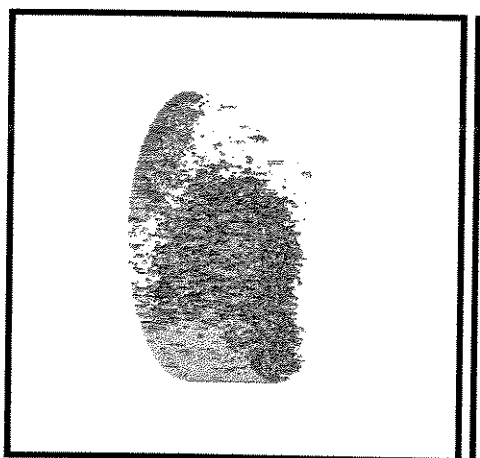
Corrida 7 (VPi = 0.172)



Corrida 8 (VPi = 0.180)



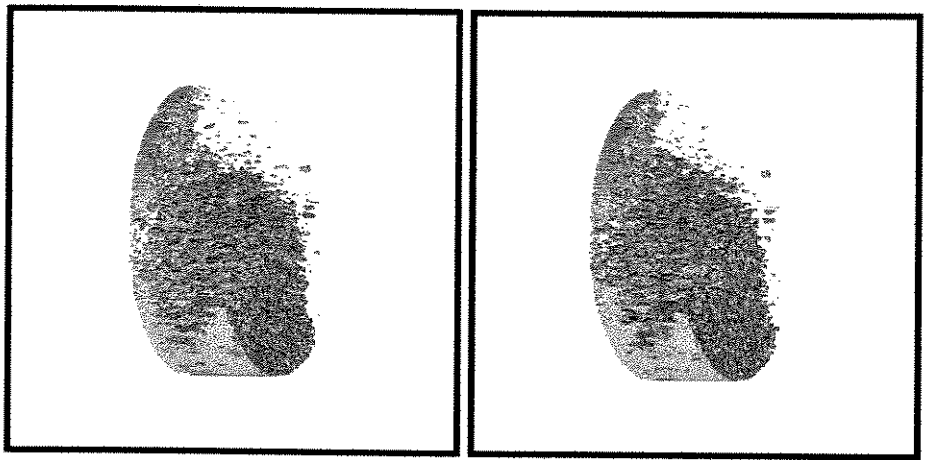
Corrida 9 (VPi = 0.187)



Corrida 10 (VPi = 0.192)

Corrida 11 (VPi = 0.197)

Figura A-211 Continuação



Corrida 12 (VPi = 0.203) Corrida 13 (VPi = 0.207)

Figura A-211 Continuação

A.14 Berea 4a - Teste 9

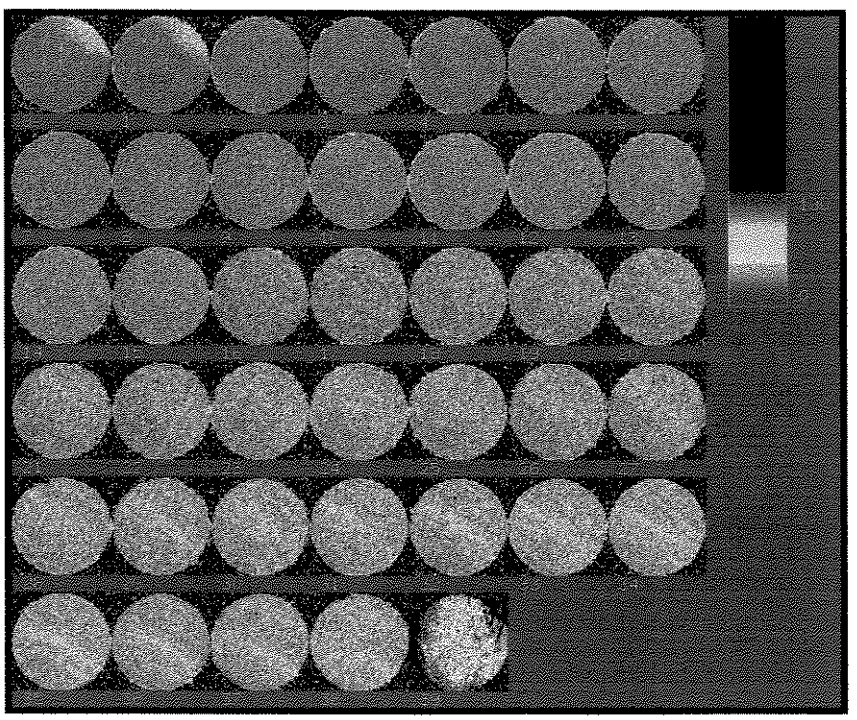


Figura A-212 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 1, (Swi)
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/168.1

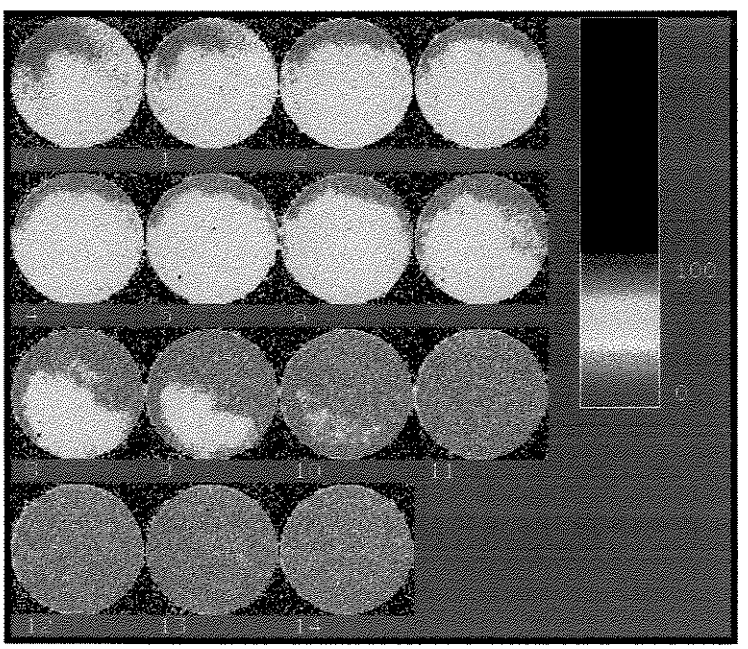


Figura A-213 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 2
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.046, Razão de Viscosidade = 168.1

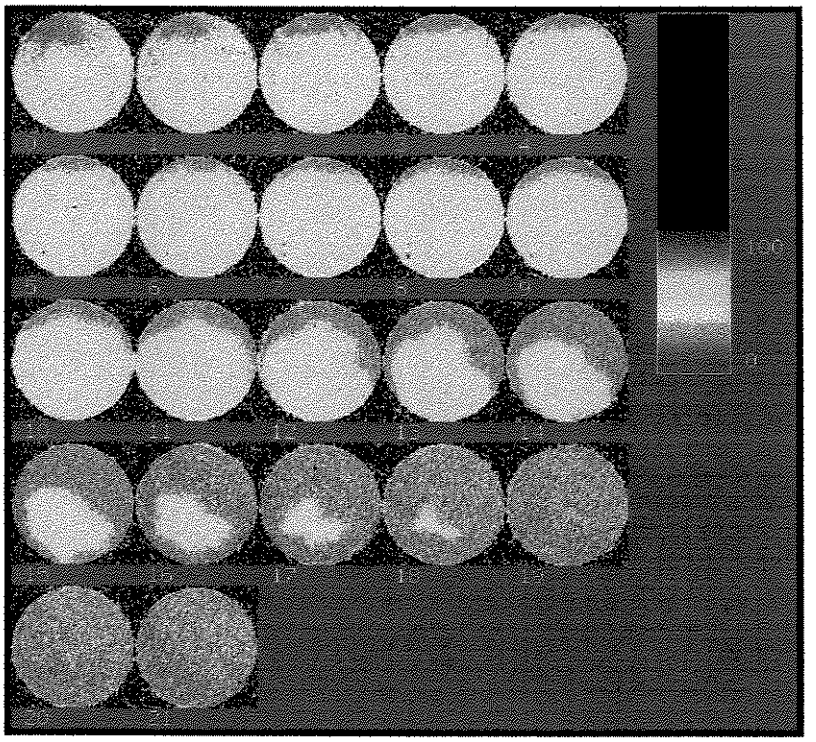


Figura A-214 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 3
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.086, Razão de Viscosidade = 168.1

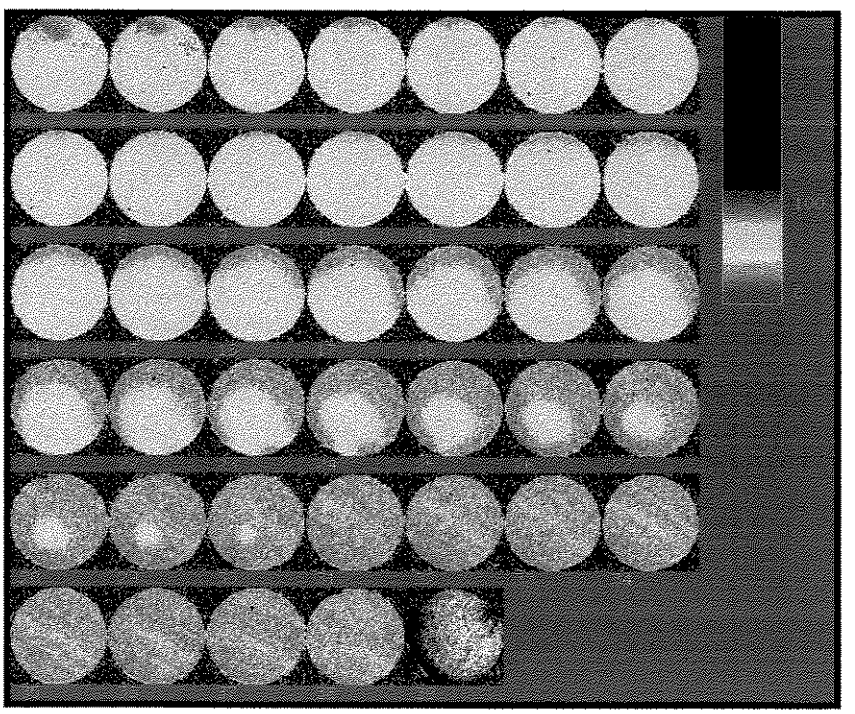


Figura A-215 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 4
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.139, Razão de Viscosidade = 168.1

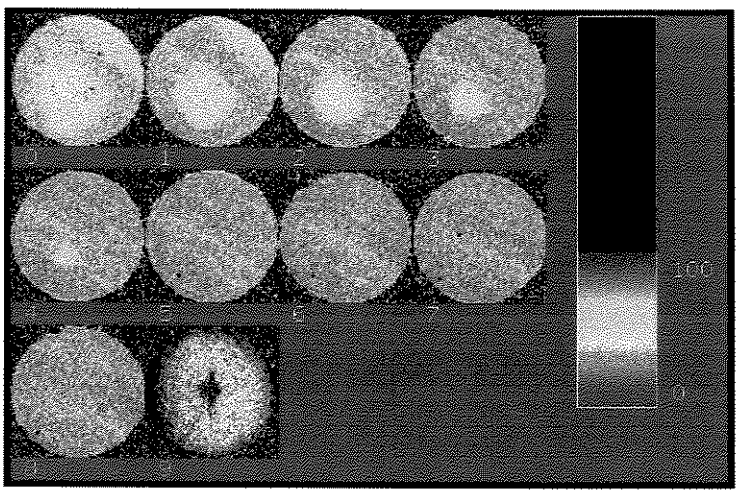


Figura A-216 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 5
Qinj =1.1cc/min, VPi = 0.163, Razão de Viscosidade = 168.1

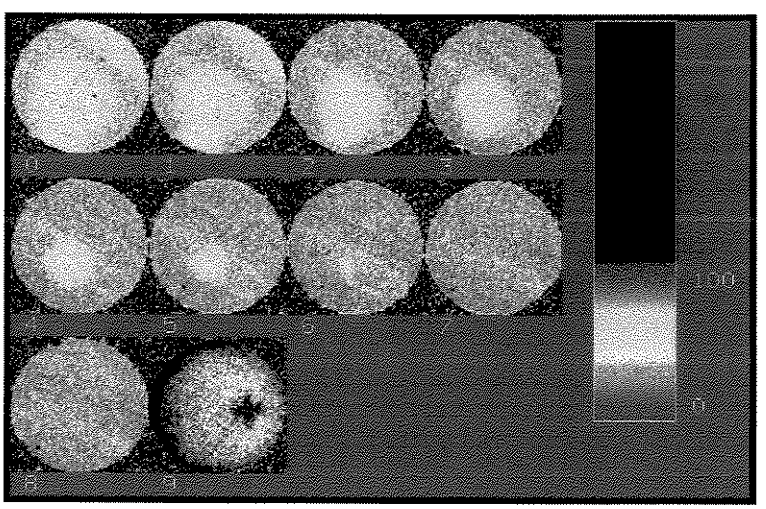


Figura A-217 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 6
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.174, Razão de Viscosidade = 168.1

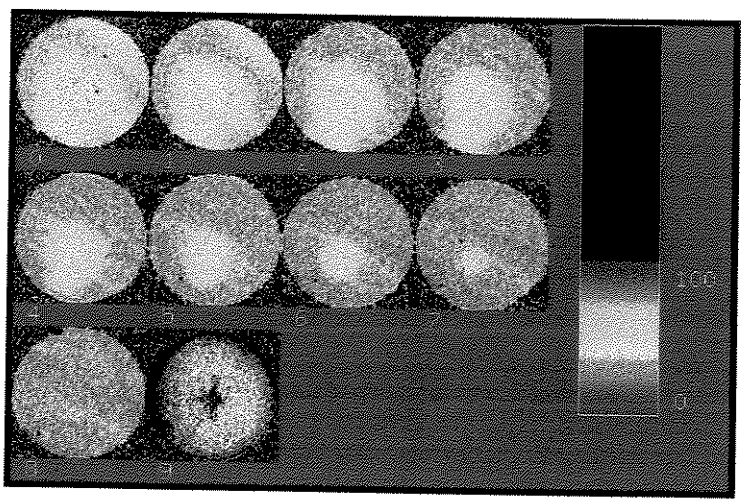


Figura A-218 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 7
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.183, Razão de Viscosidade = 168.1

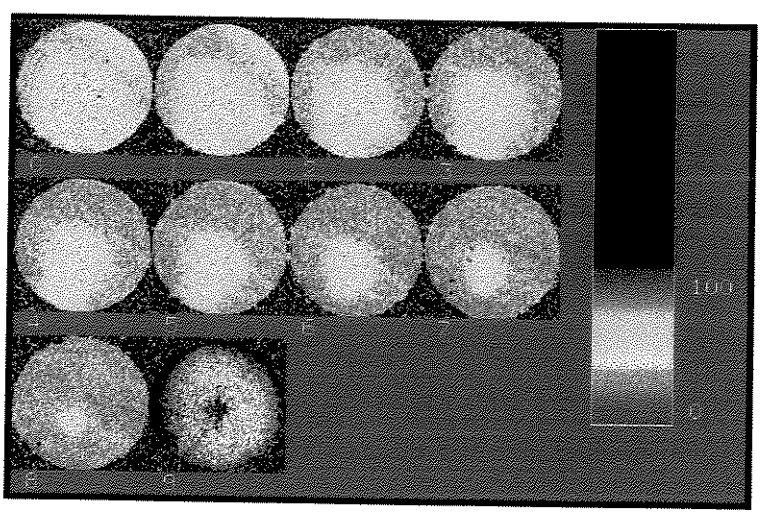


Figura A-219 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 8
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.189, Razão de Viscosidade = 168.1

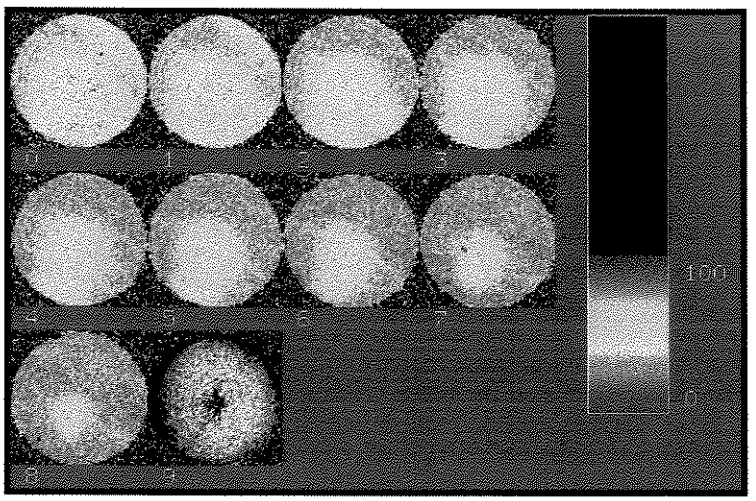


Figura A-220 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 9
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.193, Razão de Viscosidade = 168.1

