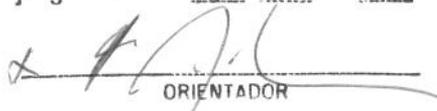


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

**Dissertação apresentada ao Departamento de Engenharia de Petróleo da
Universidade Estadual de Campinas, como requisito parcial para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia de Petróleo**

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Arlindo da
Costa e Silva e aprovada
pela comissão julgadora em 16.01.1995.


ORIENTADOR

**ANÁLISE DE REPRODUTIBILIDADE DE
DIGITAÇÕES VISCOSAS EM MEIOS
POROSOS NATURAIS CONSOLIDADOS**

Por

Arlindo da Costa e Silva

07/95

Orientador : Prof. Dr. Antonio Celso Fonseca de Arruda

Co-orientador : Prof. Euclides José Bonet

JANEIRO, 1995

UNICAMP	BC
N.º CHAMADA:	T Unicamp
	Si 38a
V. Ex.	
I. MSO B.º/23713	
PROC. 433/95	
C <input type="checkbox"/>	D <input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO R\$ 11,00	
DATA 23/02/95	

CM-00065513-7

FICHA CATALOGRAFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA CENTRAL - UNICAMP

Silva, Arlindo da Costa e
Si38a Analise de reprodutibilidade de digitacoes viscosas em meios porosos naturais consolidados / Arlindo da Costa e Silva. -- Campinas, SP : [s.n.], 1994.

Orientador: Antonio Celso Fonseca de Arruda.

Dissertacao (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecanica.

1. Engenharia do petroleo. 2. Tomografia computadorizada por raios X. I. Arruda, Antonio Celso Fonseca de. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecanica. III. Titulo.

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

A dissertação “ANÁLISE DE REPRODUTIBILIDADE DE DIGITAÇÕES VISCOSAS EM MEIOS POROSOS NATURAIS CONSOLIDADOS” elaborada por Arlindo da Costa e Silva 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 Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas , 16 de Janeiro de 1995

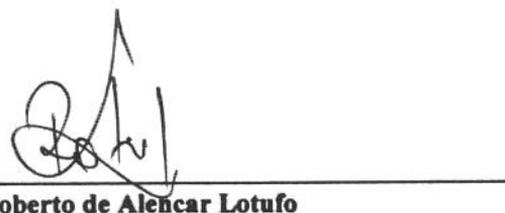
Banca Examinadora :



Antônio Celso Fonseca de Arruda



Antônio Claudio de França Corrêa



Roberto de Alencar Lotufo

*À Manoel Barbosa e Deolinda por
toda a compreensão, carinho e
incentivo nos momentos mais difíceis*

Lectoris salutem

De omni re scibili et quibusdam aliis, quod scripsi, scripsi, cum notis variorum, ad perpetuam rei memoriam.

Nullus est labor tam malus ut aliqua parte prosit. Feci quod potui, faciant meliora potentes. Dimidium facti qui cœpit habet. Cetera desirantur sunt certi denique finis

AGRADECIMENTOS

- Prof. Euclides José Bonet
Departamento de Engenharia de Petróleo - FEM - Unicamp.
- Prof. Dr. Antonio Celso Fonseca de Arruda
Departamento de Engenharia de Petróleo - FEM- Unicamp.
- Prof. Dr. Antonio Claudio F. Correa
Petróleo Brasileiro S.A.
- Prof. Dr. Roberto de Alencar Lotufo
Faculdade de Engenharia Elétrica - Unicamp.
- Prof. Dr. Denis José Schiozer
Departamento de Engenharia de Petróleo - FEM- Unicamp
- Prof. Dra. Silvia Azucena Nebra de Pérez
Departamento de Energia - FEM - Unicamp.
- Rogério Ferreira de Paiva
Em doutoramento - Instituto Francês do Petróleo
- Sonia Maria Gama Souza
Med-Imagem - Real e Benemérita Sociedade Portuguesa de Beneficência
- Celso Cesar Moreira Branco
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger
- Carlos Roberto Carvalho de Holleben
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger
- Cleide Costa Vidal
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger
- Sergio Luiz Pereira de Freitas Coelho
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger
- Vera Lucia de Oliveira Silva
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger
- Rogério Schieffer de Souza
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger
- Vera Lucia Gonçalves Elias
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger

Wellington Costa Leite
Unicamp - Cepetro

Amador Alves de Souza
Unicamp - Cepetro

Paulo Cesar Campos de Lima
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger

Neli Glória Rodrigues Gil
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger

Adilson Marcos dos Santos
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger

Luiz Fernando Alves Duarte
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Diger

Ubiratan Oliveira Leite
Petróleo Brasileiro S.A. - Cenpes - Serais

Agradecimentos especiais a todo o *staff* do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade de Campinas.

- Alessandra Aparecida Ferro
- Alice Kiyoka Obata
- Carlos Eduardo Pereira
- Célia Aparecida Barbeta Barbosa
- Cristina Assumpção Olyntho
- Délcio Antonio Ribeiro da Silva
- Fátima Sueli Simões Lima
- Jean Nobuo Nakaya
- José Alves da Silva
- Luiz Benedicto Pompeo
- Nelson Rivera Fernandes
- Rodrigo Leonardo Ferreira

Agradecimentos especiais a todo o *staff* do Centro de Estudos de Petróleo da Universidade de Campinas.

- Esmércia D. O. Maginador
- José Benedicto Anhaia
- Mario Angelo Grota Maggi
- Lúcia Regina Rio de Lima
- Vanira G. S. Medeiros
- Wagner Fernando Licata

ANÁLISE DE REPRODUTIBILIDADE DE DIGITAÇÕES VISCOSAS EM MEIOS POROSOS NATURAIS CONSOLIDADOS

RESUMO

Objetivou-se, através da técnica de tomografia computadorizada de Raios-X, visualizar o desenvolvimento de digitações viscosas durante o deslocamento de uma fase óleo por uma fase aquosa em um meio poroso homogêneo, natural e consolidado (arenito Vosges).

Foram escolhidos parâmetros de velocidade de injeção e razão de mobilidade de modo a propiciar o surgimento de digitações viscosas durante o escoamento bifásico.

Com a utilização de um sofisticado sistema computacional (Khoros) para o tratamento das imagens gráficas, foi possível a determinação dos perfis de porosidade e de saturação de fluidos ao longo das amostras de rocha.

A análise das imagens das secções transversais mostrou que, em condições de estabilidade hidrodinâmica, o deslocamento se desenvolve de acordo com o modelo pistonado sofrendo, apenas, efeitos gravitacionais bastante suavizados. Em contra-partida, em condições hidrodinamicamente instáveis, o fluido injetado se desloca através de regiões bem definidas do meio poroso indicando a existência de canais com pequeno gradiente positivo de permeabilidade. Observou-se, neste caso, efeitos de segregação gravitacional ainda mais marcantes.

A análise dos perfis de saturação mostrou que, sob condições de saturação de água inata constante, as curvas de saturação da fase aquosa contra a variável de similaridade (X_D/T_D) são semelhantes.

Mantidos os mesmos parâmetros de injeção, observou-se que, as curvas de permeabilidade relativa ao óleo se sobrepõem. O mesmo acontece com as curvas de permeabilidade relativa à água. Ficou evidente que tais curvas de permeabilidade relativa são bastante sensíveis à velocidade de injeção da fase de maior mobilidade. As curvas de permeabilidade relativa à água sugerem a existência de dois regimes de escoamento no interior do meio poroso e que, a mudança de um regime para o outro acontece em valores muito próximos de saturação da fase aquosa na rocha.

ABSTRACT

Analysis of viscous fingering reproductibility in consolidated natural porous media

The purpose of this work is to apply computerized X-Ray tomography techniques to visualize the development of viscous fingering during the displacement of an oil phase through an homogeneous, natural and consolidated porous media.

Viscous fingering during two-phase flow is obtained by appropriate selection of both injection rate and mobility ratio.

The porosity and saturation profiles have been computed by means of image analysis through the use of a graphical interpretation software. The image analysis of the cross sections shows that, under conditions of hidrodynamic stability, the displacement of water by oil occurs as predicted by the piston-like model, with small gravitational effects. On the other hand, when the oil phase is displaced by a water phase under unstable hidrodynamic conditions, the injected water flows through well defined regions of the porous medium. Gravity segregation is also observed in this case.

Provided the injection parameters and the connate water saturation are kept constant, the water saturation profiles as a function of self-similar variable (x_D / t_D) merge into a single curve.

For the same injection conditions, it was observed that curves of oil permeability *versus* water saturation overlap themselves. Such overlapping also happens with the water relative permeability *versus* water saturation curves. It was evident that the oil relative permeabilities are strongly influenced by the injection rate of a higher mobility fluid.

The shape of the water relative permeability curves indicates the existence of two different displacement mechanisms taking place along the core. Moreover, the water fractionary flow curve is characteristic of unstable displacement.

ÍNDICE

	página
Lista de figuras -----	xiii
Lista de tabelas -----	xix
Lista de anexos -----	xxi
Nomenclatura -----	xxii
 CAPÍTULO I - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	
I.1 - Histórico -----	I-2
I.2 - Caracterização e padrões de digitação viscosa -----	I-6
a - Deslocamento imiscível -----	I-6
b - Deslocamento miscível -----	I-9
I.3 - Modelos empíricos de digitação viscosa -----	I-10
a- Modelo de Koval -----	I-10
b- Modelo de Todd e Longstaff -----	I-11
c- Modelo de Fayers -----	I-13
 CAPÍTULO II - MATERIAIS E MÉTODOS	
Introdução -----	II-2
II.1 - O meio poroso -----	II-2
a - Textura -----	II-2
b - Composição do arcabouço -----	II-2
c - Diagênese -----	II-3
d - Pressão capilar por injeção de mercúrio -----	II-4
e - Pressão capilar por centrifugação -----	II-5
f - Sistema poroso -----	II-7

II.2 - Fluidos de teste -----	II-8
II.3 - Instrumentação -----	II-9
II.4 - Procedimento laboratorial -----	II-13
II.4.1 - Procedimento de saturação da amostra #1 -----	II-13
a- Limpeza do meio poroso -----	II-13
b- Secagem do meio poroso -----	II-15
c- Determinação de propriedades petrofísicas -----	II-16
d- Saturação do meio poroso -----	II-16
e- Deslocamento da fase aquosa pelo óleo de teste ----	II-17
II.4.2 - Procedimento de limpeza da amostra #2 -----	II-19
a- Saturação inicial do meio poroso -----	II-19
II.4.3 - Deslocamento do óleo pela fase aquosa -----	II-20
II.5 - Sistema computadorizado de aquisição de dados -----	II-27

CAPÍTULO III - MODELAGEM TEÓRICA

Introdução -----	III-2
III.1 - Permeabilidade Relativa -----	III-2
III.2 - Teoria do avanço frontal -----	III-8
III.3 - Deslocamentos imiscíveis em meios porosos -----	III-10
III.3.1 - Equações do deslocamento imiscível -----	III-10
III.4 - Condição de estabilidade em deslocamento imiscível -----	III-18
III.4.1 - Condições de contorno -----	III-19

III.4.2 - Solução das equações da perturbação -----	III-20
III.4.3 - Condição de estabilidade -----	III-22

CAPÍTULO IV - TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA

IV.1 - Histórico -----	IV-2
IV.2 - Calibração -----	IV-4
IV.3 - Reconstrução de imagens -----	IV-5
IV.4 - Instrumentação -----	IV-6
IV.5 - Artefato de imagem -----	IV-9
IV.6 - Utilização na indústria do petróleo -----	IV-10
IV.6.1 - Compressibilidade e compactação -----	IV-11
IV.6.2 - Análise de testemunhos -----	IV-11
IV.6.3 - Caracterização de rochas -----	IV-12
IV.6.4 - Determinação de porosidade e saturação de fluidos	IV-12
IV.6.5 - Permeabilidade -----	IV-14
IV.6.6 - Fluxo multifásico -----	IV-14
IV.6.7 - Estudo da fenômeno da digitação viscosa -----	IV-15

CAPÍTULO V - DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE E SATURAÇÃO DE FLUIDOS POR TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA

V.1- Determinação de perfil de porosidade por tomografia computadorizada de Raios-X -----	V-2
---	-----

V.2 - Correção do efeito de endurecimento de feixe no cálculo de porosidade -----	V-7
V.3 - Determinação do perfil de saturação de fluidos por tomografia computadorizada de Raios-X -----	V-20
V.3.1 - Sistema bifásico -----	V-20
a) Método 1 -----	V-20
b) Método 2 -----	V-21
V.3.2 - Sistema trifásico -----	V-22
a) Método 1 -----	V-23
b) Método 2 -----	V-24
V.2 - Correção do efeito de endurecimento de feixe no cálculo do perfil de saturações -----	V-29

CAPÍTULO VI - PÓS-PROCESSAMENTO DE IMAGENS

CAPÍTULO VII - RESULTADOS E DISCUSSÕES

Introdução -----	VII-2
VII.1- Testes de injeção de óleo -----	VII-2
VII.2 - Injeção de água - perfis de saturação de água-----	VII-9
VII.3 - Perfis de porosidade -----	VII-29
VII.4 - Curvas de produção -----	VII-35
VII.5- Curvas de saturação de água -----	VII-46
VII.6 - Curvas de auto-similaridade-----	VII-48
VII.7 - Curvas de permeabilidade relativa e fração de água -----	VII-57

CAPÍTULO VIII - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

VIII.1 - Conclusões -----	VIII-2
VIII.3 - Recomendações -----	VIII-6

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEXO I - Imagens tomográficas dos testes de injeção de água em um meio poroso natural consolidado - Arenito Vosges.

ANEXO II - Perfis bidimensionais de porosidade de secções transversais das amostras #1 e #2, após a correção do efeito de endurecimento de feixe de Raios-X.

ANEXO III - Curvas de saturação de água em função da distancia adimensional das amostras, registradas em diferentes tempos durante os experimentos de deslocamento de óleo por água.

ANEXO IV - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água , dos diferentes experimentos de deslocamento de óleo por água.

LISTA DE FIGURAS

Fig II.1.1 -	Fotomicrografia de lâmina do arenito Vosges	II-3
Fig II.1.2 -	Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio	II-4
Fig II.1.3 -	Distribuição de tamanho de garganta de poros da amostra #1	II-5
Fig II.1.4 -	Distribuição de tamanho de garganta de poros da amostra #2	II-5
Fig II.1.5 -	Curvas de drenagem e embebição obtidas pelo método da centrifugação	II-6
Fig II.3.1 -	Diagrama da instrumentação dos teste de deslocamento de óleo por água	II-9
Fig II.3.2 -	Diagrama do sistema coletor de óleo produzido	II-12
Fig II.3.3-	Suporte de acrílico com a amostra de rocha encapsulada com resina	II.12
Fig II.4.1 -	Sistema de limpeza do meio poroso à quente	II.14
Fig II.4.2 -	Meio poroso instalado com as serpentinas de aço pronto para a limpeza	II.15
Fig II.4.3 -	Deslocamento da fase aquosa pelo óleo	II-18
Fig II.4.4 -	Instrumentação de teste. Unidade de injeção de fluidos e sistema de aquisição de dados	II-21
Fig II.4.5 -	Instrumentação de teste - Corpo de prova e sistema coletor de fluidos	II-22
Fig II.4.6 -	Configuração conceitual das secções tomografadas nos experimentos	II-22
Fig V.1.1 -	Célula de teste confeccionada em resina acrílica	V-6

Fig V.2.1 -	Efeito de endurecimento de feixe da solução de iodeto de potássio 0.80 M	V-10
Fig V.2.2 -	Efeito de endurecimento de feixe da solução de iodeto de potássio 0.52 M	V-11
Fig V.2.3 -	Efeito de endurecimento de feixe do óleo mineral neutro pesado	V-12
Fig V.2.4 -	Efeito de endurecimento de feixe do ar	V-13
Fig V.2.5 -	Perfil radial de porosidade sem a correção do efeito de endurecimento de feixe de Raios-X	V-14
Fig V.2.6 -	Perfil radial de porosidade com correção do efeito de endurecimento de feixe de Raios-X	V-14
Fig V.2.7 -	Perfil longitudinal de porosidade média das secções transversais das amostras #1 e #2	V-15
Fig V.2.8 -	Perfil radial corrigido de porosidade da secção 19 da amostra #2	V-17
Fig V.2.9 -	Corte longitudinal do perfil radial corrigido de porosidade da secção 19 da amostra #2	V-18
Fig V.2.10 -	Perfil radial corrigido de porosidade da secção 20 da amostra #2	V-19
Fig V.3.1 -	Método gráfico para determinação de CT_{RO}	V-27
Fig V.4.1 -	Perfis de saturação média de água ao longo da amostra #1, durante o teste #2	V-32
Fig V.4.2 -	Perfis de saturação média de água ao longo da amostra #2, durante o teste #2	V-33
Fig VII.1.1 -	Primeira e segunda sequência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra #1	VII-4

Fig VII.1.2	- Terceira sequência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra #1	VII-5
Fig VII.1.3	- Quarta sequência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra #1	VII-6
Fig VII.1.4	- Quinta sequência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra #1	VII-7
Fig VII.1.5	- Sexta sequência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra #1	VII-8
Fig VII.2.1	- Primeira e segunda sequência de imagens tomográficas da injeção de água na amostra #1	VII-10
Fig VII.2.2	- Terceira sequência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra #1	VII-11
Fig VII.2.3	- Quarta sequência de imagens tomográficas da injeção de água na amostra #1	VII-12
Fig VII.2.4	- Quinta sequência de imagens tomográficas da injeção de água na amostra #1	VII-13
Fig VII.2.5	- Sexta sequência de imagens tomográficas da injeção de água na amostra #1	VII-14
Fig VII.2.6	- Sétima sequência de imagens tomográficas da injeção de água na amostra #1	VII-15
Fig VII.2.7	- Oitava sequência de imagens tomográficas da injeção de água na amostra #1	VII-16
Fig VII.2.8	- Nona sequência de imagens tomográficas da injeção de água na amostra #1	VII-17
Fig VII.2.9	- Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S8, S9, S10 e S11 da amostra #1 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-19

Fig VII.2.10 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S11, S12, S13 e S14 da amostra #1 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-20
Fig VII.2.11 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S14, S15, S16 e S17 da amostra #1 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-21
Fig VII.2.12 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S15, S17, S19 e S21 da amostra #1 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-22
Fig VII.2.13 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S2, S3, S4 e S5 da amostra #2 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-23
Fig VII.2.14 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S4, S5, S6 e S7 da amostra #2 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-24
Fig VII.2.15 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S7, S8, S9 e S10 da amostra #2 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-25
Fig VII.2.16 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S9, S10, S11 e S12 da amostra #2 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-26
Fig VII.2.17 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S12, S13, S14 e S15 da amostra #2 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-27
Fig VII.2.18 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas das secções S16, S17, S18 e S19 da amostra #2 obtidas nos 4 testes de injeção	VII-28
Fig VII.3.1 - Perfis de porosidade das secções S1 a S12 da amostra #1	VII-30
Fig VII.3.2 - Perfis de porosidade das secções S13 a S22 da amostra #1	VII-31

Fig VII.3.3 - Perfis de porosidade das secções S1 a S12 da amostra #2	VII-32
Fig VII.3.4 - Perfis de porosidade das secções S13 a S23 da amostra #2	VII-33
Fig VII.4.1 - Curvas de produção do teste #1 da amostra #1	VII-38
Fig VII.4.2 - Curvas de produção do teste #2 da amostra #1	VII-39
Fig VII.4.3 - Curvas de produção do teste #3 da amostra #1	VII-40
Fig VII.4.4 - Curvas de produção do teste #4 da amostra #1	VII-41
Fig VII.4.5 - Curvas de produção do teste #1 da amostra #2	VII-42
Fig VII.4.6 - Curvas de produção do teste #2 da amostra #2	VII-43
Fig VII.4.7 - Curvas de produção do teste #3 da amostra #2	VII-44
Fig VII.4.8 - Curvas de produção do teste #4 da amostra #2	VII-45
Fig VII.5.1 - Curvas de saturação de água em função da distância adimensional durante a injeção de óleo	VII-46
Fig VII.5.1 - Curvas de saturação de água em função da distância adimensional durante a segunda injeção de água na amostra #2	VII-47
Fig VII.6.1 - Função-resposta do teste #1 da amostra #1	VII-49
Fig VII.6.2 - Função-resposta do teste #2 da amostra #1	VII-50
Fig VII.6.3 - Função-resposta do teste #3 da amostra #1	VII-51
Fig VII.6.4 - Função-resposta do teste #4 da amostra #1	VII-52
Fig VII.6.5 - Função-resposta do teste #1 da amostra #2	VII-53
Fig VII.6.6 - Função-resposta do teste #2 da amostra #2	VII-54

Fig VII.6.7 - Função-resposta do teste #3 da amostra #2	VII-55
Fig VII.6.8 - Função-resposta do teste #4 da amostra #2	VII-56
Fig VII.7.1 - Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo do teste #2 da amostra #2	VII-58
Fig VII.7.2 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo dos testes de injeção de água	VII-59
Fig VII.7.3 - Curvas de permeabilidade relativa à água dos testes de injeção de água	VII-61
Fig VII.7.4 - Reconstrução tridimensional do desenvolvimento de digitações viscosa	VII-62
Fig VII.7.5 - Curvas de fração de água <i>versus</i> saturação normalizada de água	VII-64
Fig VII.7.6 - Curvas típica de fração de água <i>versus</i> saturação de água para deslocamento estável	VII-65
Fig VII.7.6 - Curvas de saturação de água <i>versus</i> distância adimensional	VII-66

LISTA DE TABELAS

Tab II.1.1 -	Propriedades petrofísicas das amostras de teste	II-2
Tab II.2.1 -	Valores de densidade e viscosidade aquosa nos testes de deslocamento	II-8
Tab II.4.1 -	Propriedades petrofísicas da amostra #1	II-16
Tab II.4.2 -	Propriedades da amostra #1 após a saturação com a fase aquosa	II-17
Tab II.4.3 -	Propriedades da amostra #1 após o deslocamento com óleo	II.19
Tab II.4.4 -	Propriedades petrofísicas da amostra #2	II-20
Tab II.4.5 -	Imagens tomográficas da amostra #1- Teste #1	II-23
Tab II.4.6 -	Imagens tomográficas da amostra #1- Teste #2	II-23
Tab II.4.7 -	Imagens tomográficas da amostra #1- Teste #3	II-24
Tab II.4.8 -	Imagens tomográficas da amostra #1- Teste #4	II-24
Tab II.4.9 -	Imagens tomográficas da amostra #2- Teste #1	II-25
Tab II.4.10 -	Imagens tomográficas da amostra #2- Teste #2	II-25
Tab II.4.11 -	Imagens tomográficas da amostra #2- Teste #3	II-26
Tab II.4.12 -	Imagens tomográficas da amostra #12 Teste #4	II-26
Tab II.5.1 -	Produção acumulada de óleo	II-28
Tab III.4.1 -	Raízes da função de Bessel	III-21
Tab V.2.1 -	Porosidade média das amostras por tomografia e por petrofísica convencional	V-16

Tab V.4.1 -	Saturação de água inata	V-31
Tab V.4.2 -	Saturação de água na erupção	V-31
Tab VII.1.1 -	Características de operação do tomógrafo	VII-2
Tab VII.1.2 -	Características da injeção de óleo	VII-3
Tab VII.1.3 -	Distribuição dos valores de porosidade média das secções transversais das amostras	VII-35
Tab VII.1.3 -	Produção acumulada de óleo ao final dos experimentos	VII-36
Tab VII.1. 4 -	Características dos ensaios da amostra #1 na erupção de água	VII-39
Tab VII.1. 5 -	Características dos ensaios da amostra #2 na erupção de água	VII-41

LISTA DE ANEXOS

- Anexo I** - Imagens tomográficas dos testes de injeção de água em um meio poroso natural consolidado - Arenito Vosges.
- Anexo II** - Perfis bidimensionais de porosidade de secções transversais das amostras #1 e #2, após a correção do efeito de endurecimento de feixe de Raios-X.
- Anexo III** - Curvas de saturação de água em função da distancia adimensional das amostras, registradas em diferentes tempos durante os experimentos de deslocamento de óleo por água.
- Anexo IV** - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água , dos diferentes experimentos de deslocamento de óleo por água.

NOMENCLATURA

LETRAS MINÚSCULAS

f_w	Fração de água na face de saída
f_o	Fração de óleo na face de saída
$f(\theta)$	Número de molhabilidade
f^*	Função-resposta adimensional
q	Vazão volumétrica
k	Permeabilidade absoluta
k_r	Permeabilidade relativa
k_{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo
k_{rw}	Permeabilidade relativa à água
k_{or}	Permeabilidade ao óleo na saturação de água inata.
k_{wr}	Permeabilidade à água na saturação de óleo residual.
I_{sc}	Número adimensional para sistemas cilíndricos
n	Índice de estabilidade
g	Aceleração Gravitacional
p_o	Pressão de perturbação do óleo
p_w	Pressão de perturbação da água
r, θ, z	Coordenadas cilíndricas
s	Distância na direção do fluxo
z	Coordenada vertical
x	Abcissa
y	Ordenada
t	Tempo
b	Constante = $9,9 \times 10^{-24}$

h	Perda de Carga
v	Velocidade
x_D	Distância adimensional
t_D	Tempo adimensional

LETRAS MAIÚSCULAS

A	Área
D	Diâmetro da amostra cilíndrica
K	Constante de proporcionalidade igual a μ / k
L	Comprimento dimensional
J	Função J de Leverett
J_m	Função de Bessel
M	Razão de mobilidade
Nc	Número capilar
Ng	Número gravitacional
P	Pressão
P_c	Pressão Capilar
S_i	Saturação do fluido i
S_{or}	Saturação de óleo residual
S_{wc}	Saturação de água inata
S_{w2}	Saturação de água na face de Saída
S_{o2}	Saturação de óleo na face de saída
S^*	Saturação normalizada de água
VPI	Volume poroso injetado

I_R	Injetividade relativa
W_i	Volume acumulado de água injetada
P_D	Pressão adimensional
P_{do}	Pressão adimensional de referência
Z^*	Número atômico efetivo
I	Intensidade da radiação transmitida
I_o	Intensidade da radiação incidente
$Q(E)$	Coefficiente de Klein-Nishima
E	Energia do feixe
CT	Número tomográfico (unidades Hounsfield)
A^*,B^*,C^*	Constantes de calibração do tomógrafo na equação da densidade
E_1,E_2	Níveis de energia utilizados para determinação de saturações

SUBSCRITOS

w	Água ou solução aquosa dopada com iodeto de potássio
o	Óleo
g	Gás
D	Adimensional
x	Direção do eixo x
y	Direção do eixo y
R_{123}	Rocha saturada com os fluidos 1,2 e 3
R_{12}	Rocha saturada com os fluidos 1 e 2
R_1	Rocha saturada com o fluido 1
R_2	Rocha saturada com o fluido 2
M	Rocha matriz

1	Fluido 1
2	Fluido 2
3	Fluido 3

SOBRESCRITO

M Monofásico

LETRAS GREGAS

μ	Viscosidade do fluido (cP)
ρ	Massa específica (g/cm ³)
α	Ângulo de inclinação da amostra em relação à um plano horizontal
Φ	Potencial de velocidade da perturbação
λ	Mobilidade da fase
Ψ	Coefficiente de atenuação linear
τ	Coefficiente de absorção fotoelétrica
σ_a	Coefficiente de espalhamento Compton
σ_b	Coefficiente de efeito Compton
v	Vazão volumétrica por unidade de área (velocidade)
v_C	Velocidade característica.
λ	Comprimento de onda
λ_C	Comprimento de onda característico
λ_m	Comprimento de onda da maior difração viscosa

σ	Tensão interfacial
σ_e	Tensão interfacial efetiva
ϕ	Porosidade de um sistema poroso
η	Perturbação frontal
γ	Número de onda ou auto-valor
∇	Operador gradiente

CAPÍTULO I
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Estudo do fenômeno de digitação viscosa em meios porosos

I.1 - Histórico -----	I-2
I.2 - Caracterização e padrões de digitação viscosa -----	I-6
a - Deslocamento imiscível -----	I-6
b - Deslocamento miscível -----	I-9
I.3 - Modelos empíricos de digitação viscosa -----	I-10
a- Modelo de Koval -----	I-10
b- Modelo de Todd e Longstaff -----	I-11
c- Modelo de Fayers -----	I-13

ESTUDO DO FENÔMENO DE DIGITAÇÃO VISCOSA EM MEIOS POROSOS

I.1 - HISTÓRICO

A maioria dos processos de recuperação secundária de petróleo são baseados no deslocamento de um fluido por um outro. Frequentemente, o fluido deslocante é menos viscoso do que o fluido de reservatório deslocado e, nessas condições, é que surge o fenômeno da digitação viscosa (do inglês "viscous finger"). Até o presente, foram propostos diversos modelos teóricos para estudar este fenômeno. Entretanto, todo um trabalho experimental é necessário para se validar um modelo teórico ou mesmo para auxiliar em sua formulação. Temos observado, assim, diversas publicações a respeito deste assunto na literatura especializada. A maioria dos experimentos, até então realizados, foram conduzidos em meios porosos inconsolidados ou artificiais como se pode observar nesta revisão bibliográfica. Três observações a respeito desses meios porosos devem ser enfatizadas :

- A permeabilidade absoluta do meio poroso é, normalmente, muito elevada.
- Na grande maioria dos casos, uma das dimensões do corpo de prova é da ordem de alguns poros. Conseqüentemente, surge a questão se o tamanho da digitação viscosa é independente do tamanho do poro ou se deve ser proporcional à ele.
- O tamanho dos grãos do meio poroso, seja ele de areia empacotada ou esferas de vidro ou outro material sintético é distribuído dentro de uma escala muito curta, isto é, os poros do meio poroso são aproximadamente do mesmo tamanho e, assim, a derivada da pressão capilar em relação saturação é próxima de zero. Como este parâmetro controla a dispersão causada pela pressão capilar, o efeito da dispersão no desenvolvimento da digitação viscosa ainda não foi plenamente testado.

A revisão bibliográfica em torno do tema de digitação viscosa descreve diversos experimentos de deslocamento por drenagem de fluidos desde 1951.

- Em 1951, Engelberts e Klinkenberg criaram a expressão "digitação viscosa". Eles determinaram que a recuperação final após a injeção de diversos volumes porosos era praticamente independente de parâmetros inerentes ao deslocamento em si e mostraram que a recuperação na erupção de água era

elevada em deslocamentos conduzidos a baixas vazões. Eles concluíram que a razão de viscosidade era a variável mais importante para deslocamentos conduzidos a elevadas vazões. Para drenagens realizadas com razão de viscosidade acima de um e a elevadas vazões foi encontrada uma relação linear entre a recuperação no momento da erupção de água e o logaritmo da razão de viscosidade.

- Em 1956, Van Meurs utilizou um modelo físico transparente para visualizar os padrões de deslocamento: Não há ocorrência de digitação viscosa para razão de viscosidade unitária entretanto, a ocorrência é bastante pronunciada para razão de viscosidade de 80. Ficou evidente, também, que a taxa de produção de óleo teve um pequeno declínio após a erupção de água para altas razões de viscosidade.
- Em 1959, Chuoke et alii mostraram que a pressão capilar pode contribuir para o alargamento das digitações viscosas. Concluiu-se que as digitações viscosas eram pequenas para óleos de alta viscosidade e baixa tensão interfacial. Observou-se que a largura das digitações viscosas era maior quando os deslocamentos eram conduzidos em presença de água conata no meio poroso.
- Em 1959, de Haan mostrou que digitações viscosas de água em meios porosos molháveis ao óleo eram da magnitude do tamanho dos poros enquanto que, para meios porosos molháveis à água, a fase aquosa era muito mais contínua e as digitações viscosas ocorriam com menor intensidade.
- Em 1963, Benham e Olson realizaram diversos experimentos laboratoriais e chegaram a conclusões concordantes com os resultados de Van Meurs.
- Em 1968, Croissant observou que o número de digitações viscosas diminuía continuamente e que os remanescentes cresciam em comprimento (extensão) proporcionalmente ao tempo e cresciam em largura de forma proporcional à raiz quadrada do tempo.
- Em 1969, Perquins e Johnston corroboraram com os resultados de Chuoke. Seus experimentos mostraram que digitações viscosas se desenvolviam mais rapidamente em experimentos na presença de água conata.
- Em 1973, Gupta e Greenkorn mostraram que numerosas digitações viscosas se desenvolviam logo no início do deslocamento e que elas se degeneravam e se coalesciam em uma única digitação viscosa num estágio mais adiantado.

Mostraram também que a taxa de crescimento da digitação viscosa era linear com o tempo, resultado que concordava com as conclusões de Klinkenberg e Croissant.

- Em 1981, Peters e Flock visualizaram o desenvolvimento de digitações viscosas em amostras de areias empacotadas em longos cilindros. Esta foi a primeira tentativa de visualização de digitações viscosas em uma geometria 3D que se tem registro na literatura. Eles mostraram que a presença de digitações viscosas comprometia e reduzia a recuperação na erupção de água que decrescia linearmente com o logaritmo da vazão até alcançar o limite de 0.20. Além disso, comprovaram que digitações viscosas eram cerca de oito vezes mais largas em meios porosos molháveis à água do que aquelas que se desenvolviam em meios molháveis ao óleo.
- Em 1984, Paterson et alii também concluíram que a injeção de água dava origem a digitações viscosas mais irregulares na presença de água conata no meio poroso.
- Em 1986, Ni et alii realizaram o primeiro experimento com deslocamento imiscível em um meio poroso consolidado. Eles usaram uma placa radial de esferas de vidro sinterizada. Um gráfico da recuperação na erupção de água *versus* vazão de injeção, revelou resultados similares aos já determinados para deslocamentos em geometria linear.
- Em 1985, Sigmund et alii apresentaram perfis de saturação que eram praticamente lineares com o comprimento da amostra. Além disso, mostrou seu experimento que a taxa de crescimento das digitações viscosas era linear com o tempo.
- Em 1986, Stokes et alii mediram a largura de digitações viscosas e concluíram que, em experimentos de drenagem, a largura era comparável ao tamanho dos poros entretanto, em ensaios de embebição, sua largura era bem maior que o tamanho dos poros e proporcional à raiz quadrada do número capilar.
- Em 1987, Peters e Khataniar plotaram curvas de permeabilidade relativa a partir de dados de produção e de queda de pressão. Concluíram que as curvas de permeabilidade relativa eram afetadas pela instabilidade no deslocamento. Em geral, a permeabilidade relativa ao óleo decresce com o aumento da instabilidade enquanto que a permeabilidade relativa à água, aumenta.

- Em 1987, Nasr-El-Din et alii estudaram deslocamento radial em meios porosos consolidados e mostraram que a recuperação, na erupção de água, era uma função decrescente e quase linear do logaritmo da vazão.
- Em 1988, Sarma realizou medidas de saturações, pressões capilares e traçou curvas de permeabilidade relativa. Seu trabalho mostrou que a permeabilidade relativa ao óleo sofria muito mais influências da instabilidade do deslocamento do que a permeabilidade relativa à água.
- Em 1988, Estudos realizados por Amiell mostraram que o número de digitações viscosas que se desenvolviam durante os deslocamentos por drenagem eram muito pouco dependentes da vazão dos fluidos entretanto, a forma das mesmas sofria grande influência.

A análise de todo esse trabalho experimental mostrou que :

- a) A recuperação na erupção de água é linear ou aumenta muito levemente em baixas vazões.
- b) A recuperação na erupção de água é linear com o logaritmo da vazão ou com o logaritmo da razão de viscosidade.
- c) Digitações viscosas são mais largas nos experimentos de embebição que nos de drenagem, quando são da ordem da magnitude do tamanho dos poros.
- d) A extensão das digitações viscosas é linear com o tempo e sua largura se comporta proporcionalmente à raiz quadrada do tempo e proporcional à raiz quadrada do número capilar.
- e) Quanto maior a pressão capilar e quanto menor a vazão, mais largas são as digitações viscosas desenvolvidas.
- f) Os perfis de saturação ao longo da amostra são lineares.
- g) Alguns experimentos revelaram a existência de uma zona estável que avançava ao longo da amostra à uma velocidade constante, o que deve estar intimamente relacionado com a recuperação final observada após a injeção de diversos volumes porosos de fluido deslocante.
- h) A recuperação na erupção de água atinge seu limite mínimo quando as vazões são máximas e não mais dependem dos parâmetros do escoamento.

I.2 - CARACTERIZAÇÃO E PADRÕES DE DIGITAÇÃO VISCOSA

I.2.1 - DESLOCAMENTOS IMISCÍVEIS

Em 1992, Didier R. Pavone, do Instituto Francês do Petróleo, publicou os resultados de seu trabalho no que concerne à caracterização dos padrões de digitação viscosa. Os parâmetros avaliados foram a vazão de fluidos e a razão de viscosidade. A tensão interfacial foi mantida constante para todas as 16 corridas conduzidas neste experimento laboratorial. Os parâmetros relevantes analisados neste ensaio foram a recuperação no erupção de água, a queda de pressão, o perfil cumulativo de saturação ao longo dos corpos de prova, a saturação local, a extensão e largura das digitações viscosas desenvolvidas.

O método para se observar as instabilidades do escoamento foi baseado na técnica de "*molding*" pela solidificação do fluido injetado.

Os corpos de prova eram constituídos de rochas carbonáticas naturais, cilíndricos, com 300 mm de comprimento 100 mm de diâmetro, porosidade de 38% e permeabilidade variando entre 0.60 e 2.50 μm^2 (0.6 a 2.5 Darcies), montados em uma célula Hassler com uma bomba de vazão constante e manômetros monitorando as pressões à montante e à jusante.

O Fluido a ser deslocado era óleo de silicone com viscosidade de 6.5 x 10⁻⁴ a alguns dezenas de Pa.s. O líquido injetado teve que atender certos requisitos básicos como : Ser imiscível com o fluido a ser deslocado, ser newtoniano para poder ser modelado pela Lei de Darcy, ter a capacidade de se solidificar rapidamente e sem apresentar encolhimento. Foi então selecionada uma resina epoxi de viscosidade de 66 mPa.s a 40 °C que permanecia constante por diversos dias. Além disso, em função do óleo a ser deslocado, a tensão interfacial variou entre 7.5 e 10.5 mN/m. Esta escala é extremamente estreita e pode ser considerada como constante de forma que este parâmetro não foi alvo de testes. Foi verificado também que tal resina epoxi injetada em carbonatos saturados com óleo de silicone correspondia a um deslocamento por drenagem. Por outro lado, a resina epoxi escolhida poderia ser solidificada pelo aquecimento a temperaturas de 120 °C por 1 dia e nenhuma dilatação ou encolhimento foi observado durante a solidificação. Como não ocorreria solidificação da resina epoxi em presença de água, não havia saturação de água conata no início dos testes de deslocamento.

Os efeitos gravitacionais foram considerados desprezíveis pois a amostra foi trabalhada na posição horizontal e a diferença entre as densidades da resina e do óleo era pequena e da ordem de $\Delta\rho = 0.23 \text{ g/cm}^3$. A relação entre os efeitos gravitacionais e os viscosos foi considerado como sendo menor que 0.01.

Os experimentos foram realizados em estufa termo-regulada a 40°C e as amostras secas e colocadas na posição horizontal. A saturação das amostras com óleo de silicone se deu sob vácuo que chegou a demorar cerca de uma semana para os óleos mais viscosos. Em seguida, a resina epoxi era injetada até a erupção. Esse deslocamento por drenagem teve duração entre menos de uma hora até uma semana, em função da viscosidade do óleo deslocado e a velocidade de injeção que variou entre 1.9×10^7 até 4.5×10^5 m/s simulando velocidades representativas de campos de petróleo. Após a erupção, a amostra era retirada do célula Hassler e colocada em um banho termo-regulado a ar, a 120 °C , para permitir a solidificação da resina epoxi. Como operação final, a amostra de carbonato era colocada em solução de ácido clorídrico até que todo o carbonato, livre de resina endurecida, fosse dissolvido restando, apenas, o molde físico das digitações viscosas retratadas pela resina.

Uma análise das 16 corridas efetuadas mostrou que os padrões de digitação viscosa podem ser divididos em duas zonas : A primeira, situada na face de entrada, encontrava-se totalmente varrida pelo fluido injetado e seu comprimento igual a L_S . A segunda zona apresentou um comprimento muito variado podendo ser ou muito longa ou, até mesmo, muito curta, incluindo uma ou mais digitações viscosas cuja largura vai diminuindo continuamente até a face de saída. Todas as digitações viscosas apresentaram forma similar para um dado experimento sendo seus tamanhos da mesma ordem de magnitude.

À baixas vazões ou pequenas razões de viscosidade os deslocamentos se mostraram estáveis enquanto que, para altas vazões ou altas razões de viscosidade se observou a formação das digitações viscosas .

O comportamento de diversas variáveis envolvidas neste sistema foram plotadas graficamente em função das viscosidades dos fluidos e da velocidade de injeção. Seja o gradiente do número capilar ΔN_C e a razão de viscosidade F_μ :

$$\Delta N_c = \frac{(\mu_o - \mu_R)v}{\sigma} \quad (I.1)$$

$$F_\mu = \frac{\mu_o}{\mu_R} \quad (I.2)$$

- Onde : μ_o = viscosidade do óleo a ser deslocado.
 μ_r = viscosidade da resina injetada.
 v = velocidade do deslocamento imiscível.
 σ = tensão interfacial entre os fluidos.

Um gráfico da recuperação na erupção *versus* $\log [(F_{\mu} - 1) \Delta N_c]$ mostrou que a recuperação de óleo na erupção de água apresenta um comportamento linear com o logaritmo de $(F_{\mu} - 1) \Delta N_c$. Tal correlação é particularmente boa apesar dos diferentes padrões apresentados.

O trabalho de Didier Pavone mostrou a existência de duas zonas distintas a saber : A zona estável, que é totalmente varrida pelo fluido injetado e caracterizada pelo seu comprimento L_S e a zona de digitação viscosa, caracterizada pelo seu volume V_F . Pavone mostrou que L_S varia linearmente com o logaritmo do fator $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c]$ no intervalo $10^{-4} < [(F_{\mu} - 1) \Delta N_c] < 10^{-2}$ e que o limite para deslocamentos estáveis é dado por $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c] = 10^{-4}$, mostrando que o deslocamento é estável abaixo de um valor crítico de $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c]$. A zona estável passa a ser independente de $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c]$ para valores superiores a 100 vezes o valor crítico fazendo com que uma frente de avanço plana e estável progrida ao longo da amostra até mesmo para condições desfavoráveis de razão de viscosidade ou mesmo quando sendo precedida por digitação viscosa. Diversos outros experimentos indicam que a zona estável tende a se prolongar por um longo período de tempo.

O volume da zona de digitação viscosa se mostrou proporcional ao logaritmo do fator $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c]$ no range $10^{-4} < [(F_{\mu} - 1) \Delta N_c] < 10^{-2}$ e alcança seu valor máximo para $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c] > 10^{-2}$ a partir do qual V_S se apresenta constante.

A saturação média (S_m), definida como o volume de fluido deslocante injetado até a erupção, dividido pelo volume poroso da amostra, se mostrou constante e máxima para valores de $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c] < 10^{-2}$. Para valores do fator $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c] > 10^{-2}$ observou-se um declínio linear de S_m com o logaritmo de $[(F_{\mu} - 1) \Delta N_c]$.

Um dos parâmetros mais importantes nesses estudos é a largura da digitação viscosa. Pavone realizou em seus experimentos, diversas medidas da largura da digitação viscosa no ponto médio do comprimento das mesmas. Ele mostrou que a largura da digitação viscosa apresenta uma certa proporcionalidade com o quadrado do gradiente do número capilar (ΔN_c^2), corroborando com os resultados alcançados por Stokes *et alii* em uma célula 2D com meio poroso inconsolidado formado por esferas de vidro em um ensaio de embebição. Nos ensaios de drenagem efetuados por Stokes, nunca foram observadas larguras de digitações viscosas maiores do que o tamanho dos poros. Entretanto, para meio poroso natural, esses resultados foram alcançados visto que os tamanhos dos poros eram bem pequenos, a pressão capilar e sua derivada em relação à saturação eram elevadas resultando numa dispersão, por capilaridade, igualmente elevada e, assim, dando origem a digitações viscosas com largura da ordem de milhares de vezes o tamanho do poro.

I.2.2 - DESLOCAMENTOS MISCÍVEIS

Em 1960, Habermann, B. desenvolveu experimentos objetivando modelar a eficiência de deslocamentos miscíveis como uma função da razão de mobilidade (M), conduzidos em placas de grãos de areia consolidadas artificialmente representando $1/4$ de um "five-spot". Logo se observou que, quando um fluido menos viscoso é empregado para deslocar um fluido de reservatório mais viscoso, há o desenvolvimento de digitações viscosas que reduzem a eficiência de varrido areal. Em valores crescentes de razão de mobilidade acima de 1, notou-se que uma fração maior da área do modelo físico não era varrida pelo fluido deslocante, menos viscoso, mesmo após a injeção de diversos volumes porosos.

Para valores de $M \leq 1$, a frente de avanço é essencialmente radial até que a presença do poço produtor provoque o desenvolvimento de uma digitação viscosa central e única, na direção do poço. Para $M > 1$ observa-se o surgimento prematuro de digitações viscosas independentes do efeito causado pelo poço produtor. Embora a geometria individual das digitações viscosas tenha se mostrado diferente para cada deslocamento com a mesma razão de mobilidade, o padrão geral de irregularidade da frente de avanço se mostrou característica para cada valor de razão de mobilidade (M):

- a- O número de digitações viscosas diminui com o aumento de M .
- b- Uma vez formada uma digitação viscosa, diversas outras se desenvolvem a partir de seus limites laterais. Na extremidade da digitação viscosa principal existe um grande processo de mistura entre dois fluidos resultando numa zona de gradação de viscosidade que inibe o seu avanço. Nas laterais, entretanto, essa mistura é menor e, portanto, o gradiente de viscosidade é mais pronunciado promovendo o surgimento de novas digitações viscosas.
- c- Na presença de digitações viscosas, para valores elevados de M , a frente miscível (slug), não se mostrou regularmente distribuída como uma "banda" entre o óleo deslocado e o fluido injetado mas sim, distribuída de uma forma irregular ao longo das interfaces das digitações viscosas.
- d- O tamanho da frente miscível (slug) se mostrou crescente com o aumento de M devido ao fato de que, quanto maior for M , maior será o grau de instabilidade do deslocamento dando origem a uma maior interface que é onde se desenvolve a zona de miscibilidade.

I.3- MODELOS EMPÍRICOS DE DIGITAÇÃO VISCOSA .

A injeção de uma frente de gás miscível pode alcançar valores muito baixos de saturação de óleo residual em experimentos efetuados em laboratório. Em escala de campo, entretanto, esse processo está sujeito a instabilidades que diminuem a eficiência de varrido e reduz a recuperação final de óleo. Para se simular aplicações de deslocamentos miscível em escala de campo, é necessário o uso de modelos empíricos de fluxo fracionário que descreva as consequências da digitação viscosa .

Os três principais modelos encontrados na literatura foram os propostos por **Koval** , **Todd & Longstaff** e por **Fayers** . Estes três métodos forneceram níveis similares de acurácia quando comparados com os resultados de experimentos uni-direcionais mas diferem sensivelmente, em performance, quando comparados com aplicações bi-dimensionais que surgem a partir de diferenças na formulação dos termos de mobilidade total. Todos esses modelos alteram o fluxo fracionário do solvente para descrever os efeitos da heterogeneidade e da formação de digitações viscosas.

Resumidamente, os modelos de fluxo fracionário são modelos bi-fásicos nos quais o fluxo é representado por duas pseudo-fases sendo uma dominada pelo óleo e a outra dominada pelo solvente (gás) injetado. A equação do movimento descrita pela lei de Darcy para os fluidos são :

$$v_e = - K \frac{K_{re}}{\mu_e} (\Delta P + \rho_e g) \quad (I.3)$$

A lei da conservação para o componente gás pode ser descrita pela equação :

$$\phi \frac{\partial S_g}{\partial t} + \nabla \cdot f_g (v_{oe} + v_{ge}) = 0 \quad (I.4)$$

onde f_g representa o fluxo fracionário do gás.

I.3.1 - MODELO DE KOVAL

Este modelo assume as seguintes funções para permeabilidade relativa efetiva e para a viscosidade efetiva dos fluidos :

$$K_{rge} = S \quad K_{roe} = 1 - S \quad \mu_{oe} = \mu_o \quad (I.5)$$

$$\mu_{ge} = \left(\frac{0.22}{\mu_g^{1/4}} + \frac{0.78}{\mu_o^{1/4}} \right)^4 \quad (1.6)$$

Ou seja : o pseudo gás se comporta como se tivesse uma composição fixa $S_g = 0.22$. Desprezando os efeitos gravitacionais, o fluxo fracionário no modelo de KOVAL é dado por:

$$f_g = \frac{S}{S + \frac{1 - S}{M_e}} \quad (1.7)$$

Onde a razão de viscosidade efetiva (M_e) é dada pela razão entre a viscosidade do óleo e a viscosidade efetiva do gás. KOVAL não considera em seu modelo, a influência da mobilidade total nem da gravidade no escoamento dos fluidos.

1.3.2 - MODELO DE TODD & LONGSTAFF

Este modelo assume as mesmas funções para permeabilidade relativa efetiva dos fluidos que o modelo de Koval, mas as viscosidades efetivas de ambas as fases são obtidas como sendo modificações da viscosidade da mistura definida como (μ_e). Assim temos :

$$K_{rge} = S \quad K_{roe} = 1 - S \quad (1.8)$$

$$\mu_m = \left(\frac{S}{\mu_g^{1/4}} + \frac{1 - S}{\mu_o^{1/4}} \right)^4 \quad (1.9)$$

De forma que :

$$\mu_{ge} = \mu_g^{1-\omega} \mu_m^\omega \quad e \quad \mu_{oe} = \mu_o^{1-\omega} \mu_m^\omega \quad (1.10)$$

Onde o parâmetro de mistura ω pode variar entre miscibilidade total ($\omega = 1$) ou completamente separado ($\omega = 0$). Considerando desprezíveis os efeitos gravitacionais, o fluxo fracionário neste modelo é determinado como no modelo de KOVAL, exceto que, a razão de mobilidade efetiva é determinada como :

$$M_e = (\mu_o/\mu_g)^{1-\omega} \tag{I.11}$$

$$f_g = \frac{S}{S + \frac{1-S}{M_e}} \tag{I.12}$$

Contudo, a inclusão de efeitos gravitacionais requer a definição de uma concentração efetiva de óleo na pseudo-fase óleo (S_{00}) e uma expressão similar para a concentração efetiva de óleo na pseudo-fase gás (S_{0g}), a saber :

$$S_{00} = \frac{\left(\frac{\mu_o}{\mu_g}\right)^{1/4} - \left(\frac{\mu_o}{\mu_{oe}}\right)^{1/4}}{\left(\frac{\mu_o}{\mu_g}\right)^{1/4} - 1} \tag{I.13}$$

Assim, as densidades efetivas são descritas pelas expressões :

$$\rho_{0e} = S_{00} \rho_o + (1 - S_{00}) \cdot \rho_g \tag{I.14}$$

$$\rho_{ge} = S_{0g} \rho_o + (1 - S_{0g}) \cdot \rho_g \tag{I.15}$$

Enquanto que a mobilidade total (λ_t) é determinada pela expressão :

$$\lambda_t = \left(\frac{S}{\mu_{ge}} + \frac{1-S}{\mu_{oe}} \right) \tag{I.16}$$

Em deslocamentos miscíveis onde uma fase única de hidrocarbonetos esteja fluindo, o grau de instabilidade pode ser previsto com relativo sucesso por meio deste modelo empírico para um fluxo fracionário médio do solvente e uma mobilidade média da fase. Isto é realizado através de um único parâmetro

qual seja, a razão de mobilidade efetiva (M_e) ou, de forma equivalente, o parâmetro de mistura ω . Para valores de $\omega = 2/3$, o modelo foi capaz de calcular corretamente a recuperação de óleo de experimentos efetuados em amostras artificiais de areia ("sand packs") para diversos valores de razão de viscosidade óleo/solvente.

I.3.3 - MODELO DE FAYERS

Este modelo emprega soluções mais embasadas fisicamente para descrever as permeabilidades relativas das pseudo-fases em termos de uma função da largura da digitação viscosa $\Lambda(S_{gg})$ tal que :

$$K_{rge} = \Lambda \quad K_{roe} = (1 - \Lambda) \quad \mu_{oe} = \mu_o \quad (I.17)$$

Contudo, a viscosidade efetiva do gás é expressa conforme a equação (I.18).

$$\mu_{ge} = \left(\frac{S_{gg}}{\mu_g^{1/4}} + \frac{1 - S_{gg}}{\mu_o^{1/4}} \right)^{-4} \quad (I.18)$$

Uma expressão empírica na forma da equação (I.19), foi proposta para o parâmetro Λ :

$$\Lambda = a + (1 - a) S_{gg}^\alpha \quad (I.19)$$

Onde a é o parâmetro de largura inicial da digitação viscosa e α é o expoente de crescimento. Considerando desprezíveis os efeitos gravitacionais, o fluxo fracionário neste modelo é determinado pela expressão :

$$f_g = \frac{\Lambda S_{gg}}{\Lambda + (1 - \Lambda) \frac{\mu_{ge}}{\mu_o}} \quad (I.20)$$

Contudo, a inclusão de efeitos gravitacionais é realizada pela utilização das relações (I.21) e (I.22):

$$\rho_{ge} = S_{gg} \rho_g + (1 - S_{gg}) \cdot \rho_o \quad (I.21)$$

$$\rho_{oe} = \rho_o \quad (I.22)$$

Enquanto que a mobilidade total (λ_t) é determinada pela expressão (I.23):

$$\lambda_t = \left(\frac{\Lambda}{\mu_{ge}} + \frac{1 - \Lambda}{\mu_o} \right) \quad (I.23)$$

Os três modelos analisados se mostraram satisfatórios na modelagem do fluxo fracionário de deslocamentos uni-dimensionais em escala de laboratório. O modelo de KOVAL se mostrou inadequado na descrição da influência da mobilidade total e dos efeitos gravitacionais no deslocamento. Os modelos de TODD & LONGSTAFF e de FAYERS se mostraram bem similares em sua performance na descrição de problemas homogêneos multi-dimensionais apesar deste último apresentar um embasamento físico-teórico bem mais definido.

O efeito de heterogeneidades de pequena escala se manifesta na introdução de um alargamento da digitação viscosa por difusão ou por dispersão. Para razões de mobilidades moderadas uma boa aproximação do comportamento experimental é obtida utilizando-se o modelo de fluxo fracionário homogêneo e um termo difusivo com a constante de dispersão medida em um deslocamento com razão de mobilidade unitária.

Grandes heterogeneidades dão origem a canais preferenciais cujo comportamento é extremamente dependente dos padrões de permeabilidade.

CAPÍTULO II
MATERIAIS E MÉTODOS

Introdução -----	II-2
II.1 - O meio poroso -----	II-2
a- Textura -----	II-2
b- Composição do arcabouço -----	II-2
c- Diagênese -----	II-3
d- Pressão capilar por injeção de mercúrio -----	II-4
e- Pressão capilar por centrifugação -----	II-5
f- Sistema poroso -----	II-7
II.2 - Fluidos de teste -----	II-8
II.3 - Instrumentação -----	II-9
II.4 - Procedimento laboratorial -----	II-13
II.4.1 - Procedimento de saturação da amostra #1 -----	II-13
a- Limpeza do meio poroso -----	II-13
b- Secagem do meio poroso -----	II-15
c- Determinação de propriedades petrofísicas -----	II-16
d- Saturação do meio poroso -----	II-16
e- Deslocamento da fase aquosa pelo óleo de teste ----	II-17
II.4.2 - Procedimento de limpeza da amostra #2 -----	II-19
a- Saturação inicial do meio poroso -----	II-19
b- Reconstituição do perfil inicial de saturação-----	II-20
II.4.3 - Deslocamento do óleo pela fase aquosa -----	II-20
II.5 - Sistema computadorizado de aquisição de dados -----	II-27

INTRODUÇÃO

Durante este trabalho, foram tomografados nove experimentos de injeção de fluidos no laboratório da Med-Imagem do Hospital da Real e Benemérita Sociedade Portuguesa de Beneficência em São Paulo, sendo um experimento de injeção de óleo em um meio poroso saturado com água e os oito demais, de injeção de água em um meio poroso saturado com óleo @ Swc.

Toda a instrumentação era transportada semanalmente da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp - Campinas para o Laboratório da Med-Imagem em São Paulo e re-montado na sala do tomógrafo GE CT 9800. Após a realização dos ensaios, todo o aparato de teste era, então, desmontado e reconduzido à Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, onde eram conduzidos os procedimentos de limpeza da amostra recém trabalhada e, posteriormente, a re-saturação da mesma, deixando-a preparada para um próximo experimento de injeção de água.

II.1 - MEIO POROSO

Utilizou-se neste trabalho duas amostras de arenito Vosges, originário do *Rheinegraben*, que é um segmento do *rift* cenozóico continental que se estende desde o Mar do Norte até o Golfo de Lyon, na França

As propriedades do meio poroso encontram-se listadas na tabela II.1.1.

Tabela II.1.1
Propriedades petrofísicas das amostras de teste

ARENITO VOSGES					
AMOSTRA	DIÂMETRO	COMPRIMENTO	SECÇÕES	POROSIDADE	PERMEABILIDADE
# 1	54.12 mm	233.15 mm	23	22.71 %	0.417 μm^2
# 2	54.53 mm	233.00 mm	23	22.99 %	0.497 μm^2

a) **Textura** : Arenito de tamanho fino a médio, bem selecionado.

b) **Composição do Arcabouço**

A análise de lâmina delgada mostrou um arenito bastante limpo composto basicamente por quartzo, pequena parcela de feldzspato (arcósio a

subarcósio). Os grãos de feldzpató, na sua grande maioria, apresentam-se com forte grau de alteração. Micas - principalmente muscovita - foram observadas em quantidades menores que 2%. Através da análise de fotomicrografia pode-se notar ausência de materiais argilosos. A figura II.1.1 reproduz uma fotomicrografia do arenito Vosges.



Fig. II.1.1 - Fotomicrografia de lâmina do arenito Vosges.

c) Diagênese

Observa-se uma forte cimentação silicosa na forma de crescimentos sintaxiais de quartzo e feldzpató (3 a 5 %). Através de critérios texturais é possível sugerir que esta cimentação tenha ocorrido cedo na história diagenética deste arenito. Não observa-se nenhuma cimentação carbonática. Os grãos parcialmente dissolvidos e com as bordas dissolvidas indicam dissolução, provavelmente ocorrida em ambiente superficial (afloramento). A quantidade de potássio em quantidades acessórias (< 1%), também corroboram com esta hipótese. Pirita e óxidos de titânio também ocorrem em baixos teores.

d) Pressão capilar por injeção de Mercúrio

Foram realizadas análises de pressão capilar por injeção de mercúrio em duas amostras do arenito Vosges. Estas análises mostraram que a penetração de mercúrio no meio poroso ocorre quando a pressão absoluta de mercúrio atinge cerca de 95 Kpa (13 psia) o que corresponde à gargantas de poros com diâmetro em torno de 15 μm , como pode ser observado pelas curvas de pressão capilar, figuras II.2.2 e pelos histogramas de distribuição de diâmetros de gargantas de poros, figuras II.1.3 e II.1.4.

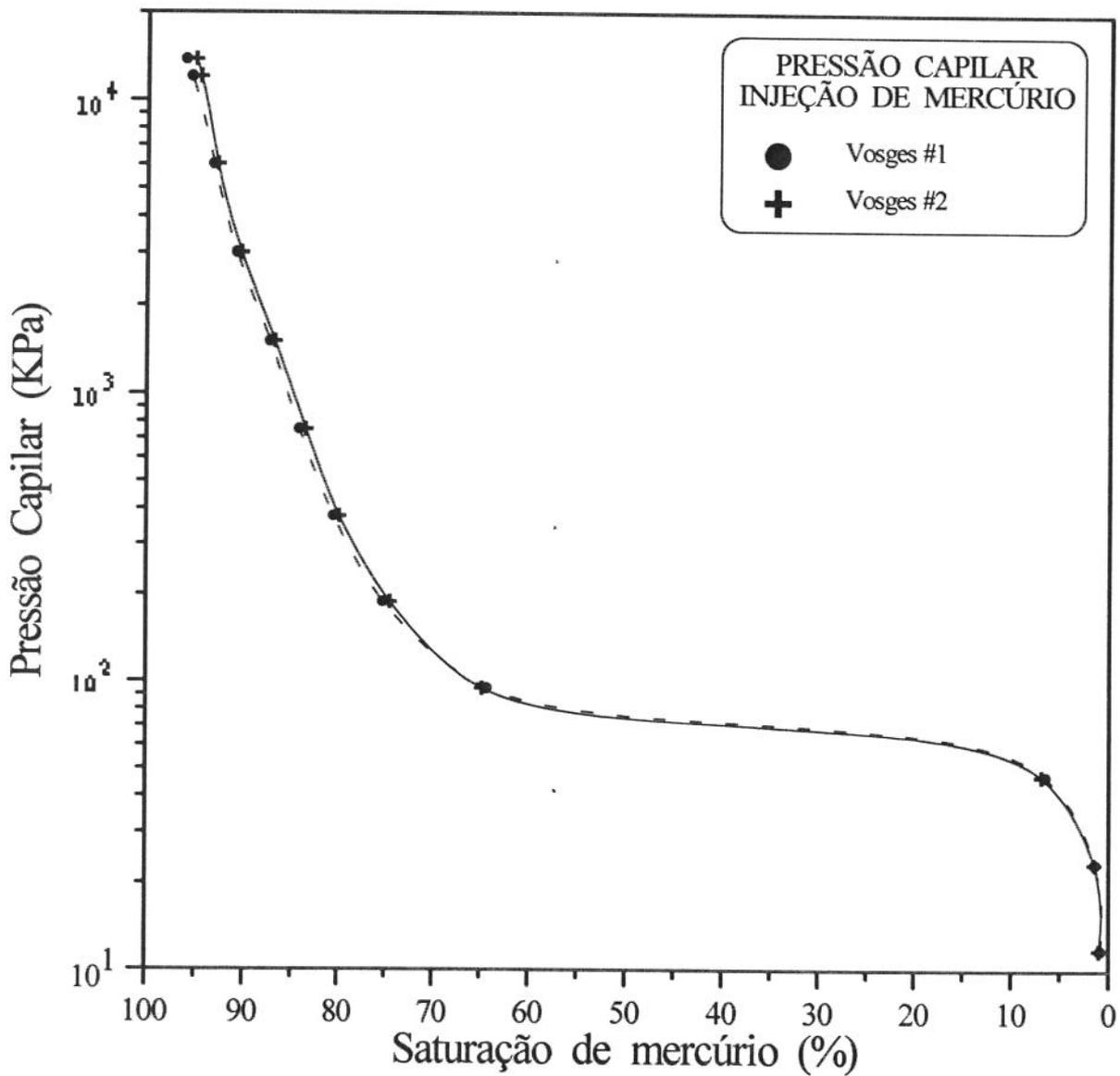


Fig. II.1.2 - Curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio nas amostras #1 e #2.

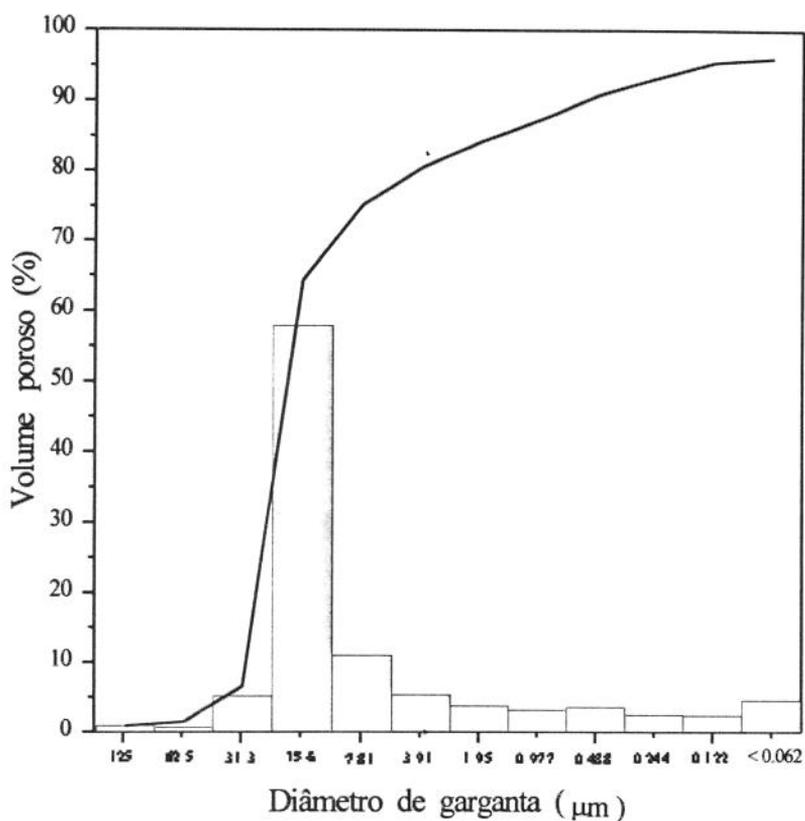


Fig. II.1.3 - Distribuição de tamanho de garganta de poros - vosges #1.

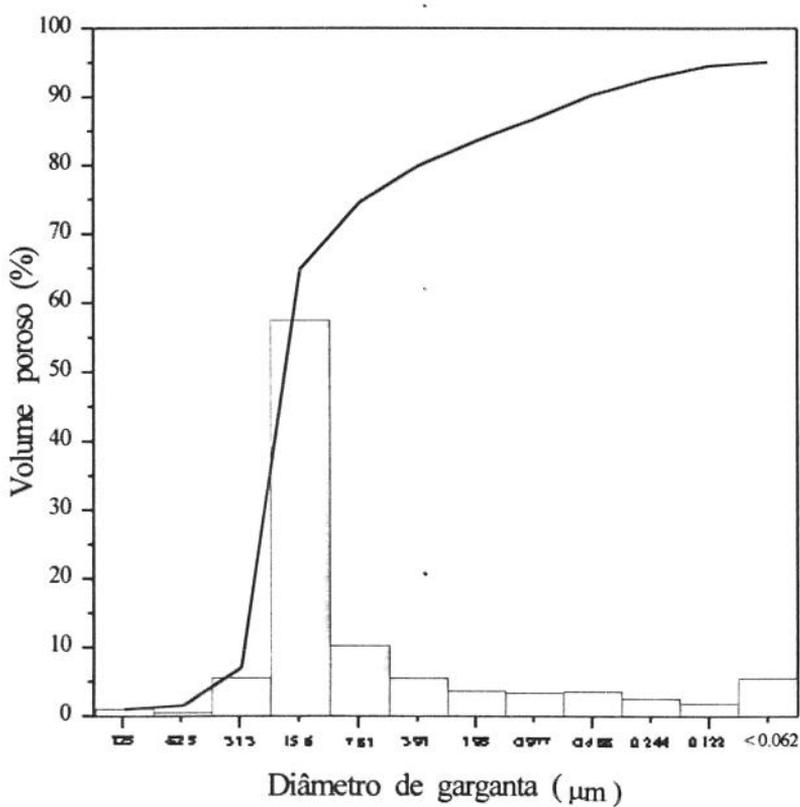


Fig. II.1.4 - Distribuição de tamanho de garganta de poros - vosges #2.

e) Pressão capilar pelo método da centrifugação

Foram realizadas análises de pressão capilar pelo método da centrifuga em duas amostras do arenito vosges. As curvas de embebição e de drenagem de ambas as amostras estão plotadas na figura II.1.5.

A análise das curvas de pressão capilar por injeção de mercúrio juntamente com as curvas de drenagem e embebição apresentadas pelo ensaio de pressão capilar por centrifugação mostrou que o sistema poroso de ambas as amostras é bastante homogêneo e semelhantes entre si corroborando com as conclusões obtidas das análises de lâmina delgada e de petrofísica básica.

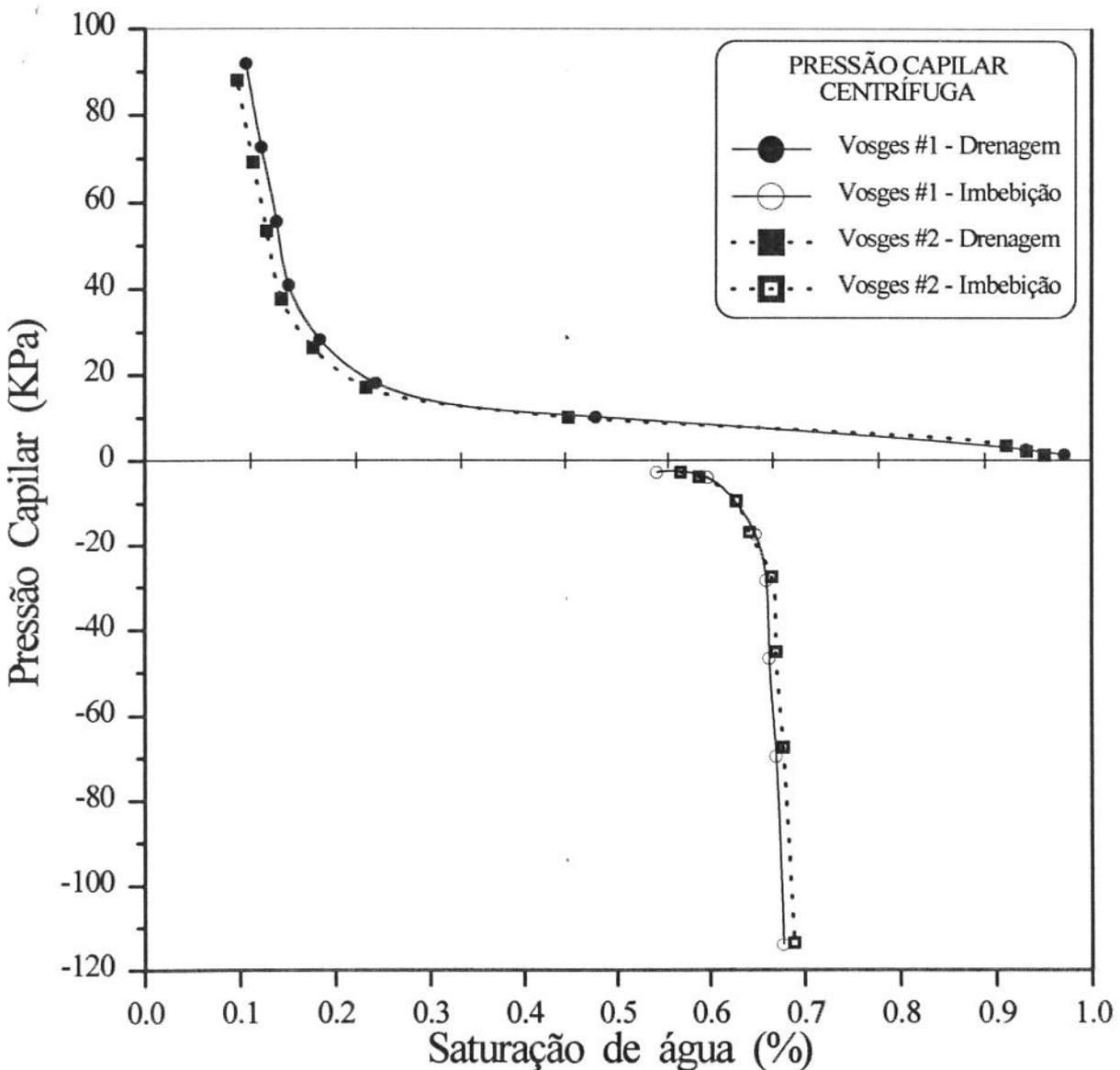


Fig. II.1.5 - Curvas de drenagem e embebição obtidas pelo método da centrifugação.

Dessa forma, podemos considerar, do ponto de vista macroscópico, que as duas amostras do arenito Vosges utilizadas neste ensaio, são homogêneas e semelhantes entre si.

A análise das imagens tomográficas das amostras durante realizadas a injeção de óleo deslocando água, numa condição hidrodinâmica extremamente favorável ao não desenvolvimento de digitações viscosas, também evidenciou a não existência de canais de permeabilidade no arcabouço do arenito. Como será visto no capítulo III, na injeção de óleo se observou um deslocamento pistonado onde o único efeito perturbador observado foi o efeito de segregação gravitacional extremamente suavizado.

f) Sistema Poroso

A porosidade média determinada pela contagem sistemática de pontos e por análise de imagens ficou entre 18 e 22 %. Os poros são intergranulares (96 %) com presença secundária de poros intragranulares (3 %) e microporosidade (1 %). O sistema poroso é caracterizado por uma moda de poros com gargantas em torno de 15 μm , como evidenciou as análises de pressão capilar por injeção de mercúrio.

II.2 - FLUIDOS DE TESTE

Utilizou-se conjuntos de fluidos diferentes para cada amostra :

Amostra #1 : Óleo mineral neutro pesado

Viscosidade 0.244 Pa.s
 Densidade 0.8836 g/cm³

Solução aquosa : 86.32 g/litro de Iodeto de potássio
 37.26 g/litro de cloreto de potássio

Viscosidade 8.228×10^{-4} Pa.s
 Densidade 1.0845 g/cm³

Amostra #2 : Óleo mineral neutro pesado

Viscosidade 0.244 Pa.s
 Densidade 0.8836 g/cm³

Solução aquosa : 132.8 g/litro de Iodeto de potássio

Viscosidade 8.316×10^{-4} Pa.s
 Densidade 1.0962 g/cm³

A utilização de fluidos diferentes para cada amostra teve a finalidade de se analisar a influência da concentração de iodeto de potássio na absorção de Raios-X, assim como verificar qual o agravamento do efeito de endurecimento de feixe que esta alteração provocaria. Os valores de viscosidade e densidade apresentados acima, são valores médios. Os valores individuais dessas variáveis, para cada teste, são mostrados na tabela II.2.1.

Tabela II.2.1

Valores de densidade e viscosidade da fase aquosa em cada deslocamento

VISCOSIDADE E DENSIDADE DA FASE AQUOSA				
MEIO POROSO	COMPOSIÇÃO	TESTE	DENSIDADE (g/cm ³)	VISCOSIDADE (x 10 ⁻³ Pa.s)
VOSGES #1	86.32 g/l KI + 37.26 g/l KCl	#1	1.0830	0.8217
		#2	1.0899	0.8269
		#3	1.0799	0.8193
		#4	1.0852	0.8233
		média	1.0845	0.8228
VOSGES #2	132.8 g/l KI	#1	1.0977	0.8328
		#2	1.0977	0.8328
		#3	1.0960	0.8315
		#4	1.0932	0.8294
		média	1.0962	0.8316

Antes de serem utilizados nos teste de deslocamento, tanto a fase óleo quanto a fase aquosa foram cuidadosamente desaerados sob vácuo de cerca de 1 Pa (10^{-2} mBar) durante aproximadamente uma hora, para prevenir possíveis liberações de gás no interior do meio poroso.

II.3 - INSTRUMENTAÇÃO

a figura II.3.1 mostra um diagrama da instrumentação utilizada nos ensaios de deslocamentos de fluidos. Tal aparato é constituído por :

- Uma bomba de vazão constante .
- Duas balanças semi-analíticas (B1 e B2).
- Três garrafas de aço inóx para armazenamento dos fluidos (O,E e W).

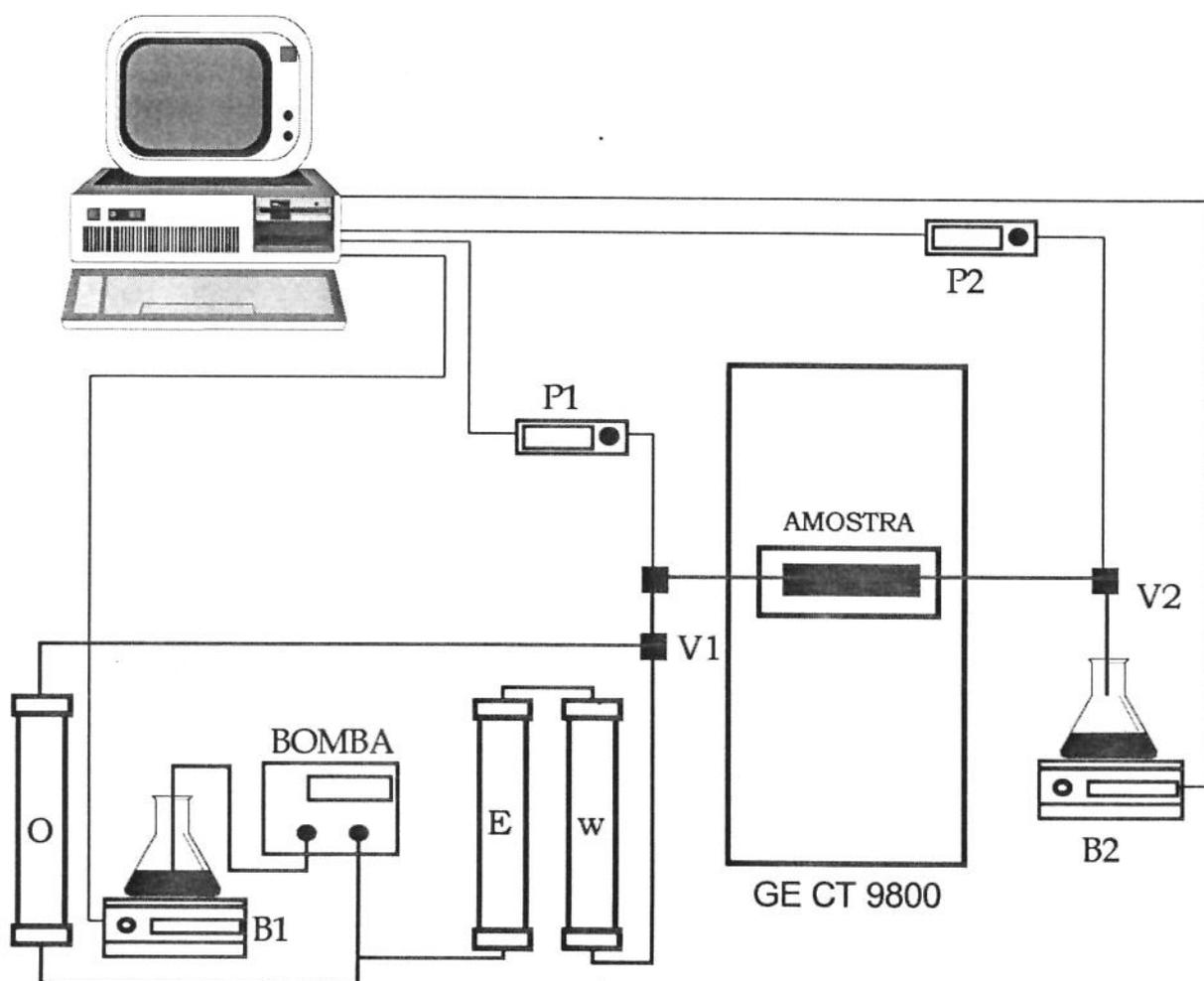


Fig.II.3.1 - Diagrama da instrumentação dos testes de deslocamento de óleo por água.

- Dois conjuntos de transdutores de pressão (P1 e P2).
- Duas válvulas de tres vias (V1 e V2).
- Sistema de recolhimento do óleo produzido .
- Computador AT-286 para aquisição automática dos dados de fluxo .
- Dois estabilizadores de tensão elétrica da rede pública.
- Suporte para amostra de rocha.
- Linhas de aço, de tygon e válvulas diversas.

Tal aparato era montado semanalmente antes do início do teste. Suas linhas eram limpas e drenadas com o fluido adequado. O transdutor de baixa pressão, instalado à montante da amostra (P2), era calibrado contra um manômetro de coluna de água. À jusante da amostra de rocha, era instalado um conjunto de dois transdutores de pressão sendo um com fundo de escala de 550 Kpa (80 psi) e um segundo com fundo de escala de 2200 KPa (320 psi). Tais transdutores eram calibrados contra um manômetro HEISE no Laboratório do Departamento de Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp.

A Balança B1, tinha como finalidade a determinação da vazão mássica que a bomba de vazão constante estava injetando na amostra a cada instante. Assim, conhecendo-se a massa específica do fluido primário (água destilada desaerada) era possível se determinar a vazão volumétrica de injeção a cada intervalo de tempo.

A balança B2 tinha como objetivo a determinação da vazão mássica dos fluidos produzidos a cada instante de forma que, sabendo-se a massa específica dos fluidos da fase aquosa e da fase óleo e a vazão volumétrica de injeção e ainda, considerando que tais fluidos fossem incompressíveis, torna-se possível determinar a vazão volumétrica das fases aquosa e óleo que estavam sendo produzidas num intervalo de tempo conforme as equações (II.1) e (II.2).

$$Q_o = \frac{\rho_w Q_T - \Delta W}{(\rho_w - \rho_o)} \quad (II.1)$$

$$Q_w = \frac{\Delta W - \rho_o Q_T}{(\rho_w - \rho_o)} \quad (II.2)$$

Onde : ΔW - Variação de massa em B2 em um intervalo de tempo (g).

- ρ_o - Massa específica da fase óleo (g/cm^3).
- ρ_w - Massa específica da fase aquosa (g/cm^3).
- Q_T - Vazão volumétrica de injeção ($\text{cm}^3 / \text{minuto}$).
- Q_T - Vazão volumétrica produzida da fase óleo ($\text{cm}^3 / \text{minuto}$).
- Q_T - Vazão volumétrica produzida da fase água ($\text{cm}^3 / \text{minuto}$).

As leituras de massa das balanças assim como da pressão medida pelos transdutores eram efetuadas de minuto a minuto por um computador AT 286. Os valores de pressão dos transdutores eram lidos através de uma placa de conversão analógico/ digital AD10/26 instalada no micro enquanto que, as leituras de massa eram realizadas digitalmente através das portas seriais #1 e #2 - protocolo RS 232. Desta forma, a cada intervalo de 60 segundos, um novo registro era acrescentado ao arquivo de monitoramento do teste. Cada registro era composto por pressão à montante da amostra, pressão à jusante, massa registrada na balança B1, massa registrada na balança B2, tempo em segundos transcorrido desde o início do teste (o tempo era fornecido pelo relógio interno do computador), vazão volumétrica da bomba de vazão constante e massa específica média do fluido sendo produzido. Estes registros eram arquivados sequencialmente no disco rígido do computador e, também, apresentados no monitor do micro. Desta forma, era possível acompanhar e se certificar quando a injeção de fluidos atingia um estágio de estabilização de pressão e de vazão.

O sistema de recolhimento de óleo produzido era utilizado para coletar os fluidos produzidos a partir do instante em que se começava a injetar água no meio poroso. A figura II.3.2 mostra um diagrama do sistema coletor de óleo.

Durante o período de estabilização da pressão e das vazões, o óleo era coletado pelo becher através do tubo coletor de estabilização. A partir do momento em que a água começava a ser injetada na amostra de rocha, invertia-se a válvula de três vias de forma que os fluidos produzidos pela amostra fossem conduzidos através do tubo coletor de produção, previamente drenado com óleo, e coletados pela bureta graduada invertida, previamente cheia com água. Desta forma, devido à sua menor densidade, o óleo produzido deslocava a água da bureta sendo, então, coletado no topo da mesma. Uma vez que, apenas os tubos coletores não se encontravam apoiados no becher, qualquer fluido que vertesse para dentro da bureta ou mesmo do becher era computado pela balança B2.

A amostra era posicionada na mesa do tomógrafo através de um suporte de acrílico (figura II.3.3) especialmente desenhado para esse tipo de mesa móvel, com um encaixe justo o suficiente a não permitir qualquer movimento relativo entre o suporte e a mesa.

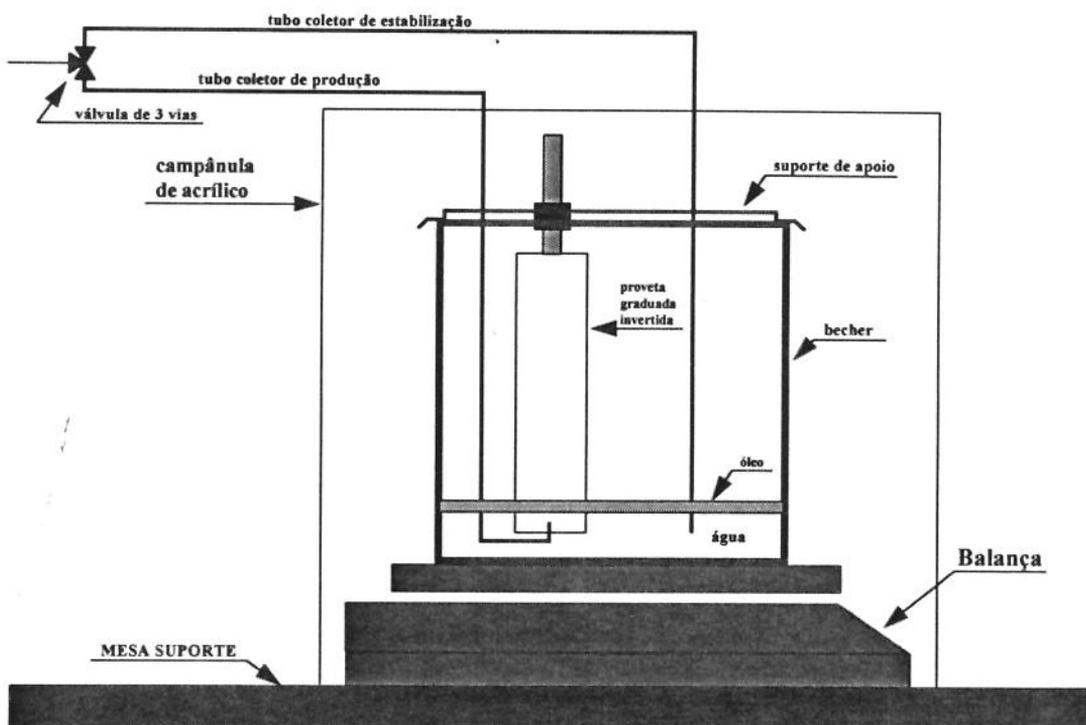


Fig. II.3.2 - Diagrama do sistema coletor de óleo produzido

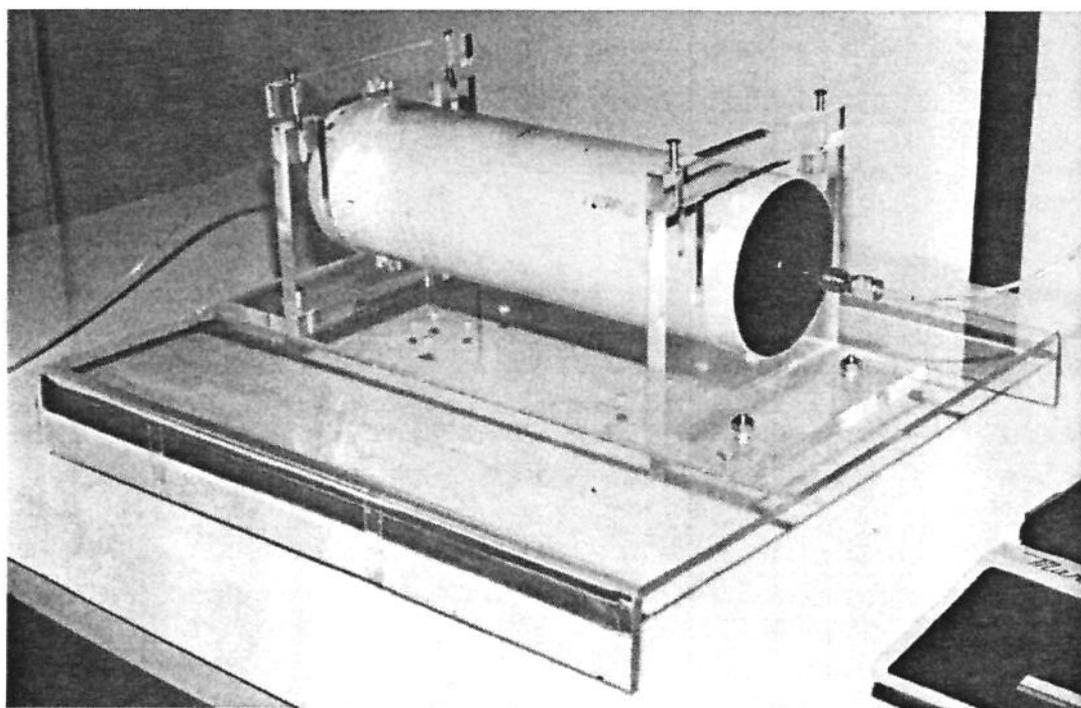


Fig. II.3.3 - Suporte de acrílico com a amostra de rocha encapsulada com resina

A amostra de rocha era fixada a este suporte através de uma chaveta colada à lateral da amostra que se encaixava perfeitamente ao seu complemento no suporte de acrílico de forma a não permitir a rotação da amostra nem, tampouco, deslocamentos axiais da mesma.

II.4 - PROCEDIMENTO LABORATORIAL

O procedimento laboratorial era composto por duas etapas distintas :

- a) Saturação do meio poroso com óleo @ Swc.
- b) Deslocamento do óleo pela água e obtenção de imagens tomográficas radiais da frente de avanço das digitações viscosas.

II.4.1 - Procedimento de saturação da amostra #1

Durante a execução deste trabalho foram realizadas 4 ensaios de deslocamento de óleo por água com a amostra #1 e mais outros 4 ensaios com a amostra #2. Após o término de cada ensaio, as amostras eram tratadas no laboratório do Departamento de Engenharia de Petróleo da Unicamp com a finalidade de se devolver às amostras de rocha, as mesmas condições iniciais de teste, isto é : Meio poroso saturado com óleo @ Swc. O procedimento laboratorial para a ressaturação da amostra #1 foi completamente diferente do utilizado para a amostra #2 , como será mostrado a seguir :

O procedimento de ressaturação da amostra #1 era composto das seguintes etapas :

- Limpeza do meio poroso com solventes.
- Secagem do meio poroso.
- Determinação de propriedades petrofísicas do meio poroso.
- Saturação da amostra com a fase aquosa descrita na seção II.3.
- Deslocamento da fase aquosa pelo óleo de teste, até atingir $Swc \cong Swi$.

a) Limpeza do meio poroso

Após cada ensaio de deslocamento de fluidos no laboratório de tomografia computadorizada, o meio poroso (amostra #1) retornava ao

laboratório do DEP/UNICAMP saturado com o óleo e a fase aquosa descritas na seção II.3. A limpeza do meio poroso era conduzida pela injeção de solventes, sob pressão, em um banho termostático mantido à 60 °C. O solvente era armazenado em uma garrafa de aço inóx 316 de 1,1 litros de capacidade volumétrica e pressurizado com nitrogênio de forma que a vazão volumétrica fosse mantida em torno de 3 cm³/minuto como mostra a figura II.4.1. À amostra, eram conectadas linhas de aço em forma de serpentina para elevar a temperatura do solvente à temperatura do banho antes de penetrar no meio poroso - figura II.4.2. Na primeira fase da limpeza eram injetados cerca de 70 volumes porosos de uma mistura 1:1 de n-heptano e álcool isopropílico que tinha como finalidade extrair a água e o óleo da amostra. Numa segunda fase, eram injetados cerca 32 volumes porosos de uma mistura rica em n-heptano na proporção 8:1 com álcool isopropílico visando extrair qualquer resíduo de óleo ainda remanescente no interior do meio poroso.

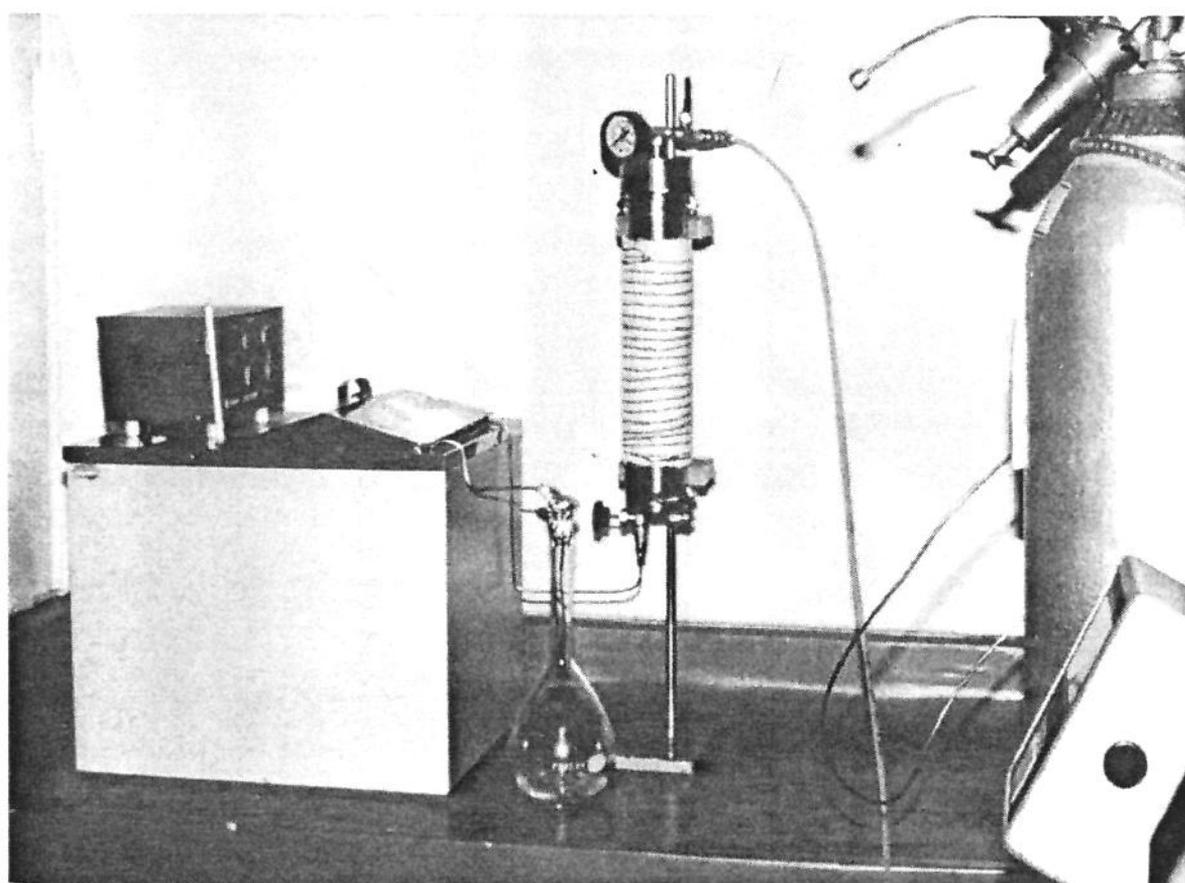


Fig. II.4.1- Sistema de limpeza do meio poroso à quente e pressurizado com nitrogênio.

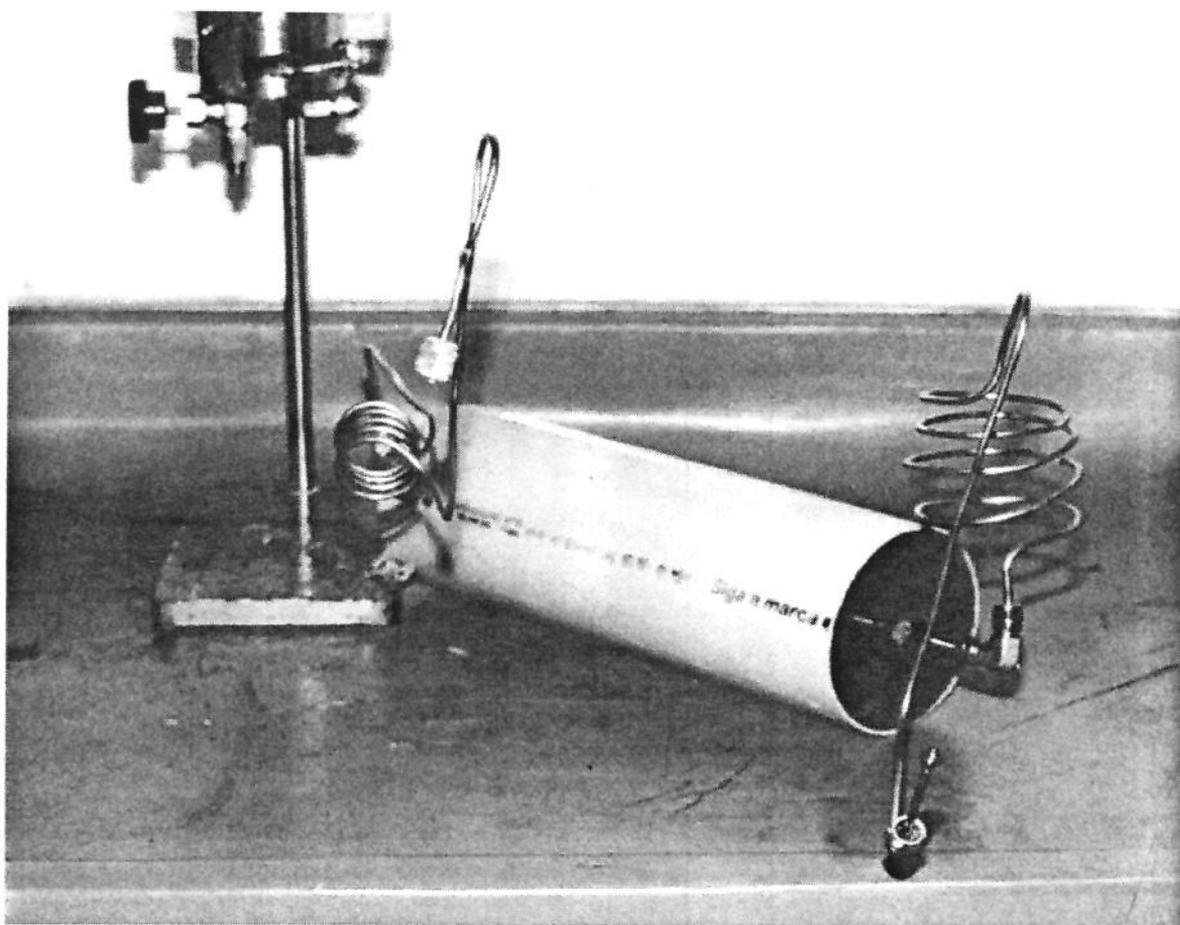


Fig. II.4.2 - Meio poroso instalado com as serpentinas de aço pronto para a limpeza.