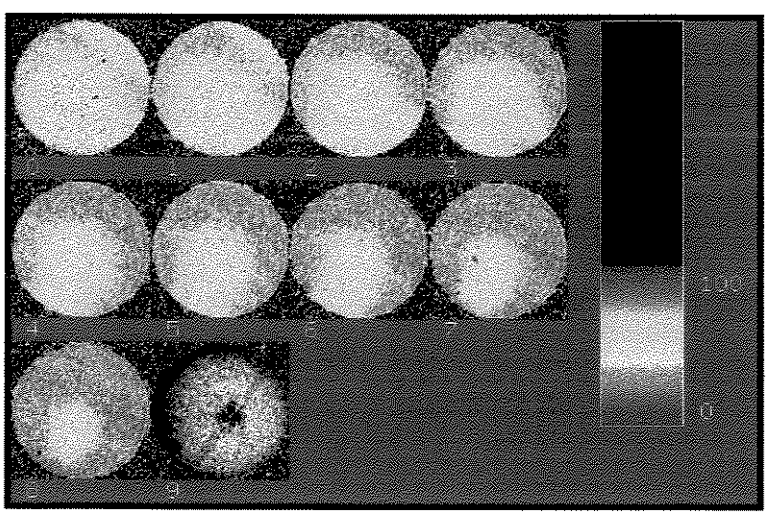


Figura A-221 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 10
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.198, Razão de Viscosidade = 168.1

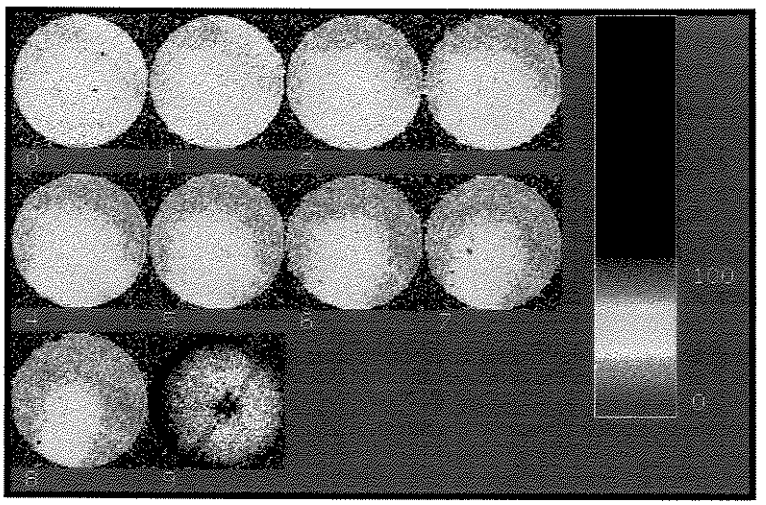


Figura A-222 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 11
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.205, Razão de Viscosidade = 168.1

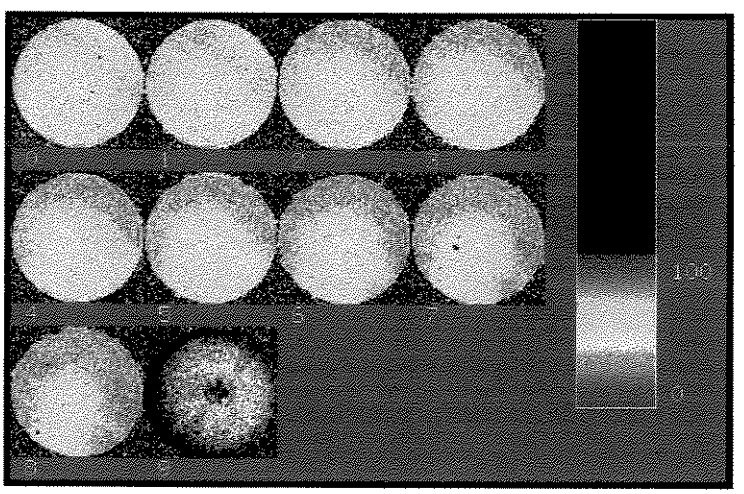


Figura A-223 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 12
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.215, Razão de Viscosidade = 168.1

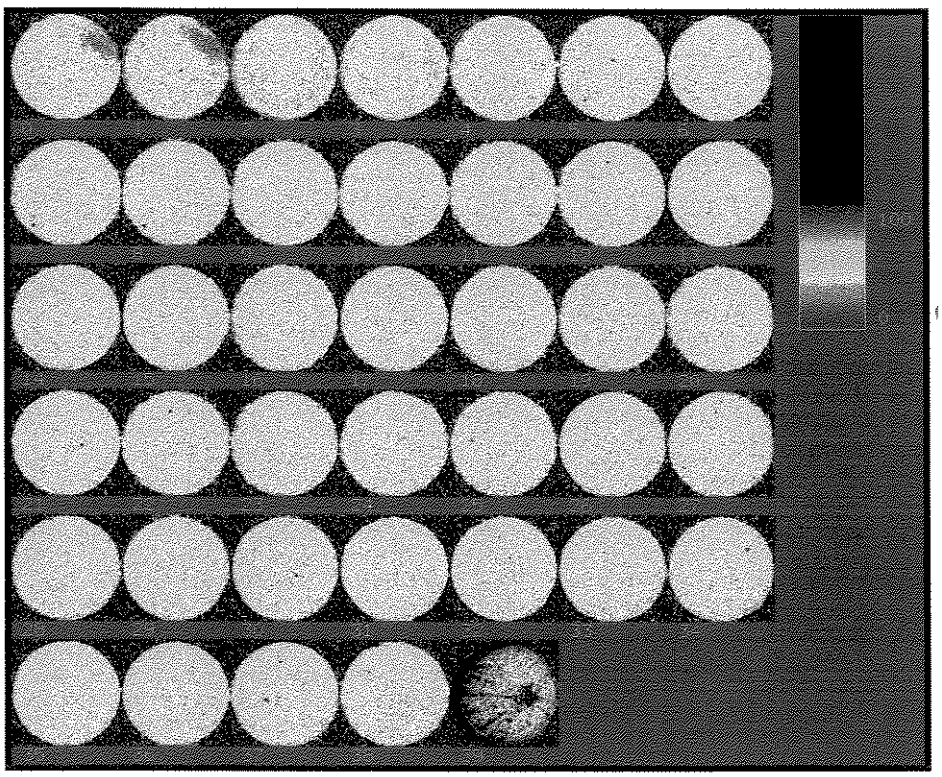


Figura A-224 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 13 (Sor)
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.583, Razão de Viscosidade = 168.1

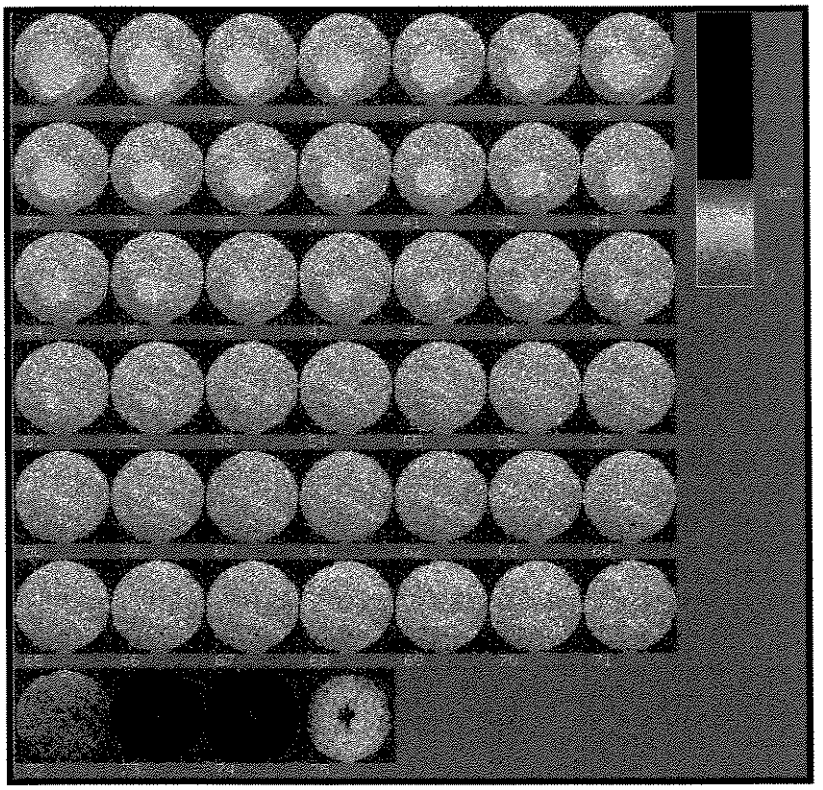


Figura A-225 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 5
Reconstrução de 2 em 2 mm

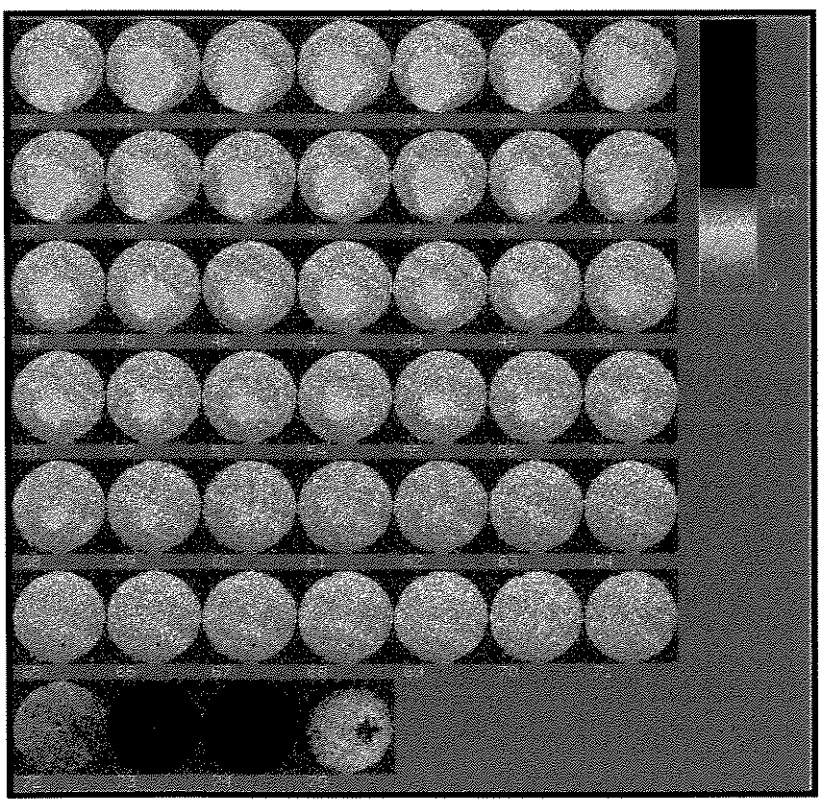


Figura A-226 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 6
Reconstrução de 2 em 2 mm

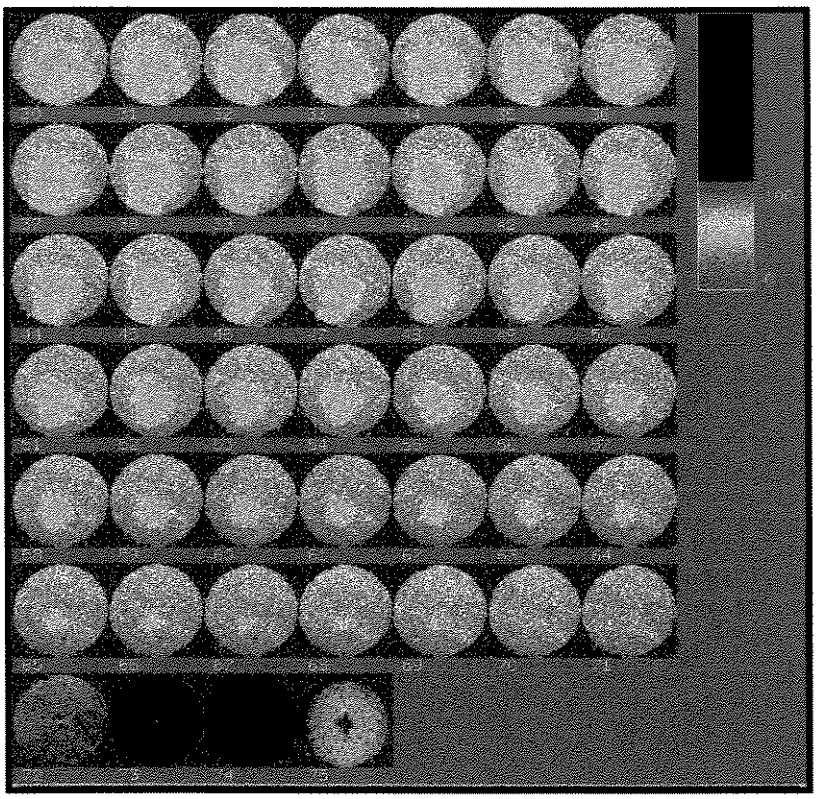


Figura A-227 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 7
Reconstrução de 2 em 2 mm

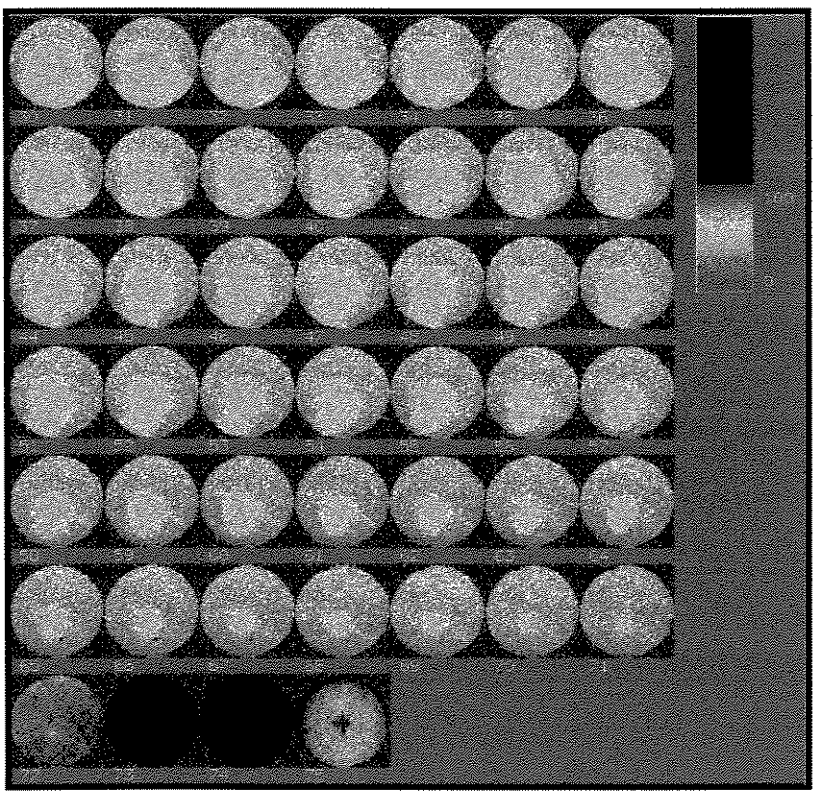


Figura A-228 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 8
Reconstrução de 2 em 2 mm