Após a extração do óleo eram injetados cerca de 16 volumes porosos de álcool isopropílico puro de forma a extrair todo o n-heptano do interior do meio poroso assim como extrair o sal de iodeto de potássio usado para contraste de Raios-X na tomografia. Finalmente, estando o meio poroso em meio alcoólico, eram injetados em torno de 80 volumes porosos de água destilada desaerada a fim de extrair totalmente o sal de iodeto do interior do meio poroso. A presença de sais de iodeto no efluente era testada com solução aquosa de nitrato de prata que forma um precipitado amarelo de iodeto de prata facilmente identificável na solução efluente.

b) Secagem do meio poroso

Após a retirada dos fluidos de teste do interior da amostra, tinha início a injeção de CO_2 para retirar a água destilada do interior do meio poroso. Em seguida, as duas extremidades das linhas de aço, mostradas na figura II.4.2, eram conectadas à uma bomba de vácuo e o meio poroso era deixado sob uma pressão absoluta de 1 Pa (10^{-2} mBar) durante cerca de 48 horas. Essas

operações eram realizadas com a amostra mergulhada no banho termostático para uma melhor eficiência do processo de secagem.

c) Determinação de propriedades petrofísicas

Após a secagem da amostra, eram determinadas as seguintes propriedades petrofísicas do meio poroso, mostrados na tabela II.4.1:

- Massa da amostra limpa e seca.
- Volume de sólidos e volume poroso da amostra.
- Porosidade da amostra.

Tabela II.4.1
Valores de propriedades petrofísicas da amostra #1

Propriedades petrofísicas da amostra #1				
teste	massa da rocha limpa e seca (g)	volume de sólidos (cm ³)	volume poroso (cm ³)	porosidade (%)
#1	3472.50	415.01	121.33	22.62
#2	3472.70	413.29	123.05	22.94
#3	3472.90	413.23	123.11	22.95
#4	3474.00	408.95	127.39	23.75

d) Saturação do meio poroso.

Para uma melhor eficiência na saturação, o meio poroso era submetido à atmosfera de CO₂. A seguir, a amostra era colocada na posição vertical, em um suporte, e submetida à pressão absoluta de 1 Pa (10⁻² mBar) durante 24 horas, no mínimo. A fase aquosa era, então, introduzida pela face inferior, à pressão atmosférica enquanto que, a face superior permanecia isolada da atmosfera através de uma válvula de agulha. Tal injeção durava cerca de 4 horas para se permitir que a fase aquosa atingisse todos os pontos do meio poroso. Em seguida, a fase aquosa era pressurizada para o interior da rocha a uma pressão em torno de 700 Kpa (100 psi), por, no mínimo, 12 horas, de forma a melhorar a eficiência da saturação. Em seguida, a válvula no topo da amostra era aberta permitindo a saída de fluidos com algum gás dissolvido durante a fase de pressurização. Determinava-se, a seguir, a massa da amostra saturada com a fase aquosa e o índice de saturação de acordo com a equação II.3, e apresentados pela tabela II.4.2.

$$IS (\%) = \frac{\frac{MA_{sec} - MA_{sat}}{\rho_w} - VLA}{VPA} * 100 \quad (II.3)$$

Onde : IS (%) = Índice de saturação do meio poroso pela fase aquosa.
 MA_{sec} = Massa da amostra seca (g).
 MA_{sat} = Massa da amostra saturada (g).
 VLA = Volume de linhas da amostra (cm³)
 VPA = Volume poroso da amostra (cm³).
 ρ_w = Densidade da fase aquosa (g/cm³)

Tabela II.4.2
 Propriedades da amostra #1 após a saturação da fase aquosa

Propriedades da amostra #1 após a saturação da fase aquosa						
teste	MA _{sec}	MA _{sat}	ρ _w	VLA	VPA	IS
#1	3472.50	3600.90	1.0830	1.70	121.33	96.3
#2	3472.70	3589.90	1.0899	1.70	123.05	86.0
#3	3472.90	3602.50	1.0799	1.70	123.11	96.1
#4	3474.00	3608.1	1.0852	1.70	127.39	95.7

e) Deslocamento da fase aquosa pelo óleo de teste

Após a saturação da rocha com a fase aquosa, a amostra #1 era colocada no suporte de acrílico como mostra a figura II.3.3. Conectava-se, então, a saída do sistema de injeção de fluidos ao terminal da face de entrada da amostra enquanto que, ao terminal da face de saída da amostra, era conectada uma linha de tygon que conduzia o fluido produzido durante o deslocamento da fase aquosa pelo óleo até uma proveta graduada de forma que o volume de água produzido pudesse ser medido diretamente, conforme pode ser observado pela figura II.4.3.

Tal injeção de óleo era realizada à vazão volumétrica de 0.30 cm³/minuto até que, o fluido produzido consistisse, somente, da fase óleo. Devido ao modelo pistonado desse deslocamento, uma grande fração do volume de água era produzida até a erupção do óleo na fase de saída (break-through), entretanto, após tal erupção, uma pequena vazão de água continuava sendo produzida e que ia se reduzindo lentamente com o número de volumes porosos injetados de óleo. Dessa forma, eram injetados cerca de 15 volumes porosos de óleo (em torno de 1.8 litros de óleo durante 100 horas) até que a

vazão de água produzida pudesse ser considerada desprezível. Ao término da injeção de óleo, as válvulas localizadas nos terminais de entrada e de saída da amostra eram fechadas e o meio poroso, então, permanecia isolado do ambiente externo até a fase seguinte, isto é, a injeção de água no laboratório de tomografia computadorizada da Med-Imagem.

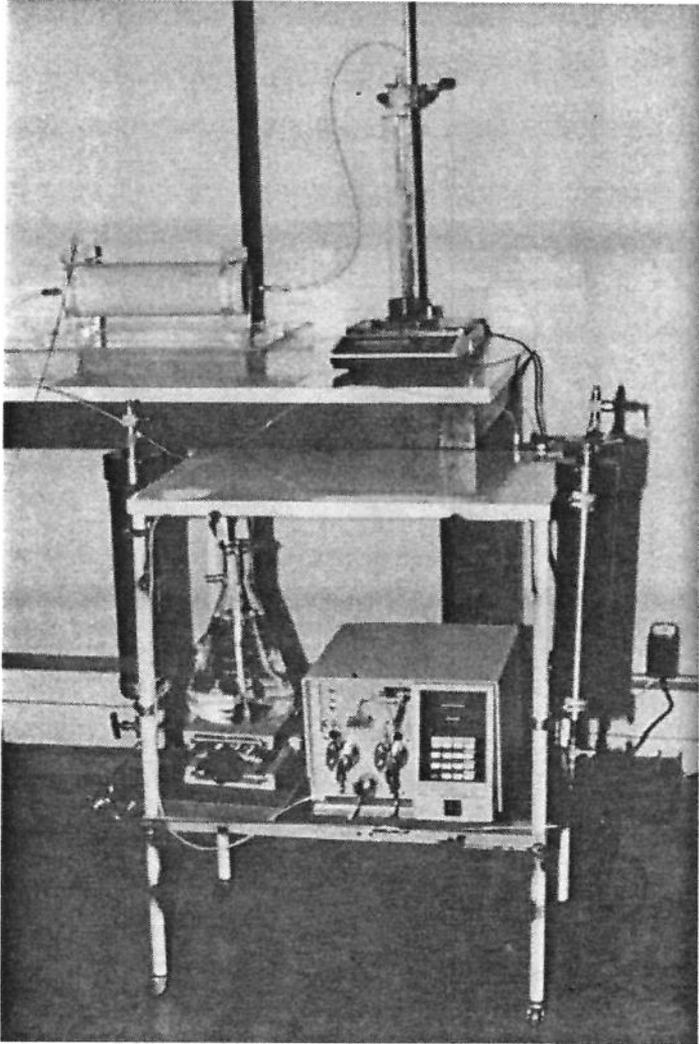


Fig. II.4.3 - Deslocamento da fase aquosa pelo óleo de teste, em bancada.

Determinava-se, em seguida, a massa da amostra saturada com óleo @ $S_{wc} \cong S_{wi}$ e também o volume de água produzido durante o deslocamento, para o cálculo de S_{wc} de acordo com a equação (II.4).

$$S_{wc} (\%) = \frac{(VPA * IS) - (VAP - VLA)}{VPA} * 100 \tag{II.4}$$

Onde : IS = Índice de saturação do meio poroso pela fase aquosa.

- Swc = Saturação de água conata no meio poroso.
 VAP = Volume de água produzido durante o deslocamento (cm³).
 VLA = Volume de linhas da amostra (cm³).
 VPA = Volume poroso da amostra (cm³).
 MAD = Massa da amostra após o deslocamento com óleo (g).

As propriedades da amostra #1 após os procedimentos de deslocamento da fase aquosa pela fase óleo encontram-se listados na tabela II.4.3.

Tabela II.4.3
 Propriedades da amostra #1 após o deslocamento com óleo

Propriedades da amostra #1 após o deslocamento com óleo						
teste	MAD	Swc	VAP	VLA	VPA	IS
#1	3583.10	0.213	90.27	1.70	121.33	96.3
#2	3583.57	0.180	81.68	1.70	123.05	86.0
#3	3583.17	0.175	98.46	1.70	123.11	96.1
#4	3587.63	0.174	101.40	1.70	127.39	95.7

II.4.2 - Procedimento de saturação da amostra #2 :

O procedimento para ressaturação da amostra #2 era relativamente mais simples do que o da amostra #1 pois não envolvia limpeza do meio poroso com solventes. Basicamente, a amostra #2 sofreu as seguintes operações:

- Saturação inicial do meio poroso.
- Reconstituição do perfil inicial de saturação de fluidos.

a) Saturação inicial do meio poroso

As operações envolvidas nesta etapa foram exatamente idênticas às realizadas durante a saturação inicial da amostra #1 e consistiram de :

- Determinação das propriedades petrofísicas do meio poroso.
- Saturação da amostra com a fase aquosa.
- Deslocamento da fase aquosa com o óleo de teste.

Tais operações encontram-se detalhadamente descritas nos itens C, D e E do procedimento de saturação da amostra #1. As propriedades iniciais da amostra #2 encontram-se listadas na tabela II.4.4.

Tabela II.4.4
Valores de propriedades petrofísicas da amostra #2

Propriedades petrofísicas da amostra #2				
teste	massa da rocha limpa e seca (g)	volume de sólidos (cm ³)	volume poroso (cm ³)	porosidade (%)
#1	3676.70	418.07	126.08	23.17
#2	3676.70	418.07	126.08	23.17
#3	3676.70	418.09	126.08	23.17
#4	3676.70	418.09	126.08	23.17

b) Reconstituição do perfil inicial de saturação de fluidos.

Após os ensaios de deslocamento de óleo por água, no laboratório de tomografia computadorizada, a amostra #2 retornava à bancada do laboratório do DEP/UNICAMP onde era efetuada a operação de injeção de óleo para deslocar a água injetada na amostra durante a aquisição de imagens tomográficas da injeção de água na rocha saturada com óleo @ Swc. Dessa forma, eram evitadas as operações de limpeza e secagem do meio poroso. Entretanto, não era possível se determinar os valores reais das propriedades do meio poroso antes do início de um novo teste. Por esse motivo, as propriedades da amostra #2 antes de cada teste foram consideradas idênticas às propriedades iniciais, como mostra a tabela II.4.4.

A saturação de água conata foi calculada de acordo com a equação II.4 fornecendo um valor de Swc = 17.10 %.

II.4.3 - Deslocamento do óleo por água

Os deslocamentos de óleo por água foram realizados no laboratório da Med-Imagem do Hospital da Real e Benemérita Sociedade Portuguesa de Beneficência, em São Paulo. O equipamento era trazido do laboratório do DEP/UNICAMP, e montado no laboratório do tomógrafo nº 3 – GE CT 9800, conforme ilustrado pelas figuras II.4.4 e II.4.5.

Antes de cada montagem, o tomógrafo era devidamente calibrado de acordo com os procedimentos usuais para aquisição de imagens médicas.



Fig. II.4.4 - Instrumentação de teste - Unidade de injeção de fluidos e sistema computadorizado de aquisição de dados.

O experimento se inicializava pela injeção de óleo na amostra até a estabilização da pressão de injeção e da vazão de saída. Estas propriedades eram monitoradas em tempo real, através de um computador que realizava a leitura dos valores de pressão à montante e à jusante da amostra, a vazão de injeção da bomba, a vazão mássica dos fluidos produzidos, a densidade média do fluido produzido e o tempo, em segundos, desde o início do teste. Estes valores eram apresentados diretamente na tela do monitor e arquivados sequencialmente, registro a registro, no disco rígido do computador.

Quando a interface água / óleo atingia a face de entrada do meio poroso, era inicializada a contagem de tempo ($t = t_0$). A partir deste momento, eram efetuadas diversas tomografias sequenciais de secções adjacentes da amostra. O número de imagens sequenciais, as secções a serem tomografadas e o tempo de início de cada seção de tomografias eram definidos de modo a monitorar a frente de avanço das digitações viscosas. Os parâmetros de cada seção de tomografias são mostrados nas tabelas II.4.5. a II.4.12.

Tabela II.4.5
Imagens tomográficas da amostra #1 - teste #1

IMAGENS TOMOGRÁFICAS - AMOSTRA #1 - TESTE #1				
Tempo (s)	N ° de secções	Secções	VPI	Sat. média
t_0 - Swc	23	1 a 23	zero	0.230
150	5	1 a 5	0.010	0.281
300	8	1 a 8	0.021	0.299
525	11	1 à 11	0.036	0.321
935	14	1 a 14	0.064	0.344
1275	14	4 a 17	0.088	0.362
1655	14	10 a 23	0.114	0.356
1985	12	1 a 23 (*)	0.136	0.392
7688	12	1 a 23 (+)	0.528	0.445

Tabela II.4.6
Imagens tomográficas da amostra #1 - teste #2

IMAGENS TOMOGRÁFICAS - AMOSTRA #1 - TESTE #2				
Tempo (s)	N ° de secções	Secções	VPI	Sat. média
t_0 - Swc	23	1 a 23	zero	0.208
145	7	1 a 7	0.007	0.230
300	9	1 a 9	0.013	0.248
525	11	1 a 11	0.023	0.260
957	14	2 a 15	0.040	0.284
1430	14	7 à 20	0.059	0.276
1850	14	10 a 23	0.077	0.280
2775	12	1 a 23 (*)	0.114	0.360
9985	12	1 a 23 (+)	0.406	0.465

Em intervalos de tempo pré-estabelecidos, eram realizadas tomografias sequenciais de secções adjacentes da amostra. Estas secções eram escolhidas de modo a monitorar o desenvolvimento da frente das digitações viscosas. As imagens obtidas eram arquivadas no disco rígido do computador do tomógrafo.

Tabela II.4.7
Imagens tomográficas da amostra #1 - teste #3

IMAGENS TOMOGRÁFICAS - AMOSTRA #1 - TESTE #3				
Tempo (s)	N ° de secções	Secções	VPI	Sat. média
t_0 - Swc	23	1 a 23	zero	0.169
137	7	1 a 7	0.006	0.196
300	9	1 a 9	0.013	0.212
527	11	1 a 11	0.023	0.226
956	14	3 a 16	0.040	0.225
1436	14	7 a 20	0.060	0.221
1820	14	9 a 22	0.075	0.238
3150	12	1 a 23 (*)	0.302	0.344
9875	12	1 a 23 (+)	0.402	0.422

Tabela II.4.8
Imagens tomográficas da amostra #1 - teste #4

IMAGENS TOMOGRÁFICAS - AMOSTRA #1 - TESTE #4				
Tempo (s)	N ° de secções	Secções	VPI	Sat. média
t_0 - Swc	23	1 a 23	zero	0.166
180	7	1 a 7	0.008	0.204
296	9	1 a 9	0.013	0.207
570	12	1 a 12	0.024	0.221
1006	14	2 a 15	0.041	0.245
1455	14	5 a 18	0.059	0.257
1910	14	8 a 21	0.076	0.257
2463	14	10 a 23	0.098	0.287
3270	12	1 a 23 (*)	0.132	0.341
9350	12	1 a 23 (+)	0.368	0.418

(*) - Sequência de imagens tomográficas realizadas imediatamente após a erupção da água. Foram tomografadas apenas as secções ímpares.

Quando se observava a estabilização tanto da pressão de injeção quanto da vazão mássica de saída, era realizada a tomografia das 23 secções que compunham a amostra de rocha, saturada a $S_{wc} \cong S_{wi}$

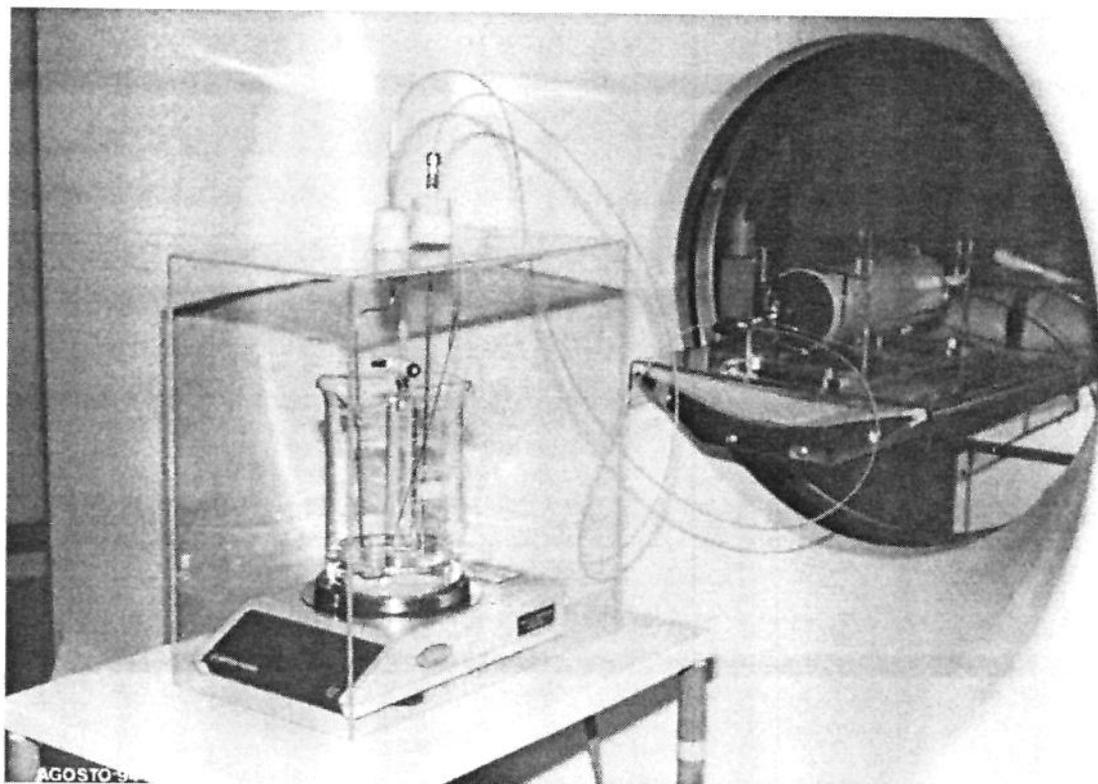


Fig. II.4.5 - Instrumentação de teste - Corpo de prova e sistema coletor de fluidos.

A configuração das 23 secções conceituais tomografadas nos testes, cada qual com a espessura de 10 mm, é mostrada na figura II.4.6.

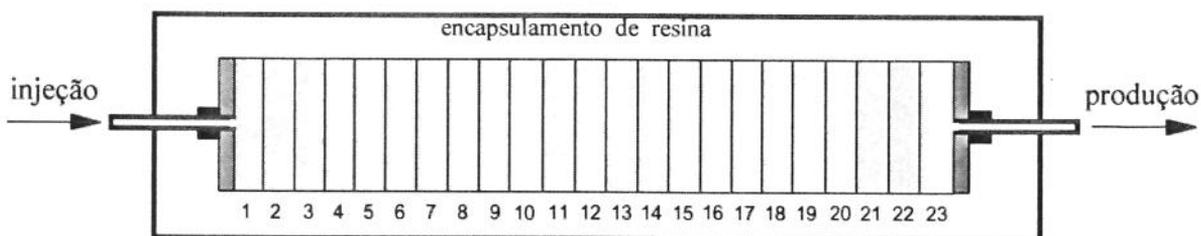


Fig. II.4.6 - Configuração conceitual das secções tomografadas nos experimentos.

Durante a injeção de óleo, as garrafas de aço que armazenavam a fase aquosa eram mantidas à mesma pressão do óleo. Assim, ao se alternar a injeção de óleo para injeção de água, pelo acionamento da válvula de três vias V1, não se observava qualquer alteração na pressão de injeção.

Tabela II.4.9
Imagens tomográficas da amostra #2 - teste #1

IMAGENS TOMOGRÁFICAS - AMOSTRA #2 - TESTE #1				
Tempo (s)	N ° de secções	Secções	VPI	Sat. média
t ₀ - Swc	23	1 a 23	zero	0.169
145	6	1 a 6	0.007	0.188
345	8	1 a 8	0.012	0.208
560	10	1 a 10	0.023	0.220
900	12	3 a 14	0.037	0.226
1260	12	5 a 16	0.051	0.233
1757	12	8 a 19	0.071	0.235
2430	12	10 a 21	0.098	0.277
3535	12	1 a 23 (*)	0.141	0.367
9620	12	1 a 23 (+)	0.383	0.440

Tabela II.4.10
Imagens tomográficas da amostra #2 - teste #2

IMAGENS TOMOGRÁFICAS - AMOSTRA #2 - TESTE #2				
Tempo (s)	N ° de secções	Secções	VPI	Sat. média
t ₀ - Swc	23	1 a 23	zero	0.174
140	6	1 a 6	0.006	0.214
360	9	1 a 9	0.015	0.225
560	11	1 a 11	0.023	0.239
930	13	1 a 13	0.038	0.268
1310	13	5 a 17	0.053	0.254
1750	13	10 a 22	0.071	0.236
2425	13	11 a 23	0.098	0.283
3115	12	1 a 23 (*)	0.125	0.355
9765	12	1 a 23 (+)	0.385	0.452

(+) - Sequência de imagens tomográficas realizadas ao final do teste de injeção de água . Foram tomografadas apenas as secções ímpares.

Após o término da tomografia das secções da rocha, nos diversos tempos, as imagens gravadas no disco rígido do computador do tomógrafo

eram copiadas para uma fita magnética. Essas fitas magnéticas eram lidas na leitora Obelix, no Centro de Computação da Universidade de Campinas. Este procedimento será visto, com detalhes, no capítulo referente ao pós-processamento de imagens gráficas com o sistema KHOROS.

Tabela II.4.11
Imagens tomográficas da amostra #2 - teste #3

IMAGENS TOMOGRÁFICAS - AMOSTRA #2 - TESTE #3				
Tempo (s)	N ° de secções	Secções	VPI	Sat. média
t ₀ - Swc	23	1 a 23	zero	0.146
150	8	1 a 8	0.007	0.145
343	10	1 a 10	0.015	0.169
617	12	1 a 12	0.026	0.189
995	13	1 a 13	0.041	0.213
1374	13	3 a 15	0.056	0.236
1754	13	7 a 19	0.071	0.221
2442	13	9 a 21	0.099	0.256
3440	12	1 a 23 (*)	0.138	0.309
9970	12	1 a 23 (+)	0.395	0.421

Tabela II.4.12
Imagens tomográficas da amostra #2 - teste #4

IMAGENS TOMOGRÁFICAS - AMOSTRA #2 - TESTE #4				
Tempo (s)	N ° de secções	Secções	VPI	Sat. média
t ₀ - Swc	23	1 a 23	zero	0.135
148	7	1 a 7	0.007	0.140
342	10	1 a 10	0.015	0.158
618	12	1 a 12	0.026	0.175
1057	14	1 a 14	0.043	0.211
1500	14	2 a 15	0.061	0.241
1951	14	5 a 18	0.079	0.241
2434	14	8 a 21	0.098	0.246
3770	12	1 a 23 (*)	0.151	0.328
9742	12	1 a 23 (+)	0.387	0.389

II.5 - SISTEMA COMPUTADORIZADO DE AQUISIÇÃO DE DADOS

Para uma melhor regularidade, precisão e confiabilidade dos dados de monitoramento dos ensaios de deslocamento, foi desenvolvido um sistema computadorizado para aquisição dos parâmetros de pressão, tempo e vazão de fluidos. Foi utilizado um computador AT-286 dotado de uma placa analógico/digital e duas entradas seriais - protocolo RS 232. O programa responsável pelo controle de aquisição foi escrito em BASIC pois esta linguagem possui comandos específicos e muito acessíveis para a abertura e leitura das portas seriais digitais e dos endereços da placa AD/DA.

A pressão registrada à montante e à jusante do meio poroso eram monitoradas por transdutores de pressão e enviadas de forma analógica até a placa AD/DA. Esta placa traduzia os sinais analógicos em informações digitalizadas que eram lidas pelo programa.

Como já detalhado no capítulo II.3 - Instrumentação, a vazão dos fluidos produzidos era determinada através da vazão mássica dos fluidos de saída de acordo com as equações II.1 e II.2. As balanças utilizadas neste experimento eram dotadas de interface serial - RS 232 para comunicação digital dos dados. Estes dados eram lidos através das portas seriais #1 e #2 do microcomputador.

O programa de controle, em intervalos regulares de 60 segundos, comandava uma varredura dos valores de pressão à montante, pressão à jusante, vazão mássica de injeção, vazão mássica dos fluidos produzidos e o tempo, em segundos, em que tal varredura foi executada. Estes valores constituíam um registro de monitoramento que eram arquivados no formato ASCII no disco rígido do computador. Estes registros eram trabalhados, posteriormente por uma planilha eletrônica, onde se determinava os valores de vazão volumétrica dos fluidos, produção acumulada, volumes porosos injetados e as permeabilidades à água e ao óleo. Para cada ensaio eram arquivados, em média, 250 registros.

O sistema computadorizado de controle se mostrou bastante eficiente. A tabela II.5.1 mostra os valores de produção acumulada ao final do teste.

O cálculo da produção acumulada foi efetuado pelo somatório de, em média, 160 parcelas da produção de óleo observada a cada minuto. Como a base de tempo era a mesma (60 segundos), a produção a cada minuto pode ser considerada numericamente igual ao valor da vazão de óleo calculada a partir dos valores de massa, densidade de fluidos e vazão total como detalhado no capítulo II.3. O sistema coletor de óleo produzido consistia de uma proveta invertida com resolução a nível de cm^3 , como mostra a figura II.3.2. Os

valores calculados de volume de óleo produzido foram, em média, 3,8 % menores do que os valores coletados.

Tabela II.5.1
Produção acumulada de óleo ao final do experimento

PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO AO FINAL DO EXPERIMENTO			
CORPO DE PROVA	TESTE	PRODUÇÃO CALCULADA (cm ³)	PRODUÇÃO COLETADA (cm ³)
Amostra #1	#1	30.73	32.00
	#2	18.80	20.00
	#3	22.52	23.50
	#4	20.37	21.00
Amostra #2	#1	22.61	23.50
	#2	22.47	23.50
	#3	22.25	22.50
	#4	22.30	23.00

CAPÍTULO III

MODELAGEM TEÓRICA

Introdução -----	III-2
III.1 - Permeabilidade Relativa -----	III-2
III.2 - Teoria do avanço frontal -----	III-8
III.3 - Deslocamentos imiscíveis em meios porosos -----	III-10
III.3.1 - Equações do deslocamento imiscível -----	III-10
III.4 - Condição de estabilidade em deslocamento imiscível -----	III-18
III.4.1 - Condições de contorno -----	III-19
III.4.2 - Solução das equações da perturbação -----	III-20
III.4.3 - Condição de estabilidade -----	III-22

INTRODUÇÃO

Neste capítulo será apresentado um breve resumo dos modelos teóricos envolvidos nos experimentos. Embora certos modelos tenham sido desenvolvidos tendo como base um deslocamento estável de fluidos em um sistema poroso, neste trabalho, usaremos tal formulação, *Ipsis litteris*, para o caso de um deslocamento instável com distorções viscosas. Assim, será mostrada a modelagem mais comum utilizada para a obtenção de curvas de permeabilidade relativa água-óleo, a teoria do avanço frontal empregada para modelar uma injeção de fluido em um teste linear e a condição de estabilidade no deslocamento de fluidos em um meio poroso.

III.1 - PERMEABILIDADE RELATIVA

Após estudos de filtragem de água em colunas de areias saturadas, Henry P. Darcy determinou que a vazão de água através do filtro de areia poderia ser escrita de acordo com a expressão (III.1) :

$$q = \frac{K * A * \Delta h}{L} \quad (III.1)$$

- onde :
- q = Vazão volumétrica de água através do filtro de areia.
 - A = Área da secção transversal do filtro de areia.
 - L = Comprimento do filtro de areia.
 - K = Constante de proporcionalidade.
 - Δh = Perda de carga entre a entrada e a saída do filtro de areia.

A equação (III.1), que ficou conhecida como Lei de Darcy , foi posteriormente modificada para descrever o fluxo de outros fluidos em um meio poroso e a constante de proporcionalidade K foi substituída pelo termo k/μ onde k é uma propriedade do sistema poroso (permeabilidade) e μ , uma propriedade do fluido (viscosidade). A partir de tais modificações, passou a ser escrita na forma geral da equação (III.2)

$$\mathfrak{Q} = \frac{k}{\mu} \left[\rho * g * \frac{dz}{ds} - \frac{dP}{ds} \right] \quad (III.2)$$

onde : s = distância na direção do fluxo.
 \mathcal{Q} = Vazão volumétrica por unidade de área.
 ρ = Densidade do fluido.
 g = Aceleração da gravidade.
 z = Coordenada vertical.
 $\frac{dP}{ds}$ = Gradiente de pressão ao longo da direção do fluxo.

Uma forma mais útil da Lei de Darcy pode ser obtida assumindo-se que uma rocha contendo mais que um fluido, possui permeabilidade efetiva para cada fluido, a qual é função da saturação desse fluido no meio poroso. As fases devem ser imiscíveis e a permeabilidade efetiva de cada fase fluindo na rocha é independente do fluxo das outras fases. Para o caso específico do fluxo de apenas uma fase na rocha, isto é, a rocha 100 % saturada com esse fluido, a permeabilidade efetiva é denominada permeabilidade absoluta do meio poroso.

Definindo-se a permeabilidade relativa como a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta, a Lei de Darcy pode, então, ser generalizada para sistemas rocha/fluido com 3 fases fluidas :

$$\mathcal{Q}_o = \frac{k * k_{ro}}{\mu_o} \left[\rho_o * g * \frac{dz}{ds} - \frac{dP}{ds} \right] \quad \text{(III.3)}$$

$$\mathcal{Q}_g = \frac{k * k_{rg}}{\mu_g} \left[\rho_g * g * \frac{dz}{ds} - \frac{dP}{ds} \right] \quad \text{(III.4)}$$

$$\mathcal{Q}_w = \frac{k * k_{rw}}{\mu_w} \left[\rho_w * g * \frac{dz}{ds} - \frac{dP}{ds} \right] \quad \text{(III.5)}$$

onde : o, g, w = Subscritos referentes à óleo, gás e água respectivamente.
 k_{ro} = Permeabilidade relativa ao óleo na saturação de óleo no meio poroso.
 k_{rg} = Permeabilidade relativa ao gás na saturação de gás no meio poroso.
 k_{rw} = Permeabilidade relativa à água na saturação de água no meio poroso.

A Lei de Darcy é a base para todos os cálculos envolvendo fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo e está presente, também, nos simuladores numéricos de reservatórios. Portanto, as curvas de permeabilidade relativa de fluidos em função das saturações das fases envolvidas deve ser determinada *a priori* de qualquer estudo de reservatório.

Diversos métodos de obtenção de curvas de permeabilidade relativa são citados na literatura especializada, seja para sistemas bifásicos, seja para sistemas trifásicos. Considerando as características e as condições com que foram conduzidos os experimentos, será focado, aqui, apenas sistemas bifásicos de deslocamento de uma fase óleo por uma fase aquosa.

A permeabilidade relativa para cada fase pode ser determinada em um corpo de prova pelos métodos de regime fluxo permanente e transiente.

Os métodos permanentes são conduzidos pela injeção simultânea dos dois fluidos a vazões conhecidas, até que ocorra o equilíbrio das saturações e do diferencial de pressão. As permeabilidades efetivas são calculadas pela simples aplicação da Lei de Darcy para cada uma das fases do sistema. As maiores dificuldades do método residem na determinação precisa das saturações dos fluidos correspondentes a cada vazão dos fluidos injetados, e na obtenção de uma saturação uniforme dos fluidos no interior do sistema poroso. A dificuldade maior na elaboração desses experimentos consiste na eliminação ou redução dos gradientes de saturação causados pelos efeitos de pressão capilar que ocorrem na extremidade dos corpos de prova (conhecido como *end-effect*). Além disso, o tempo necessário para que o regime permanente seja atingido faz com que o método seja longo e demorado.

Os métodos para determinação das curvas de permeabilidade relativa em regime transiente são mais rápidos, em contrapartida, seu tratamento matemático é bem mais complexo. A teoria desenvolvida por Buckley e Leverett, em 1941, e posteriormente estendida por Welge, combinou a Lei de Darcy com o princípio da definição de pressão capilar na forma diferencial para o equacionamento da fração de água na face da saída do corpo de prova, conforme a equação III.6 :

$$f_{w2} = \frac{1 + \frac{k_o}{\vartheta * \mu_o} * \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g * \Delta \rho * \text{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{k_o * \mu_w}{k_w * \mu_o}} \quad (\text{III.6})$$

Onde : f_{w2} = Fração de água na face de saída do corpo de prova.
 q = Vazão volumétrica por unidade de área.
 $\Delta\rho$ = Diferença de densidade entre a fase deslocada e deslocante.
 α = Ângulo de inclinação do corpo de prova em relação ao plano horizontal.

Nos casos específicos de fluxo horizontal e pressão capilar desprezível, Welge demonstrou que a equação III.6 implica na relação III.7:

$$S_{w2} = \bar{S}_w - f_{O2} * VPI \quad (III.7)$$

Onde : \bar{S}_w = Saturação média de água na amostra.
 VPI = Volumes porosos injetados.
 f_{O2} = Fração de óleo na face de saída da amostra.
 S_{w2} = Saturação de água na face de saída da amostra.

Os valores VPI e \bar{S}_{w2} são determinados experimentalmente. f_{O2} é obtido da tangente à curva $\bar{S}_w \times VPI$. A definição do fluxo fracionário do óleo é dada pela equação III.8 :

$$f_{O2} = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (III.8)$$

Combinando-se a equação (III.8) com a Lei de Darcy e desprezando-se os efeitos gravitacionais e a pressão capilar, chega-se a expressão (III.9):

$$f_{O2} = \frac{1}{1 + \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} \mu_w}} \quad (III.9)$$

Como a fração de óleo na face de saída e as viscosidades dos fluidos são conhecidas, a razão de permeabilidades relativas pode, então, ser determinada.

Johnson *et alii* (1959) desenvolveram uma técnica de modo a determinar as permeabilidades relativas de cada fase, técnica esta que ficou conhecida como “Método JBN”. Nesta técnica, os autores introduziram o conceito de injetividade relativa (I_R) que é a injetividade de um fluido em um tempo t qualquer, dividida pela injetividade desse fluido no início da injeção.

$$I_R = \frac{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_t}{\left(\frac{q}{\Delta P}\right)_i} \quad \text{(III.10)}$$

Logo, em um experimento de fluxo, a injetividade inicial é aquela em que tem somente o fluxo de óleo na amostra. Neste método, a permeabilidade base é a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água inata.

O equacionamento para determinação da permeabilidade relativa ao óleo e à água, derivadas por Johnson *et alii*, são dadas pela equações (III.11) e (III.12):

$$k_{ro} = \frac{f_{O_2}}{d \left[\frac{1}{I_R * VPI} \right]} \cdot \frac{1}{d \left[\frac{1}{VPI} \right]} \quad \text{(III.11)}$$

$$k_{rw} = \frac{(1 - f_{O_2})}{f_{O_2}} * \frac{\mu_w}{\mu_o} * k_{ro} \quad \text{(III.12)}$$

As aplicações das equações descritas nesta seção pressupõem certas hipóteses básicas:

- a- A Lei de Darcy, de um modo geral, é válida para meios porosos homogêneos visto que a qualidade dos resultados é influenciada pela heterogeneidade do meio.

- b- As propriedades dos fluidos, a vazão e a pressão devem permanecer constantes durante o teste.
- c- O diferencial total de pressão ao longo da amostras deve ser pequeno quando comparado com a pressão de injeção para que se possa minimizar os efeitos da compressibilidade dos fluidos.
- d- O gradiente de pressão deve ser suficiente para que se possa desprezar os efeitos da pressão capilar.
- e- A aplicação da Lei de Darcy é restrita aos casos de fluxo laminar.
- f- Altas vazões tendem a diminuir os efeitos de extremidade causados pela discontinuidade da pressão capilar que ocorre na extremidade da amostra. Embora não se consiga eliminar tal efeito, ocorre uma diminuição da região afetada com o aumento da vazão dos fluidos.
- g- O método tem aplicação para deslocamentos estáveis onde não haja ocorrência de distorções viscosas.

Outros métodos desenvolvidos para a determinação das curvas de permeabilidade relativa em regime transiente, tais como as técnicas gráficas sugeridas por Jones e Rozselle (1978) são equivalentes ao método JBN. A diferença entre os diversos métodos reside na permeabilidade considerada como base para o cálculo das permeabilidades relativas. No método JBN, a permeabilidade base é a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água inata enquanto que, no método proposto por Jones e Rozselle, a permeabilidade básica é a permeabilidade absoluta à água ou mesmo a permeabilidade absoluta determinada pelo fluxo de nitrogênio com correção do efeito Klinkenberg.

III.2 - TEORIA DO AVANÇO FRONTAL

Buckley e Leverett (1942) apresentaram uma equação para descrever matematicamente o deslocamento unidimensional de fluidos imiscíveis (equação III.13).

$$V_{S_w} = \frac{dx}{dt} \Big|_{S_w} = \frac{q}{A * \theta} * \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w} \quad (\text{III.13})$$

No caso específico de uma fase aquosa deslocando uma fase óleo, considerando as hipóteses de fases incompressíveis e da inexistência de transferência de massa entre as fases, a equação (III.13) determina a velocidade de um plano de saturação constante de água viajando através de um sistema poroso linear. Nesta equação, a velocidade do plano de saturação constante de água é diretamente proporcional à derivada do fluxo fracionário em relação àquela saturação de água. O uso do diferencial total na equação (III.13) pressupõe que os efeitos de pressão capilar tenham sido considerados desprezíveis e, portanto, f_w seja uma função exclusiva da saturação da fase aquosa no meio poroso. Integrando-se a equação (III.13) em relação ao tempo chega-se à expressão (III.14) :

$$X_{S_w} = \frac{W_i}{A * \theta} * \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w} \quad (\text{III.14})$$

Onde : W_i é o volume acumulado de água injetada.

A condição inicial determina que, no início da injeção para $t = 0$, W_i seja igual a zero. Assim, em um determinado tempo após o início da injeção, a equação (III.14) permite determinar a posição dos diferentes planos de saturação de água.

A grande discussão em torno da aplicação dessa técnica reside na impossibilidade física da existência de múltiplas saturações em um dado ponto do reservatório. A solução para este problema considera uma descontinuidade de saturação ou seja, uma frente de choque. Como a teoria de Buckley e Leverett assume que a saturação de água seja contínua e diferenciável, ela não pode descrever a situação da frente de choque. A primeira solução

apresentada foi através do balanço das áreas na curva S_w versus distância, de modo a determinar a saturação e a posição da frente de choque.

Welge (1952) mostrou que a saturação da frente de choque pode ser obtida traçando-se uma tangente à curva $f_w \times S_w$, partindo-se do ponto ($S_w = S_{wc}$, $f_w = 0$). Além disso, a extrapolação dessa tangente encontra a linha de $f_w = 1$ no ponto ($S_w = S_w$). O método de Welge para a determinação da frente de choque requer que a curva do fluxo fracionário seja determinada para toda a escala de saturações de água

A região da curva de fluxo fracionário para saturações menores que a saturação da frente é virtual. Na realidade, o primeiro ponto dessa curva possui coordenadas (S_{wf} , f_{wf}). Jones e Rozselle (1978) sugeriram que a curva de $f_w \times S_w$, para saturações menores que a saturação da frente de choque, seja substituída por uma reta, coincidindo com a tangente proposta por Welge (1952). A suposição da reta satisfaz a condição de velocidade constante para a frente de choque e introduz uma nova condição para as permeabilidades relativas que pode ser entendida através da equação do fluxo fracionário (III.15).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} * \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad \text{(III.15)}$$

Embora as formulações aqui apresentadas para permeabilidade relativa e a teoria do avanço frontal tenham como premissa básica o fluxo estável de fluidos no interior do meio poroso, nos experimentos realizados neste trabalho, em condições de instabilidade comprovada, utilizou-se as metodologias aqui descritas - método JBN - para a determinação das curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água e, a partir dessas curvas, utilizou-se a equação (III.15) para a determinação das curvas de f_w versus S_w . As discussões relativas à curvas obtidas serão vistas no capítulo VII, adiante.

III.3 - DESLOCAMENTOS IMISCÍVEIS EM MEIOS POROSOS

Experimentos de injeção de fluidos em meios porosos em escala de laboratório têm sido usados para simular reservatórios de petróleo, em uma escala bastante reduzida, para se avaliar a eficiência de processos de recuperação avançada antes dos mesmos serem testados no campo. Tais experimentos também têm sido utilizados para se determinar propriedades de rochas tais como curvas de permeabilidade relativa e também, para se calibrar modelos numéricos.

III.3.1 - Equações do deslocamento imiscível

As equações diferenciais parciais para deslocamento imiscível em um meio poroso são obtidas pela combinação das leis de Darcy para fluxo multifásico, das equações de conservação de massa e das equações de estado dos fluidos envolvidos. Para o caso particular de água deslocando óleo, considerando ambos os fluidos como incompressíveis, temos o seguinte equacionamento (Peters and Garbi, 1993):

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \nabla \cdot (F_w \vec{v}) + \left(\frac{K}{\mu_o} F_w K_{ro} \nabla P_c \right) - \nabla \cdot \left(\frac{K \Delta \rho g}{\mu_o} F_w K_{ro} \nabla Z \right) = 0 \quad (\text{III.16})$$

$$\text{Onde} \quad F_w(S_w) = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro} \mu_w}{K_{rw} \mu_o}} \quad (\text{III.17})$$

Para fluidos incompressíveis temos que:

$$\nabla \cdot (F_w \vec{v}) = F_w \nabla \cdot \vec{v} + \vec{v} \cdot \nabla F_w = \vec{v} \cdot \nabla F_w \quad (\text{III.18})$$

A equação (III.16), para fluidos incompressíveis pode ser escrita na seguinte forma:

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \vec{v} \cdot \nabla F_w + \nabla \cdot \left(\frac{K}{\mu_o} F_w K_{ro} \nabla P_c \right) - \nabla \cdot \left(\frac{K \Delta \rho g}{\mu_o} F_w K_{ro} \nabla Z \right) = 0 \quad (\text{III.19})$$

Considerando-se que F_w , P_c , K_{ro} e K_{rw} sejam funções da saturação de água S_w somente, podemos modificar a equação (III.19) e apresentá-la na seguinte forma :

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{dF_w}{dS_w} \bar{v} \cdot \nabla F_w + \nabla \cdot \left(\frac{KK_{ro}F_w}{\mu_o} \frac{dP_c}{dS_w} \nabla S_w \right) - \frac{K\Delta\rho g \nabla z}{\mu_o} \frac{d[F_w K_{rw}]}{dS_w} \frac{\partial S_w}{\partial z} = 0 \quad (III.20)$$

Definindo-se o fluxo fracionário de água f_w :

$$f_w = \frac{\bar{v}_w}{|\bar{v}|} = F_w \frac{\bar{v}}{|\bar{v}|} + \frac{KF_w}{|\bar{v}|} \frac{K_{ro}}{\mu_o} \nabla P_c - \frac{K \Delta\rho g F_w K_{ro}}{|\bar{v}| \mu_o} \nabla z \quad (III.21)$$

Assim, a equação (III.16) pode ser escrita na forma :

$$\frac{\phi}{|\bar{v}|} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \nabla \cdot f_w = 0 \quad (III.22)$$

A equação (III.22) é a forma generalizada do modelo de Buckley-Leverett para deslocamento imiscível. Quando tratado na forma adimensional, a equação do deslocamento imiscível pode ser aplicada tanto para um modelo em escala de laboratório quanto para um protótipo de campo. Além disso, os grupos adimensionais que surgem naturalmente no processo de adimensionalização servem como grupos de similaridade que podem ser empregados para relacionar os resultados de análises de deslocamentos em laboratórios com os resultados esperados para os protótipos de campo.

Sejam as coordenadas adimensionais definidas como :

$$x_D = \frac{x}{L} \quad y_D = \frac{y}{L} \quad z_D = \frac{z}{L} \quad (III.23)$$

O operador gradiente adimensional é definido como :

$$\nabla^* = \bar{i} \frac{\partial}{\partial x_D} + \bar{j} \frac{\partial}{\partial y_D} + \bar{k} \frac{\partial}{\partial z_D} \quad \nabla^* = L \nabla \quad (III.24)$$

A forma normalizada da saturação de água é dada pela seguinte expressão :

$$S = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (\text{III.25})$$

O tempo adimensional é definido pela equação :

$$t_D = \frac{|\bar{v}| t}{\phi L} \quad (\text{III.26})$$

A função generalizada da pressão capilar baseada na função J de Leverett é dada por :

$$P_C = \frac{\sigma f(\theta)}{\sqrt{K/\phi}} J(S) \quad (\text{III.27})$$

Tendo como base as definições acima, a equação do fluxo fracionário toma a seguinte forma adimensional :

$$\bar{f}_w = F_w \bar{f} + \frac{\sigma f(\theta) \sqrt{K\phi}}{|\bar{v}| \mu_o L} F_w K_{ro} \frac{dJ}{dS} \nabla * S - \frac{K \Delta \rho g}{|\bar{v}| \mu_o} F_w K_{ro} \quad (\text{III.28})$$

Onde : $\bar{f} = \frac{\bar{v}}{|\bar{v}|}$ e $\nabla * z = 1$

A expressão que determina a saturação de água pode ser escrita na seguinte forma adimensional da equação (III.29) :

$$\frac{\partial S}{\partial t_D} + (\bar{f} \bullet \nabla * S) \frac{dF_w}{dS} + \frac{\sigma f(\theta) \sqrt{K\phi}}{|\bar{v}| \mu_o L} \nabla * \left(F_w K_{ro} \frac{dJ}{dS} \nabla * S \right) - \frac{K \Delta \rho g}{|\bar{v}| \mu_o} \frac{d[F_w K_{ro}]}{dS} \frac{\partial S}{\partial z_D} = 0 \quad (\text{III.29})$$

Definindo-se o número capilar e o número gravitacional, respectivamente, pelas expressões (III.30) e (III.31) :

$$N_c = \frac{\sigma \sqrt{K\phi}}{|\vec{v}| \mu_o L} \quad (III.30)$$

$$N_g = \frac{K \Delta\rho g}{|\vec{v}| \mu_o} \quad (III.31)$$

Assim, a equação (III.29) pode ser re-escrita com as novas variáveis :

$$\frac{\partial S}{\partial t_D} + (\vec{f} \bullet \nabla * S) - \frac{dF_w}{dS} + N_c f(\theta) \nabla * \left(F_w K_{ro} \frac{dJ}{dS} \nabla * S \right) - N_g \frac{d[F_w K_{ro}]}{dS} \frac{\partial S}{\partial z_D} = 0 \quad (III.32)$$

A equação (III.32) mostra que o deslocamento imiscível em um meio poroso é controlado por convecção, forças capilares e forças gravitacionais.

Para um deslocamento unidimensional, podemos definir as seguintes variáveis adimensionais e os grupos de similaridade:

- As variáveis adimensionais independentes x_D, t_D .
- As variáveis adimensionais independentes f_x, S .
- Os grupos adimensionais de similaridade $\mu_o / \mu_w, N_c, N_g, f(\theta), dJ/dS$ e K_{ro}/K_{rw} .

Além disso, um outro grupo de similaridade adimensional pode ser deduzido a partir da análise de estabilidade, o número de estabilidade que, para deslocamentos unidimensionais, pode ser descrito pela equação (III.33) :

$$N_s = \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} - 1 \right) \frac{|\vec{v}| \mu_w D^2}{\sigma f(\theta) K} \quad (III.33)$$

Assim, para um deslocamento imiscível instável unidimensional, a equação da saturação pode ser escrita generalisadamente na forma :

$$S = f_{ID} \left(x_D, t_D, \mu_o / \mu_w, N_c, f(\theta), dJ / dS, k_{ro} / k_{rw}, N_g, N_s \right) \quad (III.34)$$

A equação (III.34) mostra os grupos e variáveis de similaridade envolvidos num deslocamento imiscível instável em um meio poroso. O grupo de similaridade μ_o/μ_w , razão de viscosidade dos fluidos, quando devidamente combinado com as permeabilidades efetivas de cada fase, fornece o a razão de mobilidade (M), definida como :

$$M = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \quad (III.35)$$

Este grupo de similaridade é reconhecido como o controlador da eficiência de varrido areal de um deslocamento de fluidos imiscíveis. Quando M for menor que a unidade, o deslocamento é dito como favorável e a eficiência de varrido areal será elevada. Quando M for bem maior que a unidade, o deslocamento é dito desfavorável e a eficiência de varrido será baixa.

O grupo de similaridade N_c , razão entre as forças capilares e forças viscosas, é uma medida da influência das forças capilares no deslocamento. Tal influência é mais acentuada a baixas vazões de fluidos onde as forças capilares promovem o deslocamento eficiente da fase não-molhante pela fase molhante.

O grupo de similaridade $f(\theta)$ é o número de molhabilidade que é uma medida da tendência de um dos fluidos imiscíveis molhar preferencialmente a superfície do meio poroso. Baseado em análise de estabilidade, Peters e Flock (1981) obtiveram uma estimativa de $f(\theta)$ igual a 5.45 para meios porosos fortemente molháveis ao óleo e 306 para os fortemente molháveis à água. Haugen (1990) combinou estas estimativas com um teste de Amott para obter o número de molhabilidade para um meio poroso com molhabilidade intermediária, utilizando interpolação linear para determinar o índice de molhabilidade de Amott correspondente aos números de molhabilidade de Peters e Flock, cujo número de molhabilidade para meios porosos com molhabilidade intermediária foi estimado em 150. Haugen usou este valor para prever, com sucesso, o ponto de partida da instabilidade do seu meio poroso de molhabilidade intermediária.

O número de estabilidade N_s determina se o deslocamento será hidrodinamicamente estável ou instável. Peters e Flock (1981) mostraram que

o número de estabilidade crítico para o ponto de partida de instabilidade é 13.56 . Se o número de instabilidade for maior que o valor crítico, então, o deslocamento será instável e, dependendo da magnitude de N_s , poderá dar evidências de distorções viscosas. O número de estabilidade é uma combinação de outros grupos de similaridade pertinentes ao deslocamento tais como a razão de viscosidade, o número de molhabilidade e o número capilar. O número de estabilidade é, pois, uma medida da competitividade entre as forças viscosas de fricção e as forças capilares durante o escoamento. As forças viscosas de fricção são diretamente proporcionais à velocidade de deslocamento e irão, portanto, dominar e levar à instabilidade hidrodinâmica em altas velocidades de deslocamento. Em contrapartida, as forças capilares independem da velocidade e apresentam um efeito estabilizador do deslocamento quando este é conduzido em baixas velocidades. Se a instabilidade irá ocorrer ou não, irá depender da competição entre estas duas forças. No caso particular da razão de viscosidade ser favorável, o deslocamento será estável e o número de estabilidade não mais deverá ser considerado como um grupo de similaridade pertinente ao deslocamento em questão.

O número gravitacional é a razão entre as forças gravitacionais e as forças viscosas no deslocamento. Este grupo controla a velocidade das fases. As forças gravitacionais também independem da velocidade de deslocamento e irão se manifestar mais fortemente a baixas velocidades quando as forças viscosas são reduzidas. A magnitude do número gravitacional determina o grau de instabilidade no deslocamento enquanto que o sinal determina a ocorrência de ultrapassagem inferior ou superior de uma fase pela outra. Se N_g for positivo, a fase mais densa irá avançar mais rapidamente que a fase menos densa ocorrendo o fenômeno conhecido como “*underride*”. Caso N_g seja negativo, a fase menos densa irá avançar mais rapidamente, ocorrendo o fenômeno de “*override*”. O número gravitacional é um importante grupo de similaridade que deve sempre ser considerado na avaliação de um deslocamento imiscível pois o efeito gravitacional pode conduzir a uma erupção de água prematura. O caso único onde tal grupo pode ser desconsiderado se dá quando as densidades dos fluidos deslocante e deslocado forem muito próximas.

Os grupos k_{ro} / k_{rw} e dJ / dS são requisitos importantes na hora de se realizar uma projeção de performance em escala de protótipo, a partir de experimentos conduzidos em escala de laboratório. É importante que o modelo e o protótipo tenham a mesma razão k_{ro} / k_{rw} assim como, estruturas porosas e distribuição de poros similares. Os grupos de similaridade $f(\theta)$, k_{ro} / k_{rw} e dJ / dS estão intimamente relacionados entre si. É bem sabido que as

curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa são funções fortemente dependentes da molhabilidade.

Na equação (III.34) a natureza da função-resposta adimensional f_{1D} é desconhecida e pode ser obtida através de experimentos ou de soluções numéricas das equações de deslocamento. Neste trabalho, f_{1D} foi determinada a partir dos perfis de saturação fornecidos pela imagens tomográficas dos experimentos.

Para um determinado grupo de similaridade mantido constante, a função-resposta f_{1D} é uma função dependente das variáveis x_D e t_D . Esta dependência de f_{1D} em duas variáveis obscurece a real natureza da função-resposta. Seria melhor se essa função-resposta adimensional pudesse ser representada como uma função de uma única variável independente. Isto pode ser conseguido através de uma transformação auto-similar da equação da saturação.

De acordo com Barenblatt (1979), um fenômeno é auto-similar se a distribuição espacial de suas propriedades em diversos instantes de tempo puder ser obtida a partir de uma outra distribuição através de uma transformação auto-similar. Para se deduzir as variáveis de similaridade de um deslocamento imiscível, devemos re-escrever a equação (III.22) na forma adimensional da expressão (III.36).

$$1 + \frac{\nabla \cdot \vec{f}_w}{(\phi / |\vec{v}|)(\partial S_w / \partial t)} = 0 \quad (III.36)$$

Pela análise dimensional da equação (III.36), pode chegar à variável adimensional de auto-similaridade, como se segue :

$$\frac{[\nabla \cdot \vec{f}_w]}{[(\phi / |\vec{v}|)(\partial S_w / \partial t)]} \Rightarrow \frac{1 / x}{(\phi / |\vec{v}|)(1 / t)} \Rightarrow \frac{|\vec{v}| t}{\phi x} \Rightarrow \frac{t_D}{x_D} \quad \text{ou} \quad \frac{x_D}{t_D} \quad (III.37)$$

onde os colchetes indicam as dimensões das variáveis em seu interior.

Através dessa análise dimensional, chegou-se à variável adimensional de auto-similaridade para deslocamentos imiscíveis em meios porosos x_D / t_D . Agora, a equação (III.34) pode ser expressa na forma da expressão (III.38).

$$S = f^* \left(x_D / t_D, \mu_o / \mu_w, N_c, f(\theta), dJ / dS, k_{ro} / k_{rw}, N_g, N_s \right) \quad (\text{III.38})$$

Onde f^* é, agora, uma função-resposta adimensional característica do deslocamento imiscível conduzido sob um determinado conjunto de variáveis adimensionais de auto-similaridade, especificado nos parâmetros da equação (III.38).

Como f^* revela a verdadeira natureza do deslocamento, essa função pode ser usada como base para previsões de performance de um projeto em escala de protótipo, desde que seja mantido constante o conjunto de auto-similaridade.

Pode ser mostrado a partir da teoria de Buckley e Leverett que a taxa de avanço de uma saturação de água em particular é dada pela equação (III.39) :

$$\left. \frac{x_D}{t_D} \right|_S = \frac{df_w}{dS} \quad (\text{III.39})$$

Assim, a função-resposta obtida pelo gráfico de S_w versus x_D / t_D será a mesma que a obtida pelo gráfico de S versus df_w / dS . Portanto, a função-resposta adimensional para um deslocamento imiscível está diretamente relacionada com a derivada da curva do fluxo fracionário em relação a saturação de água. De fato, conforme divulgado pela literatura especializada, a curva de fluxo fracionário pode ser obtida pela integração da função-resposta.

III.4- CONDIÇÃO DE ESTABILIDADE EM DESLOCAMENTO IMISCÍVEL

Considere um deslocamento pistonado imiscível de óleo por água, com uma interface macroscópica planar entre as zonas de óleo e de água se movendo lentamente com uma velocidade superficial v constante, normal à interface, em um meio poroso cilíndrico infinitamente longo. Um deslocamento imiscível sem perturbações é caracterizado por uma zona de transição com um acentuado gradiente de saturação dos fluidos deslocante e deslocado. Neste modelo a ser analisado, a zona de transição é representada por uma interface macroscópica plana à qual é atribuída uma descontinuidade de pressão preservando as propriedades capilares da zona de transição e até onde são extrapoladas as saturações relativamente uniformes e as condições de fluxo predominantes fora da zona de transição.

A suposição de velocidade uniforme implica, para deslocamentos à vazão constante, saturações inicial e residual imóveis iguais nos domínios dos fluidos deslocados e deslocantes, respectivamente. Entretanto, esta não é uma restrição fundamental e não será considerada para permitir saturações não-equivalentes assumindo-se que elas permaneçam imóveis.

Supondo que, em um determinado instante, esta interface planar torne-se levemente distorcida formando uma pequena perturbação frontal η . As equações hidrodinâmicas macroscópicas do movimento e da continuidade, para cada fluido, admitindo-se fluidos incompressíveis, podem ser escritas da seguinte forma (Peters and Flock, 1981):

$$\bar{v}^* = -\nabla \left[\frac{K}{\mu} \left(p + \frac{\mu}{K} v z + \rho g \cos \alpha \right) \right] = -\nabla \Phi \quad (\text{III.40})$$

$$\nabla \bar{v}^* = \nabla^2 \Phi = 0 \quad (\text{III.41})$$

onde $\bar{v}^*(x, y, z)$ é a velocidade da perturbação e o potencial de velocidade Φ é definido por:

$$\Phi = \frac{\kappa}{\mu} \left(p + \frac{\mu}{\kappa} v z + \rho g \cos \alpha \right) \quad (\text{III.42})$$

Essas equações descrevem o movimento de um fluido num sistema de coordenadas, se movendo a uma velocidade v onde a interface não-perturbada é mantida em repouso. Neste caso, considera-se que a origem de (x, y, z) seja

fixa nesse plano da interface não-perturbada. Na equação (III.42) admite-se que as componentes gravitacionais nas direções x e y sejam desprezíveis.

A perturbação frontal η é dada pela expressão :

$$Z - \eta = 0 \quad (III.43)$$

O objetivo da análise de estabilidade é determinar as condições de escoamento nas quais a perturbação frontal cresça e dê origem a uma digitação viscosa. Para se determinar tais parâmetros é necessário que as expressões analíticas da perturbação frontal sejam expressas em termos das variáveis de deslocamento. Isto pode ser obtido pela resolução da equação (III.41) submetida a condições de contorno apropriadas.

III.4.1 - Condições de contorno

Na interface óleo/água da perturbação frontal temos definidas as condições de contorno cinemáticas e dinâmicas. A condição cinemática estipula que as partículas do fluido na interface devem permanecer na mesma interface nos estágios subsequentes do deslocamento :

$$\frac{D}{Dt}(Z - \eta) = 0 \quad (III.44)$$

A condição dinâmica relaciona a queda de pressão através da interface macroscópica com a curvatura da interface através de uma tensão interfacial efetiva :

$$P_o - P_w = \sigma_e \left(\frac{\partial^2 \eta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \eta}{\partial r} + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \eta}{\partial \theta^2} \right) \quad \text{para } z = \eta \quad (III.45)$$

Distante da interface perturbada, o fluxo deve ser uniforme portanto, a perturbação na velocidade dos fluidos deve ser nula :

$$\frac{\partial \Phi}{\partial z} = 0 \quad \text{para } z = \pm \infty \quad (III.46)$$

Finalmente, todas as velocidades normais às paredes da rocha devem ser nulas. A introdução desta condição de contorno advém da teoria de estabilidade de Chuoke. Assim :

$$\frac{\partial \Phi}{\partial r} = 0 \quad \text{para } r = r_a \quad (\text{III.47})$$

III.4.2 - Solução das equações da perturbação

A equação (III.41) pode ser resolvida por separação de variáveis, em coordenadas cilíndricas sujeitas às condições de contorno (III.44) até (III.47). O potencial de velocidade (Φ) do óleo e da água são dados pelas seguintes equações :

$$\Phi_o = B_1 e^{-\gamma z + nt} \cos m\theta J_m(\gamma r) \quad (\text{II.48})$$

$$\Phi_w = B_2 e^{+\gamma z + nt} \cos m\theta J_m(\gamma r) \quad (\text{III.49})$$

Onde o componente tempo é expresso arbitrariamente como uma função exponencial em termos do índice de estabilidade (n). Para pequenas perturbações frontais, a condição de contorno cinemática (III.44) apresenta a perturbação na forma :

$$\eta = \frac{\gamma}{n} B_1 e^{nt} \cos m\theta J_m(\gamma r) \quad (\text{III.50})$$

A condição de contorno dinâmica (III.45) fornece o índice de estabilidade em termos das variáveis de deslocamento na forma :

$$n = \frac{\gamma \left[\left(\frac{\mu_o}{K_{or}} - \frac{\mu_w}{K_{wr}} \right) v - (\rho_w - \rho_o) g \cos \alpha \right] - \sigma_e \gamma^3}{\left(\frac{\mu_o}{K_{or}} + \frac{\mu_w}{K_{wr}} \right)} \quad (\text{III.51})$$

Para um ponto bem distante da interface perturbada, a condição de contorno (III.46) já está contemplada nas soluções representadas pelas equações (III.48) e (III.49) e não necessitam ser consideradas novamente. A condição de fluxo nulo na direção normal à parede da rocha fornece os autovalores ou números de ondas que irão se manifestar como deslocamentos instáveis. Os valores discretos dos autovalores serão as raízes da expressão :

$$\frac{dJ_m}{dr} = 0 \quad (III.52)$$

A tabela (III.4.1) mostra uma lista parcial com raízes da equação (III.52):

tabela III.4.1
Raízes da função de Bessel

Zeros da função de Bessel			
m = 0	m = 1	m = 2	m = 3
0.0000	1.8412	3.0542	4.2012
3.8317	5.3314	6.7061	8.0152
7.0156	8.5363	9.9695	11.3459

O índice m indica a frequência angular das digitações viscosas que fornece uma noção qualitativa do número de digitações viscosas que irão se acomodar na amostra de rocha. As raízes listadas em cada coluna é o produto entre o número de onda e o raio da amostra de rocha, indicando um possível comprimento de onda das digitações. Assim, quando m se apresenta como um valor grande, espera-se o surgimento de numerosas digitações viscosas na amostra com comprimento de onda reduzido enquanto que, para valores de m pequenos, o número de digitações viscosas será reduzido, porém, seu comprimento de onda será elevado.

Para $m = 0$, temos o caso especial onde o padrão da digitação viscosa será axialmente simétrico. Além disso, a equação (III.50) mostra que, $\gamma = 0$ não é um autovalor válido para uma frente instável porque a perturbação frontal seria zero. Logo, este autovalor deve ser excluído da lista de número de onda em um deslocamento instável.

III.4.3 - Condição de estabilidade

A necessária e suficiente condição para a instabilidade do escoamento é aquela em que o índice de instabilidade (n) seja positivo. Assim, para qualquer deslocamento instável teremos :

$$\gamma \left[\left(\frac{\mu_o}{K_{or}} - \frac{\mu_w}{K_{wr}} \right) v - (\rho_w - \rho_o) g \cos \alpha \right] - \sigma_e \gamma^3 > 0 \quad (\text{III.53})$$

A equação (III.53) pode ser re-escrita na seguinte forma :

$$\frac{\gamma \sigma_e}{r_a^2} \left[\frac{(M-1)(v-v_c)\mu_w r_a^2}{\sigma_e K_{wr}} - (r_a \gamma)^2 \right] > 0 \quad (\text{III.54})$$

Onde a razão de mobilidade final M e a velocidade característica v_c são dadas por :

$$M = \frac{K_{wr} \mu_o}{K_{or} \mu_w} \quad (\text{III.55})$$

$$v_c = \frac{K_{wr} (\rho_w - \rho_o) g \cos \alpha}{\mu_w (M-1)} \quad (\text{III.56})$$

O número de onda das digitações viscosas é dado por :

$$\frac{(M-1)(v-v_c)\mu_w r_a^2}{\sigma_e K_{wr}} - (r_a \gamma)^2 = 0 \quad (\text{III.57})$$

O comprimento de onda característico das digitações viscosas λ_c pode ser determinado pela expressão (III.58):

$$\lambda_c = 2\pi \left[\frac{\sigma_e K_{wr}}{(M-1)(v-v_c)\mu_w} \right]^{1/2} \quad (\text{III.58})$$

O comprimento de onda da digitação viscosa de crescimento mais rápido λ_m , conforme determinado por Chuoke *et alli*, é dado pela equação :

$$\lambda_m = 2\pi \sqrt{3} \left[\frac{\sigma_e K_{wr}}{(M-1)(v-v_c)\mu_w} \right]^{1/2} \quad (\text{III.59})$$

Admitindo-se que a tensão interfacial efetiva σ_e seja diretamente proporcional à tensão interfacial óleo/água σ então teremos :

$$\sigma_e = C^* \sigma \quad (\text{III.60})$$

Onde C^* é a molhabilidade a ser determinada experimentalmente para diferentes estados de molhabilidade. A constante de Chuoke (C) é dada por :

$$C = 2\pi \sqrt{3C^*} \quad (\text{III.61})$$

A equação (III.61) fornece um meio de se estimar a molhabilidade se o comprimento de onda da digitação viscosa de crescimento mais acelerado puder ser determinado a partir de um experimento laboratorial adequado. Também é possível se ter uma visão qualitativa do fenômeno de digitação viscosa como uma função direta da velocidade de deslocamento dos fluidos. Assim, para altas taxas de deslocamento, o comprimento de onda das digitações viscosas será curto resultando na acomodação de numerosas instabilidades na amostra. Por outro lado, para baixas vazões, o comprimento de onda das digitações viscosas será maior, resultando no crescimento de um pequeno número de instabilidades na amostra. Dessa forma, para um determinado meio poroso, mantendo-se constante as propriedades dos fluidos e condições de operação, a taxa de deslocamento irá determinar as propriedades das digitações viscosas apresentadas na tabela III.4.1.

A instabilidade do deslocamento terá seu ponto de início a partir do menor autovalor não nulo. A medida que as taxas de deslocamento aumentam, as frequências angulares prevaletentes e os autovalores diminuem.

Eventualmente, a uma vazão suficientemente baixa, os autovalores tendem a um valor mínimo de $1.8412 / r_a$ para o valor de $m=1$. Abaixo desta vazão, não se observa mais instabilidade no deslocamento de fluidos. Assim, no ponto de início da instabilidade temos :

$$\left[\frac{(M-1)(v-v_c)\mu_w r_a^2}{C^* \sigma K_{wr}} \right]^{\frac{1}{2}} - (r_a \gamma)_{\min} = 1.8412 \quad (\text{III.62})$$

Assim, a instabilidade terá seu desenvolvimento quando seu índice adimensional I_{sc} for maior que o valor crítico de 13.56, determinado a partir do re-arranjo aritmético da equação (III.62), conforme a equação (III.63) :

$$I_{sc} = \frac{(M-1)(v-v_c)\mu_w D^2}{C^* \sigma K_{wr}} \quad (\text{III.63})$$

Neste trabalho, O índice de estabilidade dos deslocamentos de óleo por água apresentaram valores superiores a 2000, indicando uma forte tendência ao desenvolvimento de digitações viscosas como foi efetivamente comprovado pelas imagens tomográficas dos experimentos.

CAPÍTULO IV

A TÉCNICA DE TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA

IV.1 - Histórico -----	IV-2
IV.2 - Calibração -----	IV-4
IV.3 - Reconstrução de imagens -----	IV-5
IV.4 - Instrumentação -----	IV-6
IV.5 - Artefato de imagem -----	IV-9
IV.6 - Utilização na indústria do petróleo -----	IV-11
IV.6.1 - Compressibilidade e compactação -----	IV-11
IV.6.2 - Análise de testemunhos -----	IV-12
IV.6.3 - Caracterização de rochas -----	IV-12
IV.6.4 - Determinação de porosidade e saturação de fluidos	IV-13
IV.6.5 - Permeabilidade -----	IV-15
IV.6.6 - Fluxo multifásico -----	IV-15
IV.6.7 - Estudo da fenômeno da digitação viscosa -----	IV-16

IV.1 - HISTÓRICO

A tomografia computadorizada de Raios-X é uma técnica de imagens radiológicas não-destrutiva desenvolvida na Gran-Bretanha em torno de 1972 por Hounsfield, que revolucionou a radiologia médica pela obtenção de imagens da anatomia humana com extraordinária acurácia e detalhes clínicos. Por esta sua contribuição, Hounsfield recebeu o Prêmio Nobel de Medicina em 1979.

A tomografia computadorizada gera imagens de uma fina "fatia" da secção transversal de um objeto através da revolução do tubo de Raios-X em torno do objeto obtendo, assim, projeções em diferentes ângulos. A partir dessas projeções, a imagem da secção transversal é, então, reconstruída de uma matriz de coeficientes de atenuação dos Raios-X, pela aplicação de algoritmos computacionais. Tomógrafos mais avançados são capazes de captar diferenças na atenuação do Raios-X de até 0.1 % num processo de obtenção de imagens que dura poucos segundos. Imagens tri-dimensionais podem ser obtidas através da tomografia sequencial de diversos pontos ao longo do objeto a medida que este se move através do tomógrafo.

Uma fatia de secção transversal de um objeto tomografado gera um conjunto de dados de coeficientes de atenuação dos Raios-X que podem ser agrupados em uma matriz de dimensões $n \times n$ voxels (elementos de volume). A atenuação de N_0 fótons de um feixe passando através de um único voxel de uma secção transversal de um objeto com um coeficiente de atenuação linear μ reduz o número de fótons do feixe original para N de acordo com a lei de Beer.

$$N = N_0 \cdot e^{(-\mu x)} \quad (IV.1)$$

Onde x é a dimensão do voxel na direção do feixe de fótons.

A Lei de Beer pressupõe um feixe muito bem colimado e uma fonte de Raios-X monocromática. Os tubos de Raios-X utilizados pelos tomógrafos comerciais médicos emitem Raios-X dentro de um espectro de energia o que provoca um artefato na imagem conhecido como "Endurecimento do feixe".

Os parâmetros físicos que determinam o coeficiente de atenuação linear de um voxel inclui a densidade da matéria e o coeficiente de atenuação de massa μ^* , tal que :

$$\mu = \mu^* \cdot \rho \quad (IV.2)$$

O coeficiente de atenuação de massa, por sua vez, depende diretamente do número atômico de seus elementos e da energia dos fótons do feixe incidente.

$$\mu^* = a + b Z^{3.8} / E^{3.2} \quad (IV.3)$$

Onde **b** é uma constante e **a** é o coeficiente *Klein-Nishina* que é praticamente independente da energia do fóton; **Z** é o número atômico do objeto; **E** é a energia do feixe de fótons. O primeiro termo da equação acima representa o efeito *Compton* que é predominante em raios eletromagnéticos acima de 100 KV na faixa de energia onde os tomógrafos médicos normalmente operam. O segundo termo se refere à absorção fotoelétrica que é mais pronunciada em Raios-X de energia abaixo de 100 KV.

Uma imagem apenas proporcional à densidade da matéria e outra proporcional somente ao número atômico (composição química da rocha e do fluido saturante) pode ser obtida por tomógrafos com Raios-X de alta e de baixa energia e resolvendo-se a equação para μ^* , pixel a pixel. Imagens tomográficas de dupla energia são obtidas por alterações na diferença de potencial elétrico aplicada no tubo de Raios-X ; pela colocação de filtros na linha do feixe de fótons ou pela combinação desses dois métodos.

Quando uma mistura de espécies químicas diferentes se encontram presentes no corpo de prova, a absorção fotoelétrica é proporcional ao número atômico efetivo Z_e :

$$Z_e = (\sum f_i Z_i^{3.8})^{0.263} \quad (IV.4)$$

Onde f_i representa a fração de elétrons na *i*-ésima espécie. Por exemplo, o número atômico efetivo da água é 7.54 porque sua molécula é formada por dois átomos de hidrogênio ($Z = 1$) e por um átomo de oxigênio ($Z = 8$). Este exemplo mostra que o número atômico efetivo medido pela imagem tomográfica é altamente ponderado pelo elemento de número atômico mais elevado.

Esta forte dependência entre a absorção fotoelétrica e o número atômico é bastante empregada para aumentar o contraste de atenuação entre fases fluidas imiscíveis melhorando sensivelmente a acurácia na determinação de saturação de fluidos de um meio poroso. Por exemplo, sais de iodeto de sódio ou tungstato de sódio são usualmente adicionados à fase aquosa para aumentar o contraste com a fase óleo em ensaios de deslocamento imiscível óleo-água. Da mesma forma, o bário contido nos fluidos de perfuração aumenta

dramaticamente a atenuação dos Raios-X na zona invadida pela lama durante o processo de testemunhagem. Para voxels multi-componentes, isto é, grãos de quartzo, feldspato, porosidade (ar ou líquidos), a dependência do número atômico é ponderada pela fração volumétrica de cada componente. Assim, a composição e densidade do material em um único voxel irá determinar seu coeficiente de atenuação linear.

Informações mais detalhadas podem ser encontradas nos trabalhos efetuados por Hovet *et alii* (1987); Hunt *et alii* (1987 e 1988); Jasti *et alii* (1990); Wellington and Vinegar (1987) e Withjack (1987)

IV.2 - CALIBRAÇÃO

Convencionalmente, na área médica, o coeficiente de absorção linear é normalizado em relação ao coeficiente da água (Holleben, 1993).

$$CT_{numero} = \frac{\mu (material) - \mu (agua)}{\mu (agua)} \times 1000 \quad (IV.5)$$

Por definição, ar e água possuem números CT de -1000 e zero respectivamente. Em imagens, a cada voxel é associado um nível de cinza baseado no seu número CT onde o preto corresponde aos baixos números e o branco, aos números CT mais elevados.

Esses valores de coeficiente de atenuação são normalmente apresentados em unidades internacionais chamada Hounsfield (H), que é definida pelo ar a -1000 H e pela água a 0 H. Assim, cada unidade Hounsfield representa uma alteração de 0.1 % em densidade. Para medidas tomográficas em arenitos é mais conveniente se calibrar e se aplicar correções ao efeito de endurecimento do feixe com padrões de sílica (SiO₂) tal como quartzo fundido (densidade = 2.20 g/cm³) Uma variação de ± 1 H é equivalente a uma variação fraccional de densidade de ± 5.0 x 10⁻⁴ (Δρ/ρ) para arenitos. Um procedimento similar com padrões apropriados e correções para o efeito de endurecimento de feixe também pode ser conduzido para calibrar a escala de densidades de carbonatos.

Os tomógrafos médicos costumam estar equipados com algum dispositivo para correção do efeito de endurecimento de feixe para compensar a absorção preferencial pelos Raios-X de menor energia do feixe quando este atravessa a secção transversal do objeto em estudo. Tais dispositivos operam perfeitamente para materiais compostos por elementos químicos de uma só espécie (ex: água, quartzo, diamante etc...). Para compostos multi-componentes, a correção total do artefato de endurecimento de feixe requer

processos de reconstrução de imagens de dupla energia. Um nível aceitável de correção pode ser alcançado pela filtragem do feixe e pelo processo de reconstrução de imagens geradas pelo método de dupla energia já comentado anteriormente. Este trabalho apresenta uma proposição de correção do efeito de endurecimento de feixe que será discutido em detalhes nos próximos capítulos.

IV.3- RECONSTRUÇÃO DA IMAGEM

Na obtenção de uma imagem tomográfica, um feixe colimado de Raios-X com intensidade conhecida I_0 passa através do corpo em estudo e o raio emergente I atenuado pelo corpo é então medido. Esta medição é efetuada diversas vezes em diferentes direções em torno da amostra. A intensidade do feixe de Raios-X atenuado pode ser relacionada aos coeficientes de atenuação μ do objeto ao longo do percurso do feixe pela seguinte equação integral :

$$- \text{Ln} \left(\frac{I}{I_0} \right) = \int_0^{\lambda} \mu(x,y) dz \quad (\text{IV.6})$$

O grande problema da reconstrução da imagem a partir das projeções dos Raios-X é inverter a equação acima e recuperar o valor original de $\mu(x,y)$ ao longo de todo o percurso do feixe de fótons através do objeto.

Em 1917, Radon mostrou que esses dados de projeções, se obtidos a partir de diversos ângulos em torno do objeto, poderiam ser trabalhados matematicamente para reconstruir a distribuição espacial dos coeficientes de atenuação dentro da secção transversal do corpo em estudo. Hoje em dia, os tomógrafos comerciais são equipados com algoritmos computacionais que realizam esse trabalho de reconstrução da imagem plana a partir das idéias originais de Radon.

A tomografia computadorizada reproduz a imagem de uma fatia de espessura finita da secção transversal de um corpo, que é chamada de tomograma. Este tomograma consiste de uma matriz de pequenos elementos de volume chamados Voxels. Ao término da operação de varredura, cada voxel é associado a um número de CT's que é proporcional ao seu coeficiente de atenuação μ , como já foi visto anteriormente. Este número de CT's pode, então, ser associado a uma escala de tonalidades de cinza ou a uma escala de cores e ser mostrado como uma imagem bi-dimensional mais apropriada para a percepção humana. Quando uma imagem é mostrada, os voxels perdem sua espessura e se transformam em elementos de imagem plana chamados pixels. Diversos tomogramas contíguos, tomados ao longo do objeto podem ser agrupados para dar origem a uma imagem tri-dimensional do objeto. Cada

tomograma é formado por mais de 50.000 voxels. Considerando que 50 tomogramas sejam realizados para formar uma imagem, isto envolve mais de 2.500.000 voxels a cada medida. Se forem executadas medidas em cinco tempos diferentes, isto implica num acúmulo de cerca de 35.000.000 dados a serem guardados em memória para pós-processamento. Além disso, dependendo da espessura e do espaçamento dos tomogramas, diversos segmentos do objeto não serão mapeados e terão que ser apropriadamente interpolados. Torna-se óbvio, pelo imenso volume de dados envolvidos, que o processo de reconstrução seria impraticável sem o auxílio de um computador e que, pelas velocidades de processamento de dados atuais, ainda é impossível a visualização de um teste dinâmico de deslocamento de fluidos em tempo real. Assim, técnicas computacionais gráficas estão sendo mais e mais empregadas para apresentar os resultados de uma tomografia em um formato mais facilmente assimilável para o usuário.

IV.4 - INSTRUMENTAÇÃO

A técnica de tomografia computadorizada se desenvolveu consideravelmente desde 1972. Mudanças nas 5 gerações sucessivas foram requeridas pela necessidade de melhoria na qualidade da imagem e na redução do tempo de varredura da secção transversal.

Os tomógrafos de primeira geração utilizavam um arranjo com fonte de Raios-X única e também um único detector de posicionamento diametralmente oposto. Após a execução de uma imagem o tubo de Raios-X e o detector sofrem uma rotação de 1° e uma nova imagem é obtida nesta posição. Este processo é repetido até se cumprir uma rotação total de 180° , o que leva em torno de 7 minutos.

Os de segunda geração introduziram melhoramentos na qualidade da imagem pelo uso de detectores múltiplos. Tais tomógrafos são similares aos da primeira geração exceto pela introdução de 3 a 52 novos detectores. Uma vez que um número maior de dados são obtidos a cada translação, o ângulo de rotação entre duas tomadas de dados pode ser maior e o tempo de varredura sofre, também, uma sensível redução.

A terceira geração de tomógrafos se destaca pela substancial redução no tempo de obtenção de imagem pela utilização de 288 a 1024 detectores num novo arranjo diferente das geração anteriores que elimina a necessidade do movimento de translação em torno do objeto analisado. Uma fonte única de Raios-X e um arco de detectores são posicionados fixos em relação ao outro e

executam uma rotação sincronizada em torno do objeto em estudo. Assim, o tempo de varredura pode ser reduzido para 2-3 segundos.

Nas três primeiras gerações de tomógrafos, o alinhamento entre detectores e fonte são rigidamente fixos e giram em torno do objeto. A quarta geração de instrumentos difere das anteriores pela ação móvel da tubo de Raios-X enquanto que um volume de 360 a 2400 detectores são posicionados em um anel, fixos em torno do objeto em estudo. Nesta configuração, cada imagem pode ser obtida em menos de 1 segundo.

Os tomógrafos de quinta geração apresentam geometria estacionária onde os detectores são posicionados em um anel em torno do objeto numa configuração semelhante aos de quarta geração. Entretanto, a fonte de Raios-X é um grande anel de tungstênio posicionado concentricamente em relação ao anel dos detectores de forma que cada conjunto de dados pode ser obtido sem qualquer movimento rotacional ou translacional num tempo de 50 a 100 milissegundos, suficientemente rápido para se obter a imagem de uma batida cardíaca.

A escolha de um tomógrafo médico comercial para uso em obtenção de imagens petrográficas deve eliminar, sumariamente, os instrumentos de primeira geração pois se tratam de equipamentos drasticamente lentos além de serem dificilmente encontrados para venda. Os de quinta geração são relativamente recentes, poucos fabricantes o produzem e o sua relação custo-benefício é, ainda, excessivamente elevada.

As desvantagens dos tomógrafos de segunda geração se concentram em duas áreas principais : Características físicas limitadas e recursos computacionais pouco desenvolvidos. O longo tempo requerido para a varredura de uma secção transversal pode não ser um problema grave para estudos estáticos de rocha como determinação de litologia, porosidade, saturações etc... mas se traduz num problema limitante quando se deseja realizar estudos dinâmicos como análises de permeabilidade relativa, estudos de digitação viscosa etc...

Tais limitações físicas englobam, também, o relativamente largo feixe colimado de Raios-X que implica diretamente na espessura da fatia da secção transversal tomografada (cerca de 10 mm) e a abertura elevada do detector, o que implica na redução da resolução. As limitações computacionais se distribuem tanto na manipulação dos dados tomográficos quanto nos algoritmos de reconstrução de imagem. Todas essas limitações entretanto, não são devidas à geometria do instrumento mas sim, à época em que foram desenvolvidas.

Em virtude de sua simplicidade, os tomógrafos de segunda geração oferecem uma flexibilidade não disponíveis nas gerações subsequentes e algumas de suas limitações podem ser contornadas. Como o número de detectores é muito reduzido, a baixa resolução pode ser melhorada pela

colocação de pequenos colimadores sobre esses detectores o que reduz simultaneamente a largura do feixe colimado e a abertura do detector. Os problemas de ruído podem ser sensivelmente reduzidos ou até mesmo eliminados pela redução da velocidade de penetração do feixe o que pode ser conseguido com algumas mudanças de "software" e de "hardware". Através de alterações no "software", o tamanho do diâmetro de varredura pode ser aumentado ou diminuído de forma que os pixels (elementos de área) na imagem tomografada sejam sempre ocupados por imagens do objeto e não pelo ar que a circunda. A grande limitação dos algoritmos computacionais se concentra na pequena capacidade de correção do endurecimento do feixe, o que pode ser contornado pela colocação de um filtro na saída da fonte de Raios-X provocando um pré-endurecimento do feixe pela absorção dos raios de maior comprimento de onda. Este artifício, entretanto, provoca uma diminuição da corrente (fluxo) e da energia do feixe incidente. Uma alternativa para o pré-endurecimento é obtida pela imersão da amostra de rocha em um meio líquido ou de areia. A reduzida capacidade de manipulação de dados pode ser suplementada pela transferência destes dados para um computador mais poderoso.

Os Tomógrafos de terceira e quarta gerações empregam melhoramentos substanciais em relação aos de segunda, que os tornam o alvo principal na escolha de um instrumento radiológico com uma relação custo-benefício bastante favorável. Dentro de uma mesma geração de tomógrafos, se observam melhorias tecnológicas sensíveis principalmente na área computacional sendo que, os instrumentos mais recentes possuem algoritmos de manipulação de dados e reconstrução de imagens realmente poderosos. Avanços tecnológicos que garantem uma melhor resolução trazem consigo uma diminuição do feixe colimado de Raios-X o que implica na redução da espessura da fatia da secção transversal tomografada, diminuição da abertura do detector e um substancial aumento na velocidade de amostragem.

A qualidade da imagem tomográfica fornecida por tomógrafos de terceira e quarta gerações são tão similares que existem divergência nas opiniões dos próprios fabricantes a respeito de qual delas seria superior a outra.

As duas maiores desvantagens dos instrumentos de terceira geração são devidas ao posicionamento fixo de detectores e fonte. Os detectores posicionados na parte central do arco estão em linha direta com o objeto e a fonte de Raios-X de forma que eles nunca "enxergam" ar puro (isto é, ausência de matéria) e, em consequência, não são continuamente recalibrados ao ar como o são os detectores de outras gerações. Além disso, cada detector "vê" apenas aqueles voxels (elementos de volume) que se encontram em um dos diversos círculos concêntricos na secção transversal. Como resultado, em existindo um detector em falha os dados errôneos se concentram em um único

anel na imagem ao invés de se distribuir igualmente por toda a imagem como acontece com os tomógrafos de quarta geração onde, cada detector consegue "ver" cada um dos elementos de volume (voxel) da secção transversal do objeto em estudo. Se alguns dos detectores do arco estiverem defeituosos, isto pode dar origem a artefatos anulares localizados, se estivermos trabalhando com tomógrafos de terceira geração. Tal efeito seria bem mais atenuado se se tratasse de instrumentos de quarta geração porque este erro seria avaliado por toda a secção transversal do objeto. Isto muitas vezes é considerado como uma vantagem dos tomógrafos de terceira geração pois tal anomalia seria facilmente detectada.

As grandes desvantagens das unidades de quarta geração são relacionadas ao grande número de detectores localizados no anel em torno do objeto. Em primeiro lugar, devido ao arranjo físico, tais detectores possuem abertura maior do que os utilizados nos instrumentos de terceira geração o que diminui a resolução espacial da imagem tomográfica. Para compensar tal deficiência, costuma-se introduzir um colimador a frente dos detectores para diminuir sua abertura resultando num aumento de radiação no ambiente, o que não se traduz num problema grave em se tratando de análise de testemunhos em contraste com a área médica. Além disso, o maior número de detectores provoca um custo de manutenção bem mais elevado.

IV.5 - ARTEFATO DE IMAGEM

Artefatos de imagem são anomalias na imagem reconstruída que são produzidas inteiramente pelo processo de construção da imagem mas que não se encontram presentes no objeto em estudo. O processo de aquisição de dados das projeções de Raios-X e a transformação destes em imagem não é um processamento exato. Tal processo inclui o que se chama de endurecimento do feixe de Raios-X, estatística de fótons, número limitado de projeções, o espalhamento de fótons indo parar no caminho de um outro Raios-X, a eficiência dos detectores e ainda a possibilidade de falha dos mesmos. Na maioria dos casos, o mais notável e problemático é o endurecimento do feixe que é causado pela absorção preferencial dos fótons de menor energia do espectro do Raios-X (Hunt *et alii*, 1987)

Os artefatos com origem em falhas de detectores normalmente aparecem como faixas de diferentes graus de cinza em tomógrafos de segunda e quarta gerações ou como anéis em equipamentos de terceira geração, e que são facilmente identificáveis. Os artefatos causados pelo endurecimento do feixe são mais difíceis de serem detectados e, por conseguinte, são mais

problemáticos. O endurecimento do feixe ocorre porque a matéria absorve preferencialmente a fração de baixa energia de um feixe de Raios-X policromático. Isto altera a distribuição relativa de energia dos fótons a medida que o feixe atravessa a secção transversal do corpo em estudo resultando num feixe emergente com energia média maior do que o feixe incidente. A menos que uma correção seja adotada, a densidade do material do objeto não se mostrará uniforme nas imagens obtidas. Este artefato é o responsável pelo aumento aparente da densidade junto ao perímetro de um corpo homogêneo. Em pequenos objetos com densidade elevada e uniforme, o efeito do endurecimento do feixe (normalmente limitado às bordas do corpo), pode ser tão pronunciado que pode se estender por toda a imagem da amostra mascarando qualquer estrutura presente. Ensaio realizado por Hunt *et alii* mostraram que certos artefatos provocados por endurecimento do feixe de Raios-X e que mascaravam completamente as imagens tomografadas desapareciam completamente quando o corpo em estudo era imerso em areia que funcionava como um meio pré-endurecedor do feixe de forma que, o espectro do Raios-X que atravessava amostra era formado, somente, pelos raios eletromagnéticos de maior energia do feixe original incidente. Um outro método utilizado para correção se baseia na imersão da amostra em uma solução salina de iodeto de potássio a 6 %. Devido ao elevado número atômico do íon iodeto, ocorre uma atenuação considerável do feixe de Raios-X incidente atuando como um dispositivo de pré-endurecimento absorvendo os fótons de menor energia. Ensaio realizado com plugs de 1.5" de diâmetro de Berea Sandstones revelaram uma diminuição do número de CT's a medida que a densidade da solução de imersão aumenta (salmoura de iodeto de potássio) devido à eliminação do efeito de endurecimento do feixe uma vez que o meio circundante absorve os fótons de menor energia tornando o feixe emergente (quando este penetra na rocha) excessivamente endurecido. Por outro lado, visto que os fótons de maior energia possuem um maior poder de penetração, a atenuação provocada pelo meio material se torna cada vez menor. Desses experimentos, concluiu-se que os menores números de CT's são obtidos quando as amostras de rochas são imersas em solução de iodeto de sódio a 6 %. A comparação dos resultados obtidos pela imersão em solução a 6% de KI e pela imersão em containers contendo areia mostrou que a segunda, embora realizasse uma redução adequada do endurecimento do feixe, o suficiente para produzir boas imagens, não conseguia eliminar o efeito totalmente visto que, os números de CT's obtidos eram sempre maiores do que os obtidos pela primeira, por maior que fossem as dimensões do container. Além disso, imersão em solução salina de KI mostrou ainda a vantagem de ser um método mais facilmente reproduzível. A atenuação provocada pela imersão em areia se

mostrou uma função dependente da distribuição do tamanho dos grãos e do grau de empacotamento das areias.

Em resumo, números reprodutíveis de CT's não precisam necessariamente serem os mínimos. Na realidade a mais baixa concentração de KI que elimine completamente os artefatos visíveis deve ser usada porque um endurecimento excessivo do feixe provocado pelo meio circundante também afeta a qualidade da imagem pelo aumento de ruídos e pela diminuição do contraste. Convém observar que o meio otimizado para uma determinada litologia deve variar com a energia do feixe original e de um modelo de tomógrafo para outro.

IV.6 - UTILIZAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.

Restrita inicialmente a aplicações na área médica, na indústria do petróleo, foram identificadas diversas aplicações desde coadjuvância em programas de amostragem de testemunhos, passando por estudos de mecânica de rochas, caracterização mineralógica, determinação de propriedades petrofísicas e até estudos de fluxo multifásico tais como permeabilidade relativa e digitação viscosa.

IV.6.1 - COMPRESSIBILIDADE E COMPACTAÇÃO.

Pelas suas próprias características, a tomografia computadorizada fornece informações espaciais de como propriedades mecânicas podem variar ao longo de amostras heterogêneas o que mostra ser uma das maiores vantagens da tomografia quando comparadas às técnicas convencionais. Nos estudos de mecânica de rocha todos os termos da equação do coeficiente de atenuação linear se mantêm constantes durante o experimento com exceção da densidade de forma que, variações no coeficiente de atenuação μ são diretamente proporcionais às mudanças na densidade.

$$\mu = \rho (a + b Z^{3.8} / E^{3.2}) \quad (IV.7)$$

Esta característica garante medidas precisas de compressibilidade tanto volumétrica quanto uniaxial.

IV.6.2 - ANÁLISE DE TESTEMUNHOS

A tomografia de testemunhos de rocha é uma ferramenta muito útil nos programas de análises de rochas-reservatório. É um método rápido, não-destrutivo e tem a capacidade de mapear áreas invadidas pelo fluido de perfuração que normalmente não são visíveis nos ensaios convencionais de lâmina delgada. A análise tomográfica pode ser conduzida em testemunhos congelados dentro de suas próprias caixas ou dentro de barriletes de PVC ou fibra de vidro, o que permite seu vasto uso na caracterização de testemunhos de areias fracamente consolidadas. Uma vês tomografado, o testemunho pode, então, ser correlacionado aos perfis do poço e um plano de plugagem pode ser montado objetivando a amostragem apenas das áreas de interesse.

Em certas regiões, muito material de testemunhos é perdido durante a operação de testemunhagem em virtude das características de fraca consolidação das areias do reservatório o que acarreta dificuldades na hora de se correlacionar o restante do material recuperado com os perfis de raios-gama devido à baixa recuperação do testemunho ou pela invasão da lama de perfuração. Os dados da tomografia podem, entretanto, ser correlacionados com os perfis de densidade e perfis fotoelétricos. As imagens tomográficas de alta energia podem ser correlacionadas diretamente com os perfis de densidade porque ambos se baseiam nas medidas de espalhamento *Compton* que é proporcional à densidade da rocha.

IV.6.3 - CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS

Através de imagens tomográficas pode-se identificar com certa facilidade, diversas características mineralógicas ou estruturais de um testemunho que as técnicas convencionais se mostram inadequadas :

- Regiões de alta e de baixa invasão de fluidos de perfuração.
- Regiões de alta e de baixa densidade muitas vezes separadas por fraturas.
- Variações de densidade ao longo de fraturas como resultado de diferenças na saturação de gás.
- Imagens baseadas no número atômico podem identificar fraturas mineralizadas por elementos pesados.
- Identificação de fragmentos carbonáticos em testemunhos de dolomita.
- Identificação de minerais pesados, tais como a pirita, em arenitos.
- Laminações alternadas de folhelho e areia em arenitos, turbiditos..., inclusive, como fonte de dados para determinação da razão areia/folhelho em turbiditos etc...

Dados mineralógicos quantitativos podem ser obtidos por tomografia pelo técnica de tomografia de dupla energia. A atenuação do feixe de Raios-X é um produto dos coeficientes de atenuação de massa e de densidade. A interação do efeito fotoelétrico com o efeito Compton contribui no equacionamento do coeficiente de atenuação de massa. O efeito fotoelétrico depende fortemente da energia do fóton e do número atômico dos elementos químicos do objeto em estudo. Já o efeito Compton é dependente, apenas, da energia do fóton. Assim, em teoria, a composição atômica e densidade da matéria pode ser determinada pela tomografia de uma fatia de secção transversal com um feixe de fótons de diferentes níveis de energia através da resolução das equações que governam esses parâmetros. É um processo sabidamente complexo mas que pode ser facilitado se algumas hipóteses simplificadoras forem consideradas a respeito das fases que possam estar presentes na amostra.

Muitas outras características litológicas e estruturais de um testemunho podem ser inferidas pela observação e análise de como ocorre a invasão do fluido de perfuração no testemunho numa escala bastante localizada.

IV.6.4 - DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE E SATURAÇÃO DE FLUIDOS

Quando um meio poroso contendo diversos fluidos em seu espaço poroso é tomografado é possível se determinar a saturação desses fluidos se houver contraste suficiente dos seus coeficientes de atenuação μ . Considerando-se o caso no qual um fluido "o" é deslocado por um outro "w", em um meio poroso inicialmente saturado com o fluido deslocado "o", a porosidade e a saturação dos fluidos em cada voxel pode ser determinada pela resolução do sistemas de equações de cada voxel :

$$S_w + S_o = 1 \quad (IV.8)$$

$$\mu_m (1 - \Phi) + \mu_a \Phi = \mu_1 \quad (IV.9)$$

$$\mu_m (1 - \Phi) + \mu_o \Phi = \mu_2 \quad (IV.10)$$

$$\mu_m (1 - \Phi) + (\mu_w S_w + \mu_o S_o) \Phi = \mu_3 \quad (IV.11)$$

Neste sistema de equações temos quatro equações e quatro incógnitas a saber S_w , S_o , μ_m e Φ . Assim, temos um sistema onde se é possível a determinação da solução única a partir do conhecimento do valor das

outras 6 variáveis μ_a , μ_w , μ_o , μ_1 , μ_2 e μ_3 que são determinadas através de análises tomográficas como se segue :

- Tomografia do core holder vazio. Determina-se μ_a .
- Tomografia do core holder totalmente preenchido com o fluido deslocado "o". Determina-se o valor de μ_o .
- Tomografia do core holder totalmente preenchido com o fluido deslocante "w". Determina-se o valor de μ_w .
- Tomografia da amostra limpa e seca, isto é, com o meio poroso saturado totalmente pelo ar. Determina-se μ_1 .
- Tomografia da amostra saturada com o fluido deslocado "o". Determina-se o valor de μ_2 .
- Tomografia da amostra saturada com o fluido deslocado "o" e com o fluido deslocante "w". Determina-se o valor de μ_3 .

As três primeiras Tomografias são realizadas em apenas uma secção transversal para se determinar o número médio de CT's dos fluidos enquanto que, as três últimas devem ser realizadas em diversas secções para se obter a porosidade e as saturações ao longo do testemunho.

Resolvendo-se simultaneamente esse conjunto de equações chega-se aos resultados das equações (IV.12) e (IV.13):

$$\phi = \frac{\mu_2 - \mu_1}{\mu_o - \mu_a} \quad (IV.12)$$

$$S_w = \frac{\mu_3 - \mu_2}{\phi (\mu_w - \mu_o)} \quad (IV.13)$$

Para se resolver esse sistema entretanto, é necessário que haja contraste suficiente entre o número de CT's do fluido deslocante e do fluido deslocado. Se suas densidades forem muito próximas, então, tal contraste tem que ser implementado pela adição de dopantes tais como adição de Iodeto de potássio à fase aquosa que atua como absorvedor de Raios-X aumentando o contraste entre as duas fases.

IV.6.5 - PERMEABILIDADE

Não há qualquer equacionamento que correlacione a permeabilidade ao número de CT's de uma tomografia. Dados qualitativos podem ser observados, por exemplo, pelo grau de invasão de fluido de perfuração em uma parte do testemunho em relação a outra, garantido que estejam sob as mesmas condições. Pode-se então inferir que a permeabilidade da zona mais invadida seja maior que a da zona menos invadida mas não temos, ainda, como quantificá-la.

IV.6.6 - FLUXO MULTIFÁSICO

Os experimentos de deslocamentos de fluidos, em laboratório, são largamente empregados na modelagem da performance de um reservatório tarefa esta, constituinte de qualquer projeto de recuperação secundária ou terciária. Muitos métodos têm sido usados para a determinação das saturações de fluidos no interior do meio poroso durante os testes de deslocamentos tais como : balanço volumétrico, balanço de massa, ressonância nuclear magnética, injeção de radio-isótopos traçadores, radiografia de neutrons, susceptibilidade magnética, modelos transparentes, resistividade, absorção de micro-ondas, atenuação de Raios-X e de Raios- γ etc... Entretanto, todos esses métodos carregam consigo restrições experimentais ou apresentam resultados limitados.