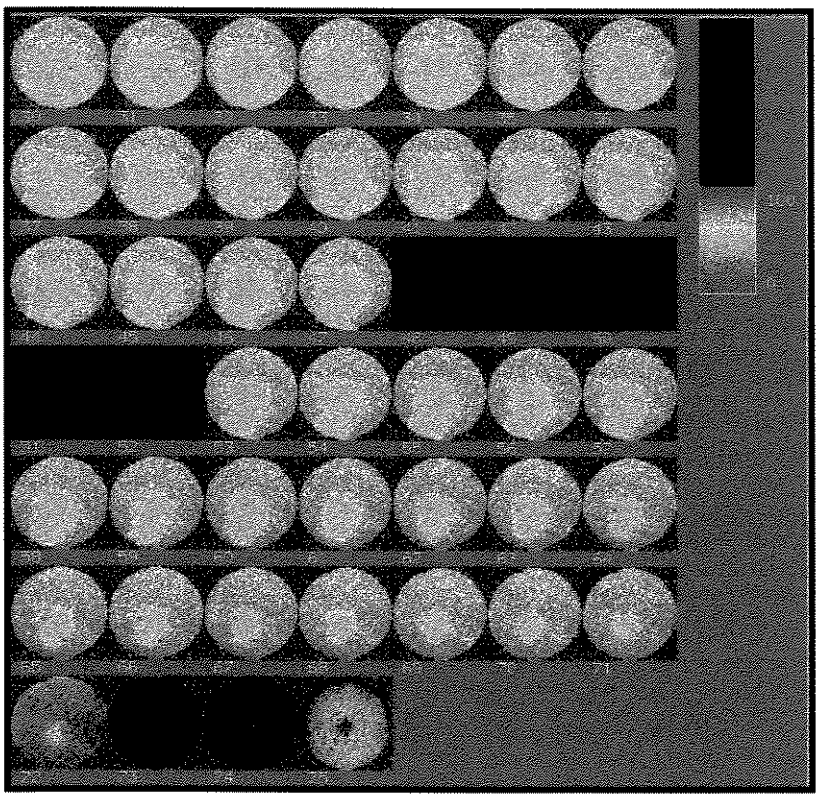


Figura A-229 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 9
Reconstrução de 2 em 2 mm

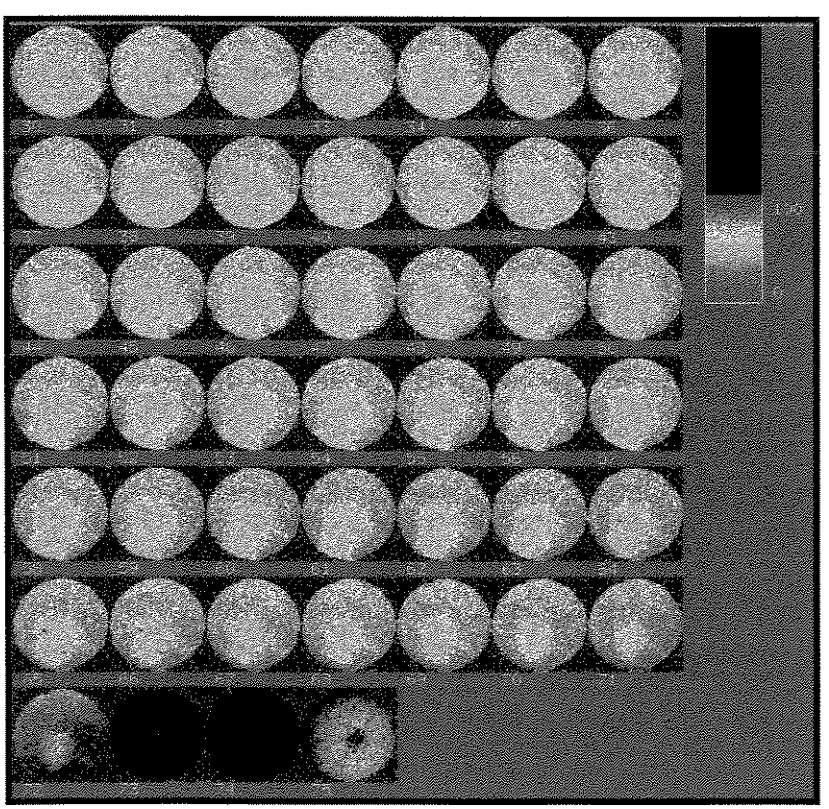


Figura A-230 Cortes Transversais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 10
Reconstrução de 2 em 2 mm

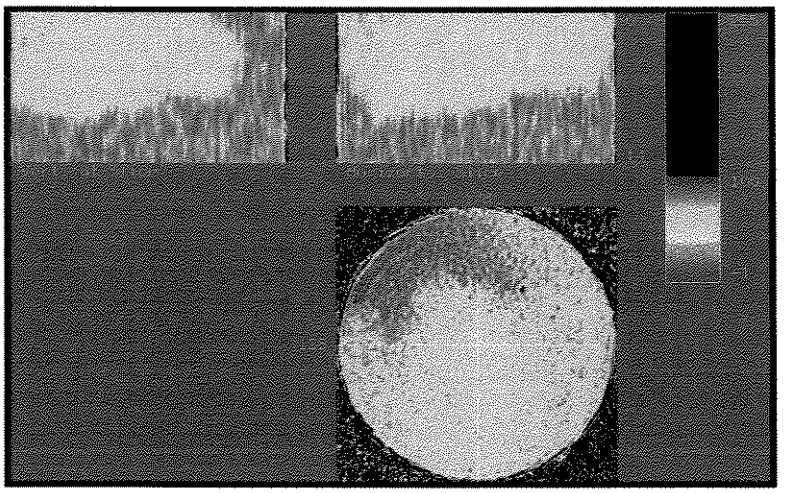


Figura A-231 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 2
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.046, Razão de Viscosidade = 168.1

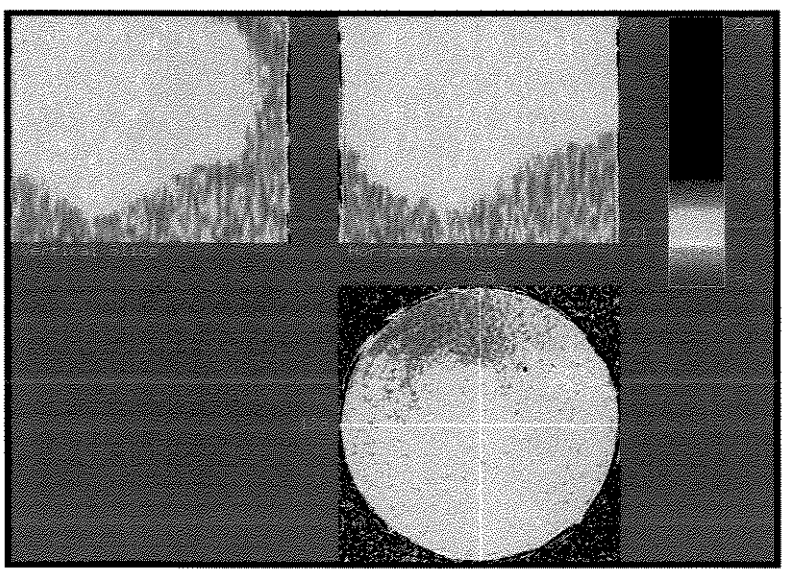


Figura A-232 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 3
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.086, Razão de Viscosidade = 168.1

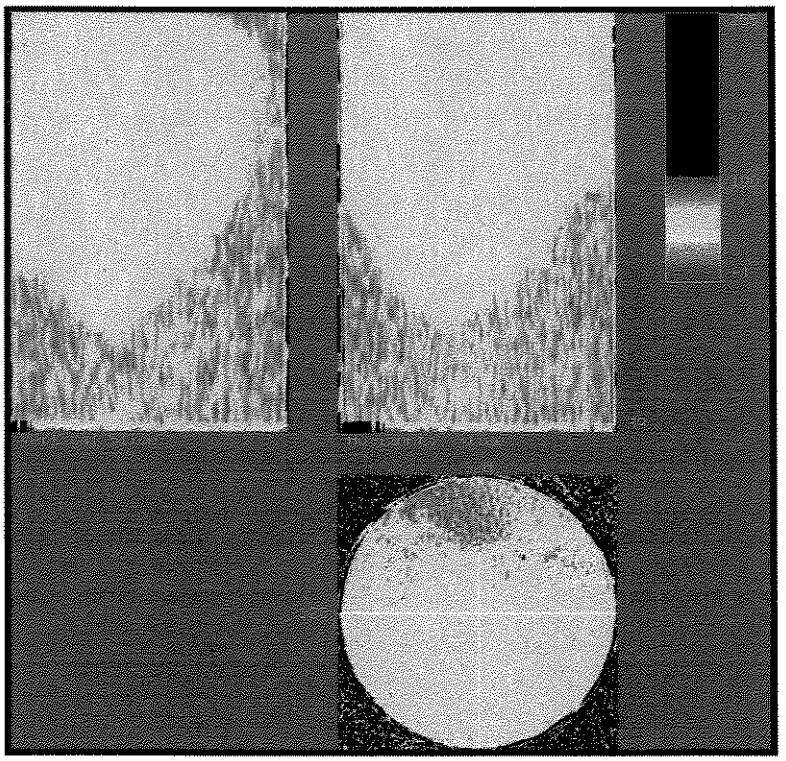


Figura A-233 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 4
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.139, Razão de Viscosidade = 168.1

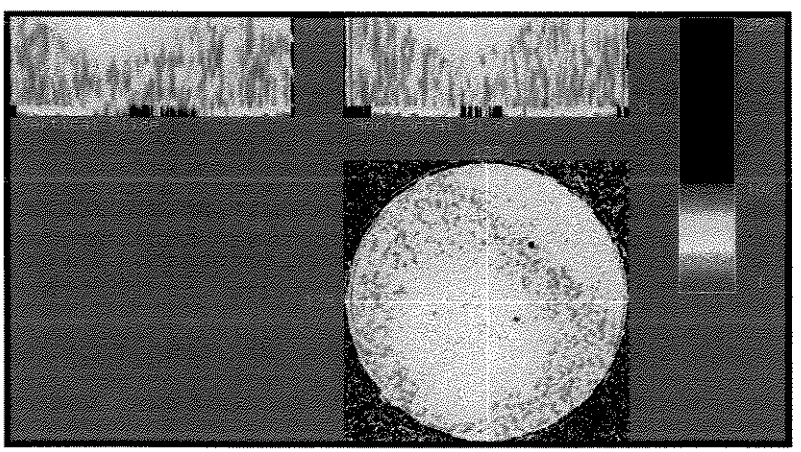


Figura A-234 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 5
Qinj =1.1cc/min, VPi = 0.163, Razão de Viscosidade = 168.1

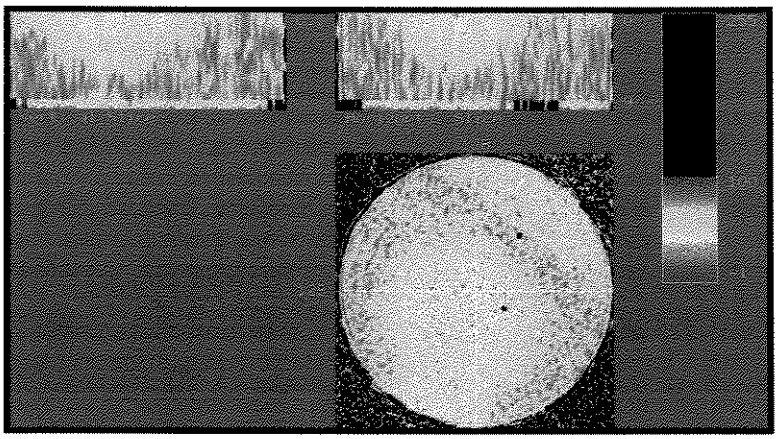


Figura A-235 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 6
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.174, Razão de Viscosidade = 168.1

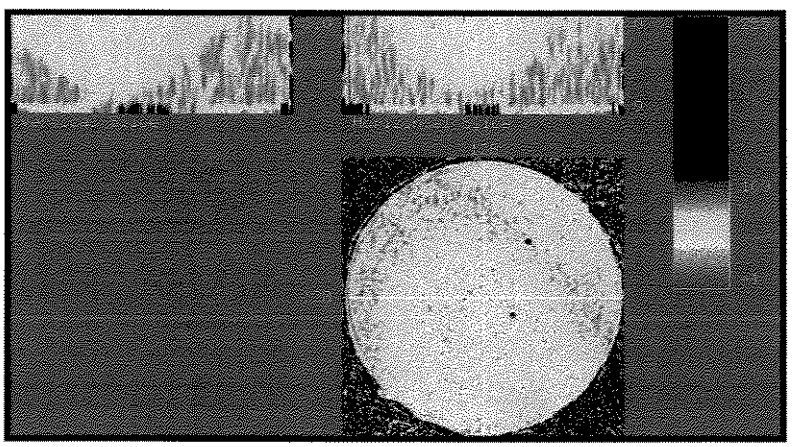


Figura A-236 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 7
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.183, Razão de Viscosidade = 168.1

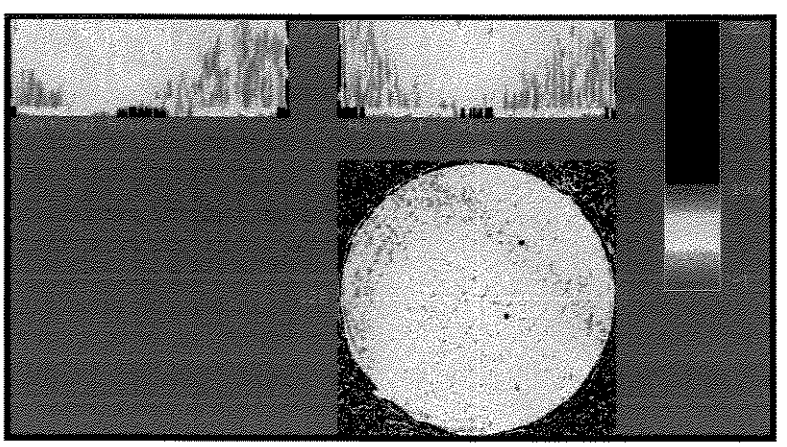


Figura A-237 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 8
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.189, Razão de Viscosidade = 168.1

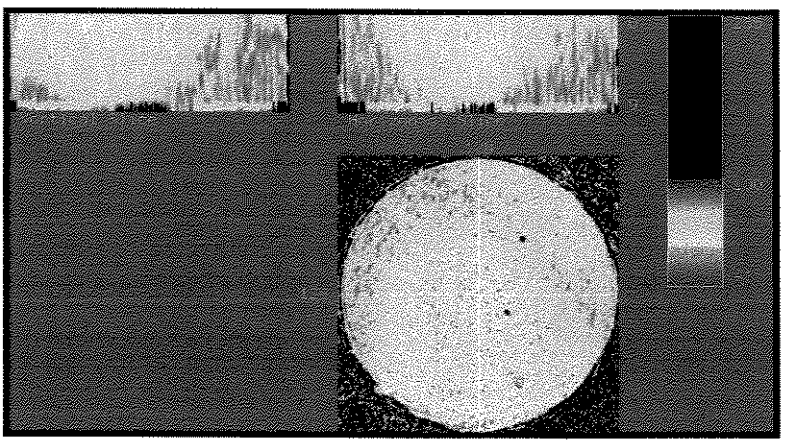


Figura A-238 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 9
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.193, Razão de Viscosidade = 168.1

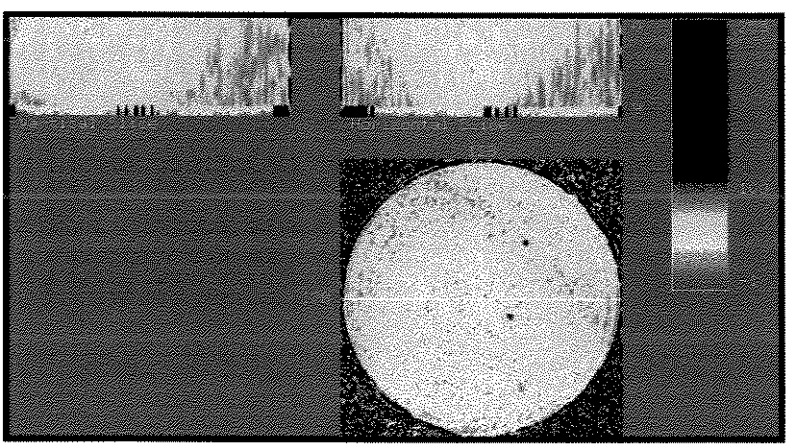


Figura A-239 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 10
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.198, Razão de Viscosidade = 168.1

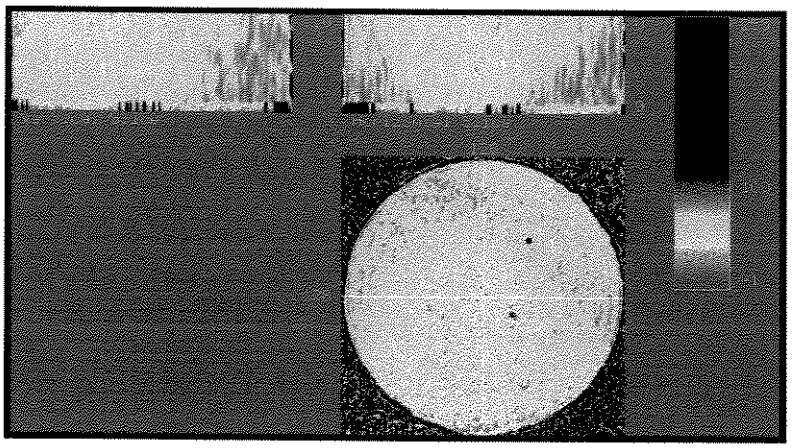


Figura A-240 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 11
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.205, Razão de Viscosidade = 168.1