Em comparação com essas técnicas, a tomografia computadorizada é rápida, precisa, de fácil calibração e oferece resolução espacial bastante fina e bem definida. Contudo, a técnica de tomografia também apresenta algumas restrições no que se refere a altas temperaturas e altas pressões de operação. Uma outra grande qualidade da tomografia é poder apresentar seus dados numa forma multi-mídia de animação tridimensional do deslocamento de um fluido por um outro.

Quando apenas dois fluidos estão presentes no meio poroso, imagens tomográficas com energia única são suficientemente necessárias para se determinar a saturação dos dois fluidos, contanto que haja contraste suficiente entre eles, pelo procedimento já visto no inicio desta seção. Entretanto, quando três fases se encontram presentes, são necessárias duas medidas independentes para se determinar as três saturações. Consideremos que medições tomográficas de atenuação de Raios-X sejam realizadas com energias E_1 e E_2 . Então :

$$I = S_o + S_w + S_g \quad (IV.14)$$

$$\mu_1 = \mu_{w1} S_w + \mu_{o1} S_o + \mu_{g1} S_g \quad (IV.15)$$

$$\mu_2 = \mu_{w2} S_w + \mu_{o2} S_o + \mu_{g2} S_g \quad (IV.16)$$

Onde os subscritos 1 e 2 se referem às medições nos níveis de energia média E_1 e E_2 , respectivamente.

As duas últimas equações precisam ser linearmente independente para serem usadas simultaneamente na resolução do sistema de equações. Isto significa dizer que as imagens tomográficas tomadas a E_1 e E_2 , necessariamente precisam medir propriedades físicas diferentes. Para tal, são efetuadas tomografias com feixe de fótons de alta e baixa energia de maneira que ora predomine o efeito *Compton* e ora predomine o efeito fotoelétrico e que, pelo menos, uma das fases seja dopada com um forte absorvedor fotoelétrico. Tipicamente, a fase aquosa é dopada com iodeto de potássio.

IV.6.7 - ESTUDO DO FENÔMENO DA DIGITAÇÃO VISCOSA

O estudo de digitação viscosa ganha, com a técnica de tomografia computadorizada, uma ferramenta muito útil na visualização do desenvolvimento de digitações viscosas durante uma operação de injeção de fluidos. Como já foi apresentado no Capítulo I, quando um fluido menos viscoso é empregado para deslocar um outro, mais viscoso, em um meio poroso ocorre o desenvolvimento do fenômeno de digitação viscosa em virtude da instabilidade do deslocamento, instabilidade esta que é tão maior quanto maior for a razão de mobilidades entre o fluido deslocante e o fluido deslocado como normalmente acontece nos projetos de recuperação secundária de óleo por injeção de água. Diversas metodologias foram propostas e utilizadas em laboratórios objetivando a visualização e, assim, a compreensão do fenômeno de digitação viscosa. Dentre elas podemos destacar:

- Utilização de meios porosos artificiais formados por esferas transparentes de vidro em geometria linear ou bi-dimensional onde o fluido injetado, menos viscoso é dopado com um corante. Assim, é possível acompanhar o avanço da interface e o desenvolvimento de digitações viscosas. Entretanto, esta técnica não fornece dados quantitativos.

- Utilização da técnica de *molding* com o deslocamento de óleo de silicone pela injeção de uma resina epoxi menos viscosa em um meio poroso. Após a erupção de água, a resina é, então, solidificada por polimerização e o meio poroso é dissolvido com um ácido inorgânico restando, apenas, o molde do fluido injetado no momento da erupção de água. Esta técnica, entretanto, não revela o desenvolvimento das digitações viscosas.
- A determinação da distribuição de um traçador radioativo com Gamma-câmera fornece projeções bi-dimensionais da distribuição dos fluidos entretanto, a resolução é relativamente grosseira.
- Radiografias convencionais com Raios-X fornece, apenas, uma sombra bi-dimensional representativa da distribuição dos fluidos no meio poroso.

Nenhuma dessas técnicas fornece informações detalhadas necessárias a um estudo conclusivo a respeito da evolução de digitações viscosas decorrentes da instabilidade observada em deslocamento de fluidos em meios porosos naturais. A técnica da tomografia computadorizada, entretanto, pode fornecer dados de saturações de fluidos em função da posição espacial e do tempo, durante um processo dinâmico de deslocamento. A simulação física de laboratório para a aquisição de dados para tal estudo compreende as seguintes etapas :

- 1- Determinação do mapa de porosidade de cada uma das secções tomografadas do meio poroso.
- 2- Aquisição de imagens tomográficas sequenciais de secções adjacentes da amostra, durante a injeção de água em óleo. Esta etapa deve ser efetuada em diversos tempos diferentes, desde o início da injeção de água até sua erupção na face de saída. Desta forma, torna-se possível acompanhar a frente de deslocamento das digitações viscosas no interior da rocha.
- 3- Determinação do perfil de saturação de fluidos de cada uma das imagens obtidas na etapa anterior.
- 4- Visualização conjunta dos mapas de saturação das secções transversais adjacentes realizadas em um mesmo tempo. Desta forma, torna-se possível

visualizar a forma geométrica das digitais viscosas no exato instante em que as imagens foram adquiridas.

- 5- Através de recursos computacionais, executar uma animação dessas formas geométricas obtidas no item anterior, nos diversos tempos em que tais imagens foram obtidas. Dessa forma, torna-se possível visualizar o crescimento das digitais viscosas no interior da rocha à medida que a água vai sendo injetada.

CAPÍTULO V

DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE E SATURAÇÃO DE FLUIDOS POR TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA

V.1- Determinação de perfil de porosidade por tomografia computadorizada de Raios-X -----	V-2
V.2 - Correção do efeito de endurecimento de feixe no cálculo de porosidade -----	V-7
V.3 - Determinação do perfil de saturação de fluidos por tomografia computadorizada de Raios-X -----	V-20
V.3.1 - Sistema bifásico -----	V-20
a) Método 1 -----	V-20
b) Método 2 -----	V-21
V.3.2 - Sistema trifásico -----	V-22
a) Método 1 -----	V-23
b) Método 2 -----	V-24
V.2 - Correção do efeito de endurecimento de feixe no cálculo do perfil de saturações -----	V-29

V.1 - DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE POR TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA

A determinação da porosidade através de imagens tomográficas tem como base o fato de que, para uma fonte mono-energética de raios-X, o componente de atenuação linear devido à matriz da rocha é independente dos fluidos que ocupam o espaço poroso da amostra. Portanto, para um determinado elemento de volume (voxel) de uma amostra de rocha totalmente saturada por um único fluido (fluido 1), o coeficiente de atenuação linear pode ser calculado através da seguinte equação :

$$\Psi_{R1} = (1 - \Phi) \Psi_M + \Psi_1 \Phi \quad (V.1)$$

Onde: Ψ_{R1} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 1.

Ψ_M = Coeficiente de atenuação linear da rocha matriz.

Ψ_1 = Coeficiente de atenuação linear do fluido 1.

Φ = Porosidade da rocha matriz.

Analogamente, para essa mesma amostra, totalmente saturada com um determinado fluido 2, temos o seguinte equacionamento :

$$\Psi_{R2} = (1 - \Phi) \Psi_M + \Psi_2 \Phi \quad (V.2)$$

Onde: Ψ_{R2} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 2.

Ψ_M = Coeficiente de atenuação linear da rocha matriz.

Ψ_2 = Coeficiente de atenuação linear do fluido 2.

Φ = Porosidade da rocha matriz.

As incógnitas das equações acima são o coeficiente de atenuação linear da rocha matriz (Ψ_M) e a porosidade da rocha (Φ). Combinando-se as equações V.1 e V.2 podemos, então, determinar a porosidade da amostra de acordo com a expressão (V.3):

$$\Phi = \frac{(\Psi_{R1} - \Psi_{R2})}{(\Psi_1 - \Psi_2)} \quad (V.3)$$

Onde: Ψ_{R1} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 1.

Ψ_{R2} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 2.

Ψ_1 = Coeficiente de atenuação linear do fluido 1.

Ψ_2 = Coeficiente de atenuação linear do fluido 2.

A equação (V.3) pode ser escrita em unidades Hounsfield conforme a equação (V.4):

$$\Phi = \frac{(CT_{R1} - CT_{R2})}{(CT_1 - CT_2)} \quad (V.4)$$

Onde: CT_{R1} = Número Hounsfield do voxel de rocha completamente saturada com o fluido 1.

CT_{R2} = Número Hounsfield do voxel de rocha completamente saturada com o fluido 2.

CT_1 = Número Hounsfield do voxel de fluido 1.

CT_2 = Número Hounsfield do voxel de fluido 2.

Φ = Porosidade da rocha matriz.

Assim, para se determinar a porosidade de uma amostra de rocha são necessárias imagens tomográficas da rocha completamente saturada com cada um dos fluidos envolvidos (1 e 2). Essas tomografias determinam os valores das variáveis CT_{R1} e CT_{R2} . Os valores das variáveis CT_1 e CT_2 podem ser obtidos pela tomografia dos fluidos 1 e 2, isoladamente em uma célula de teste, admitindo-se que essas tomografias sejam representativas dos fluidos 1 e 2 distribuídos no meio poroso.

Tal hipótese, pode induzir a erros se forem observados os efeitos de endurecimento do feixe de raios-X (*beam hardening*) nas tomografias da amostra saturada com os fluidos 1 e 2. Tal problema é agravado quando um dos fluidos é dopado com algum produto de modo a aumentar o contraste da atenuação linear entre os dois fluidos em questão. De uma forma geral, a utilização de dopantes leva ao agravamento dos efeitos de endurecimento de feixe.

A porosidade de um meio pode ser determinada também, a partir de medidas de densidade da amostra. Tais determinações de densidade são

obtidas a partir de imagens tomográficas do meio poroso, realizadas em dois níveis de energia E_1 e E_2 , conforme a expressão (V.5):

$$\rho_b = A * (CT_1) - B * (CT_2) + C * \tag{V.5}$$

- Onde: ρ_b = Densidade total do meio poroso (mg / cm^3).
 A^*, B^*, C^* = Constantes de calibração do tomógrafo para os níveis de energia escolhidos
 CT_1 = Número Hounsfield do voxel de fluido 1.
 CT_2 = Número Hounsfield do voxel de fluido 2.

Assim, conhecida a densidade total, a porosidade pode ser determinada pela equação (V.6):

$$\Phi = \frac{(\rho_b - \rho_G)}{(\rho_F - \rho_G)} \tag{V.6}$$

- Onde: ρ_b = Densidade total do meio poroso.
 ρ_F = Densidade do fluido saturando o meio poroso.
 ρ_G = Densidade dos grãos que compõem o meio poroso.
 Φ = Porosidade do meio poroso.

Os valores numéricos das variáveis ρ_F e ρ_G podem ser determinados diretamente em laboratório de petrofísica, pelos métodos convencionais de análise. Admite-se, neste caso, que qualquer efeito de endurecimento de feixe introduzido pela amostra seja exatamente o mesmo nos dois níveis de energia.

Neste trabalho, a determinação do perfil de porosidade da rocha foi conduzida de acordo com o primeiro método descrito e o cálculo da porosidade efetuado de acordo com a equação (V.4).

$$\Phi = \frac{(CT_{RW} - CT_{RA})}{(CT_W - CT_{AR})} \tag{V.4}$$

Neste caso, temos :

- CT_{RW} = Número Hounsfield do voxel de rocha saturada com água.
 CT_{RA} = Número Hounsfield do voxel de rocha saturada com o ar.

- CT_W = Número Hounsfield do voxel de água.
 CT_{AR} = Número Hounsfield do voxel de ar.
 Φ = Porosidade do voxel de rocha matriz

O termo *voxel* significa “elemento de volume”. Neste trabalho, as secções transversais da rocha eram conceitualmente formadas por voxels com dimensões areais de 0.3125 mm x 0.3125 mm e 10 mm de espessura, formando uma matriz de 179 x 179 voxels. As variáveis CT_{RW} e CT_{RA} referem-se à atenuação de Raios-X, em unidades Hounsfield, de voxels da rocha, com essas dimensões, saturado com a fase aquosa e com ar, respectivamente. As variáveis CT_W e CT_{AR} , por sua vez, referem-se a um voxel de fluido (fase aquosa ou ar), com essas mesmas dimensões.

Considerando que uma imagem bi-dimensional não possui a dimensão de profundidade, o termo voxel é, então, substituído pelo termo *pixel*, que significa “elemento de área”. Assim, as imagens tomográficas aqui apresentadas e referidas, são formadas por matrizes de 179 x 179 pixels, com dimensões 0.3125 mm x 0.3125 mm, onde cada pixel representa o valor numérico da atenuação de Raios-X, em números Hounsfield, do respectivo voxel da secção transversal da rocha à qual a imagem se refere.

Com o meio poroso totalmente limpo e seco, isto é, saturado apenas pelo ar, foram tomografadas cada uma das diversas secções que compõem a amostra. Dessa forma, foram obtidos os mapas dos valores de CT_{RA} dos voxels das secções transversais da rocha.

Após a saturação com a fase aquosa, isto é, com o meio poroso totalmente saturado pela fase aquosa, foram tomografadas cada uma daquelas secções já tomografadas quando saturadas com o ar. Dessa forma, foram obtidos os mapas dos valores de CT_{RW} dos voxels das secções transversais da rocha.

Tais imagens tomográficas acima descritas, foram obtidas com a amostra à pressão atmosférica, sem fluxo de fluidos, e isolada do ambiente externo.

Os valores de CT_W e CT_{AR} foram obtidos pela tomografia de uma célula de teste cheia com a fase aquosa e com ar, respectivamente. Tal célula de teste possui dimensões radiais iguais às amostras de teste e uma cavidade cilíndrica no seu eixo longitudinal com o mesmo diâmetro da amostra e com um anel de vedação na tampa, para evitar vazamentos durante a aquisição das imagens tomográficas dos fluidos isoladamente, como pode ser observado pela figura V.1.1. Esta célula foi produzida com o mesmo material utilizado no encapsulamento da amostra de rocha de forma que, os efeitos de atenuação aos Raios-X, fossem idênticos tanto nas imagens da

rocha saturada quanto nas imagens da célula e, assim, serem eliminados nas subtrações da equação (V.4).

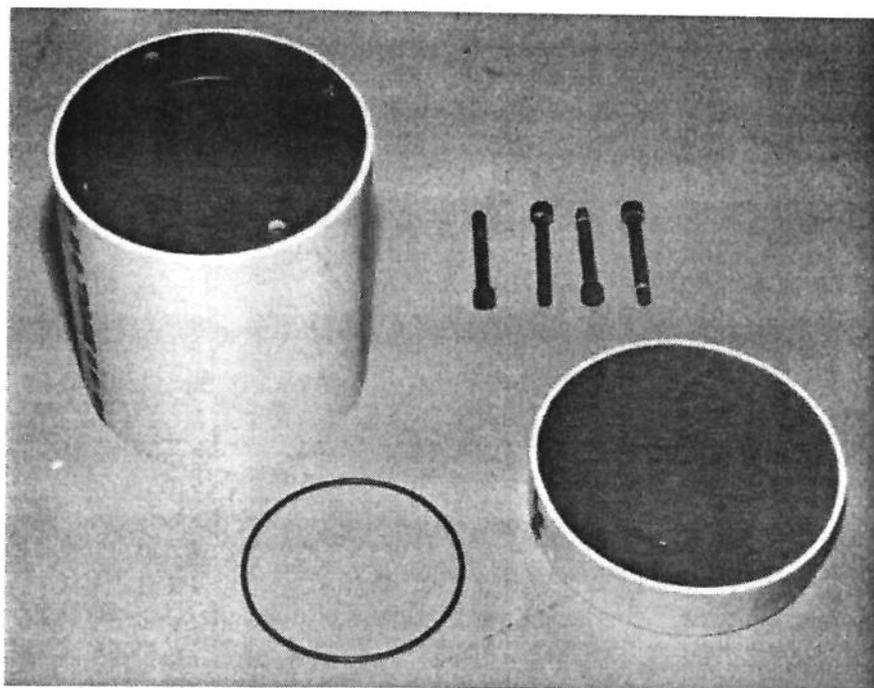


Fig. V.1.1 - Célula de teste confeccionada em resina acrílica.

A determinação do mapa de porosidades de uma dada secção foi realizada, pixel a pixel, pelo sistema KHOROS, sendo dados, como entradas do sistema, os seguintes arquivos :

- Imagem tomográfica da secção totalmente saturada com a fase aquosa.
- Imagem da secção saturada com ar.
- Os valores de CT_W e CT_{AR} . Como estes valores são funções exclusivas da fase aquosa e do ar, respectivamente, o valor obtido da subtração ($CT_W - CT_{AR}$) no denominador da equação (V.4) é, pois, o mesmo para todos os pixels da imagem.

Sendo as imagens tomográficas formadas por matrizes de 179×179 pixels com valores de CT dos voxels da secção em estudo, o sistema Khoros executou o cálculo da porosidade de cada voxel da seguinte forma :

- Entrada dos valores de CT_{RW} e CT_{RA} dos respectivos pixels das imagens da rocha saturada com a fase aquosa e com o ar.

- Execução da subtração ($CT_{RW} - CT_{RA}$).
- Entrada do valor constante de $CT_W - CT_{AR}$.
- Cálculo da divisão $(CT_{RW} - CT_{RA}) / (CT_W - CT_{AR})$
- Atribuição deste valor ao respectivo pixel de uma nova imagem representativa da porosidade da secção.

Assim, a saída do sistema consistia de uma nova imagem representativa do mapa de porosidades da secção transversal em estudo.

V.2 - CORREÇÃO DO EFEITO DE ENDURECIMENTO DE FEIXE NO CÁLCULO DA POROSIDADE

Analisando a equação (V.4) podemos observar o seguinte :

$$\Phi = \frac{(CT_{RW} - CT_{RA})}{(CT_W - CT_{AR})} \quad (V.4)$$

Considerando que o denominador da equação é uma constante para todos os pixels; Que o efeito de endurecimento de feixe é mais pronunciado pela rocha saturada com a fase aquosa do que pela rocha saturada com o ar; Que este efeito se manifesta com maior magnitude nas extremidades laterais da rocha do que no centro e que o efeito desse endurecimento se traduz por um aumento aparente do número de CT's do voxel, podemos concluir que, para uma secção transversal de uma rocha de porosidade igualmente distribuída, o mapa de porosidades determinado pelo sistema mostrará um perfil com porosidades mais elevadas na extremidade do que no centro da secção. Como o efeito de endurecimento de feixe provocado pela rocha, isoladamente, é o mesmo para ambos os termos do numerador, tal efeito desaparece na subtração. Por conseguinte, essa deformação no perfil do mapa de porosidades será função dos efeitos provocados pelo ar e pela fase aquosa. As figuras (V.2.1) a (V.2.4) mostram o efeito de endurecimento de feixe provocado pelos fluidos utilizados neste trabalho, em uma célula de teste. Convém notar

que, quanto maior a concentração de iodeto de potássio, maior a magnitude do efeito.

Baseado nos resultados apresentados pela fotomicrografias da rocha, nos ensaios de pressão capilar por centrifugação e por injeção de mercúrio foi possível concluir que as amostras do arenito vosges eram constituídas por um sistema poroso com porosidade igualmente distribuída por toda a secção transversal. Isto significa que a imagem resultante deveria mostrar um patamar plano de porosidades ao invés de um perfil concavo como o que foi observado. O endurecimento do feixe de Raios-X foi o responsável por tal deformação de perfil. A metodologia utilizada para minimizar o efeito de tal fenômeno é mostrada a seguir:

- a- Dividiu-se por 23, o número de CT's de cada um dos pixels de cada uma das secções que compunham a amostra de rocha.
- b- Somou-se os respectivos pixels das 23 secções formando uma única imagem representativa da amostra, aqui denominada "imagem média".
- c- Extraiu-se do centro da imagem média, uma sub-imagem com diâmetro de 60 pixels, representativa da área da secção onde o efeito de endurecimento de feixe foi mínimo.
- d- Calculou-se a média quadrática dos valores de CT's dos pixels que compunham esta sub-imagem.
- e- Criou-se uma nova imagem onde cada pixel era formado pelo valor da divisão da média quadrática pelo número de CT's do respectivo pixel da imagem média, obtendo-se, como resultado, uma nova imagem aqui denominada "imagem bruta de correção".
- f- Através de rotinas do sistema KHOROS, foram realizadas rotações de 30°, 60°, 90°, 120°, 150°, 180°, 210°, 240°, 270°, 300°, 330° criando-se, então, 11 novas imagens.
- g- Dividiu-se por 12, o valor numérico de cada um dos pixels de cada uma dessas 11 novas imagens e também, da imagem bruta de correção.
- h- Os valores dos respectivos pixels dessas 12 imagens foram somados gerando a "imagem de rotação".

- i- Utilizando-se procedimentos de filtragem de dados do sistema KHOROS, essa imagem de rotação foi “suavizada”, gerando uma imagem parabólica convexa bem regular, aqui denominada “imagem de correção”.

Este procedimento foi executado para as imagens da rocha saturada com a fase aquosa gerando a “imagem de correção para a água” (icw#1 e icw#2) e para as imagens da rocha saturada com ar, gerando a “imagem de correção para o ar” (ica#1 e ica#2). A correção do efeito do endurecimento de feixe para as imagens dos fluidos de teste foi conduzida conforme as etapas:

- a- Extraíu-se da imagem do fluido na célula de teste, uma sub-imagem com diâmetro de 60 pixels, representativa da área da secção onde o efeito de endurecimento de feixe foi mínimo.
- b- Calculou-se a média quadrática dos valores de CT’s dos pixels que compunham esta sub-imagem. Este valor médio passou a representar a atenuação do fluido aos Raios-X.

Este procedimento foi realizado para a fase aquosa contendo 0.8 M de iodeto de potássio; Para a fase aquosa contendo 0.52 M de iodeto de potássio; Para o óleo e para o ar gerando, respectivamente, as seguintes constantes Ctw08, Ctw052, Ctoleo e Ctar.

Assim, o cálculo do perfil de porosidade da amostra #1 passou a ser realizado de acordo com a nova equação (V.7)

$$\Phi = \frac{(CT_{RW} * icw\#1 - CT_{RA} * ica\#1)}{(Ctw052 - Ctar)} \quad (V.7)$$

O cálculo do perfil de porosidade da amostra #2 passou a ser realizado de acordo com a nova equação (V.8)

$$\Phi = \frac{(CT_{RW} * icw\#2 - CT_{RA} * ica\#2)}{(Ctw08 - Ctar)} \quad (V.8)$$

EFEITO DE ENDURECIMENTO DE FEIXE

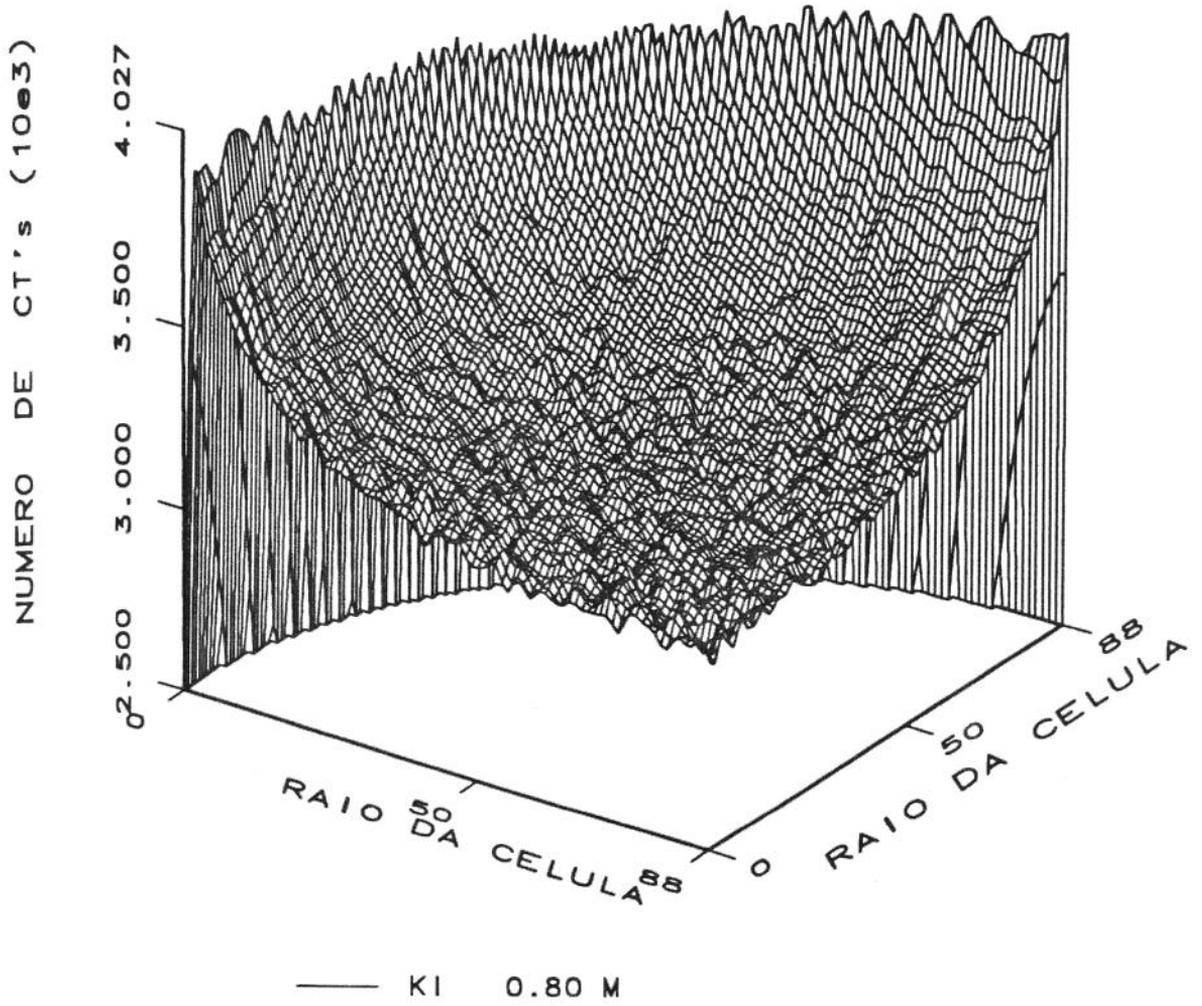


Fig.V.2.1- Efeito de endurecimento de feixe da solução de KI 0.80 M

EFEITO DE ENDURECIMENTO DE FEIXE

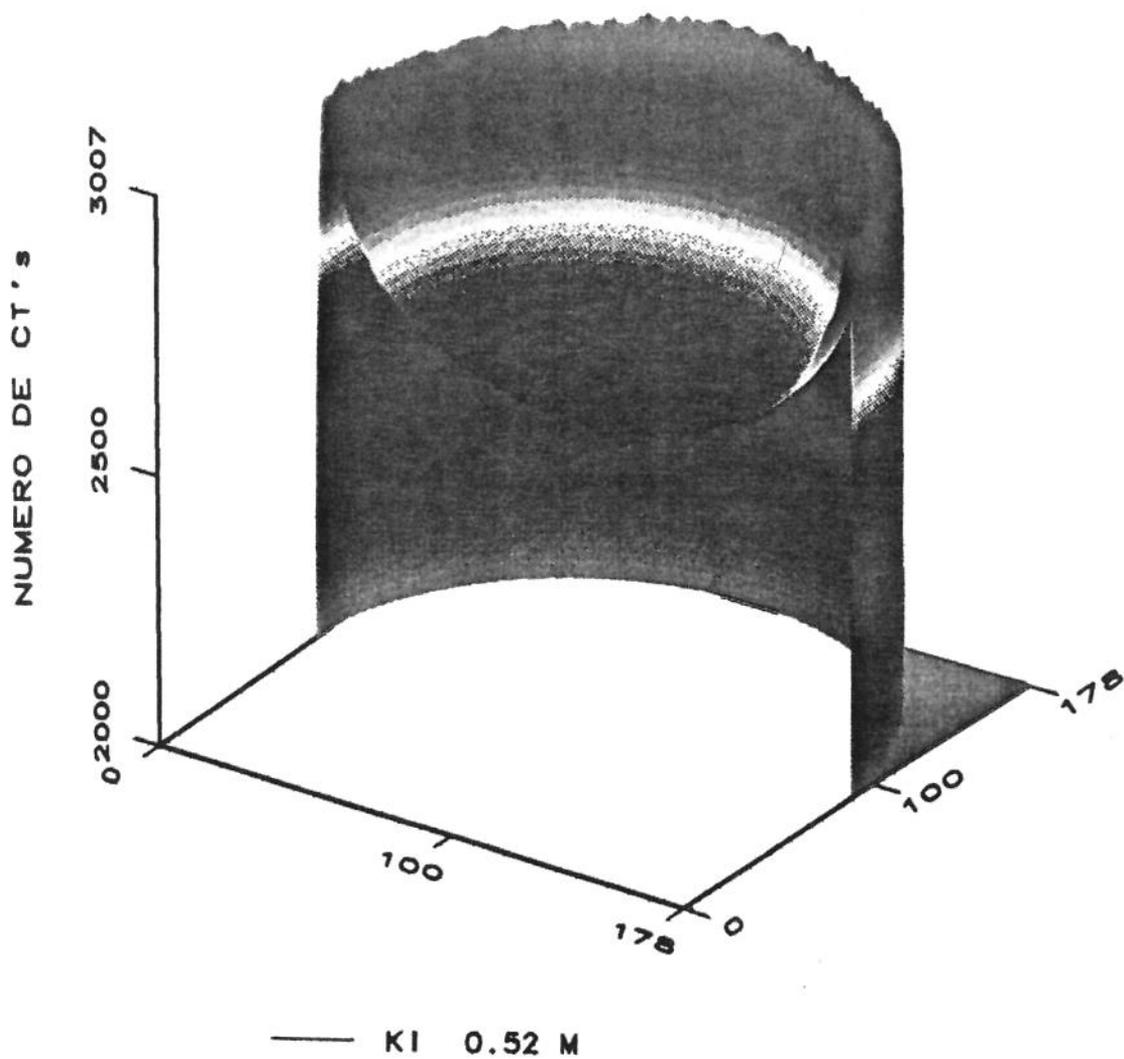


Fig.V.2.2- Efeito de endurecimento de feixe da solução de KI 0.52 M

EFEITO DE ENDURECIMENTO DE FEIXE

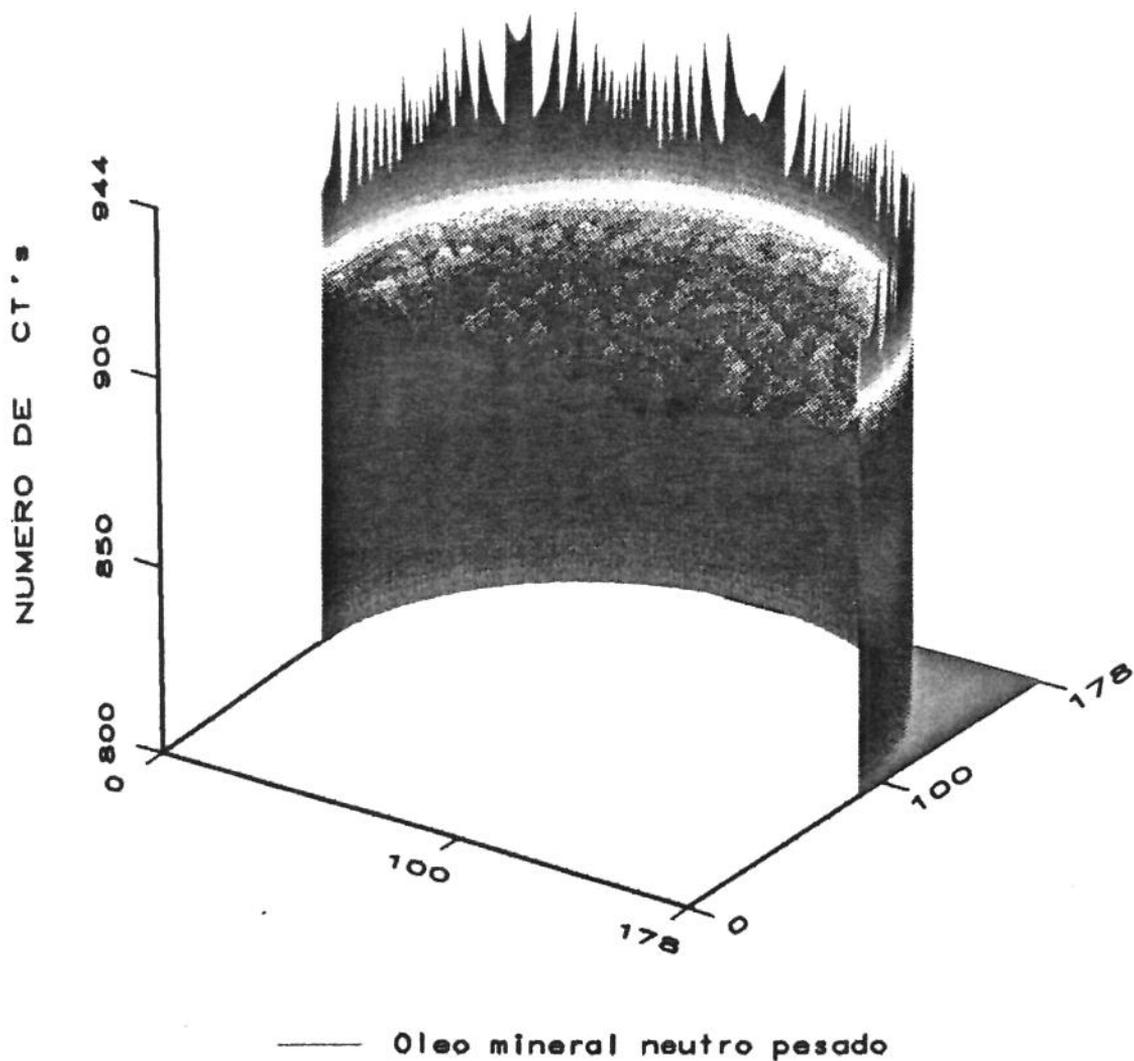


Fig.V.2.3- Efeito de endurecimento de feixe do óleo mineral neutro pesado

EFEITO DE ENDURECIMENTO DE FEIXE

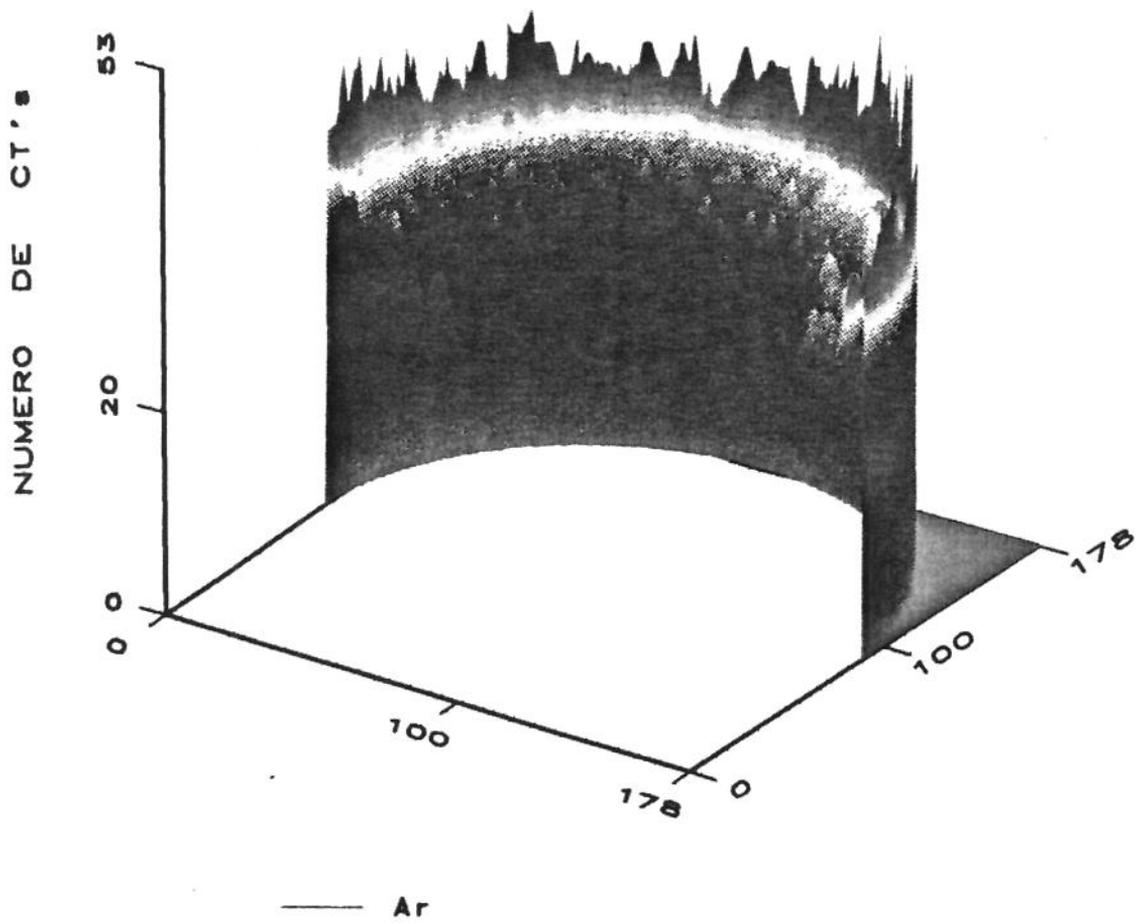
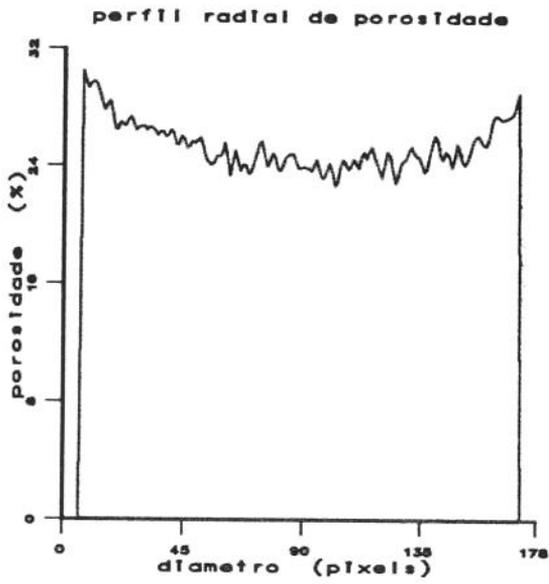
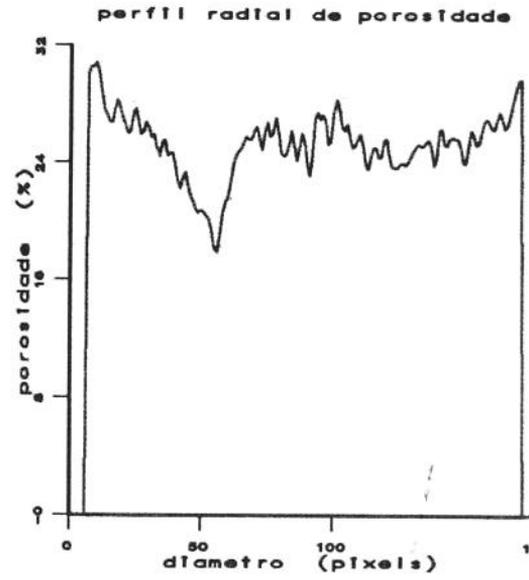


Fig.V.2.4- Efeito de endurecimento de feixe do ar

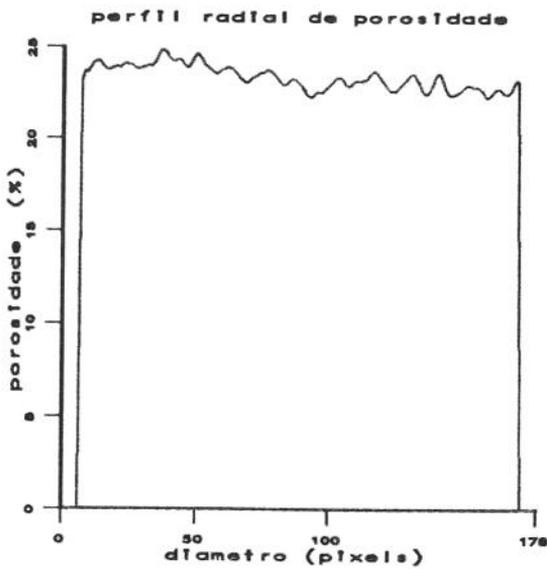


— vsges #2 - secção 9

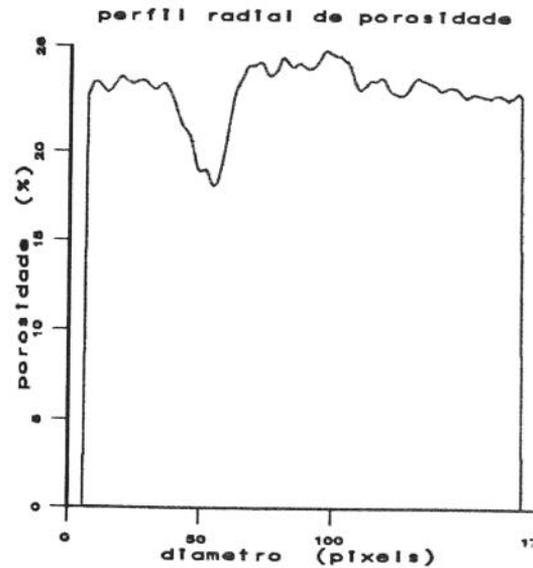


— vsges #2 - secção 20

Fig.V.2.5 - Perfil radial de porosidade das secções 9 e 20 da amostra2, sem a correção do efeito de endurecimento de feixe.



— vsges #2 - secção 9



— vsges #2 - secção 20

Fig.V.2.6- Perfil radial de porosidade das secções 9 e 20 da amostra 2, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

A figura (V.2.5) mostra o perfil de porosidade das secções 9 e 20 da amostra #2 sem a correção do efeito de endurecimento de feixe enquanto que, a figura (V.2.6) mostra o perfil de porosidade dessas mesmas secções após a correção desse fenômeno.

A introdução da metodologia de correção do efeito de endurecimento de feixe melhorou a performance do sistema KHOROS na determinação do mapa de porosidades de uma amostra de rocha. A figura (V.2.7) mostra o perfil longitudinal de porosidade média das secções transversais das amostras #1 e #2 do arenito Vosges utilizadas neste trabalho.

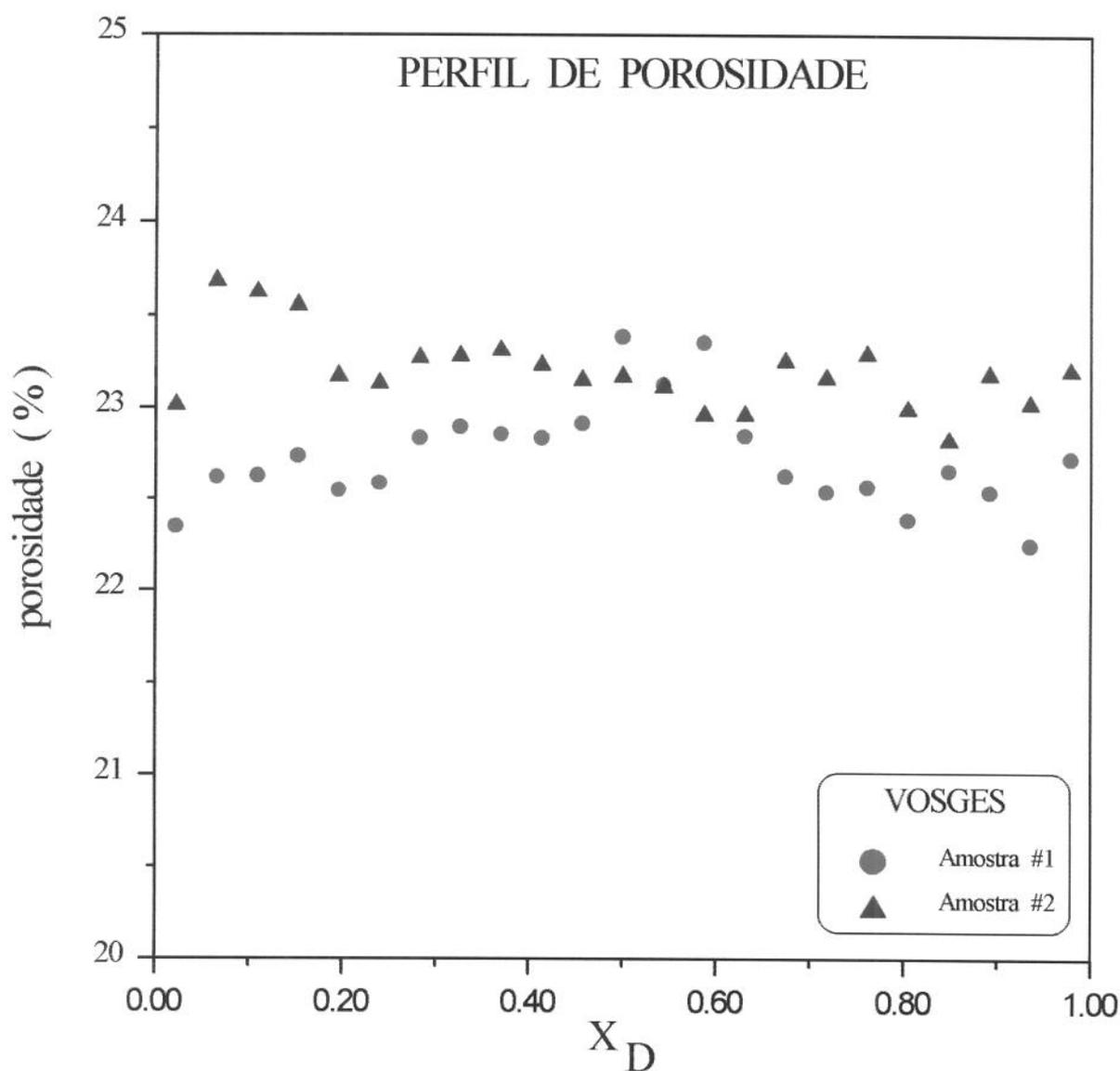


Fig. V.2.7 - Perfil longitudinal de porosidade média das secções transversais das amostras.

Embora as imagens tomográficas tenham sido normalizadas para uma matriz de 179 x 179 pixels, os valores de CT's dos pixels das extremidades não eram representativos. Em consequência, os valores de porosidade dos pixels situados no anel externo da imagem da amostra com espessura de 3 pixels, em média, ficaram extremamente díspares. Assim, extraiu-se da imagem original de 179 x 179 pixels do mapa de porosidades, uma sub-imagem com diâmetro de 171 pixels onde tais disparidades não eram mais observadas. Esses mapas de porosidade com diâmetro de 171 pixels podem ser observados pelas figuras (VII.3.1) a (VII.3.4).

A tabela V.2.1 apresenta valores comparativos das porosidades médias obtidas pelo método petrofísico convencional e pelo método tomográfico.

Tabela V.2.1

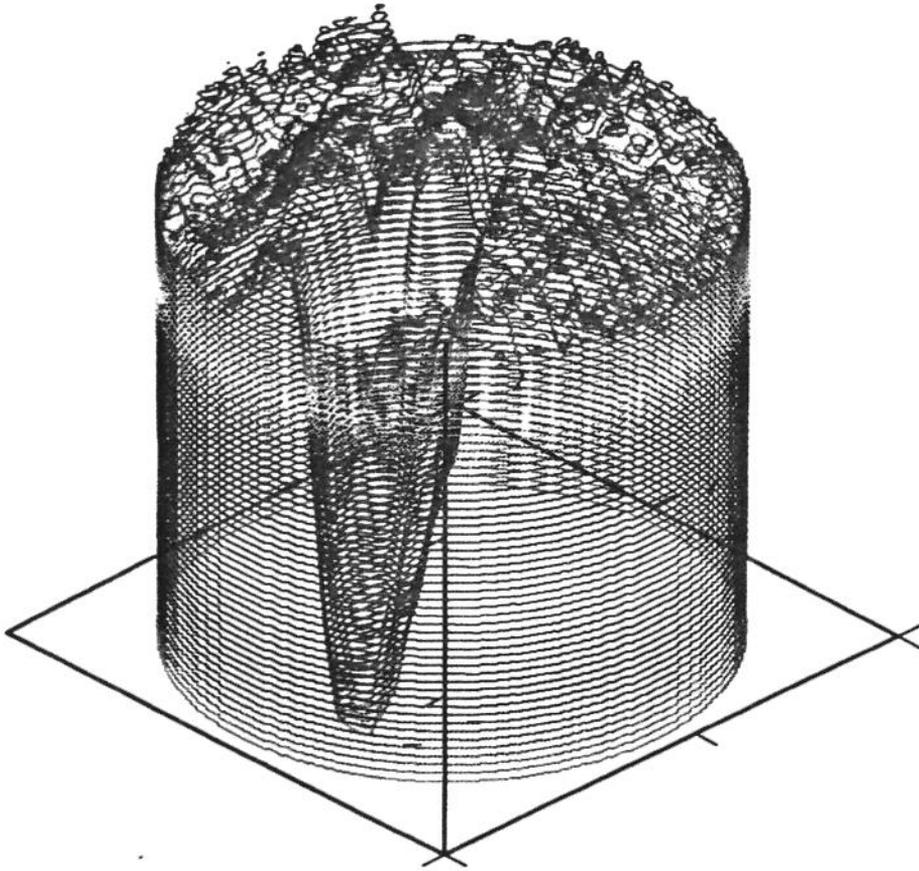
Comparação de valores de porosidade média dados por petrofísica e por tomografia

POROSIDADE MÉDIA				
AMOSTRA	PETROFÍSICA	TOMOGRAFIA SEM CORREÇÃO	TOMOGRAFIA COM CORREÇÃO	DIFERENÇA
VOSGES #1	22.71	24.39	22.73	+ 0.09 %
VOSGES #2	22.99	24.95	23.22	+ 1.00 %

O método tomográfico mostrou virtudes na identificação de variações de porosidade em um sistema poroso como mostra as figuras (V.2.8) a (V.2.10) onde são observadas regiões de baixa porosidade nas secções 19 e 20 da amostra #2.

Imagens de diversos perfis de porosidade das amostras #1 e #2, com correção do efeito de endurecimento de feixe, são apresentadas no Anexo II deste trabalho.

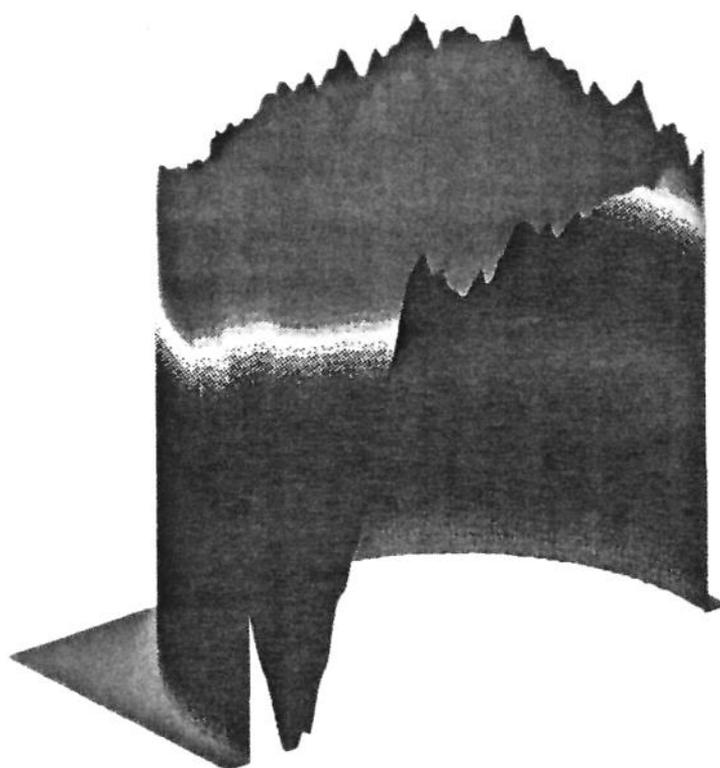
PERFIL POROSIDADE



— VOSGES #2 -S19

Fig.V.2.8- Perfil radial corrigido de porosidade da secção 19 da amostra 2

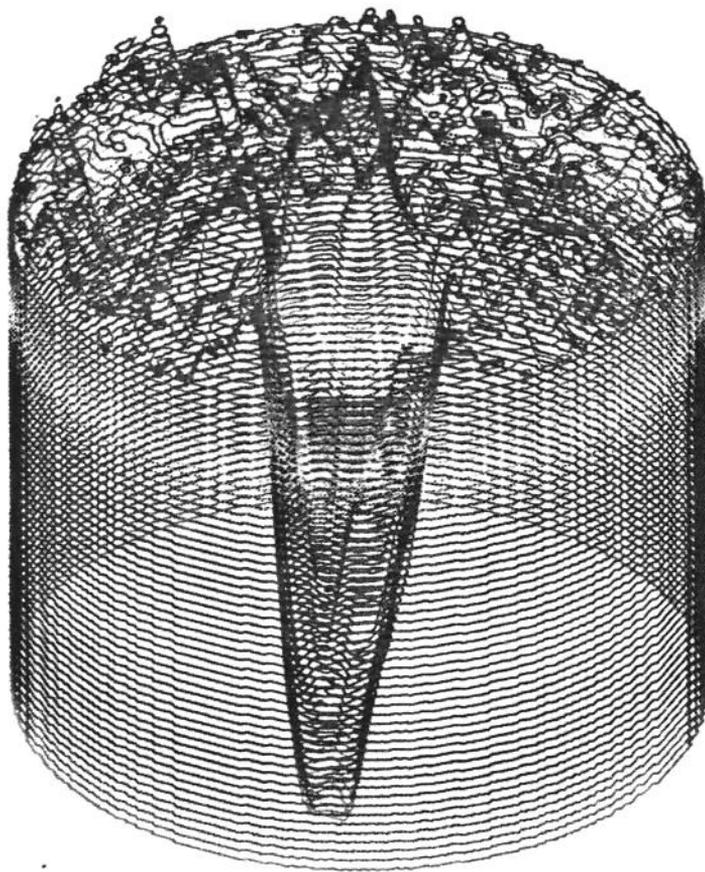
PERFIL DE POROSIDADE



— VOSGES #2 - S19

Fig.V.2.9- Corte longitudinal do perfil radial de porosidade da secção 19 da amostra 2, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

PERFIL DE POROSIDADE



— VOSGES #2 - S20

Fig.V.2.10- Perfil radial corrigido de porosidade da secção 20 da amostra 2

V.3 - DETERMINAÇÃO DE SATURAÇÃO DE FLUIDOS POR TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA

O cálculo de saturações de fluidos contidos em um meio poroso, utilizando-se dados de imagens tomográficas, pode ser realizado através de duas metodologias distintas. Tais métodos requerem a existência de contraste suficiente entre os dois fluidos que estejam saturando o meio poroso e que, o componente de atenuação linear devido à rocha matriz, seja independente dos fluidos que ocupam o espaço poroso.

V.3.1 - SISTEMA BIFÁSICO

Em um meio poroso contendo dois fluidos, as saturações dos fluidos de cada elemento de volume, em um determinado instante, podem ser calculadas utilizando-se os seguintes métodos :

a) Método 1

$$S_1 + S_2 = 1 \quad (V.9)$$

$$\Psi_M(1 - \Phi) + \Psi_1 \Phi = \Psi_{R1} \quad (V.10)$$

$$\Psi_M(1 - \Phi) + (\Psi_1 S_1 + \Psi_2 S_2) \Phi = \Psi_{R12} \quad (V.11)$$

Onde: Ψ_{R1} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 1.

Ψ_{R12} = Coeficiente de atenuação linear da rocha saturada com os fluidos 1 e 2.

Ψ_1 = Coeficiente de atenuação linear dos fluidos 1.

Ψ_2 = Coeficiente de atenuação linear dos fluidos 2.

Ψ_M = Coeficiente de atenuação linear da rocha matriz.

Φ = Porosidade da amostra de rocha.

S_1, S_2 = Saturações dos fluidos 1 e 2, respectivamente.

A manipulação algébrica das equações (V.9), (V.10) e (V.11) nos permite escrever :

$$S_2 = \frac{(\Psi_{R1} - \Psi_{R12})}{\Phi (\Psi_1 - \Psi_2)} \quad (V.12)$$

Ou, em unidades Hounsfield :

$$S_2 = \frac{(CT_{R1} - CT_{R12})}{\Phi (CT_1 - CT_2)} \quad (V.13)$$

Onde: CT_{R1} = Número Hounsfield do voxel de rocha completamente saturada com o fluido 1.

CT_{R12} = Número Hounsfield do voxel de rocha saturada com os fluidos 1 e 2.

CT_1 = Número Hounsfield do voxel de fluido 1.

CT_2 = Número Hounsfield do voxel de fluido 2.

Φ = Porosidade da amostra de rocha.

S_2 = Saturação do fluido 2.

Assim, para a determinação das saturações de fluidos em um meio poroso, em um determinado instante, é necessário que se conheça o número Hounsfield de cada um dos fluidos envolvidos, da rocha completamente saturada com o fluido 1 e da rocha saturada com os fluidos 1 e 2 no exato instante considerado. Os valores Hounsfield dos fluidos 1 e 2 podem ser obtidos através de tomografias dos fluidos 1 e 2, isoladamente, em uma célula de teste.

b) Método 2

$$S_1 + S_2 = 1 \quad (V.14)$$

$$\Psi_{R1} S_1 + \Psi_{R2} S_2 = \Psi_{R12} \quad (V.15)$$

Onde: Ψ_{R1} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 1.

Ψ_{R12} = Coeficiente de atenuação linear da rocha saturada com os fluidos 1 e 2.

Ψ_{R2} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 2.

S_1, S_2 = Saturações dos fluidos 1 e 2, respectivamente.

A manipulação algébrica das equações (V.14) e (V.15) nos permite escrever :

$$S_2 = \frac{(\Psi_{R1} - \Psi_{R12})}{(\Psi_{R1} - \Psi_{R2})} \quad (V.16)$$

Ou, em unidades Hounsfield :

$$S_2 = \frac{(CT_{R1} - CT_{R12})}{(CT_{R1} - CT_{R2})} \quad (V.17)$$

Onde: CT_{R1} = Número Hounsfield do voxel de rocha completamente saturada com o fluido 1.

CT_{R12} = Número Hounsfield do voxel de rocha saturada com os fluidos 1 e 2.

CT_{R1} = Número Hounsfield do voxel de fluido 1.

CT_{R2} = Número Hounsfield do voxel de fluido 2.

S_2 = Saturação do fluido 2.

Assim, para a determinação das saturações de fluidos em um meio poroso, em um determinado instante, é necessário que se conheça o número Hounsfield da rocha completamente saturada com cada um dos fluidos e da rocha saturada com os dois fluidos no exato instante considerado.

V.3.2 - SISTEMA TRIFÁSICO

Em um meio poroso contendo três fluidos, as saturações dos fluidos de cada elemento de volume, em um determinado instante, podem ser calculadas utilizando-se os métodos 1 e 2, descritos anteriormente, sendo necessário, contudo, a introdução de uma terceira equação adicional linearmente independente das duas demais, de modo a compor um sistema de três equações e três incógnitas.

Para se obter a terceira equação, faz-se necessário a tomografia da amostra em dois níveis distintos de energia obtendo-se duas imagens específicas sendo uma em função da densidade e outra em função do número atômico dos componentes da amostra. Desse modo obtemos o seguinte conjunto de equações linearmente independentes.

a) Método 1

$$S_1 + S_2 + S_3 = 1 \quad (V.18)$$

$$[\Psi_M(1 - \Phi) + \Psi_1 \Phi = \Psi_{R1}]_{E1} \quad (V.19)$$

$$[\Psi_M(1 - \Phi) + \Psi_1 \Phi = \Psi_{R1}]_{E2} \quad (V.20)$$

$$[\Psi_M(1 - \Phi) + (\Psi_1 S_1 + \Psi_2 S_2 + \Psi_3 S_3) \Phi = \Psi_{R123}]_{E1} \quad (V.21)$$

$$[\Psi_M(1 - \Phi) + (\Psi_1 S_1 + \Psi_2 S_2 + \Psi_3 S_3) \Phi = \Psi_{R123}]_{E2} \quad (V.22)$$

- Onde: Ψ_{R1} = Coeficiente de atenuação linear da rocha saturada com o fluido 1.
 Ψ_{R123} = Coeficiente de atenuação linear da rocha saturada com os fluidos 1, 2 e 3.
 Ψ_1, Ψ_2, Ψ_3 = Coeficiente de atenuação linear dos fluidos 1, 2 e 3, respectivamente.
 Ψ_M = Coeficiente de atenuação linear da rocha matriz.
 Φ = Porosidade da amostra de rocha.
 S_1, S_2, S_3 = Saturações dos fluidos 1, 2 e 3, respectivamente.
 E_1, E_2 = Níveis de energia utilizados.

A manipulação algébrica das equações (V.18) a (V.22) nos permite escrever :

$$S_1 = \frac{([\Psi_{R123} - \Psi_{R3}]_{E1} [\Psi_2 - \Psi_3]_{E2}) - ([\Psi_{R123} - \Psi_{R3}]_{E2} [\Psi_2 - \Psi_3]_{E1})}{\Phi ([\Psi_2 - \Psi_3]_{E2} [\Psi_1 - \Psi_3]_{E1} - [\Psi_2 - \Psi_3]_{E1} [\Psi_1 - \Psi_3]_{E2})} \quad (V.23)$$

$$S_2 = \frac{([\Psi_{R123} - \Psi_{R3}]_{E_2} [\Psi_1 - \Psi_3]_{E_1}) - ([\Psi_{R123} - \Psi_{R3}]_{E_1} [\Psi_1 - \Psi_3]_{E_2})}{\Phi ([\Psi_2 - \Psi_3]_{E_2} [\Psi_1 - \Psi_3]_{E_1} - [\Psi_2 - \Psi_3]_{E_1} [\Psi_1 - \Psi_3]_{E_2})} \quad (V.24)$$

Ou, em unidades Hounsfield :

$$S_1 = \frac{([CT_{R123} - CT_{R3}]_{E_1} [CT_2 - CT_3]_{E_2}) - ([CT_{R123} - CT_{R3}]_{E_2} [CT_2 - CT_3]_{E_1})}{\Phi ([CT_2 - CT_3]_{E_2} [CT_1 - CT_3]_{E_1} - [CT_2 - CT_3]_{E_1} [CT_1 - CT_3]_{E_2})} \quad (V.25)$$

$$S_2 = \frac{([CT_{R123} - CT_{R3}]_{E_2} [CT_1 - CT_3]_{E_1}) - ([CT_{R123} - CT_{R3}]_{E_1} [CT_1 - CT_3]_{E_2})}{\Phi ([CT_2 - CT_3]_{E_2} [CT_1 - CT_3]_{E_1} - [CT_2 - CT_3]_{E_1} [CT_1 - CT_3]_{E_2})} \quad (V.26)$$

$$S_3 = 1 - S_2 - S_1 \quad (V.27)$$

O sistema apresenta cinco equações e cinco incógnitas ($[CT_M]_{E1}$, $[CT_M]_{E2}$, S_1 , S_2 , S_3). Os coeficientes de atenuação linear dos fluidos envolvidos (1,2 e 3) são determinados em tomografias independentes de cada um, isoladamente em uma célula de teste, nos dois níveis de energia.

b) Método 2

$$S_1 + S_2 + S_3 = 1 \quad (V.28)$$

$$[\Psi_{R1} S_1 + \Psi_{R2} S_2 + \Psi_{R3} S_3 = \Psi_{R123}]_{E1} \quad (V.29)$$

$$[\Psi_{R1} S_1 + \Psi_{R2} S_2 + \Psi_{R3} S_3 = \Psi_{R123}]_{E2} \quad (V.30)$$

Onde: Ψ_{R1} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 1.

- Ψ_{R2} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 2.
 Ψ_{R3} = Coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 3.
 S_1, S_2, S_3 = Saturações dos fluidos 1, 2 e 3, respectivamente.

A manipulação algébrica das equações (V.28) a (V.30) nos permite escrever :

$$S_1 = \frac{\{[\Psi_{R123} - \Psi_{R3}]_{E_1} [\Psi_{R2} - \Psi_{R3}]_{E_2}\} - \{[\Psi_{R123} - \Psi_{R3}]_{E_2} [\Psi_{R2} - \Psi_{R3}]_{E_1}\}}{\{[\Psi_{R2} - \Psi_{R3}]_{E_2} [\Psi_{R1} - \Psi_{R3}]_{E_1} - [\Psi_{R2} - \Psi_{R3}]_{E_1} [\Psi_{R1} - \Psi_{R3}]_{E_2}\}} \quad (V.31)$$

$$S_2 = \frac{\{[\Psi_{R123} - \Psi_{R3}]_{E_2} [\Psi_{R1} - \Psi_{R3}]_{E_1}\} - \{[\Psi_{R123} - \Psi_{R3}]_{E_1} [\Psi_{R1} - \Psi_{R3}]_{E_2}\}}{\{[\Psi_{R2} - \Psi_{R3}]_{E_2} [\Psi_{R1} - \Psi_{R3}]_{E_1} - [\Psi_{R2} - \Psi_{R3}]_{E_1} [\Psi_{R1} - \Psi_{R3}]_{E_2}\}} \quad (V.32)$$

Ou, em unidades Hounsfield :

$$S_1 = \frac{\{[CT_{R123} - CT_{R3}]_{E_1} [CT_{R2} - CT_{R3}]_{E_2}\} - \{[CT_{R123} - CT_{R3}]_{E_2} [CT_{R2} - CT_{R3}]_{E_1}\}}{\{[CT_{R2} - CT_{R3}]_{E_2} [CT_{R1} - CT_{R3}]_{E_1} - [CT_{R2} - CT_{R3}]_{E_1} [CT_{R1} - CT_{R3}]_{E_2}\}} \quad (V.33)$$

$$S_2 = \frac{\{[CT_{R123} - CT_{R3}]_{E_2} [CT_{R1} - CT_{R3}]_{E_1}\} - \{[CT_{R123} - CT_{R3}]_{E_1} [CT_{R1} - CT_{R3}]_{E_2}\}}{\{[CT_{R2} - CT_{R3}]_{E_2} [CT_{R1} - CT_{R3}]_{E_1} - [CT_{R2} - CT_{R3}]_{E_1} [CT_{R1} - CT_{R3}]_{E_2}\}} \quad (V.34)$$

$$S_3 = 1 - S_2 - S_1 \quad (V.35)$$

Neste caso, são necessárias tomografias da amostra de rocha completamente saturada com cada um dos três fluidos, isoladamente, nos dois níveis de energia, obtendo-se assim, o valor das variáveis $[\Psi_{R1}, \Psi_{R2}, \Psi_{R2}]_{E1}$ e $[\Psi_{R1}, \Psi_{R2}, \Psi_{R2}]_{E2}$. São necessárias, também, as tomografias da amostra saturada com os três fluidos nos dois níveis de energia para se obter, dessa forma, o valor numérico das variáveis $[\Psi_{R123}]_{E1}$ e $[\Psi_{R123}]_{E2}$.

Apesar das equações utilizadas nos dois métodos parecerem similares, há diferenças nas hipóteses assumidas em cada caso. No método 1, admite-se que as tomografias independentes dos fluidos tomografados na células de teste, por exemplo, sejam representativos dos fluidos distribuídos no meio poroso. Esta hipótese pode induzir a erros principalmente quando se utiliza dopantes para aumentar o contraste entre os fluidos. Além disso, neste método, é necessária a determinação da porosidade da amostra antes do cálculo das saturações dos fluidos.

No método 2 utilizam-se, somente, tomografias do meio poroso saturado com cada um dos fluidos e com todos os fluidos conforme podemos observar nas equações (V.15) e (V.29) para o sistema bifásico e trifásico, respectivamente. Neste caso, qualquer efeito de endurecimento do feixe é comum a todas as tomografias usadas para o cálculo da saturação e, na subtração das imagens, os efeitos se cancelam. Este método, no entanto, admite que seja possível obter tomografias do meio poroso completamente saturado com cada um dos fluidos. Para que isso seja possível, é necessário a limpeza e a ressaturação da amostra com os outros fluidos o que pode alterar as propriedades permo-porosas da rocha.

A alternativa proposta por Vinegar e Wellington para um sistema bifásico se baseia na obtenção de uma imagem da amostra totalmente saturada com óleo a partir de uma imagem com saturação de óleo conhecida, que poderia ser a imagem da amostra na saturação de óleo inicial (Figura V.3.1).

$$\text{Assim temos : } S_{oi} = \frac{CT_{Roi} - CT_{Rw}}{CT_{Ro} - CT_{Rw}} \quad (V.36)$$

$$\text{Portanto : } CT_{Ro} = \frac{CT_{Roi} - CT_{Rw}}{S_{oi}} + CT_{Rw} \quad (V.37)$$

Onde: CT_{Roi} = Número Hounsfield para a amostra na saturação de óleo inicial e água residual.

- CT_{Ro} = Número Hounsfield para a amostra completamente saturada com óleo.
- CT_{Rw} = Número Hounsfield para a amostra completamente saturada com água.
- S_{oi} = Saturação de óleo inicial na amostra de rocha.

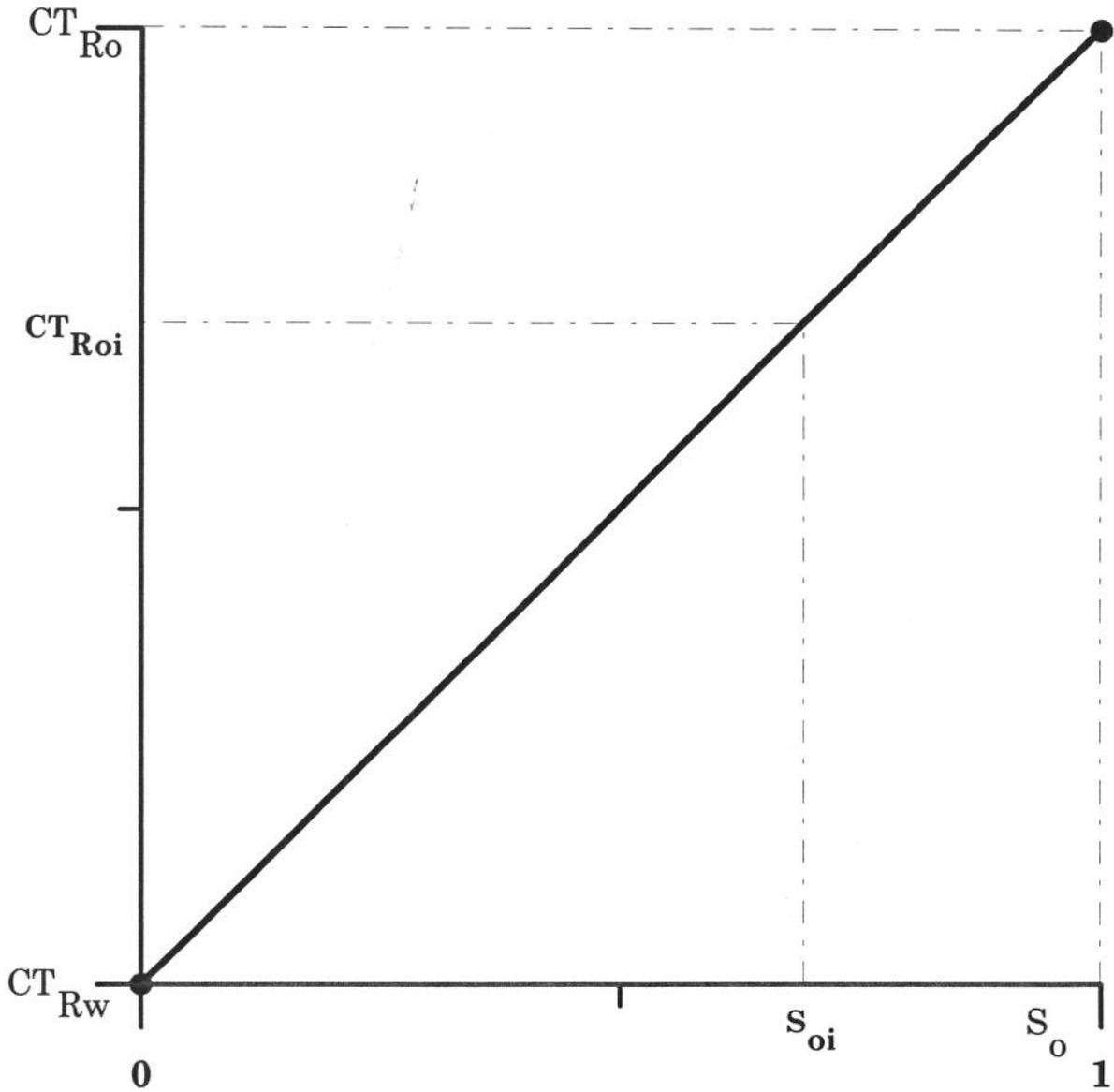


Fig. V.3.1 - Método gráfico para determinação de CT_{Ro} .

Essa alternativa pressupõe que a saturação inicial de óleo na amostra seja homogênea, o que pode não ser verdadeiro. Para fluxo trifásico, são

necessárias tomografias da rocha completamente saturada com os três fluidos nos dois níveis de energia.

Neste trabalho, a determinação do perfil de saturações da rocha foi conduzida de acordo com o método 1 e o cálculo da porosidade efetuado de acordo com a equação (V.13).

$$S_o = \frac{(CT_{RW} - CT_{ROW})}{\Phi (CT_w - CT_o)} \quad (V.13)$$

Onde: CT_{RW} = Número Hounsfield do voxel de rocha completamente saturada com a fase aquosa.

CT_{ROW} = Número Hounsfield do voxel de rocha saturada com a fase aquosa e com o óleo.

CT_o = Número Hounsfield de um voxel com a fase aquosa, somente.

CT_w = Número Hounsfield de um voxel com o óleo, somente.

Φ = Porosidade do voxel de amostra de rocha.

S_o = Saturação de óleo no voxel.

Durante a injeção de água na rocha saturada com óleo @ Swc, foram tomadas diversas imagem sequenciais da rocha saturada com água e óleo, buscando-se acompanhar a frente de avanço das digitações viscosas ao longo da amostra. Dessa forma, foram obtidos os mapas dos valores de CT_{ROW} dos voxels das secções transversais da rocha.

A obtenção dos mapas dos valores de CT_{RW} e dos mapas de porosidade dos voxels das secções transversais da rocha já foram vistos, em detalhes, na seção V.1 deste capítulo.

Os valores de CT_w e CT_o foram obtidos pela tomografia de uma célula de teste cheia com a fase aquosa e com o óleo respectivamente.

A determinação do mapa de saturações de uma dada secção foi realizada, pixel a pixel, pelo sistema KHOROS, sendo dados, como entradas do sistema, os seguintes arquivos :

- Imagem tomográfica da secção totalmente saturada com a fase aquosa.
- Imagem da secção saturada com a fase óleo e com a fase aquosa.

- Os valores de CT_w e CT_o . Como estes valores são funções exclusivas da fase aquosa e do ar, respectivamente, o valor obtido da subtração ($CT_w - CT_o$) no denominador da equação (V.13) é, pois, o mesmo para todos os píxels da imagem.

Sendo as imagens tomográficas formadas por matrizes de 179 x 179 píxels com valores de CT dos voxels da secção em estudo, o sistema Khoros executou o cálculo da saturação de óleo de cada voxel da seguinte forma :

- Entrada dos valores de CT_{RW} dos píxels da imagem da rocha saturada com a fase aquosa.
- Entrada dos valores de CT_{ROW} dos respectivos píxels da imagem da rocha saturada com o óleo e a fase aquosa.
- Cálculo da subtração ($CT_{RW} - CT_{ROW}$).
- Entrada do valor constante de $CT_w - CT_o$
- Entrada do mapa de porosidades da secção.
- Cálculo da divisão $(CT_{RW} - CT_{ROW}) / (\Phi * (CT_w - CT_o))$.
- Atribuição deste valor ao respectivo píxel de uma nova imagem representativa da saturação da secção.

Assim, a saída do sistema consistia de uma nova imagem representativa do mapa de saturações da secção transversal em estudo.

V.4 - CORREÇÃO DO EFEITO DE ENDURECIMENTO DE FEIXE NO CÁLCULO DE SATURAÇÕES DE FLUIDOS.

Analisando a equação (V.13) podemos observar o seguinte :

$$S_o = \frac{(CT_{RW} - CT_{ROW})}{\Phi (CT_w - CT_o)} \quad (V.13)$$

Considerando os fatores relativos ao efeito de endurecimento de feixe já apresentados no início da seção V.2 deste capítulo, podemos igualmente concluir que, para uma seção transversal de uma rocha de porosidades e saturações igualmente distribuídas, o mapa de saturações determinado pelo sistema mostrará um perfil com saturações de óleo mais elevadas na extremidade do que no centro da seção. Como o efeito de endurecimento de feixe provocado pela rocha, isoladamente, é o mesmo para ambos os termos do numerador, tal efeito desaparece na subtração. Por conseguinte, essa deformação no perfil do mapa de saturações será função dos efeitos provocados pelo óleo e pela fase aquosa.

Baseado nas imagens tomográficas da rocha saturada por óleo @ Swc podemos observar um mosaico de saturações igualmente distribuídas por toda a seção transversal. Isto significa que a imagem resultante deveria mostrar um patamar plano de saturações de óleo ao invés de um perfil concavo como o que foi observado. O efeito de endurecimento do feixe de Raios-X é o responsável por tal deformação de perfil.

A concavidade dos perfis de porosidade e de saturações são igualmente devidos ao mesmo efeito. *Et mutatis mutandis similis conservantis*, a metodologia utilizada para minimizar o efeito de tal fenômeno no cálculo de saturações foi, portanto, semelhante à empregada na correção do efeito de endurecimento de feixe no cálculo da porosidade :

- a- Dividiu-se por 23, o número de CT's de cada um dos pixels de cada uma das imagens das seções que compunham a amostra de rocha saturada com óleo @ Swc.
- b- Somou-se os respectivos pixels dessas 23 seções formando uma única imagem representativa da amostra, aqui denominada "imagem média".
- c- Extraiu-se da imagem média, uma sub-imagem com diâmetro de 60 pixels, representativa da área da seção onde o efeito de endurecimento de feixe foi mínimo.
- d- Calculou-se a média quadrática dos valores de CT's dos pixels que compunham esta sub-imagem.
- e- Criou-se uma nova imagem onde cada pixel era formado pelo valor da divisão da média quadrática pelo número de CT's do respectivo pixel da imagem média, obtendo-se, como resultado, uma nova imagem aqui denominada "imagem bruta de correção".

- f- Através de rotinas do sistema KHOROS, foram realizadas rotações de 30°, 60°, 90°, 120°, 150°, 180°, 210°, 240°, 270°, 300°, 330° criando-se, então, 11 novas imagens.
- g- Dividiu-se por 12, o valor numérico de cada um dos pixels de cada uma dessas 11 novas imagens e também, da imagem bruta de correção.
- h- Os valores dos respectivos pixels dessas 12 imagens foram somados gerando a “imagem de rotação”.
- i- Utilizando-se procedimentos de filtragem de dados do sistema KHOROS, essa imagem de rotação foi “suavizada”, gerando uma imagem parabólica convexa bem regular, aqui denominada “imagem de correção”.

Este procedimento foi executado para as 4 imagens da amostra #1 e para as 4 imagens da amostra #2 saturadas com óleo @ Swc gerando as “imagem de correção óleo-água” (icow’s) .

As imagens de correção para rocha saturada com a fase aquosa e para os fluidos isoladamente, foram obtidas conforme visto anteriormente na seção V.2 deste capítulo.

Assim, o cálculo do perfil de saturação de óleo da amostra #1 passou a ser realizado de acordo com a nova equação (V.38)

$$S_o = \frac{(CT_{RW} * icw\#1 - CT_{ROW} * icow\#1)}{\Phi * (C_{tw052} - C_{toleo})} \quad (V.38)$$

O cálculo do perfil de saturação de óleo da amostra #2 passou a ser realizado de acordo com a nova equação (V.39)

$$S_o = \frac{(CT_{RW} * icw\#2 - CT_{ROW} * icow\#2)}{\Phi * (C_{tw08} - C_{toleo})} \quad (V.39)$$

Devido às disparidades dos valores de CT’s da extremidade das imagens, foram consideradas para cálculo de saturações, apenas a sub-imagem central com diâmetro de 171 pixels, onde tais discrepâncias de

valores não eram mais observadas, da mesma forma como foi realizado para determinação do mapa de porosidades. Dessa forma, todos os perfis de porosidade e de saturação de fluidos apresentados neste trabalho retratam a região central da imagem original, com diâmetro de 171 pixels, com valores representativos da propriedade em questão.

O método de correção do efeito de endurecimento de feixe foi satisfatório para a determinação da saturação de água conata no sistema poroso. Entretanto, a medida que a fase aquosa desloca o óleo na amostra, os voxels da rocha passam a ter uma saturação maior de fase aquosa que provoca um efeito de endurecimento de feixe bem mais pronunciado que o óleo. Assim, o valor de CT_{ROW} nas equações V.38 e V.39, passa a ter um valor mais afetado pelo endurecimento de feixe do que anteriormente. A medida que um volume maior de água é injetado na amostra, maior também é o efeito de endurecimento de feixe no valor dessa variável. Como a imagem de correção óleo-água (icow) foi desenvolvida a partir de imagens da rocha saturada com óleo @ Swc, a medida que a fase aquosa invade a amostra, menor é a correção no termo ($CT_{ROW} * icow$) que passa a apresentar um valor maior do que o valor real. Assim, quanto maior for a saturação da fase aquosa no voxel, maior será a defasagem entre o valor apresentado pelo termo ($CT_{ROW} * icow$) e o seu valor real. Isto implica na diminuição do valor calculado de saturação de óleo no voxel em relação ao valor real.

Uma comparação entre os valores de saturação de água inata determinados pelo método de balanço de massa e pelo método tomográfico são apresentados na tabela V.4.1.

tabela V.4.1
Saturação de água inata

SATURAÇÃO DE ÁGUA INATA NO MEIO POROSO				
AMOSTRA	TESTE	Swc (%) BALANÇO	Swc (%) TOMOGRAFIA	DIFERENÇA (%)
Vosges #1	# 1	21.32	23.00	+ 7.93
	# 2	18.03 (+)	20.80	+ 15.4
	# 3	17.50	16.90	- 0.34
	# 4	17.40	16.60	- 0.46
Vosges #2	# 1	17.10	16.90	- 1.17
	# 2	(*)	17.40	-
	# 3	(*)	14.60	-
	# 4	(*)	13.50	-

- (*) Em virtude da metodologia de reconstituição do perfil de saturações da amostra #2, não foi possível o cálculo da saturação de água inata pelo balanço de massa.
- (+) Em virtudes de falhas no equipamento de vácuo durante a saturação do meio poroso, a exatidão do valor de Swc calculado por balanço de massa ficou comprometida.

A tabela V.4.2 apresenta os valores de saturação de água no meio poroso, determinados pelo método de balanço de massa e pelo método tomográfico, no momento da erupção de água na face de saída.

tabela V.4.2
Saturação de água na erupção da fase aquosa na face de saída

SATURAÇÃO DE ÁGUA NA ERUPÇÃO NA FACE DE SAÍDA				
AMOSTRA	TESTE	Sw (%) BALANÇO	Swc (%) TOMOGRAFIA	DIFERENÇA (%)
Vosges #1	# 1	34.9	39.2	+ 12.3
	# 2	27.9	36.0	+ 29.0
	# 3	25.8	34.4	+ 33.3
	# 4	27.1	34.1	+ 25.8
Vosges #2	# 1	28.5	36.7	+ 28.8
	# 2	27.6	35.5	+ 28.6
	# 3	26.0	30.9	+ 18.9
	# 4	26.2	32.8	+ 25.2

As figuras (V.4.1) e (V.4.2) mostram perfis longitudinais de saturação média de óleo nas secções da amostra # 1 e da amostra #2, respectivamente, com correção do efeito de endurecimento de feixe, em diversos tempos durante a segunda injeção de água em ambas as amostras. Os perfis longitudinais de saturação média de óleo de todos os testes de deslocamento de óleo por água, tanto da amostra #1 quanto da amostra #2, são mostrados no Anexo III deste trabalho.

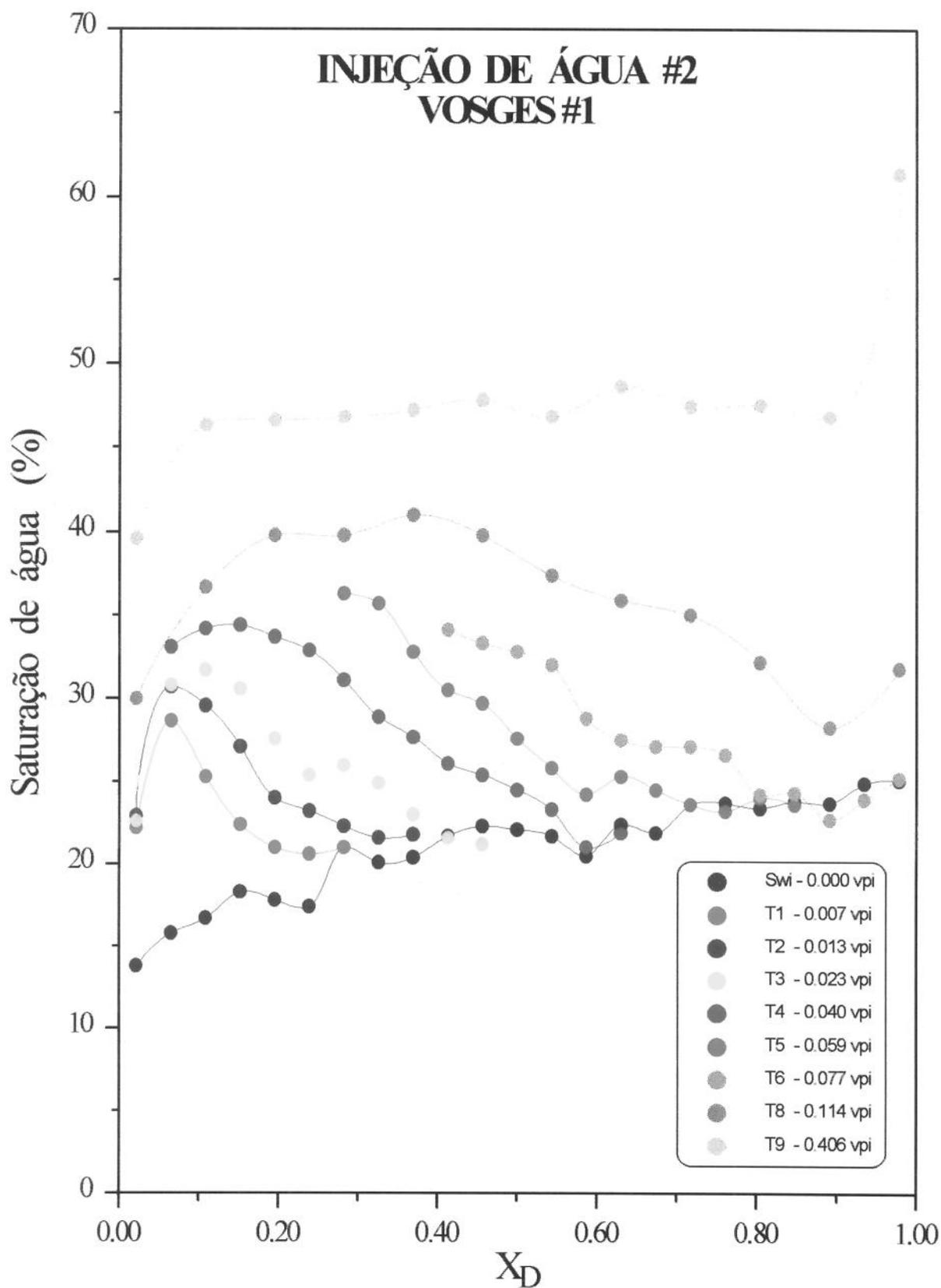


Fig. V.4.1 - Perfis de saturação média de água ao longo da amostra #1 - teste #2.

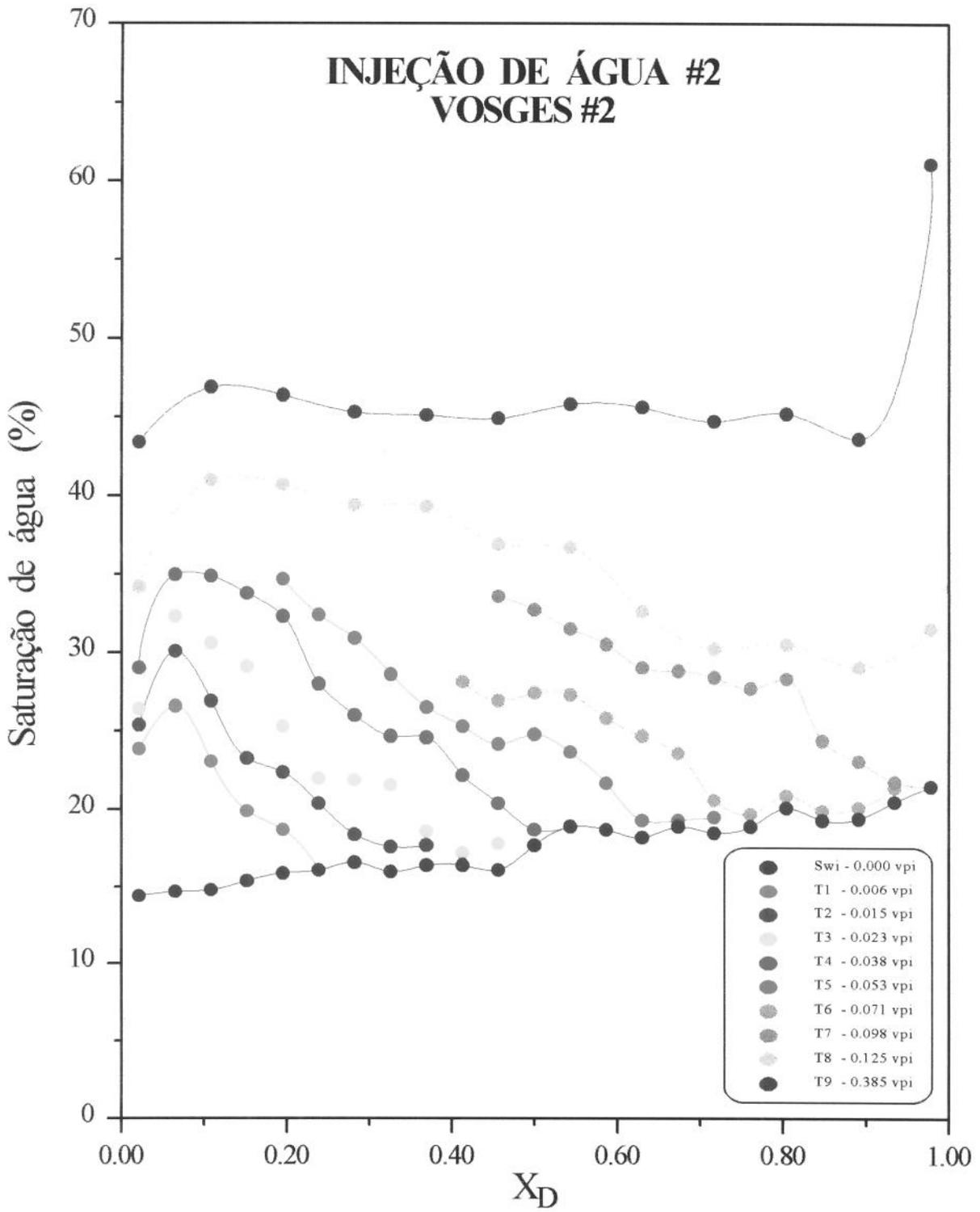


Fig. V.4.2 - Perfis de saturação média de água ao longo da amostra #2 - teste #2.

CAPÍTULO VI

PÓS-PROCESSAMENTO DE IMAGENS

PÓS-PROCESSAMENTO DE IMAGENS

O trabalho de pós-processamento das imagens tomográficas foi realizado em estações gráficas SUN. Após a tomografia das amostras, os dados foram transferidos do computador acoplado ao tomógrafo, para unidades de fitas magnéticas. Estas fitas eram lidas na unidade Obelix no Centro de Computação da Universidade de Campinas e arquivadas em disco rígido na estação SUN. Os programas 98_TO_SOFT e SOFT2VIFF, desenvolvidos pelo Prof. Dr. Roberto de Alencar Lotufo da Faculdade de Engenharia Elétrica da Unicamp, foram os *softwares* responsáveis, respectivamente, pela leitura das imagens da fita magnética e pela conversão dos dados tomográficos da fita magnética para o padrão VIFF que é o formato reconhecido pelo sistema KHOROS que foi a ferramenta utilizada para processamento e visualização dos dados tomográficos.

O sistema KHOROS é um pacote gráfico aberto desenvolvido pela Universidade do Novo México, EUA e possui mais de 260 programas escritos em linguagem C envolvendo áreas de aplicação tais como :

- Manipulação de imagens.
- Processamento e análise de imagens.
- Processamento de sinais.
- Classificação estatística.
- Sistema de informações geográficas.
- Sensoriamento remoto.

O sistema KHOROS é provido de uma linguagem de programação visual denominada **Cantata** que abre acesso a todas as rotinas do sistema e permite a elaboração de programas aplicativos conectando blocos de processamento denominados **Glyphs** que são, na realidade, representações das rotinas disponíveis no sistema. Assim, o programador pode desenvolver novas rotinas e integrá-las ao sistema. Uma vez que os **Glyphs** são todos conectados, grafos orientados de fluxos de dados podem ser criados e visualizados em qualquer etapa do fluxo de controle permitindo a execução condicional e interativa de programas montados na linguagem Cantata.

As rotinas do KHOROS podem ser classificadas em duas categorias:

- Vroutines : Não permitem a interação do usuário durante sua execução. É o caso da rotina Vconvolve utilizada para a obtenção de perfis médios de saturação de óleo.
- Xroutines : São rotinas mais complexas que permitem a interação do usuário com os dados durante sua execução. É o caso da rotina Editimage utilizada para visualização dos perfis radiais de saturação e porosidade.

O sistema KHOROS utiliza o conceito de imagem multibanda onde cada banda da imagem é associada à uma imagem da secção tomografada. Assim, neste trabalho, cada imagem representou uma sequência de tomografias realizadas em um tempo t qualquer e, cada banda dessa imagem representava uma das secções transversais da sequência de imagens tomografadas nesse tempo t .

Neste trabalho, o sistema KHOROS foi utilizado para cálculo e visualização tanto do perfil de porosidade quanto do perfil de saturação de fluidos além da visualização tri-dimensional do desenvolvimento de digitações viscosas no interior do meio poroso. Nos cálculos de porosidade e saturações, as rotinas do KHOROS também foram utilizadas para a correção do efeito de endurecimento de feixe. Como já detalhado no capítulo V, os cálculos executados eram bastante simples. Entretanto, foi necessário se contornar alguns problemas inerentes à geração da imagem no tomógrafo tais como o posicionamento vertical da mesa do tomógrafo que gerou imagens das secções transversais em diferentes posições do quadro. Assim, a primeira etapa do processamento foi o posicionamento coincidente das bandas de todas as imagens a serem processadas.

O sistema KHOROS realiza operações aritméticas binárias, pixel a pixel, em duas imagens, permitindo adição, subtração, multiplicação e divisão; Operações de aritmética unária; Operações lógicas; Álgebra matricial; Conversão de dados; Visualização de imagens em duas e três dimensões; Operações de *threshold* de valores; Inserção de diversos mapas de cores ; etc...

O processamento da imagens foi conduzido de acordo com os seguintes passos :

- a- O arquivo de imagens oriundo do computador do tomógrafo, era formado por uma imagem única composta por tantas bandas quantas fossem as secções tomografadas. Essas bandas foram extraídas e agrupadas em novos arquivos onde, cada um desses novos arquivos eram constituídos pela sequência de secções tomografadas em um tempo t qualquer. Assim, a partir do arquivo único da fita magnética eram gerados tantos arquivos

quantos fossem o número de tempos distintos em que secções da rocha foram tografadas.

- b- As imagens brutas do tomógrafo eram formadas por uma matriz de 256 x 256 pixels onde, apenas a uma área central representava a rocha e, a área mais externa, a resina acrílica. Através da rotina de *threshold* essa área de interesse era selecionada e extraída da imagem original. Em seguida, esta sub-imagem era normalizada para uma matriz de 179 x 179 pixels. Dessa forma, todas as imagens a serem processadas passaram a ser formadas por matrizes normalizadas de 179 x 179 pixels representando, apenas, a área representativa da rocha.
- c- Determinação dos perfis de porosidade de acordo com o processamento descrito no capítulo V.
- d- Determinação dos perfis de saturação de fluidos conforme detalhado no capítulo V.
- e- Visualização dos resultados através de imagens bidimensionais e tridimensionais e através de gráficos que pôde ser realizada através de rotinas **Xprism2** e **Xprism3**. Estas rotinas fornecem, também, todas as estatísticas da imagem em análise. A rotina **Animate** permite a animação de uma sequência de imagens e podem ser utilizadas na visualização da evolução dos perfis de saturações na amostra.

A linguagem de programação visual Cantata opera através de áreas de trabalho denominadas *WorkSpaces*. Na execução deste trabalho foram elaboradas diversas áreas de trabalho específicas para cada operação a ser realizada. Dentre elas podemos citar :

- Seccionamento da imagem única da fita magnética nos diversos arquivos contendo, apenas, as bandas tomografadas em cada tempo.
- Extração da sub-imagem de matriz 179 x 179 a partir das imagens brutas de 256 x 256.
- Cálculo do perfil de porosidade das secções transversais da rocha.
- Correção do efeito de endurecimento de feixe no cálculo da porosidade.

- Cálculo do perfil de saturação de fluidos das secções transversais da rocha.
- Correção do efeito de endurecimento de feixe no cálculo de saturações.
- Implementação do mapa de cores aos perfis de porosidade e de saturação de fluidos.
- Visualização bidimensional do perfil de saturações das sequências de secções tomografadas em um tempo t qualquer.
- Visualização bidimensional das imagens comparativas de secções tomografadas no mesmo tempo, em testes diferentes.
- Visualização tridimensional do desenvolvimento de digitações viscosas no interior do meio poroso

Apesar da simplicidade aparente, o processamento das imagens consistiu de um trabalho metódico, repetitivo e cauteloso em função das inúmeras imagens permanentes e temporárias que eram geradas durante o processamento e do espaço restrito de memória do computador. O volume de informações gráficas envolvidas neste trabalho ultrapassou a barreira do Gigabyte. As visualizações bidimensionais dos perfis de saturação de fluidos e de porosidade são encontradas, respectivamente, nos anexos I e II deste trabalho.

As características apresentadas neste capítulo, a portabilidade do sistema para diversas estações de trabalho, o acesso a diversas rotinas desenvolvidas por outros pesquisadores, dentre outras propriedades, justificaram a escolha do Sistema KHOROS como o *software* apropriado para o pós-processamento de imagens tomográficas direcionado aos cálculos de porosidade e saturações assim como a visualização dinâmica do desenvolvimento de digitações viscosas, durante testes de deslocamento de fluidos em meios porosos.

CAPÍTULO VII

RESULTADOS E DISCUSSÕES

INTRODUÇÃO -----	VII-2
VII.1- Testes de injeção de óleo -----	VII-2
VII.2 - Injeção de água - perfis de saturação de água-----	VII-9
VII.3 - Perfis de porosidade -----	VII-29
VII.4 - Curvas de produção -----	VII-35
VII.5- Curvas de saturação de água -----	VII-46
VII.6 - Curvas de auto-similaridade-----	VII-48
VII.7 - Curvas de permeabilidade relativa e fração de água -----	VII-57

INTRODUÇÃO

Foram utilizadas neste trabalho, duas amostras de arenito Vosges, cujas análises petrofísicas preliminares de pressão capilar por injeção de mercúrio, pressão capilar por centrifugação e fotomicrografias de lâmina indicaram tratar-se de um meio poroso bem homogêneo. Baseado nestes testes preliminares, já discutidos no capítulo II, e na macro-homogeneidade da rocha, considerou-se que as amostras aqui trabalhadas eram praticamente idênticas.

Foram tomografados quatro testes de injeção de água e um de injeção de óleo, na amostra #1 e quatro testes de injeção de água na amostra #2. Com o intuito de se avaliar o efeito gravitacional no desenvolvimento de digitações viscosas, o teste #4 da amostra #1 e o teste #3 da amostra #2 foram conduzidos com a amostra posicionada no suporte de acrílico com uma rotação radial de 180° . As imagens tomográficas de todos os testes realizadas encontram-se no Anexo I deste trabalho.

Todos os ensaios foram conduzidos sob as mesmas condições de operação do tomógrafo. Tais condições são mostradas na tabela VII.1.1.

tabela VII.1.1
Características de operação do tomógrafo

CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO DO TOMÓGRAFO GE CT-9800	
Tensão da fonte de Raios-X	120 KV
Corrente da fonte de Raios-X	170 mA
Campo de imagem (FOV)	80 mm
Espessura da secção tomográfica	10 mm
Matriz de reconstrução	256 x 256
Filtro	bone
Tempo de varredura da secção	2 s
Intervalo entre varreduras	3.5 s
Modo de operação	sequencial

VII.1 - TESTE DE INJEÇÃO DE ÓLEO

O teste de injeção de óleo teve a finalidade de avaliar o regime de escoamento dos fluidos em condições hidrodinâmicas extremamente favoráveis além de procurar identificar canais de permeabilidade, no meio poroso, por onde o óleo pudesse fluir preferencialmente. As figuras VII.1.1 a

VII.1.5 mostram as imagens do perfil de saturação de fluidos durante o teste de injeção de óleo na amostra #1. Durante este teste foram realizadas 6 tomografias sequenciais em diversas secções, transversais da rocha, visando o acompanhamento da frente de avanço da interface óleo-água. As características da injeção de óleo estão listadas na tabela VII.1.2.

tabela VII.1.2
Características da injeção de óleo

INJEÇÃO DE ÓLEO NA AMOSTRA #1				
sequência	tempo (VPI)	secções tomografadas	secção de interface	figura
1	0.012	1-6	2	VII.1.1
2	0.088	1-8	4 / 5	VII.1.1
3	0.174	1-11	7 / 8	VII.1.2
4	0.260	5-15	10	VII.1.3
5	0.390	8-18	14 / 15	VII.1.4
6	0.541	12-23	20	VII.1.5

A imagens tomográficas - figuras VII.1.1 a VII.1.5 - mostraram que o deslocamento da água de viscosidade $\mu < 0.0009$ Pa.s por um óleo bem mais viscoso, $\mu = 0.244$ Pa.s, em um meio poroso homogêneo se desenvolve segundo o modelo pistonado com uma interface vertical plana. Foi possível indentificar um leve efeito gravitacional pela pequena inclinação da parte superior da interface indicando uma pequena segregação gravitacional no deslocamento.

Através da análise das imagens tomográficas não foi possível identificar qualquer canal positivo de permeabilidade, de magnitude alta o suficiente, capaz de provocar caminhos preferenciais para o escoamento do óleo. Estas observações corroboram com as conclusões derivadas dos testes petrofísicos preliminares de homogeneidade do sistema poroso do arenito Vosges.

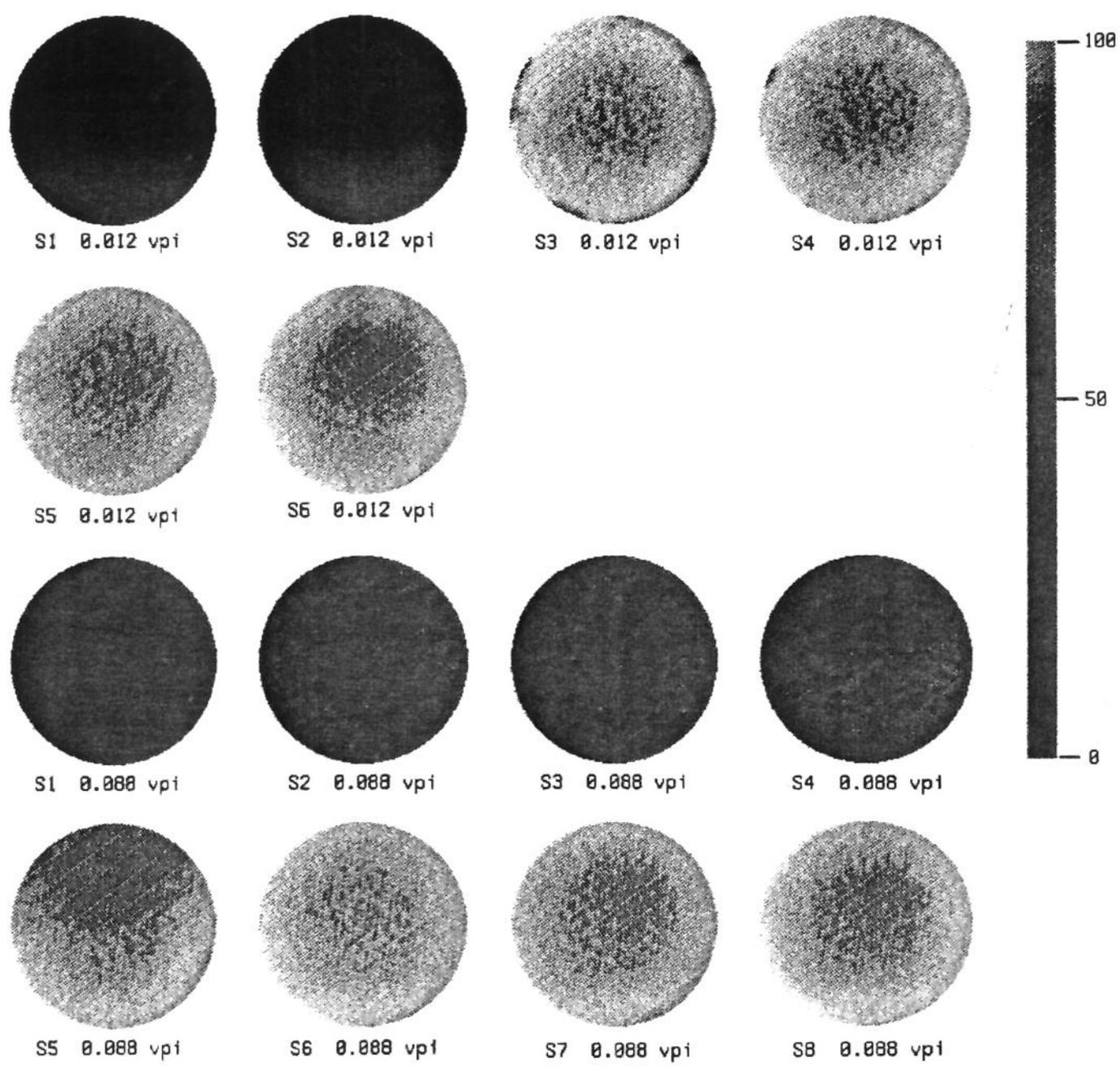


Fig.VII.1.1-Primeira e segunda seqüência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra 1.

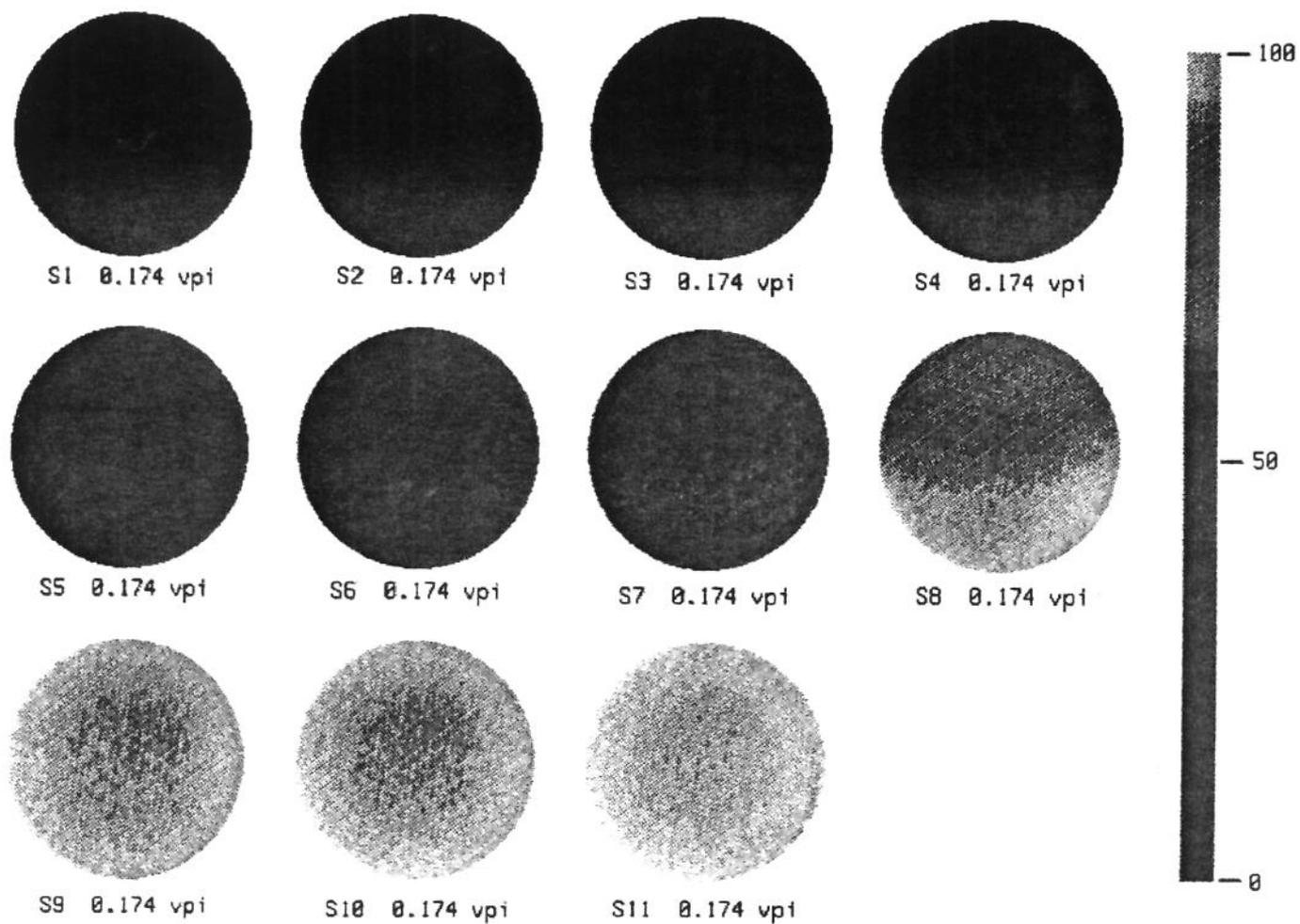


Fig.VII.1.2- Terceira seqüência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra 1.

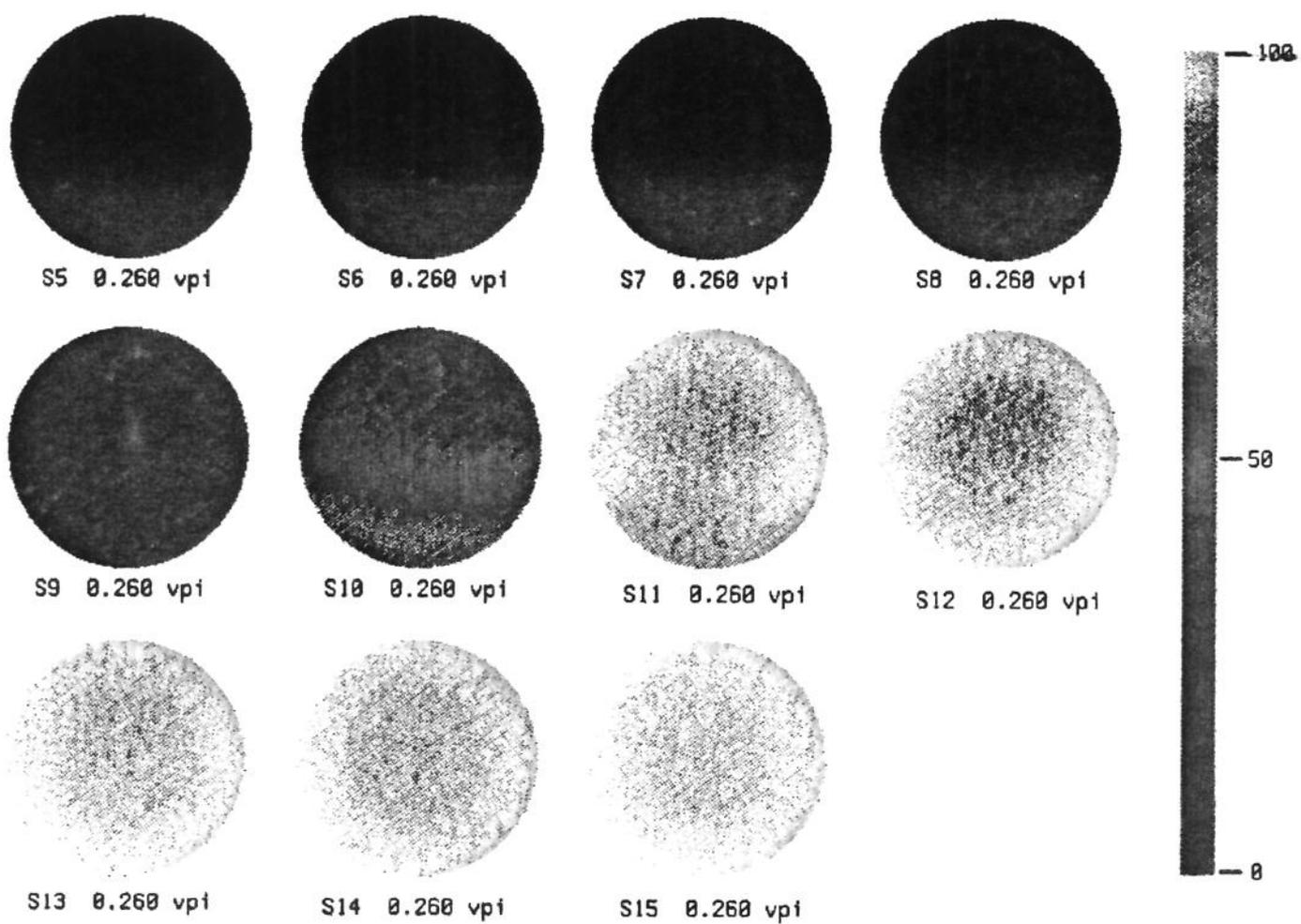


Fig.VII.1.3- Quarta sequência de imagens tomográficas da injeção de óleo
- na amostra 1.

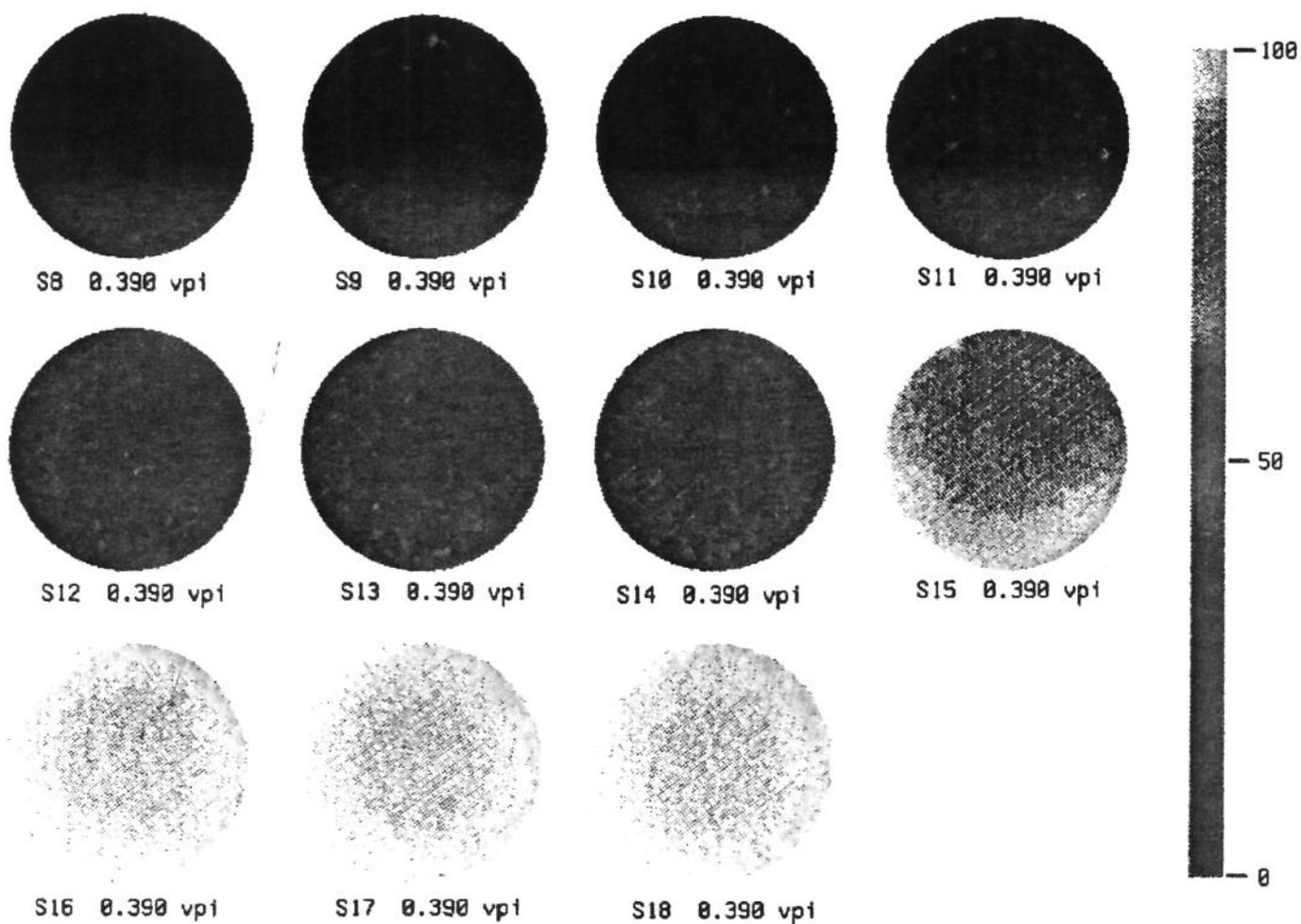


Fig.VII.1.4- Quinta seqüência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra 1.

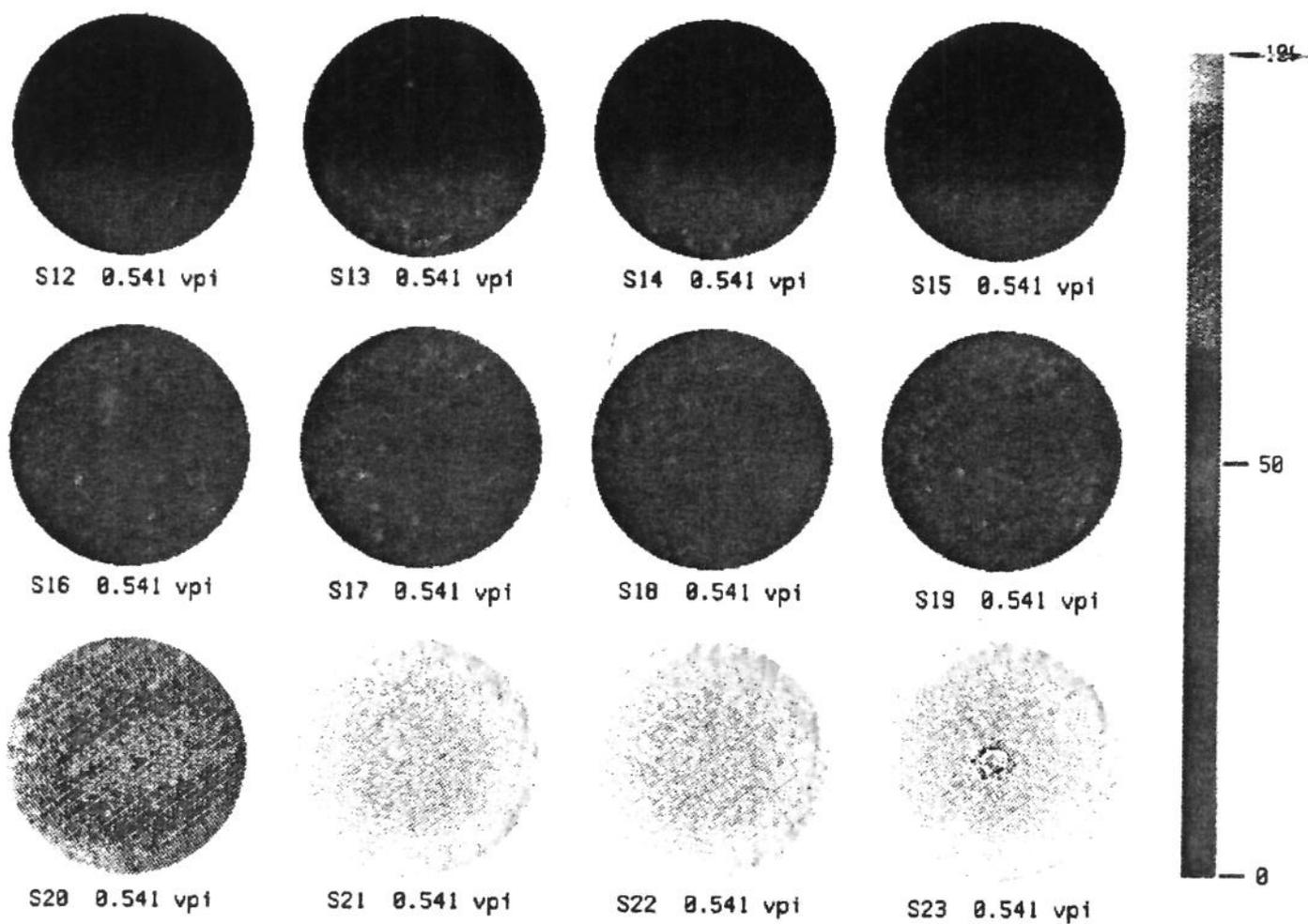


Fig.VII.1.5- Sexta seqüência de imagens tomográficas da injeção de óleo na amostra 1.

VII.2 - INJEÇÃO DE ÁGUA - PERFIS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA

Foram realizados quatro testes de deslocamento de óleo por água, na amostra #1 e outros quatro na amostra #2. As características de cada um destes testes estão listadas nas tabelas II.4.5 a II.4.12 no capítulo II deste trabalho. A partir das imagens tomográficas desses testes, foram determinados os perfis de saturação de água conforme detalhado no Capítulo V.3 e V.4 .

As figuras VII.2.1 a VII.2.8 mostram os perfis de saturação de água do segundo teste de injeção de água na amostra #2, registrados em diversos tempos durante o deslocamento. Baseado na escala de saturação de água apresentada à direita das figuras, é fácil notar que a região ocupada pela fase aquosa se apresenta num tom esverdeado, mais claro, enquanto que, a região ocupada pelo óleo se apresenta num tom azul marinho, mais escuro.

Na parte superior da figura VII.2.1 temos o perfil de saturação de água das seis primeiras secções da amostra #2 (S1 a S6), 150 segundos após o início do deslocamento, quando 0.006 volumes porosos já tinham sido injetados. Pode-se observar que, imediatamente se desenvolve uma configuração de regiões preferenciais ao fluxo da fase aquosa.

Com a continuidade da injeção, essas digitações viscosas avançam pelas secções adjacentes (figuras VII.2.1, em baixo, VII.2.2, VII.2.3, VII.2.4, VII.2.5, VII.2.6) enquanto se observa um crescimento lateral das zonas já invadidas nas primeiras secções em virtude de efeitos de capilaridade e de convecção. Da comparação visual das diversas imagens, pode-se perceber que o avanço da fase aquosa se dá segundo um aspecto de forma muito bem definido. A frente de penetração das digitações viscosas progride sempre pelas mesmas áreas da secção transversal até atingir a face de saída da amostra (figura VII.2.6) sugerindo a existência de um gradiente positivo de permeabilidade naquelas regiões.

Conforme a injeção da fase aquosa avança no tempo, podemos notar que a região volumétrica da amostra onde há o predomínio de digitações viscosas também aumenta em extensão. Restrita inicialmente a apenas três secções no início do teste (0.006 vpi), a zona de digitações viscosas vai crescendo continuamente ao longo do teste, chegando a ocupar 10 secções no momento que antecede a erupção (0.098 vpi). Atrás da zona de digitações viscosas, se desenvolve uma zona onde praticamente toda a secção transversal se encontra varrida pela água. É a zona estável que, continuamente avança ao longo da rocha até ocupar todo o meio poroso (figura VII.2.8).

Pelas imagens da secção 23 das figuras VII.2.6 , VII.2.7 e VII.2.8, podemos observar o desenvolvimento do fenômeno conhecido como *end-effect* , quando ocorre um aumento elevado da saturação de água junto à extremidade de saída, causado pela descontinuidade das forças capilares.

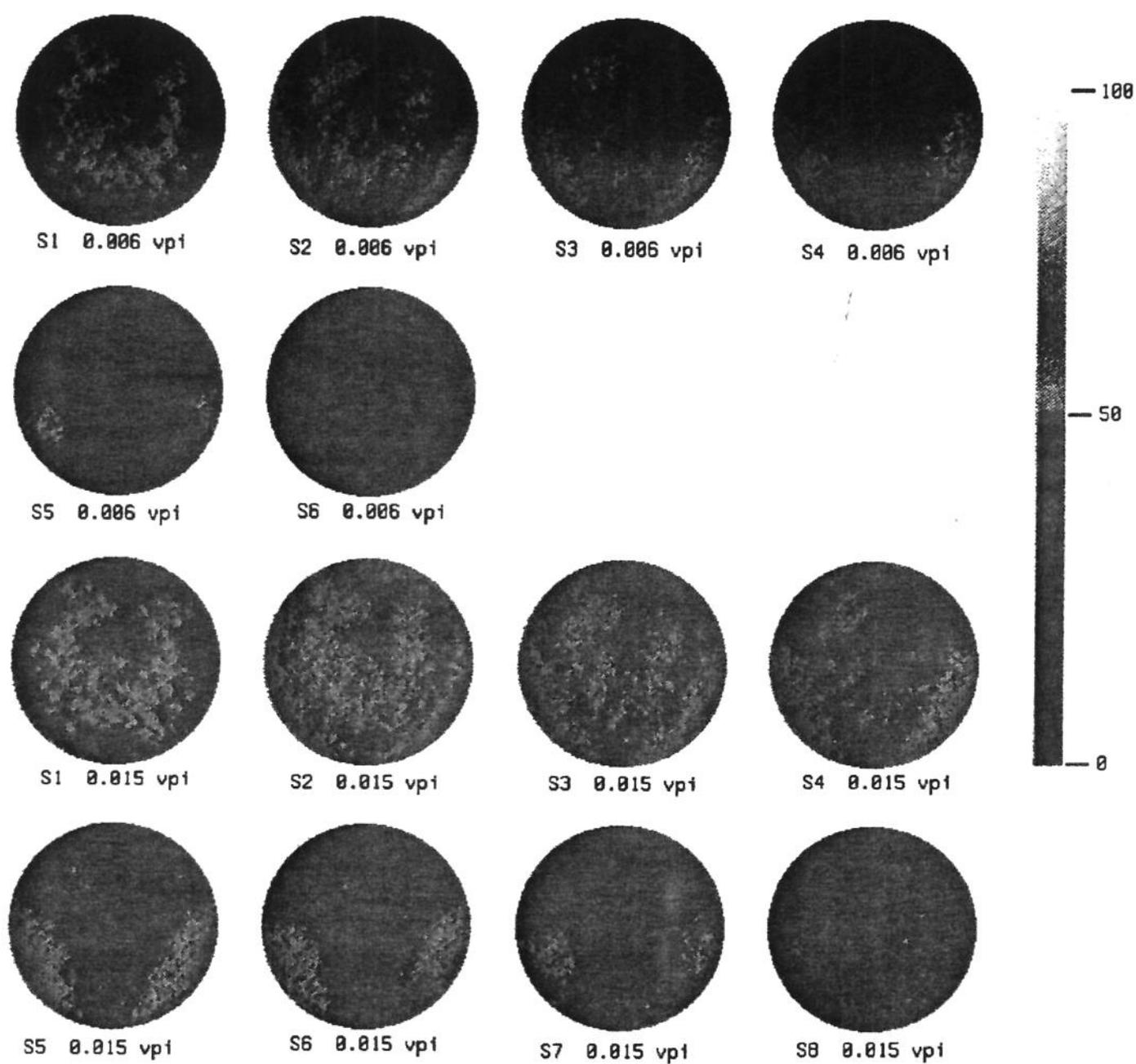


Fig.VII.2.1- Primeira e segunda seqüência de imagens tomográficas da segunda injeção de água na amostra 2.

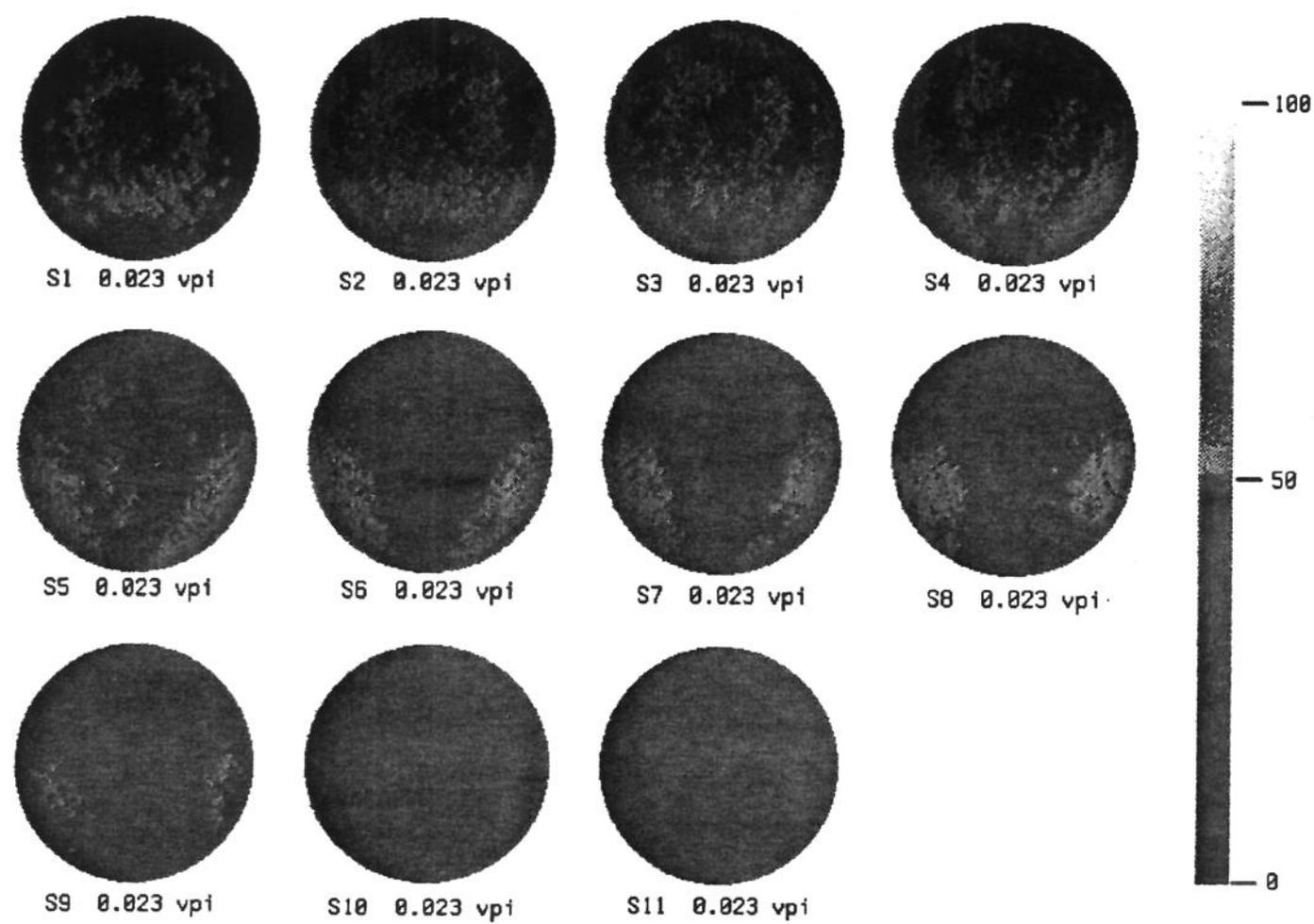


Fig.VII.2.2- Terceira seqüência de imagens tomográficas da segunda injeção de água na amostra 2.

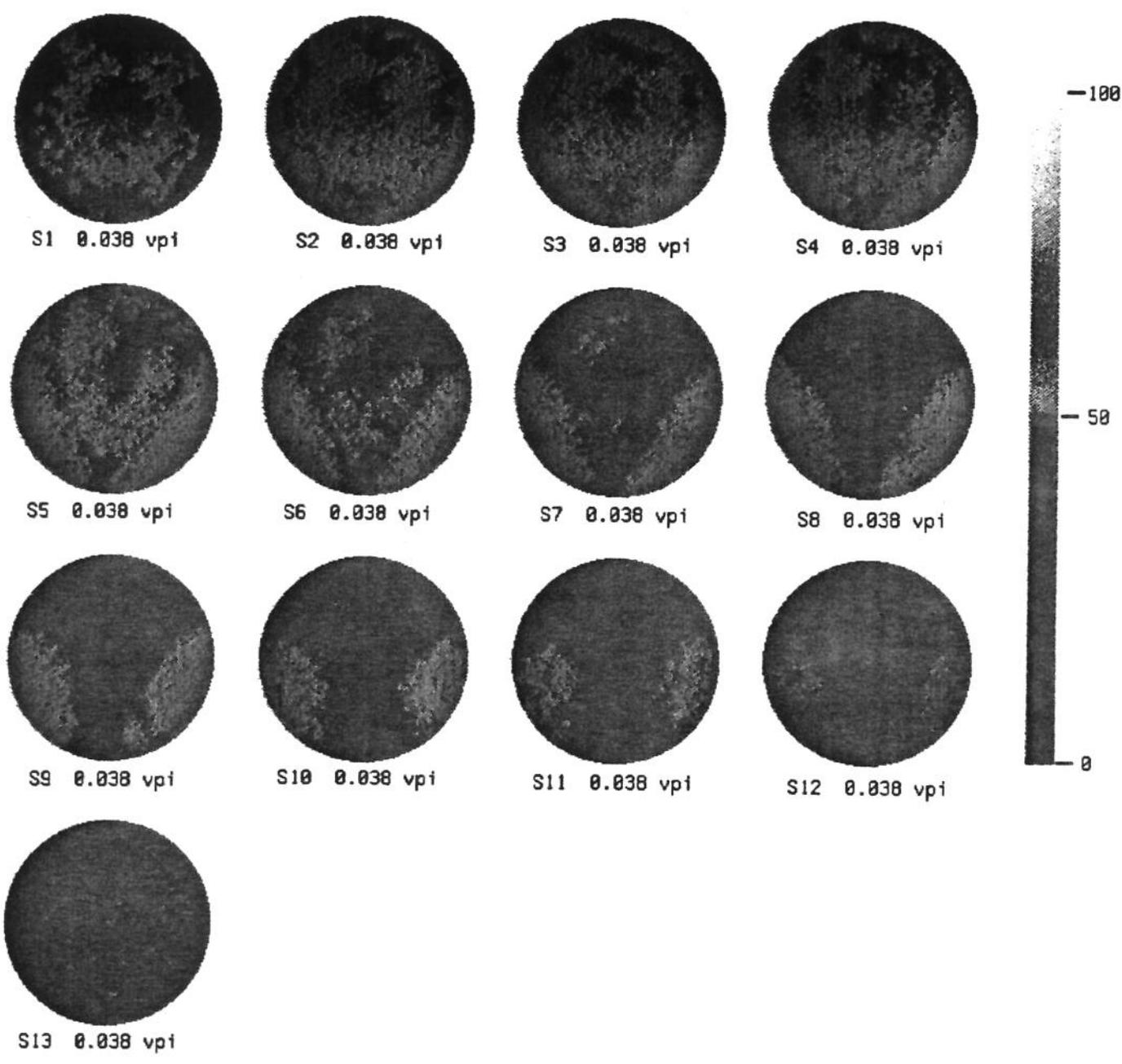


Fig.VII.2.3- Quarta seqüência de imagens tomográficas da segunda injeção de água na amostra 2.

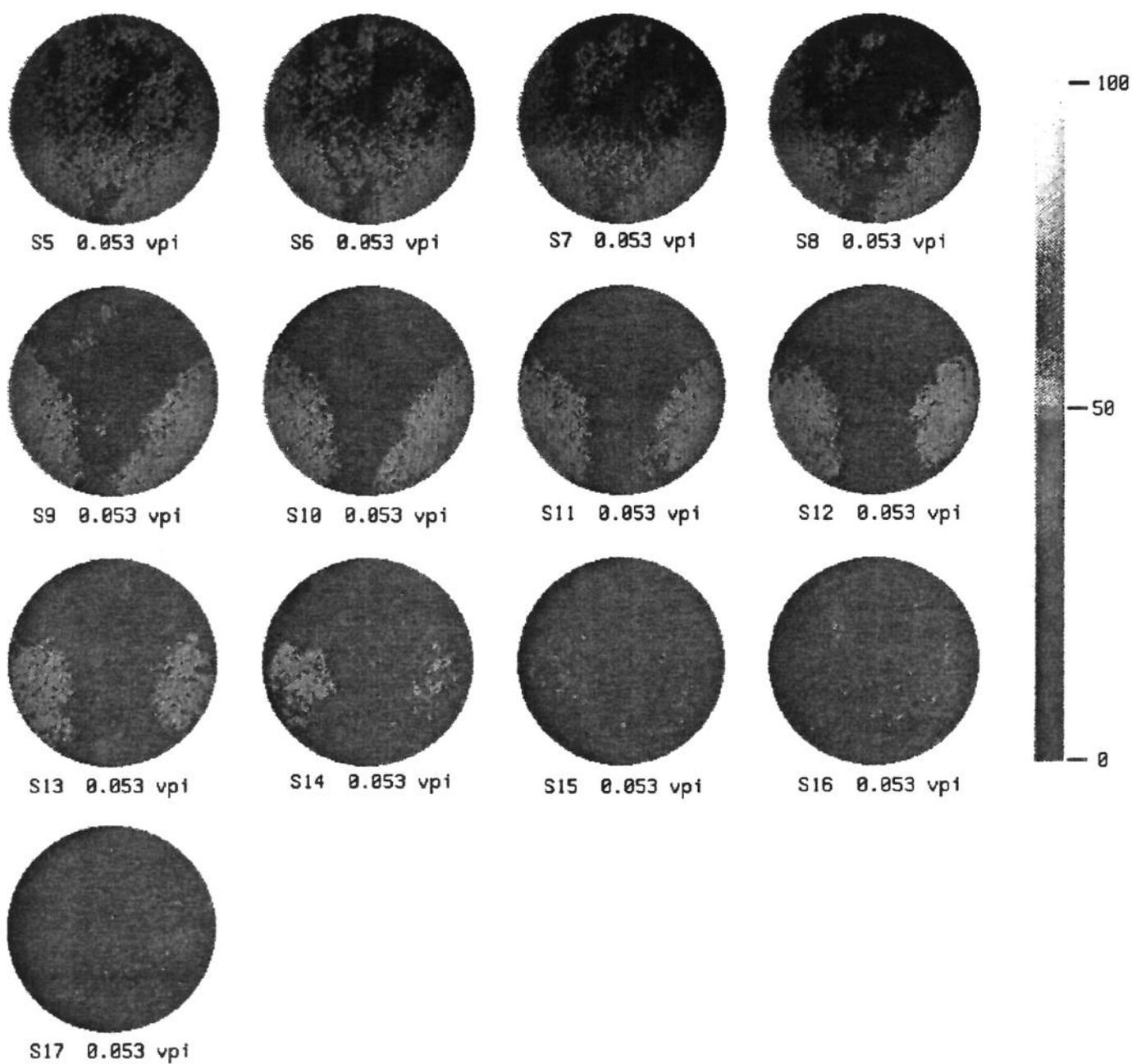


Fig.VII.2.4- Quinta seqüência de imagens tomográficas da segunda injeção de água na amostra 2.

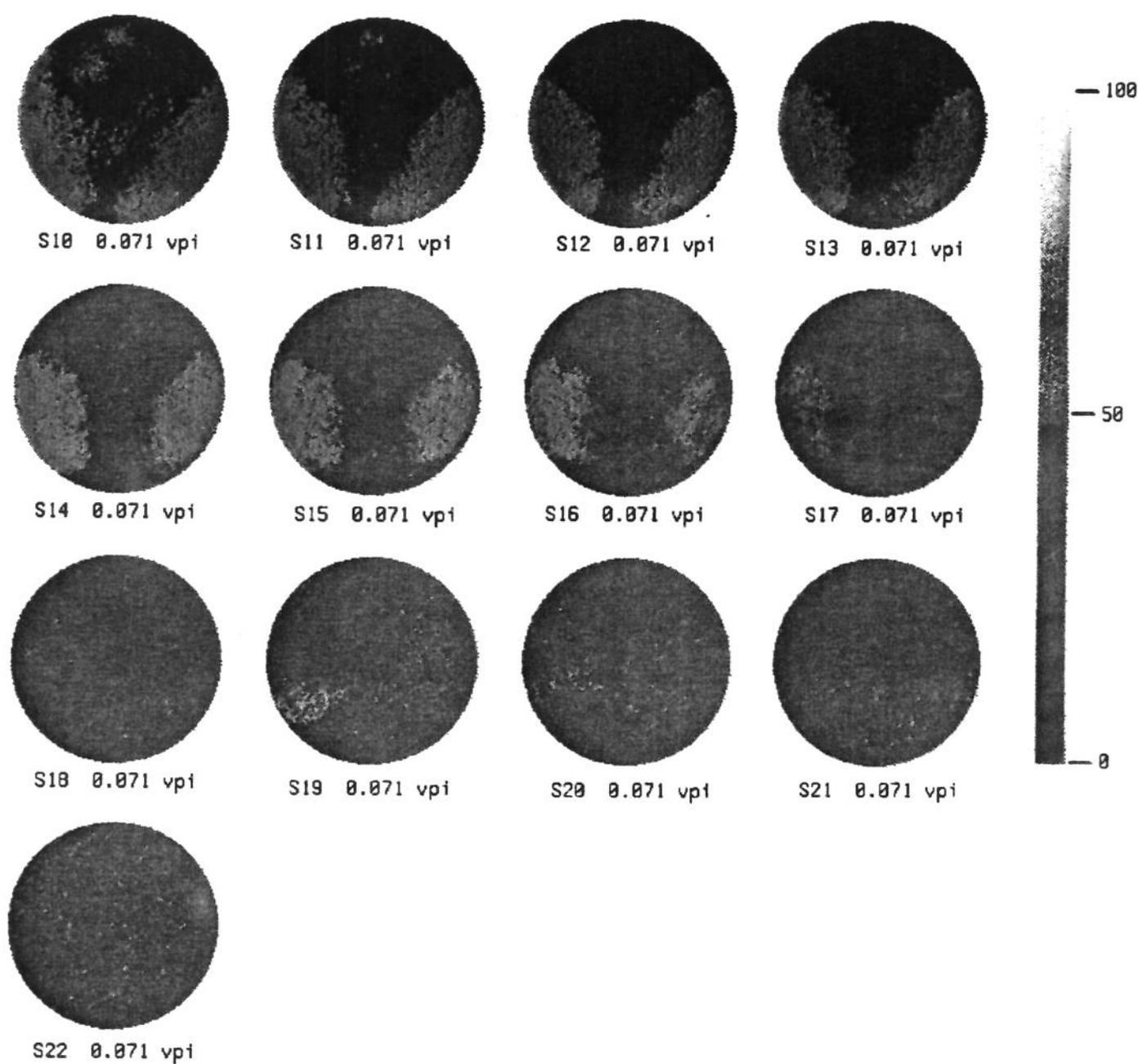


Fig.VII.2.5- Sexta seqüência de imagens tomográficas da segunda injeção de água na amostra 2.

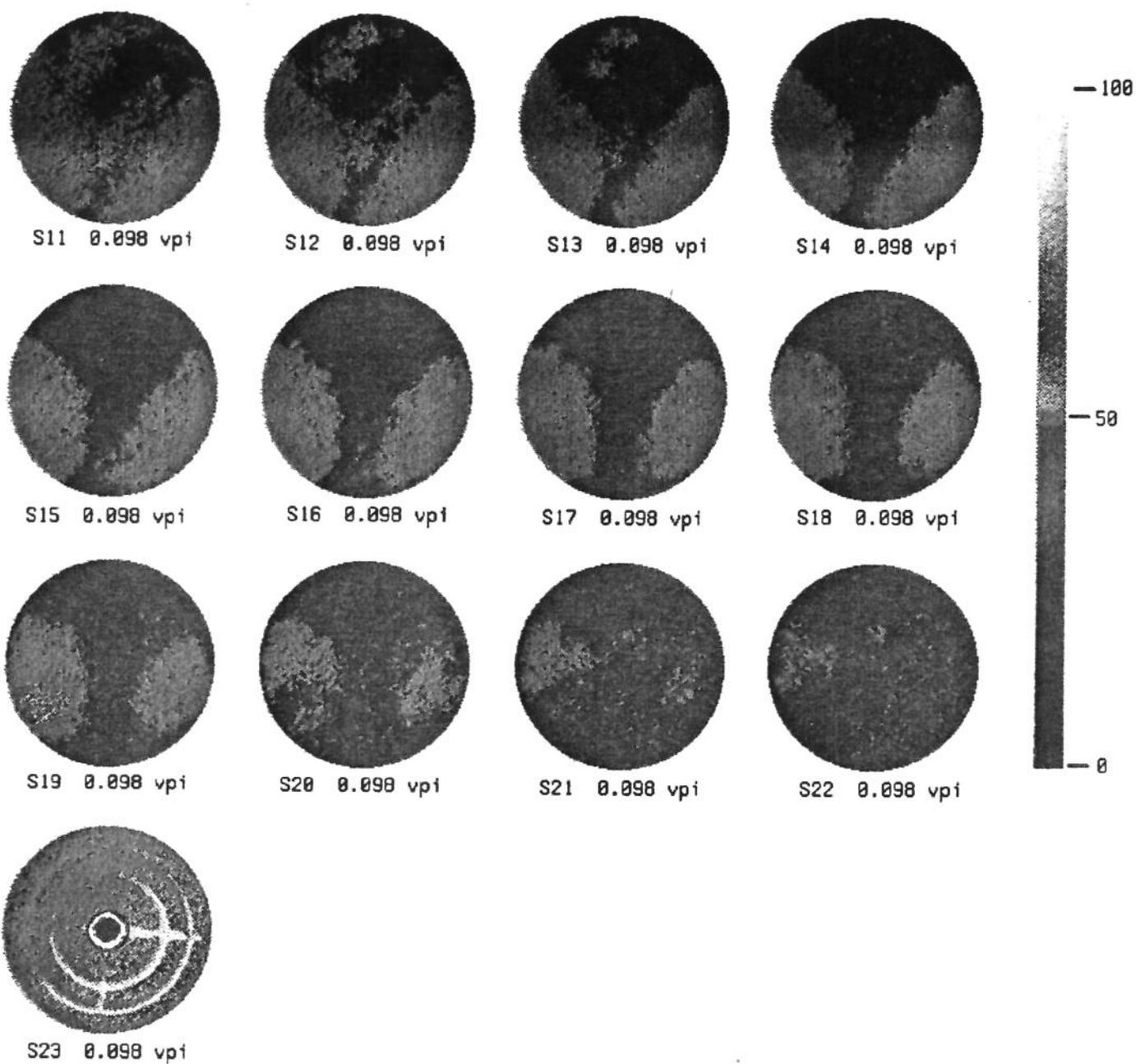


Fig.VII.2.6- Sétima sequência de imagens tomográficas da segunda injeção de água da amostra 2.

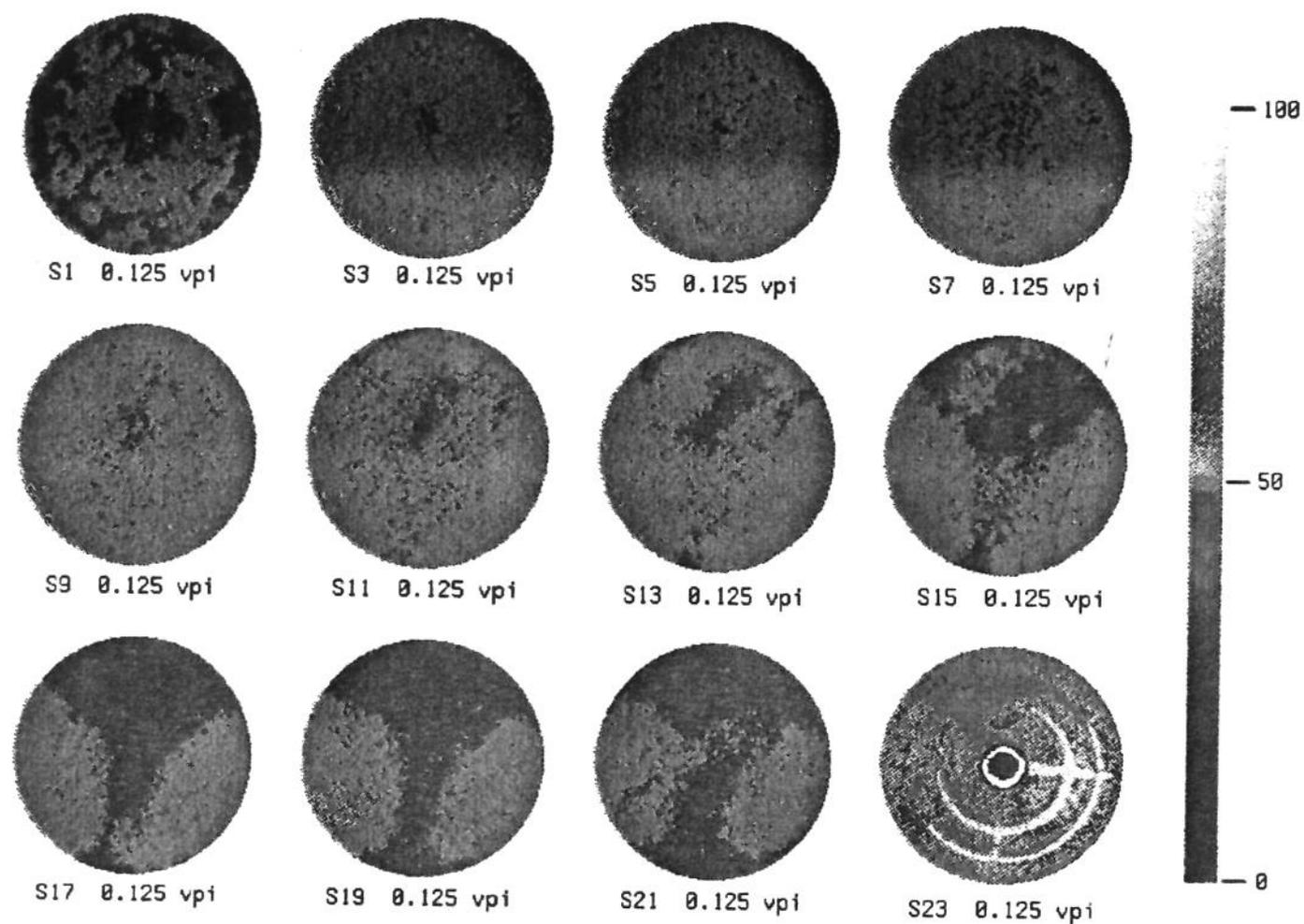


Fig.VII.2.7- Oitava seqüência de imagens tomográficas da segunda injeção de água na amostra 2.

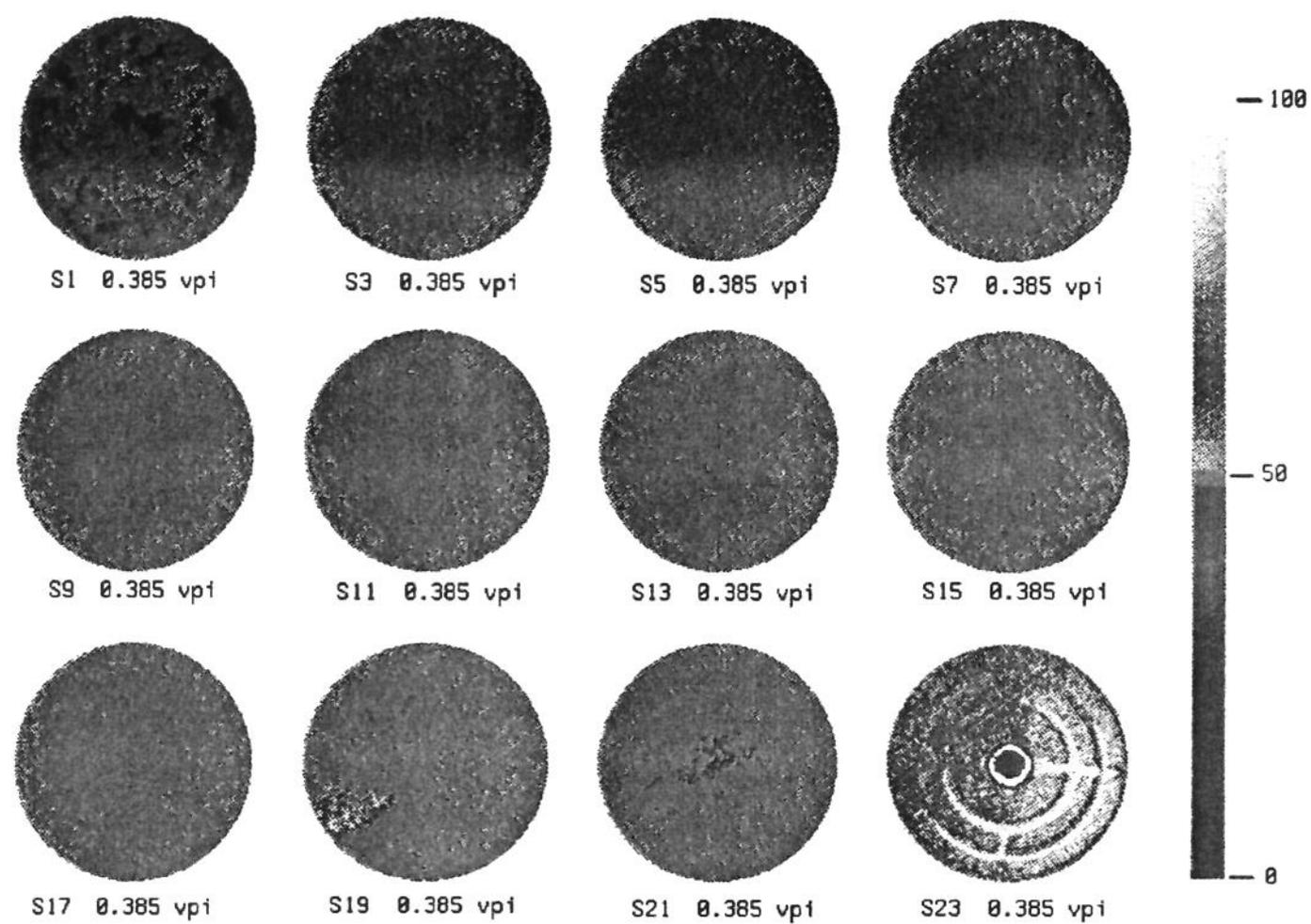


Fig.VII.2.8- Nona sequência de imagens tomográficas da segunda injeção de água na amostra 2.

As manifestações descritas acima foram registradas em todos os testes de injeção de água efetuados e podem ser observadas através das imagens bidimensionais dos perfis de saturação dos demais testes, obtidas nos diversos tempos, que são apresentadas no Anexo I.

As figuras VII.2.8 a VII.2.12 mostram a frente de desenvolvimento de digitações viscosas, nos quatro testes de injeção de água realizados na amostra #1, em tempos muito próximos e em quatro secções adjacentes da amostra. As figuras VII.2.13 a VII.2.18 mostram a frente de desenvolvimento de digitações viscosas, nos quatro testes de injeção de água realizados na amostra #2, em tempos muito próximos e em quatro secções adjacentes da amostra. Em cada uma das 10 figuras, o conjunto das secções transversais analisadas focaliza a frente de desenvolvimento das digitações viscosas no tempo em foram tomografadas. Apesar do teste #4 da amostra #1 e do teste #3 da amostra #2 terem sido realizados com a amostra posicionada no tomógrafo com uma rotação radial de 180° , através do emprego de uma rotina de rotação de imagem do Sistema KHOROS, reverteu-se a rotação física sofrida pela amostra de forma que, as imagens do teste #4 da amostra #1 apresentadas nas figuras VII.2.9 a VII.2.12 e as imagens do teste #3 da amostra #2 apresentadas nas figuras VII.2.13 a VII.2.18 encontram-se nas mesmas posições relativas que as demais.

Da análise conjunta das figuras VII.2.9 a VII.2.18 podemos registrar os seguintes comportamentos :

- a- No canto superior esquerdo de todas as imagens das figuras VII.2.9 a VII.2.12 e no canto inferior esquerdo das figuras VII.2.13 a VII.2.18 se observa o desenvolvimento de digitações viscosas bem pronunciadas, inclusive no teste #4 da amostra #1 e no teste #3 da amostra #2, rotacionados de 180° . Isto sugere a existência de um canal preferencial para o escoamento da fase aquosa. Tal gradiente de permeabilidade deve ser de magnitude positiva reduzida visto não ter influenciado o escoamento da fase óleo, durante os testes de injeção de óleo deslocando água. Foi sugerida a possibilidade de tal canal de permeabilidade existir em função do sentido de deposição dos grãos do arcabouço que estaria posicionado numa posição diagonal ao eixo longitudinal da amostra. A água injetada, teria maior facilidade em escoar através do plano de deposição dos grãos e, ao encontrar o encapsulamento de resina que envolve a amostra, se deslocaria paralelamente à paredes laterais.
- b- As imagens tomográficas dos testes #1, #2 e #3, nas figuras VII.2.9 a VII.2.12, para a amostra #1, revelam uma configuração bastante semelhante das regiões ocupadas preferencialmente pela água.

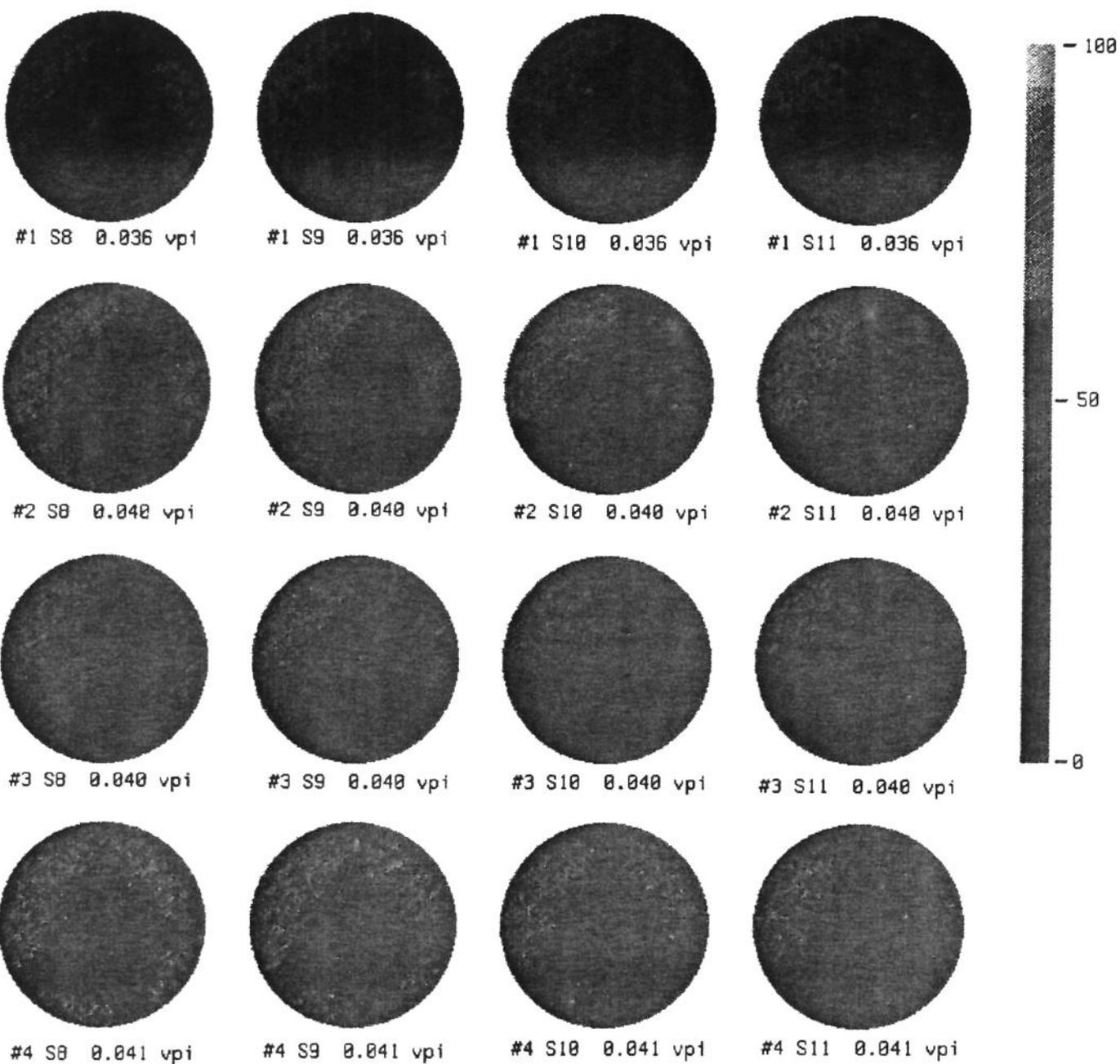


Fig.VII.2.9 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas, das secções S8 ,S9 ,S10 e S11, da amostra 1, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

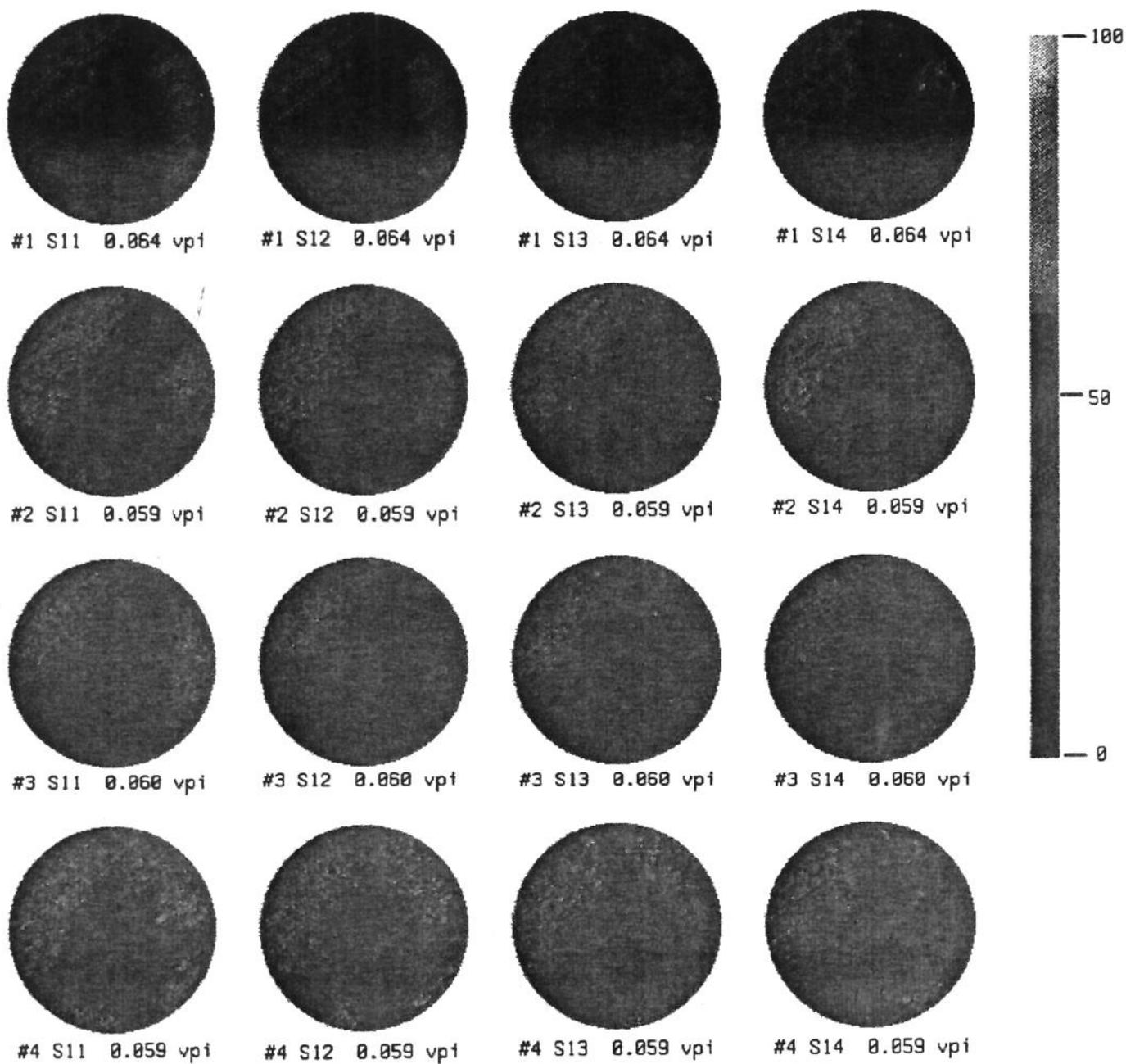


Fig.VII.2.10 - Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas, das secções S11,S12,S13 e S14, da amostra 1, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

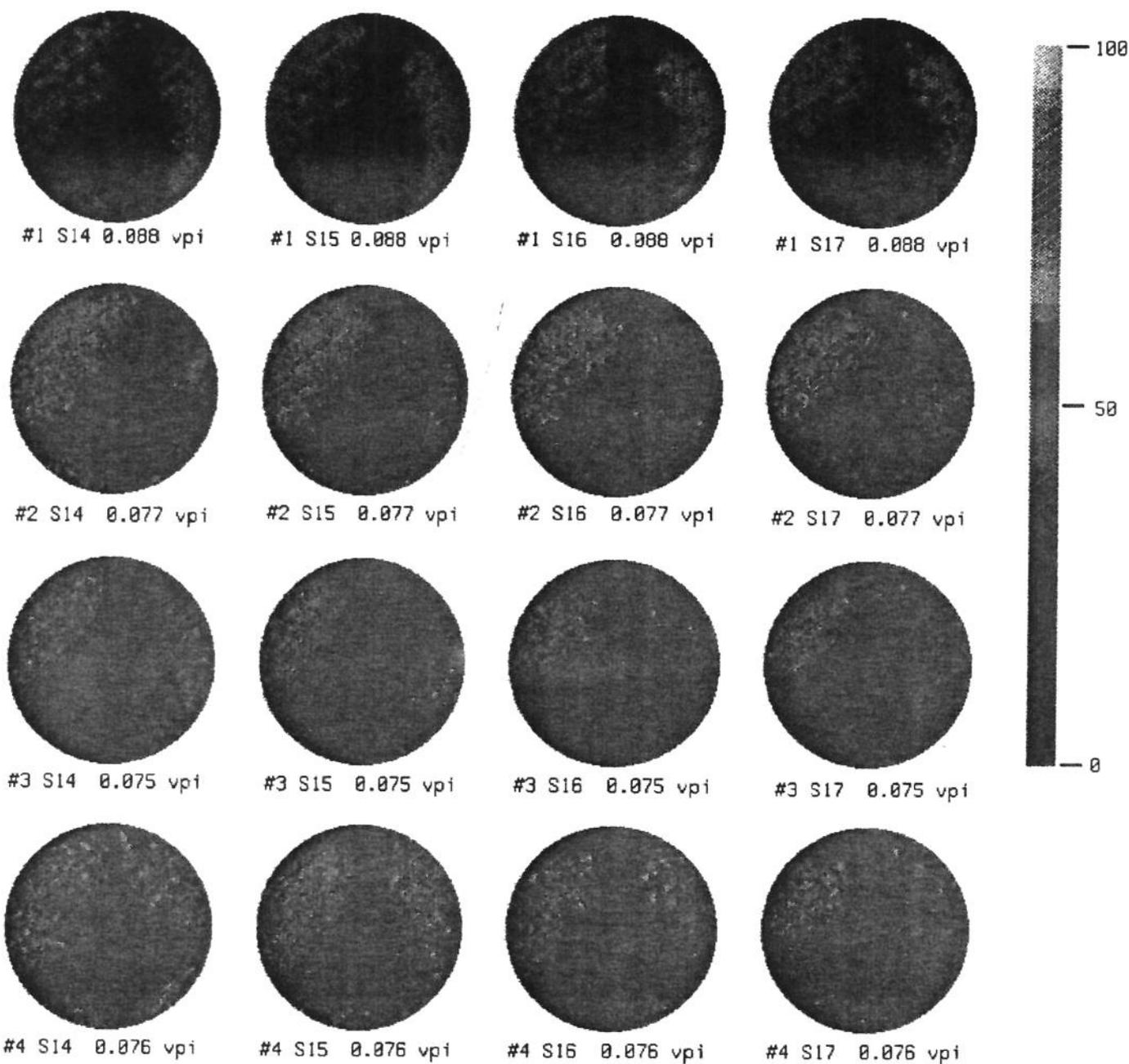


Fig.VII.2.11 - Imagens comparativas do desenvolvimento de dilações viscosas, das secções S14,S15,S16 e S17, da amostra 1, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

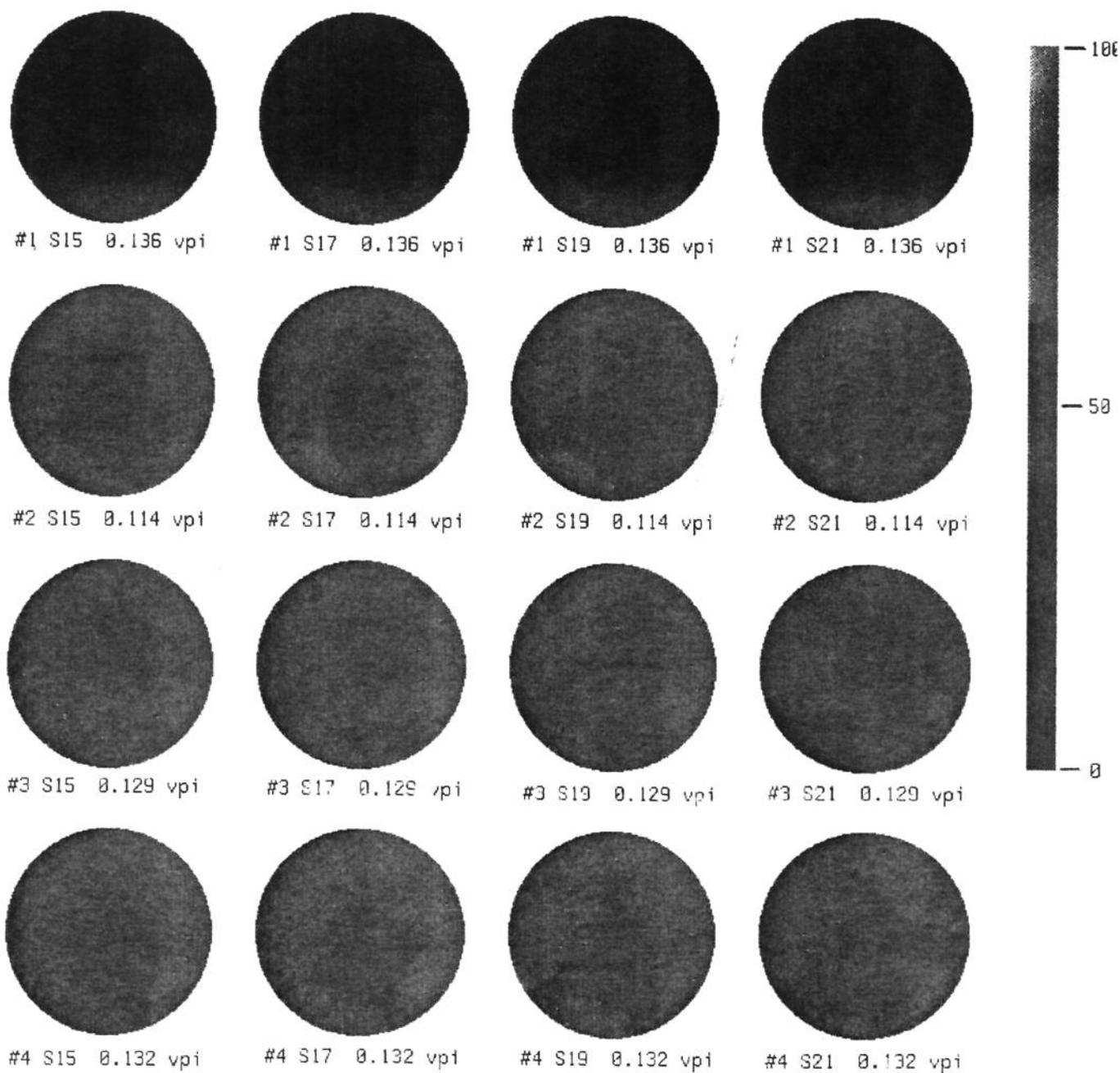


FIG.VII.2.12- Imagens tomográficas comparativas do desenvolvimento de digitais viscosas, das secções S15, S17, S19 e S21, da amostra 1, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

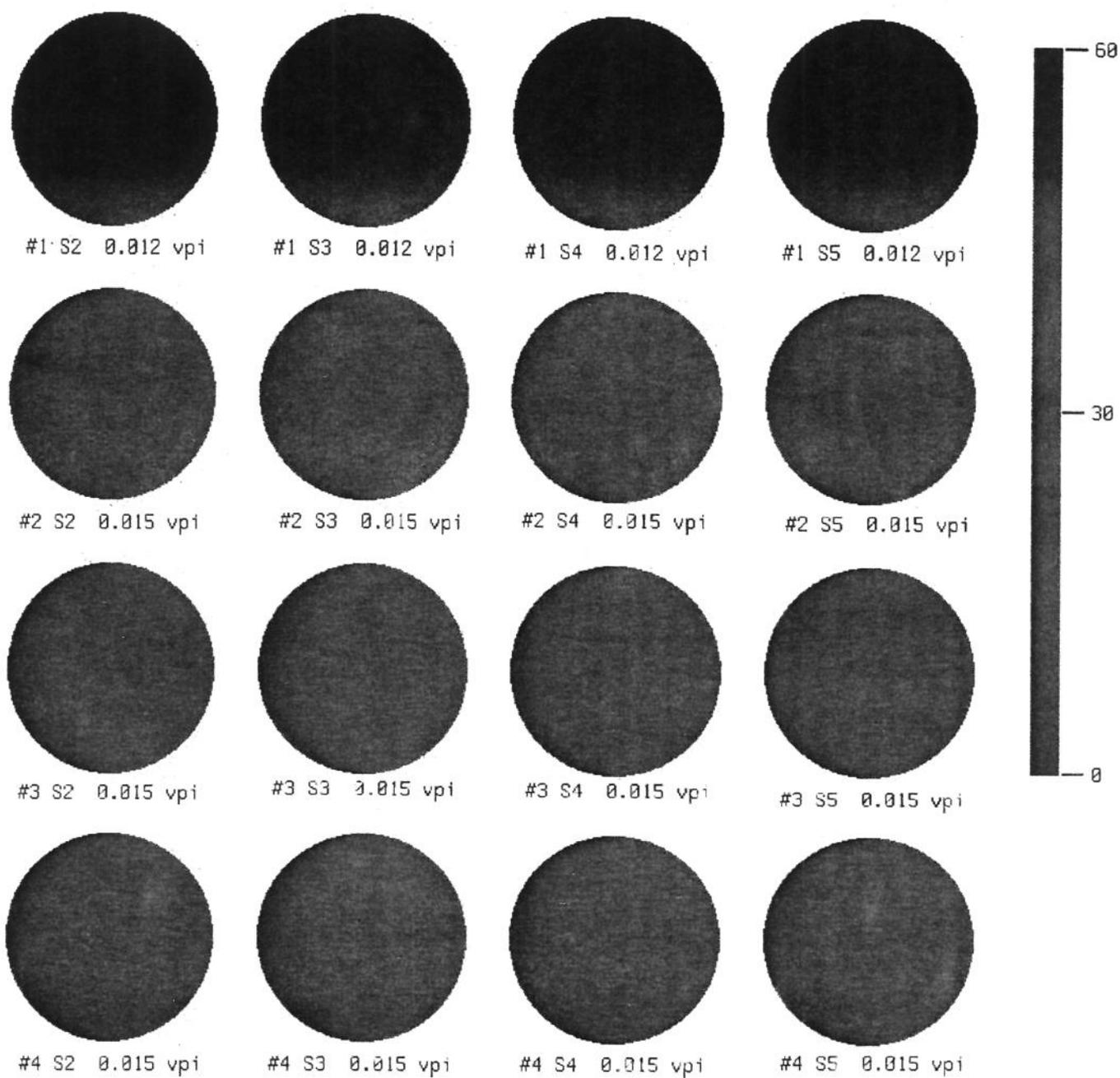


Fig.VII.2.13- Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas, das secções S2, S3, S4 e S5 da amostra 2, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

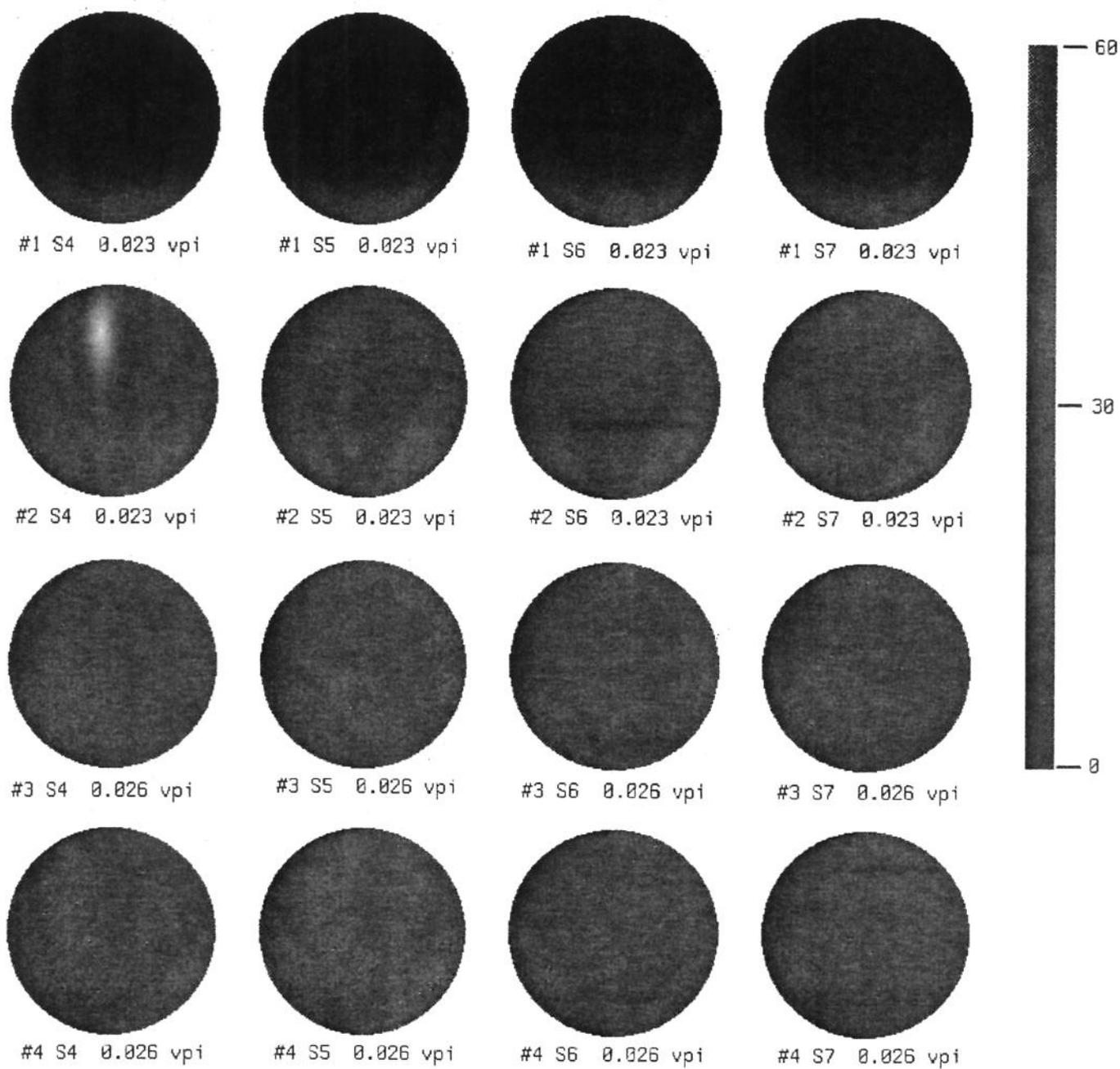


Fig.VII.2.14- Imagens comparativas do desenvolvimento de ditições viscosas, das secções S4, S5, S6 e S7, da amostra 2, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

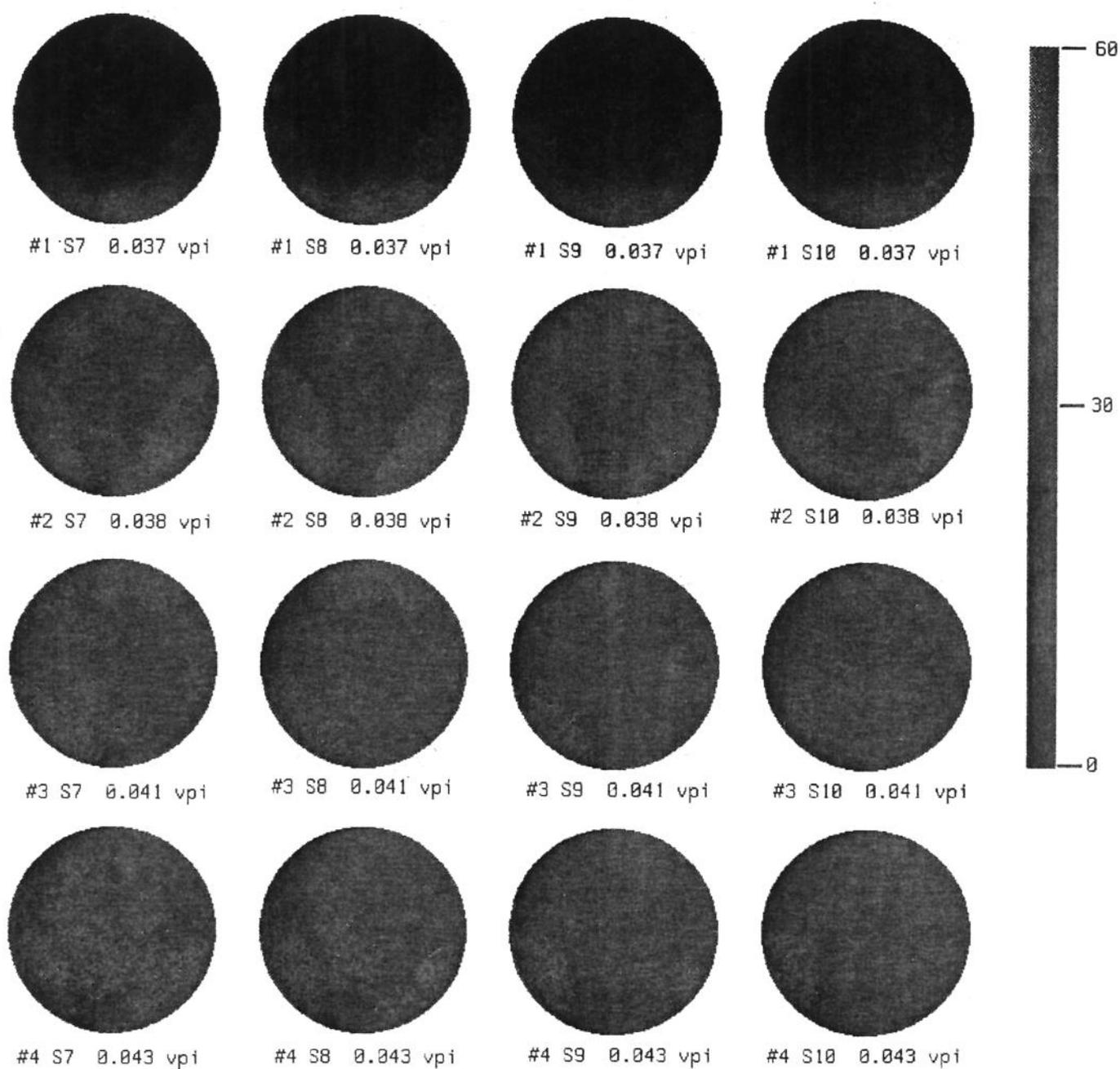


Fig.VII.2.15- Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas, das secções S7, S8, S9 e S10 , da amostra 2, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

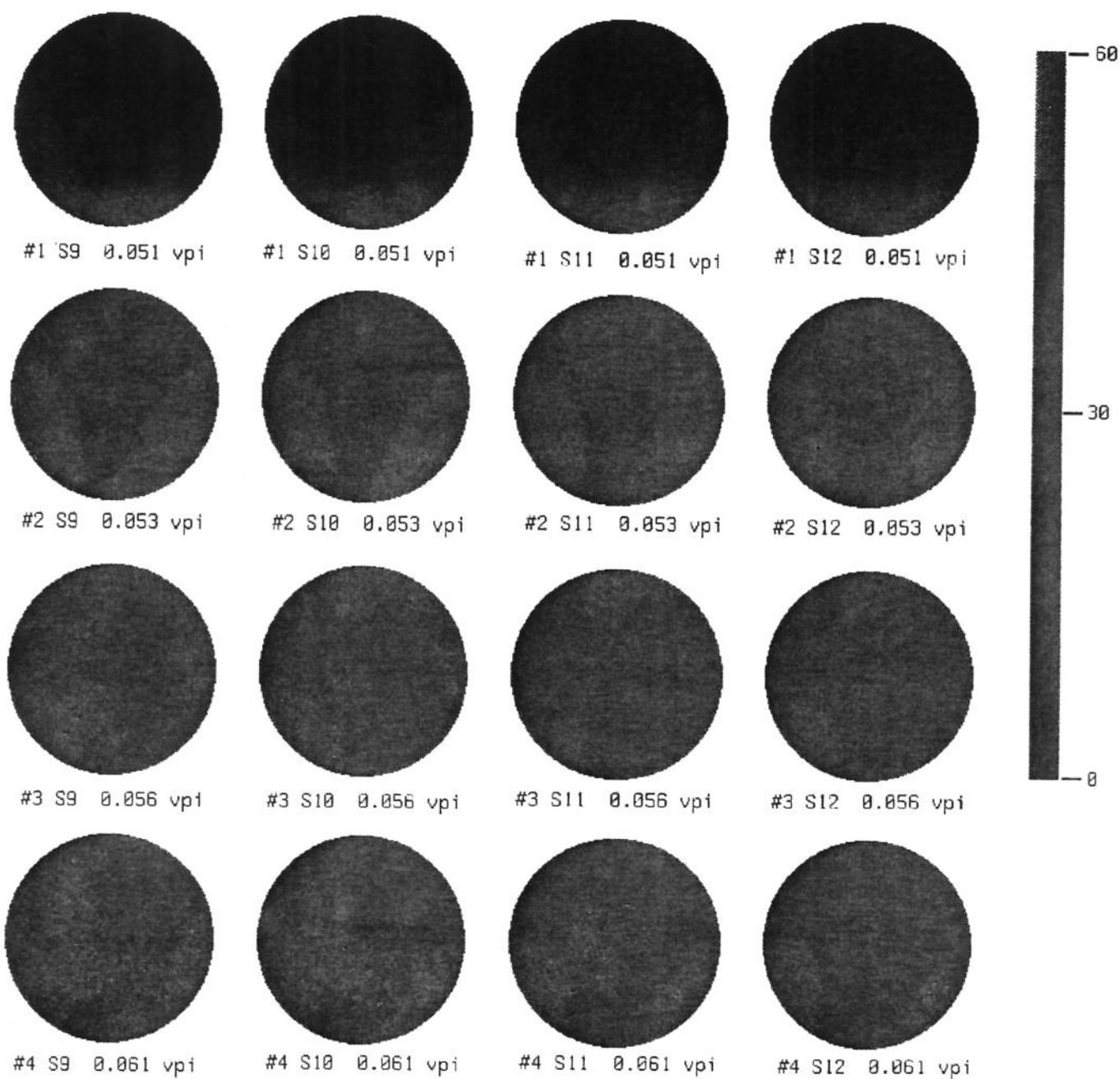


Fig.VII.2.16- Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas, das secções S9, S10, S11 e S12 da amostra 2, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

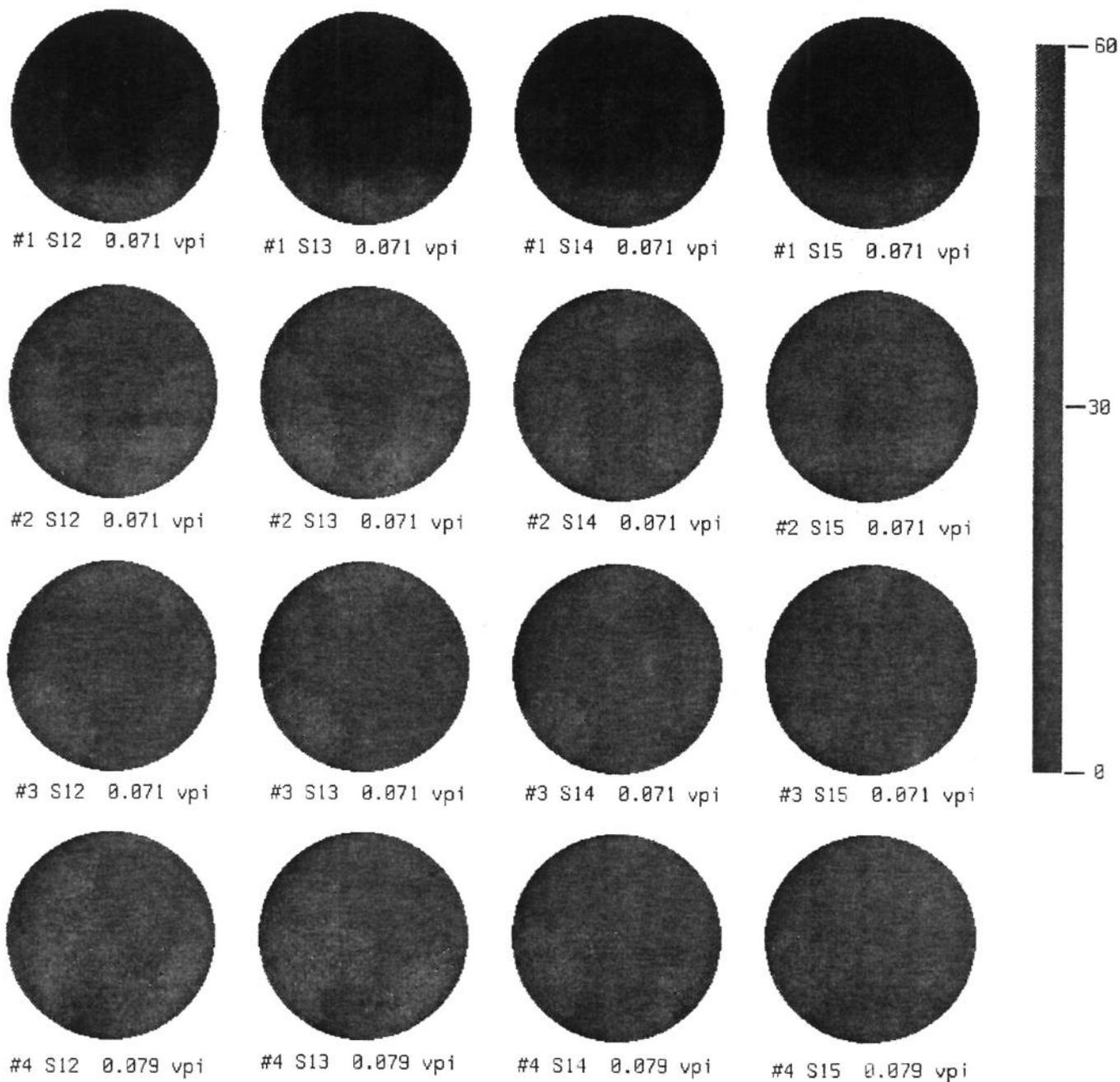


Fig.VII.2.17- Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas , das secções S12, S13, S14 e S15 da amostra 2, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

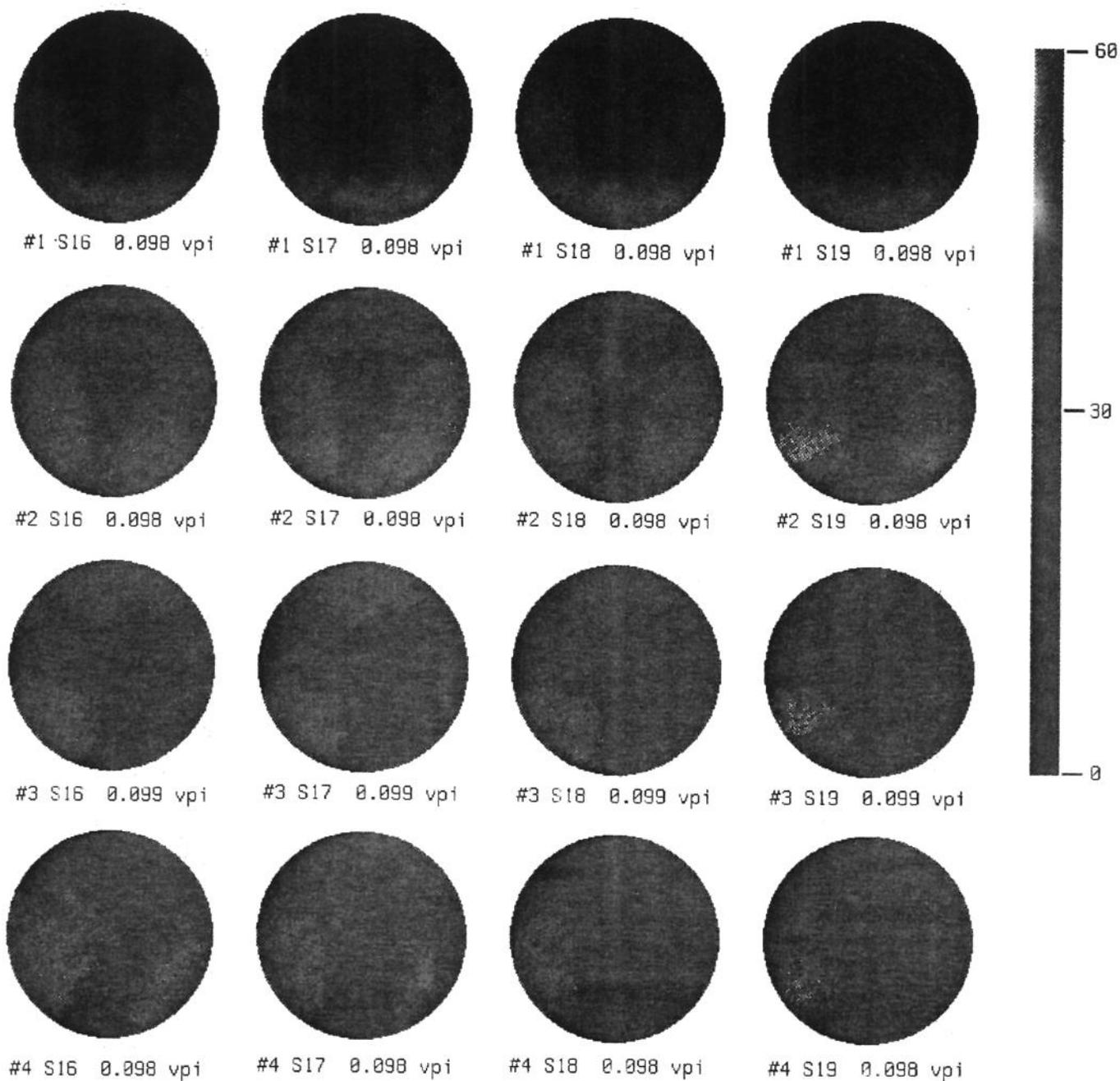


Fig.VII.2.18- Imagens comparativas do desenvolvimento de digitações viscosas , das secções S16, S17, S18 e S19 da amostra 2, obtidas nos quatro testes de injeção de água.

Para o teste #4, com a amostra rotacionada de 180° , todavia, a configuração se apresenta razoavelmente modificada pela introdução de outras regiões invadidas pela fase aquosa. Observando as imagens tomográficas dos testes #1, #2 e #4, nas figuras VII.2.13 a VII.2.18, para a amostra #2, nota-se também, a existência de configurações bem semelhantes das regiões ocupadas preferencialmente pela água enquanto que, para o teste #3, com a amostra rotacionada de 180° , tal configuração se apresenta razoavelmente modificada pelo surgimento de outras regiões invadidas. A mudança de configuração nos testes realizados com as amostras rotacionadas de 180° é um indicativo da ação do efeito gravitacional no escoamento dos fluidos no meio poroso. Tal efeito já fora observado no deslocamento de água por óleo já comentado alhures. A existência de uma configuração constante nos testes conduzidos sob as mesmas condições sugerem que as digitações viscosas se desenvolvem em função de características determinísticas de um meio poroso natural consolidado e não estatísticas, como ocorrem em sistemas artificiais isotrópicos. Convém notar que, mesmo após a alteração de configuração observada no teste #3 da amostra #2, quando o posicionamento original da amostra é restabelecido no teste #4, também se restabelece a configuração inicial. Há que se registrar que, apesar do teste #1 da amostra #1 ter sido conduzido numa vazão de injeção cerca de 67 % superior as demais, não foram observadas alterações na configuração das regiões preferencialmente invadidas pelas digitações viscosas.