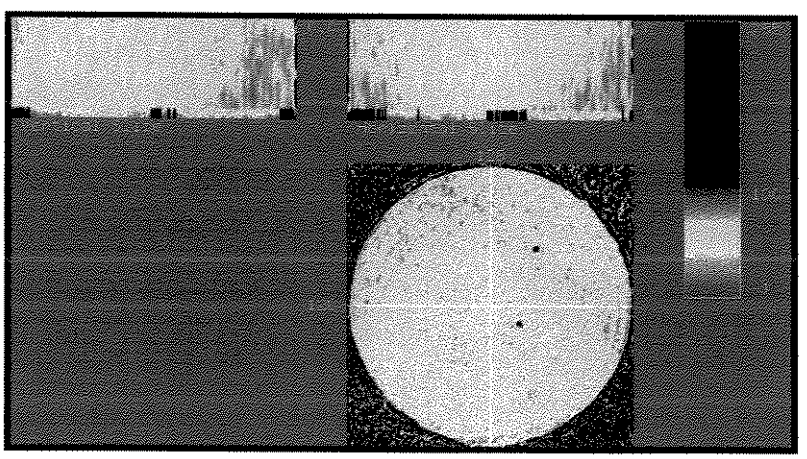
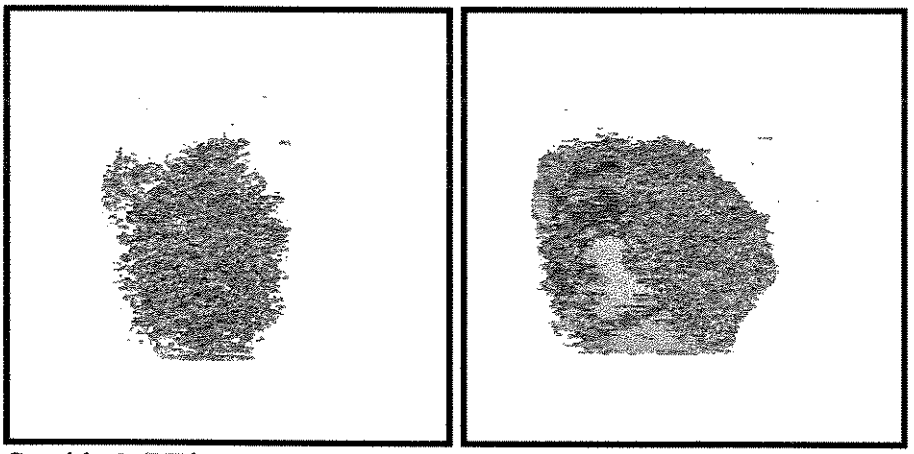
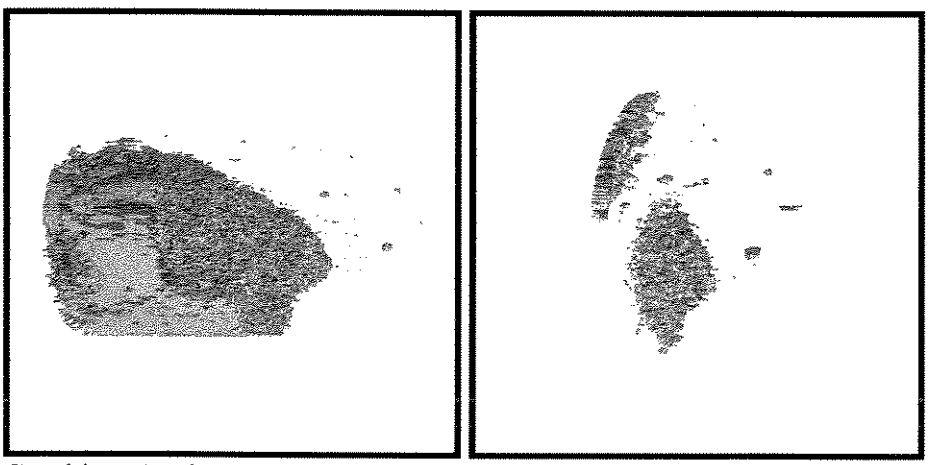


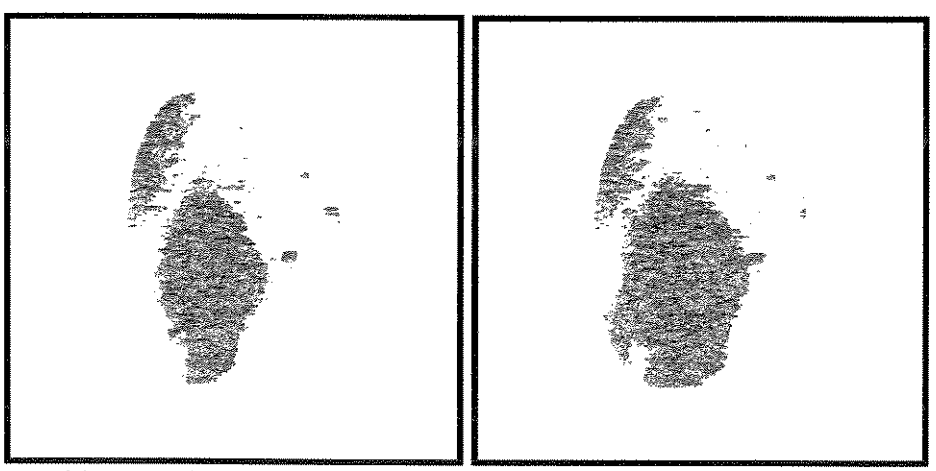
Figura A-241 Projeções Ortogonais - Berea 4A - Teste 9 - Corrida 12
Qinj = 1.1 cc/min, VPi = 0.215, Razão de Viscosidade = 168.1



Corrida 2 (VPi = 0.046) Corrida 3 (VPi = 0.086)

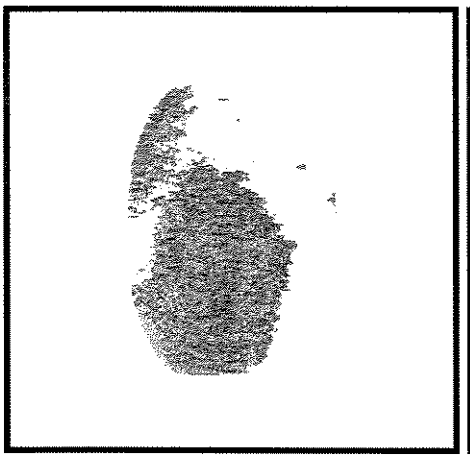


Corrida 4 (VPi = 0.139) Corrida 5 (VPi = 0.163)

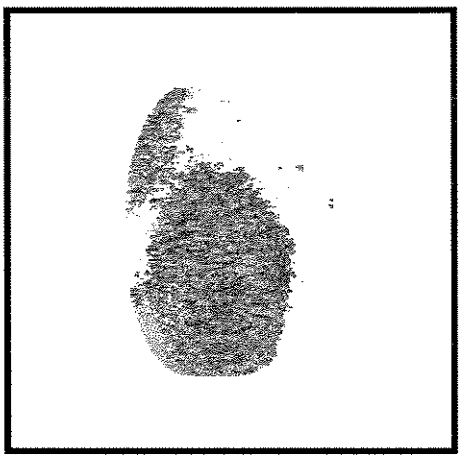


Corrida 6 (VPi = 0.174) Corrida 7 (VPi = 0.183)

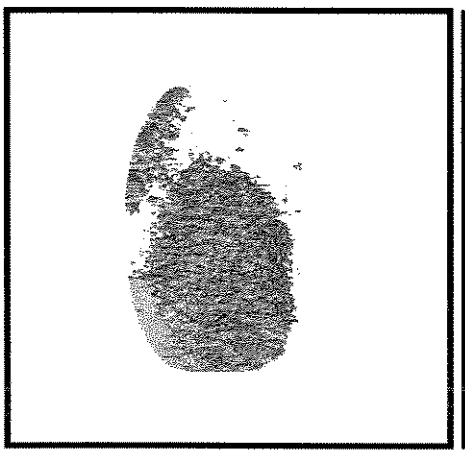
Figura A-242 Projeção 3D - Berea 4A - Teste 9
Ilustração da Evolução do Deslocamento nas Corridas 2 a 13



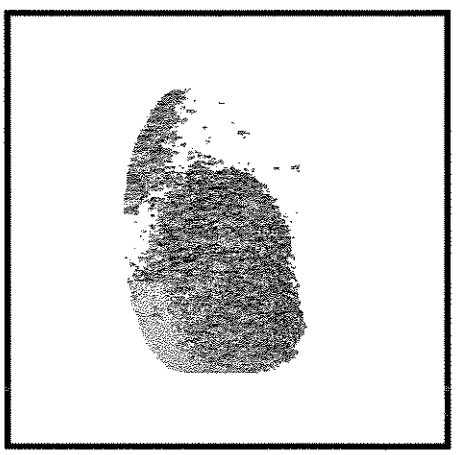
Corrida 8 (VPi = 0.189)



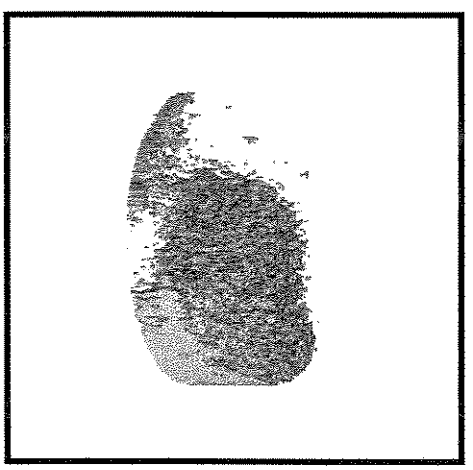
Corrida 9 (VPi = 0.193)



Corrida 10 (VPi = 0.198)



Corrida 11 (VPi = 0.205)



Corrida 12 (VPi = 0.215)

Figura A-242 Continuação

A.15 Botucatu 1 - Teste 1

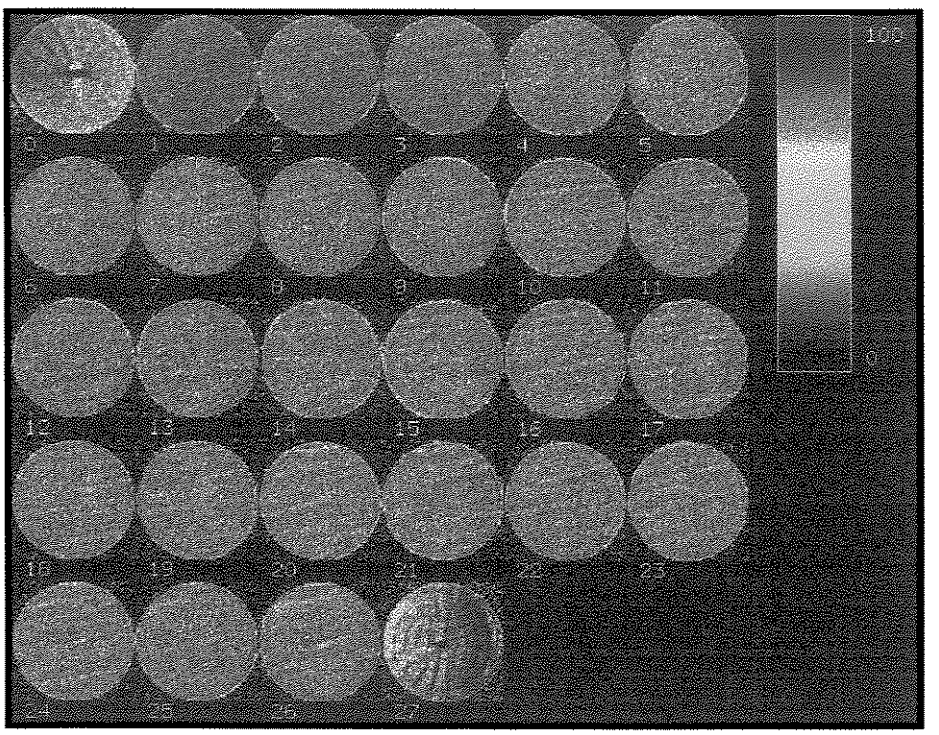


Figura A-243 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 1 (Swi)
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/18.23

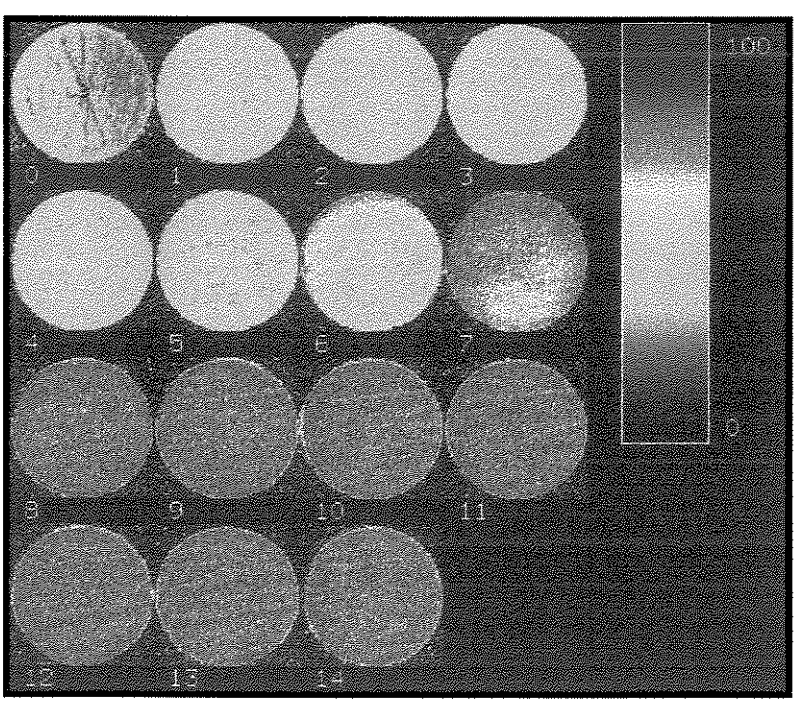


Figura A-244 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 2
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.12, Razão de Viscosidade = 18.23

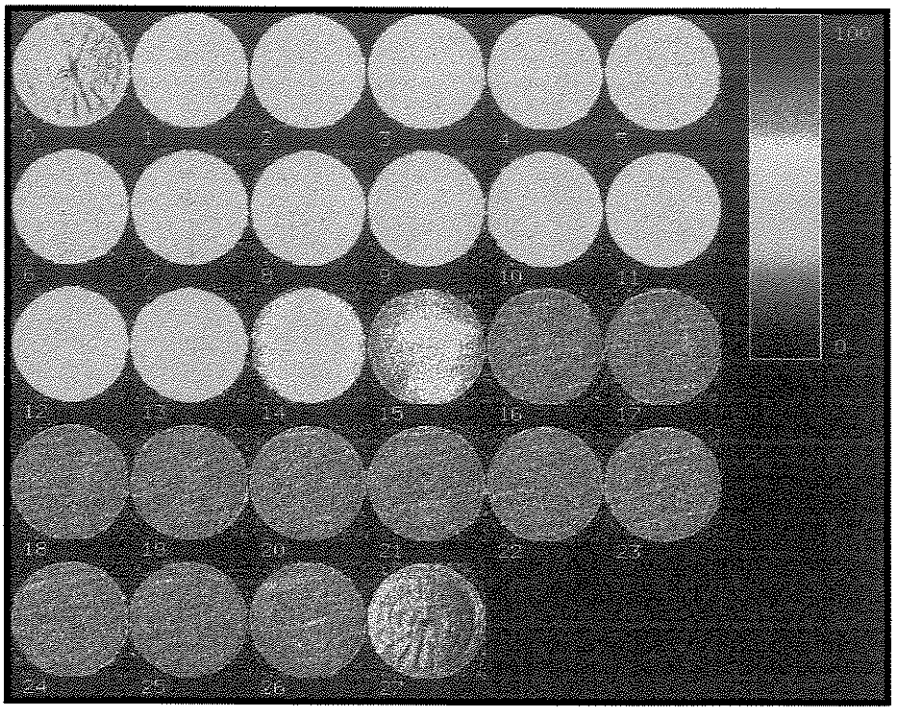


Figura A-245 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 3
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.24, Razão de Viscosidade = 18.23