- c- As imagens do teste #3 da amostra #2 nas figuras VII.2.13 a VII.2.18 revelam o desenvolvimento de uma digitação viscosa na parte superior da imagem, o que não se observa nos testes #1, #2 e #4. Considerando que, no momento em que o teste foi efetuado, essa região se encontrava na parte inferior (rotação de 180°), esse comportamento reforça a hipótese da existência de efeitos gravitacionais atuantes no deslocamento.

VII.3 - PERFIS DE POROSIDADE

A determinação dos perfis radiais de porosidade foi conduzida de acordo com as equações V.7 e V.8, conforme procedimento descrito no capítulo V.2. As figuras VII.3.1 e VII.3.2 mostram o perfil de porosidades da amostra #1. Observa-se que, de acordo com a escala de porosidades percentuais posicionada do lado direito das figuras, que a distribuição de

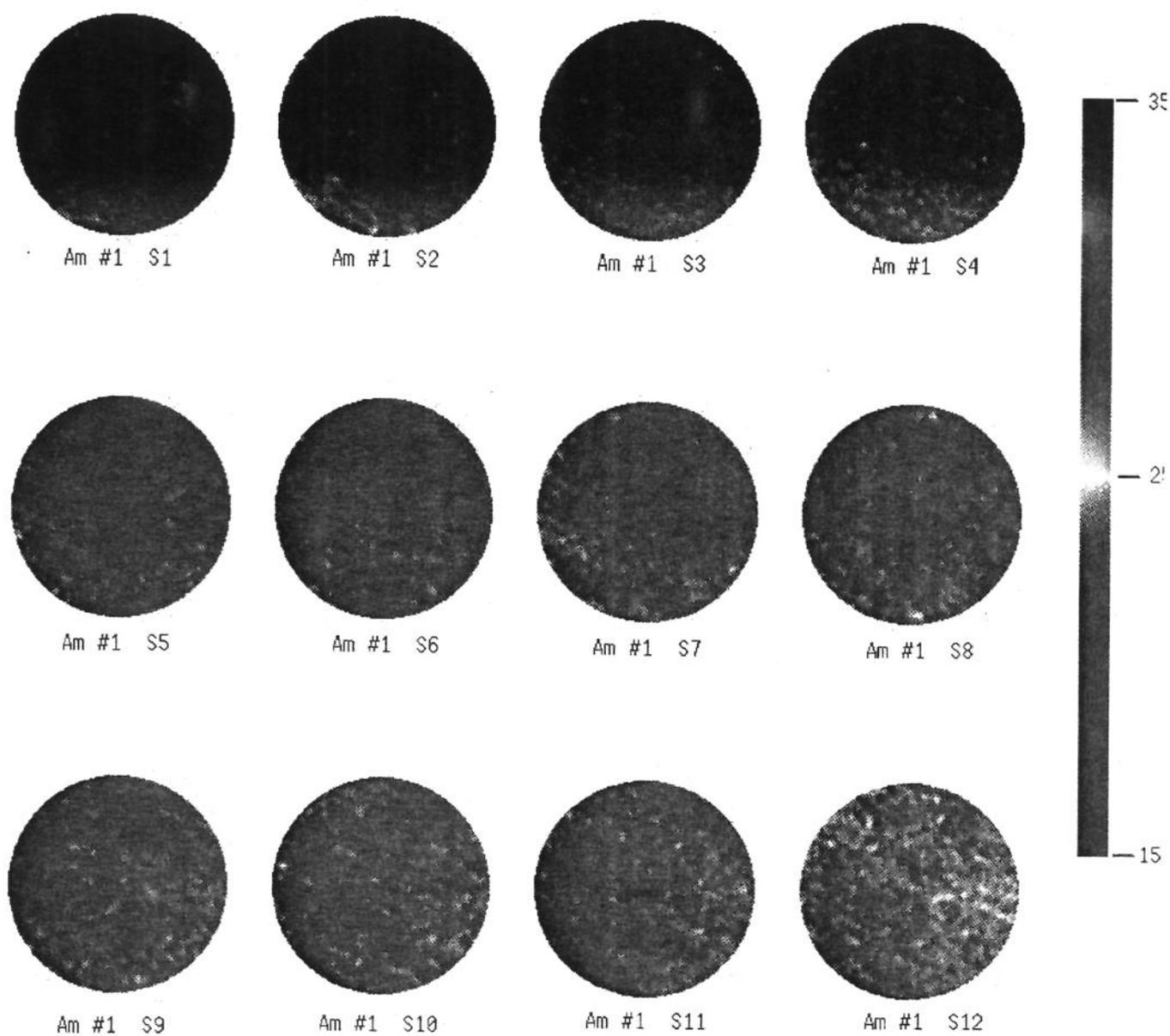


Fig.VII.3.1- Perfís de porosidade das secções S1 a S12 da amostra 1.

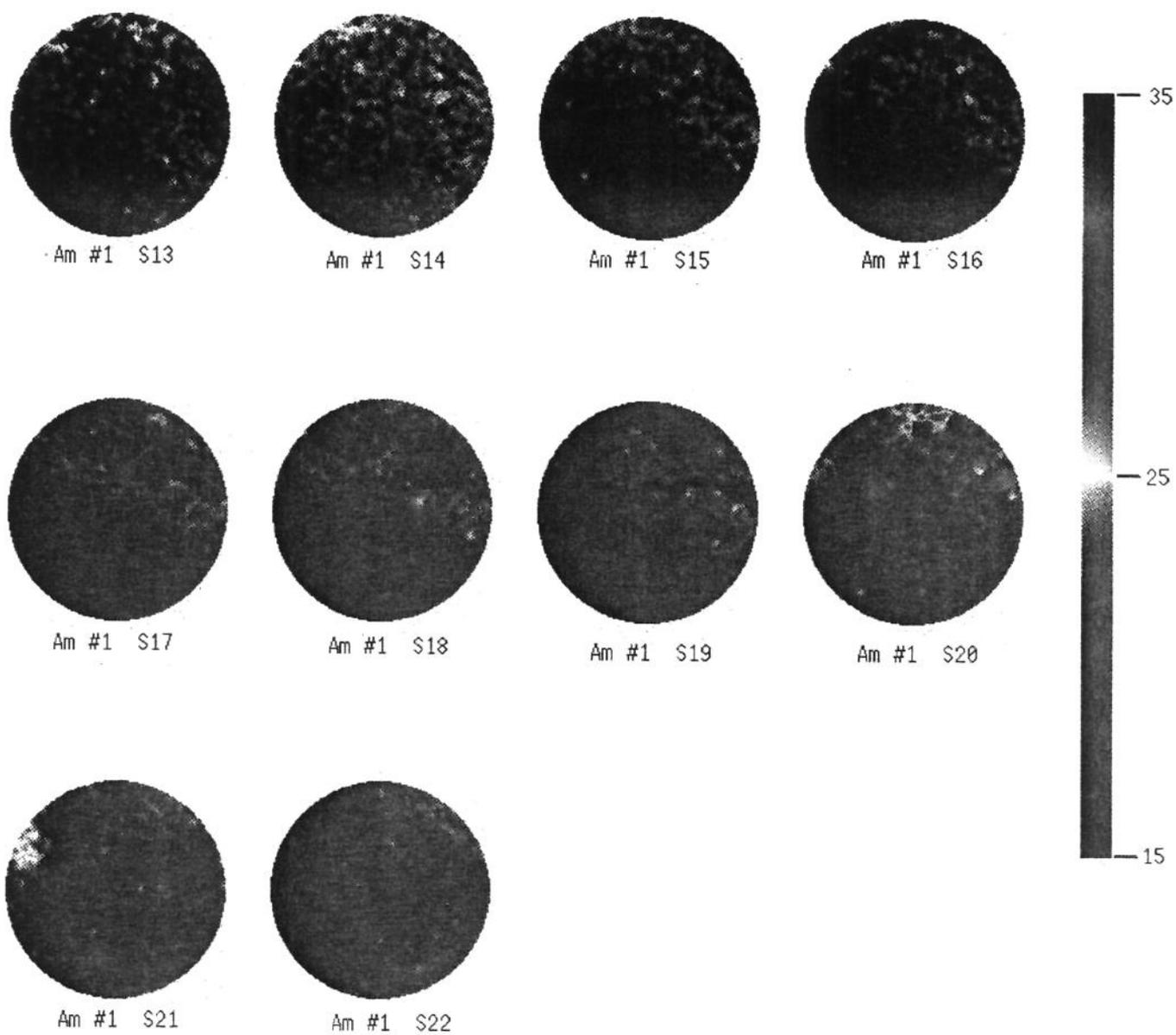


Fig.VII.3.2- Perfís de porosidade das secções S13 a S22 da amostra 1.

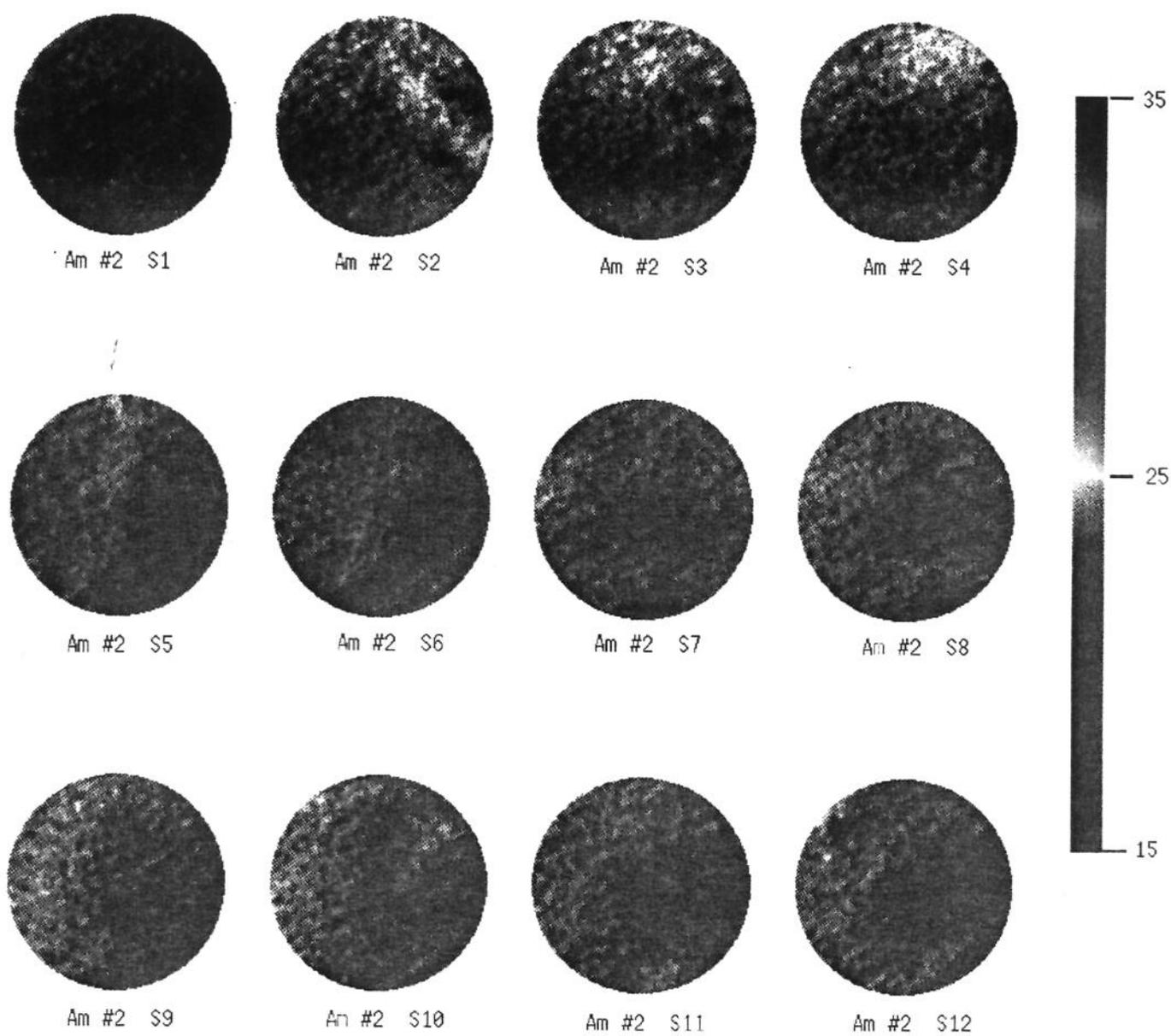


Fig.VII.3.3- Perfís de porosidade das secções S1 a S12 da amostra 2.

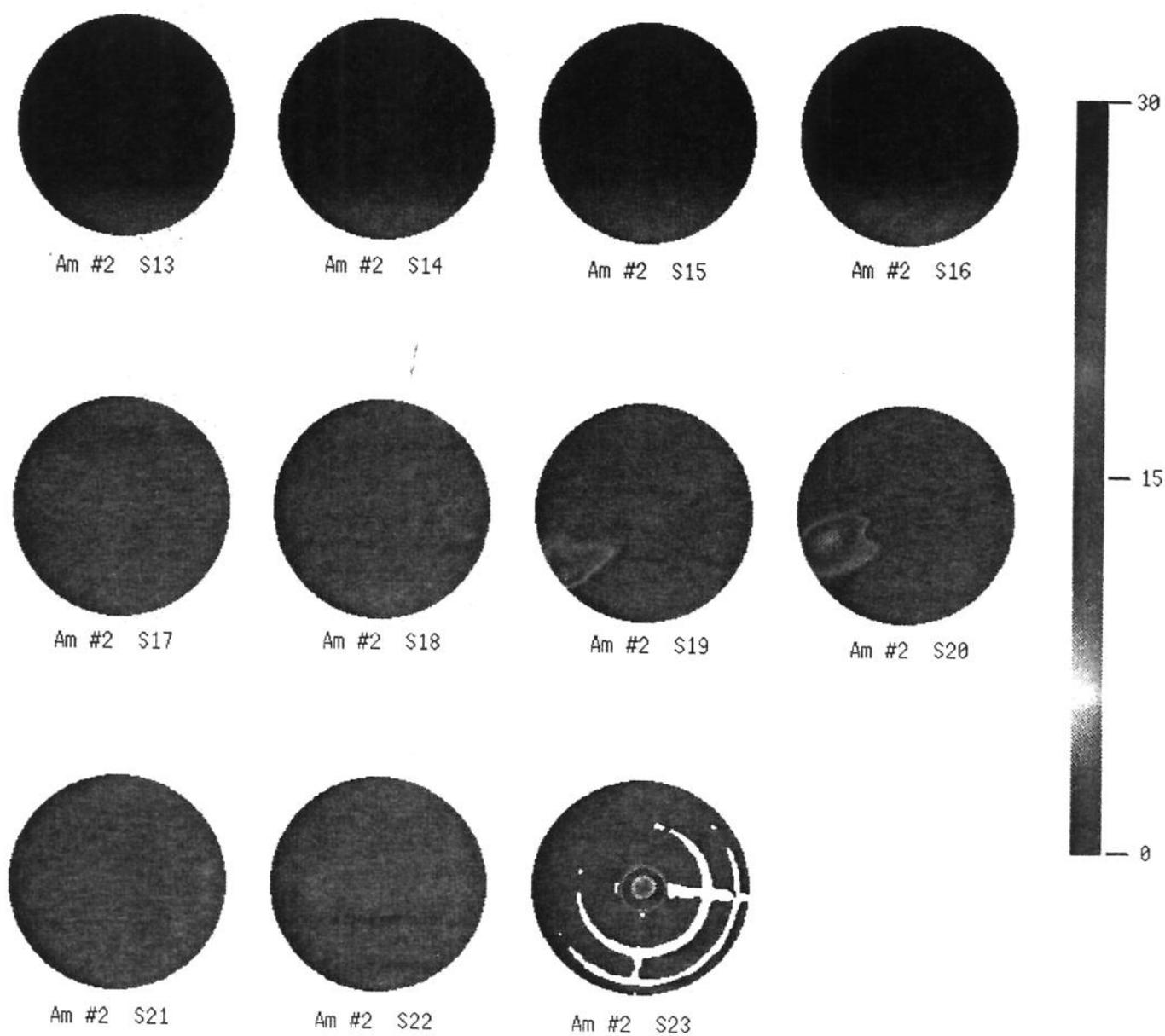


Fig.VII.3.4- Perfís de porosidade das secções S13 a S23 da amostra 2.

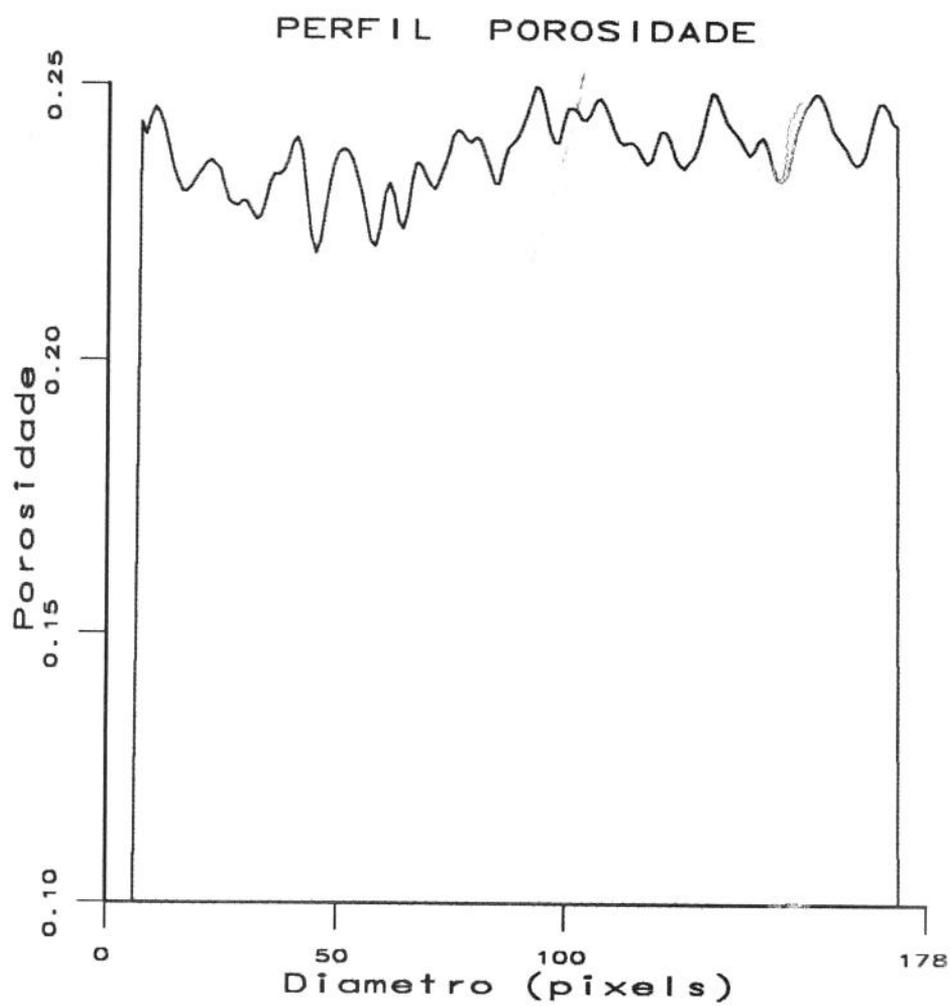
porosidades na amostra se dá em uma escala muito estreita, variando em torno de 22 - 23 %, com alguns pontos de porosidade um pouco mais elevada nas secções intermediárias da amostra #1 e alguns pontos de porosidade reduzida, nas ultimas secções.

As figuras VII.3.3 e VII.3.4 mostram o perfil de porosidades da amostra #2. Em virtude da presença de regiões de baixa permeabilidade nas secções 19 e 20, o mapa de cores utilizado na escala de porosidades da figura VII.3.4 é completamente diferente do mapa utilizado na figura VII.3.3. A utilização de dois mapas distintos teve por objetivo enfatizar as pequenas nuances do perfil de porosidades. Observa-se que, de acordo com a escala de porosidades percentuais posicionada do lado direito das figuras, que a distribuição de porosidades na amostra se dá em uma escala muito estreita, variando em torno de 22 - 23 %. A figura VII.3.3 revelou algumas regiões com porosidade em torno de 25 % nas primeiras secções da amostra #2 e distribuição mais equalitária nas secções intermediárias. A figura VII.3.4 revelou algumas regiões de baixa porosidade (em torno de 7 %) ao lado de regiões com porosidade um pouco mais elevadas que a média, nas secções 19 e 20 da amostra #2. Tais heterogeneidades no perfil de porosidades já foram mostradas pelas figuras V.2.8 a V.2.10, no capítulo V deste trabalho.

Cada um desses perfis de porosidade representam a porosidade média de um voxel de dimensões 0.3125 mm x 0.3125 mm e espessura de 10 mm, visto que todas as secções conceituais da amostra possuem espessura de 10 mm . A secção 23 da amostra #2 computou além da última secção conceitual da rocha, ainda uma pequena parte do flange de acrílico. Pode-se notar nessa imagem, o sistema de difusão e coleta de fluidos.

Esta escala de porosidades distribuída em um faixa tão reduzida, salvo as anomalias observadas nas secções 19 e 20 da amostra #2, eram perfeitamente presumíveis em função dos resultados obtidos pelos testes petrofísicos preliminares. A distribuição das porosidades médias das secções transversais das amostras #1 e #2 são apresentadas pela tabela VII.3.1. Estes valores de porosidade foram calculados com o uso da técnica de correção do efeito de endurecimento de feixe .

As imagens das figuras VII.3.1 a VII.3.4 são formadas por matrizes de 171 linhas por 171 colunas de pixels onde cada pixel possui o valor numérico percentual de porosidade. A figura VII.3.5 mostra a representação bidimensional da linha 85 da matriz de porosidade que passa pelo centro físico da secção S1 da amostra #1. O eixo das abscissas mostra o corte no centro da secção e o eixo das ordenadas reflete o valor percentual de porosidade média em cada um dos voxels que compõem a linha central. Outras representações bidimensionais de porosidade são apresentadas no Anexo II deste trabalho.



— Vosges #1 - S1

Fig.VII.3.5- Perfil bidimensional de porosidade do corte central da seção S1 da amostra 1, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

Tabela VII.3.1
Distribuição dos valores de porosidade média das secções transversais

DISTRIBUIÇÃO DE VALORES PERCENTUAIS DE POROSIDADE MÉDIA		
SECÇÃO	AMOSTRA #1	AMOSTRA #2
S 1	22.35	23.03
S 2	22.62	23.70
S 3	22.63	23.64
S 4	22.74	23.57
S 5	22.55	23.19
S 6	22.59	23.15
S 7	22.84	23.29
S 8	22.90	23.30
S 9	22.86	23.33
S 10	22.84	23.25
S 11	22.92	23.17
S 12	23.39	23.19
S 13	23.13	23.13
S 14	23.36	22.98
S 15	22.85	22.98
S 16	22.63	23.27
S 17	22.54	23.18
S 18	22.57	23.31
S 19	22.39	23.01
S 20	22.66	23.84
S 21	22.54	23.20
S 22	22.25	23.04
S 23	22.71	23.22
Média (tomografia)	22.73	23.22
Média (petrofísica)	22.71	22.99
diferença (%)	+ 0.09 %	+ 1.00 %

VII.4 - CURVAS DE PRODUÇÃO

A produção de fluidos durante os testes de deslocamento de óleo pela fase aquosa foram monitorados, de minuto a minuto, por um sistema computadorizado descrito no Capítulo II deste trabalho.

Os valores de pressão foram obtidos diretamente através de leitura em transdutores calibrados. Os valores de vazão volumétrica dos fluidos

produzidos foram calculados a partir dos valores de vazão mássica produzida, vazão volumétrica de injeção e das densidades dos fluidos conforme detalhado no Capítulo II, e apresentados na tabela VII.4.1

Tabela VII.4.1
Produção acumulada de óleo ao final do experimento

PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÓLEO AO FINAL DO EXPERIMENTO				
CORPO DE PROVA	TESTE	PRODUÇÃO CALCULADA (cm ³)	PRODUÇÃO COLETADA (cm ³)	DIFERENÇA (%)
Amostra #1	#1	30.73	32.00	- 4.00
	#2	18.80	20.00	- 6.00
	#3	22.52	23.50	- 4.17
	#4	20.37	21.00	- 3.00
Amostra #2	#1	22.61	23.50	- 3.79
	#2	22.47	23.50	- 4.38
	#3	22.25	22.50	- 1.11
	#4	22.30	23.00	- 3.04

Os valores de produção acumulada calculados pelo método descrito no Capítulo II ficaram, em média, 3.68 % menores do que os volumes coletados durante o teste. Este erro sistemático pode ser devido a alguma imprecisão na determinação das graduações de volume da proveta invertida ou devido a alguma imprecisão na determinação do volume morto entre a face de saída e a chegada no sistema coletor ou devido à imprecisões do método de cálculo das vazões volumétricas ou ainda, devido ao conjunto desses fatores atuando simultaneamente.

Para uma melhor qualidade das medidas de vazão volumétrica pelo método aqui utilizado são necessários os seguintes cuidados :

- a- A utilização de uma bomba de vazão constante com oscilações de vazão que pudessem ser consideradas desprezíveis
- b- O gradiente de densidade entre os fluidos deslocante e deslocado deve ser elevado. Se possível, acima de 0.20 g/cm³.
- c- O volume morto entre a face de saída e o sistema coletor deve ser determinado com extrema precisão.

- d- O sistema coletor, se utilizado, deve ter resolução de, pelo menos, 0.5 % do volume poroso da amostra de teste.
- e- A balança utilizada na determinação da vazão mássica de produção deve ser dotada de interface serial - protocolo RS-232 , e ter resolução de, pelo menos, um centígrama. O ideal seria a utilização de um equipamento com resolução na casa do miligrama.

Pelo resultado dos volumes produzidos em cada teste podemos observar que os testes realizados com a amostra #2 foram mais reprodutíveis do que os efetuados com a amostra #1. Como as amostras podem ser consideradas semelhantes, talvez a injeção de solventes no processo de limpeza tenha alterado as propriedades do meio poroso.

As figuras VII.4.1 a VII.4.8 mostram o desenvolvimento das vazões de óleo produzido, de água produzida e do diferencial de pressão entre a face de entrada e de saída da amostra , dos testes de deslocamento de óleo por injeção de água na amostra #1 e na amostra #2.

Observou-se em todos os testes, uma pequena produção de gotículas de água dispersas na fase óleo, antes da efetiva erupção da água na face de saída. Esse pequeno volume de água estaria imóvel no meio poroso quando da saturação da amostra com o óleo não sendo arrastado pelo óleo que fluía. Entretanto, durante o traslado da amostra de Campinas para São Paulo, provavelmente, alguma fração desse volume imóvel, em virtude de vibrações, tenha se tornado móvel, sendo então arrastado e produzido durante o início dos testes. As imagens tomográficas mostraram que, durante a produção dessas pequenas gotículas de água dispersas no óleo, a frente de avanço das digitações viscosas ainda não havia alcançado a face de saída do meio poroso.

Outra característica observada nos testes de deslocamento foi a estabilização da vazão de óleo por um breve período de tempo com subsequente queda. Aconteceu-se a possibilidade de tal fenômeno ter acontecido em função da estabilização da largura das digitações viscosas. Observou-se pelas imagens tomográficas, uma estabilização da área varrida pela água. Assim, durante o intervalo de tempo em que essa zona de digitações com área estabilizada atingia a extremidade de saída da rocha, a produção de fluidos se mantinha constante. Essa zona com larguras de digitações estabilizadas era seguida por uma outra zona onde toda a seção transversal da rocha se mostrava invadida pela água injetada - a chamada "zona estável". Quando essa zona atingia a face de saída, ocorria uma diminuição gradativa da vazão de óleo e um aumento na vazão de água. Esse comportamento pode ser observado nas figuras VII.4.1 a VII.4.8 e nas curvas de fluxo fracionário da figura VII.7.5.

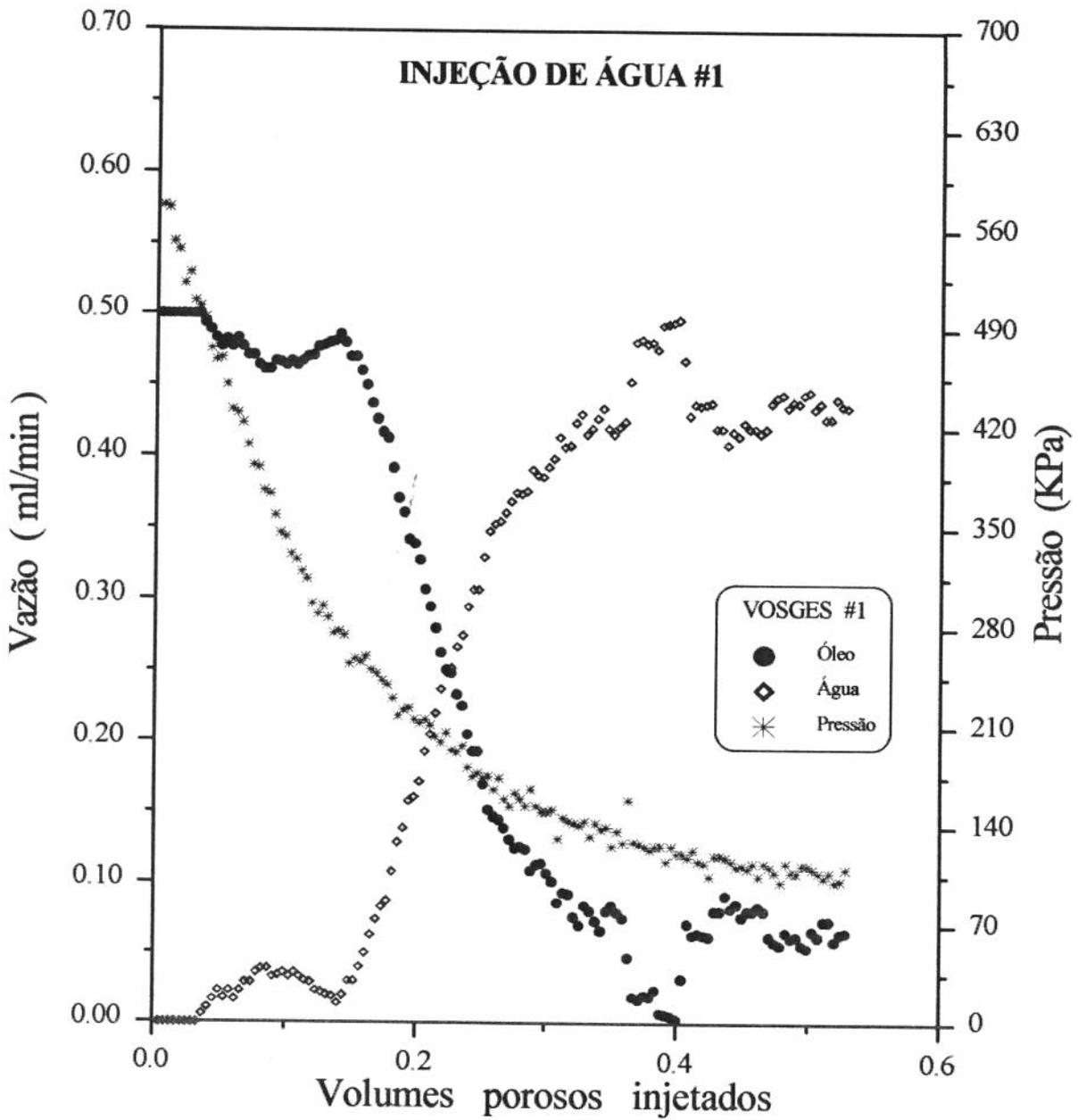


Fig. VII.4.1 - Curvas de produção do teste #1 da amostra #1.

As características dos testes realizados com a amostra #1, no momento da erupção da fase aquosa na face de saída, tais como tempo de erupção, volume de água injetada e recuperação percentual, são reportados na tabela VII.4.2

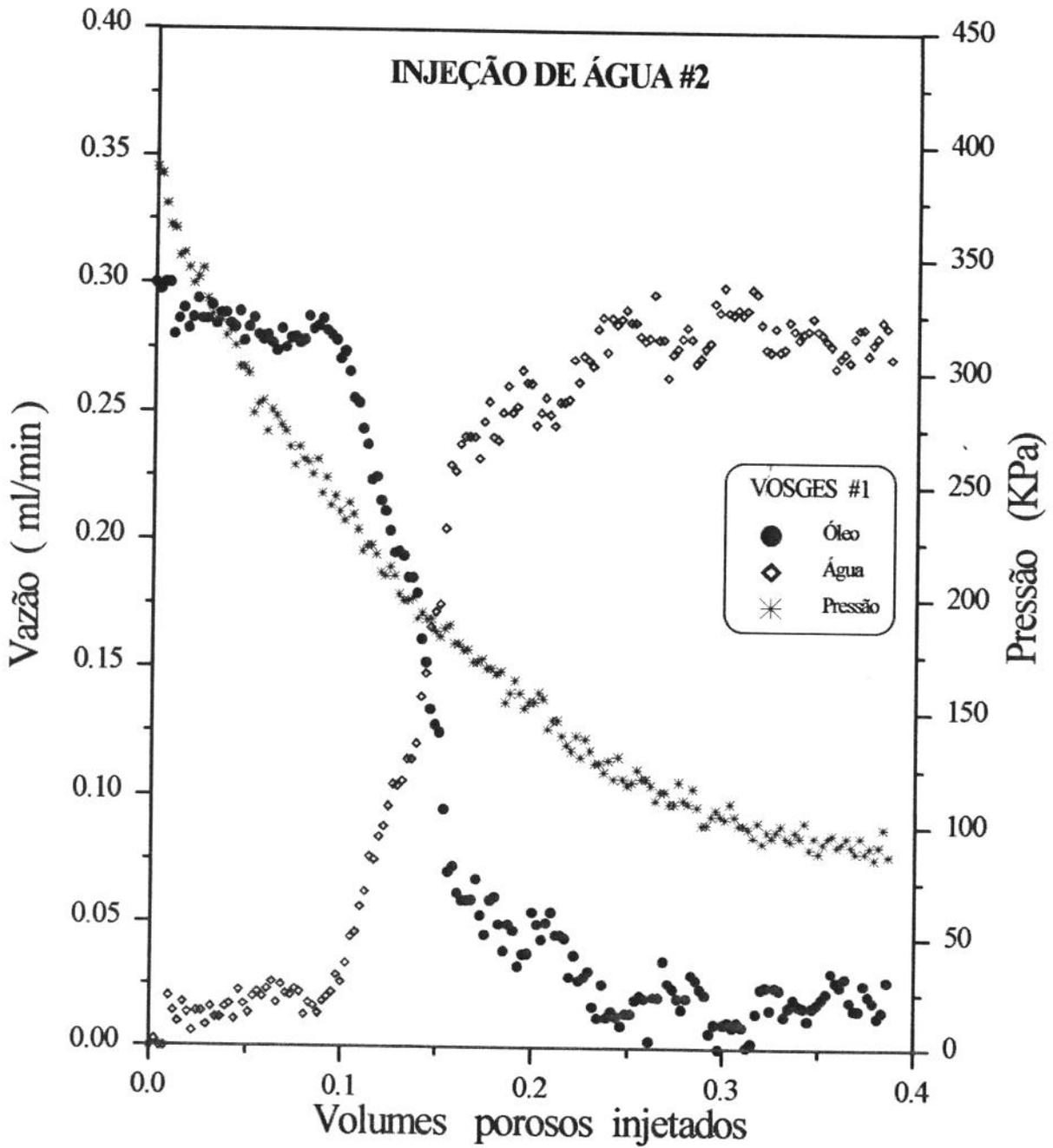


Fig. VII.4.2 - Curvas de produção do teste #2 da amostra #1.

Tabela VII.4.2
Características dos ensaios da amostra #1 na erupção de água

PRODUÇÃO DE FLUIDOS DA AMOSTRA #1 NA ERUPÇÃO DE ÁGUA			
TESTE	TEMPO DE ERUPÇÃO (segundos)	VOLUME INJETADO (cm ³)	RECUPERAÇÃO (%)
#1	1985	16.54	13.6
#2	2485	12.30	10.1
#3	2185	10.93	8.9
#4	2680	13.40	10.5

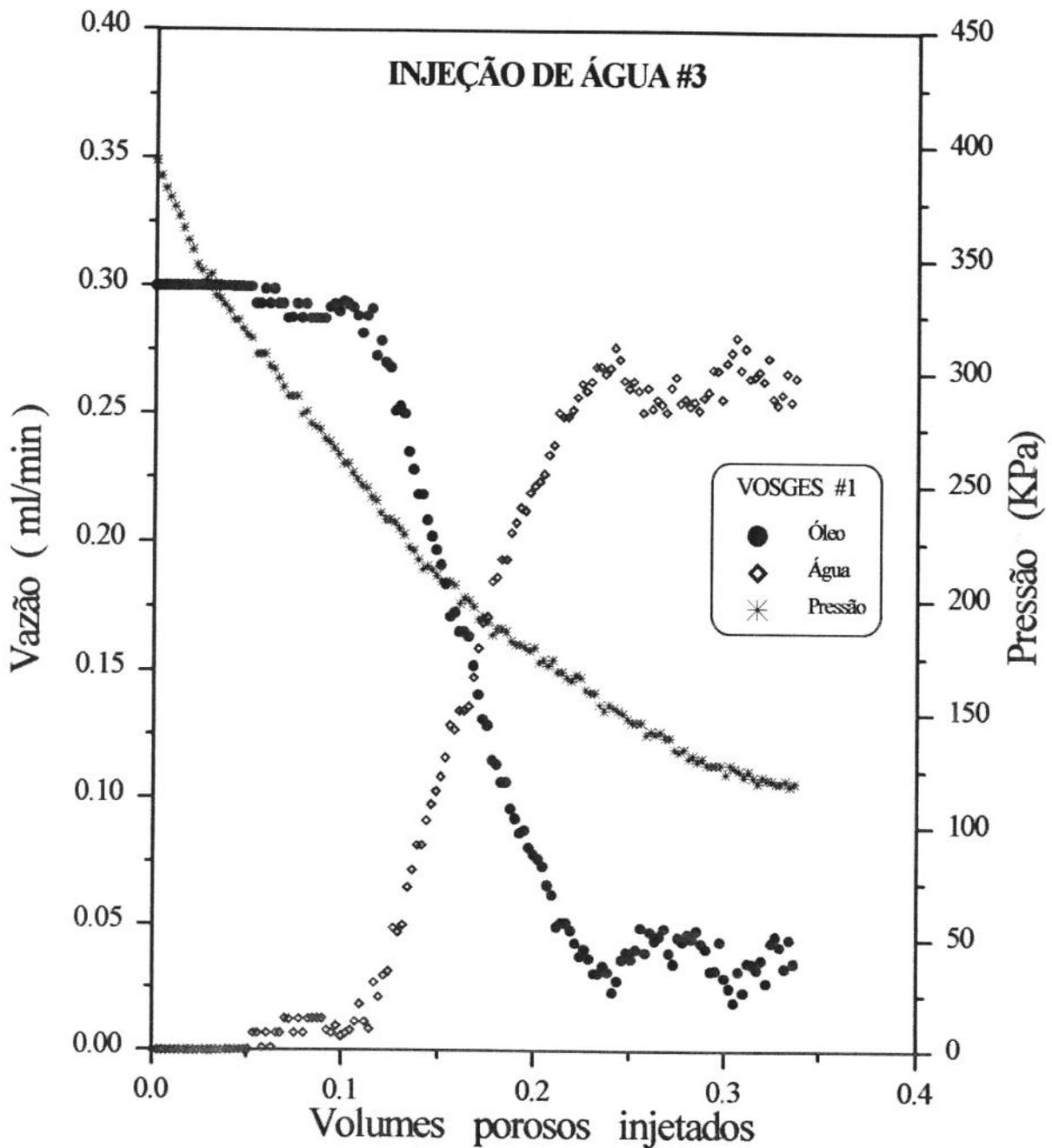


Fig. VII.4.3 - Curvas de produção do teste #3 da amostra #1.

As características dos testes realizados com a amostra #2, no momento da erupção da fase aquosa na face de saída, tais como tempo de erupção, volume de água injetada e recuperação percentual, são reportados na tabela VII.4.3

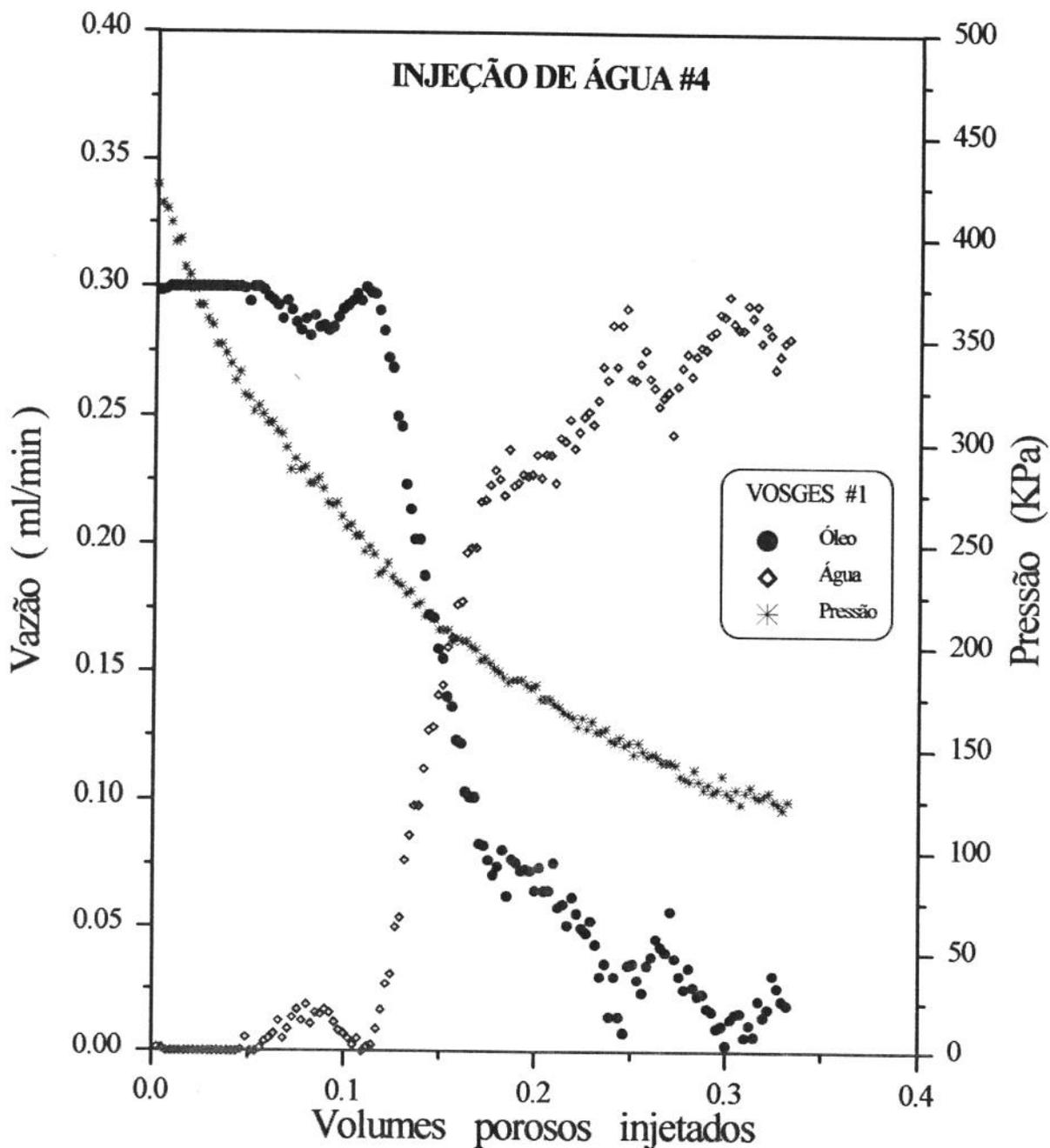


Fig. VII.4.4 - Curvas de produção do teste #4 da amostra #1.

Tabela VII.4.3
Características dos ensaios da amostra #2 na erupção de água

PRODUÇÃO DE FLUIDOS DA AMOSTRA #2 NA ERUPÇÃO DE ÁGUA			
TESTE	TEMPO DE ERUPÇÃO (segundos)	VOLUME INJETADO (cm ³)	RECUPERAÇÃO (%)
#1	2875	14.40	11.4
#2	2525	12.63	10.0
#3	2820	14.10	11.2
#4	3115	15.80	12.4

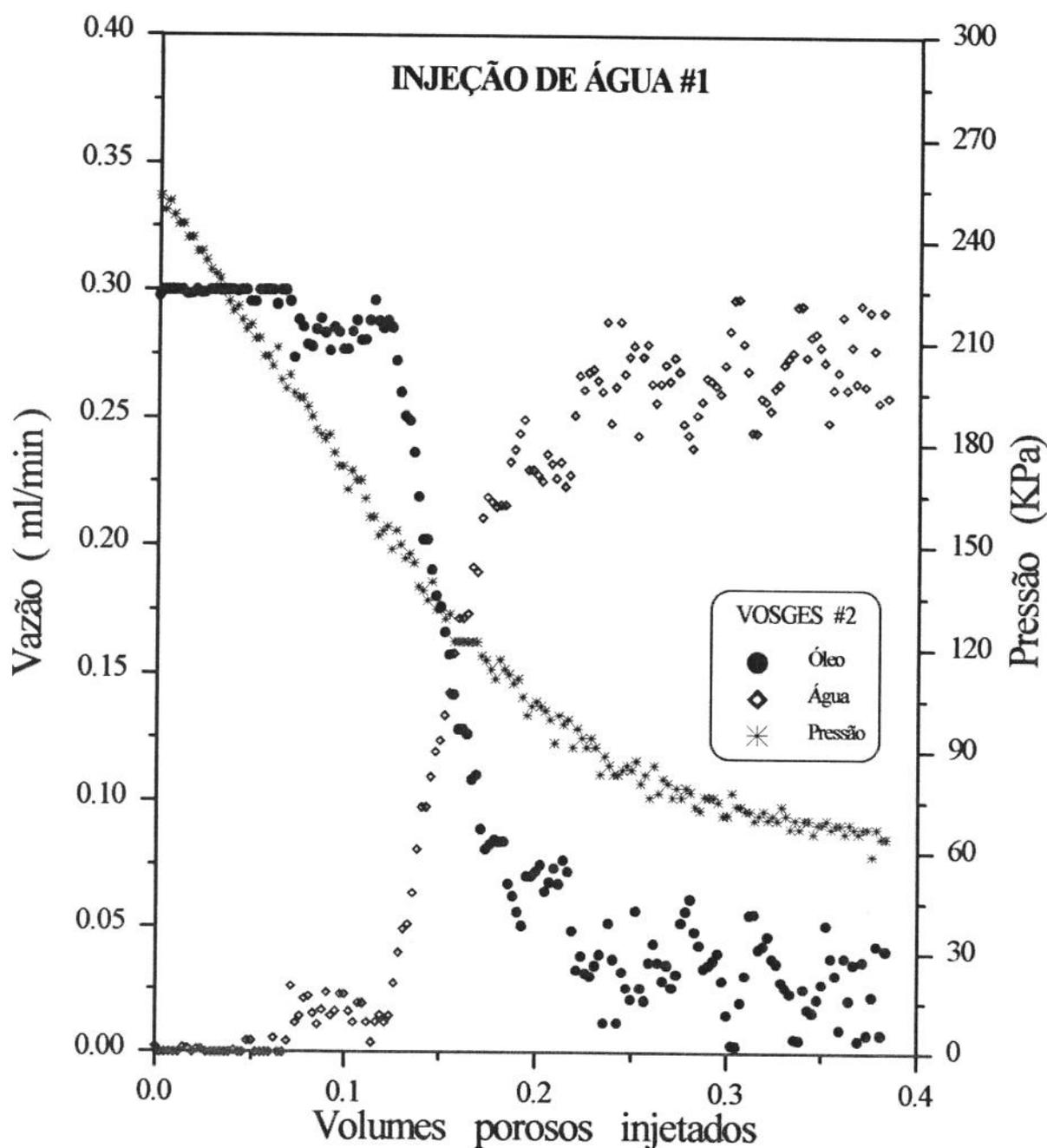


Fig. VII.4.5 - Curvas de produção do teste #1 da amostra #2.

O desenvolvimento de digitações viscosas durante o escoamento resultou numa recuperação baixa na erupção. Os testes realizados à vazão de $0.30 \text{ cm}^3 / \text{min}$ proporcionaram recuperação média de 10.6 %, três pontos percentuais abaixo do teste conduzido à $0.50 \text{ cm}^3 / \text{min}$ que teve recuperação de 13.6 %. A recuperação média de óleo na erupção dos testes realizados com a amostra #2 foi de 11.25 % contra 9.83 % dos testes da amostra #1 realizados a $0.30 \text{ cm}^3 / \text{min}$.

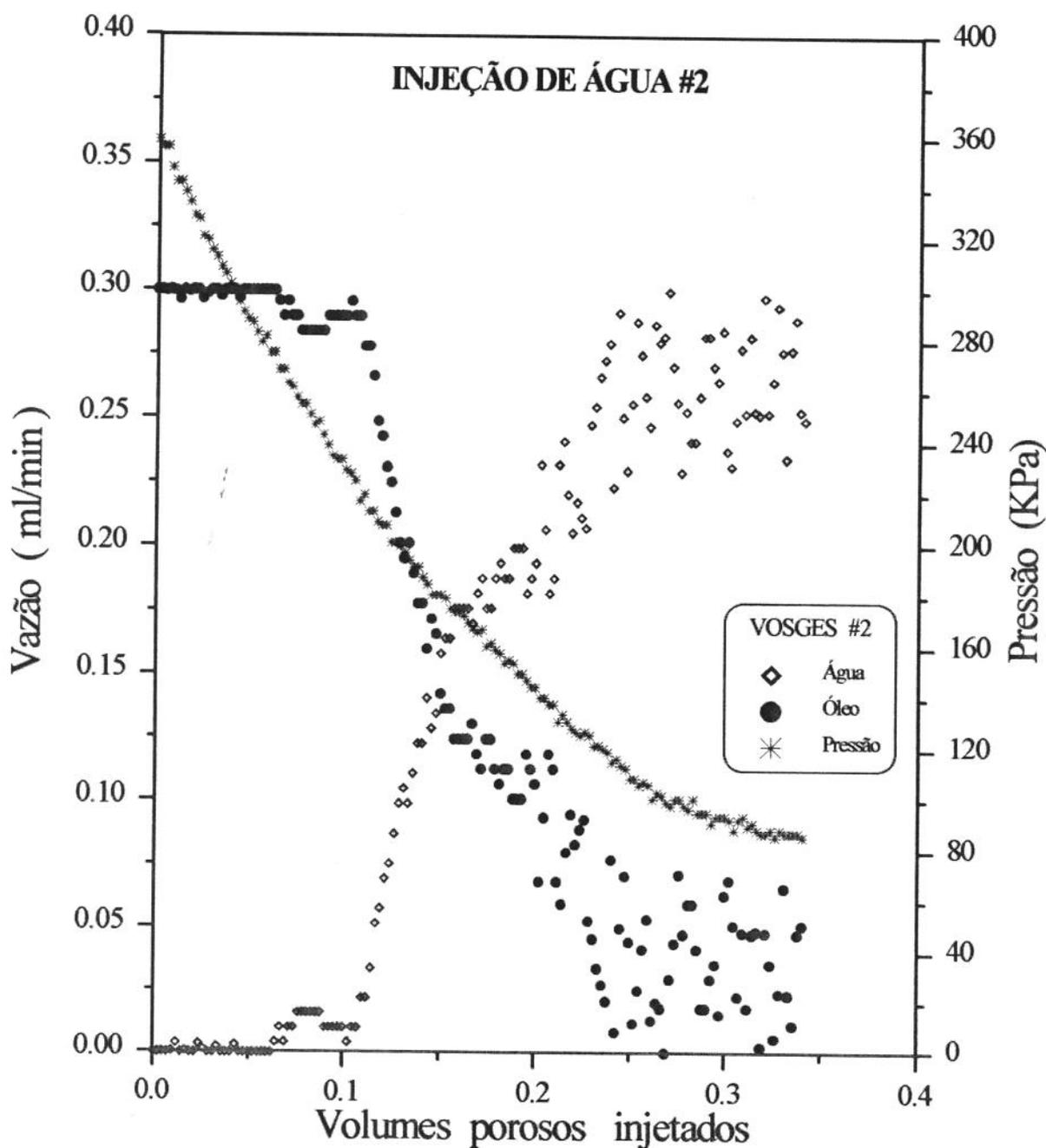


Fig. VII.4.6 - Curvas de produção do teste #2 da amostra #2.

Ao final do teste, foram obtidas recuperações médias de óleo de 18.30 % para os testes realizados com a amostra #2, para um volume injetado médio de 0.387 VP's ; 17.50 % para os testes realizados com a amostra #1 à vazão de 0.30 cm³ / min, para um volume injetado médio de 0.392 VP's e 26.4 % para o teste realizado com a amostra #1 à vazão de 0.50 cm³ / min, para um volume injetado de 0.528 VP's.

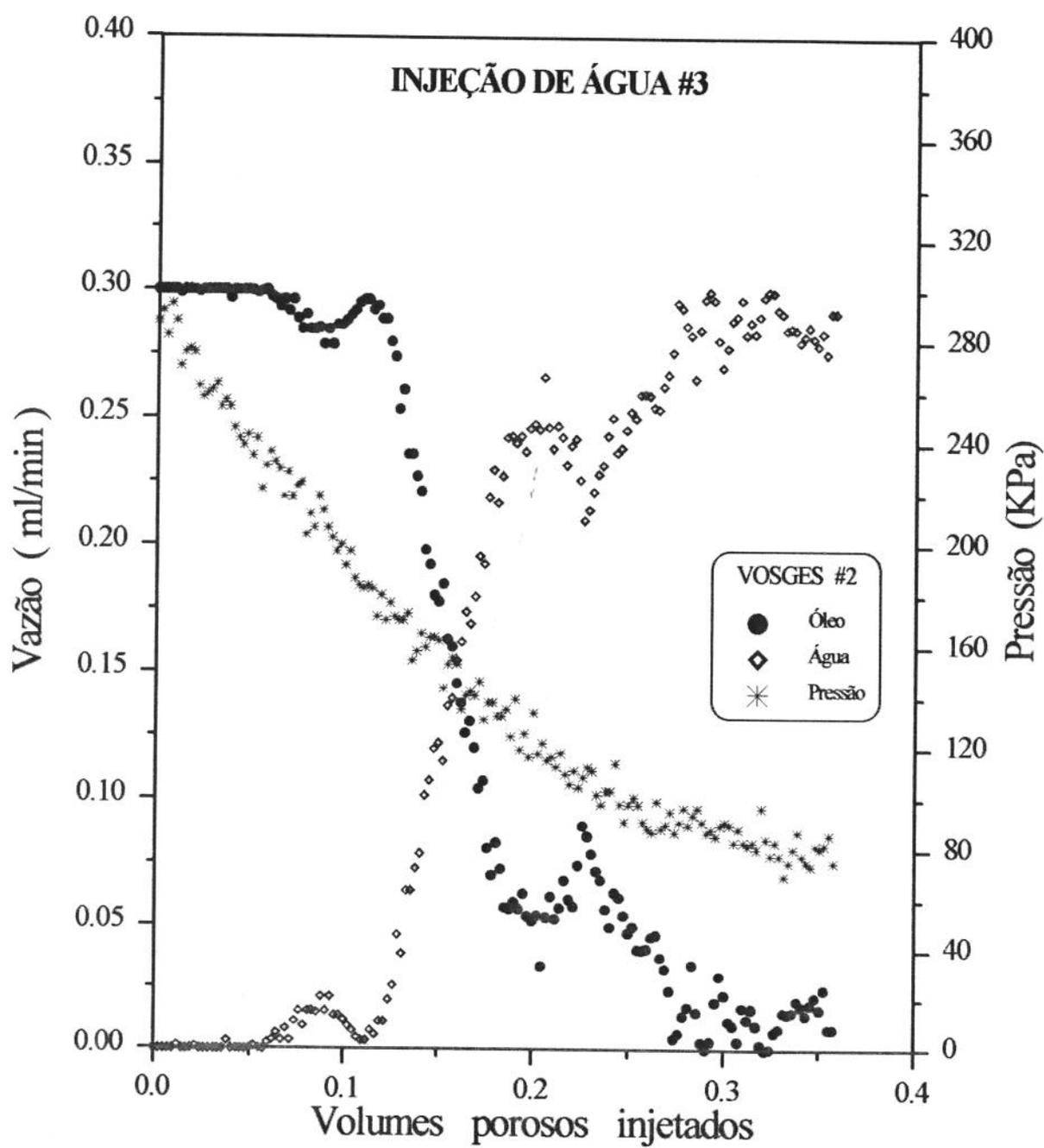


Fig. VII.4.7 - Curvas de produção do teste #3 da amostra #2.

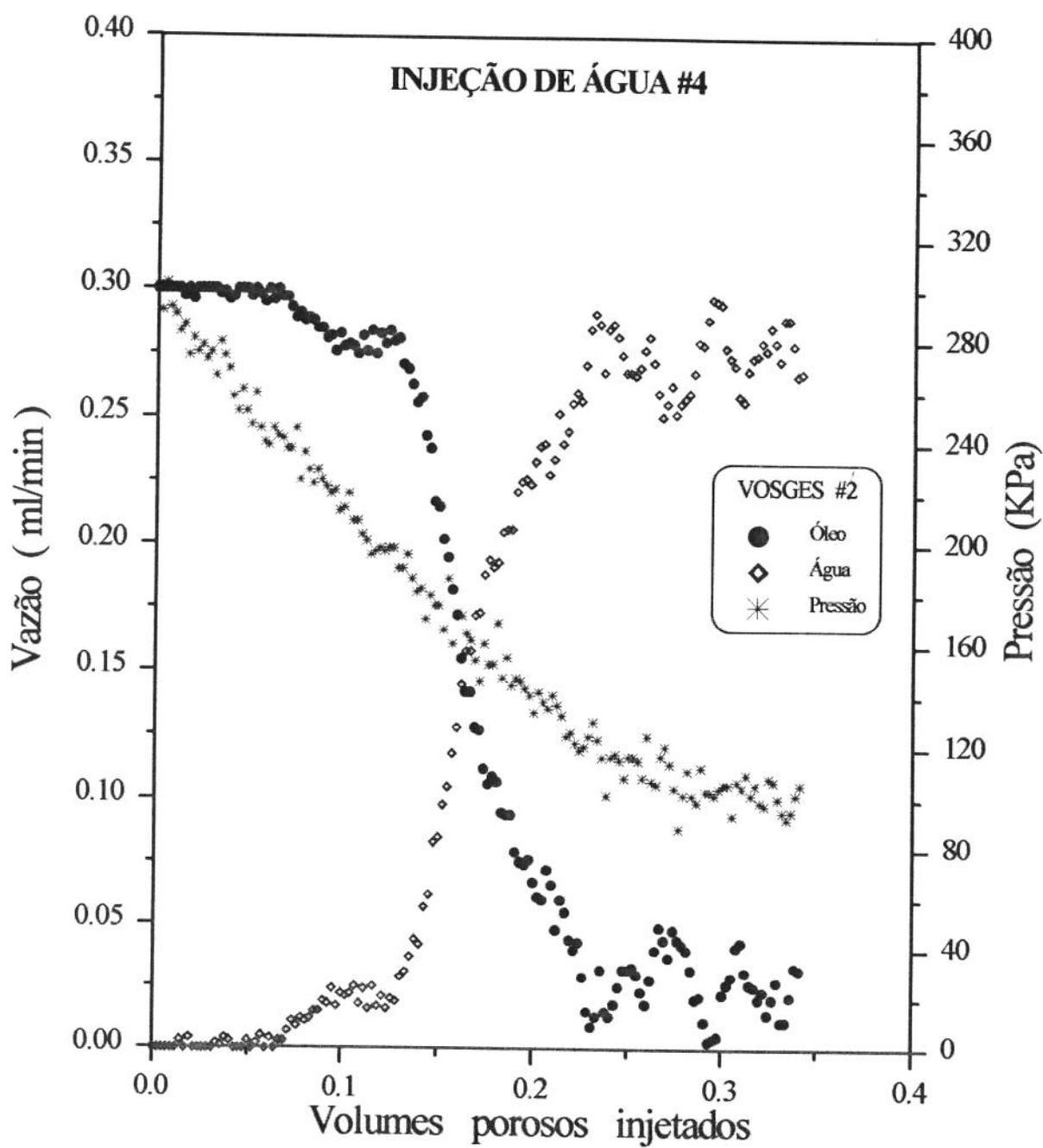


Fig. VII.4.8 - Curvas de produção do teste #4 da amostra #2.

VII.5 - CURVAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA

A figura VII.5.1 mostra as curvas de saturação de água *versus* distância adimensional, em diversos tempos, durante a injeção de óleo na amostra #2. Pode-se facilmente identificar o regime pistonado de tal deslocamento. Observa-se uma saturação de água bem reduzida na zona já invadida pelo óleo e um crescimento abrupto da saturação de água na zona ainda não invadida pela frente de avanço do óleo.

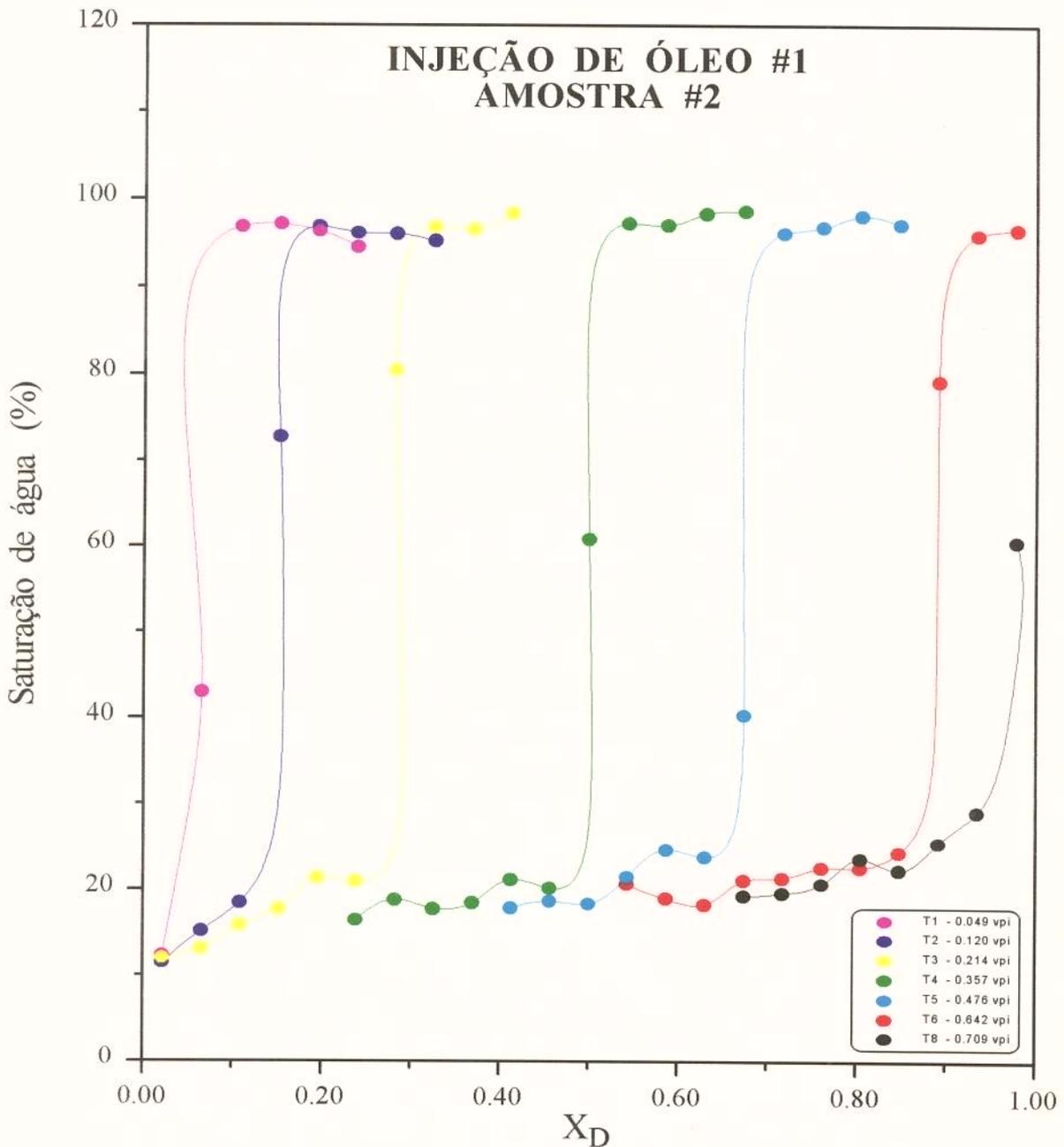


Fig. VII.5.1 - Curvas de saturação de água em função da distância adimensional durante a injeção de óleo.

Um comportamento idêntico foi observado nas curvas de saturação de água *versus* distância adimensional obtidas no teste de injeção de óleo na amostra #1 , incorporada no Anexo III deste trabalho.

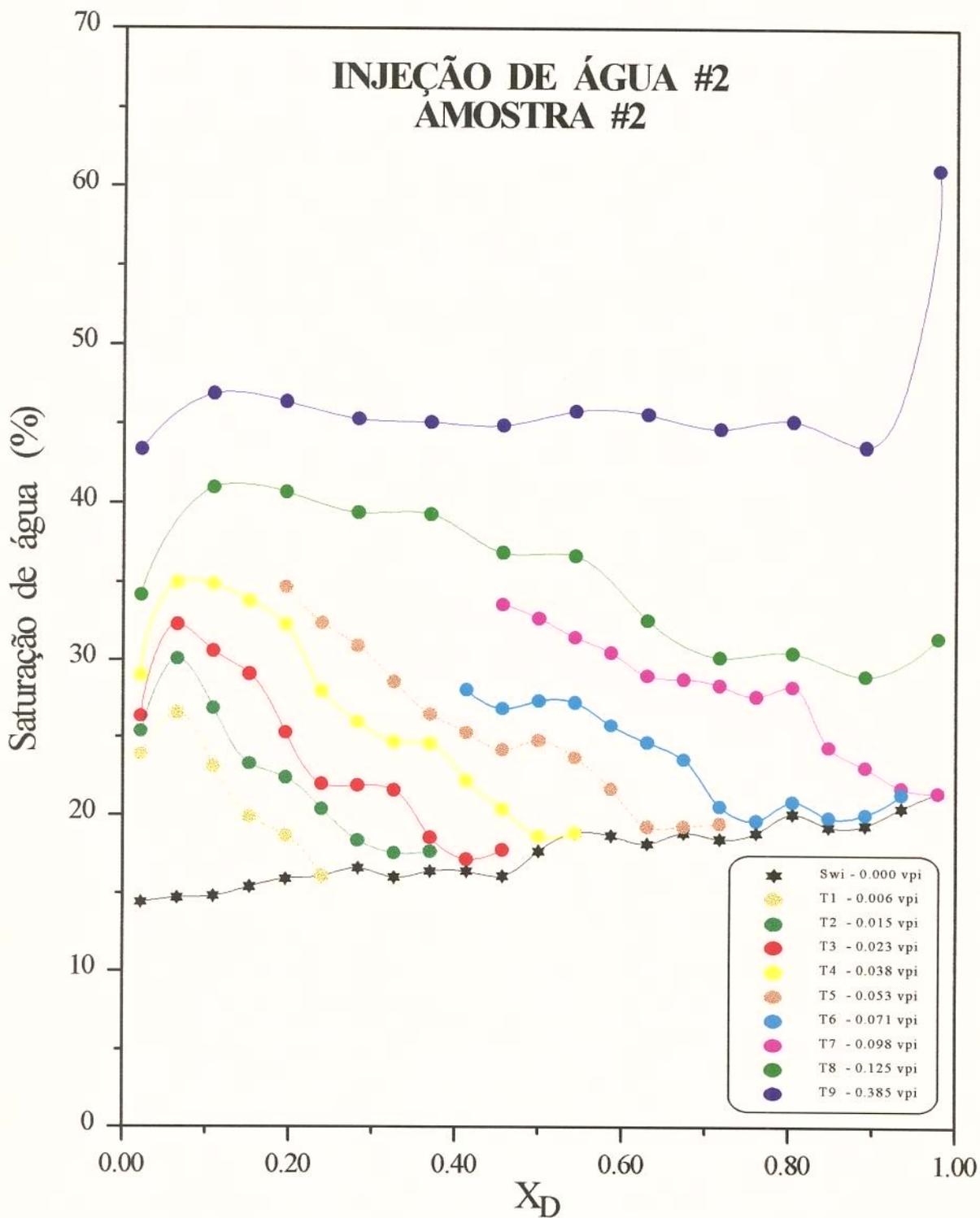


Fig. VII.5.2 - Curvas de saturação de água em função da distância adimensional durante a segunda injeção de água na amostra #2.

A figura VII.5.2 mostra as curvas de saturação de água *versus* distância adimensional, em diversos tempos, durante a segunda injeção de água na amostra #2. Podemos observar claramente a diferença entre os regimes de fluxo da injeção de água e da injeção de óleo. Pelas curvas apresentadas, podemos constatar a inexistência de qualquer frente de choque como preconiza a teoria do avanço frontal para escoamento estável. Os valores de saturação de água vão diminuindo continuamente até atingir a saturação de água inata nas secções ainda não alcançadas pelas digitações viscosas. Podemos observar na curva T8 - 0.125 vpi, o crescimento da saturação de água junto a extremidade de saída. Na curva seguinte, T9 - 0.385 vpi, esse aumento é bastante pronunciado, mostrando a evolução do efeito de extremidade (*end-effect*) que ocorre durante os testes de injeção de água.

Essas manifestações foram também observadas nas demais curvas de saturação de água *versus* distância adimensional, reunidas no Anexo III.

VII.6 - CURVAS DE AUTO-SIMILARIDADE

As figuras VII.6.1 a VII.6.8 mostram a função-resposta adimensional (f^*) característica de um deslocamento imiscível obtida experimentalmente. Cada um dos deslocamentos foi conduzido sob um determinado conjunto de variáveis adimensionais de auto-similaridade, especificado nos parâmetros da equação (III.38).

Como f^* revela a verdadeira natureza do deslocamento, é de se esperar que, quanto mais próximos forem os conjuntos das variáveis adimensionais de auto-similaridade de um determinado grupo de deslocamentos imiscíveis, mais semelhantes serão as curvas das funções-resposta. Da análise conjunta das curvas de função-resposta de cada experimento, podemos registrar :

- a- A figura VII.6.1 ilustra a função-resposta do teste #1 da amostra #1 que foi conduzido a uma vazão volumétrica cerca 67 % superior que as demais que foram conduzidas sob a mesma vazão constante. Como a velocidade de injeção exerce influência direta em vários grupos de similaridade tais como o número de estabilidade, número gravitacional, número capilar e no tempo adimensional, é de se esperar que a função-resposta desse escoamento apresenta variações marcantes em relação as demais, conduzidas a mesma vazão. Tal discrepância se observa experimentalmente através da comparação da curva característica desse experimento (figura VII.6.1) com as curvas características dos demais (figuras VII.6.2 a VII.6.8).

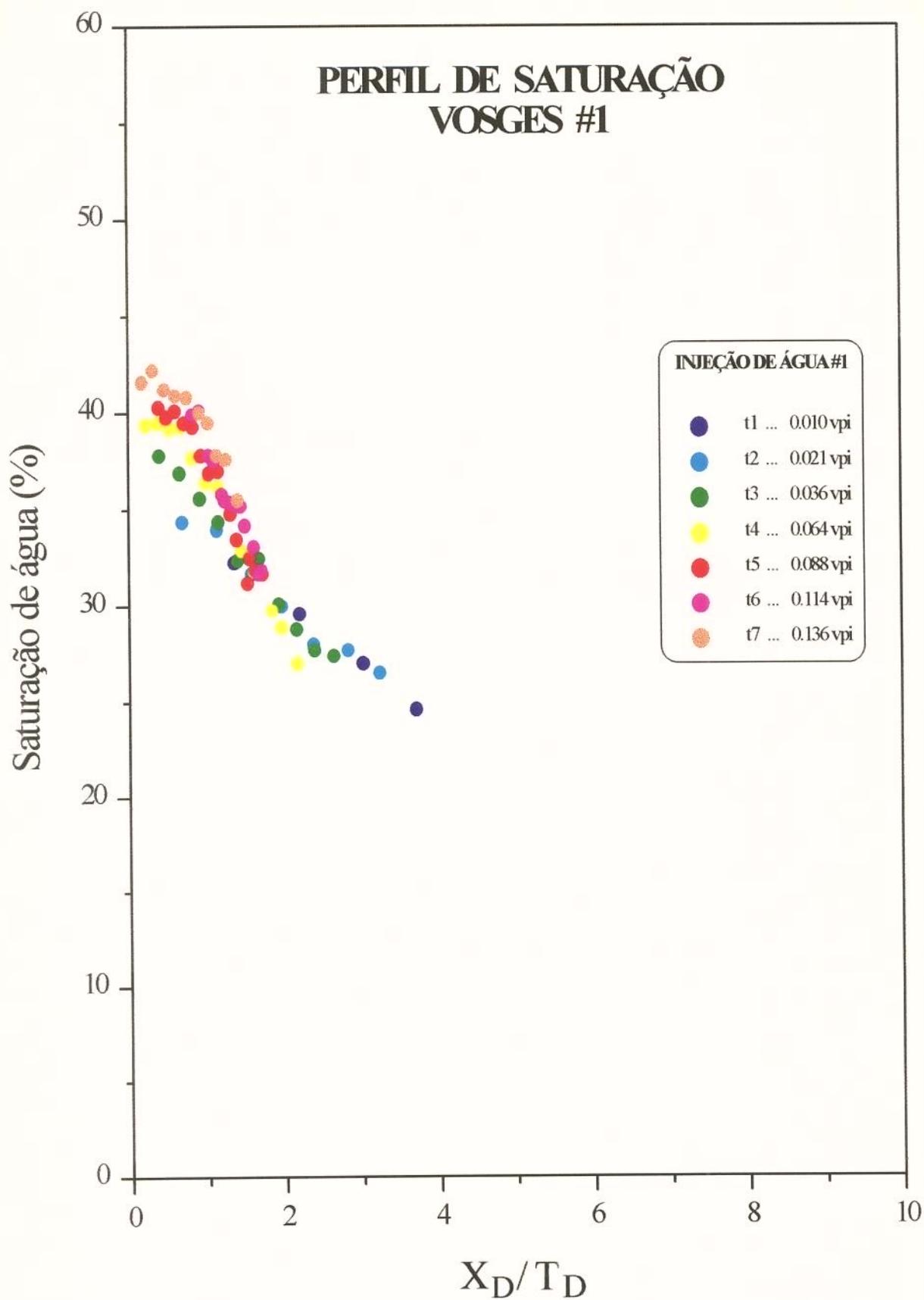


Fig. VII.6.1 - Função resposta do teste #1 da amostra #1.

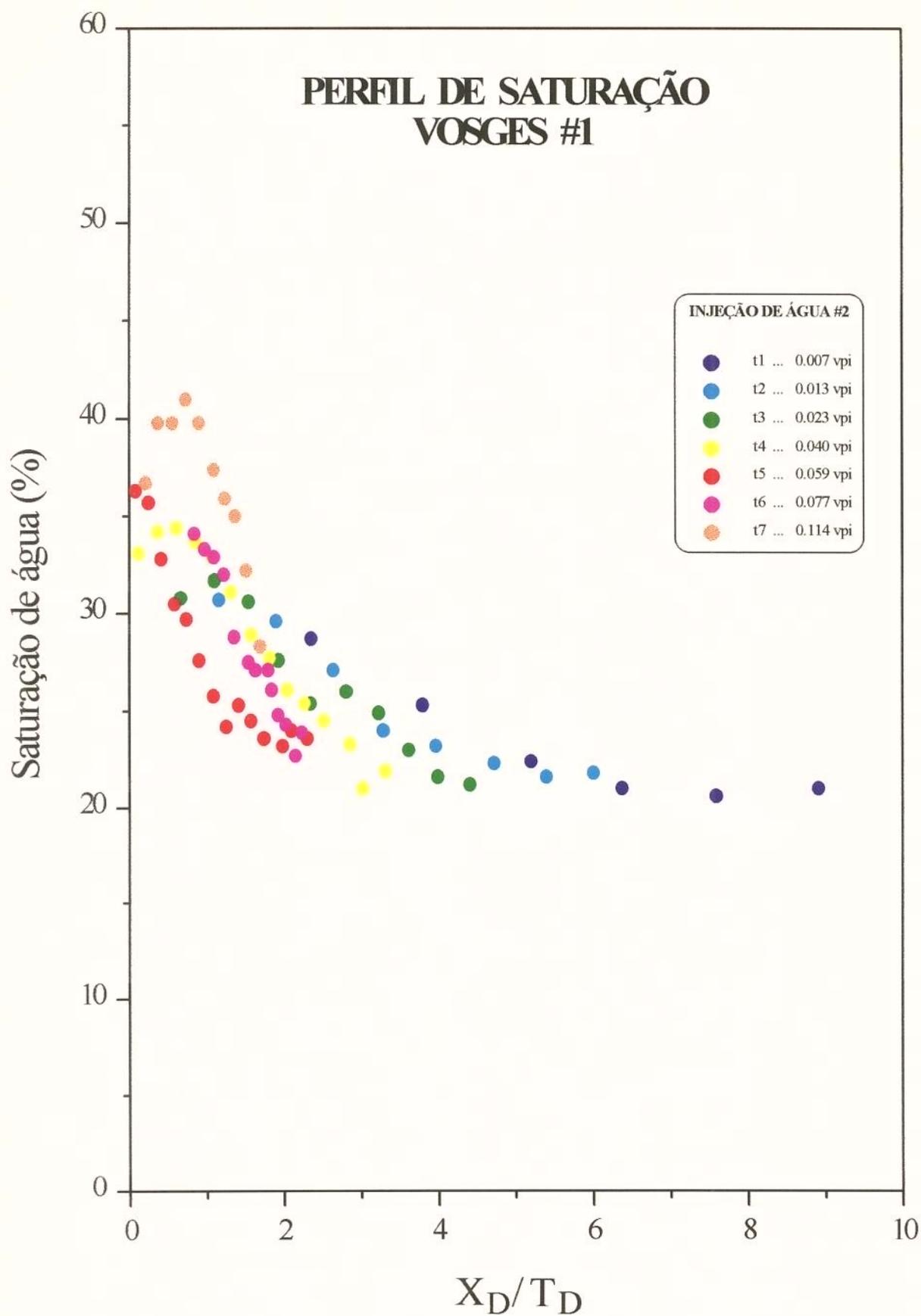


Fig. VII.6.2 - Função resposta do teste #2 da amostra #1

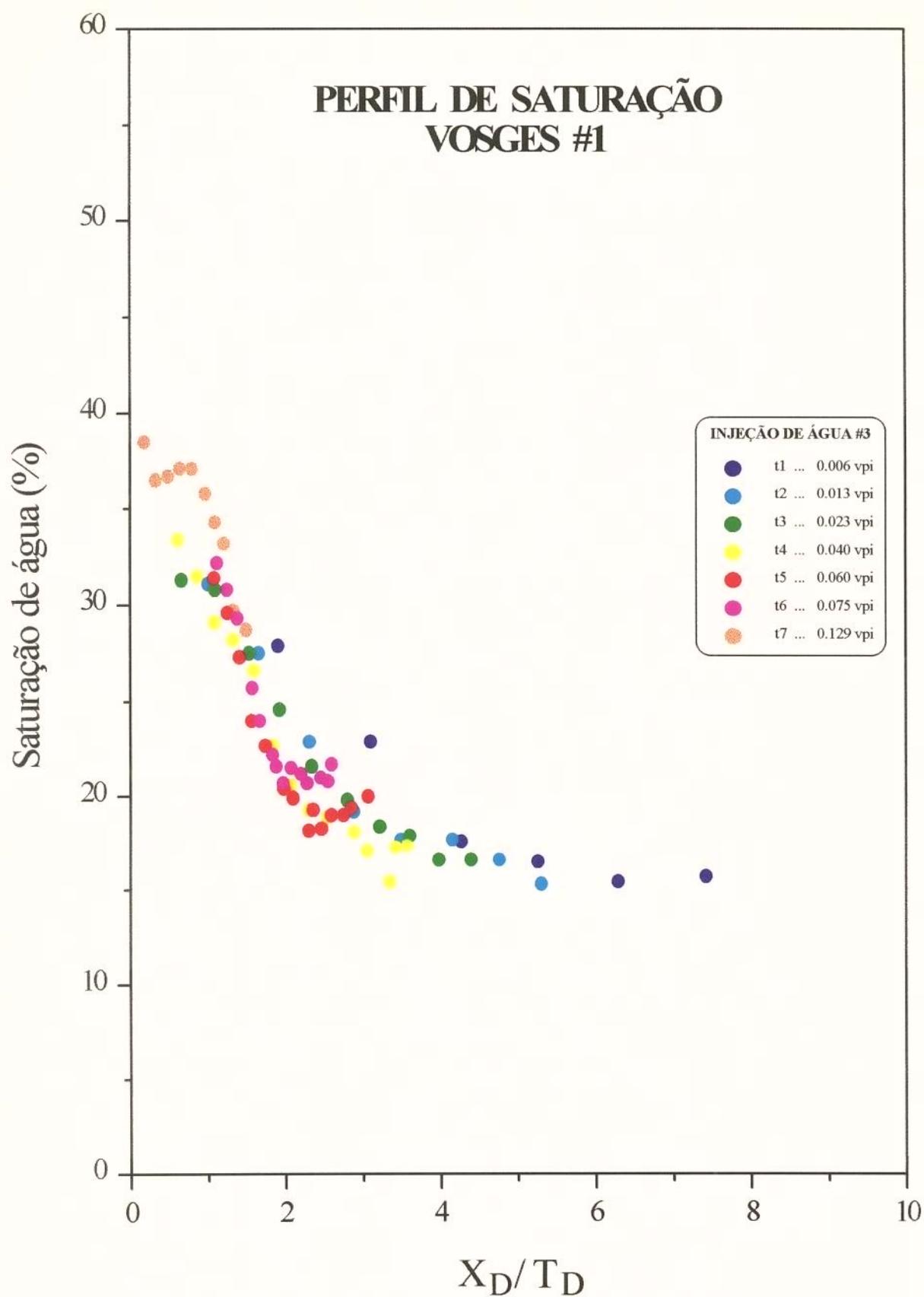


Fig. VII.6.3 - Função resposta do teste #3 da amostra #1

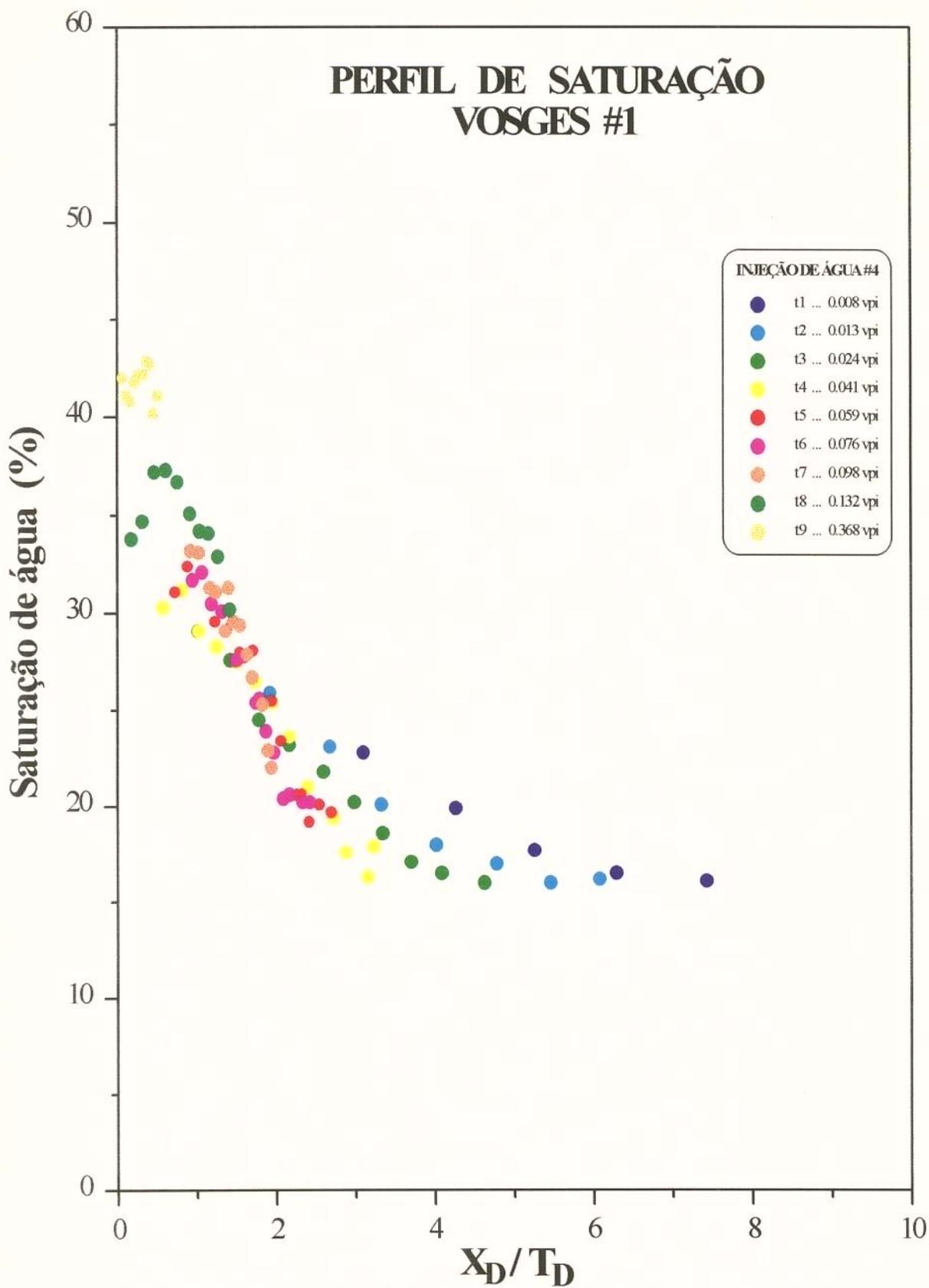


Fig. VII.6.4 - Função resposta do teste #4 da amostra #1

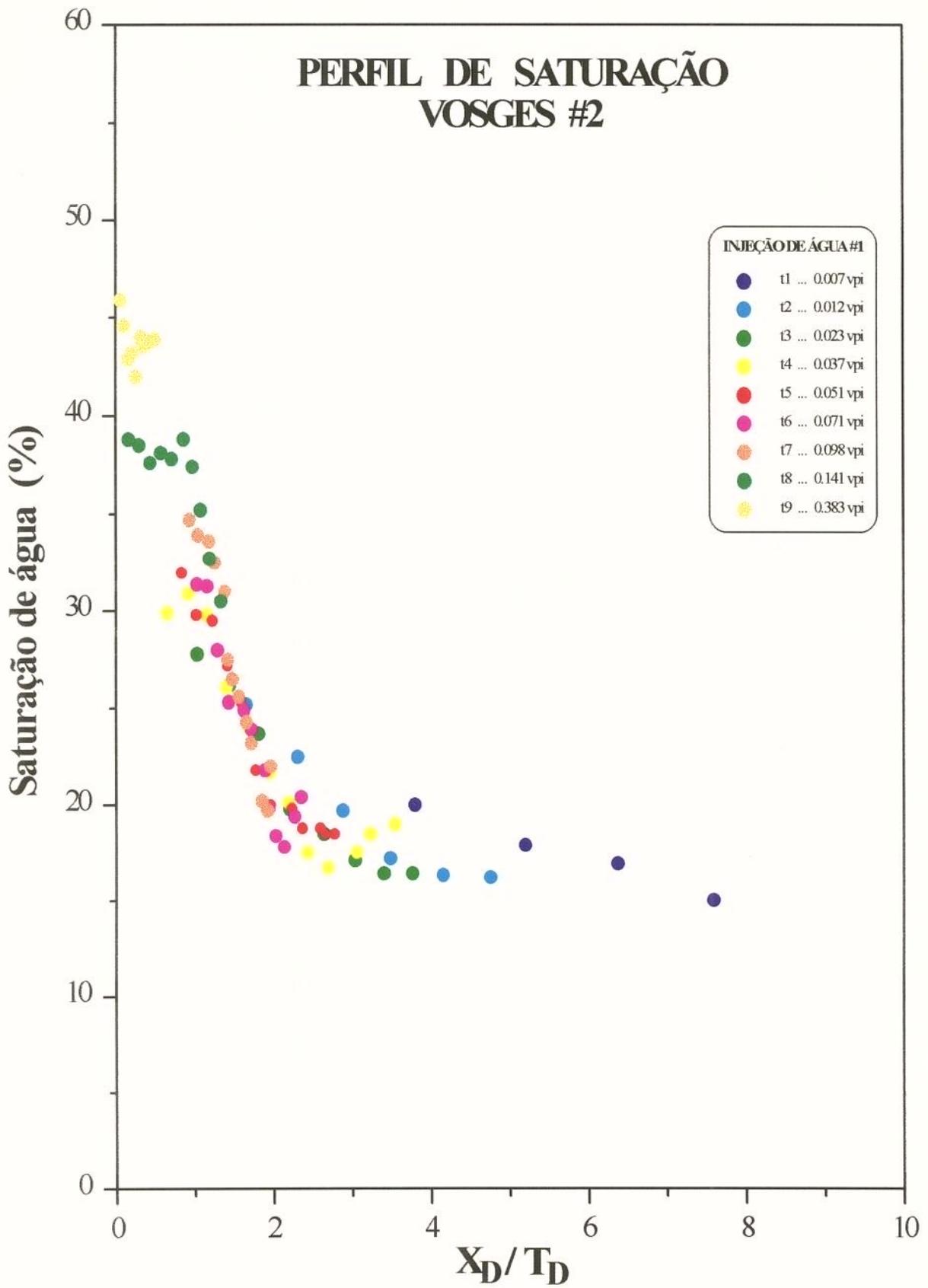


Fig. VII.6.5 - Função resposta do teste #1 da amostra #2

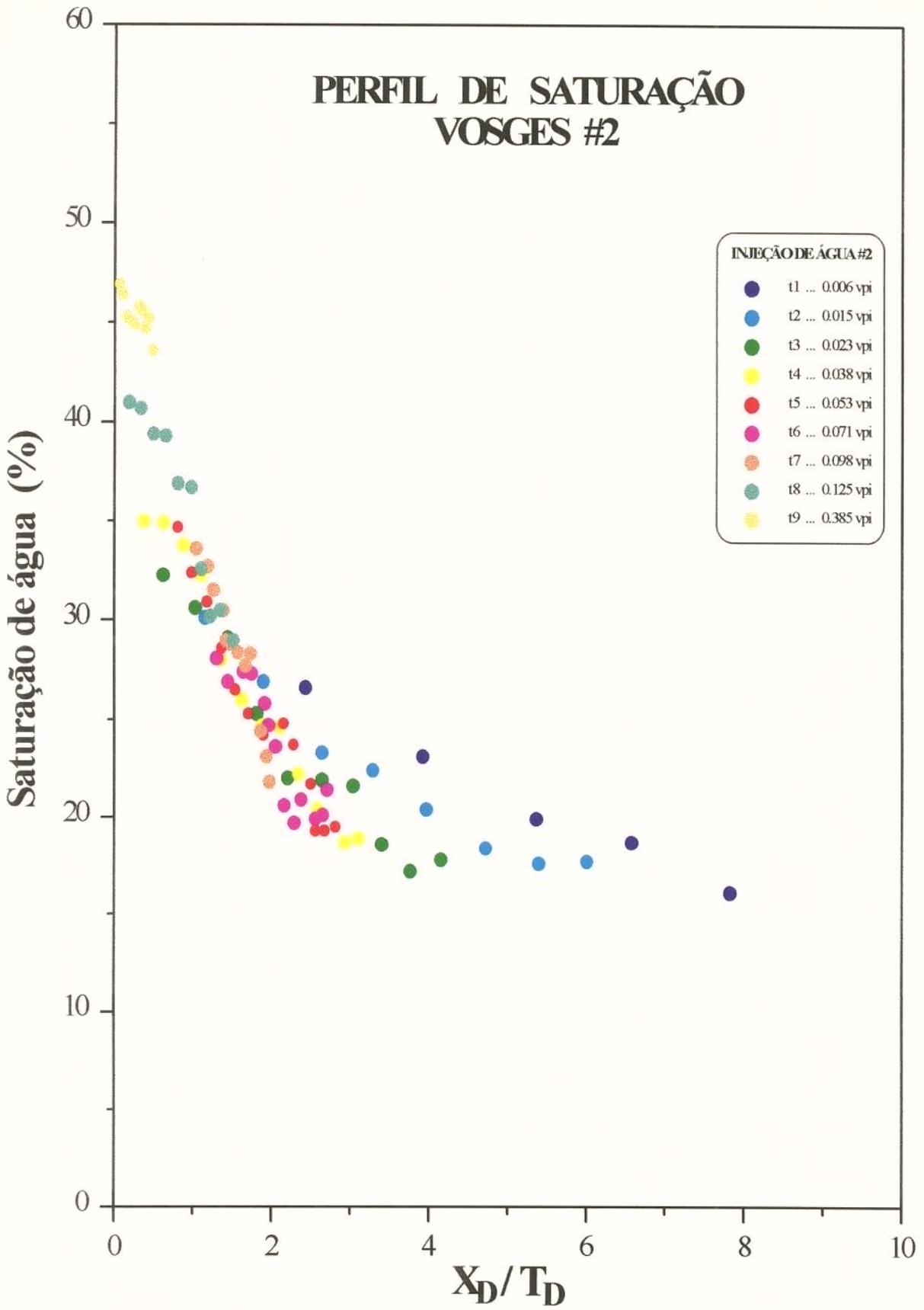


Fig. VII.6.6 - Função resposta do teste #2 da amostra #2

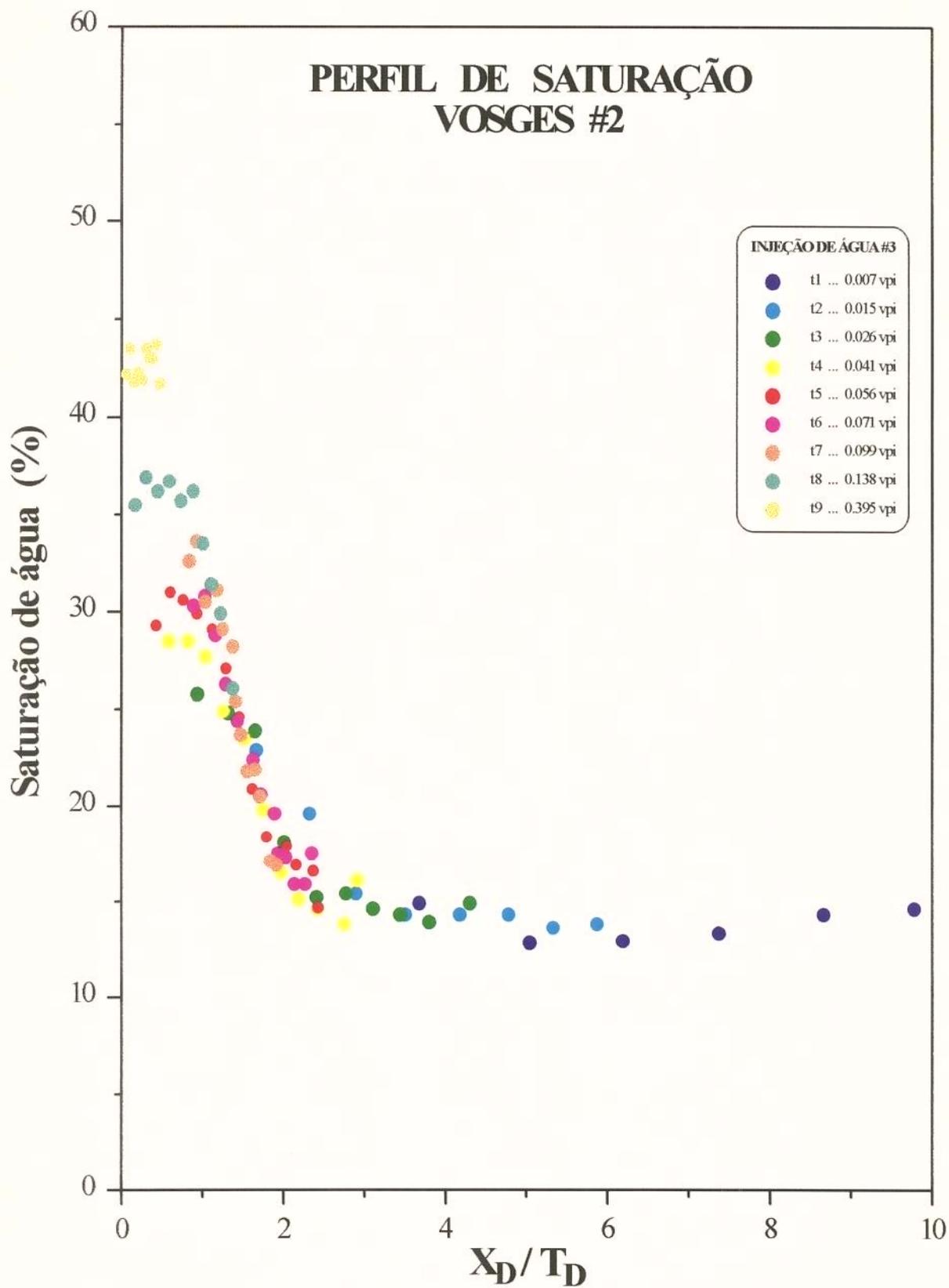


Fig. VII.6.7 - Função resposta do teste #3 da amostra #2

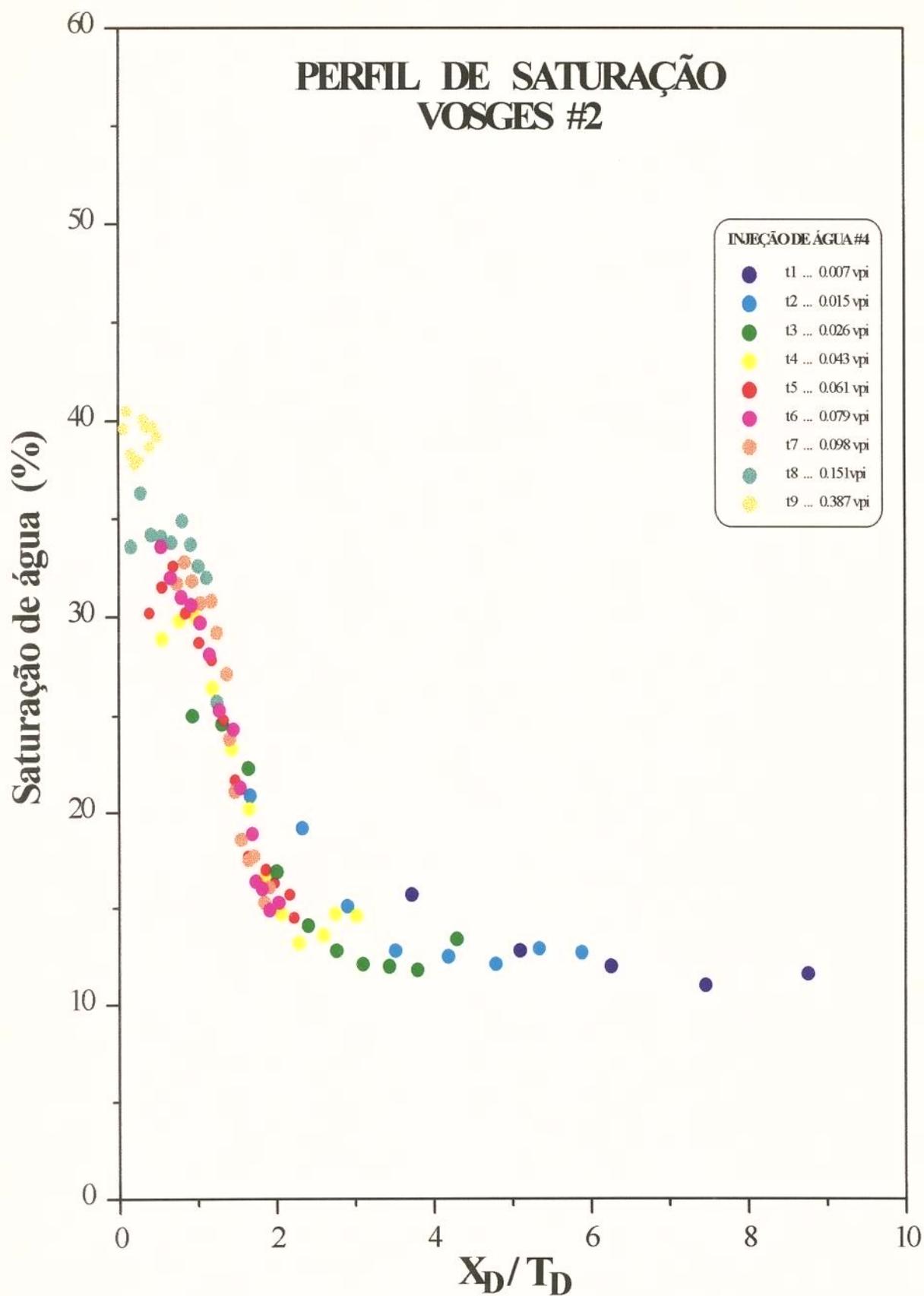


Fig. VII.6.8 - Função resposta do teste #4 da amostra #2

- b- O grupo de similaridade μ_o / μ_w apresentou variação muito pequena entre cada teste, em função da viscosidade da fase aquosa, e pôde ser considerado como constante. Entretanto, a saturação de água inata no meio poroso teve variações consideráveis de um teste para o outro, influenciando diretamente nos valores de permeabilidade relativa dos fluidos. Devido a problemas operacionais, a saturação de água inata na amostra #1 - teste #2 ficou razoavelmente elevada, com o valor médio de 20.8 % . A função-resposta deste ensaio apresentou um espalhamento excessivo dos pontos experimentais quando plotados em um gráfico S_w versus (X_D / t_D) .
- c- Os ensaios #3 e #4 da amostra #1 e os ensaios #1 e #2 da amostra #2 foram conduzidos sob as mesmas condições de operação e com saturações de água inata bem próximas (16.90, 16.60, 16.90 e 17.40 % , respectivamente) . Podemos observar através das figuras VII.6.3 a VII.6.6 , que os pontos experimentais da função-resposta destes ensaios, quando plotados em gráficos $S_w \times (X_D / t_D)$ fornecem curvas que, praticamente, se sobrepõem. Convém exaltar o fato de curvas semelhantes terem sido geradas a partir das duas amostras o que reforça a hipótese da semelhança do sistema poroso dos dois corpos de prova.
- d- Os ensaios #3 e #4 da amostra #2 foram conduzidos sob as mesmas condições de operação e com saturações de água inata bem próximas (14.60 e 13.50 % , respectivamente) . Podemos observar através das figuras VII.6.7 e VII.6.8 , que os pontos experimentais da função-resposta destes dois ensaios, quando plotados em gráficos $S_w \times (x_D / t_D)$ fornecem curvas que, também, se sobrepõem.
- e- As funções-resposta dos ensaios realizados com a amostra #2 forneceram curvas mais semelhantes entre si do que as funções-resposta dos ensaios da amostra #1. Isto, provavelmente, se deve aos diferentes métodos utilizados para a re-saturação das amostras. Tais resultados sugerem que a injeção de solventes, na amostra #1, tenha alterado o sistema poroso da rocha, o que não ocorreu com a amostra #2.

Se analisarmos o conjunto de curvas enfocadas no item **c** juntamente com as do item **d** , iremos observar que as funções-resposta são muito semelhantes entre si e que, as pequenas diferenças existentes entre elas se dá em função das diferenças de concentração água inata no início dos deslocamentos. Isto nos leva a concluir que, se conseguíssemos reproduzir totalmente as condições iniciais e de operação de diversos ensaios, estes experimentos iriam fornecer funções-resposta idênticas , em total acordo com a teoria da auto-similaridade.

VII.7 - CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA E FRAÇÃO DE ÁGUA

A figura VII.7.1 mostra as curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo do teste #2 da amostra #2. As curvas de permeabilidade relativa dos demais testes são apresentadas no Anexo IV deste trabalho.

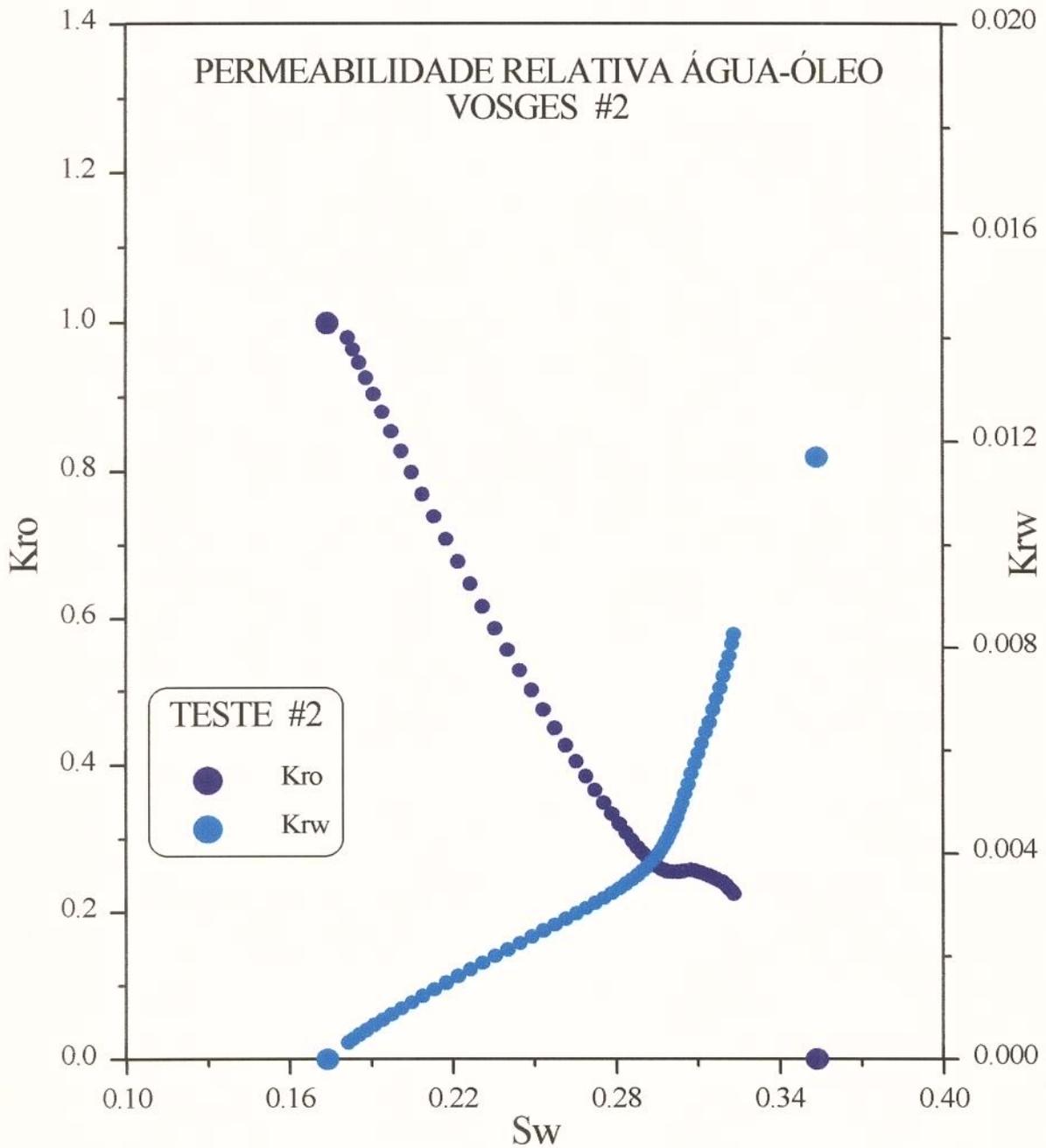


Fig. VII.7.1 - Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo - teste #2 da amostra #2

As curvas de permeabilidade relativa óleo-água indicam que o arenito Vosges é extremamente molhável à água.

A figura VII.7.2 mostra as curvas de permeabilidade relativa ao óleo em função da saturação normalizada de água Sw^* , de todos os experimentos realizados.

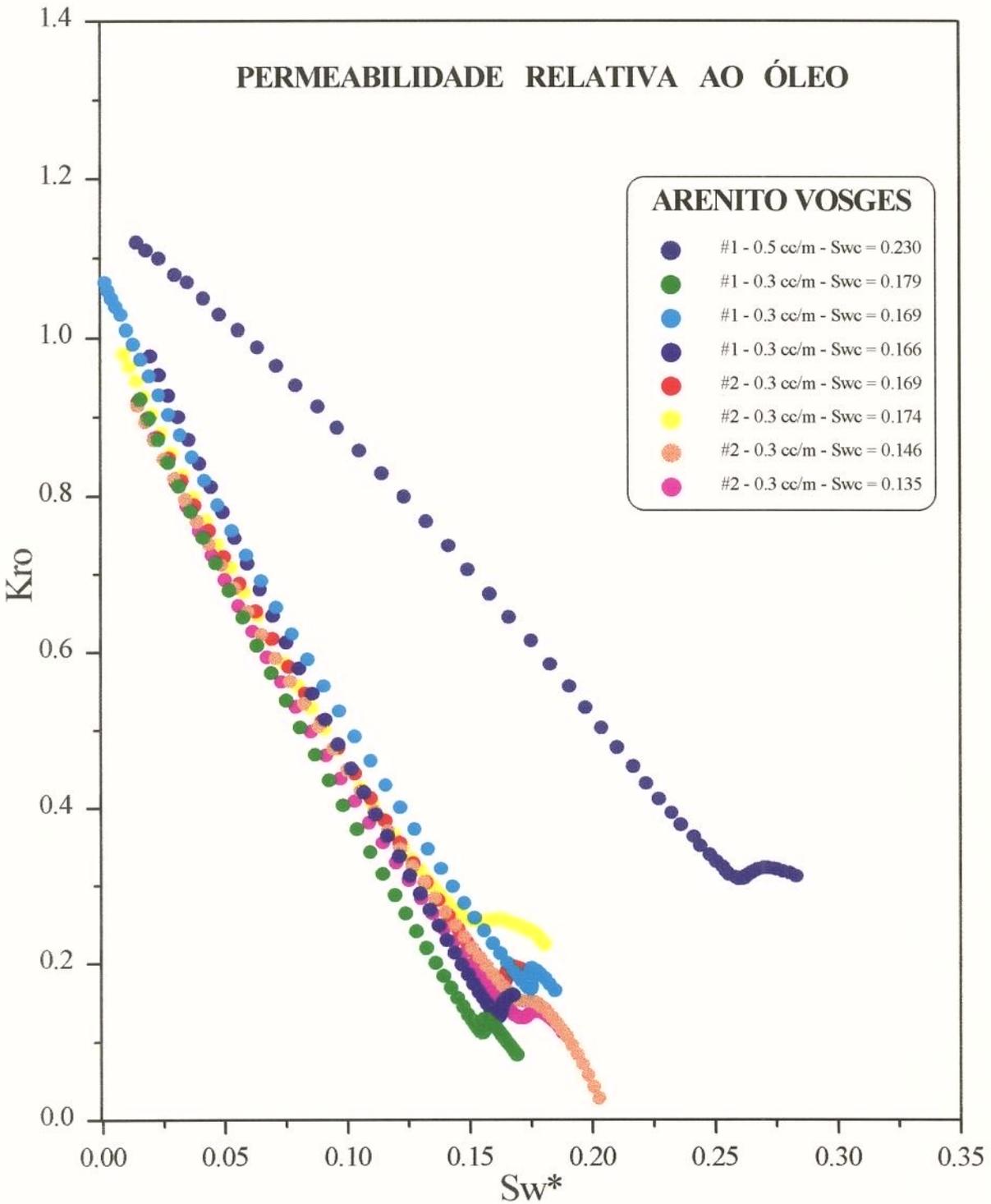


Fig. VII.7.2 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo dos testes de injeção de água.

As curvas indicam que a permeabilidade relativa ao óleo sofrem influências significativas da vazão de injeção. As curvas dos experimentos realizados à mesma vazão são muito semelhantes entre si. Destaca-se, neste aspecto, que as curvas de permeabilidade relativa ao óleo dos testes realizados com a amostra #1, são mais dispersos do que os testes realizados com a amostra #2. Isto pode ter acontecido em virtude do uso de solventes.

As curvas mostram que, para uma dada saturação de água no sistema poroso, a permeabilidade relativa ao óleo é superior no experimento conduzido a maiores vazões do que nos experimentos conduzidos a vazões inferiores. Isto indica que a eficiência da injeção de água na recuperação de óleo é maior quando o deslocamento é executado a altas vazões do que quando executado a baixas vazões de injeção.

A Figura VII.7.3 mostra as curvas de permeabilidade relativa à água em função da saturação normalizada de água S_w^* , de todos os experimentos realizados neste trabalho. O aspecto das curvas sugere a existência de dois regimes de fluxo para a água. As curvas de permeabilidade relativa aqui apresentadas se baseiam no histórico de produção dos fluidos durante o teste de deslocamento. Assim, o primeiro regime de fluxo reflete a produção da zona de digitações viscosas. Com a chegada da frente estável, ocorre um desvio de direção das curvas de permeabilidade relativa que, então, passam a representar a zona estável do escoamento. Pode-se observar que a chegada da zona estável provoca fortes perturbações nas curvas de permeabilidade relativa ao óleo.

A figura VII.7.4 mostra uma reconstrução tridimensional do crescimento de digitações viscosas no meio poroso. Esta montagem foi efetuada com o sistema KHOROS a partir das imagens tomográficas sequenciais obtidas em diferentes tempos durante o segundo teste de injeção de água na amostra #2. Podemos observar o pronto desenvolvimento de digitações viscosas logo a partir do início da injeção de água, assim como a formação de uma frente estável acupando toda a secção transversal da rocha. Considere o sentido de injeção de baixo para cima. A medida que a injeção progride no tempo, as digitações viscosas chegam à face de saída da rocha e são produzidas. Durante um certo período de tempo, a produção de água se restringe, apenas, à zona de digitações viscosas. A partir do momento em que a zona estável alcança a face de saída e passa a ser produzida, é que a mudança de regime de escoamento passa a ser percebida.

Através das imagens das reconstruções tridimensionais podemos comprovar que a extensão volumétrica da zona de digitações viscosas aumenta continuamente à medida que a injeção de água avança. Esse aumento é tão maior quanto maior for a velocidade do fluido injetado, corroborando com os resultados experimentais de Pavone (1992).

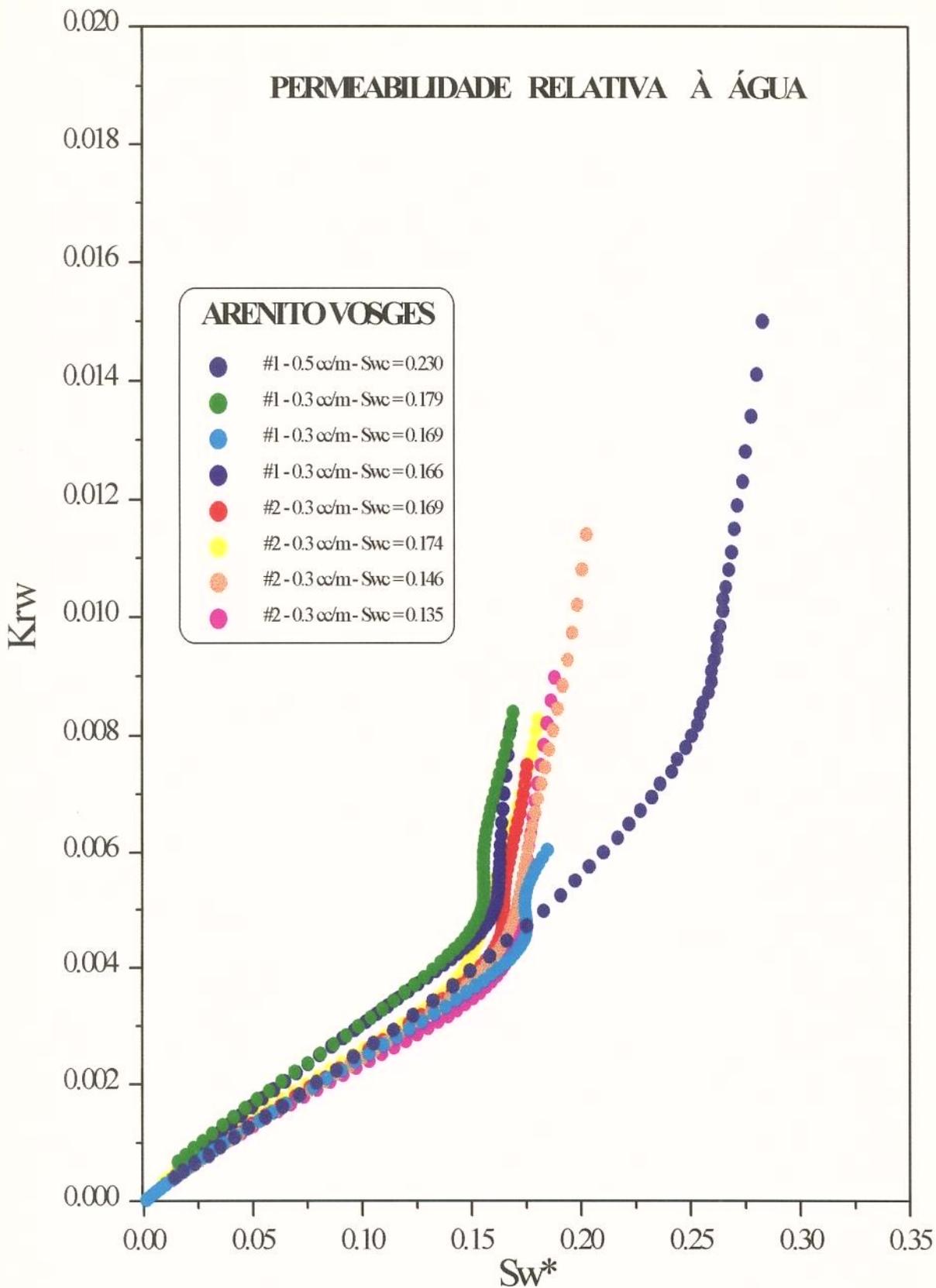
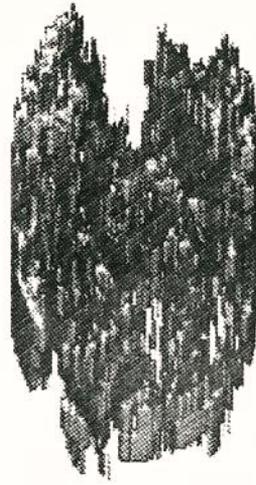


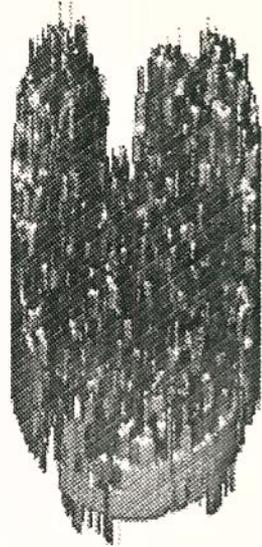
Fig. VII.7.3 - Curvas de permeabilidade relativa à água dos testes de injeção de água.



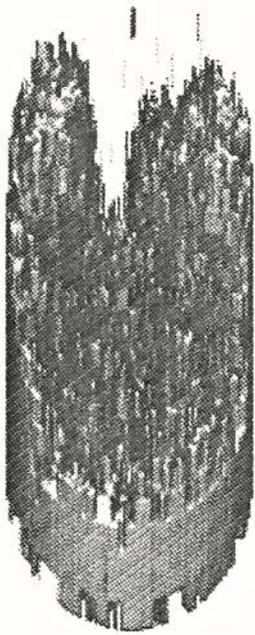
Am2 #2 0.015 vpi



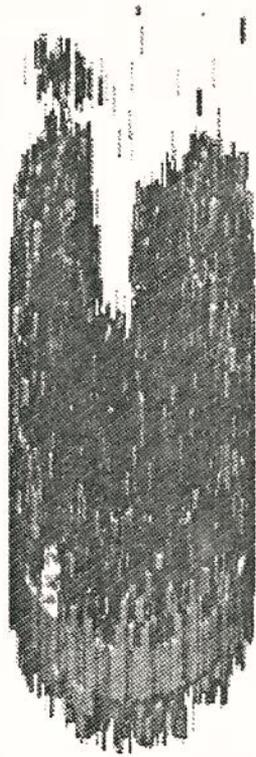
Am2 #2 0.023 vpi



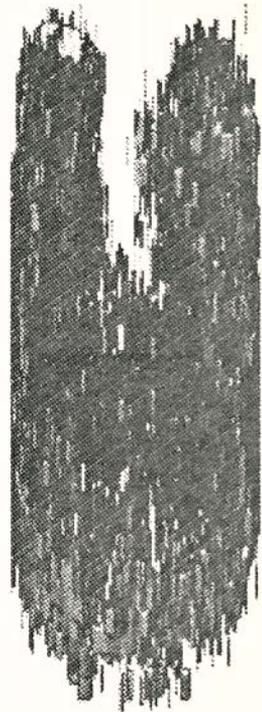
Am2 #2 0.038 vpi



Am2 #2 0.053 vpi



Am2 #2 0.071 vpi



Am2 #2 0.098 vpi

Fig.VII.7.4- Reconstrução tridimensional do desenvolvimento de digitações viscosas na amostra 2 durante o teste 2.

As derivadas das curvas de permeabilidade relativa *versus* saturação normalizada de água são, praticamente, constantes nos dois regimes observados, indicando que a vazão não influi na permeabilidade relativa à água. Entretanto, a influência da vazão se faz presente na extensão da zona de digitações viscosas mostrando uma relação direta entre si, isto é, quanto maior a vazão de injeção, maior a zona de digitações viscosas. Tais observações corroboram com os resultados obtidos por Pavone (1992). Observou-se, aqui também, que as curvas de permeabilidade relativa à água da amostra #2 são mais reprodutíveis que as curvas da amostra #1.

A Figura VII.7.5 mostra as curvas de fluxo fracionário de água em função da saturação normalizada de água S_w^* , de todos os experimentos realizados neste trabalho. A forma das curvas de $f_w \times S_w^*$ apresentadas pelos experimentos é bem diferente daquelas previstas pela teoria do avanço frontal para deslocamento estável de óleo por água, que apresenta uma curva típica em forma de “S”, como mostra a figura VII.7.6.

Segundo a teoria do avanço frontal, a frente de choque estaria representada pela reta que une o ponto Sw_c , quando a água começa a fluir no meio poroso, até o ponto de tangência (Pt) com a curva de $f_w \times S_w^*$. A partir desse ponto, a vazão de água começaria a subir continuamente até atingir 100 % da vazão total, na saturação de óleo residual.

Entretanto, as curvas apresentadas pelos experimentos indicam a inexistência de uma frente de choque de saturação de água conforme ilustrado na figura VII.7.7. A derivada das curvas experimentais de $f_w \times S_w^*$, vão diminuindo continuamente até atingir um ponto de descontinuidade, quando passaram a exibir uma outra tendência de curvatura, indicando a ocorrência de uma mudança de regime de escoamento no interior do sistema poroso.

A redução contínua da derivada da curva de $f_w \times S_w^*$ é uma característica de regimes de escoamento dominado por digitações viscosas. Isto indica que a saturação de água vai crescendo continuamente desde a saturação de água conata imóvel (Sw_c). A descontinuidade na curvatura das curvas de $f_w \times S_w^*$ reflete a estabilização temporária das vazões de óleo e água devido à estabilização da largura das digitações viscosas que chegam à face de saída da amostra. Tal estabilização de vazão de fluidos e da largura das digitações pode ser observada nos gráficos de produção (fig. VII.4.1 a VII.4.8) e nas imagens tomográficas sequenciais (Fig. VII.2.1 a VII.2.8 e no anexo I) respectivamente. A mudança de tendência na curvatura das curvas de $f_w \times S_w^*$ devem estar ligadas à chegada da frente estável à face de saída da amostra. A figura VII.7.7 ilustra um exemplo de tal descontinuidade e mudança no padrão de escoamento.

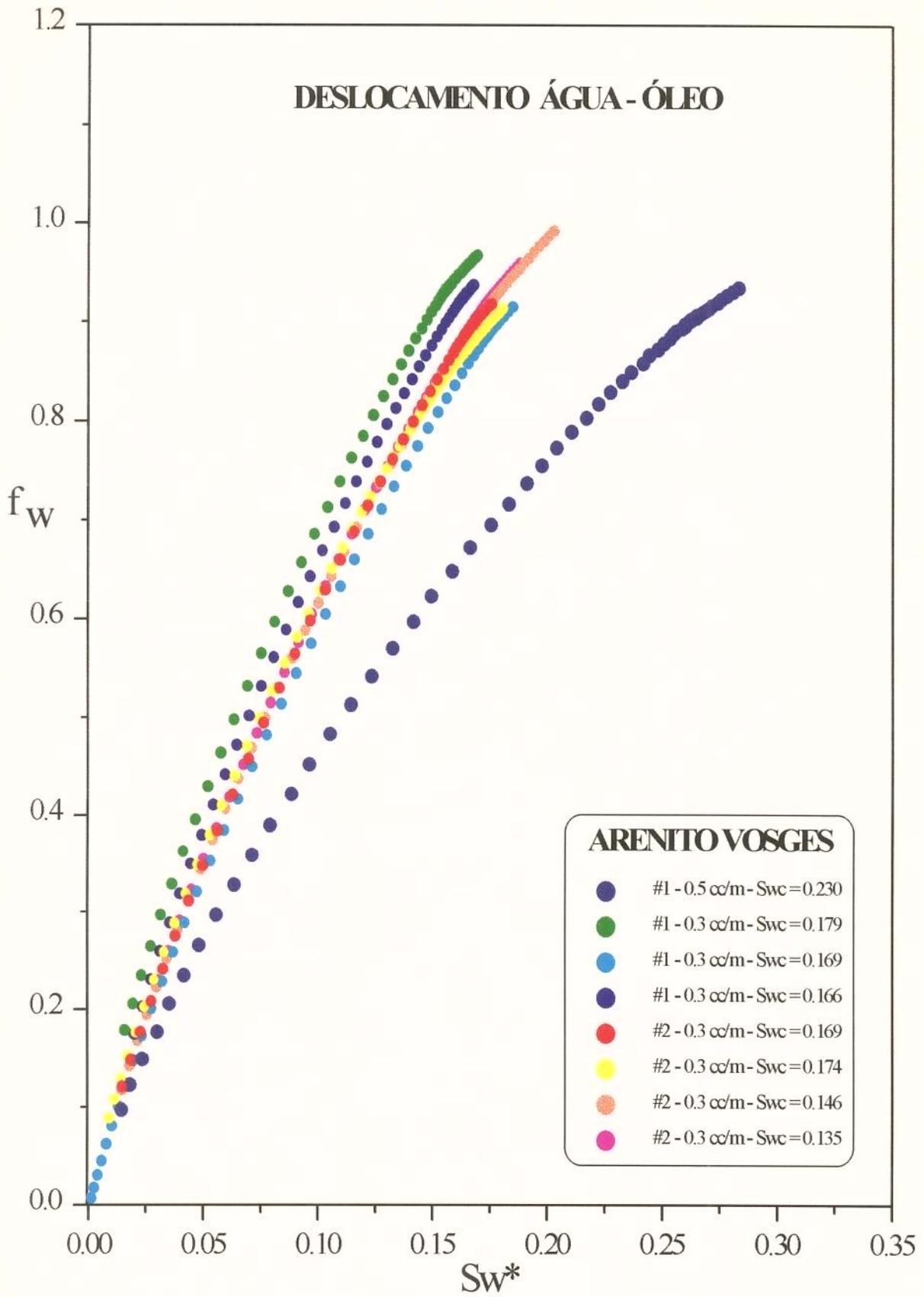


Fig. VII.7.5 - Curvas de fração de água *versus* saturação normalizada de água.

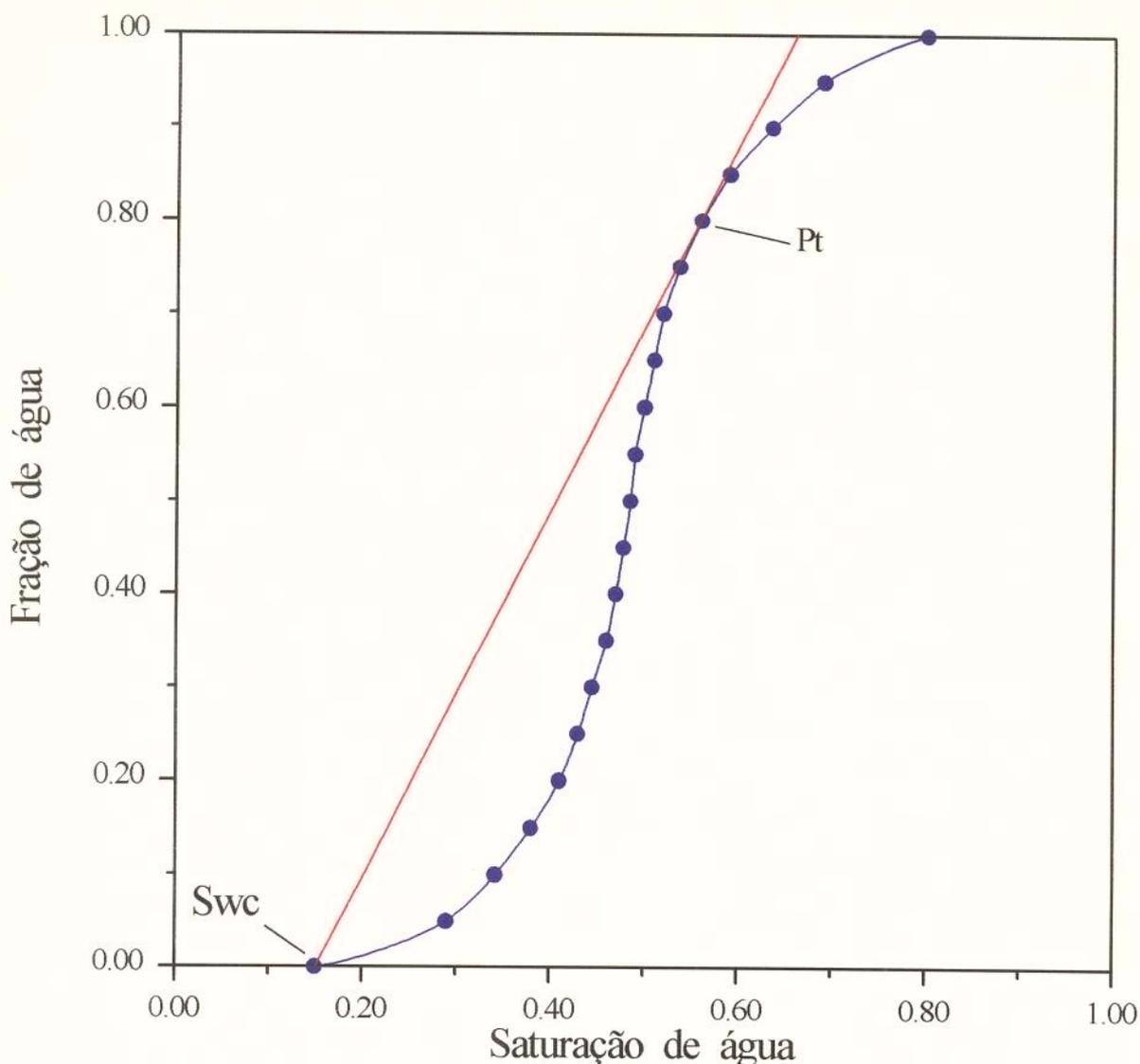


Fig. VII.7.6 - Curva típica de fração de água *versus* saturação de água para deslocamento estável.

Os experimentos mostraram que as curvas de $f_w \times S_w^*$ sofrem uma sensível influência no que se refere à inclinação e curvatura. Enquanto que os experimentos conduzidos sob as mesmas condições apresentaram curvas semelhantes, a curva derivada do ensaio realizado à vazão mais elevada deu origem a uma curva de $f_w \times S_w^*$ totalmente defasada das demais. Podemos observar que, para uma mesma saturação normalizada de água no sistema poroso, a fração de água na face de saída é menor para o ensaio conduzido à vazão mais elevada do que para os testes realizados à menor vazão. Isto indica que a eficiência da injeção de água na recuperação de óleo é maior quando o deslocamento é executado a altas vazões do que quando executado a baixas vazões de injeção, corroborando com conclusões obtidas das curvas de permeabilidade relativa ao óleo.

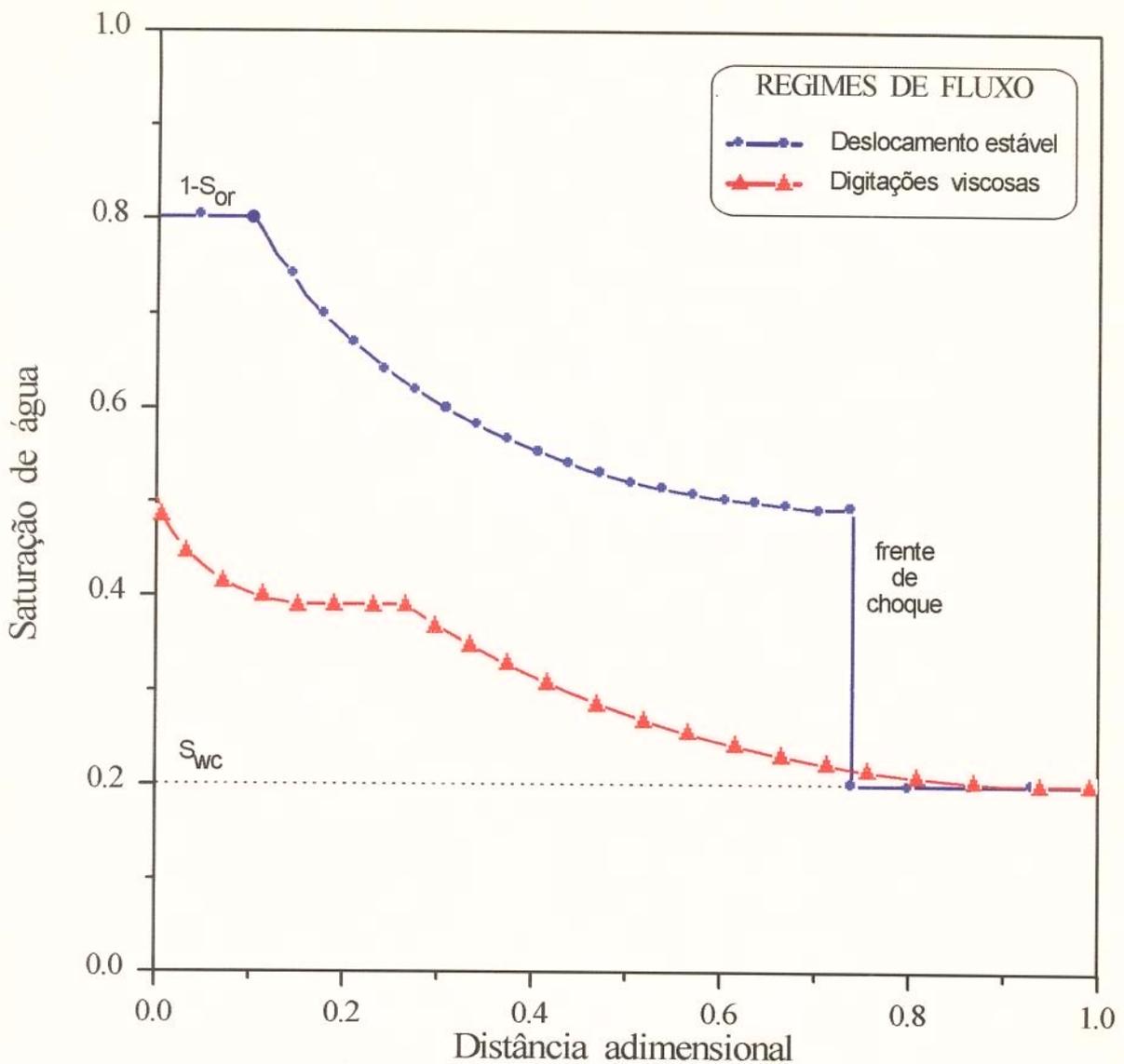


Fig. VII.7.7 - Curvas típicas de saturação de água *versus* distância adimensional.

Observou-se que as curvas $f_w \times S_w^*$ da amostra #2 são mais reprodutíveis que as curvas da amostra #1. Mais uma vez surgem indícios de que a limpeza da amostra #1 com solventes pode ter alterado o seu sistema poroso enquanto que, o processo utilizado na ressaturação da amostra #2 deve ter conservado mais as características originais da rocha

Os principais resultados e observações deste trabalho são listados a seguir :

1. Os valores de porosidade média fornecidos pela técnica tomográfica ficaram cerca de 7 % superiores aos apresentados pelo método petrofísico convencional de expansão de gás. Este acréscimo nos valores da porosidade deve-se, exclusivamente, ao efeito de endurecimento do feixe de Raios-X.
2. A técnica de correção do efeito de endurecimento de feixe utilizada mostrou-se eficiente para o cálculo da porosidade. Os valores corrigidos de porosidade média ficaram defasados em menos de 1 % em relação aos valores obtidos pelo método convencional.
3. A utilização de medidas de massa, densidades dos fluidos e vazão total foi satisfatória para o cálculo das vazões volumétricas dos fluidos produzidos.
4. A utilização da técnica de tomografia computadorizada permitiu a visualização do fenômeno conhecido como *end-effect* em experimentos de deslocamento de uma fase óleo por uma fase aquosa conduzidos em amostras consolidadas de rochas sedimentares.
5. A utilização da técnica para correção do efeito de endurecimento de feixe utilizada no cálculo da saturação de fluidos foi satisfatória na determinação do perfil radial de saturações em uma determinada secção transversal quando esta dada secção ainda não havia sido substancialmente invadida pelas digitações viscosas. Nestes casos, os valores de saturação média do meio poroso calculados pela técnica tomográfica eram muito próximos aos calculados pelo balanço de massa com diferenças não superiores a 2 %.
6. A análise conjunta dos ensaios de pressão capilar por injeção de mercúrio, pressão capilar por centrifugação e fotomicrografias da rocha indicam que o arenito Vosges é uma rocha sedimentar extremamente homogênea do ponto de vista macroscópico.
7. As imagens tomográficas sequenciais mostraram que o deslocamento da fase aquosa pela fase óleo se desenvolveu de acordo com o modelo pistonado, com uma frente de avanço vertical, estável e levemente

influenciada pelo efeito gravitacional. Este comportamento tornou evidente a ausência de canais marcantes de permeabilidade.

8. As imagens tomográficas sequenciais revelaram o desenvolvimento imediato de digitações viscosas desde o início da injeção da fase aquosa.
9. A análise comparativa das imagens de diversas seqüências de secções transversais tomografadas após a injeção de um mesmo número de volumes porosos, revelou que as digitações viscosas se deslocaram por regiões bem definidas do meio poroso. Cada uma das amostras apresentou uma configuração própria de regiões preferencialmente invadidas pela fase aquosa e que se repetia a cada teste. Tal fato sugere que, em rochas sedimentares naturais consolidadas, os caminhos seguidos pelas digitações viscosas possuem caráter determinístico ao invés de estatístico.
10. A análise da configuração dos caminhos adotados pelas digitações viscosas em cada amostra de rocha, sugerem a influência do efeito gravitacional e a existência de pequenos gradientes positivos de permeabilidade, possivelmente devido ao sentido de deposição dos grãos do arcabouço quando da gênese da rocha sedimentar. Tal gradiente de permeabilidade deve ser de magnitude bem diminuta visto que não provocou qualquer alteração na interface vertical e plana do deslocamento da fase aquosa pela face óleo conforme observado pelas imagens tomográficas desse deslocamento.
11. A região com possível gradiente de permeabilidade situada nas laterais do meio poroso, foi observada em ambas as amostras do arenito com as mesmas características em relação ao escoamento da fase aquosa, reforçando a hipótese desse pequeno gradiente positivo ser devido ao sentido deposicional dos grãos do arcabouço.
12. Nos testes de deslocamento realizados com o meio poroso rotacionado radialmente em 180° , observou-se que uma das digitações viscosas se manteve inalterada, se desenvolvendo através da região com provável gradiente de permeabilidade. As demais, entretanto, tiveram seu comportamento alterado, provavelmente devido à ação do campo gravitacional. Este comportamento foi observado em ambas as amostras testadas.

13. Em teste subsequente, realizado com o meio poroso colocado na mesma posição inicial, isto é, sem a rotação de 180° , observou-se que as digitações viscosas se desenvolveram de acordo com a mesma configuração inicial, reforçando a hipótese do efeito gravitacional no caminho seguido pelas digitações viscosas.
14. Após a erupção da fase aquosa, as curvas de vazão mostraram um decréscimo gradual da vazão de óleo. Entretanto, para valores de vazão de óleo entre 20 e 30 % da vazão total, ocorreram pequenas estabilizações de vazão durante um breve período de tempo e, em seguida, tornaram a cair. Tal estabilização de vazão se deve à estabilização da largura das digitações viscosas.
15. Os valores de saturação da fase aquosa quando plotados contra a variável de similaridade (X_D/T_D), se concentraram em uma curva única, característica do escoamento em questão.
16. As curvas de saturação da fase aquosa contra a variável de similaridade (X_D/T_D) dos testes realizados sob as mesmas condições de vazão e com saturação de água inata próximas, são praticamente idênticas, mesmo quando comparadas as curvas da amostra #1 com as curvas da amostra #2. Este fato mais uma vez confirma a hipótese das amostras #1 e #2 serem semelhantes entre si.
17. As curvas de saturação da fase aquosa contra (X_D/T_D) sofrem forte influência da vazão dos fluidos e, também, da saturação de água inata.
18. As curvas de permeabilidade relativa ao óleo contra a saturação normalizada de água ($K_{ro} \times S_w^*$) mostraram-se praticamente idênticas para os ensaios realizados à mesma vazão de injeção. Ensaio conduzido à uma vazão superior apresentou curva de $K_{ro} \times S_w^*$ totalmente defasada do conjunto das demais, indicando uma forte influência da vazão na permeabilidade relativa ao óleo.
19. As curvas de permeabilidade relativa à água contra a saturação normalizada de água ($K_{rw} \times S_w^*$) mostraram-se praticamente idênticas para os ensaios realizados à mesma vazão de injeção. O ensaio conduzido à vazão superior, apresentou curva de $K_{rw} \times S_w^*$ inicialmente semelhante porém, a partir de um determinado valor de S_w^* , mostrou-se totalmente defasada do conjunto das demais.

20. As curvas de permeabilidade relativa à água contra a saturação normalizada de água ($K_{rw} \times S_w^*$) sugerem a existência de dois regimes de fluxo durante o deslocamento: Possivelmente, um regime regido pelas digitações viscosas e um outro, subsequente, regido pelo avanço de uma frente estável.
21. A vazão dos fluidos influencia diretamente a extensão de cada um desses regimes de fluxo.
22. As curvas de $f_w \times S_w^*$ apresentaram, inicialmente, curvaturas características de um regime de fluxo regido por digitações viscosas. Em seguida, observou-se uma descontinuidade de tal curvatura em todas as curvas de $f_w \times S_w^*$ e as mesmas passaram a apresentar uma outra tendência. Tal variação de comportamento pode ser explicada pela mudança de regime de fluxo no meio poroso.
23. As curvas de $K_{ro} \times S_w^*$ revelaram que, para uma mesma saturação normalizada de água, a permeabilidade relativa ao óleo foi consideravelmente maior no ensaio conduzido à maior vazão do que nos ensaios conduzidos à vazões menores, indicando que a eficiência dos deslocamentos conduzido à altas vazões é superior à eficiência daqueles conduzidos a menores vazões.
24. As curvas de $f_w \times S_w^*$ mostraram que, para uma mesma saturação normalizada de água, a fração de água na face de saída (f_w) foi consideravelmente menor no ensaio conduzido à maior vazão do que nos ensaios conduzidos à vazões menores, indicando que a eficiência dos deslocamentos conduzido à altas vazões é superior à eficiência daqueles conduzidos a menores vazões.
26. Os ensaios efetuados com a amostra #2 se apresentaram mais reprodutíveis entre si, do que os ensaios realizados com a amostra #1. Isto, provavelmente, se deve à metodologia de reconstituição do perfil inicial de saturações da rocha, indicando que, o uso de solventes para a limpeza da rocha pode ter alterado sensivelmente o meio poroso.
27. A eficiência de difusão de fluidos do flange de acrílico foi insatisfatória se configurando como a principal responsável pelos baixos valores de saturação de água nas secções iniciais do meio poroso quando da injeção de água.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

VIII.1 - Conclusões ----- VIII-2

VIII.3 - Recomendações ----- VIII-5

VIII.1 -CONCLUSÕES

1. A técnica de correção do efeito de endurecimento de feixe utilizada mostrou-se eficiente para o cálculo da porosidade. Os valores corrigidos de porosidade média ficaram defasados em menos de 1 % em relação aos valores obtidos pelo método convencional, enquanto que, os valores não corrigidos ficaram cerca de 7 % superiores aos apresentados pela método petrofísico convencional de expansão de gás
2. A utilização da técnica para correção do efeito de endurecimento de feixe utilizada no cálculo da saturação de fluidos foi satisfatória na determinação do perfil radial de saturações em uma determinada secção transversal quando esta dada secção ainda não havia sido substancialmente invadida pelas digitações viscosas. Nestes casos, os valores de saturação média do meio poroso calculados pela técnica tomográfica eram muito próximos aos calculados pelo balanço de massa com diferenças não superiores a 2 %.
3. A utilização de medidas de massa, densidades dos fluidos e vazão total foi satisfatória para o cálculo das vazões volumétricas dos fluidos produzidos.
4. As imagens tomográficas sequenciais mostraram que o deslocamento da fase aquosa pela fase óleo se desenvolveu de acordo com o modelo pistonado, com uma frente de avanço vertical, estável e levemente influenciada pelo efeito gravitacional. Este comportamento tornou evidente a ausência de canais marcantes de permeabilidade.
5. As imagens tomográficas sequenciais revelaram o desenvolvimento imediato de digitações viscosas desde o início da injeção da fase aquosa.
6. A análise comparativa das imagens de diversas seqüências de secções transversais tomografadas após a injeção de um mesmo número de volumes porosos, revelou que as digitações viscosas se deslocaram por regiões bem definidas do meio poroso. Cada uma das amostras apresentou uma configuração própria de regiões preferencialmente invadidas pela fase aquosa e que se repetia a cada teste. Tal fato sugere que, em rochas sedimentares naturais consolidadas, os caminhos seguidos pelas digitações viscosas possuem caráter determinístico ao invés de estatístico.

7. A análise da configuração dos caminhos adotados pelas digitações viscosas em cada amostra de rocha, sugerem a influência do efeito gravitacional e a existência de pequenos gradientes positivos de permeabilidade, possivelmente devido ao sentido de deposição dos grãos do arcabouço quando da gênese da rocha sedimentar. Tal gradiente de permeabilidade deve ser de magnitude bem diminuta visto que não provocou qualquer alteração na interface vertical e plana do deslocamento da fase aquosa pela face óleo conforme observado pelas imagens tomográficas desse deslocamento.
8. Nos testes de deslocamento realizados com o meio poroso rotacionado radialmente em 180° , observou-se que uma das digitações viscosas se manteve inalterada, se desenvolvendo através da região com provável gradiente de permeabilidade. As demais, entretanto, tiveram seu comportamento alterado, provavelmente devido à ação do campo gravitacional. Este comportamento foi observado em ambas as amostras testadas.
9. As curvas de saturação da fase aquosa contra a variável de similaridade (X_D/T_D) dos testes realizados sob as mesmas condições de vazão e com saturação de água inata próximas, são praticamente idênticas, mesmo quando comparadas as curvas da amostra #1 com as curvas da amostra #2. Tais curvas sofrem forte influência da vazão dos fluidos e, também, da saturação de água inata.
10. As curvas de permeabilidade relativa ao óleo contra a saturação normalizada de água ($K_{ro} \times S_w^*$) mostraram-se praticamente idênticas para os ensaios realizados à mesma vazão de injeção. Ensaio conduzido à uma vazão superior apresentou curva de $K_{ro} \times S_w^*$ totalmente defasada do conjunto das demais, indicando uma forte influência da vazão na permeabilidade relativa ao óleo.
11. As curvas de permeabilidade relativa à água contra a saturação normalizada de água ($K_{rw} \times S_w^*$) mostraram-se praticamente idênticas para os ensaios realizados à mesma vazão de injeção. O ensaio conduzido à vazão superior, apresentou curva de $K_{rw} \times S_w^*$ inicialmente semelhante porém, a partir de um determinado valor de S_w^* , mostrou-se totalmente defasada do conjunto das demais.

12. As curvas de permeabilidade relativa à água contra a saturação normalizada de água ($K_{rw} \times S_w^*$) sugerem a existência de dois regimes de fluxo durante o deslocamento: Possivelmente, um regime regido pelas digitações viscosas e um outro, subsequente, regido pelo avanço de uma frente estável. A vazão dos fluidos influencia diretamente a extensão de cada um desses regimes de fluxo.
13. As curvas de $f_w \times S_w^*$ apresentaram, inicialmente, curvaturas características de um regime de fluxo regido por digitações viscosas. Em seguida, observou-se uma descontinuidade de tal curvatura em todas as curvas de $f_w \times S_w^*$ e as mesmas passaram a apresentar uma outra tendência. Tal variação de comportamento pode ser explicada pela mudança de regime de fluxo no meio poroso.
14. As curvas de $K_{ro} \times S_w^*$ revelaram que, para uma mesma saturação normalizada de água, a permeabilidade relativa ao óleo foi consideravelmente maior no ensaio conduzido à maior vazão do que nos ensaios conduzidos à vazões menores, indicando que a eficiência dos deslocamentos conduzido à altas vazões é superior à eficiência daqueles conduzidos a menores vazões.
15. As curvas de $f_w \times S_w^*$ mostraram que, para uma mesma saturação normalizada de água, a fração de água na face de saída (f_w) foi consideravelmente menor no ensaio conduzido à maior vazão do que nos ensaios conduzidos à vazões menores, indicando que a eficiência dos deslocamentos conduzido à altas vazões é superior à eficiência daqueles conduzidos a menores vazões.

VIII.2 - RECOMENDAÇÕES

- 1- Verificar se um simulador matemático (“*Black-oil*”) consegue reproduzir o fluxo instável observado experimentalmente.
- 2- Modelagem dos regimes de fluxo instável e estável observados nos experimentos.
- 3- Investigar a influência da velocidade de injeção na recuperação de óleo após a erupção de água.
- 4- Investigar a influência da velocidade de injeção nas curvas de permeabilidade relativa ao óleo.
- 5- Utilização da técnica de tomografia computadorizada no estudo de efeito de extremidade (“*end effects*”).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1- Auzerais, F.M.; Dussan, E. B. and Reischer A. J. : **"Computed Tomography for the Quantitative Characterization of Flow Through a Porous Media"**, *SPE* (Oct. 1991), pg. 83-95.
- 2- Bentsen, R.G. : **"A new approach to instability theory in porous media"**, *SPE*, (Oct. 1985), pg. 765-779.
- 3- Blunt, M. J. and Christie, M. A.: **"Exact Solutions for Viscous Fingering in Two-Phase Three-Component Flow"**, *SPE*, (Oct. 1991), pg. 199-209.
- 4- Brock, D. C. and Orr Jr., F. M.: **"Flow Visualizations of Viscous Fingering in Heterogeneous Porous Media"**, *JPE*, (Oct. 1991), pg. 211-222.
- 5- Christie, M. A. ; Muggeridge, A. H. and Barley, J. J.: **"3-D Simulation of Viscous Fingering and WAG Schemes"**, *SPE*, (1993), pg. 19-26.
- 6- Christie, M. A. and Bond, D. J. : **"Detailed simulation of unstable process in miscible flooding"**, *SPE*, (Nov. 1987), pg. 514 - 522.
- 7- Dunsmuir, J.H.; Ferguson, S. R. and D'amico, K. L. : **"X-Ray Microtomography : A New Tool for the Characterization of Porous Media"**, *SPE* (Oct. 1991), pg. 423-430.
- 8- Fayers, F. J.; Blunt, M. J. and Christie, M. A: **"Accurate Calibration of Empirical Viscous Fingering Models"**, *Revue de L'institut Français du Pétrole*, 46 n^o 3 (may. 1991), pg. 311-324.
- 9- Fayers, F. J.; Blunt, M. J. and Christie, M. A: **"Comparisons of Empirical Viscous-Fingering Models and Their Calibration for Heterogeneous Problems"**, *SPE*, (may. 1992), pg. 195-203.
- 10- Ganapathy, S. *et Alli* : **"Simulation of Heterogeneous Sandstones Experiments Characterized Using CT Scanning"**, *JPE* (Mar, 1991), pg. 79-90.

- 11- Gupta, S.P. and Greenkorn, R.A: "**An experimental study of immiscible displacement with an unfavorable mobility ratio in porous media**", *Waters Resources research* (apr. 1974), vol. 10 No. 2 pg. 371 - 374
- 12- Habermann, B: "**The Efficiency of Miscible Displacements as a Function of Mobility Ratio**", *Petroleum Transactions AIME*, (July. 1960), pg. 264-272.
- 13- Holleben, C.R.: "**Determinação de porosidade e saturações de fluidos através da tomografia computadorizada de raios-x**" - Tese de Mestrado em Engenharia de Petróleo; Faculdade de Engenharia Mecânica - Cepetro Unicamp, 1993.
- 14- Hovet, O.A.; Ringen, J. K. and Read, P. A : "**Visualization of Laboratory Corefloods with the Aid of Computerized Tomography of X-Ray**", *SPE* (May. 1987), pg. 148-153.
- 15- Hunt, K. P.; Engler, P. and Bajsarowicz, C.: "**Computed Tomography as a Core Analysis Tool : Applications and Artifact Reduction Technique**", *JPT* (sept. 1987), pg. 197-204.
- 16- Hunt, K. P.; Engler, P. and Bajsarowicz, C.: "**Computed Tomography as a Core Analysis Tool : Applications and Image Improvement Technique**", *JPT* (sept. 1988), pg. 1203-1210.
- 17- Jasti, J.; Jesion, G. and Feldkamp, L.: "**Microscopic Imaging of Porous Média Using X-Ray Computed Tomography**", *SPE* (Sept. 1990), pg. 145 -154
- 18- Koval, E.J. "**A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media**", *SPE* (june 1963), pg. 269-276.
- 19- MacAllister, D.J. ,Miller, K.C., Graham, S.K. and Yang, C.T: "**Application of X-Ray CT Scanning to the determination of Gas-Water Relative Permeabilities**", *SPE*, (sept. 1990), pg. 255-267.

- 20- Moissis, D.E. ,Miller, C.A., Wheeler, M.F. and Rice, U: "**Simulation of miscible viscous fingering using a modified method of characteristics: Effects of gravity and heterogeneity**", *SPE*, (feb. 1989), pg. 431-446.
- 21- Moss, R.M.; Pepin, G. P. and Davis, L. A : "**Direct Measurements of the Constituent Porosities in a Dual-Porosity Matrix**", *SCA* (Aug. 1990), pg. 126-135.
- 22- Odeh, A.S. : "**A proposed technique for simulation of viscous fingering in one-dimensional immiscible flow**", *SPERE* (aug. 1989), pg. 304-308
- 23- Odeh, A.S. and Dotson, B.J.: "**A method for reducing the rate effect on oil and water relative permeabilities calculated from dynamic displacement data**", *SPERE* (aug. 1989), pg. 304-308
- 24- Pavone, D: "**Observation and Correlations for Immiscible Viscous-Fingering Experiments**", *SPT*, (nov. 1985), pg. 2051 - 2058.
- 25- Peters, E. J.; Broman, J.A. and Broman Jr., W.H: "**Computer image processing : A new tool for studying viscous fingering in corefloods**", *SPERE*. (nov. 1987), pg. 720-728.
- 26- Peters, E. J.; Flock, D.L. : "**The onset of instability during two-phase flow immiscible displacement in porous media**", *SPEJ*. (apr. 1981), pg. 249-258
- 27- Peters, E. J and Gharbi, R. : "**Numerical Modeling of Laboratory Corefloods**", *J. Pet. Sci. Eng.*, 9 (1993), pg. 207-221.
- 28- Peters, E. J and Hardham, W. D.: "**Visualization of Fluid Displacements in Porous Media Using Computed Tomography Imaging**", *Journal of Petr. Science and Engineering* 4 (1990), pg. 155-168.
- 29- Peters, E. J & Afzal, N.: "**Characterization of Heterogeneities in Permeable Media With Computed Tomography Imaging**", *J. Pet. Sci. Eng.*, 7 (1992), pg. 283-296.
- 30- Peters, E. J; Afzal, N. and Gharbi, R. : "**On Scaling Immiscible Displacements in Permeable Media**", *J. Pet. Sci. Eng.*, 9 (1993), pg. 183-205.

- 31- Peters, E. J. and Cavalero, S. R. : **"The Fractal Nature of Viscous Fingering in Porous Media"**, *SPE* (sept, 1990), pg. 225-230.
- 32- Robinson, M.A. and Edelstein, W.A. : **"Fluid velocities in oil cores during water injection"**, *SCA Conference*, (1991), pg. 1 - 13.
- 33- Sorbie, K. S.; Dwebi, A. and Tsibuklis N. B.: **"Experimental Testing of Mobility Predictions in Averaged Models of Viscous Fingering"** *SPE* (Oct, 1991), pg. 255-270.
- 34- Tomutsa, L.; Mahmood, S. M.; Brinkmeyer, A. and Honarpour, M: **"Application of Integrated Pore-to-Core Image to Study Fluid Distribution in Reservoir Rocks"**, *SPE* (Sept. 1990), pg. 137-148.
- 35- Todd, M.R.; Longstaff, W. J. : **"The development, testing and application of a numerical simulator for predicting miscible flood performance"**, *JPT* (july. 1972), pg. 874 - 882.
- 36- Van Meurs, P.; and Van der Poel, C.: **"A Theoretical Description of Water-Drive Process Involving Viscous Fingering"**, *SPE*, (July 1957), pg. 103-112.
- 37- Wang, S. Y.; Ayril, S. and Gryte, C. C.: **"Computer-Assisted Tomography for the Observation of Oil Displacement in Porous Media"**, *SPE* (Feb. 1984), pg. 53-55.
- 38- Wang, S. Y.; Ayril, S.; Castellana, F. S. and Gryte, C. C.: **"Reconstruction of Oil Saturation Distribution Histories During Immiscible Liquid-Liquid Displacement By Computer-Assisted Tomography"**, *AIChE Journal*, Vol. 30 N^o 4 (Jul. 1984), pg. 642-646.
- 39- Wellington, S.L. and Vinegar, H.J : **"Tomographic imaging of three phase flow experiments"**, *Rev. Sci. Instruments*, (jan. 1987), pg. 196-107.
- 40- Wellington, S.L. and Vinegar, H.J. : **"X-Ray Computerized Tomography"**, *JPT*, (Aug. 1987), pg. 885-898.

- 41- Withjack, E.M. , Graham, S.K. and Yang, C.T.: "**CT determination of Heterogeneities and miscible Displacements Characteritics**", *SPEFE*, (dec. 1991), pg. 447-452.
- 42- Withjack, E.M. : "**Computed Tomography for Rock-Property determination and fluid-flow visualization**", *SPE*, (sept. 1987), pg. 183-195

O pacem, quando ego te aspiciam ?

Quandoque licebit nunc veterum libris

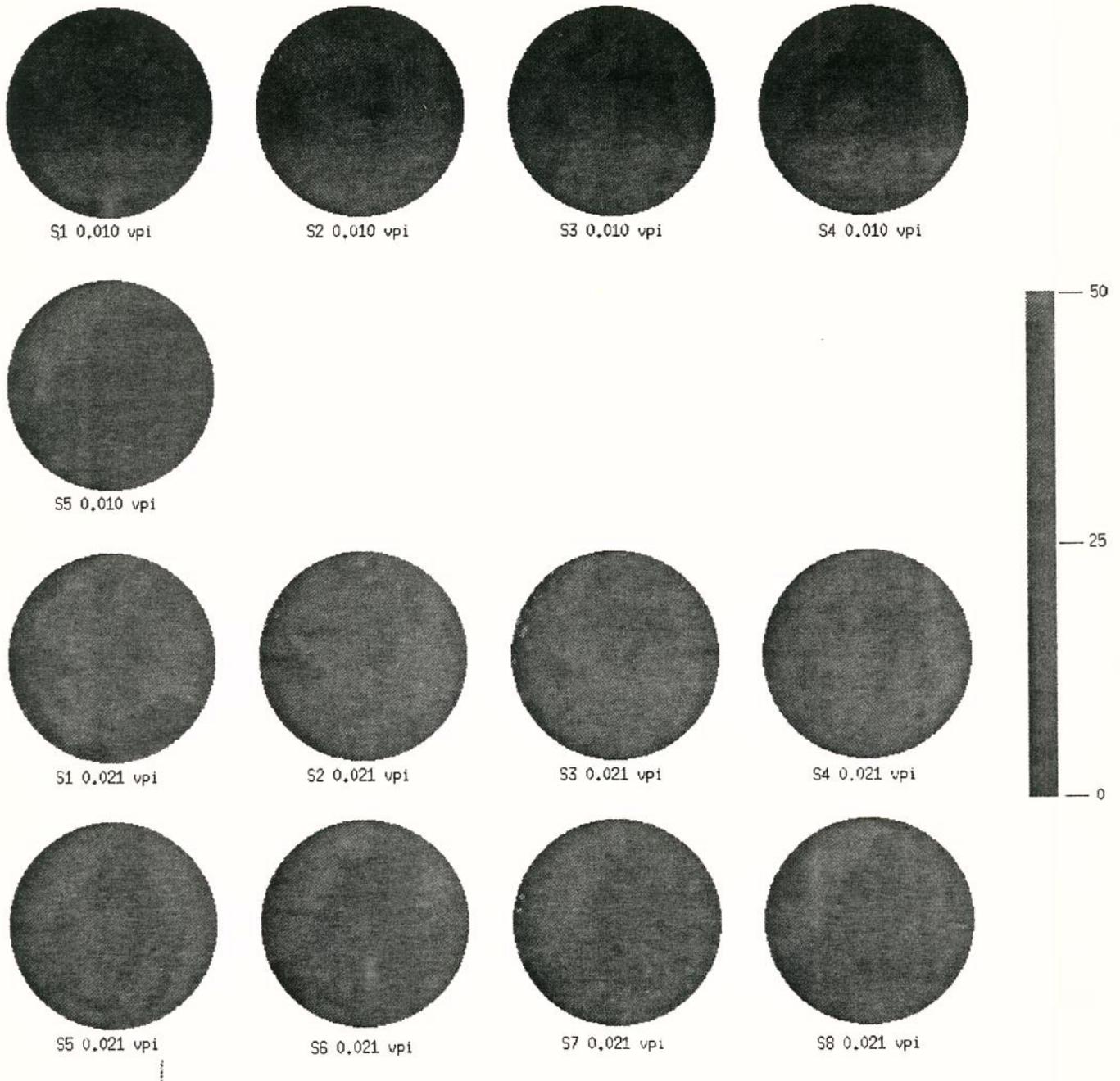
nunc somno et inertibus horis ducere

sollicitae jucunda oblivio vitae ?

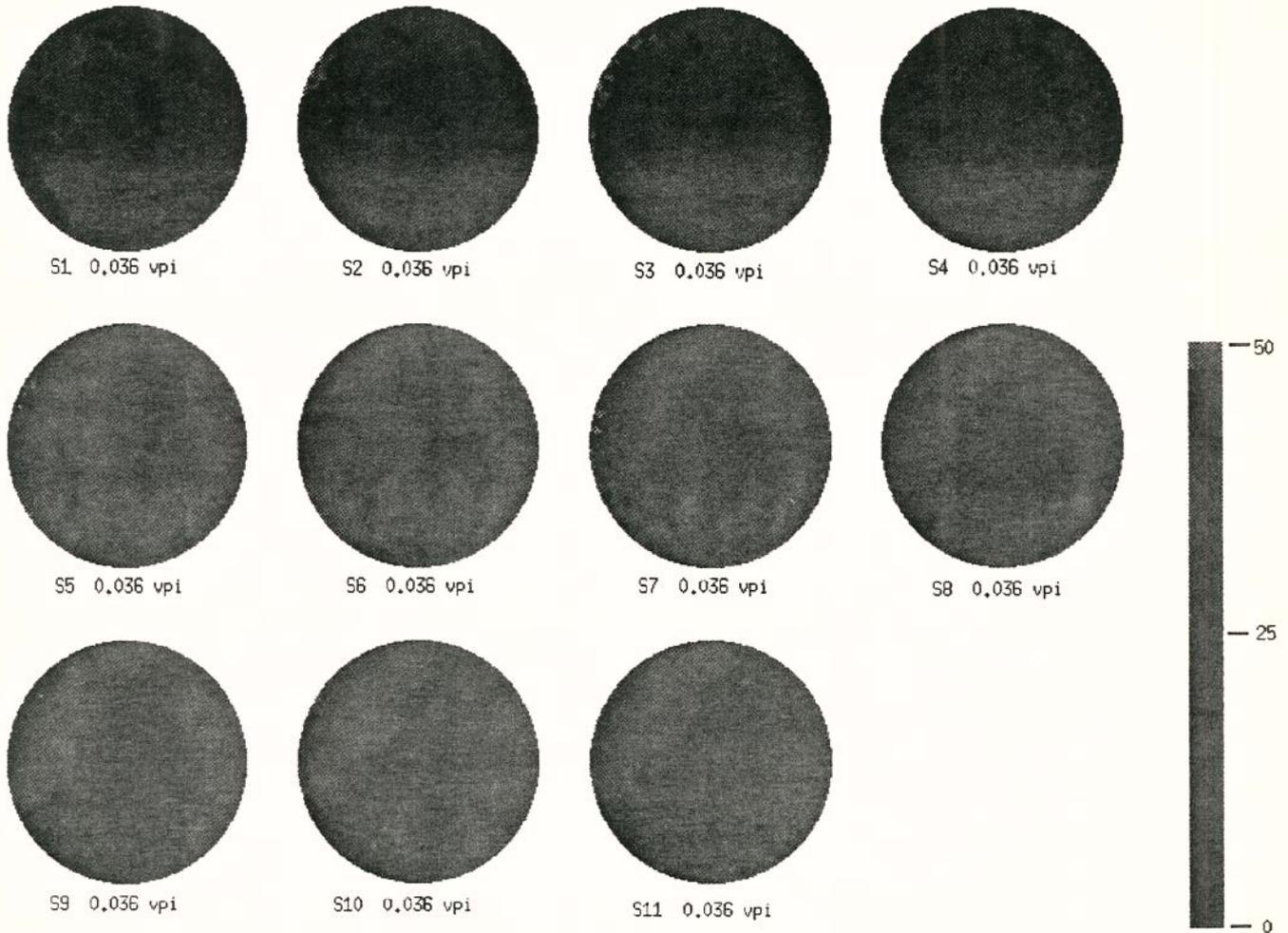
ANEXO I

IMAGENS TOMOGRÁFICAS DOS TESTES DE INJEÇÃO DE ÁGUA EM UM MEIO POROSO NATURAL CONSOLIDADO ARENITO VOSGES

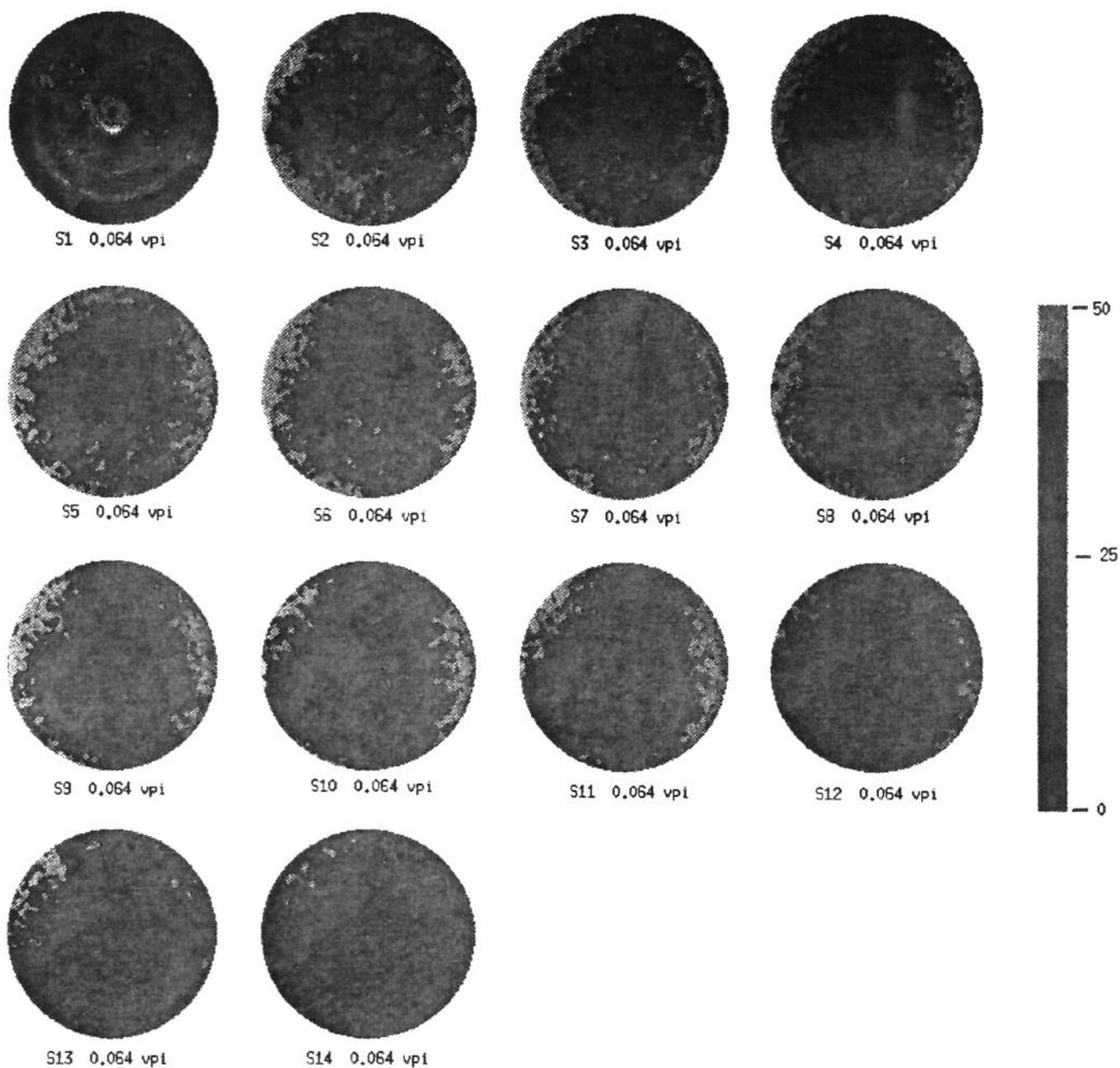
AI.1 - Amostra #1 - Injeção de água #1 -----	AI-2
AI.2 - Amostra #1 - Injeção de água #2-----	AI-9
AI.3 - Amostra #1 - Injeção de água #3-----	AI-16
AI.4 - Amostra #1 - Injeção de água #4-----	AI-23
AI.5 - Amostra #2 - Injeção de água #1 -----	AI-31
AI.6 - Amostra #2 - Injeção de água #3-----	AI-39
AI.7 - Amostra #2 - Injeção de água #4-----	AI-47



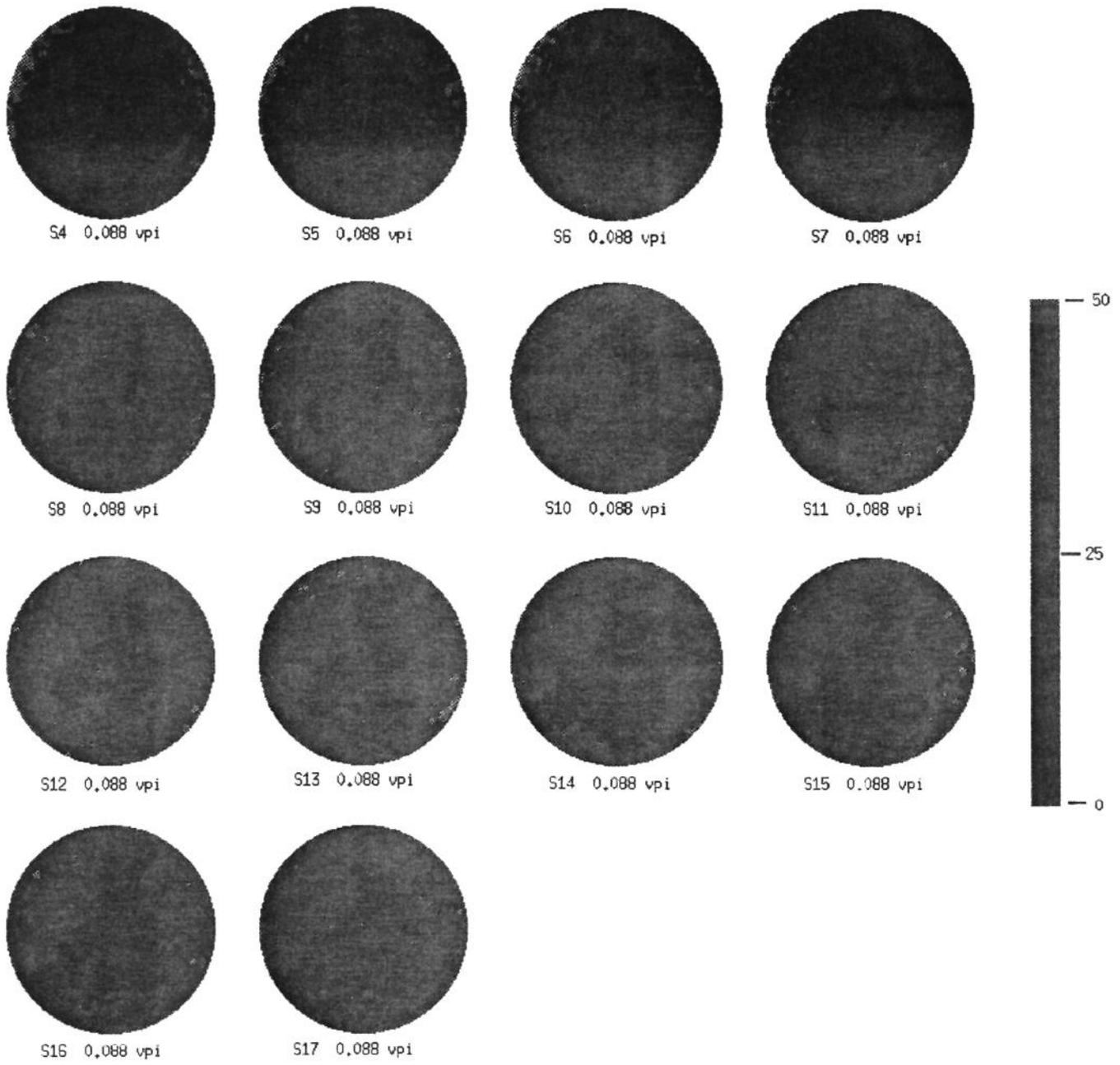
AI.1.1- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 1
 $t_1 = 0.010 \text{ vpi}$ e $t_2 = 0.021 \text{ vpi}$



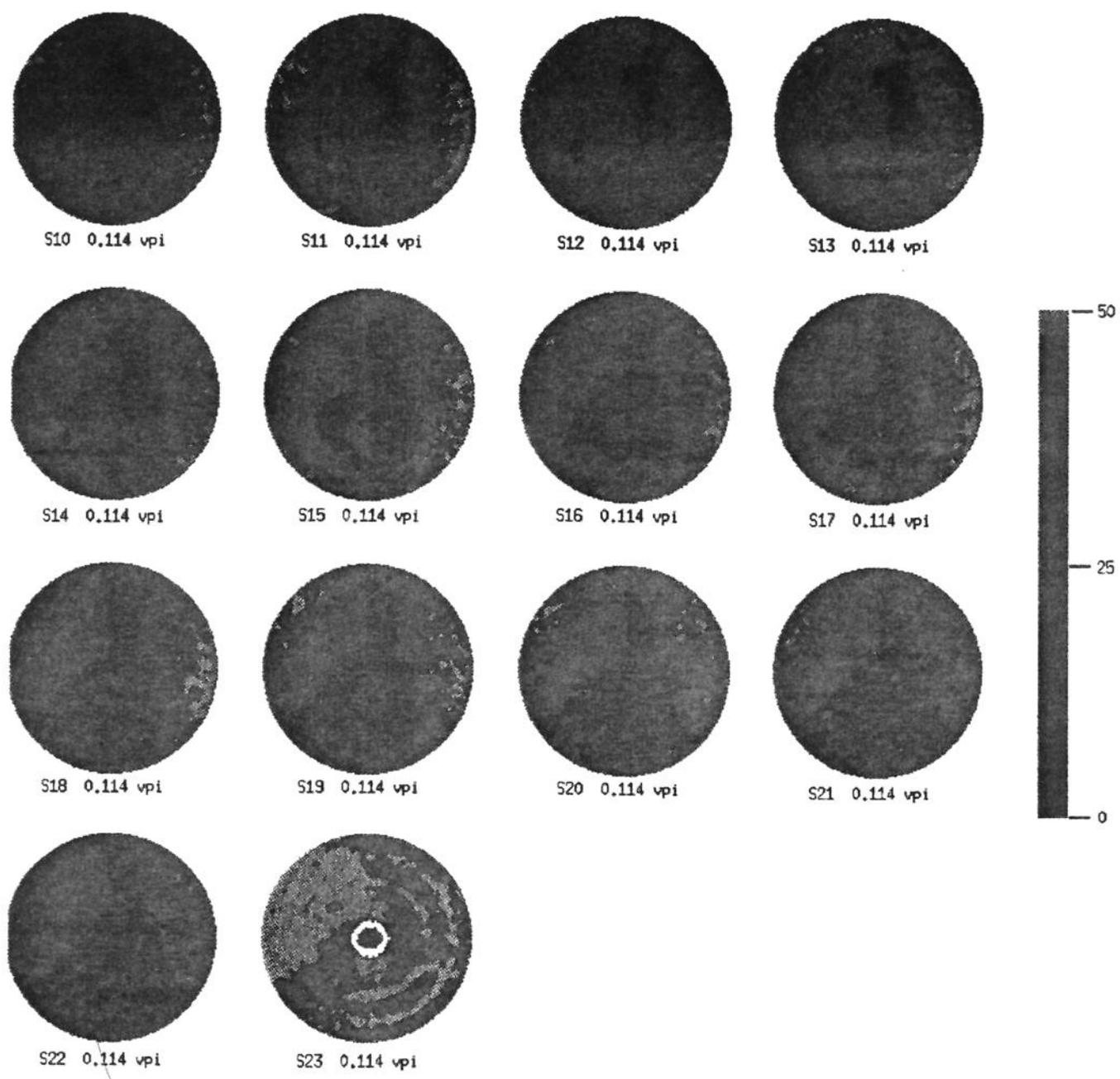
AI.1.2- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 1
 $t_3 = 0.036 \text{ vpi}$



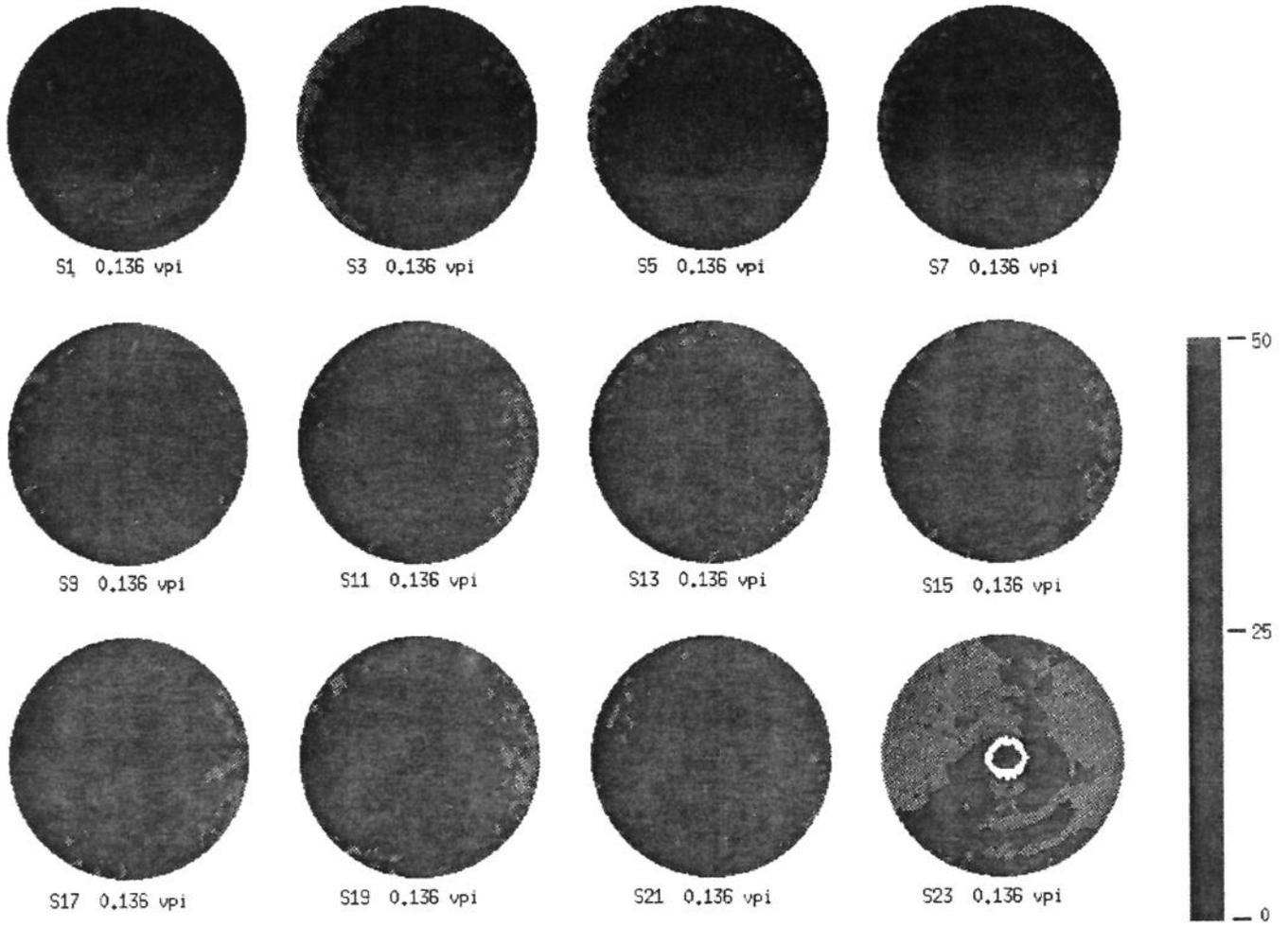
AI.1.3- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 1
 $t_4 = 0.064$ vpi



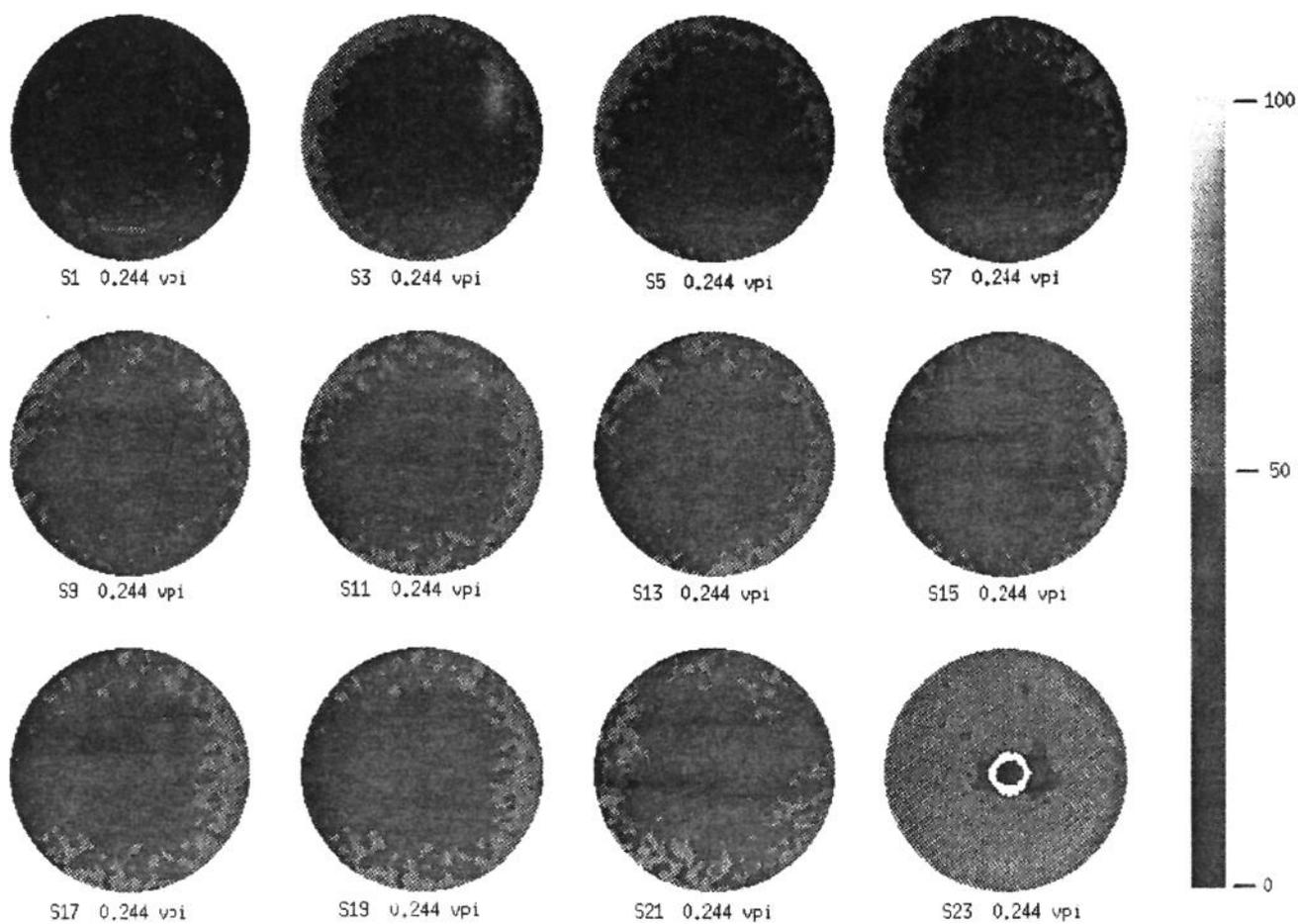
AI.1.4- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 1
t5 - 0.088 vpi



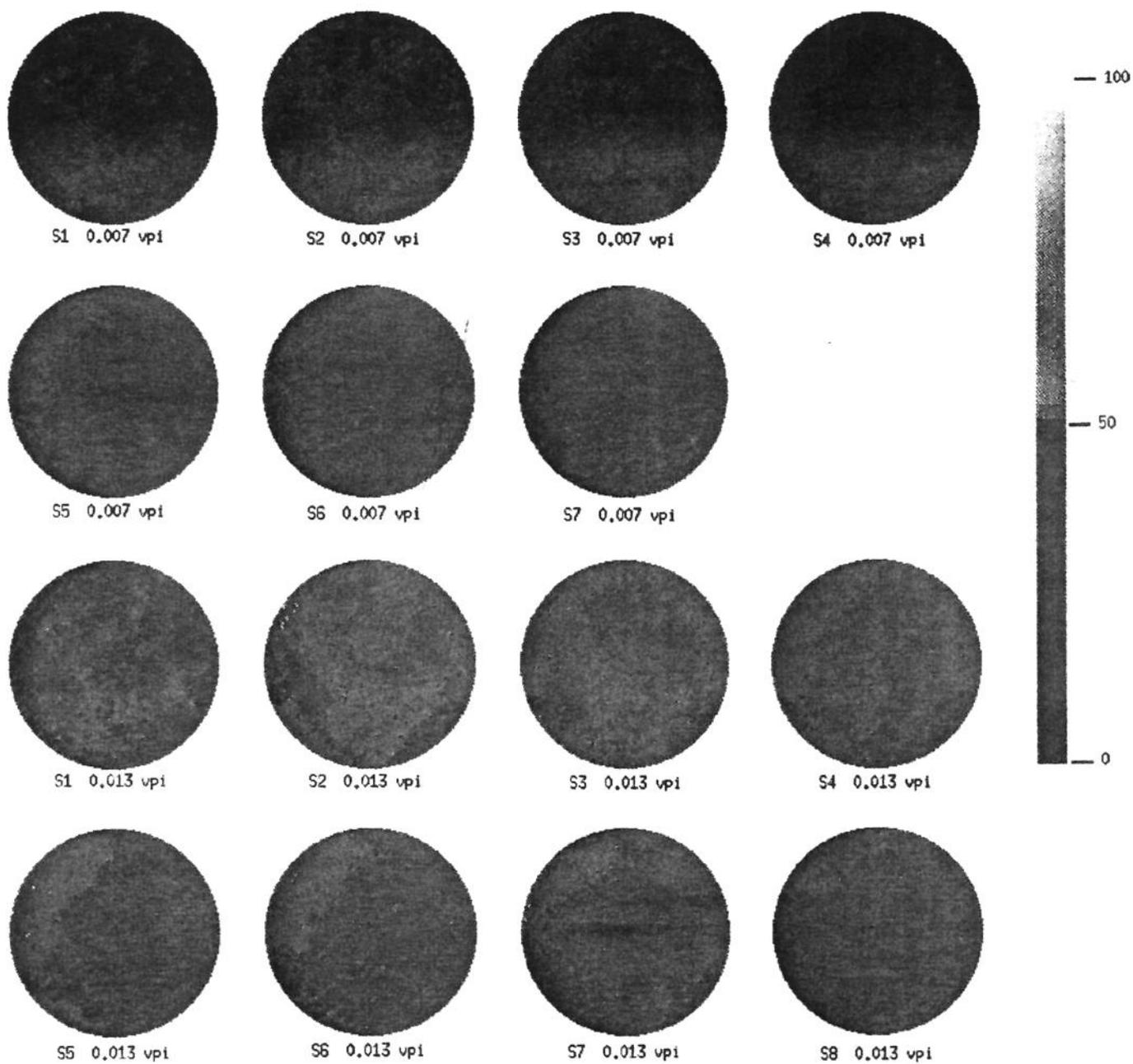
AI.1.5- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 1
 $t_6 = 0.114 \text{ vpi}$



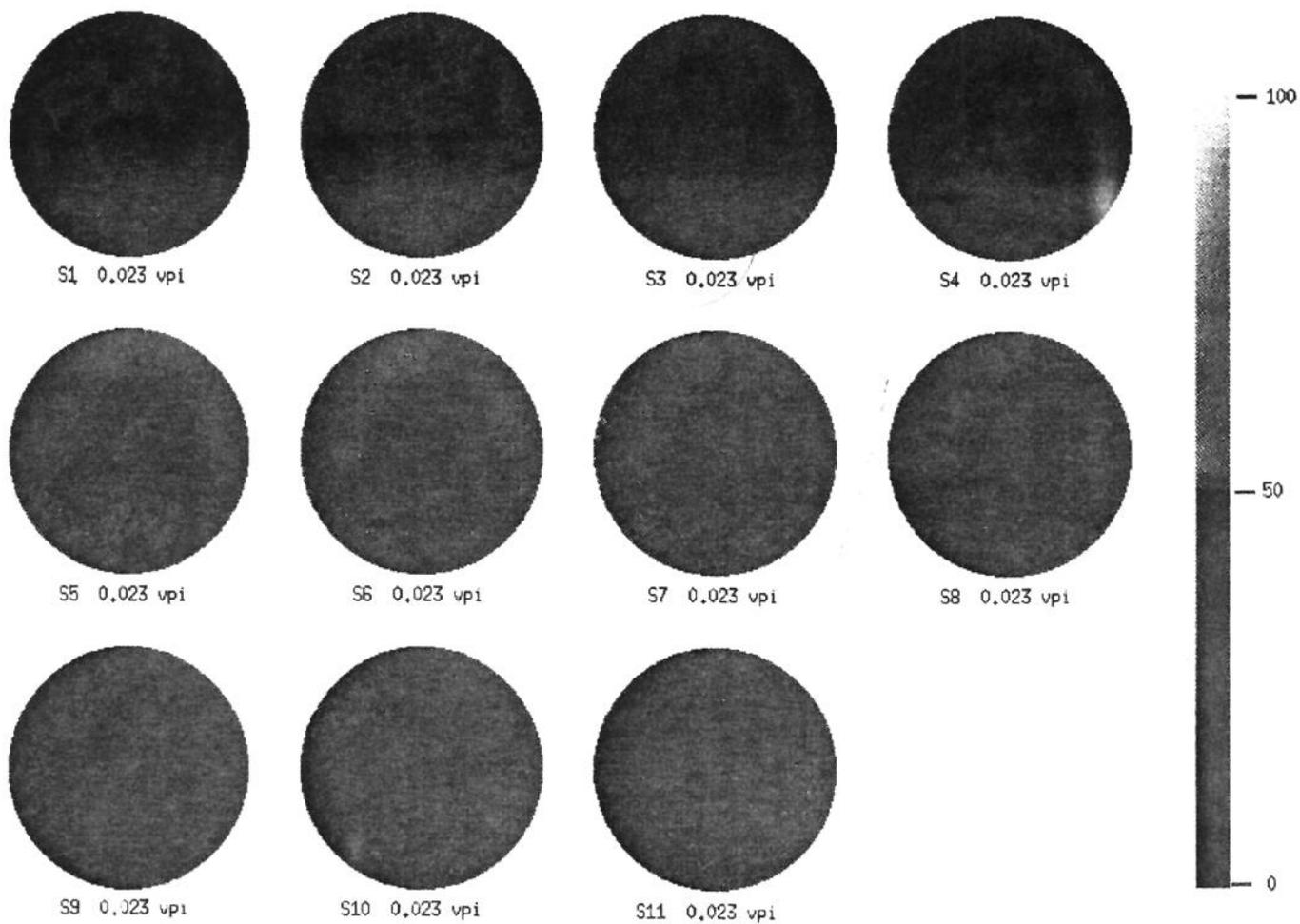
AI.1.6- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 1
 $t_7 = 0.136 \text{ vpi}$



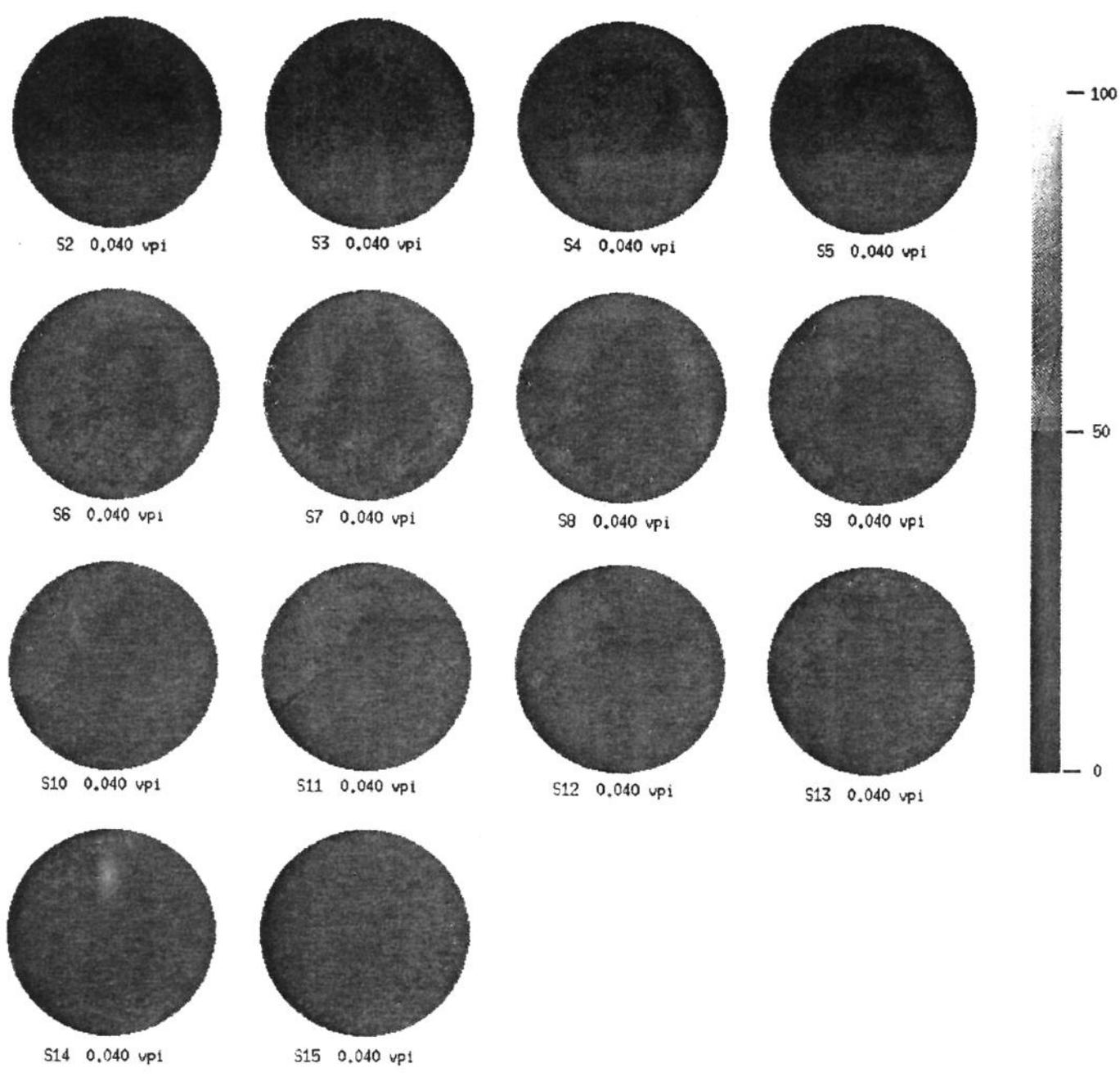
AI.1.7- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 1
 $t_8 = 0.244$ vpi