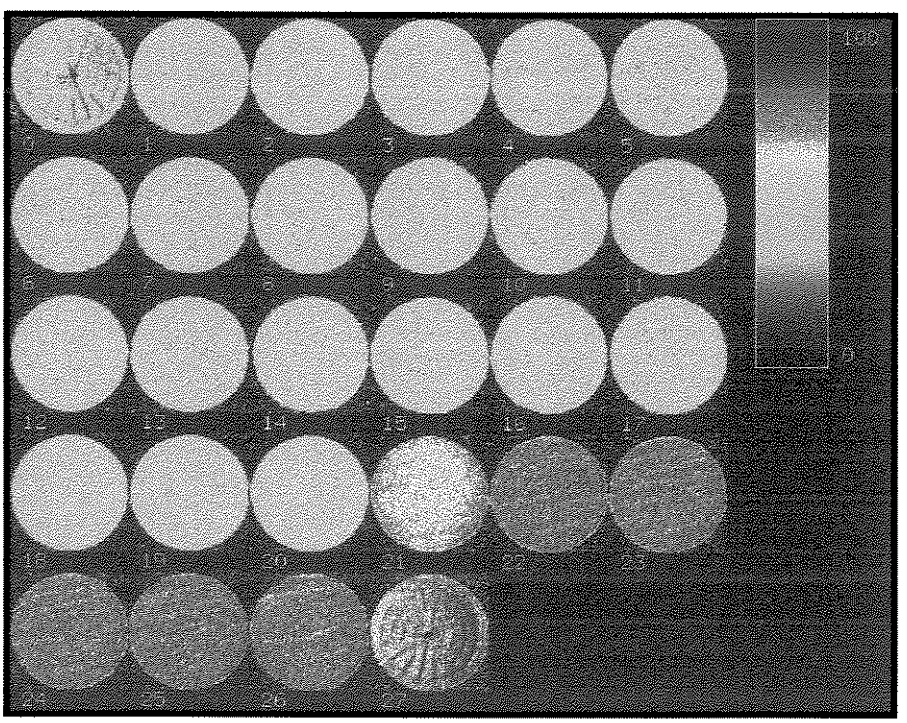


Figura A-246 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 4
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.33, Razão de Viscosidade = 18.23

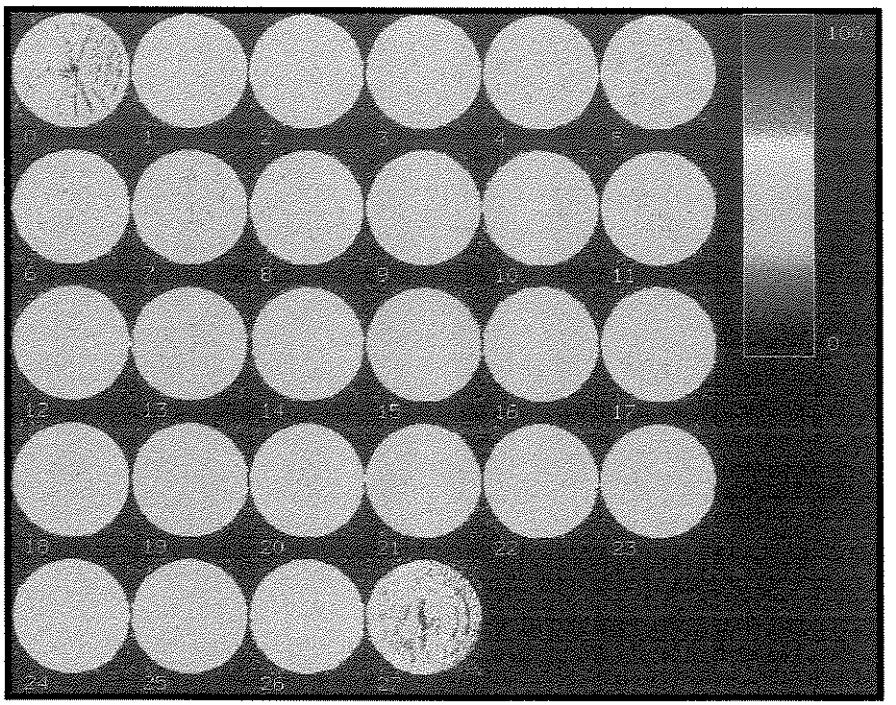


Figura A-247 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 5
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.41, Razão de Viscosidade = 18.23

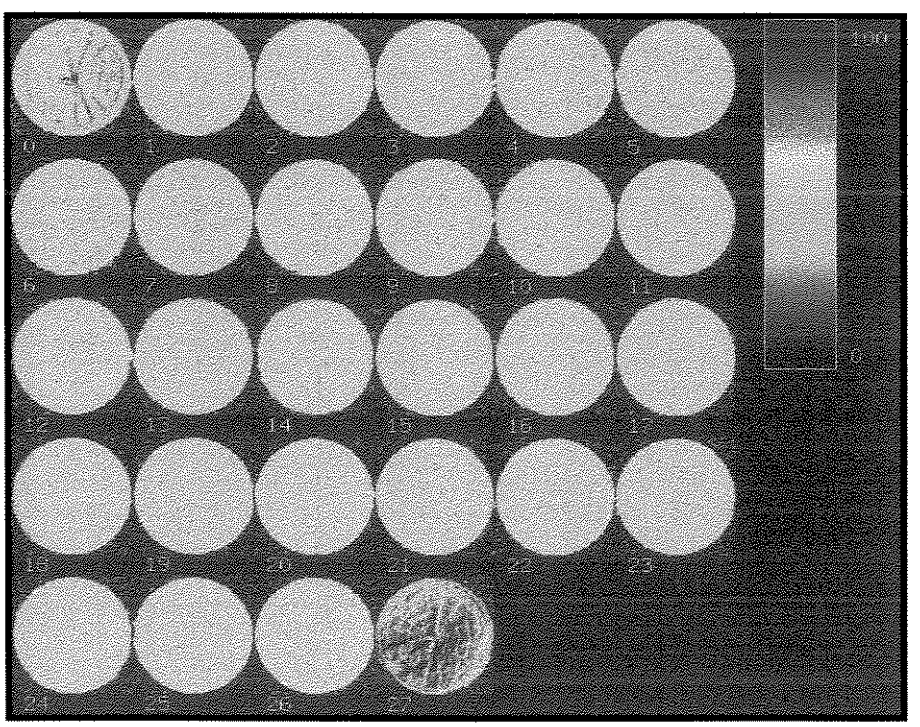


Figura A-248 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 6
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.49, Razão de Viscosidade = 18.23

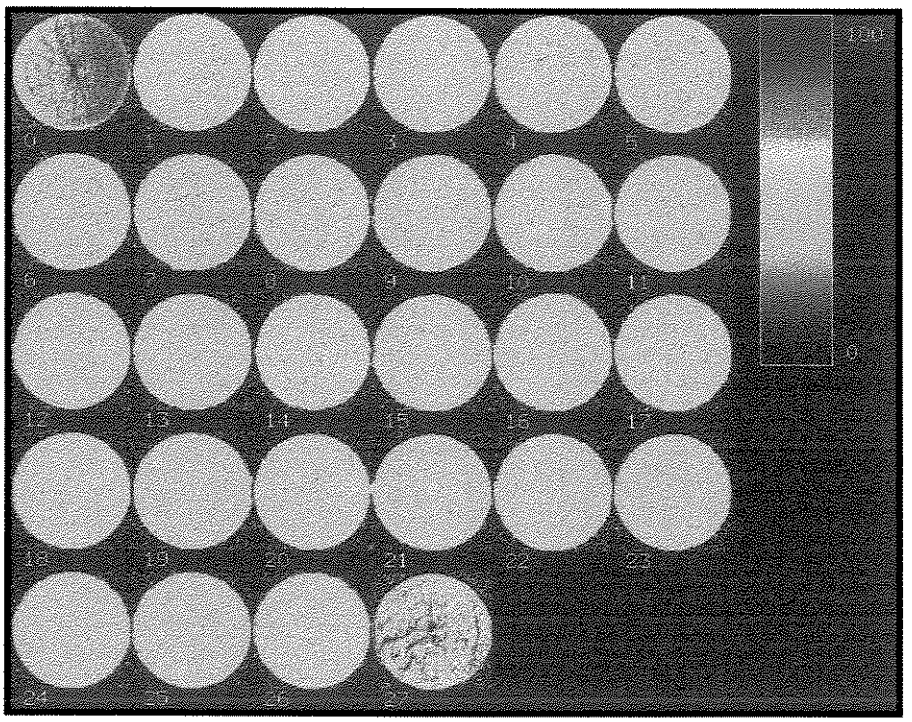


Figura A-249 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 7 (Sor)
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 3.17, Razão de Viscosidade = 18.23

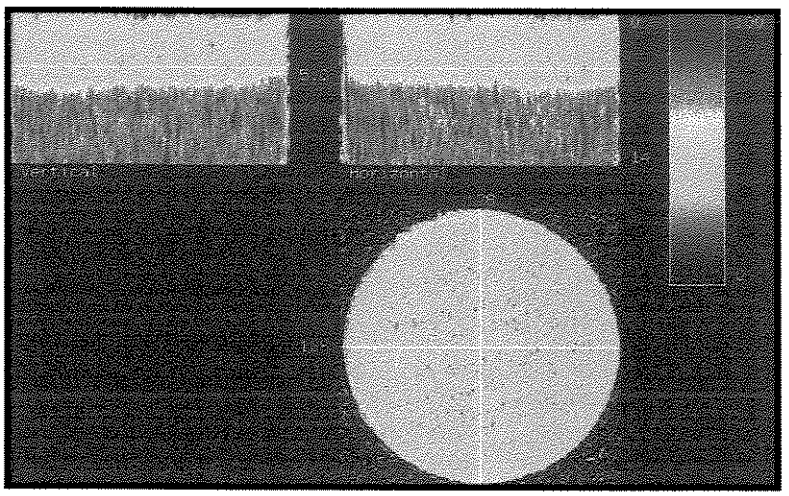


Figura A-250 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 2
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.12, Razão de Viscosidade = 18.23

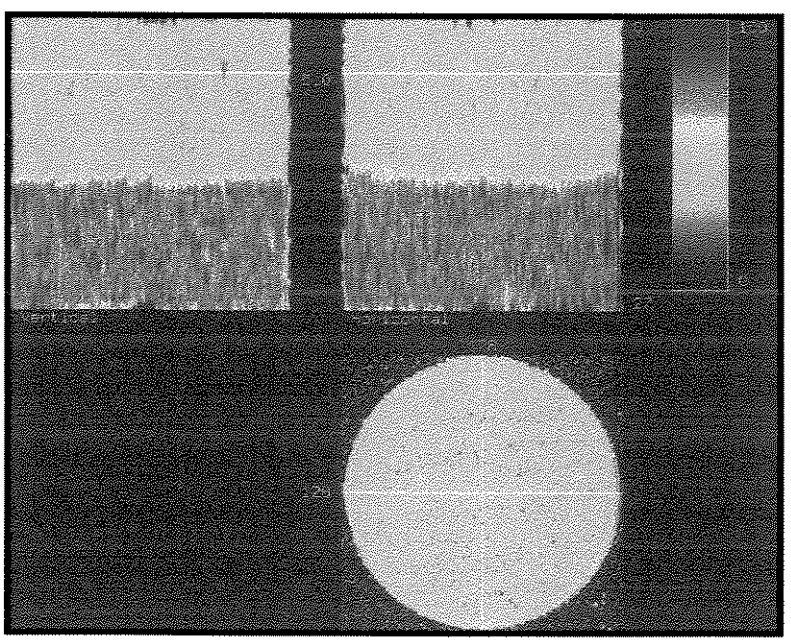


Figura A-251 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 3
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.24, Razão de Viscosidade = 18.23

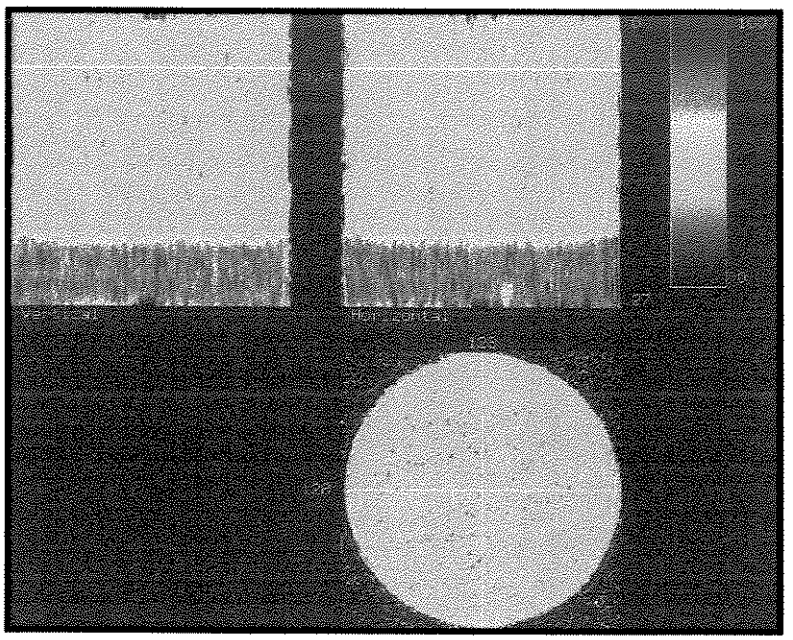


Figura A-252 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 4
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.33, Razão de Viscosidade = 18.23

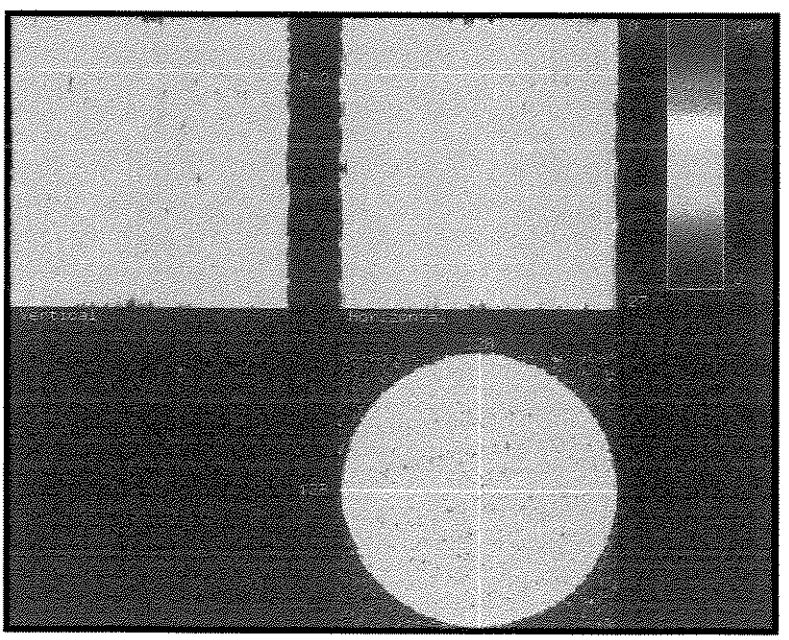


Figura A-253 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 5
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.41, Razão de Viscosidade = 18.23