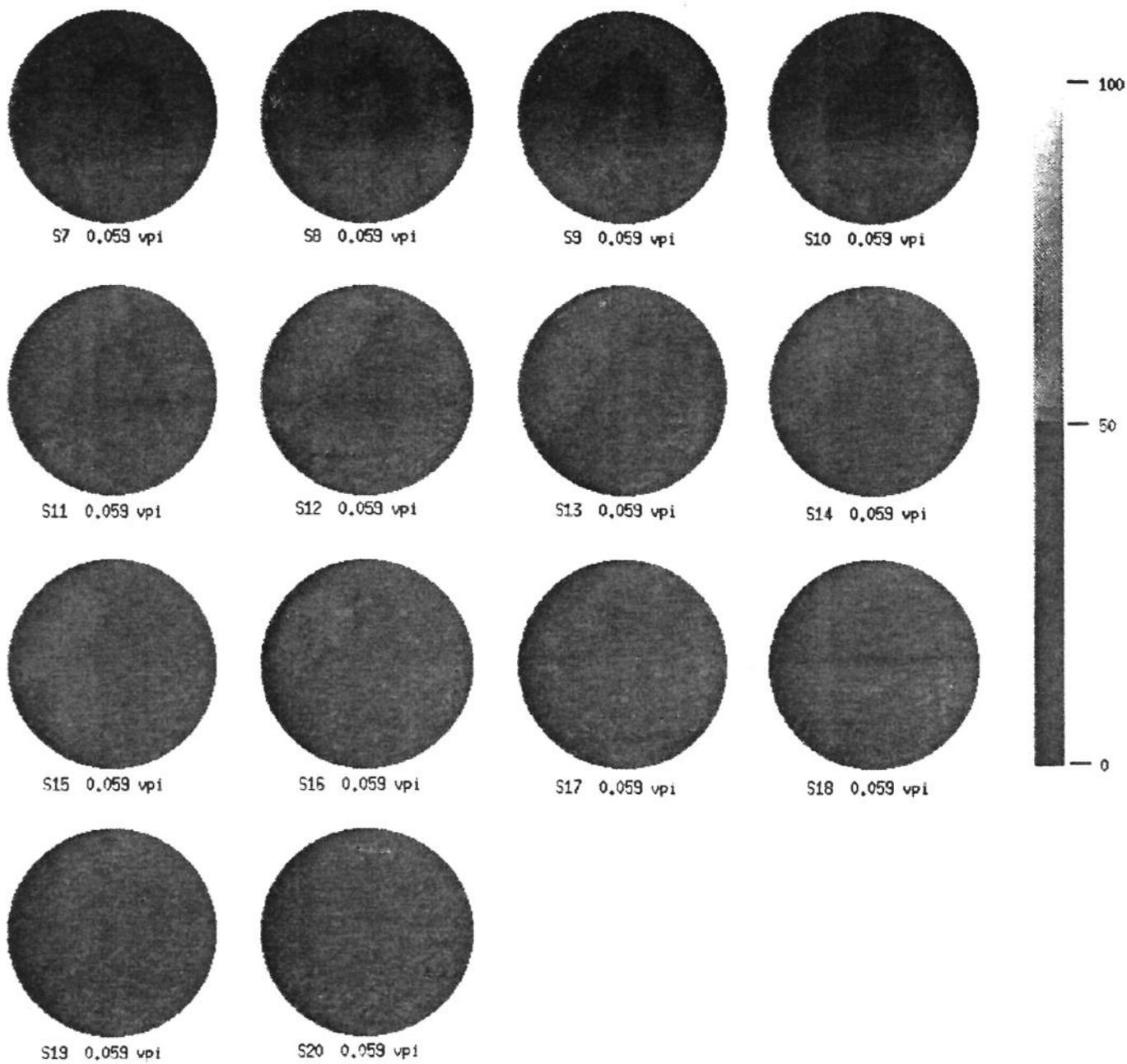
AI.2.1- Perfil de saturações da segunda injeção de água na amostra 1
 $t_1 = 0.007$ vpi e $t_2 = 0.013$ vpi



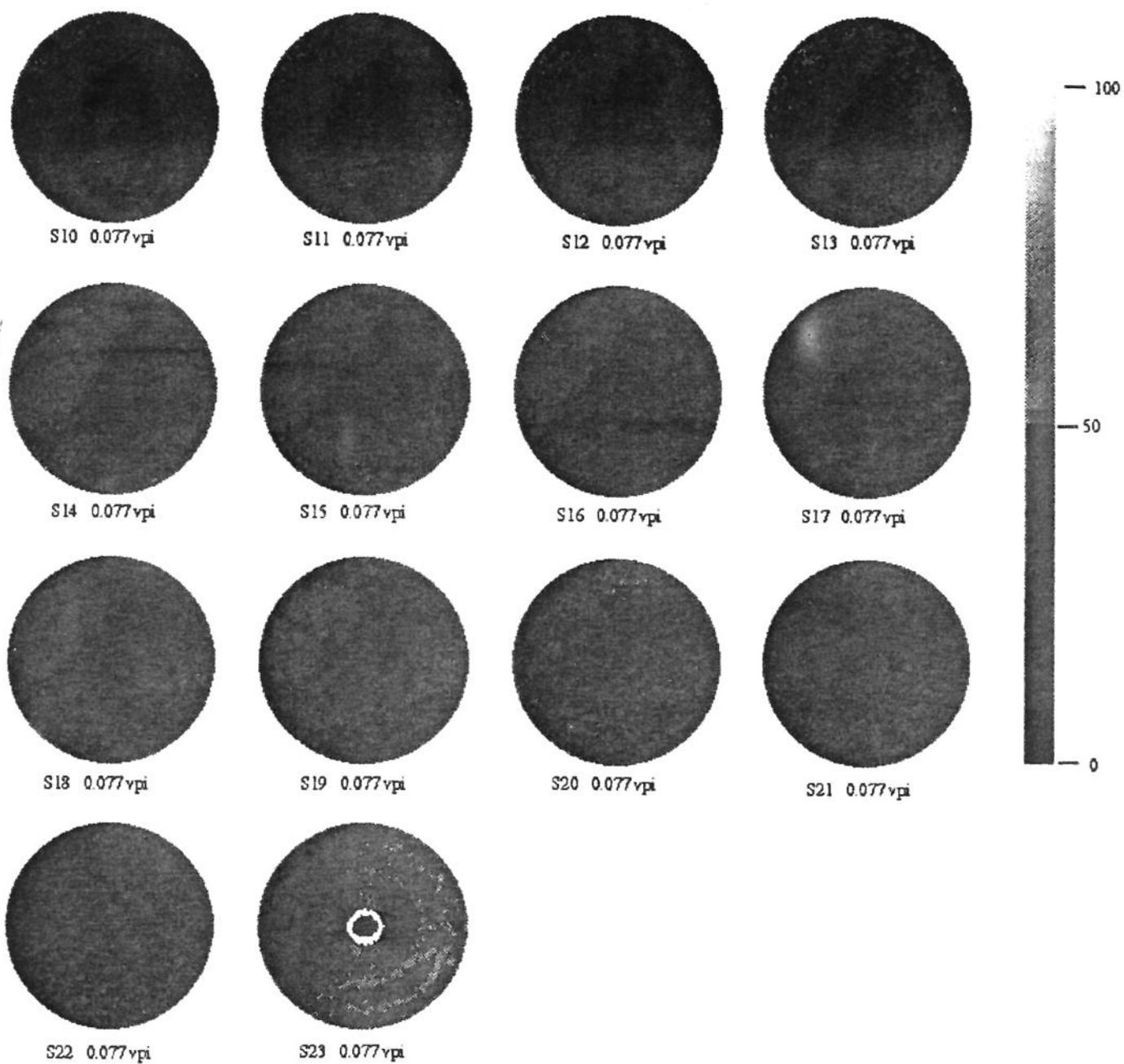
AI.2.2- Perfil de saturações da segunda injeção de água na amostra 1
 $t_3 = 0.023$ vpi



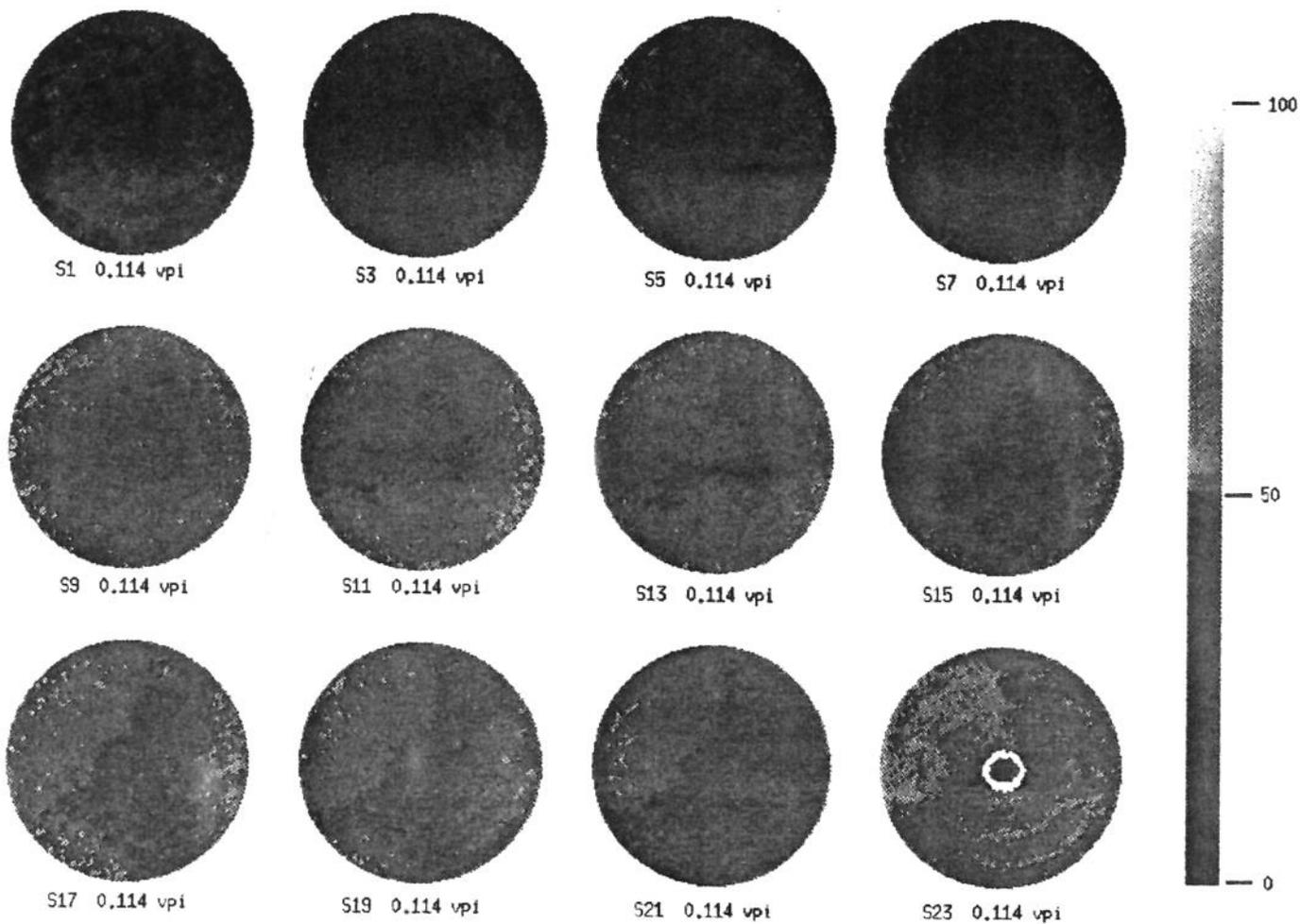
AI.2.3- Perfil de saturações da segunda injeção de água na amostra 1
 $t_4 = 0.040$ vpi



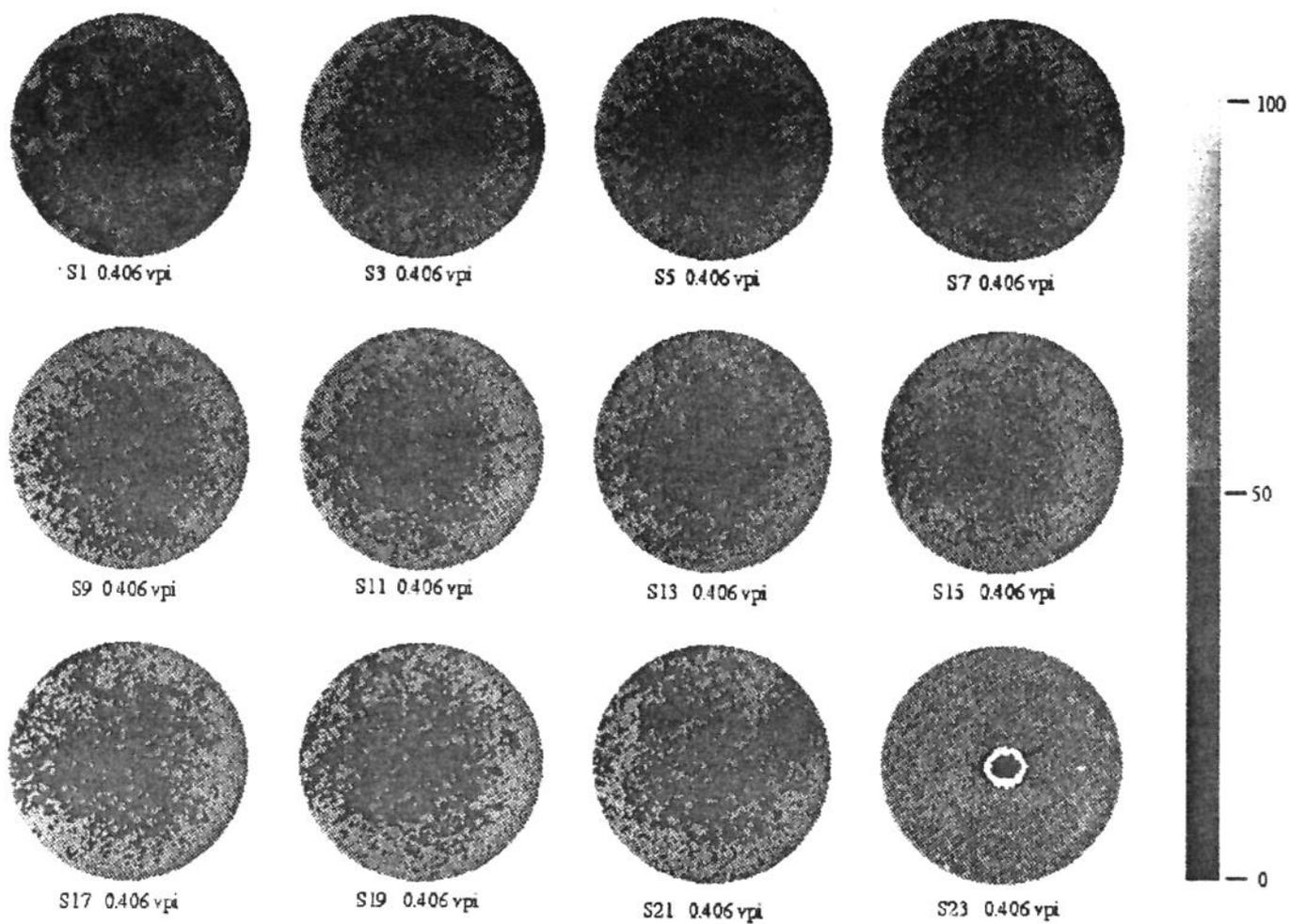
AI.2.4- Perfil de saturações da segunda injeção de água na amostra 1
 $t_5 = 0.059 \text{ vpi}$



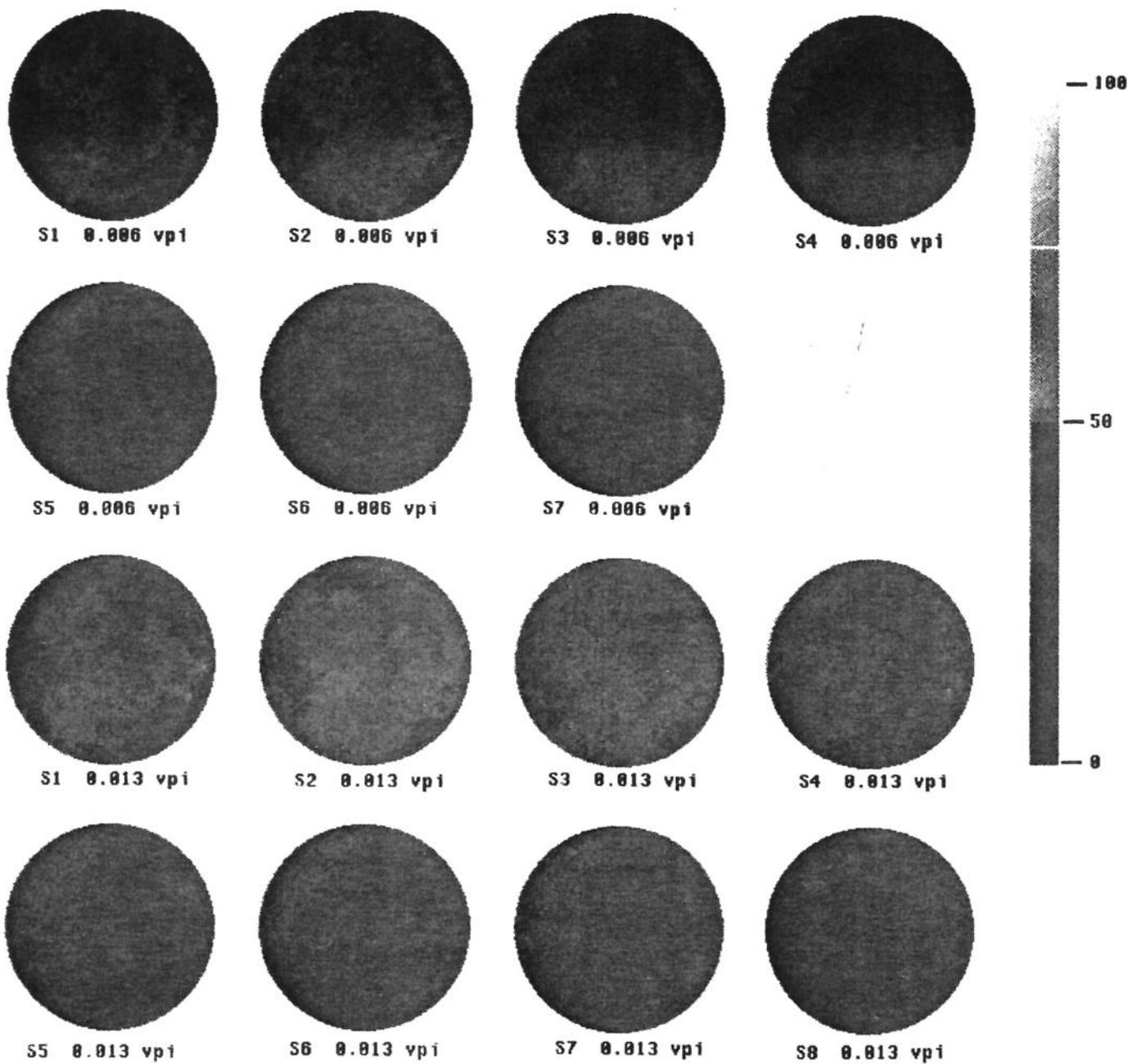
AI.2.5- Perfil de saturações da segunda injeção de água na amostra 1
 $t_6 = 0.077 \text{ vpi}$



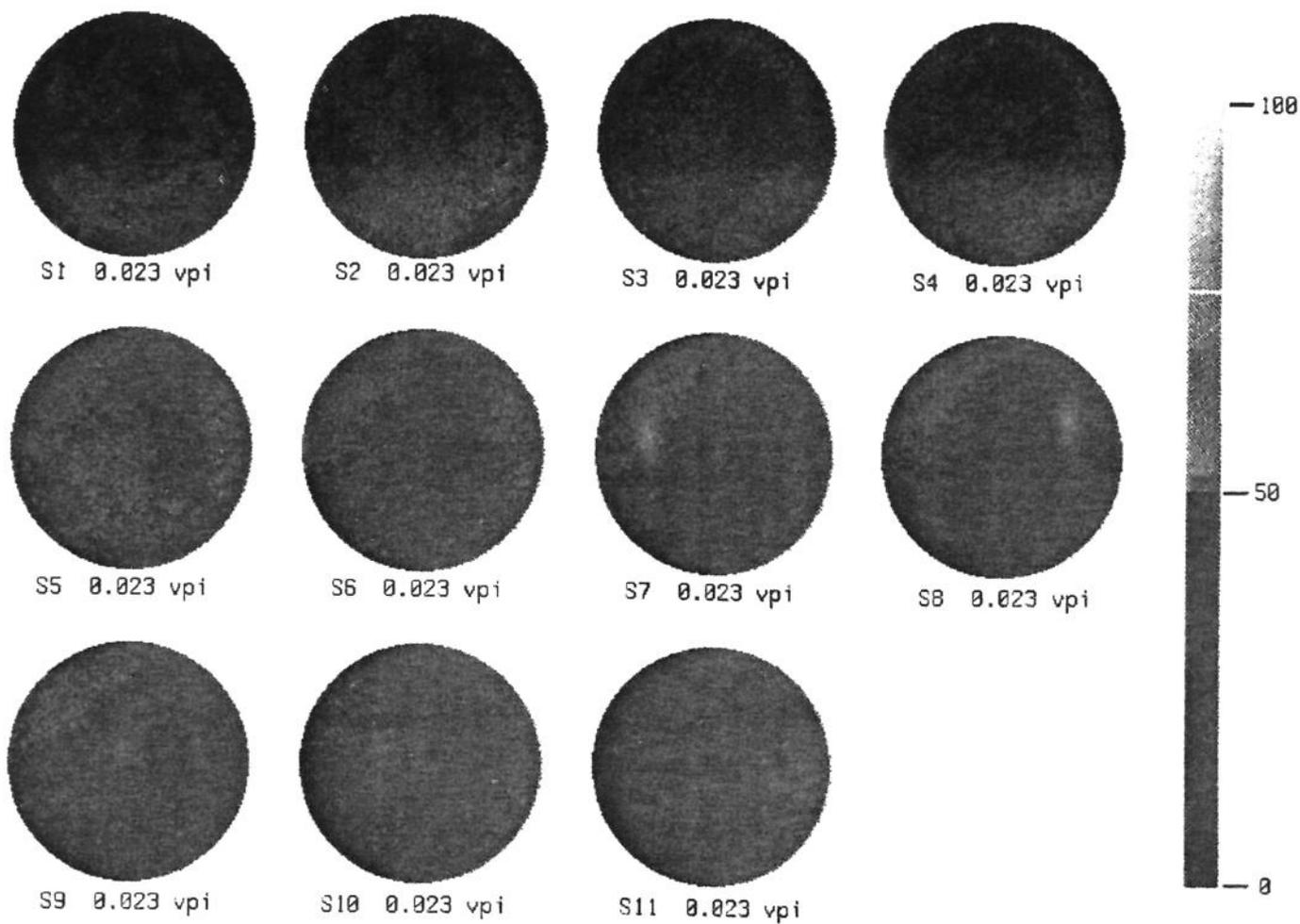
AI.2.6- Perfil de saturações da segunda injeção de água na amostra 1
 $t_7 = 0.114 \text{ vpi}$



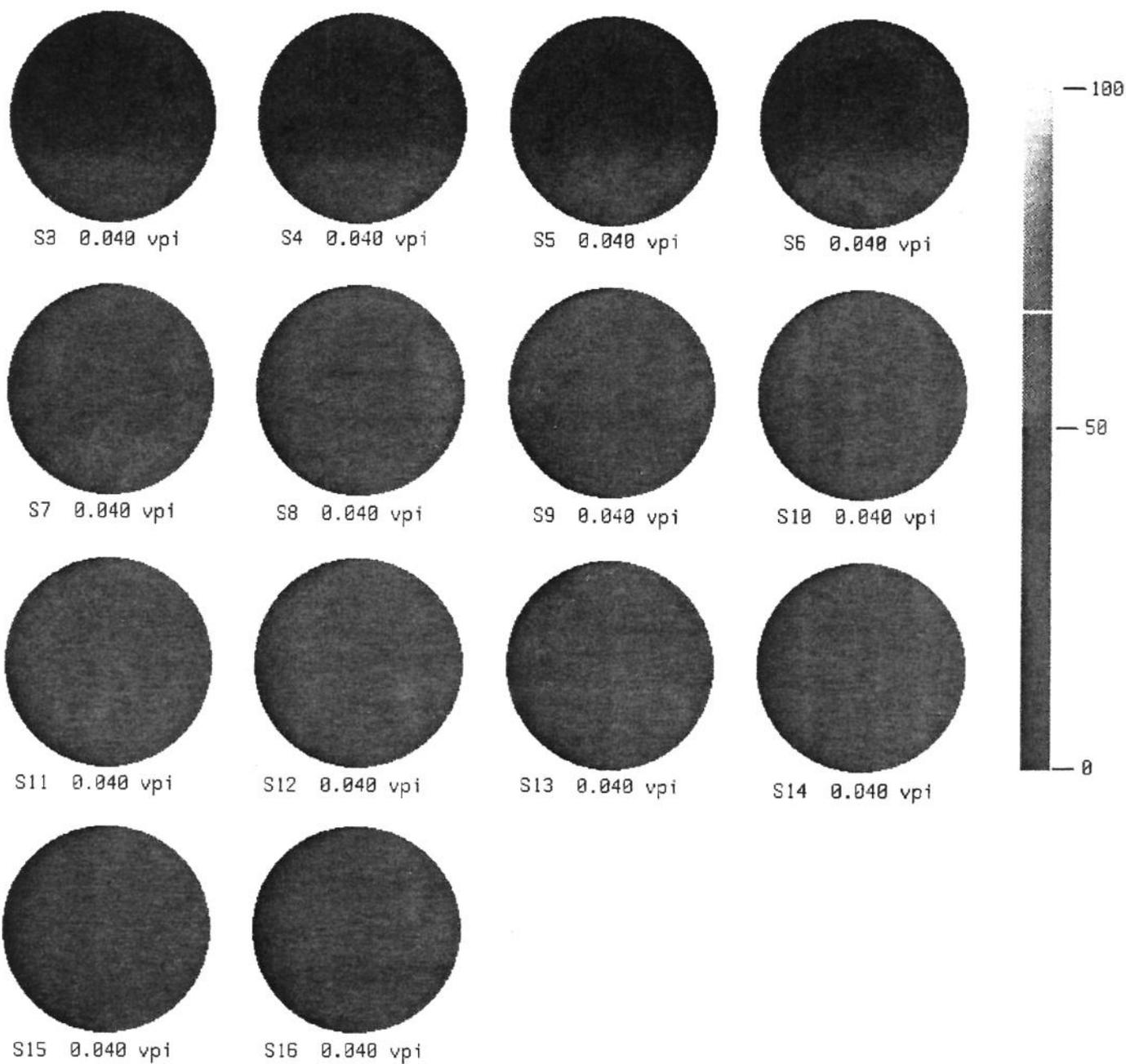
AI.2.7- Perfil de saturações da segunda injeção de água na amostra 1
 $t_8 = 0.406 \text{ vpi}$



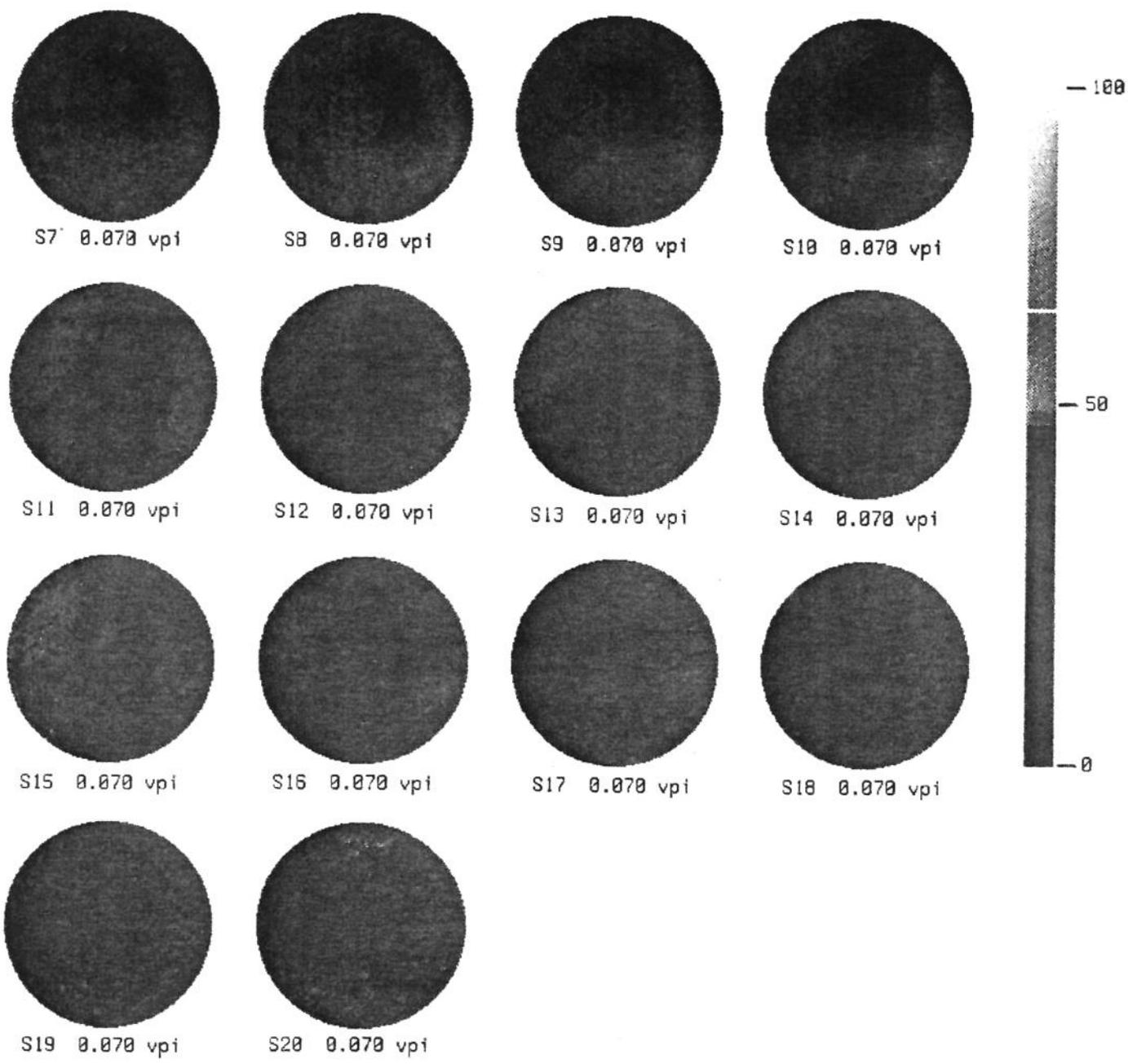
AI.3.1- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra1
 $t_1 = 0.006$ vpi e $t_2 = 0.013$ vpi



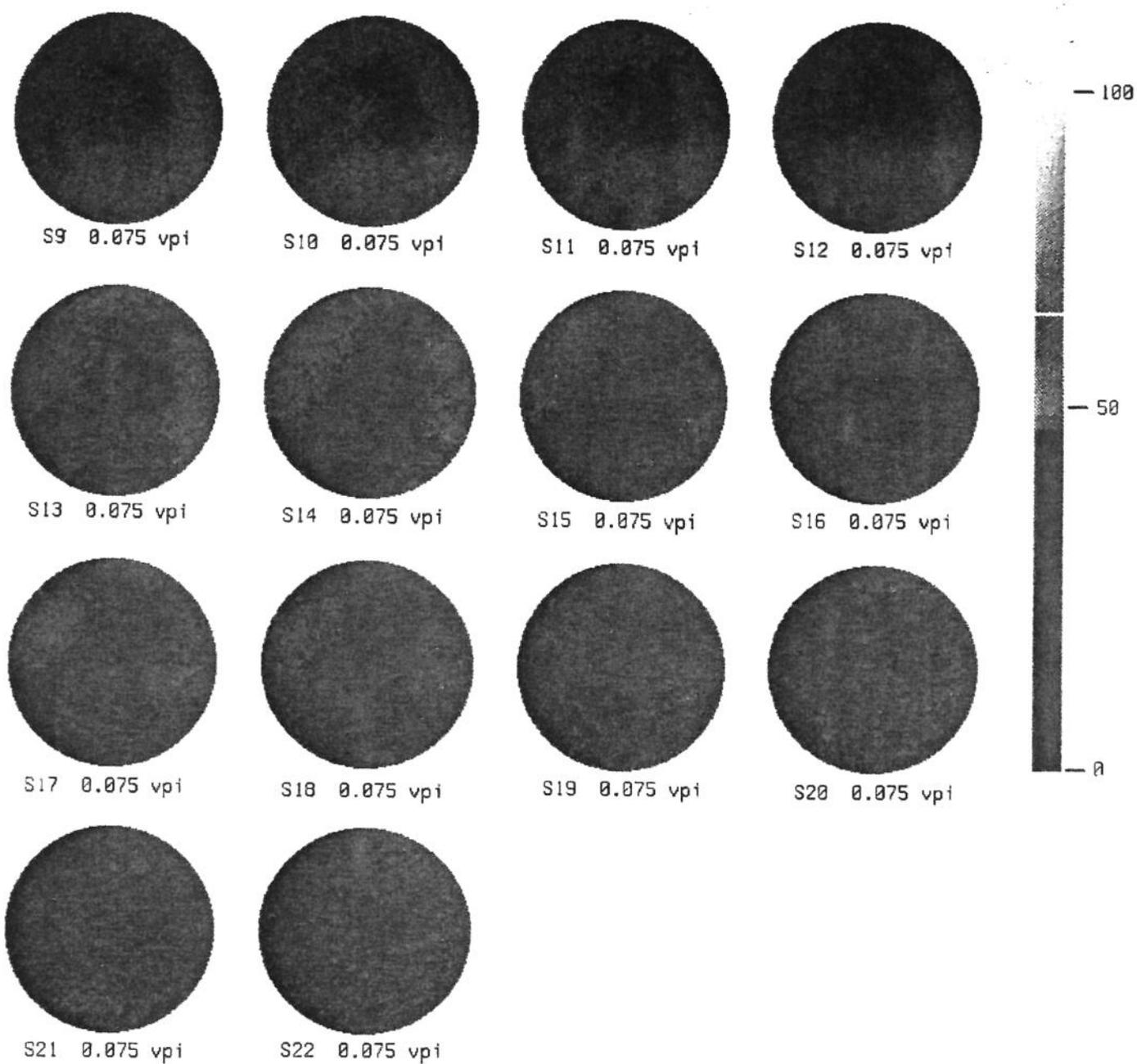
AI.3.2- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 1
 $t_3 = 0.023 \text{ vpi}$



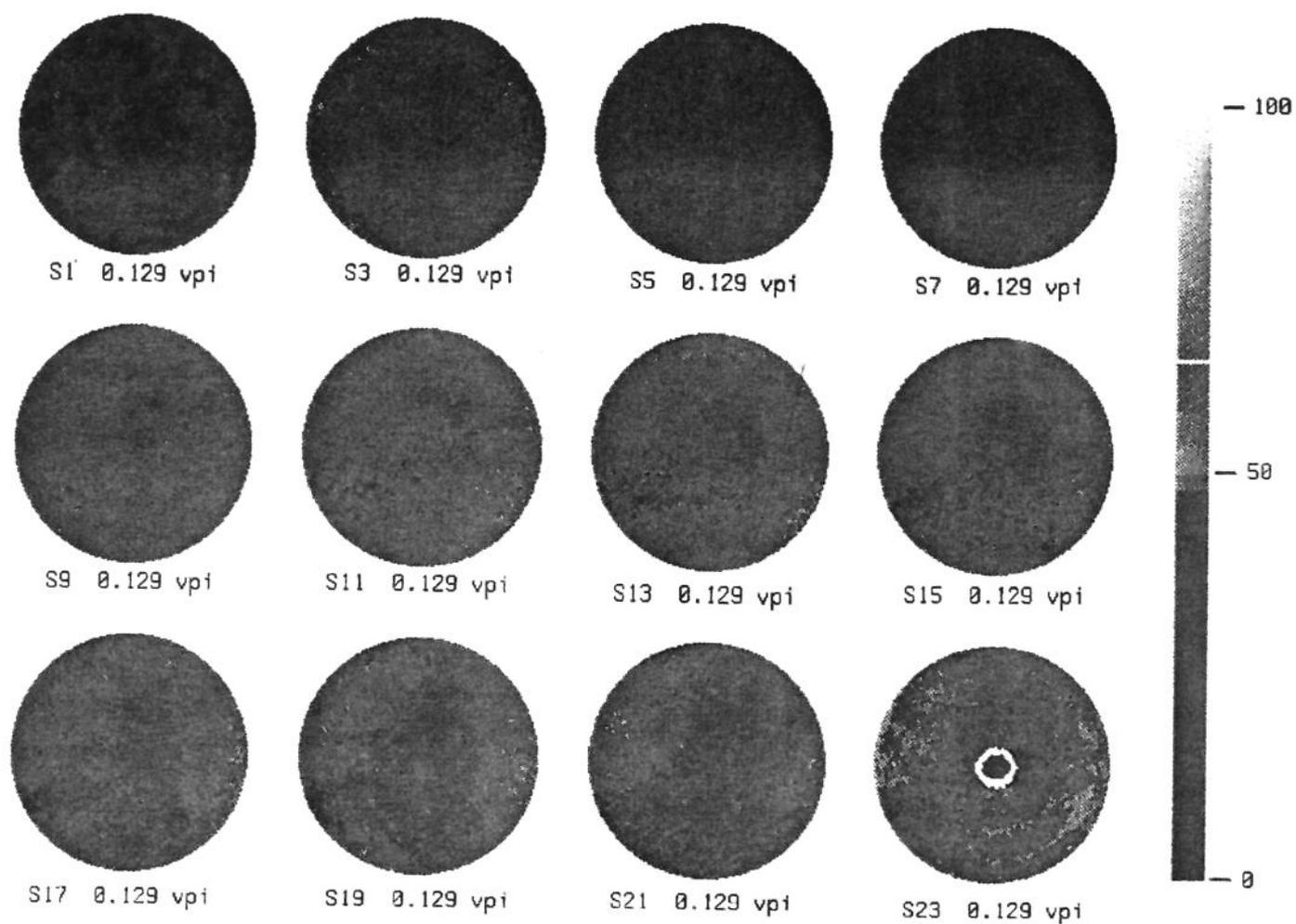
AI.3.3- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 1
 $t_4 = 0.040$ vpi



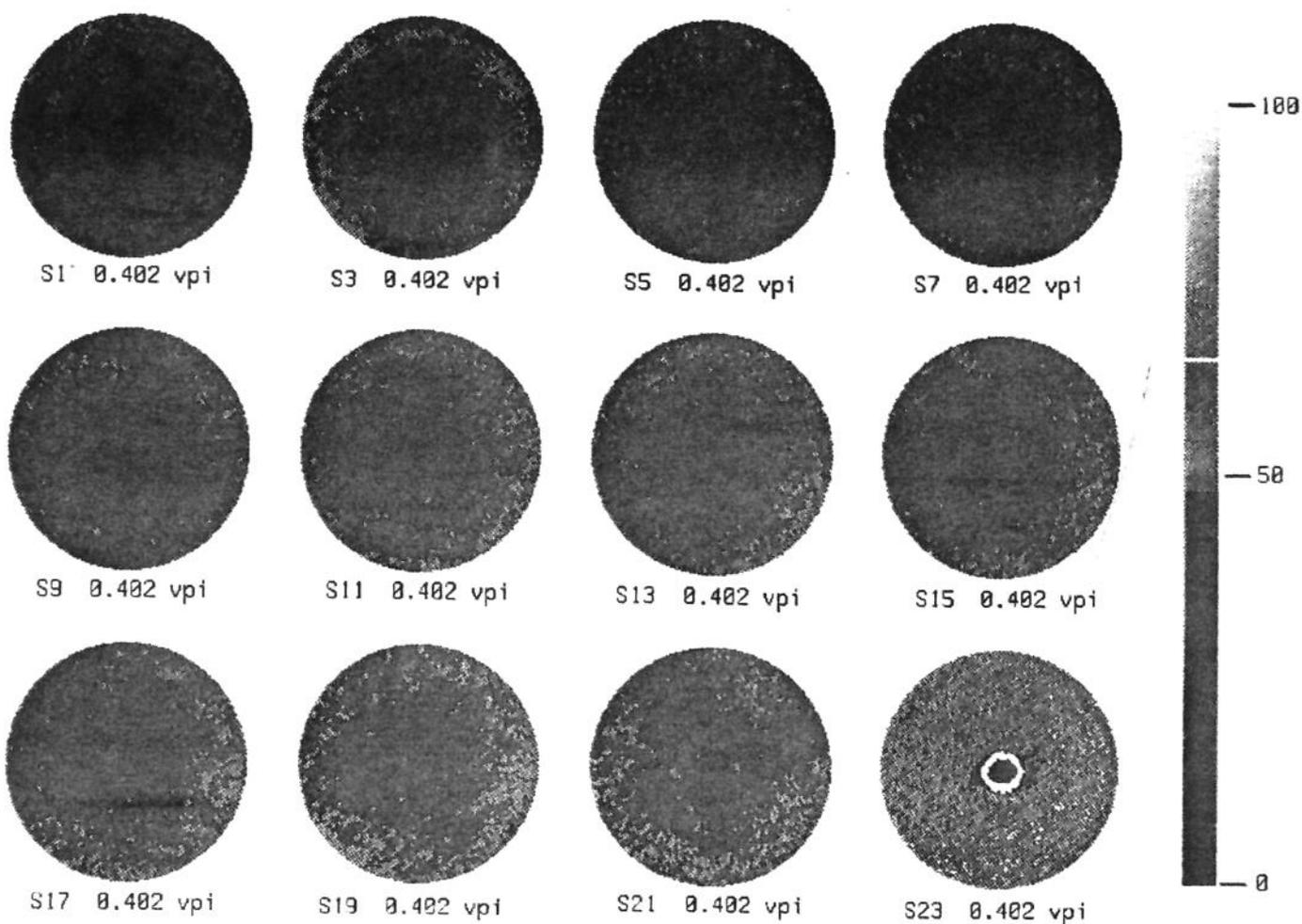
AI.3.4- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 1
 $t_5 = 0.070$ vpi



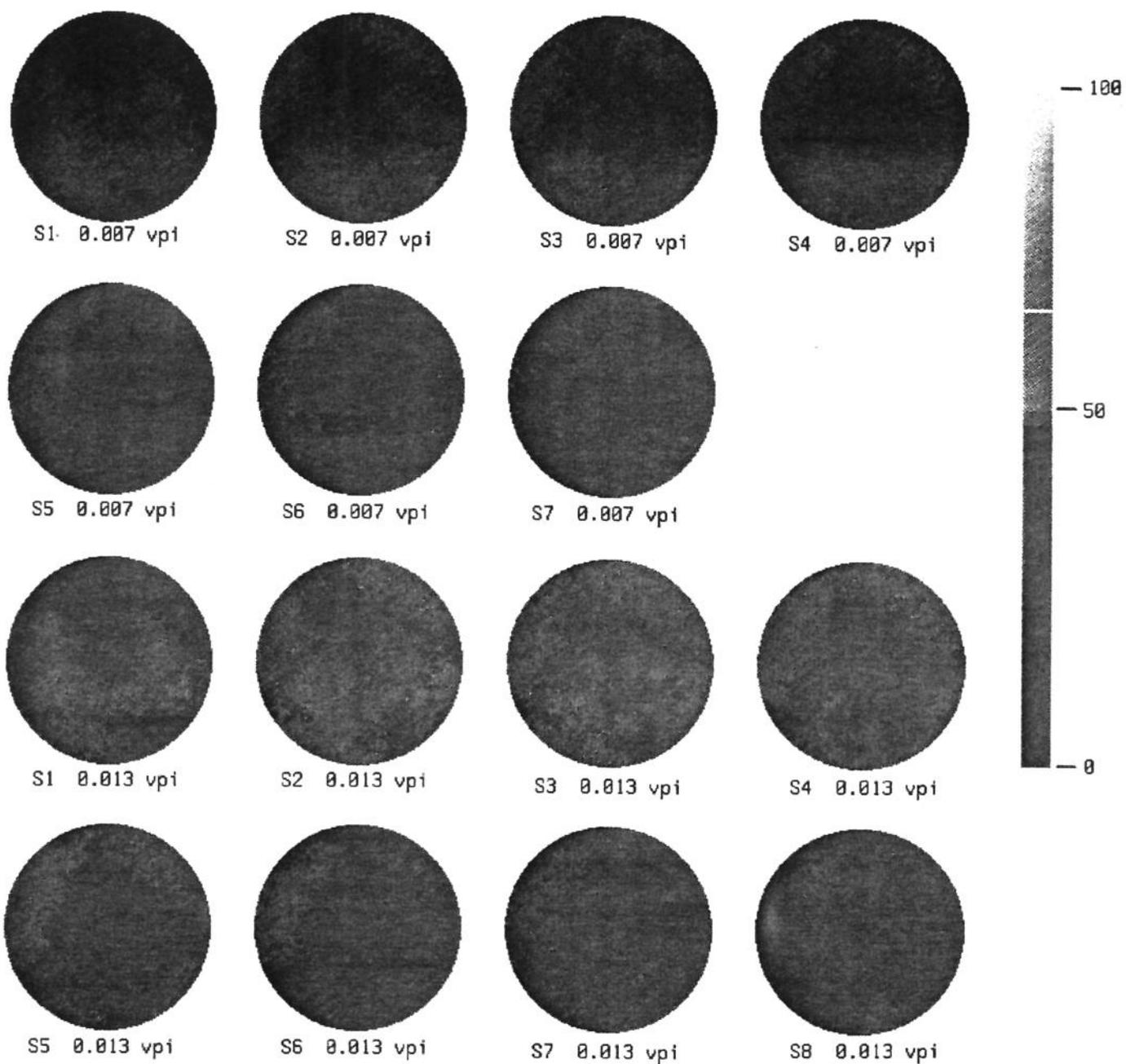
AI.3.5- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 1
 $t_6 = 0.075$ vpi



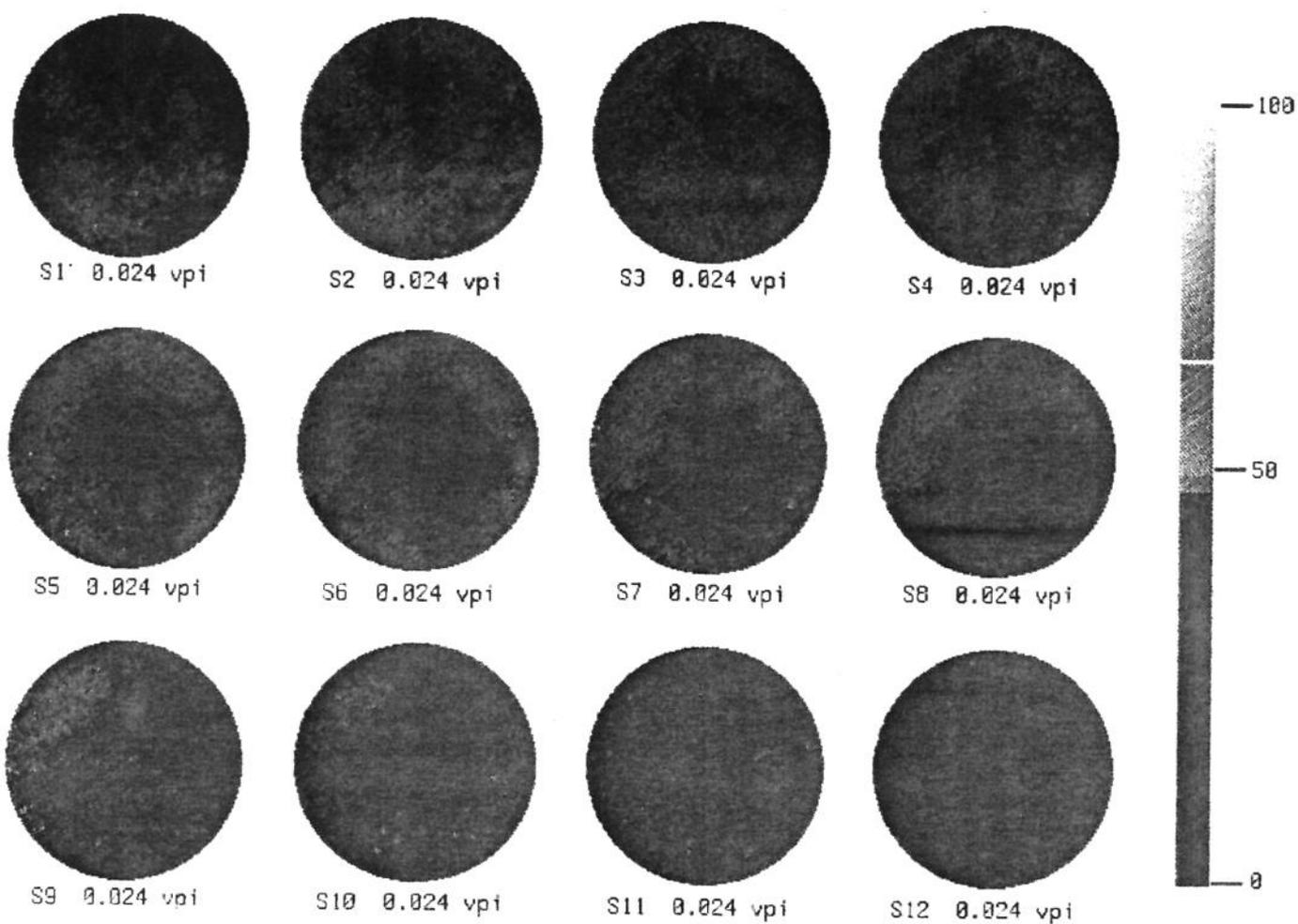
AI.3.6- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 1
 $t_7 = 0.129 \text{ vpi}$



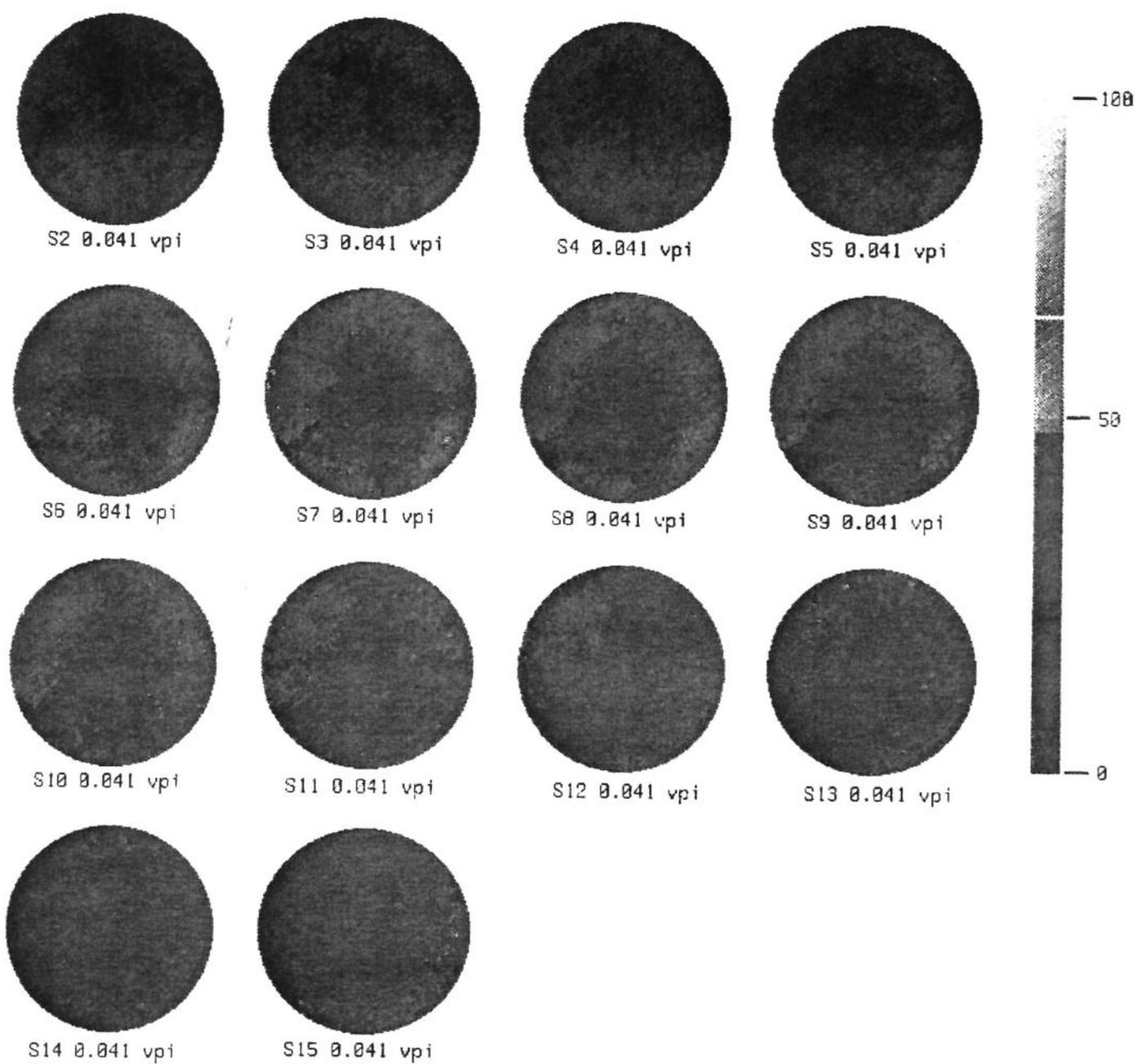
AI.3.7- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 1
 $t_8 = 0.402 \text{ vpi}$



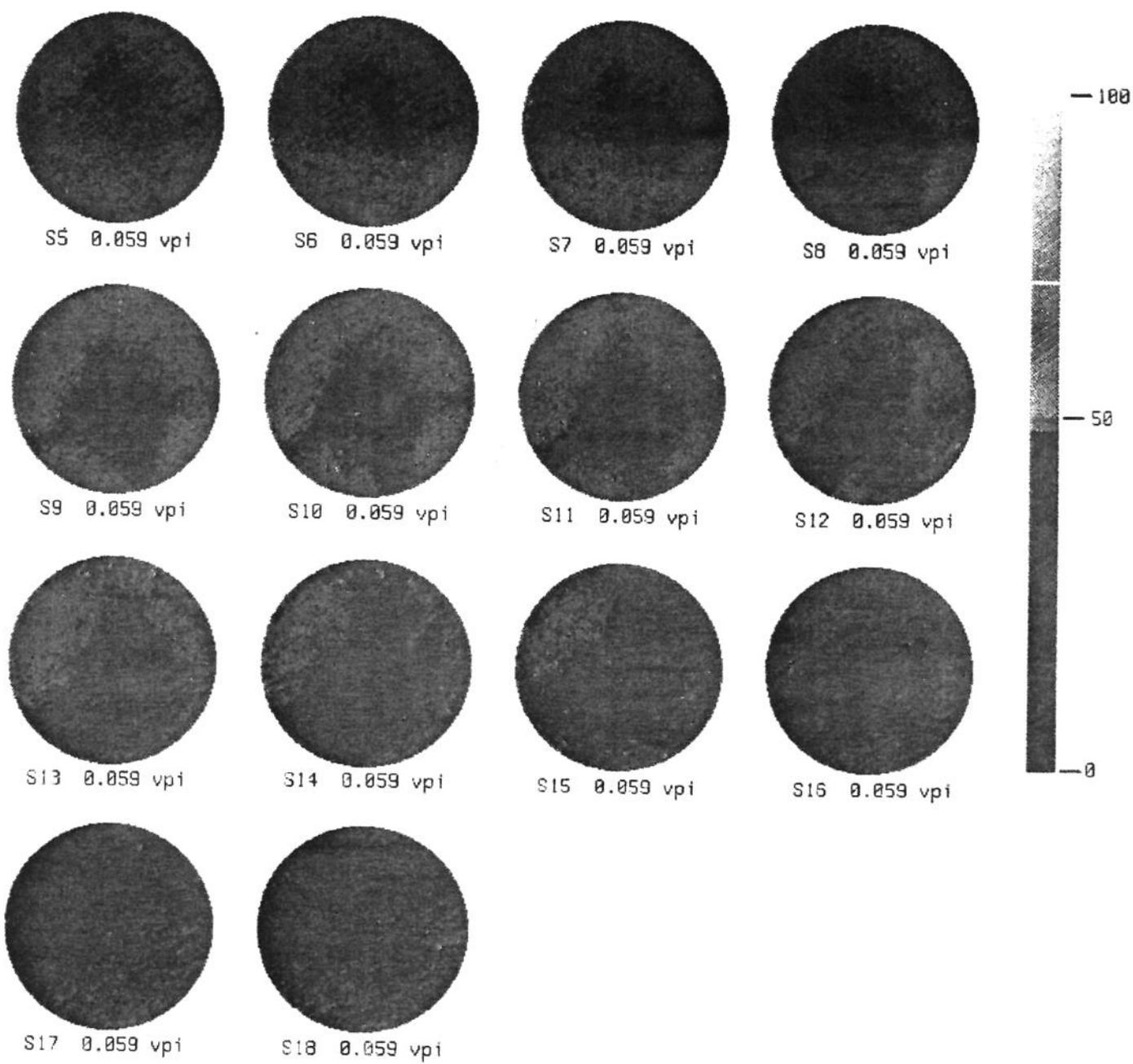
AI.4.1- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 1
 $t_1 = 0.007$ vpi e $t_2 = 0.013$ vpi



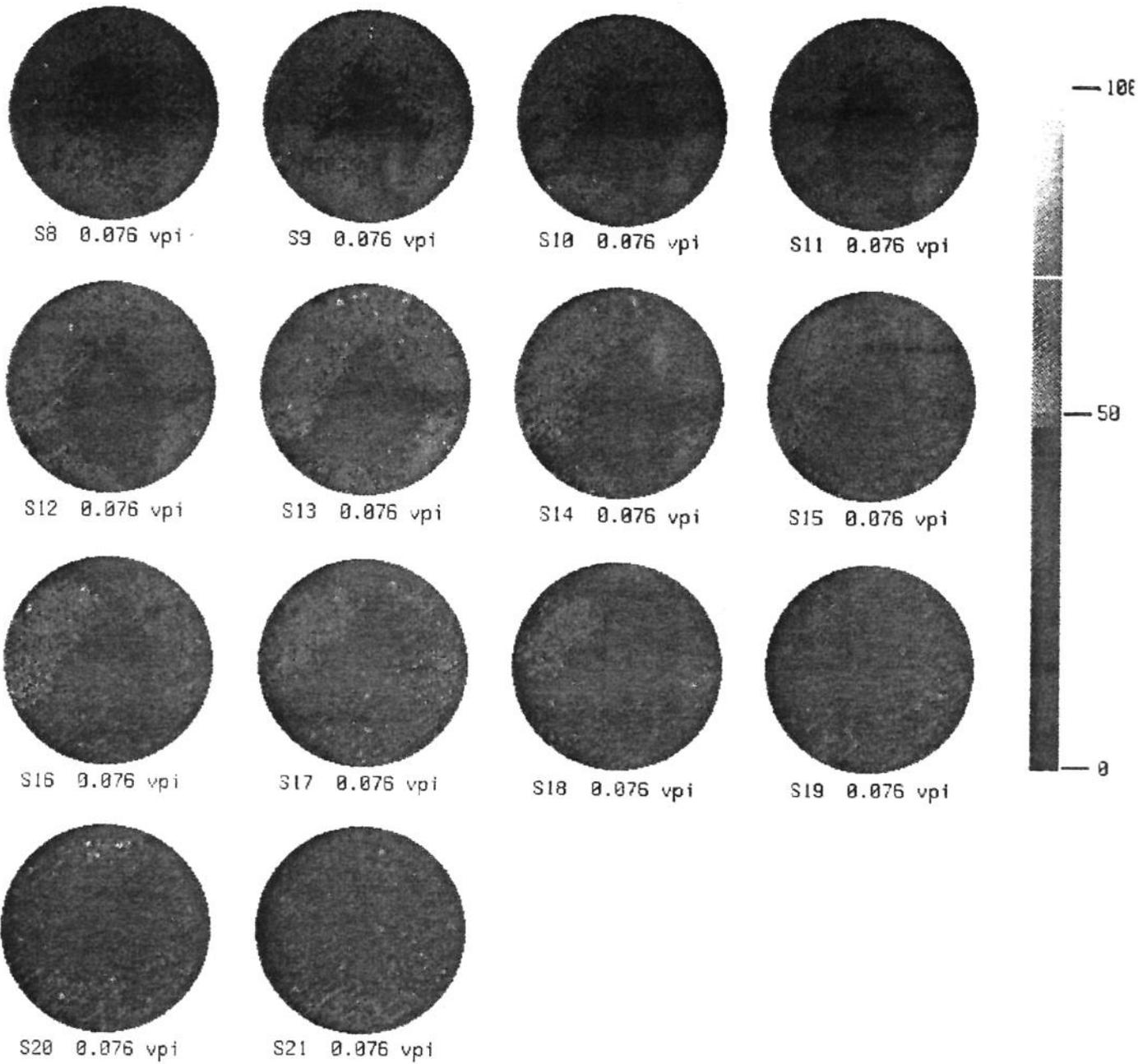
AI.4.2- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 1
 $t_3 = 0.024 \text{ vpi}$



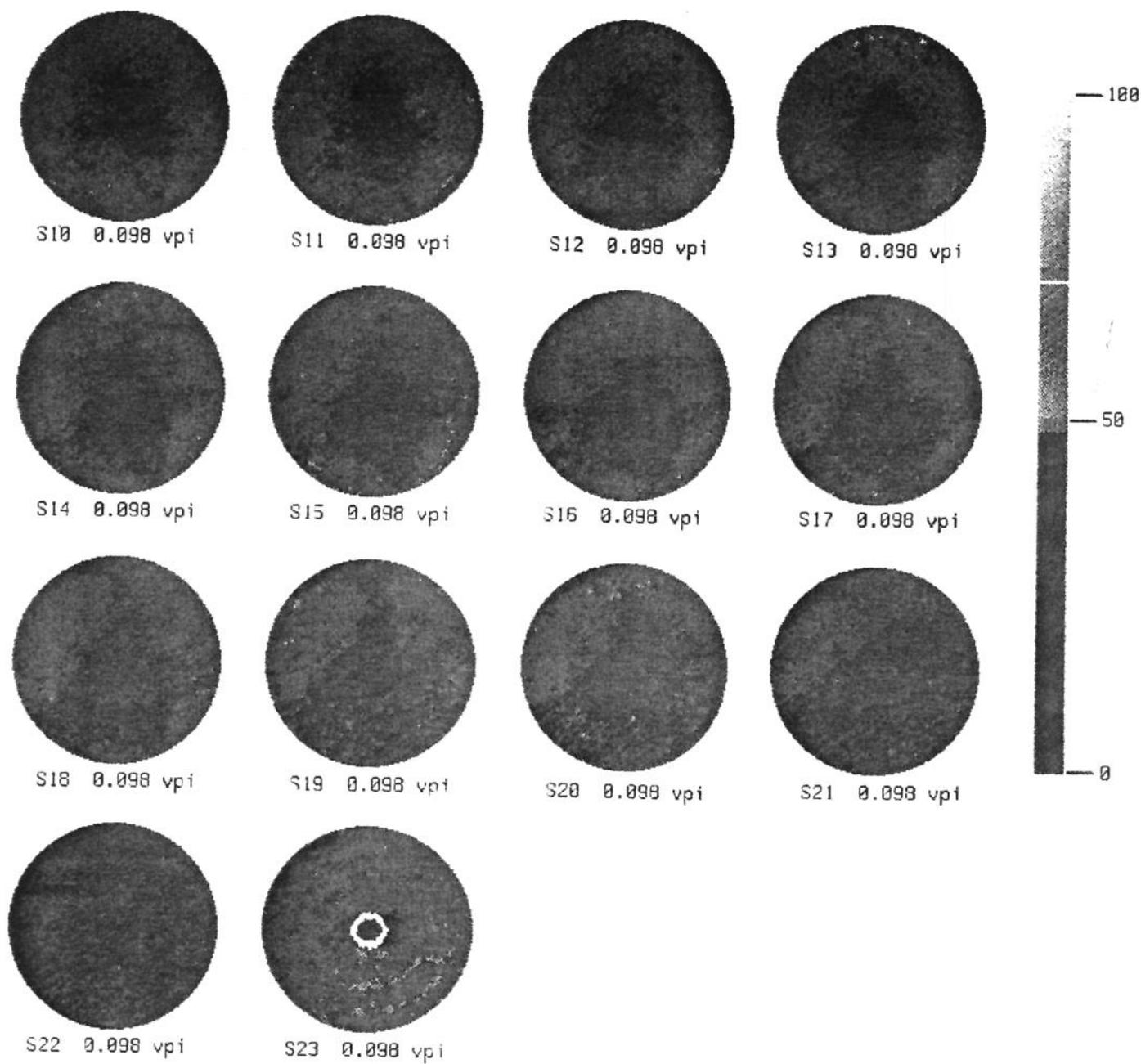
AI.4.2- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 1
 $t_4 = 0.041$ vpi



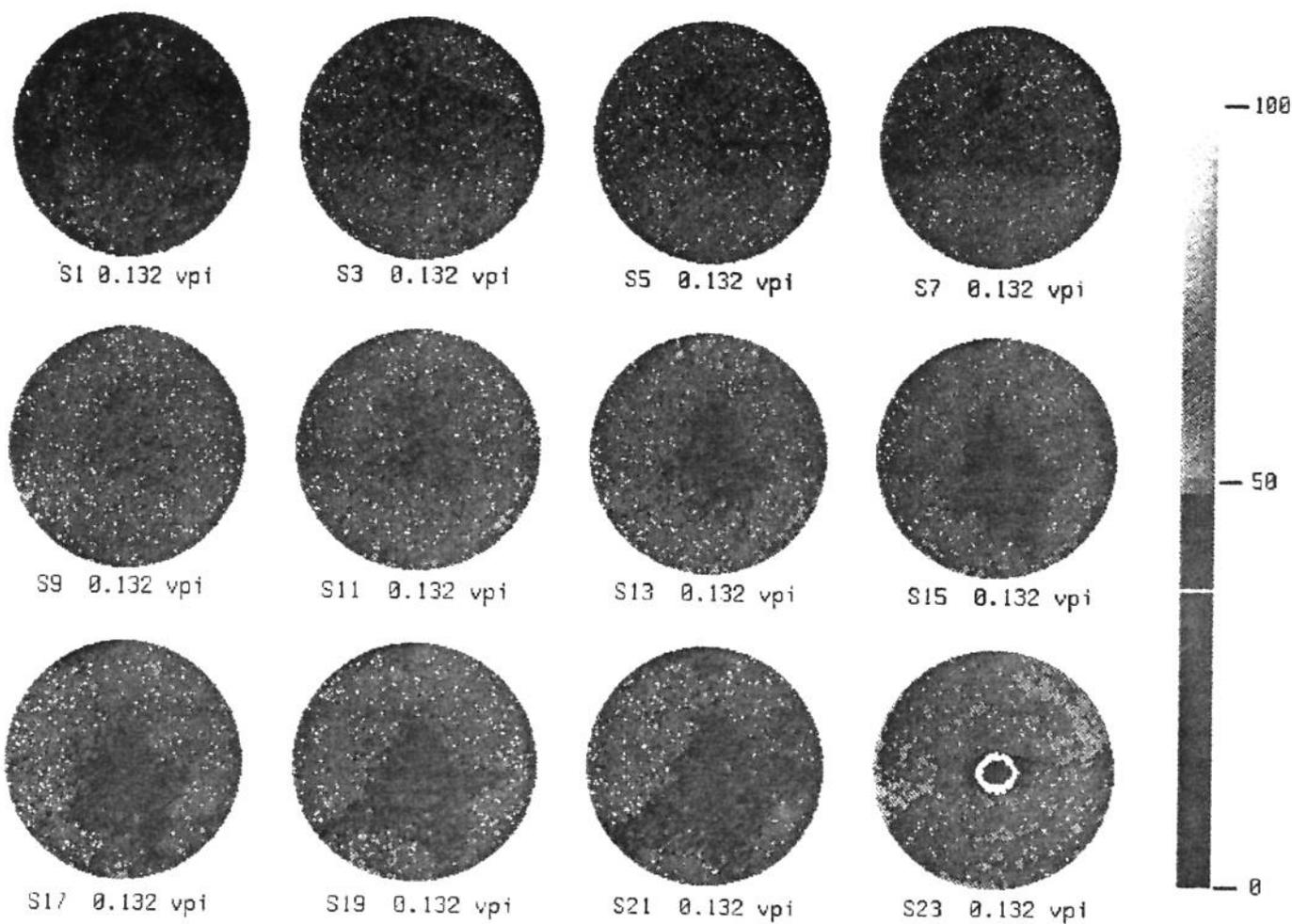
AI.4.4- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 1
 $t_5 = 0.059 \text{ vpi}$



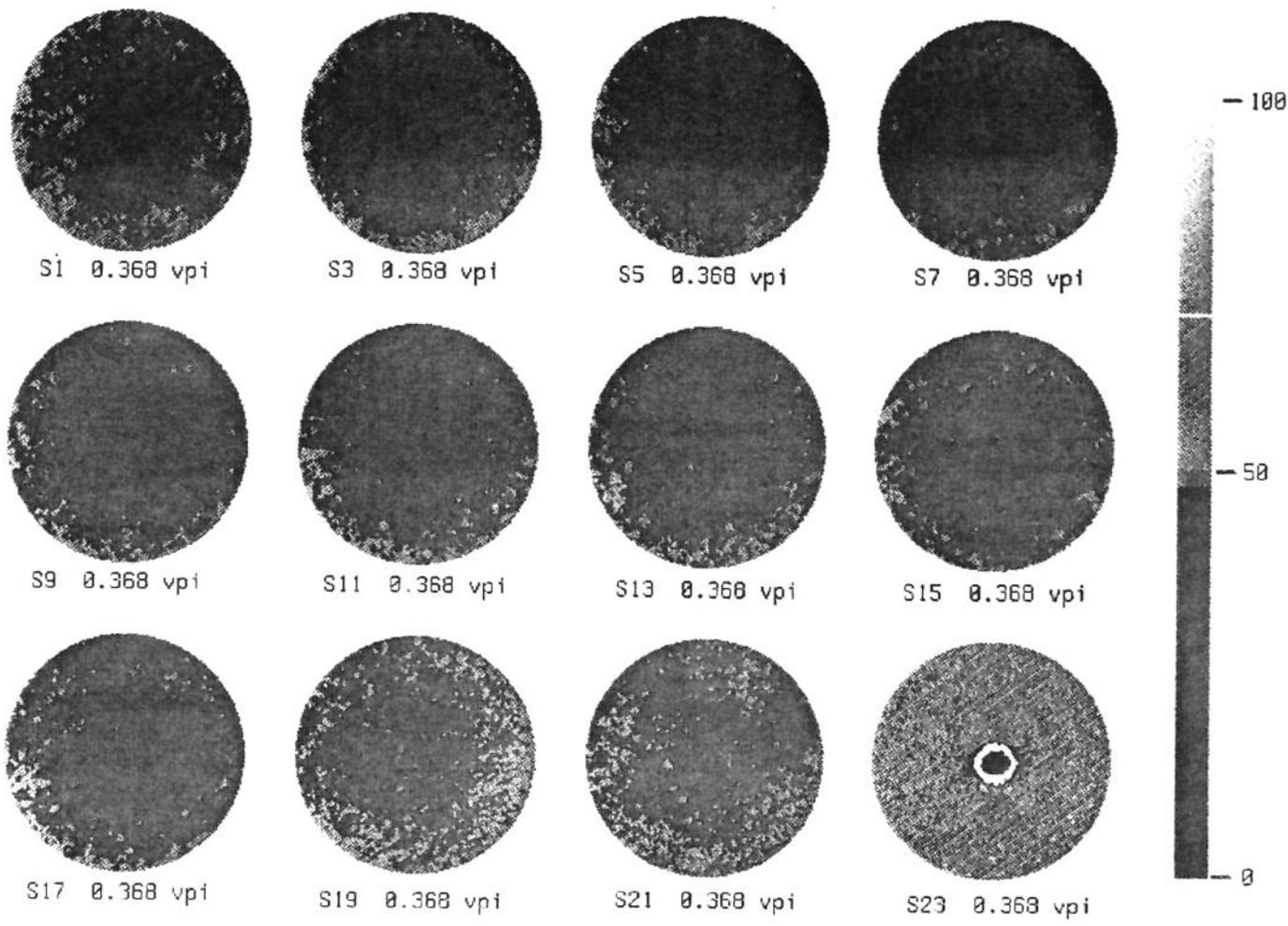
AI.4.5- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 1
 $t_6 = 0.076 \text{ vpi}$



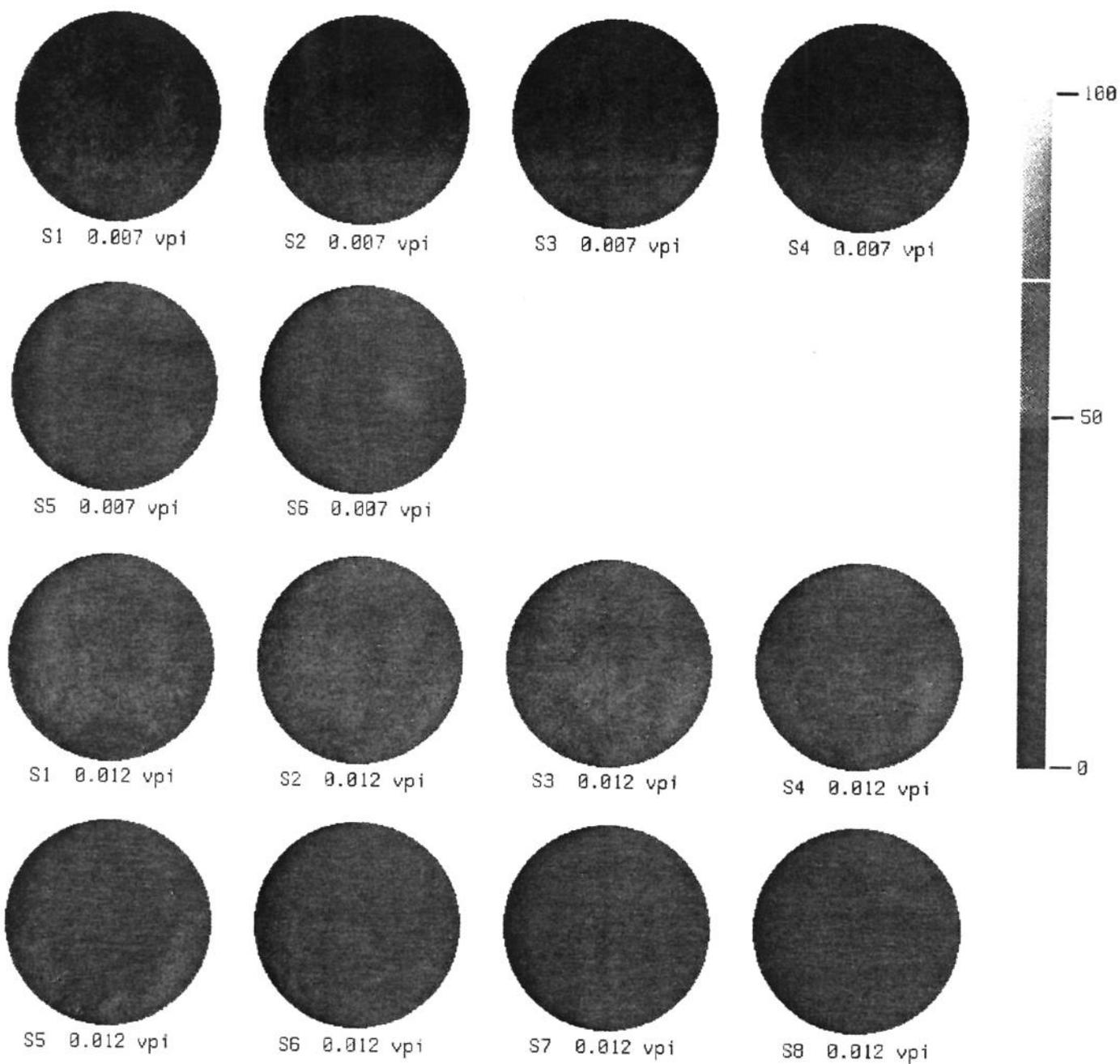
AI.4.6- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 1
 $t_7 = 0.098$ vpi



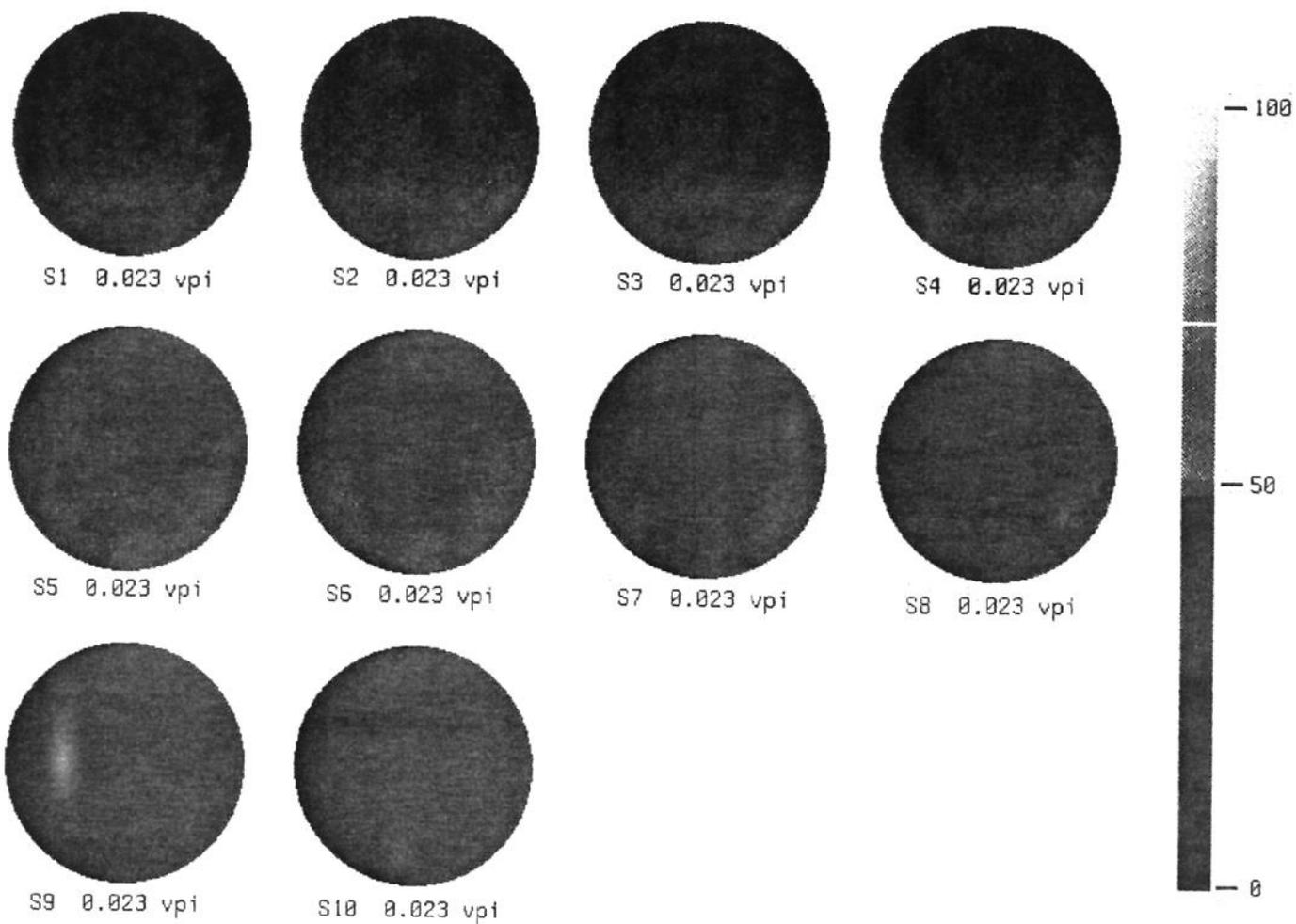
AI.4.7- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 1
 $t_8 = 0.132 \text{ vpi}$



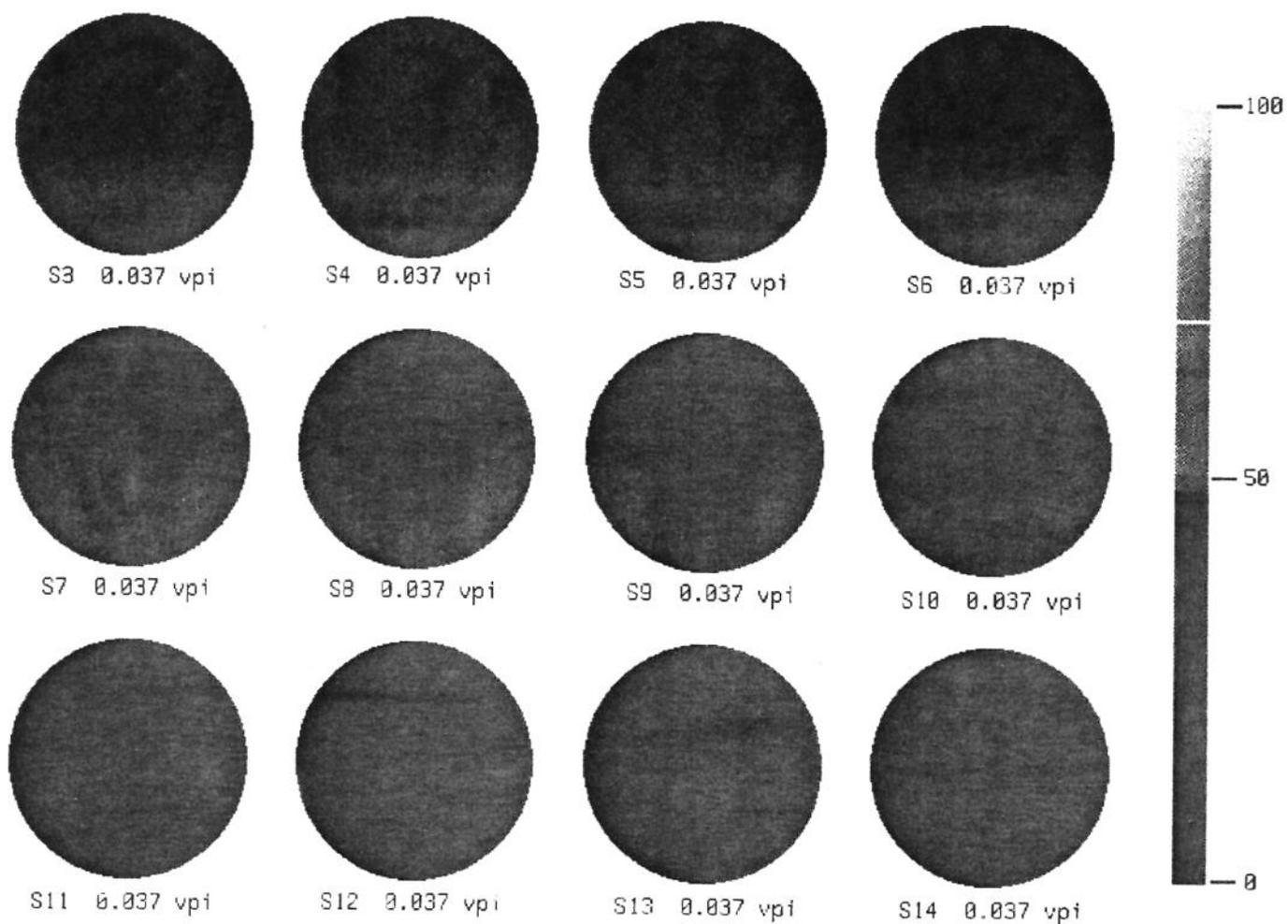
AI.4.8- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 1
 t9 = 0.368 vpi



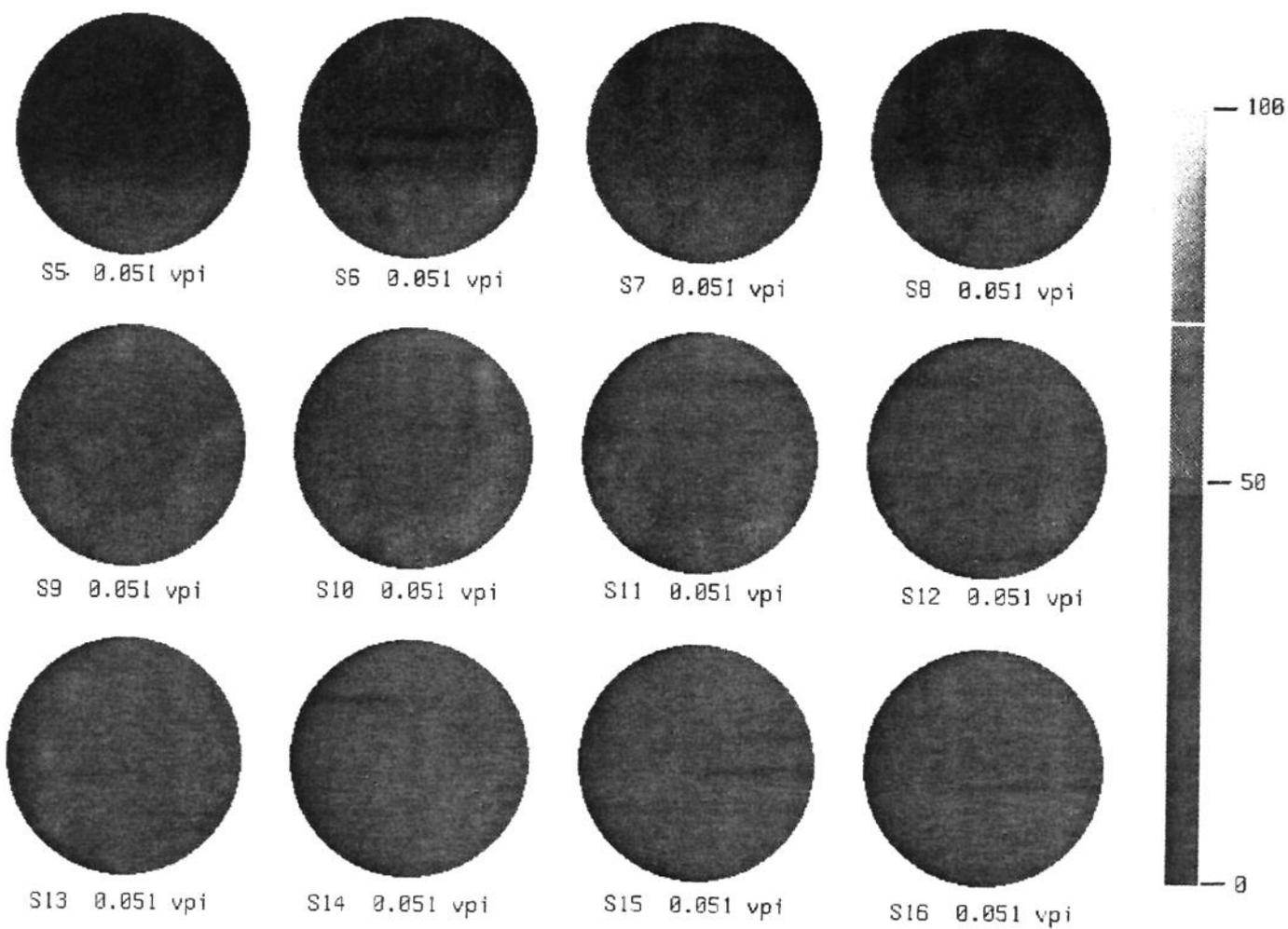
AI.5.1- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 2
 $t_1 = 0.007$ vpi e $t_2 = 0.013$ vpi



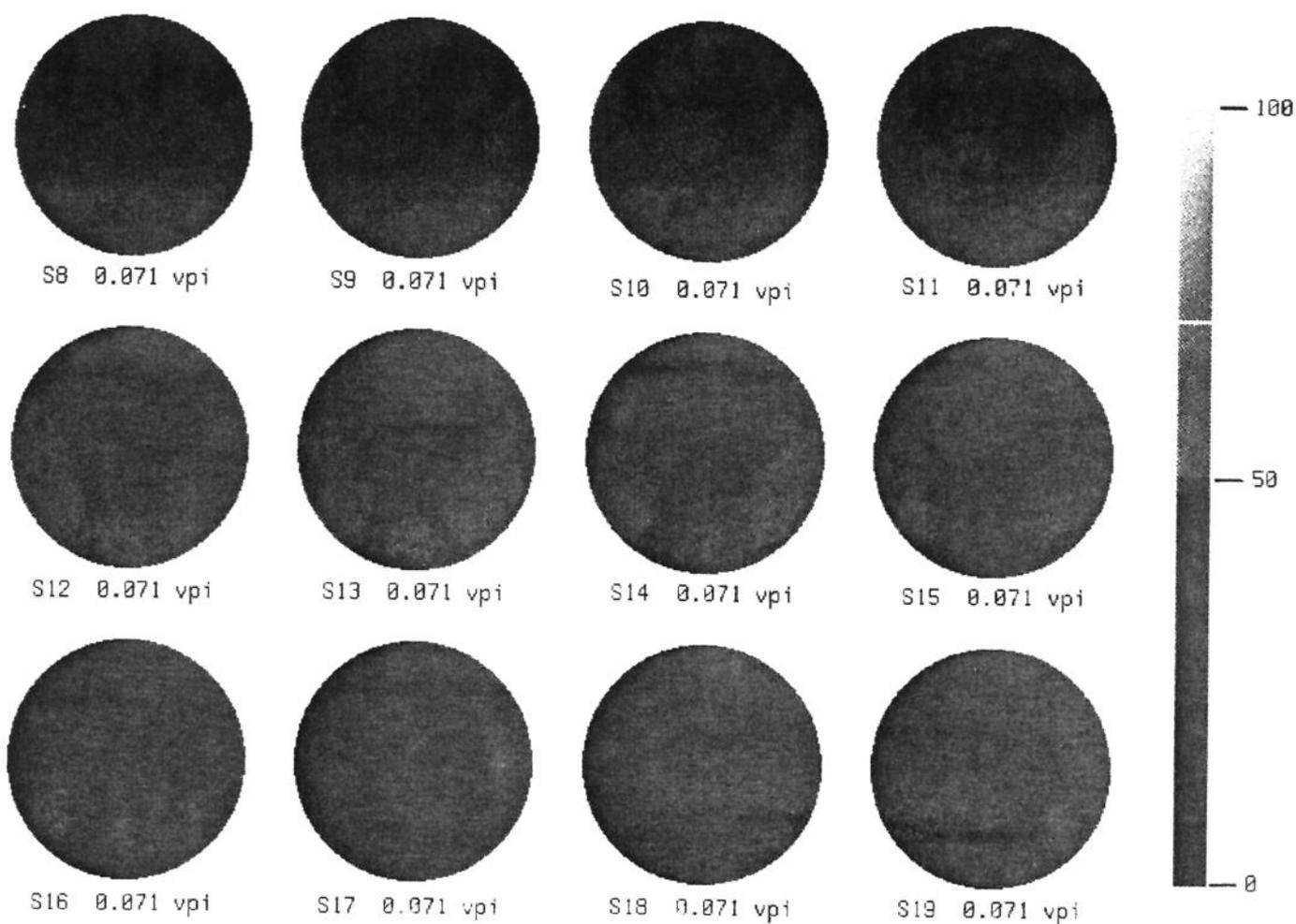
AI.5.2- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 2
 $t_3 = 0.023 \text{ vpi}$



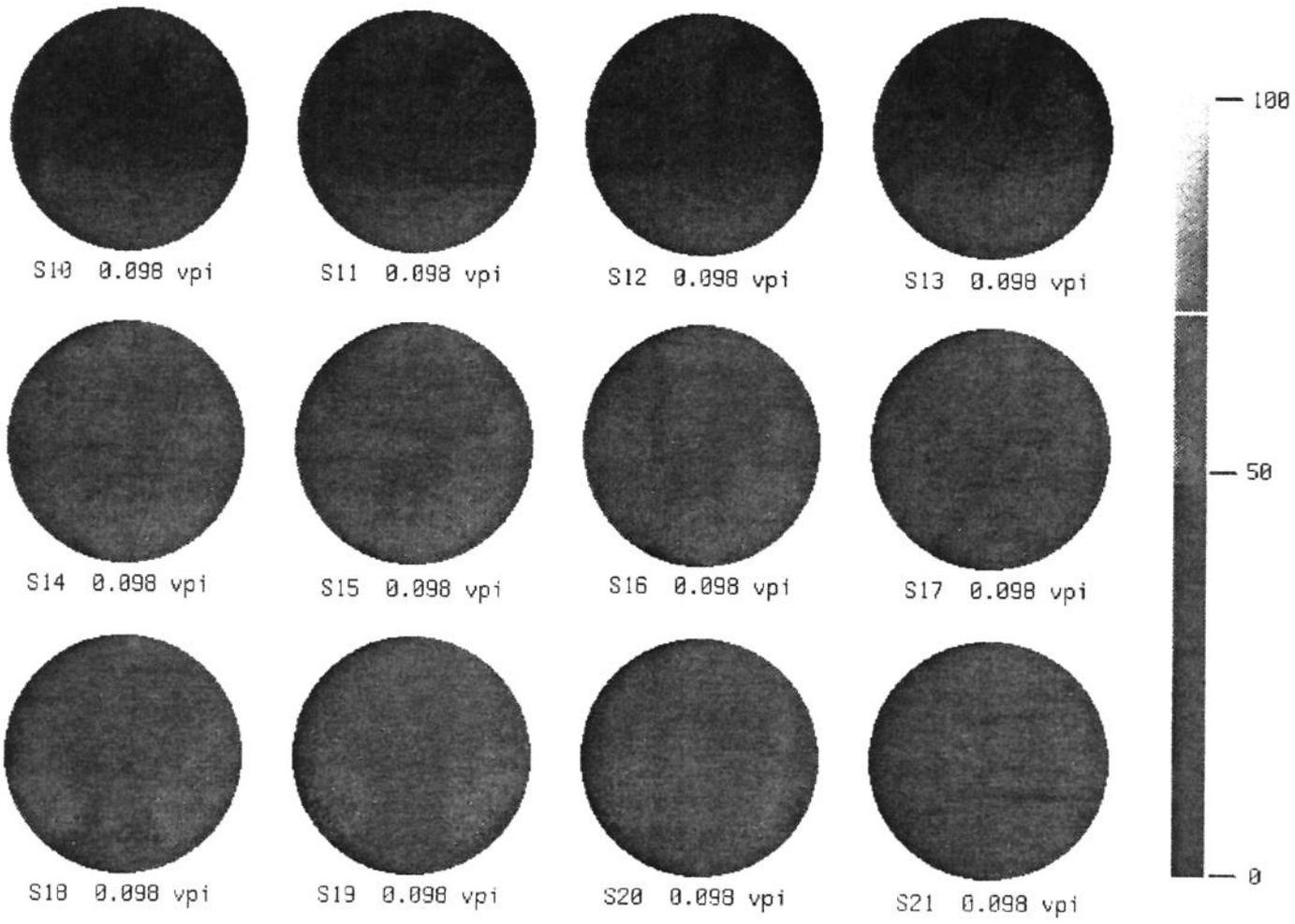
AI.5.3- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 2
 $t_4 = 0.037$ vpi



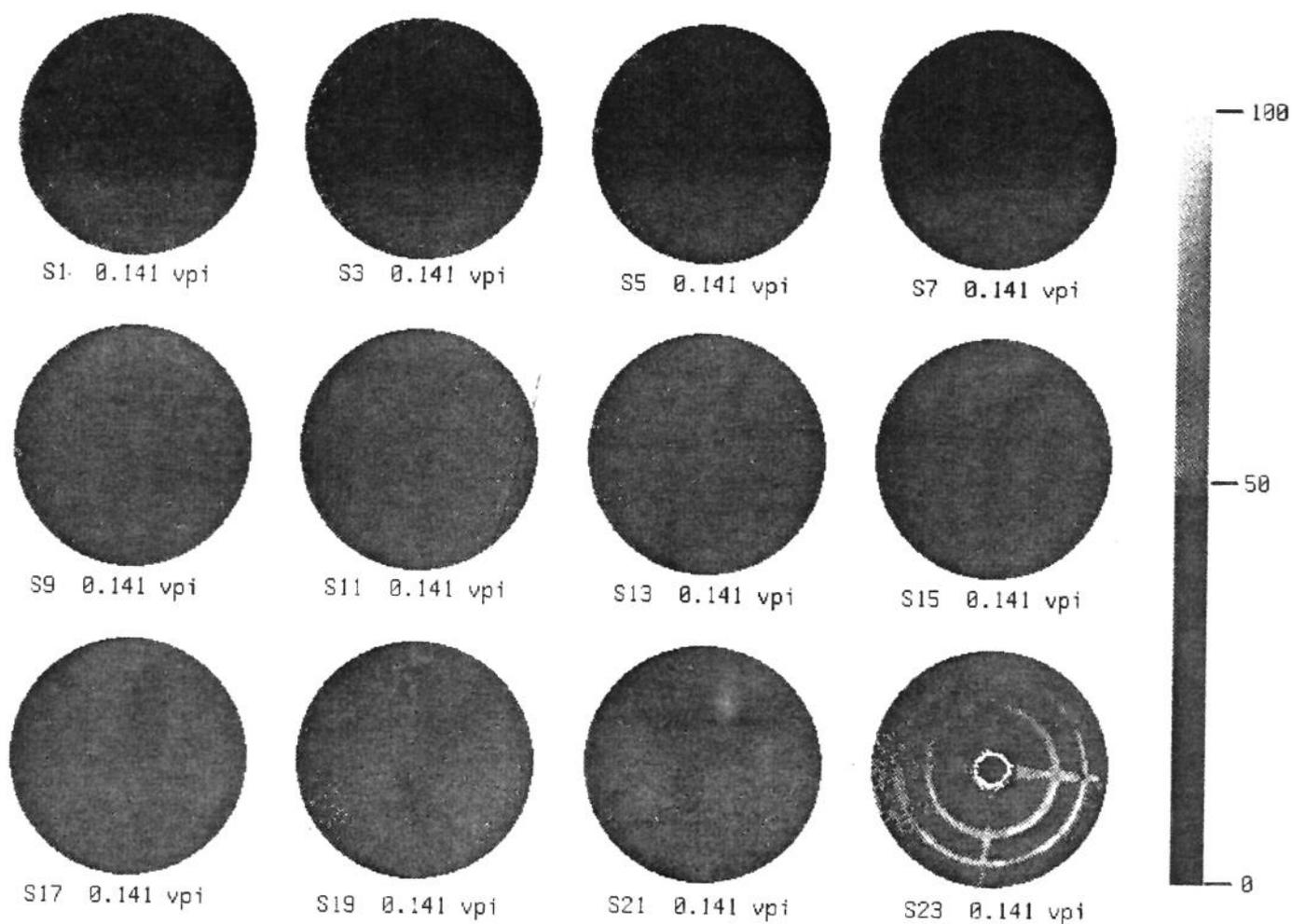
AI.5.4- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 2
 $t_5 = 0.051 \text{ vpi}$