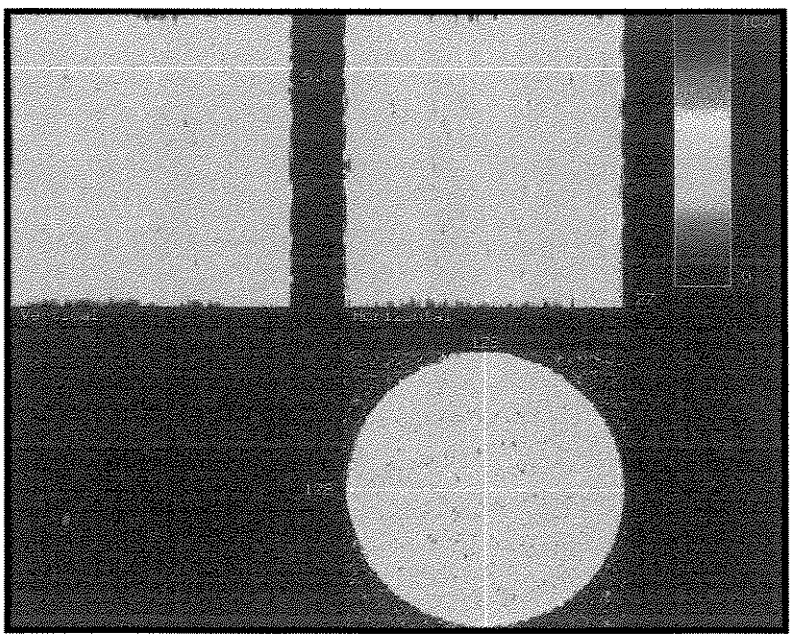
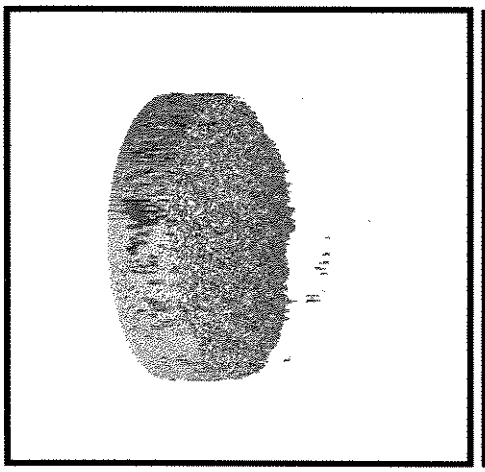
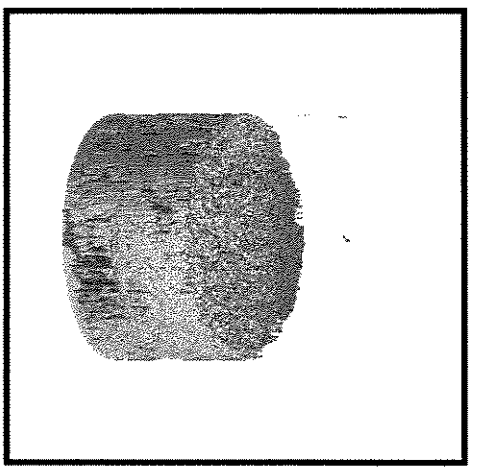


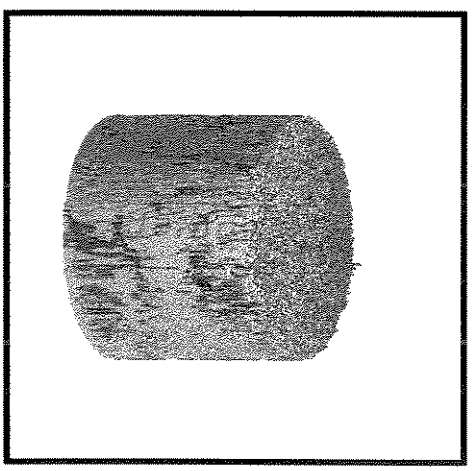
Figura A-254 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 1 - Corrida 6
Qinj = 2.0 cc/min, VPi = 0.49, Razão de Viscosidade = 18.23



Corrida 2 (VPi = 0.12)



Corrida 3 (VPi = 0.24)



Corrida 4 (VPi = 0.139)

Figura A-255 Projeção 3D - Botucatu 1 - Teste 1
Ilustração da Evolução do Deslocamento nas Corridas 2 a 4

A.16 Botucatu 1 - Teste 2

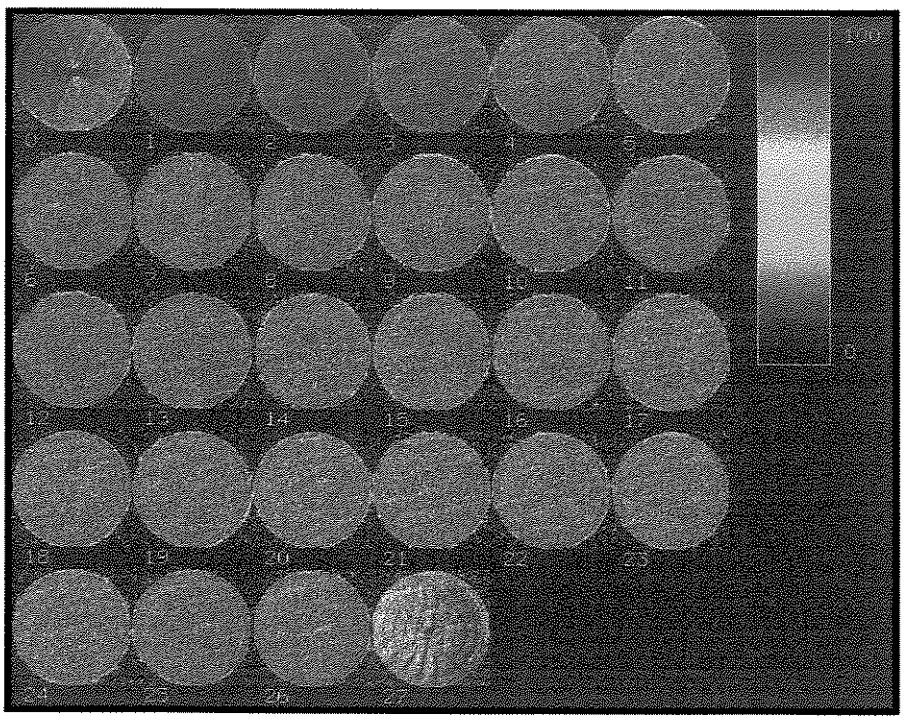


Figura A-256 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 1 (Swi)
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 10, Razão de Viscosidade = 1/305.0

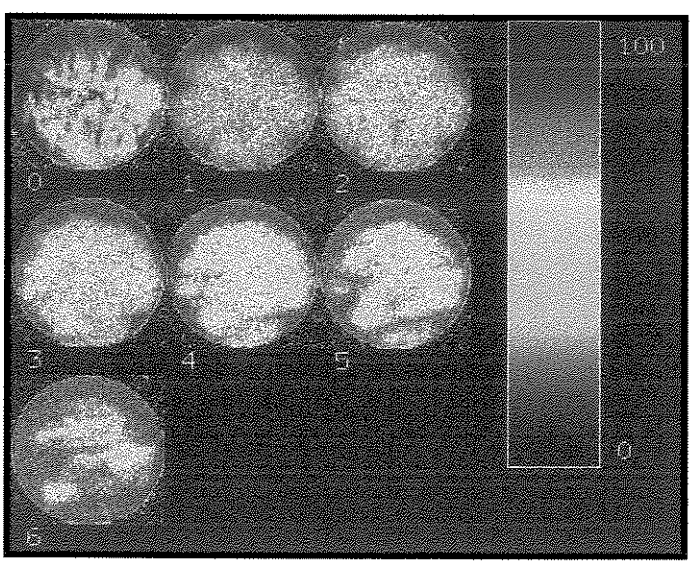


Figura A-257 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 2
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.04, Razão de Viscosidade = 305.0

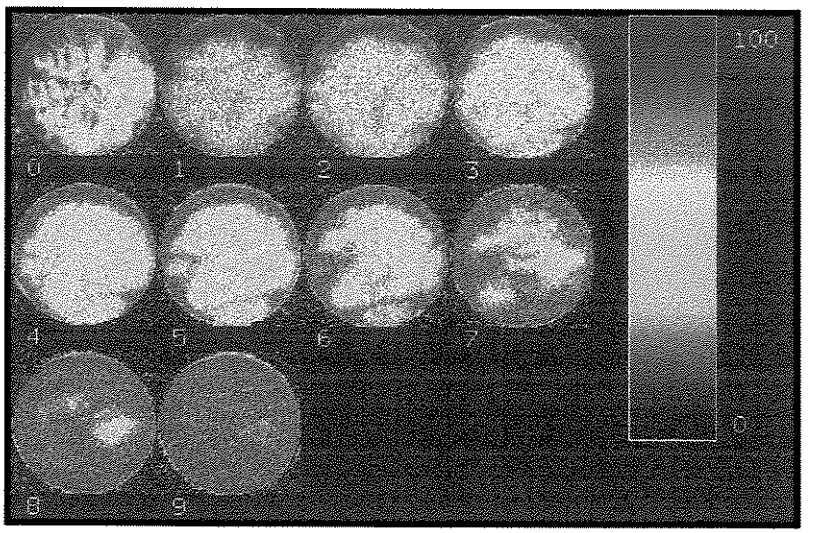


Figura A-258 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 3
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.05, Razão de Viscosidade = 305.0

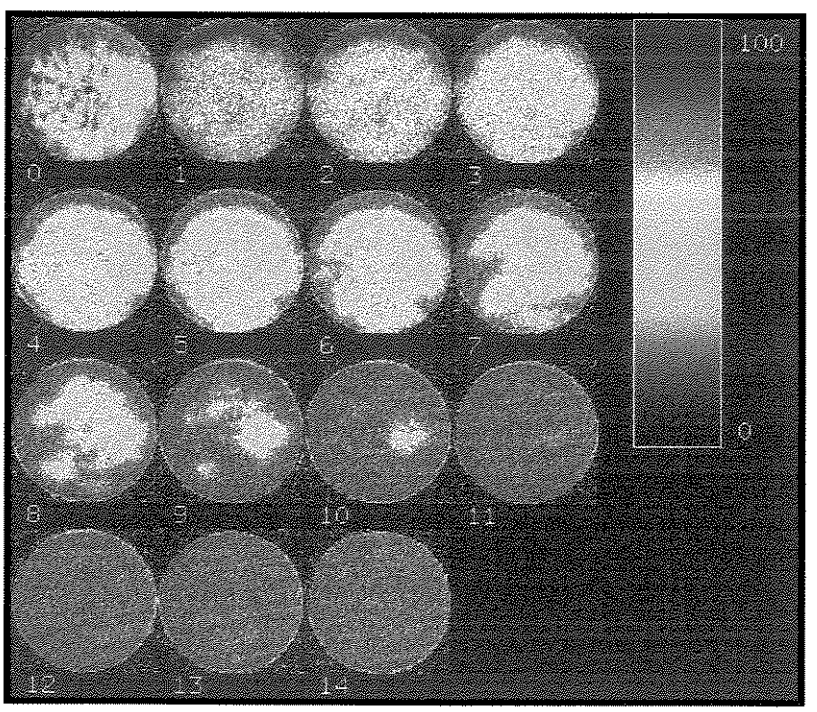


Figura A-259 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 4
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.07, Razão de Viscosidade = 305.0

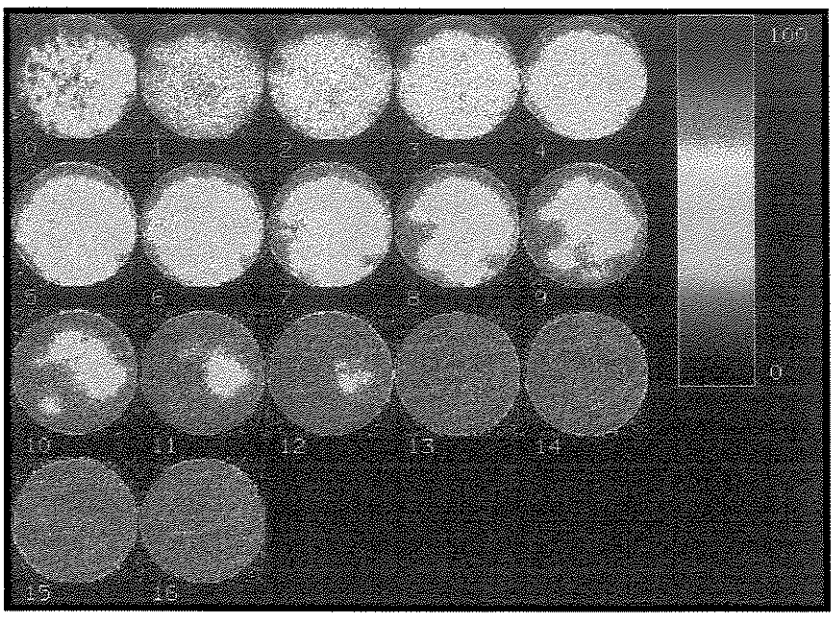


Figura A-260 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 5
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.09, Razão de Viscosidade = 305.0

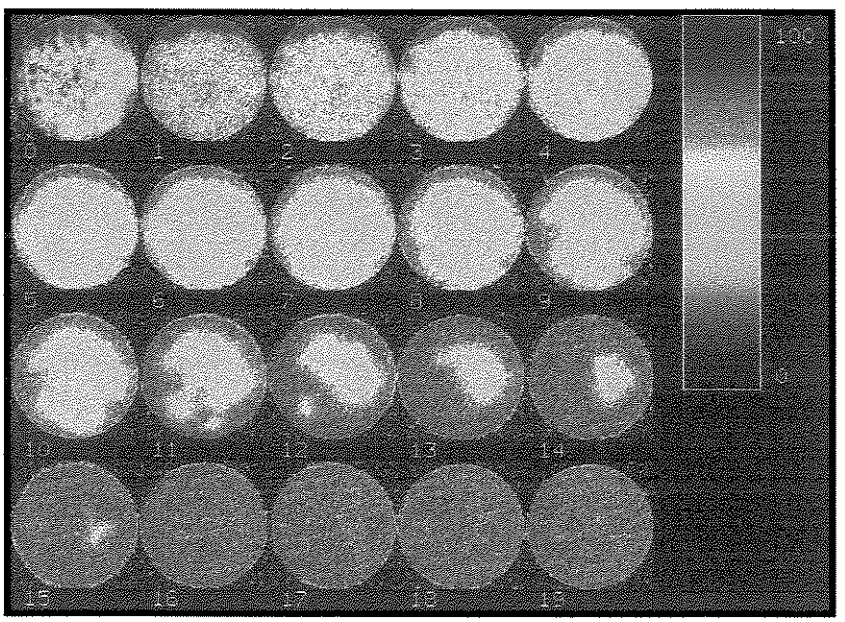


Figura A-261 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 6
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.12, Razão de Viscosidade = 305.0

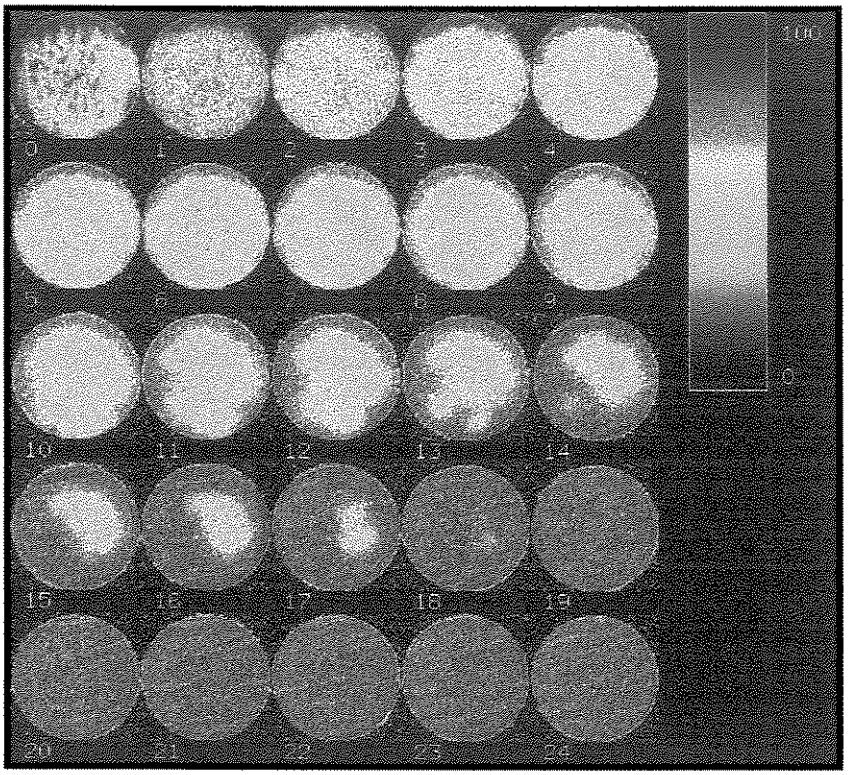


Figura A-262 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 7
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.14, Razão de Viscosidade = 305.0

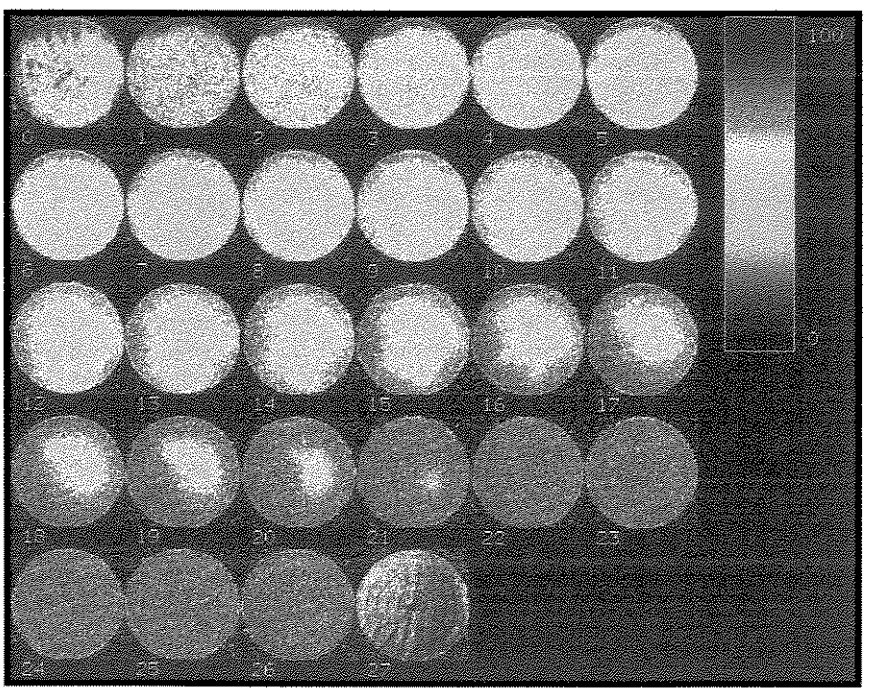


Figura A-263 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 8
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.18, Razão de Viscosidade = 305.0

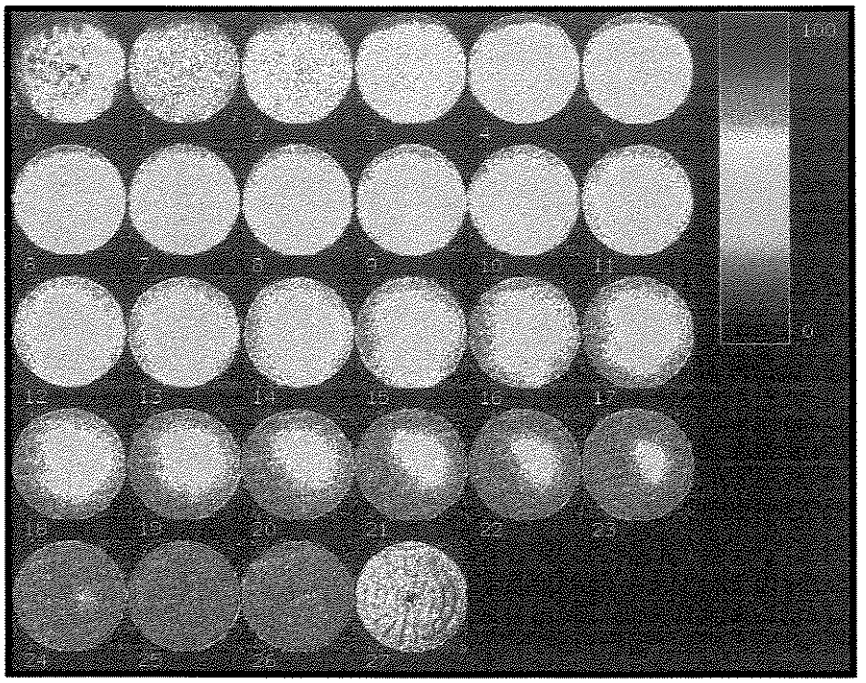


Figura A-264 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 9
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.21, Razão de Viscosidade = 305.0

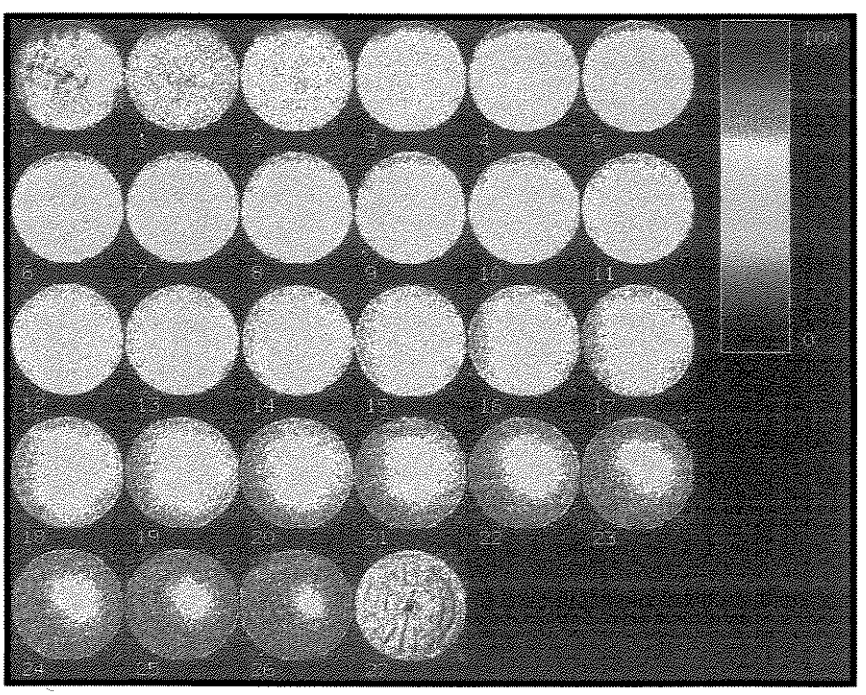


Figura A-265 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 10
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.23, Razão de Viscosidade = 305.0

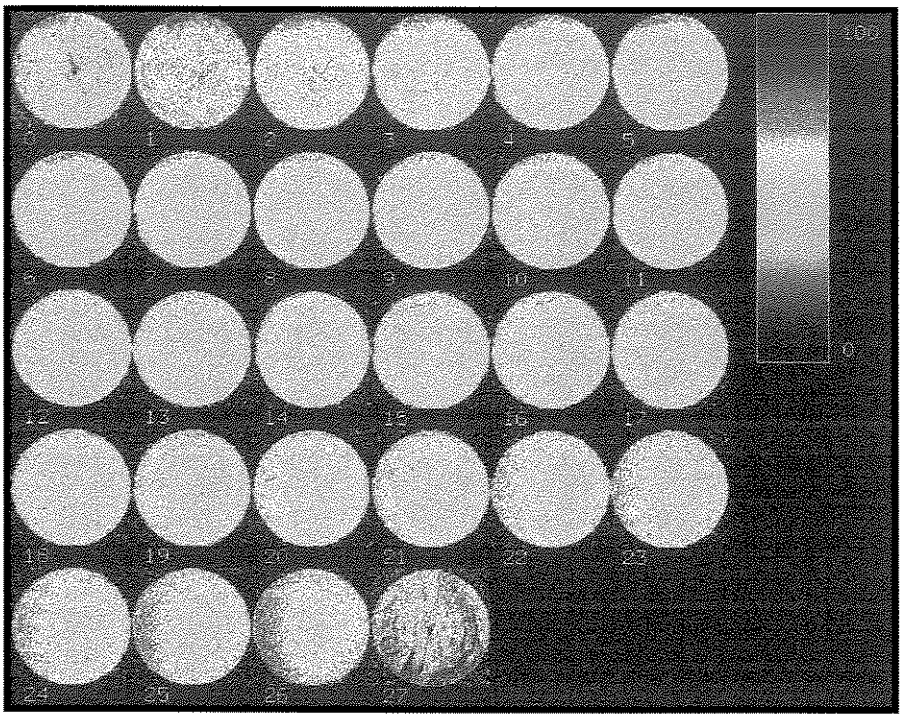


Figura A-266 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 11
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.34, Razão de Viscosidade = 305.0

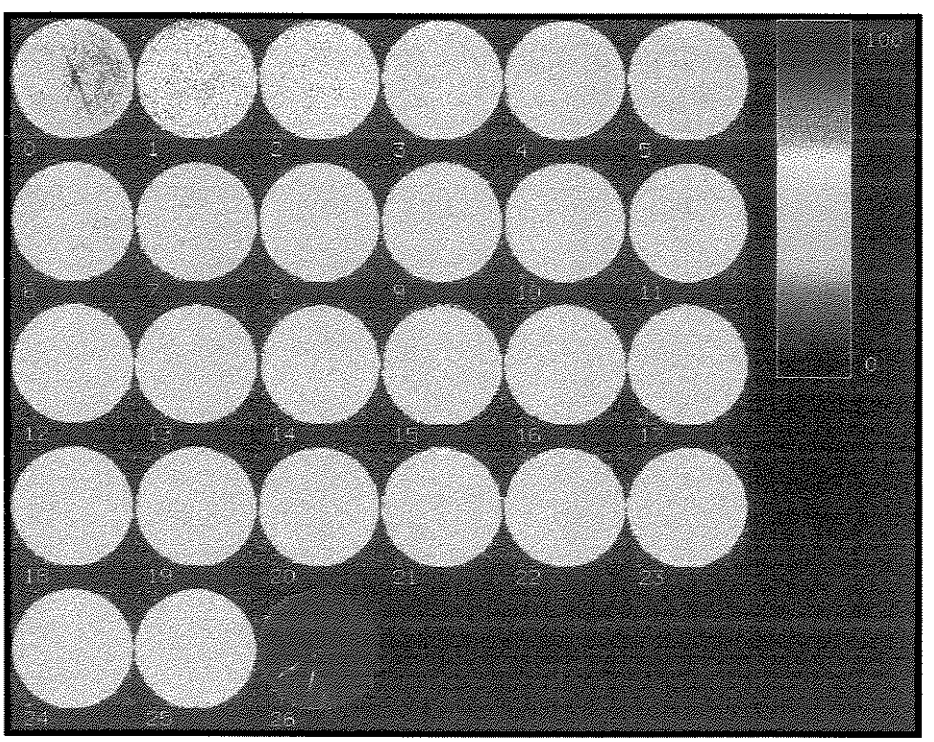


Figura A-267 Cortes Transversais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 12 (Sor)
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.80, Razão de Viscosidade = 305.0

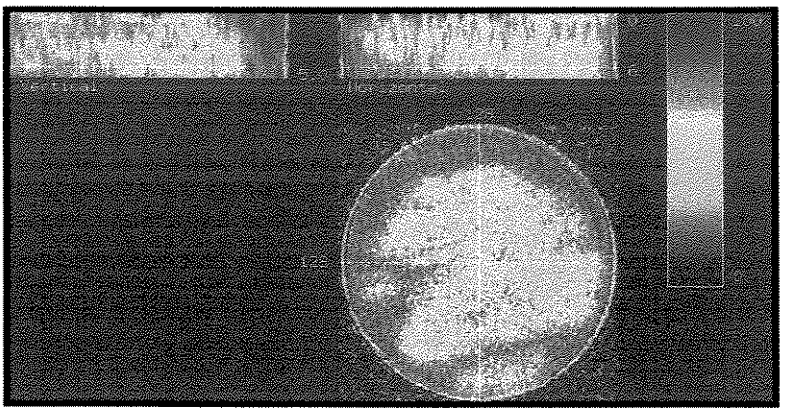


Figura A-268 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 2
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.04, Razão de Viscosidade = 305.0

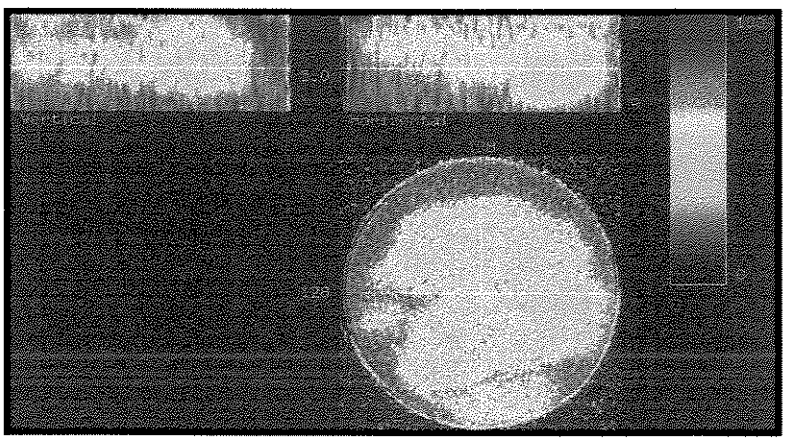


Figura A-269 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 3
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.05, Razão de Viscosidade = 305.0

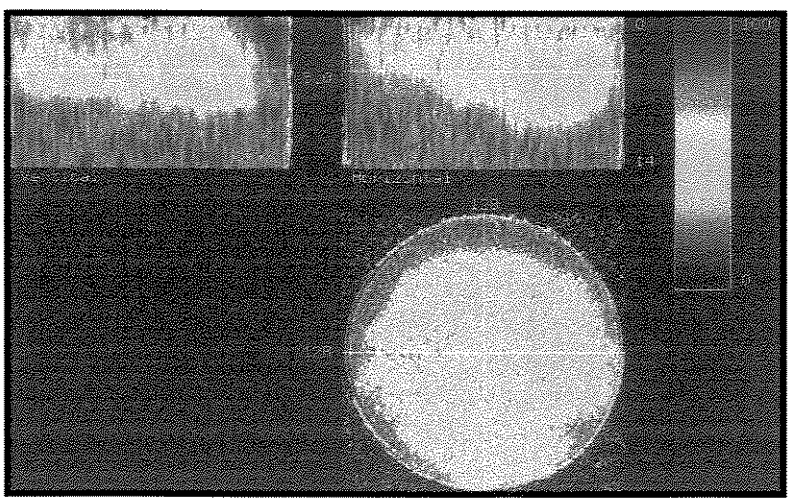


Figura A-270 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 4
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.07, Razão de Viscosidade = 305.0

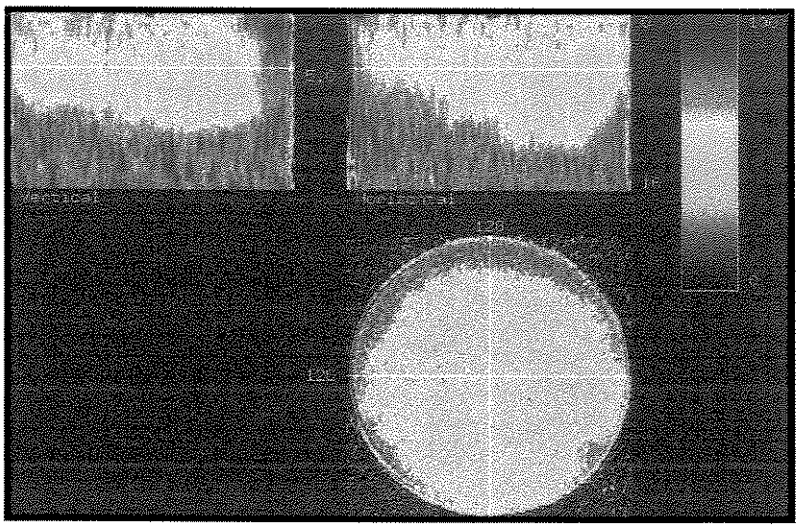


Figura A-271 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 5
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.09, Razão de Viscosidade = 305.0

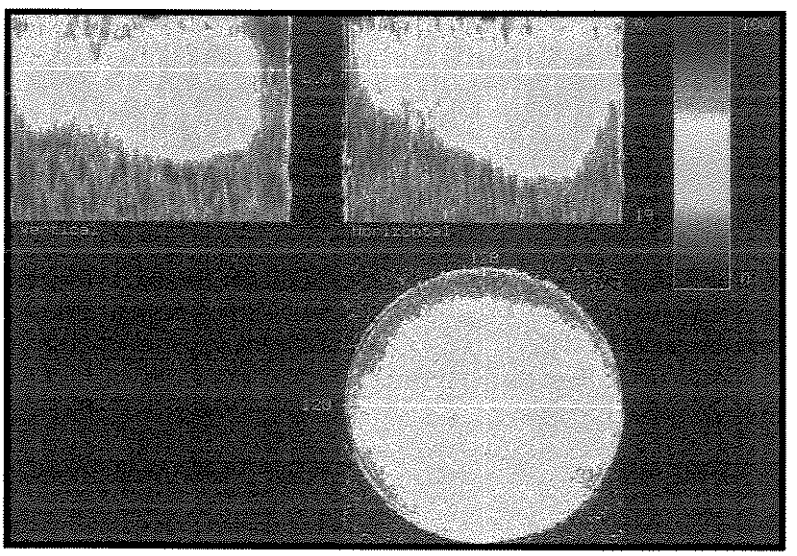


Figura A-272 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 6
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.12, Razão de Viscosidade = 305.0

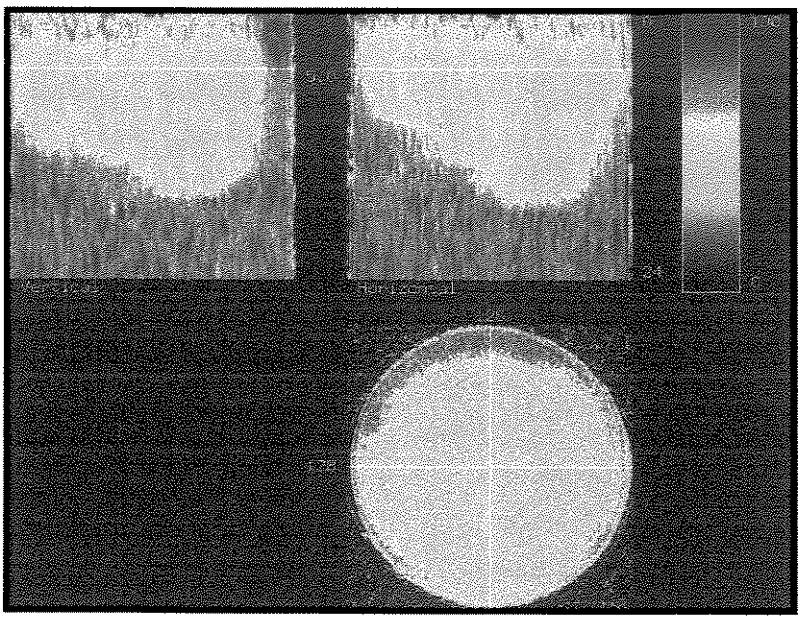


Figura A-273 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 7
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.14, Razão de Viscosidade = 305.0

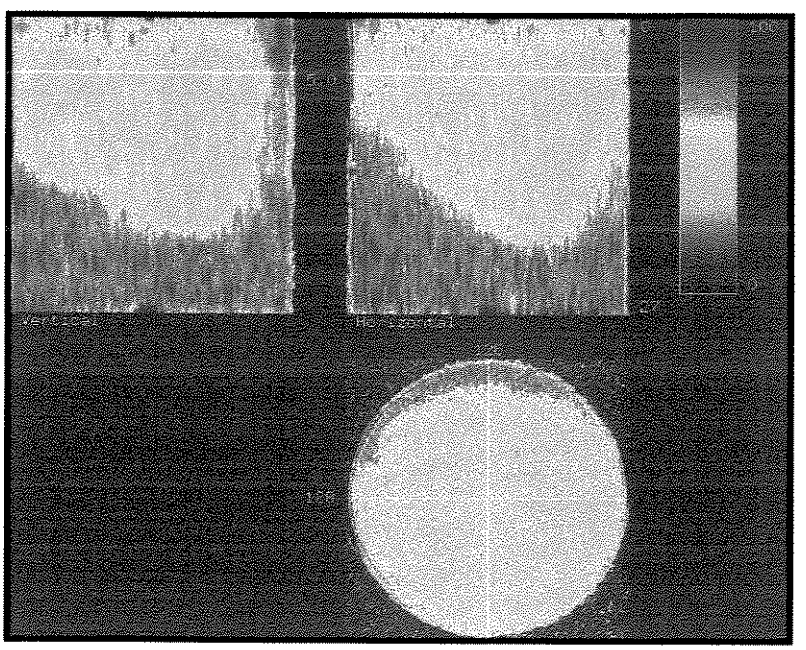


Figura A-274 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 8
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.18, Razão de Viscosidade = 305.0

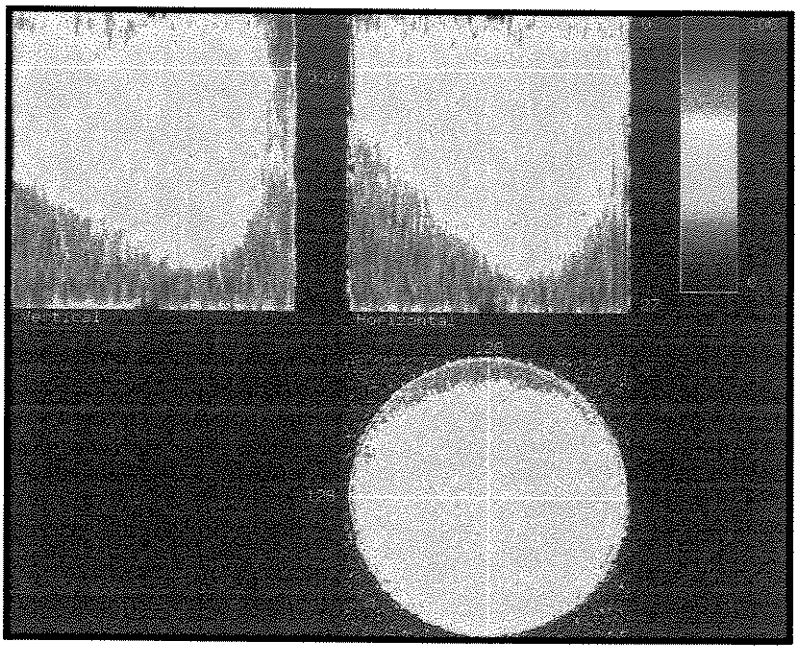


Figura A-275 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 9
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.21, Razão de Viscosidade = 305.0

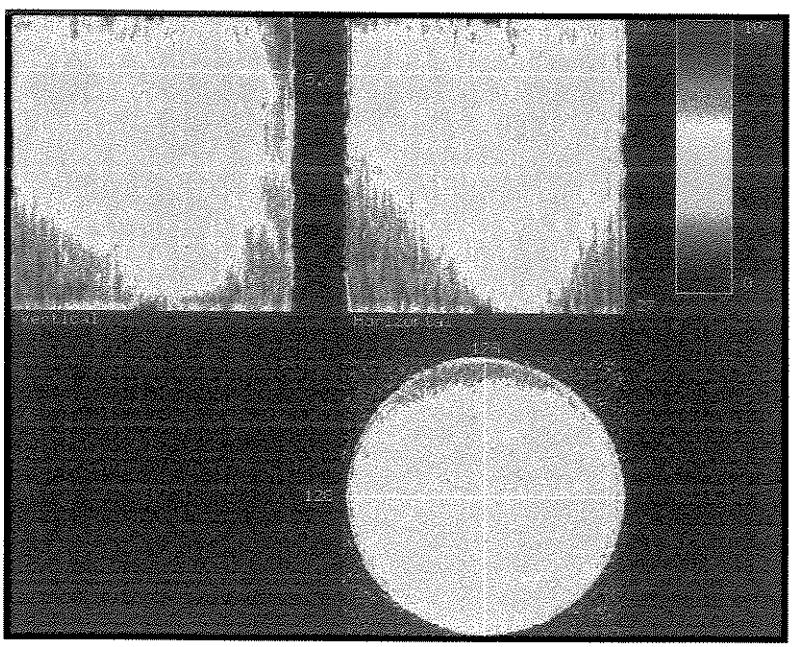


Figura A-276 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 10
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.23, Razão de Viscosidade = 305.0

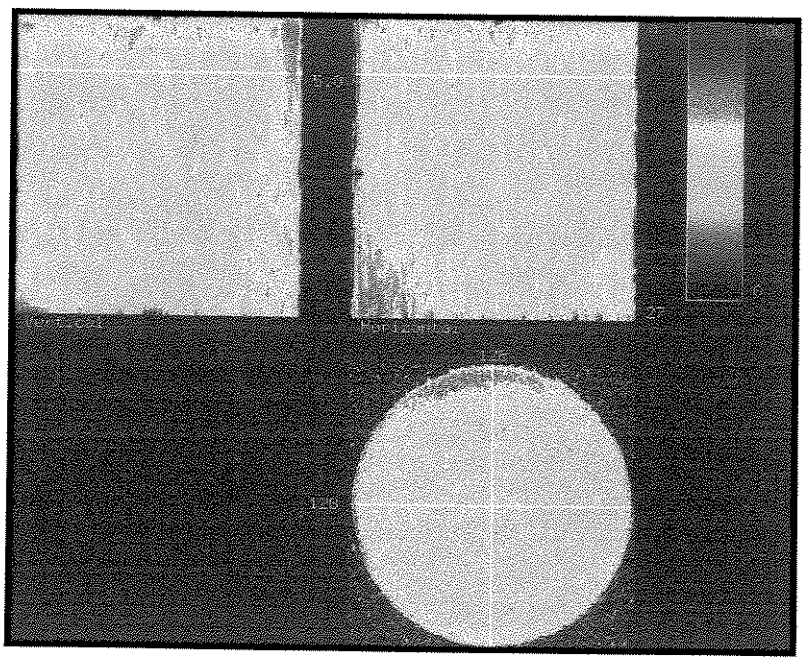
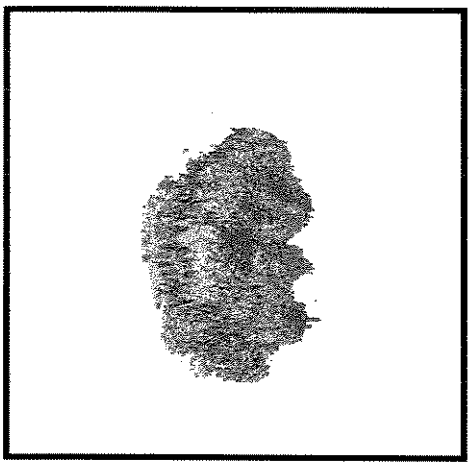
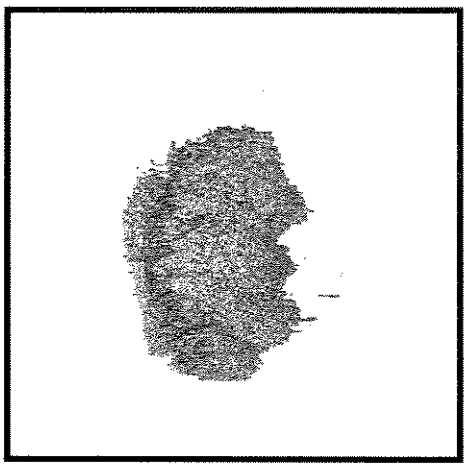


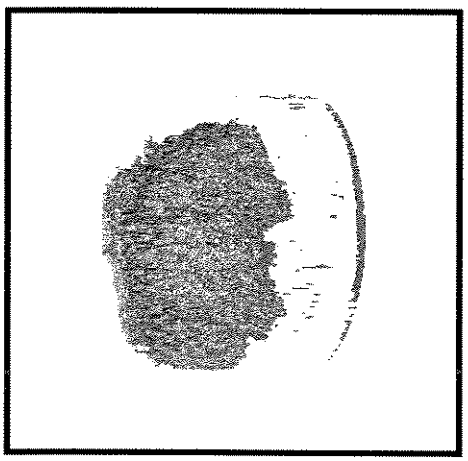
Figura A-277 Projeções Ortogonais - Botucatu 1 - Teste 2 - Corrida 11
Qinj = 0.9cc/min, VPi = 0.34, Razão de Viscosidade = 305.0



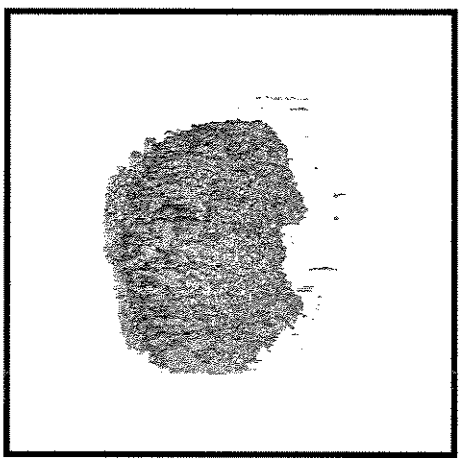
Corrida 2 (VPi = 0.04)



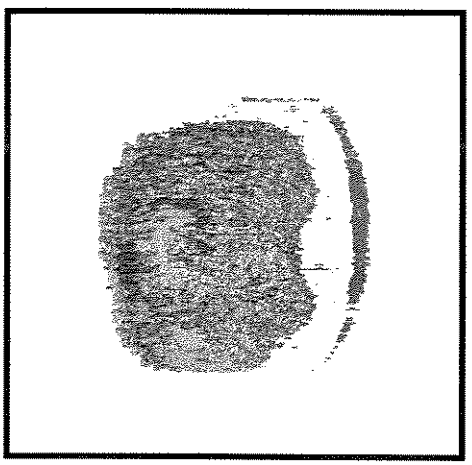
Corrida 3 (VPi = 0.05)



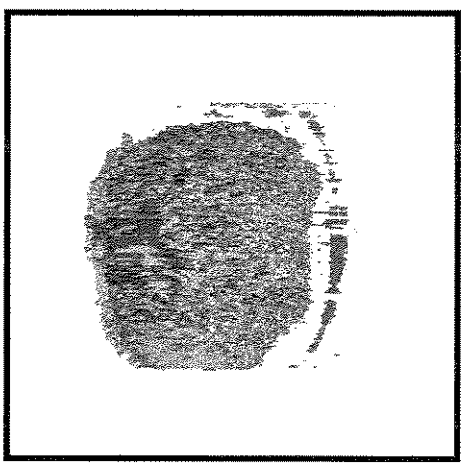
Corrida 4 (VPi = 0.07)



Corrida 5 (VPi = 0.09)

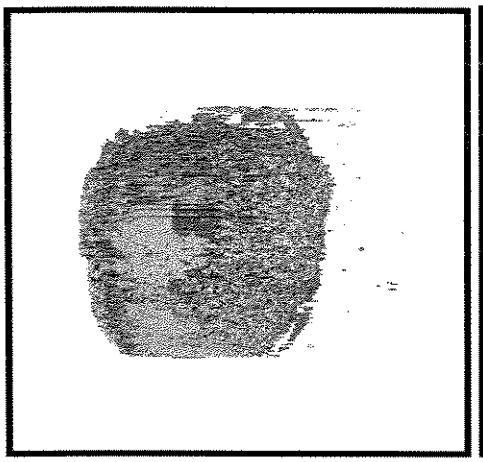


Corrida 6 (VPi = 0.12)

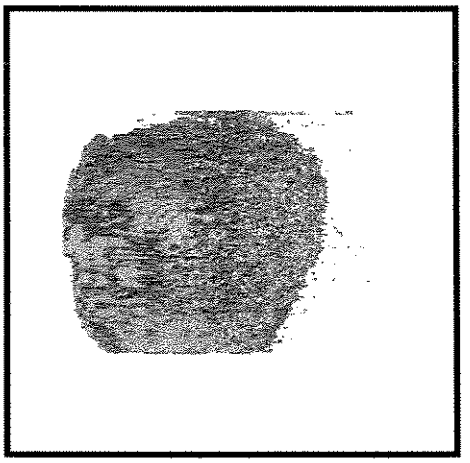


Corrida 7 (VPi = 0.14)

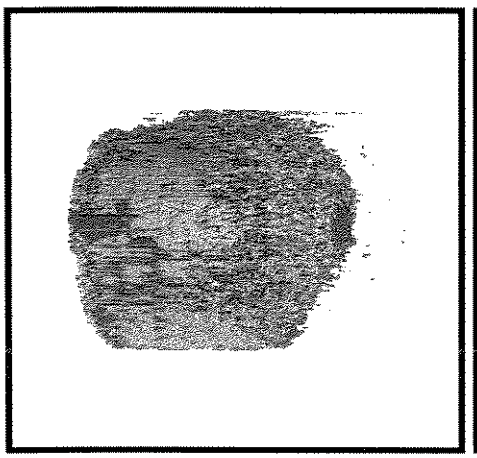
Figura A-278 Projeção 3D - Botucatu 1 - Teste 2
Ilustração da Evolução do Deslocamento nas Corridas 2 a 11



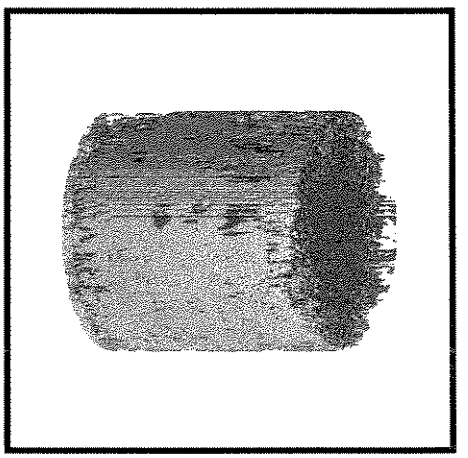
Corrida 8 (VPi = 0.18)



Corrida 9 (VPi = 0.21)



Corrida 10 (VPi = 0.23)



Corrida 11 (VPi = 0.34)

Figura A-278 Continuação