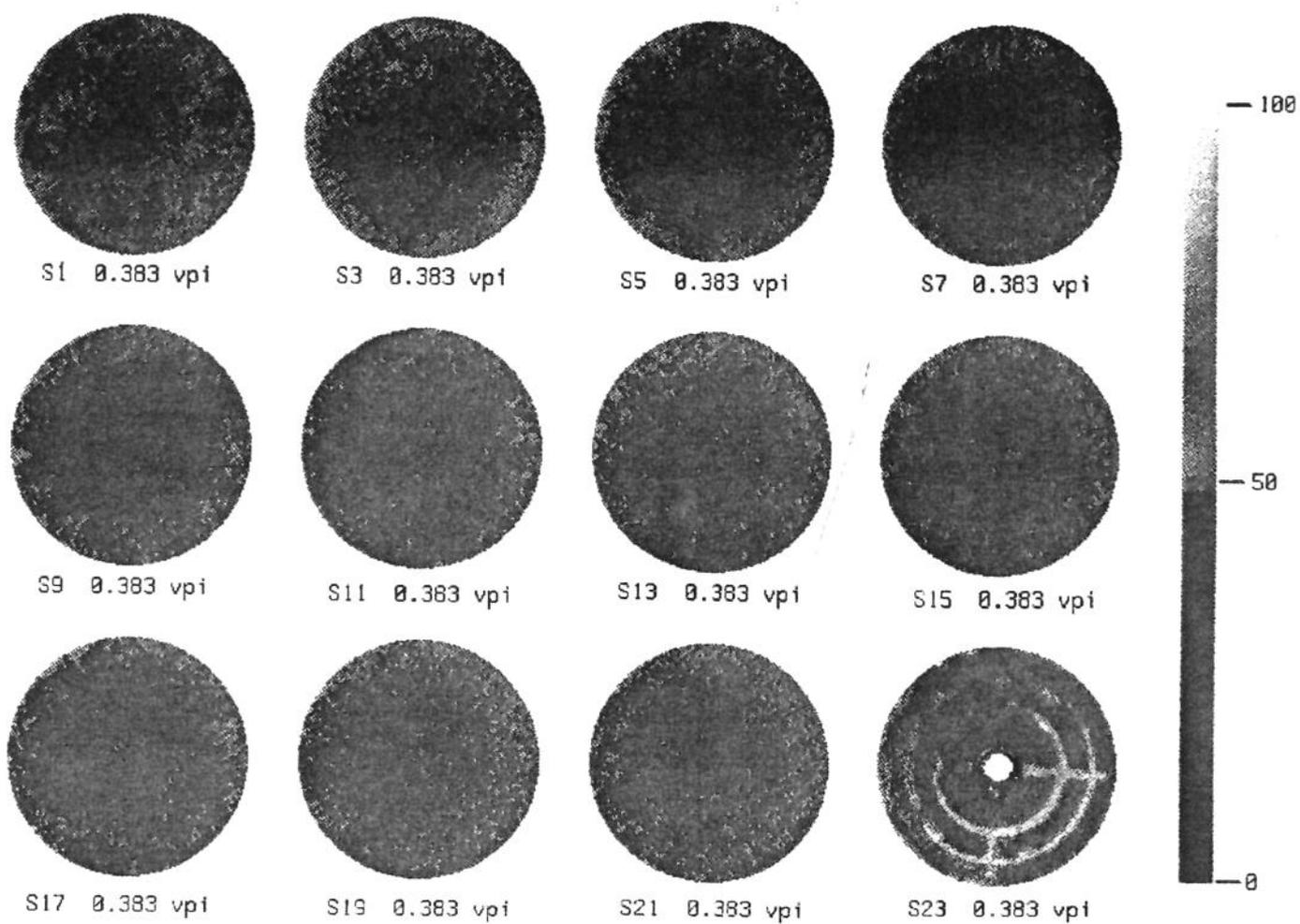
AI.5.5- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 2
 $t_6 = 0.071 \text{ vpi}$



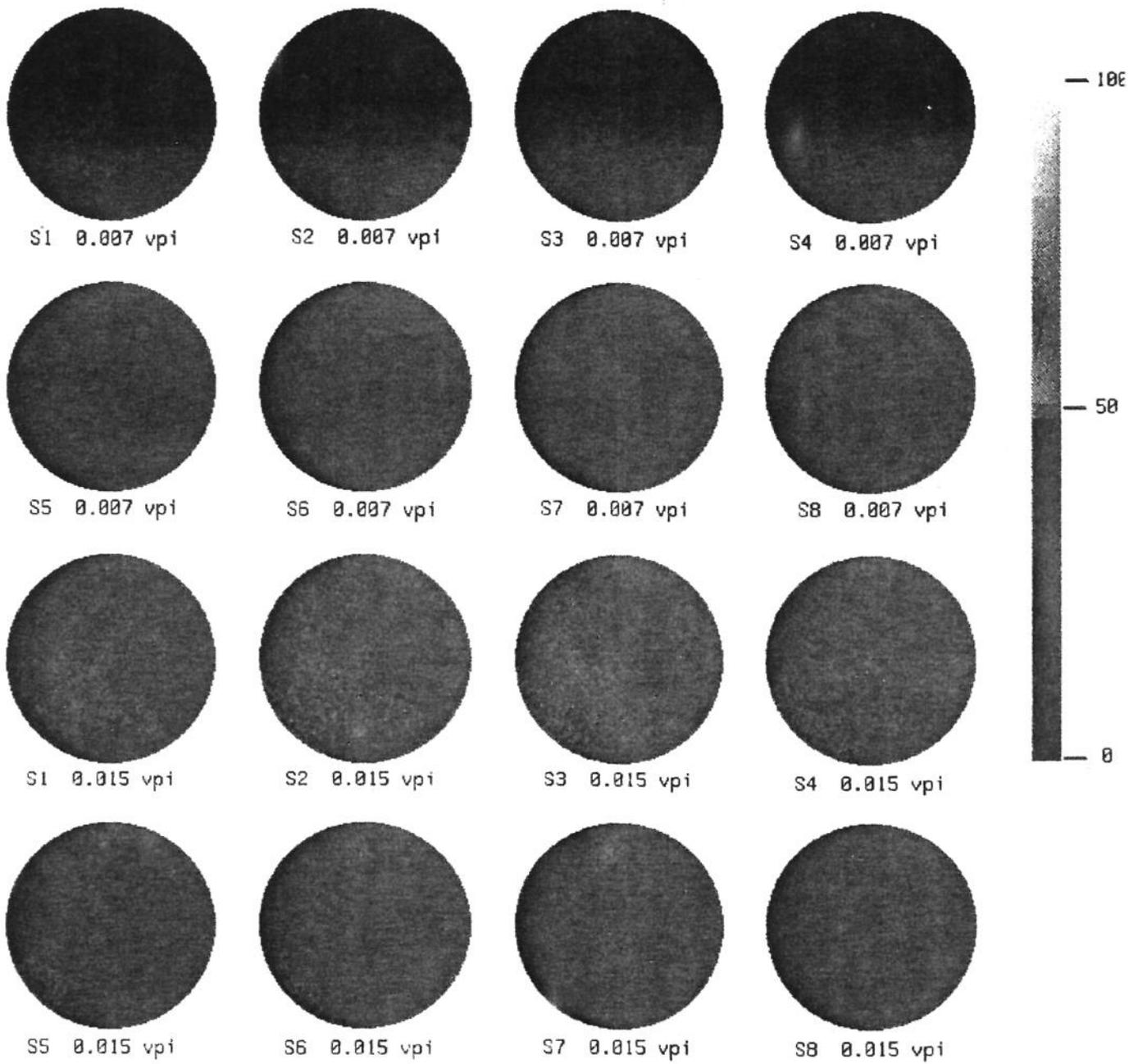
AI.5.6- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 2
 $t_7 = 0.098$ vpi



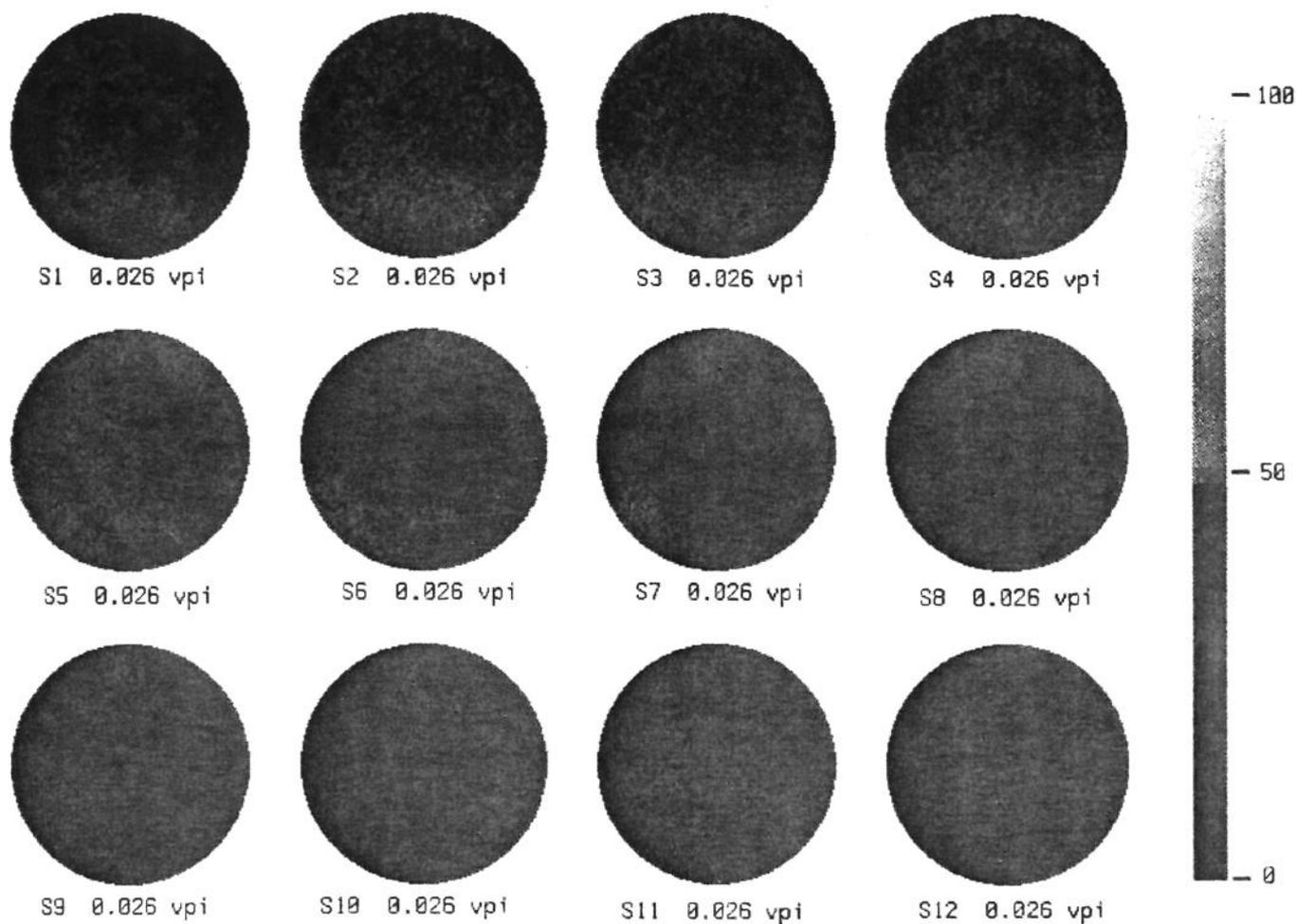
AI.5.7- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 2
 $t_8 = 0.141$ vpi



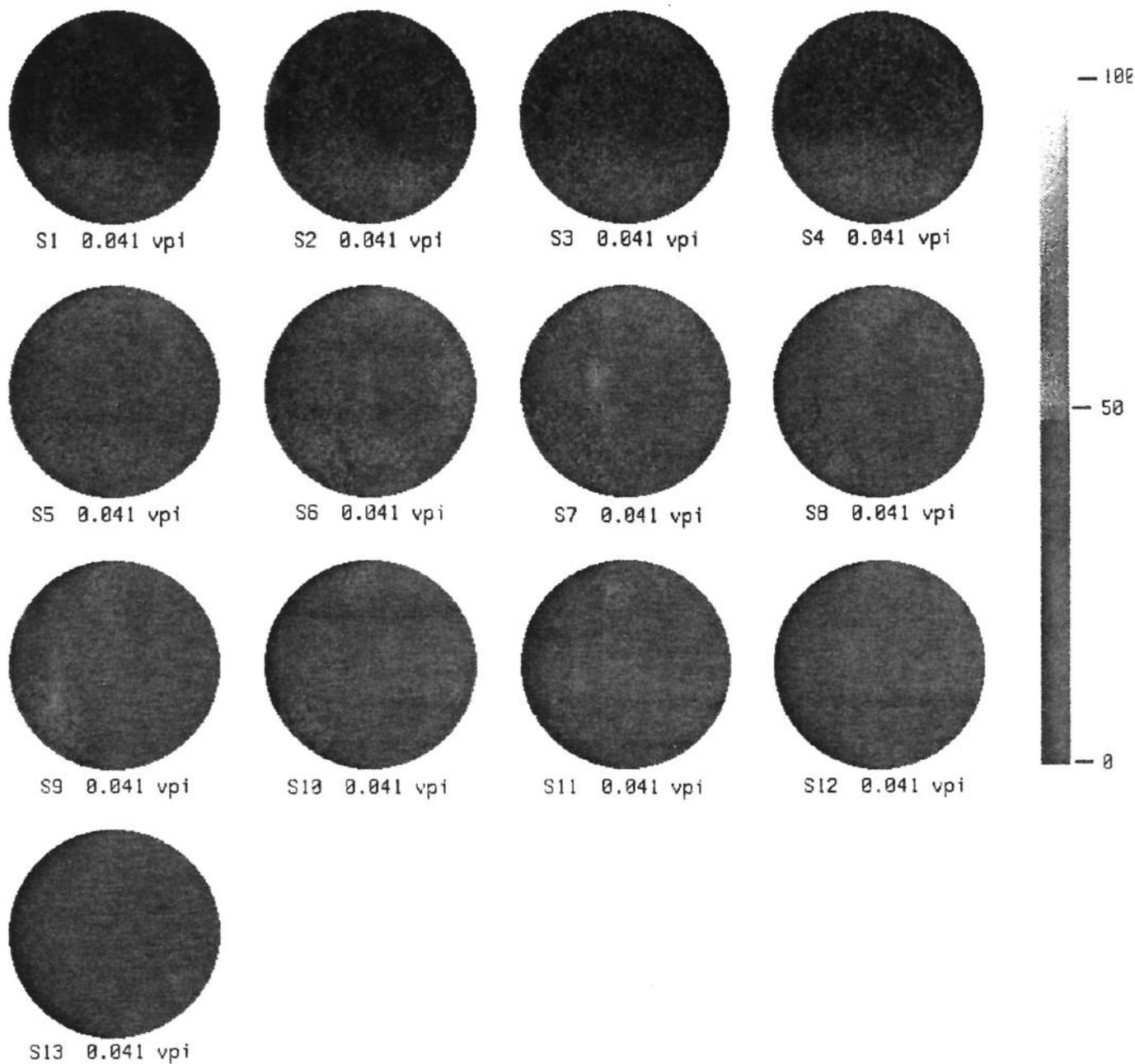
AI.5.8- Perfil de saturações da primeira injeção de água na amostra 2
 $t_9 = 0.383 \text{ vpi}$



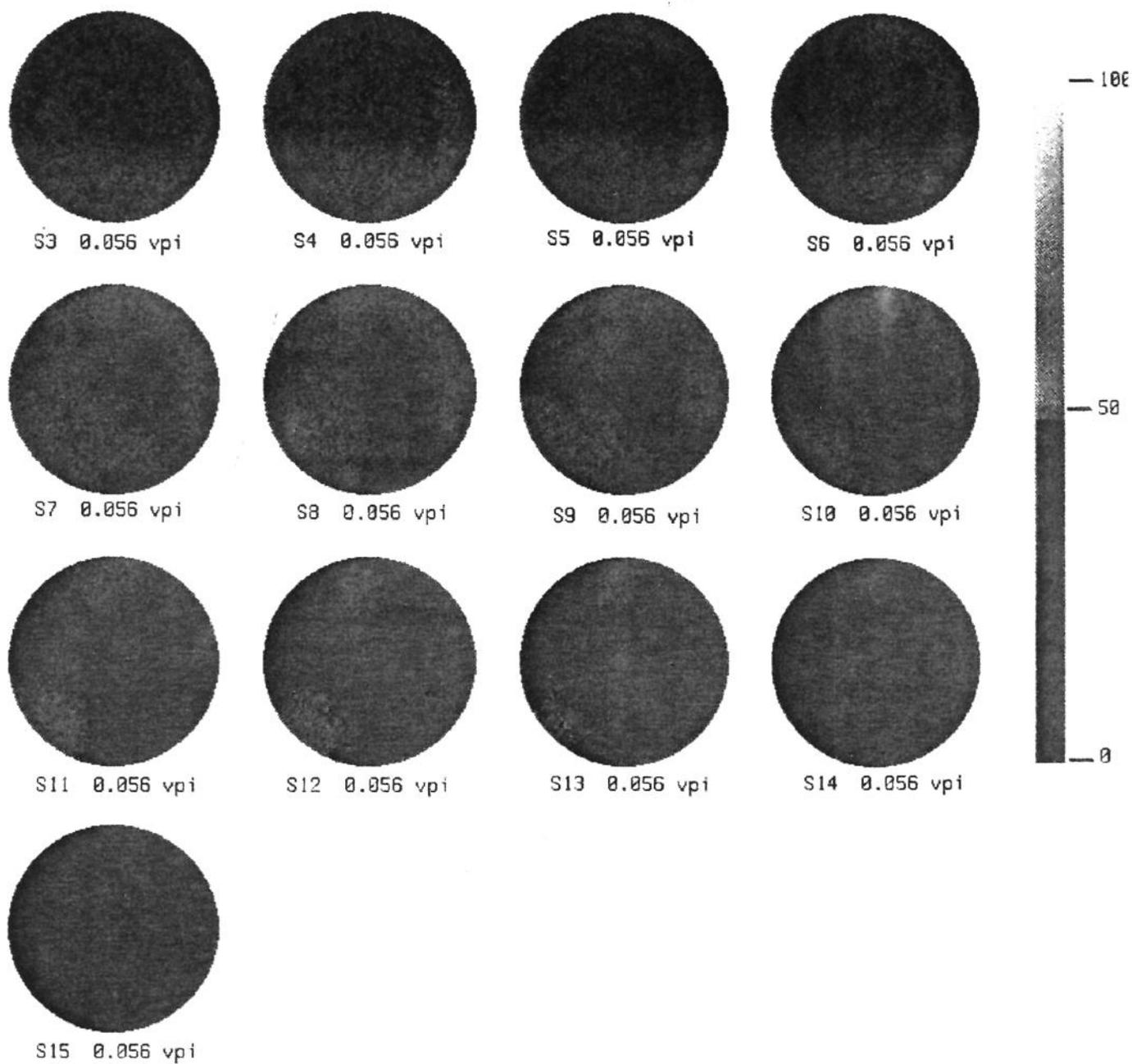
AI.6.1- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 2
 $t_1 = 0.007 \text{ vpi}$ e $t_2 = 0.015 \text{ vpi}$



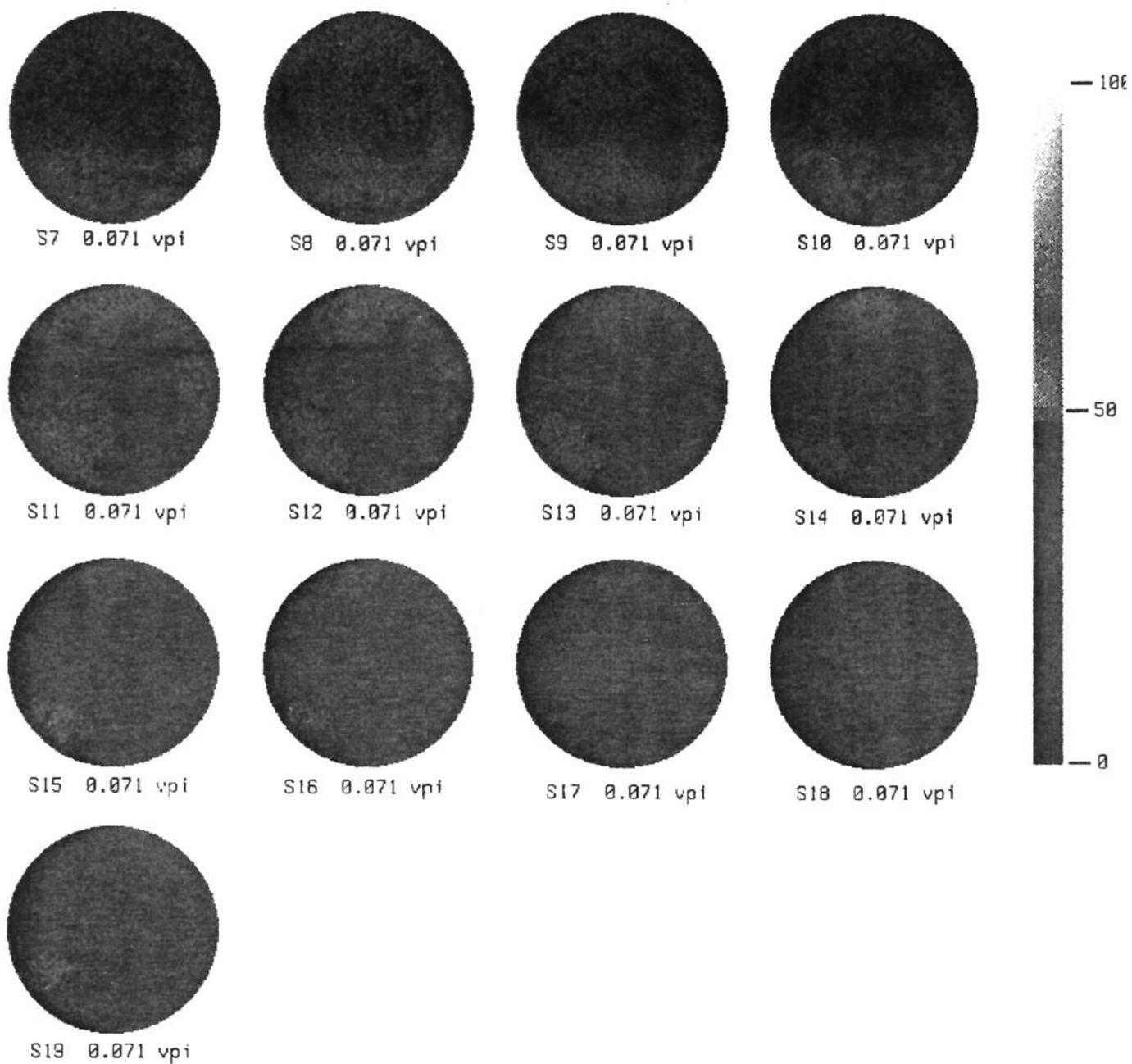
AI.6.2- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 2
 $t_3 = 0.026 \text{ vpi}$



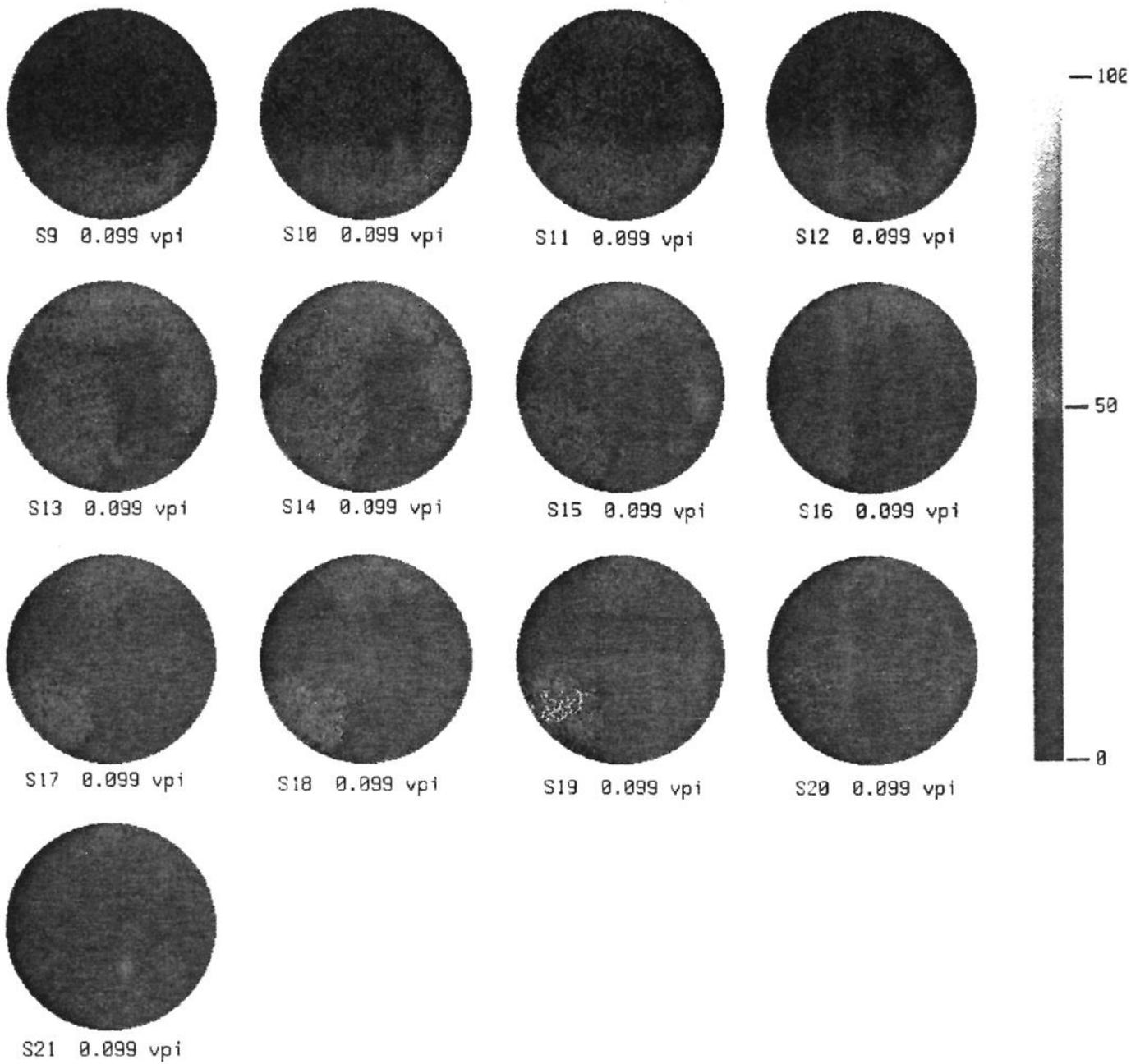
AI.6.3- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 2
 $t_4 = 0.041$ vpi



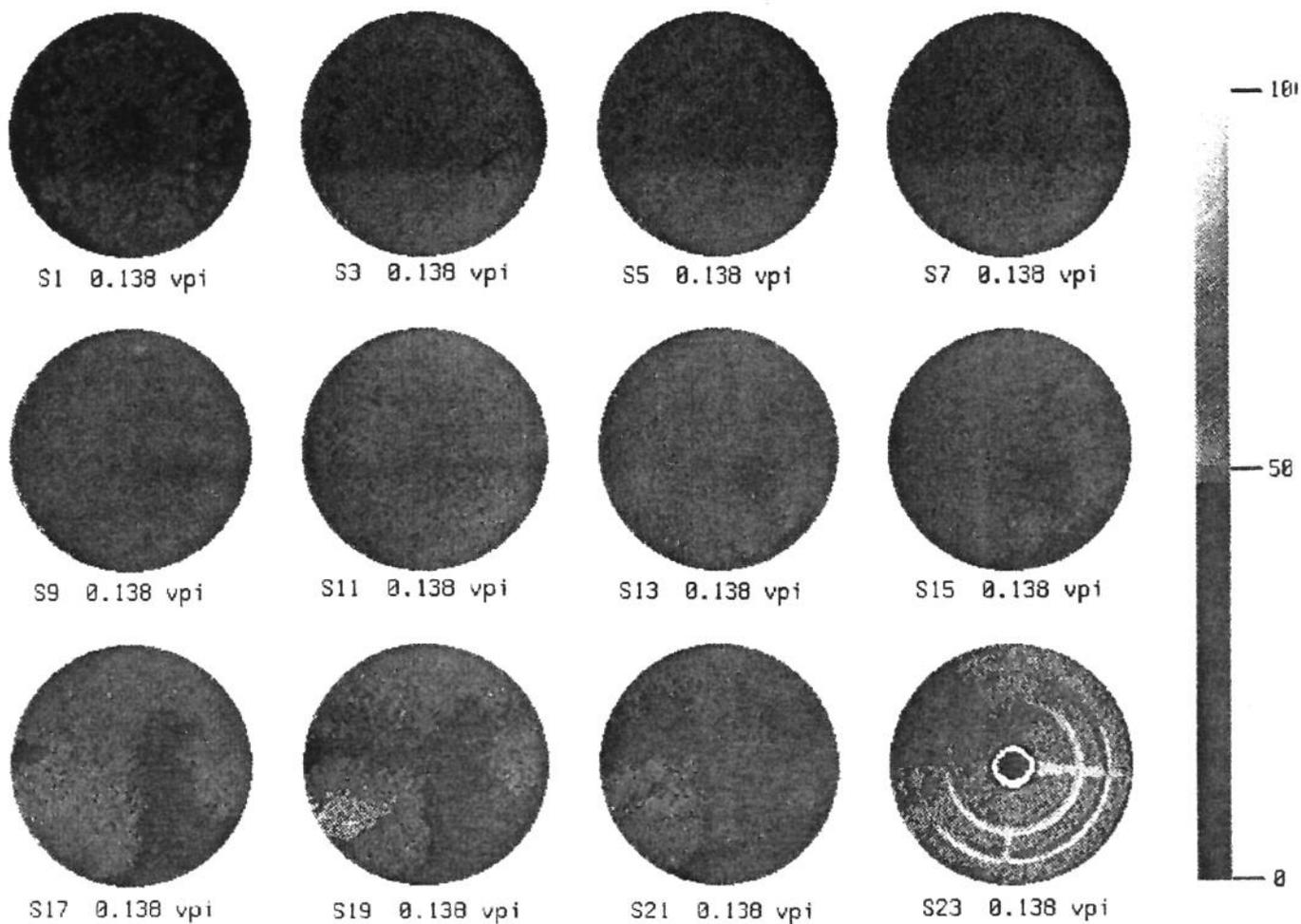
AI.6.3- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 2
 $t_5 = 0.056 \text{ vpi}$



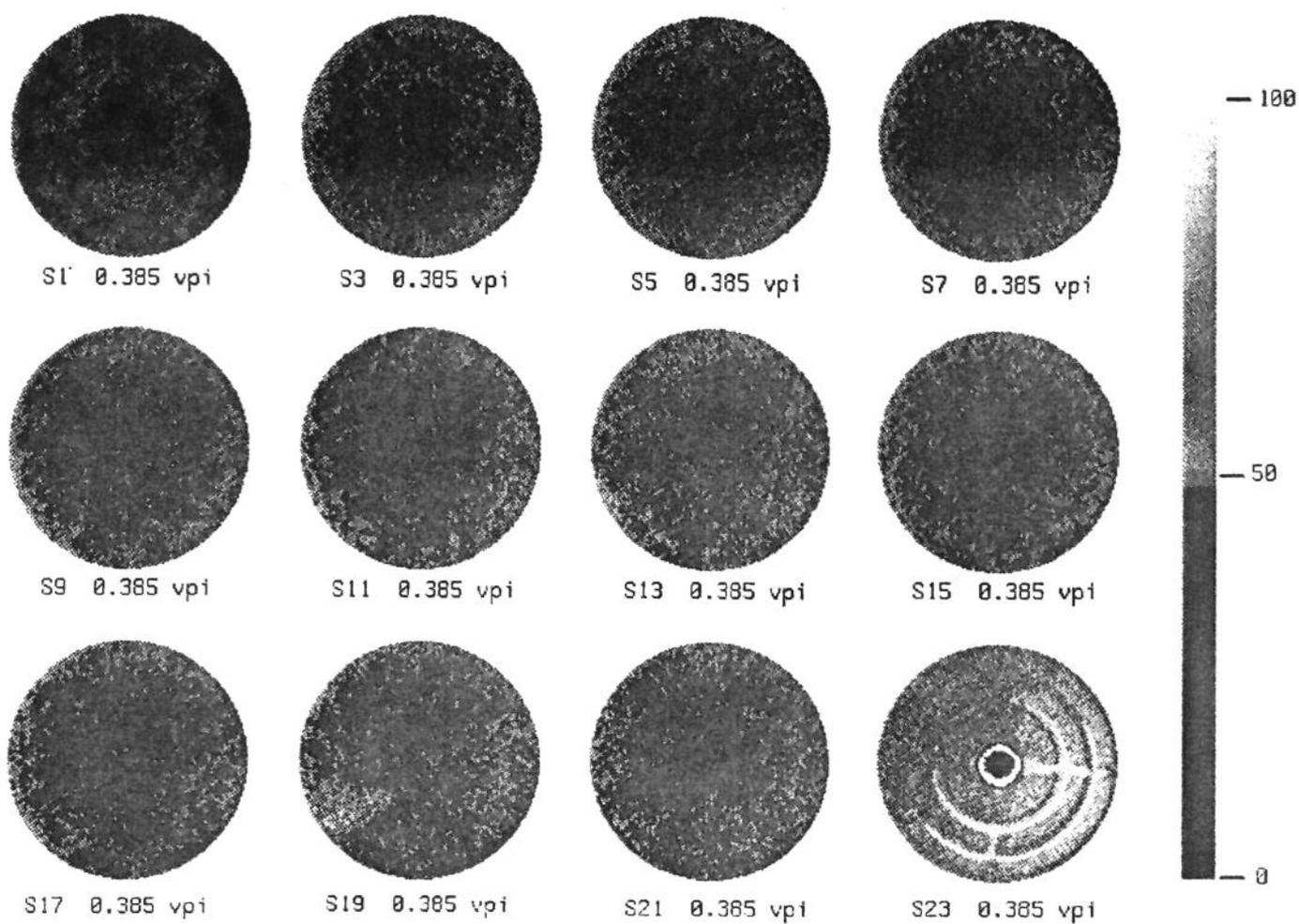
AI.6.4- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 2
 $t_6 = 0.071$ vpi



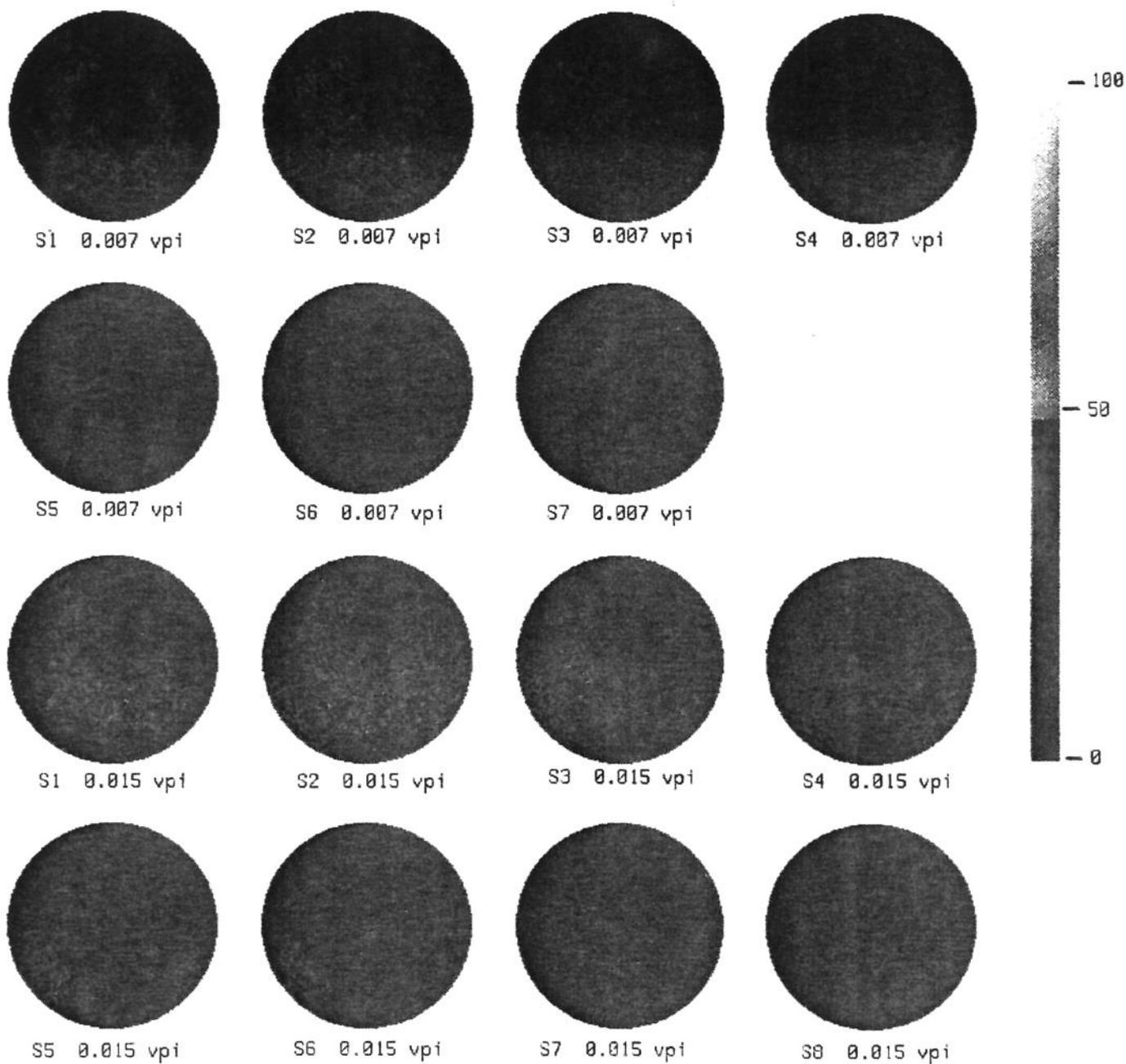
AI.6.5- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 2
t7 - 0.099 vpi



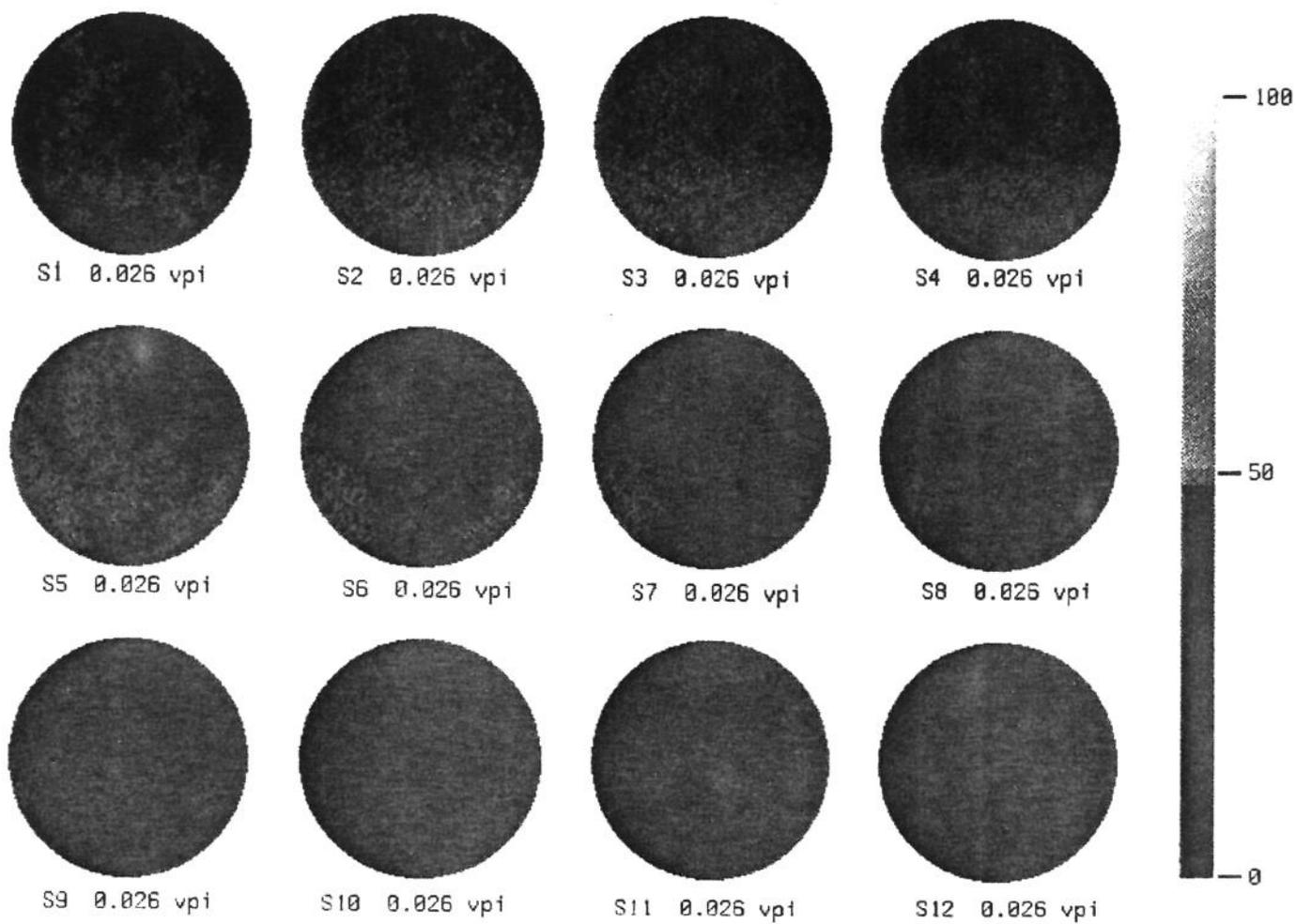
AI.6.6- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 2
 $t_8 = 0.138$ vpi



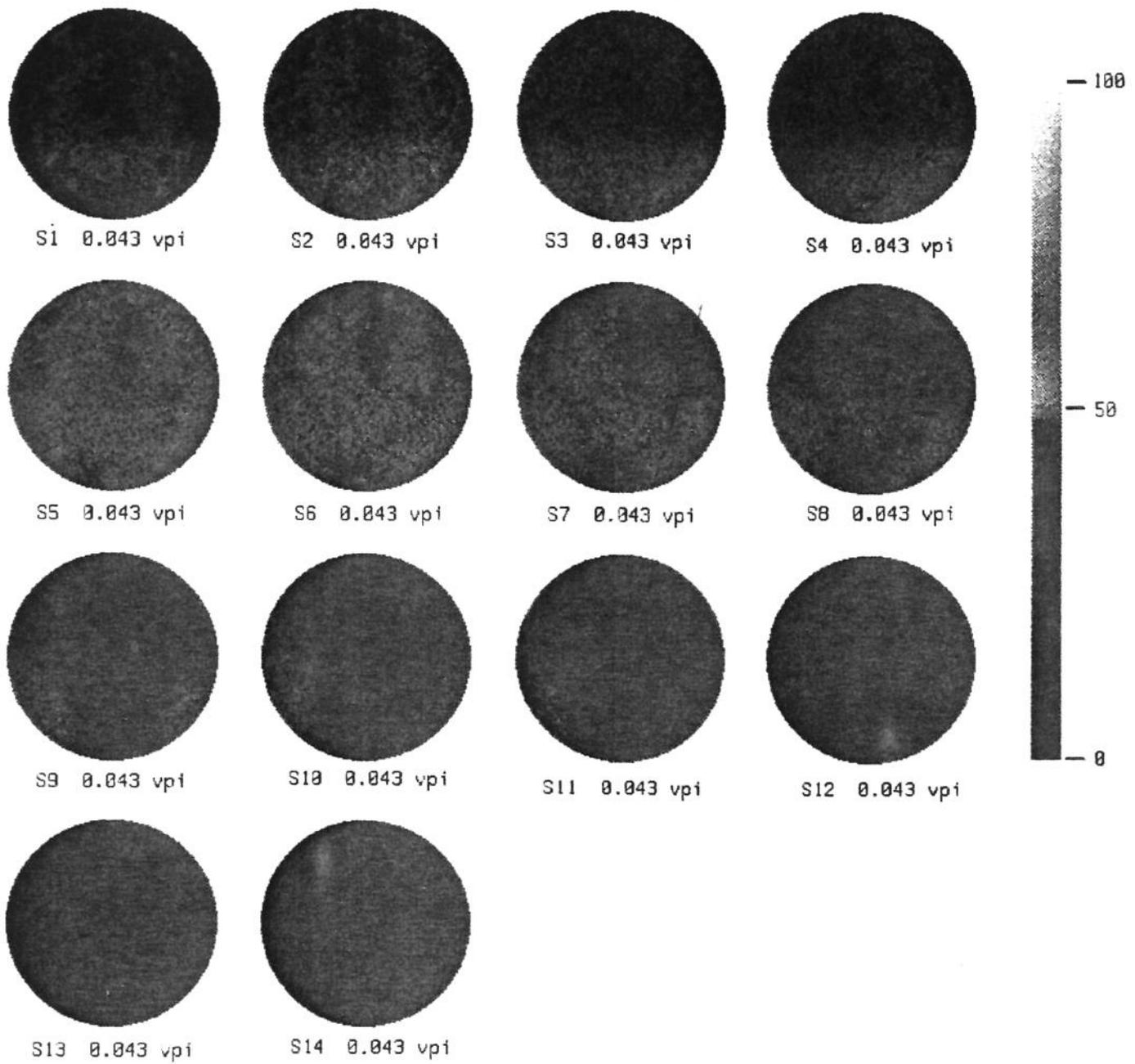
AI.6.7- Perfil de saturações da terceira injeção de água na amostra 2
 $t_9 = 0.385 \text{ vpi}$



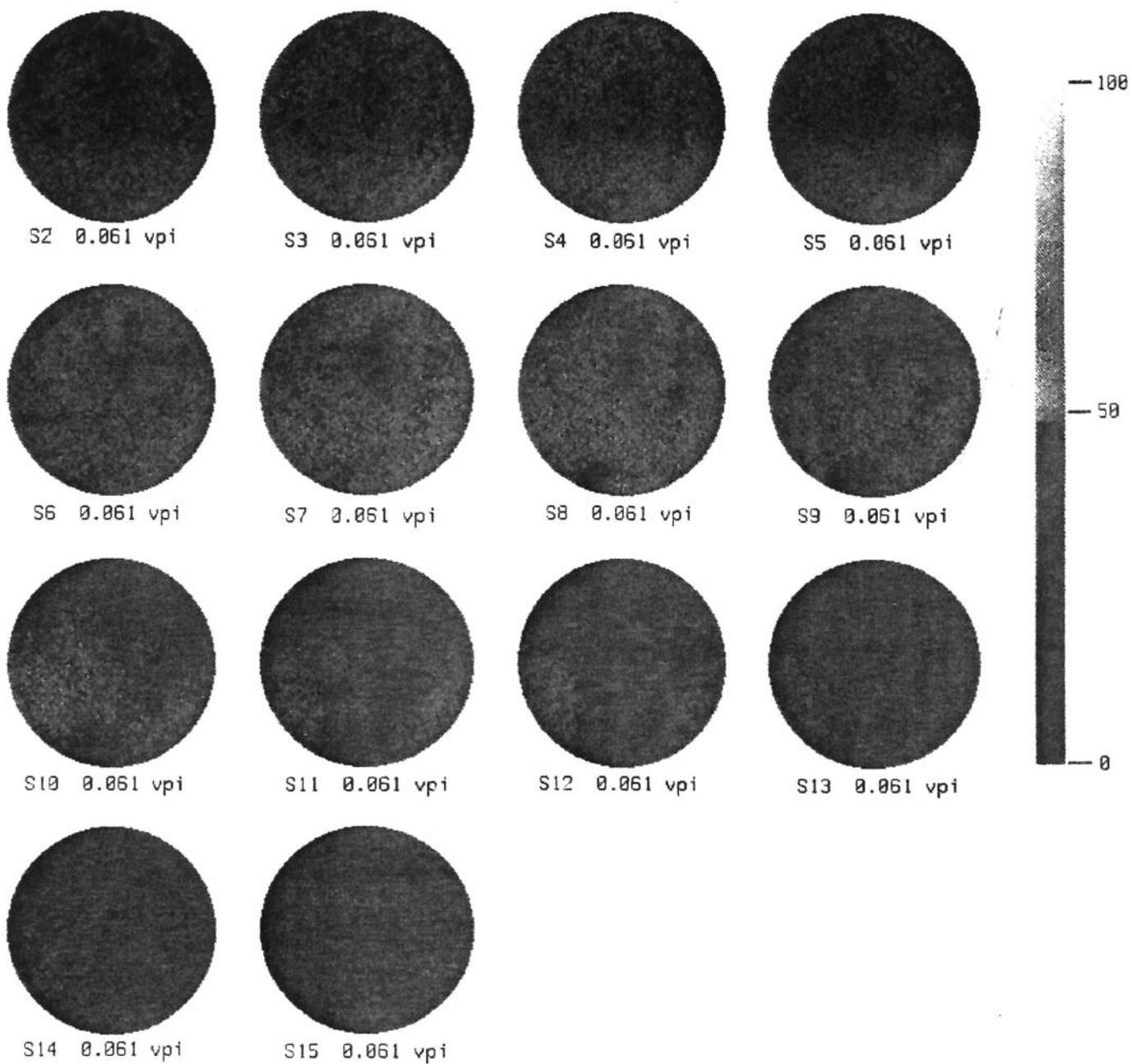
AI.7.1- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 2.
 $t_1 = 0.007 \text{ vpi}$ e $t_2 = 0.015 \text{ vpi}$



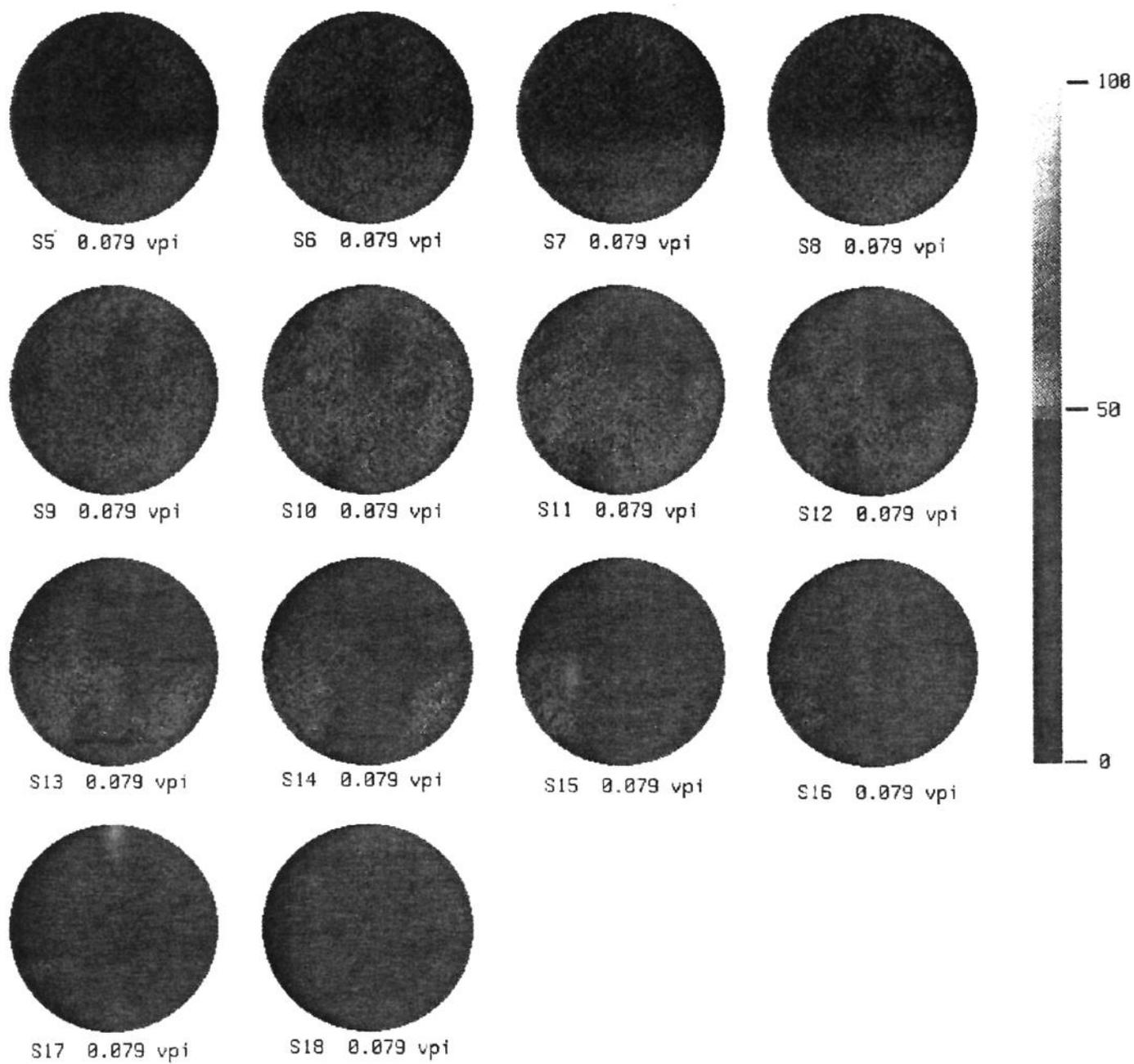
AI.7.2- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 2.
 $t_3 = 0.026 \text{ vpi}$



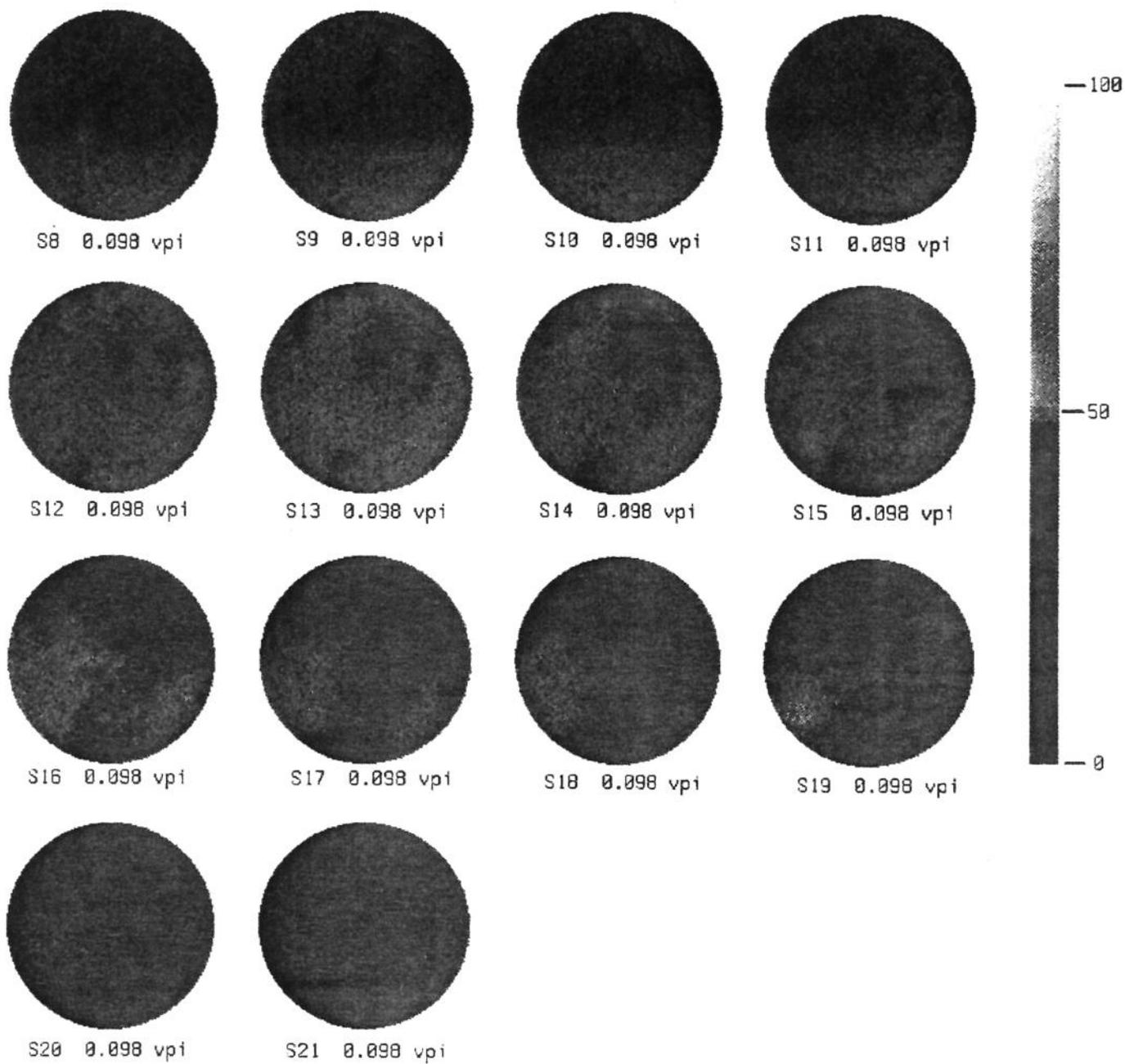
AI.7.3- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 2.
 $t_4 = 0.043$ vpi.



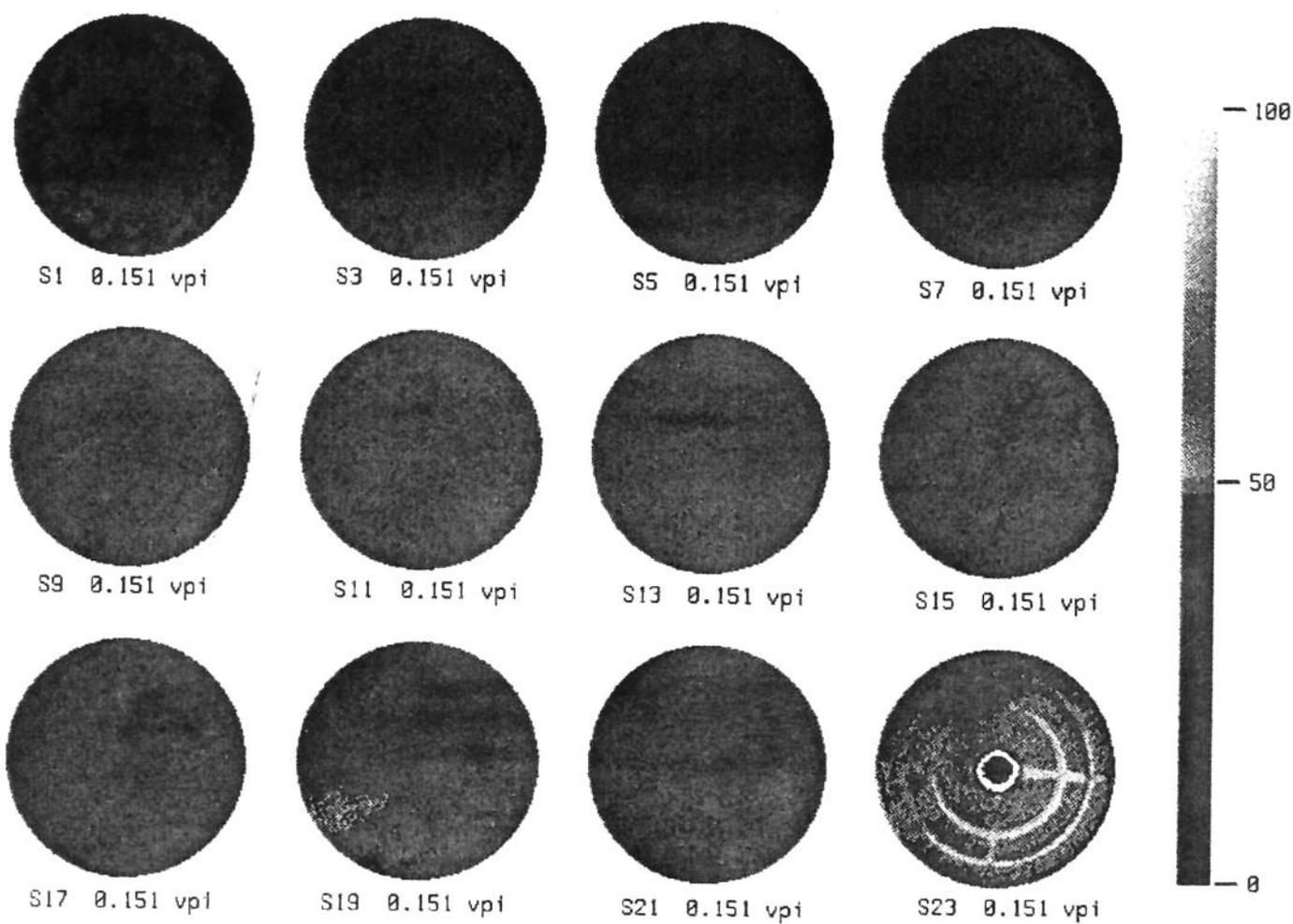
AI.7.4- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 2.
 $t_5 = 0.051$ vpi.



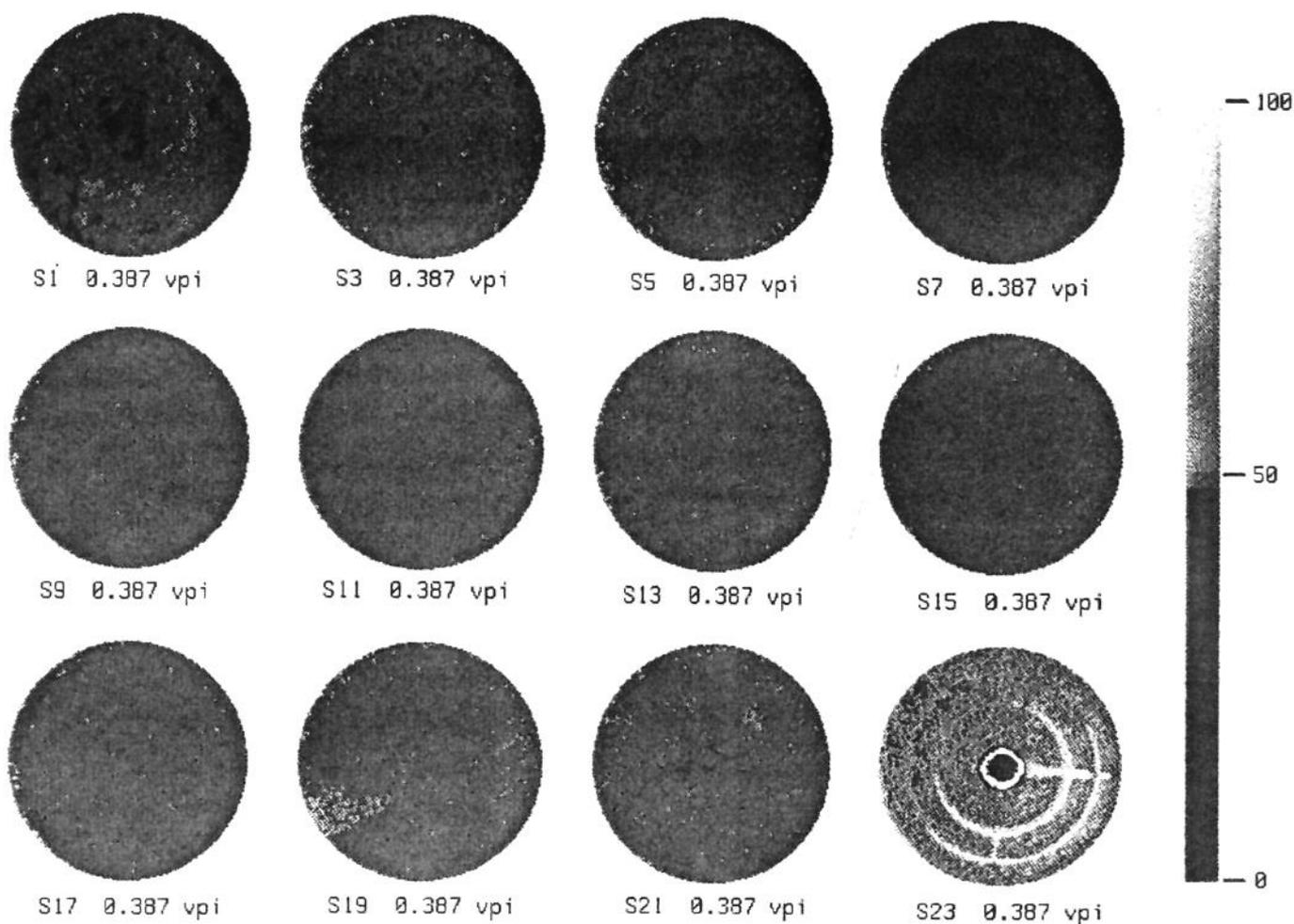
AI.7.5- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 2.
 $t_6 = 0.079$ vpi.



AI.7.6- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 2.
 $t_7 = 0.098 \text{ vpi}$.



AI.7.7- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 2.
 $t_8 = 0.151$ vpi.

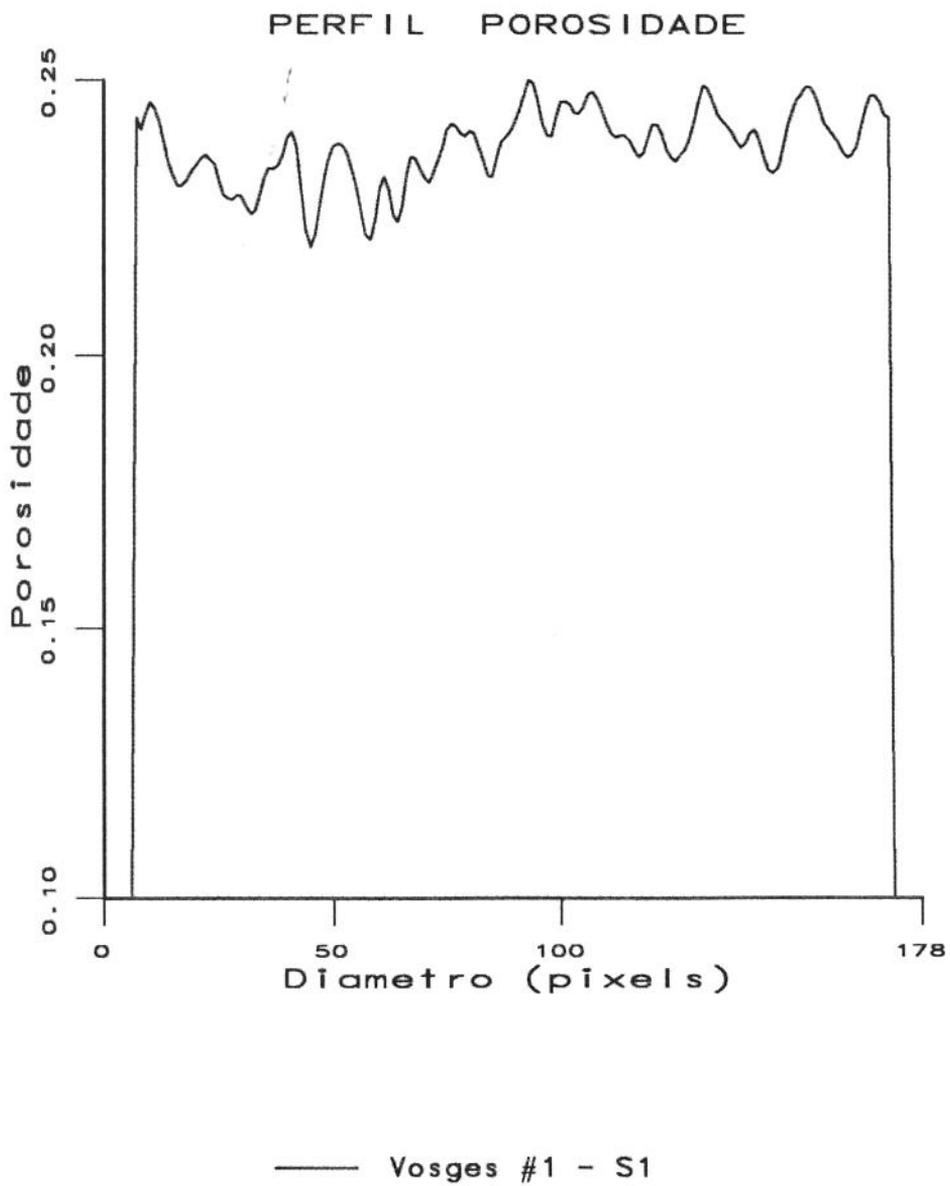


AI.7.8- Perfil de saturações da quarta injeção de água na amostra 2.
 $t_9 = 0.387$ vpi.

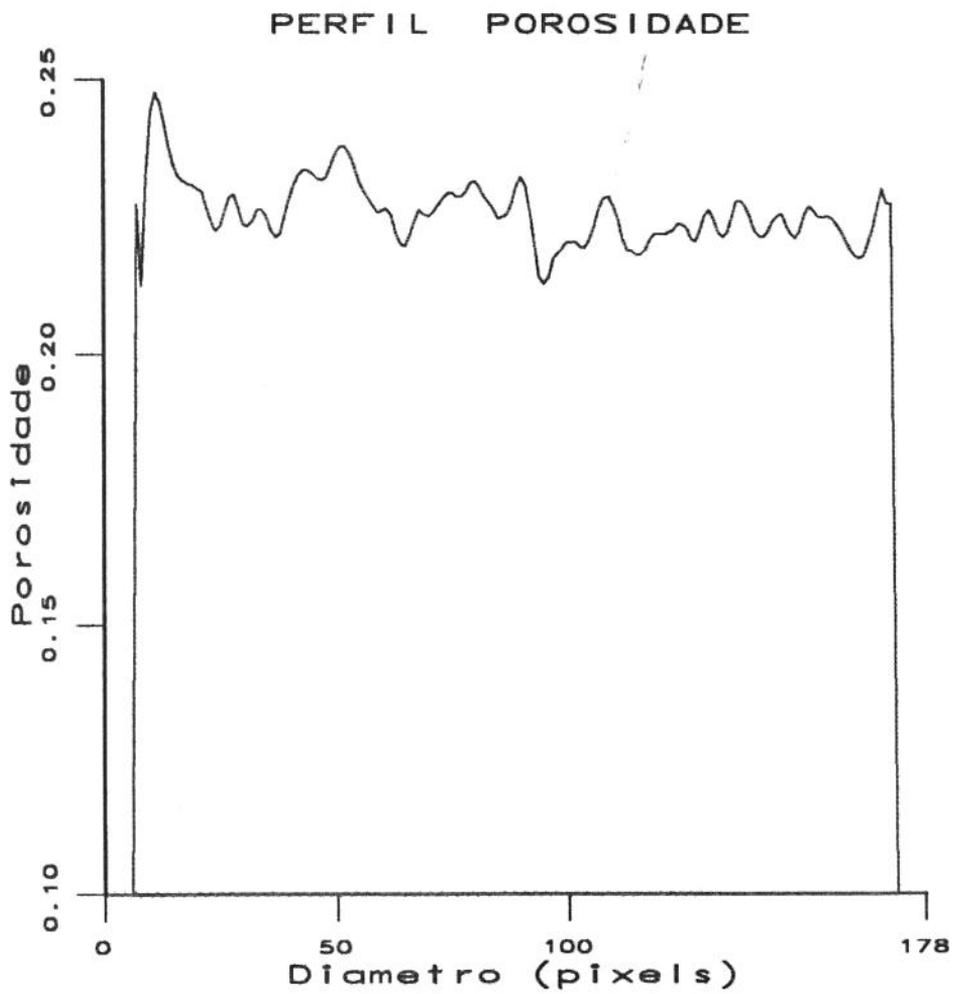
ANEXO II

PERFÍS BIDIMENSIONAIS DE POROSIDADE DE SECÇÕES TRANSVERSAIS DAS AMOSTRAS #1 e #2, APÓS A CORREÇÃO DO EFEITO DE ENDURECIMENTO DE FEIXE DE RAIOS-X

AII.1	- Amostra #1 - Secção S1 -----	AII-1
AII.2	- Amostra #1 - Secção S5 -----	AII-2
AII.3	- Amostra #1 - Secção S 10 -----	AII-3
AII.4	- Amostra #1 - Secção S 15 -----	AII-4
AII.5	- Amostra #1 - Secção S20 -----	AII-5
AII.6	- Amostra #2 - Secção S1 -----	AII-6
AII.7	- Amostra #2 - Secção S5 -----	AII-7
AII.8	- Amostra #2 - Secção S 10 -----	AII-8
AII.9	- Amostra #2 - Secção S 15 -----	AII-9
AII.10	- Amostra #2 - Secção S19 -----	AII-10

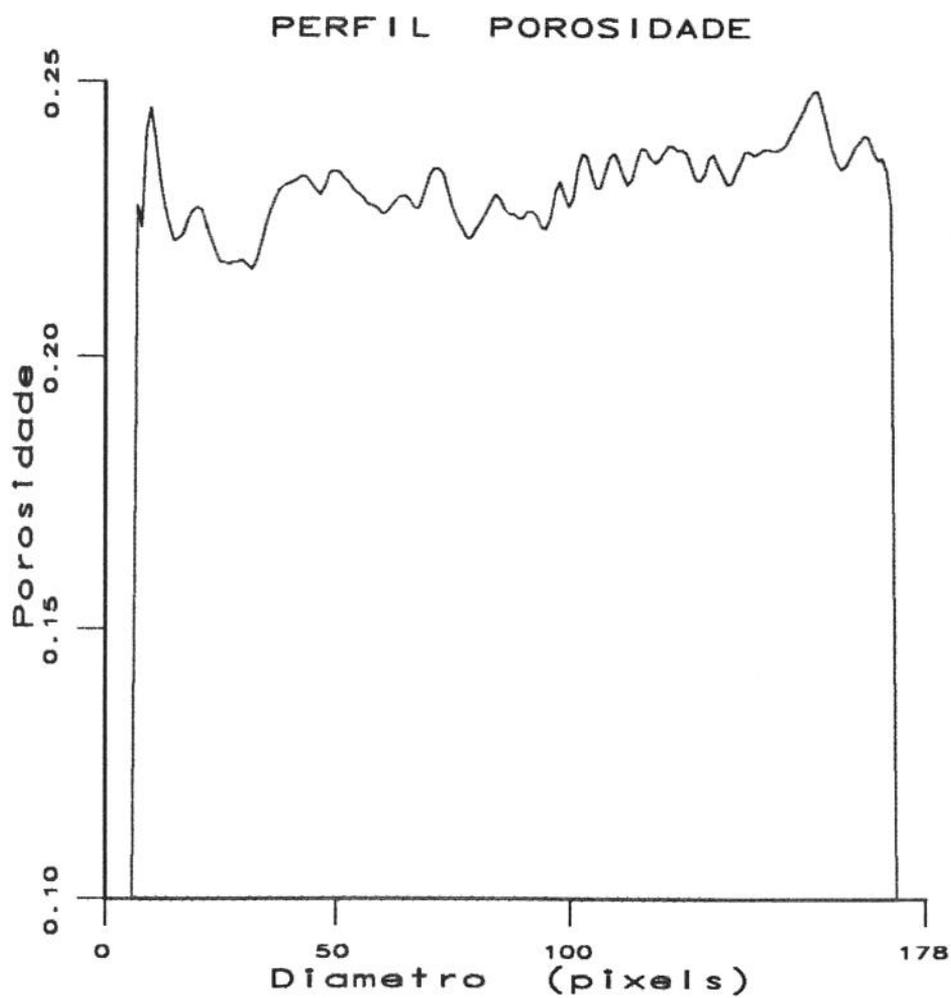


AII.1 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

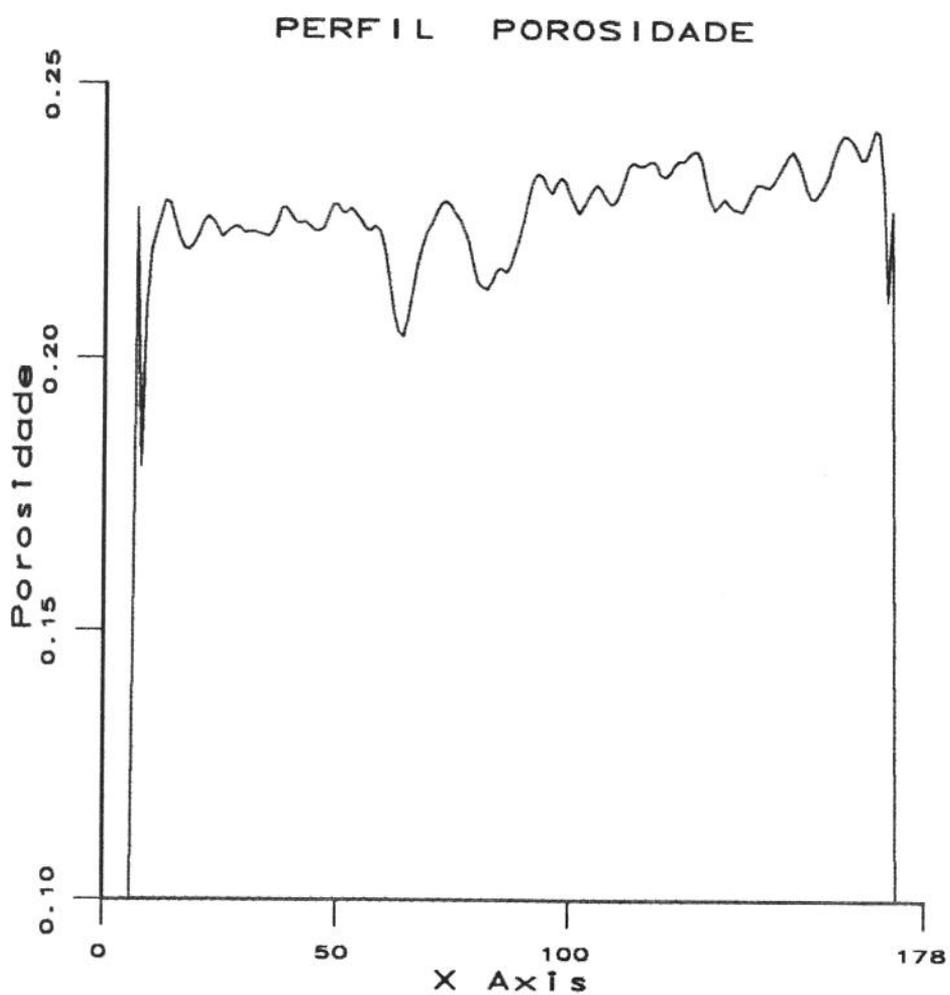


— Vosges #1 - S5

AII.2 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

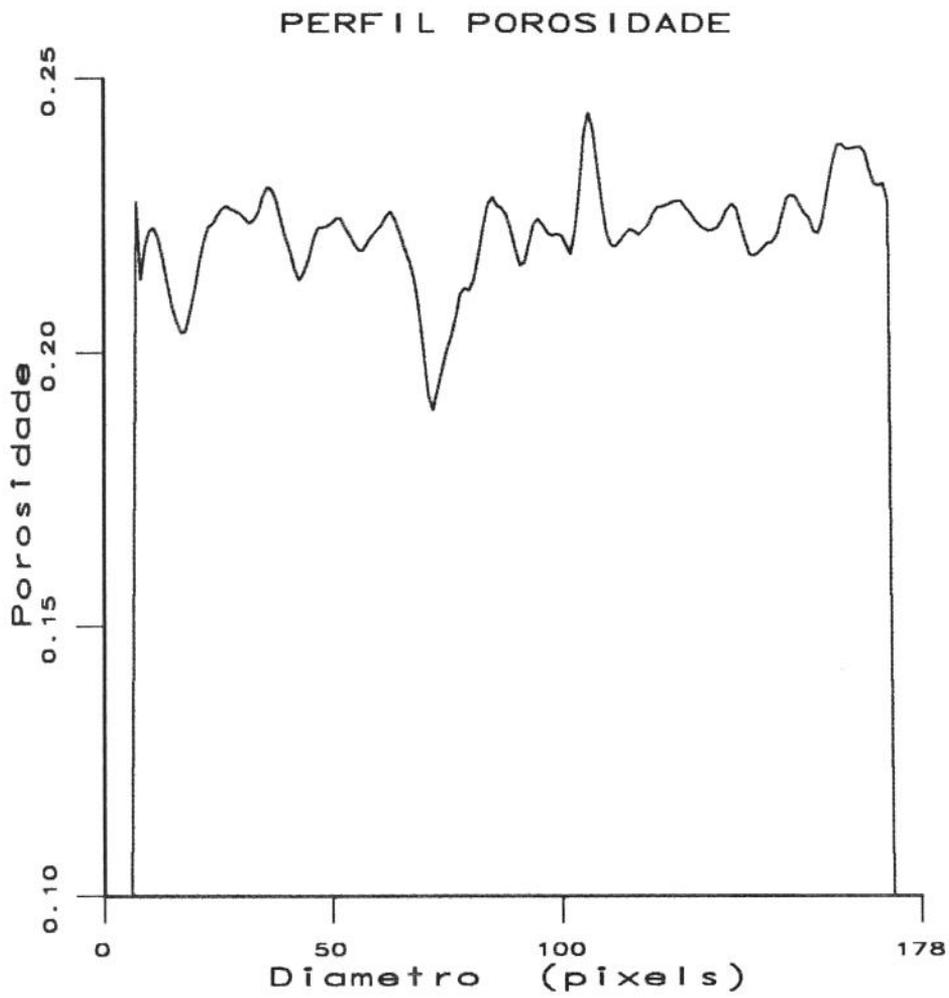


AII.3 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

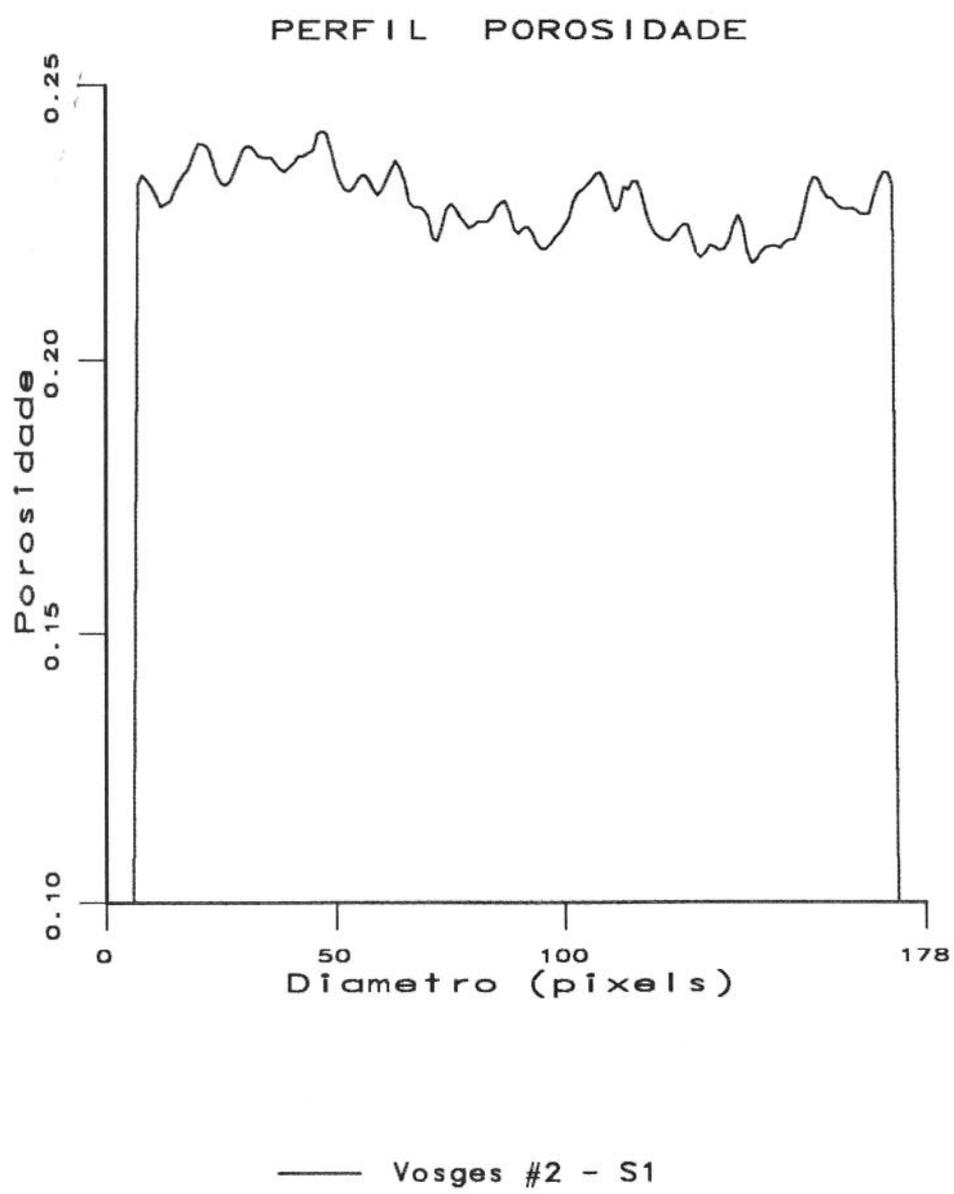


— Vosges #1 - S15

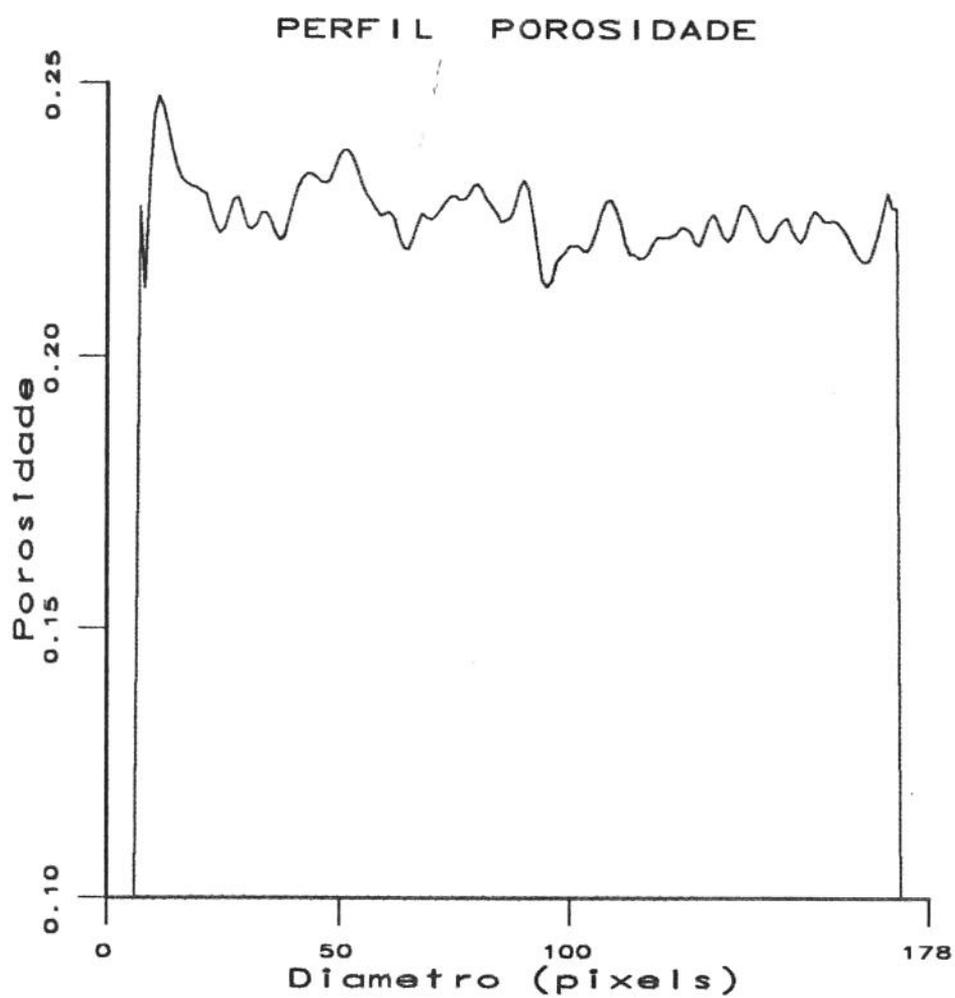
AII.4 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.



AII.5 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

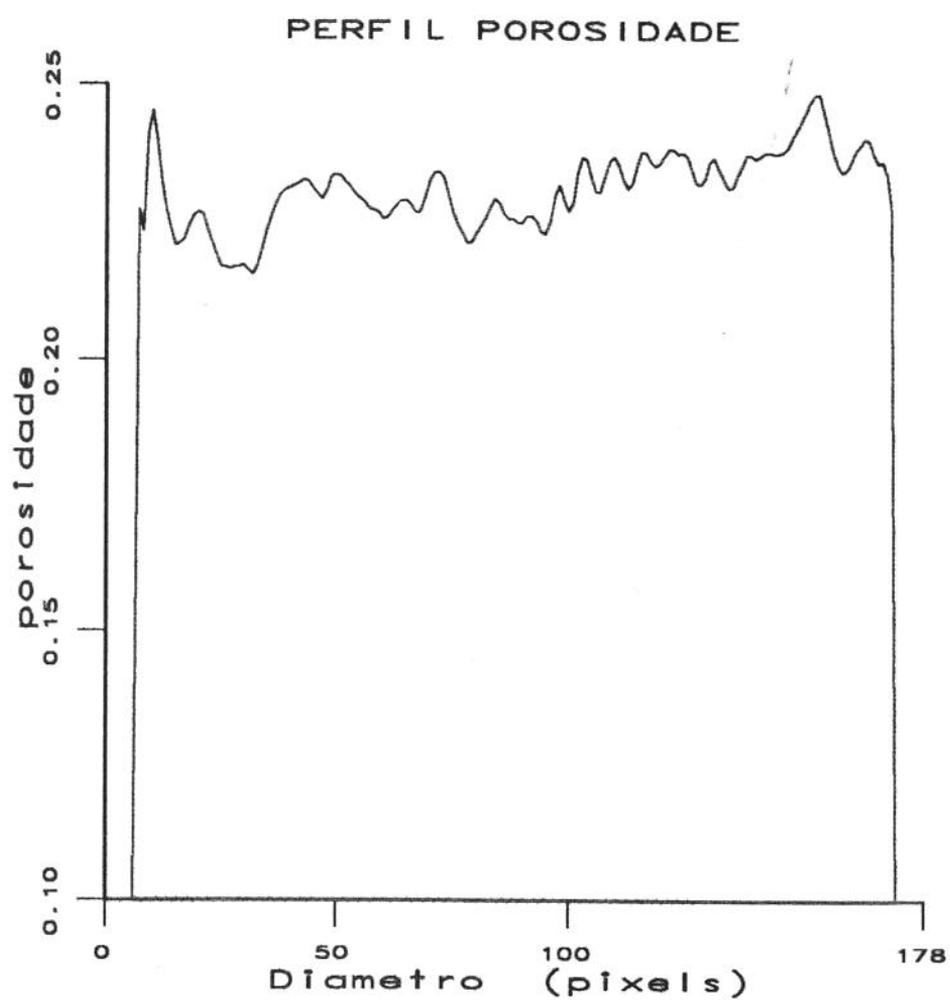


AII.6 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

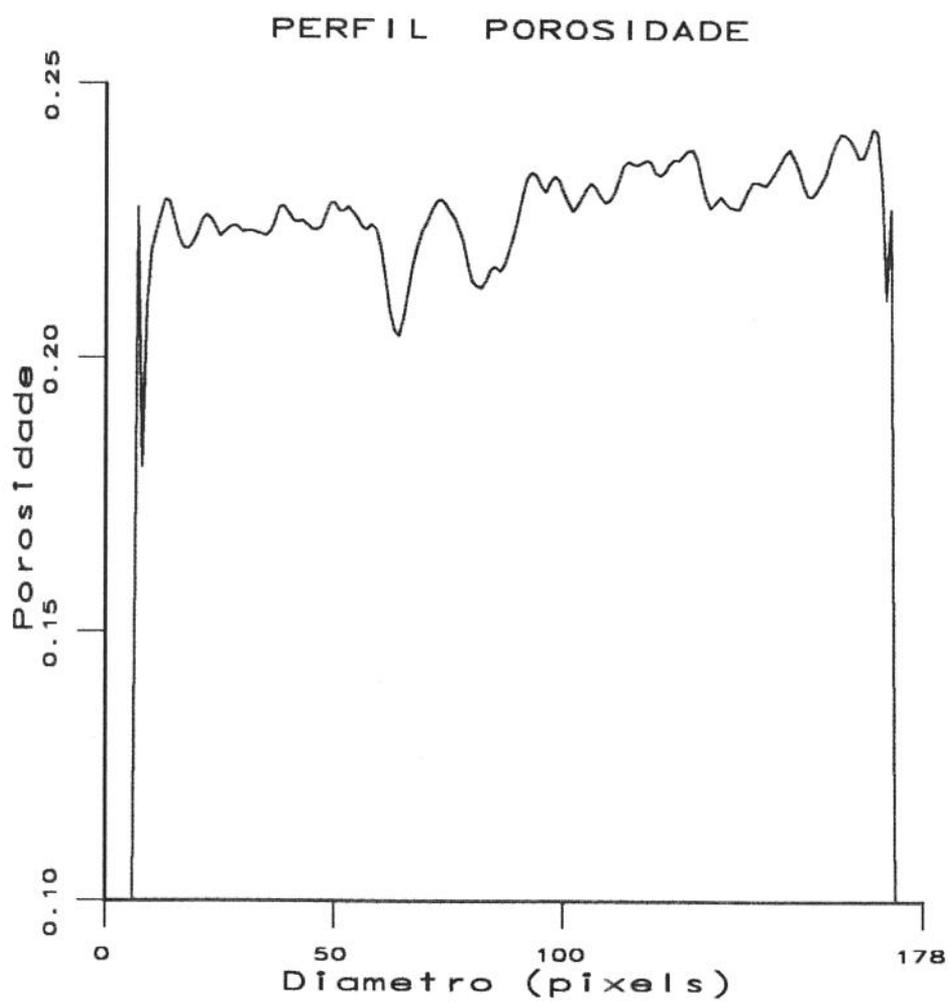


— Vosges #2 - S5

AII.7 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

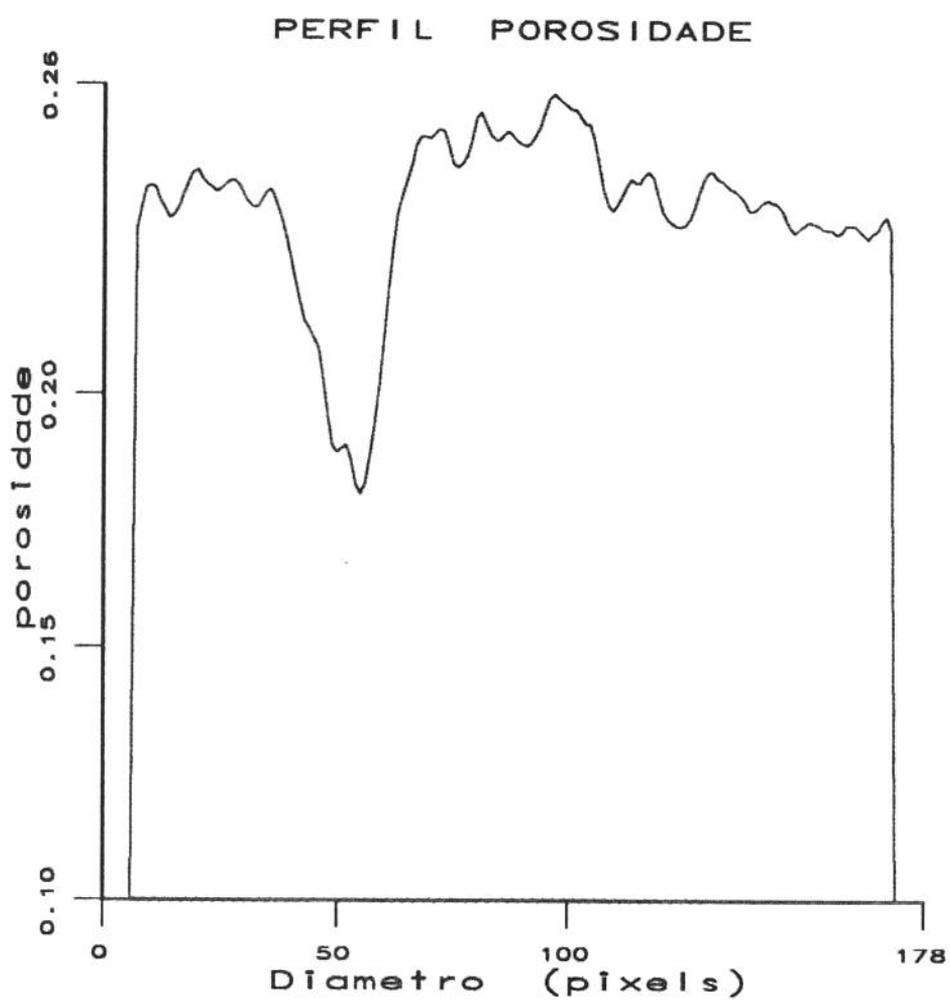


AII.8 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.



— Vosges #2 - S15

AII.9 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.



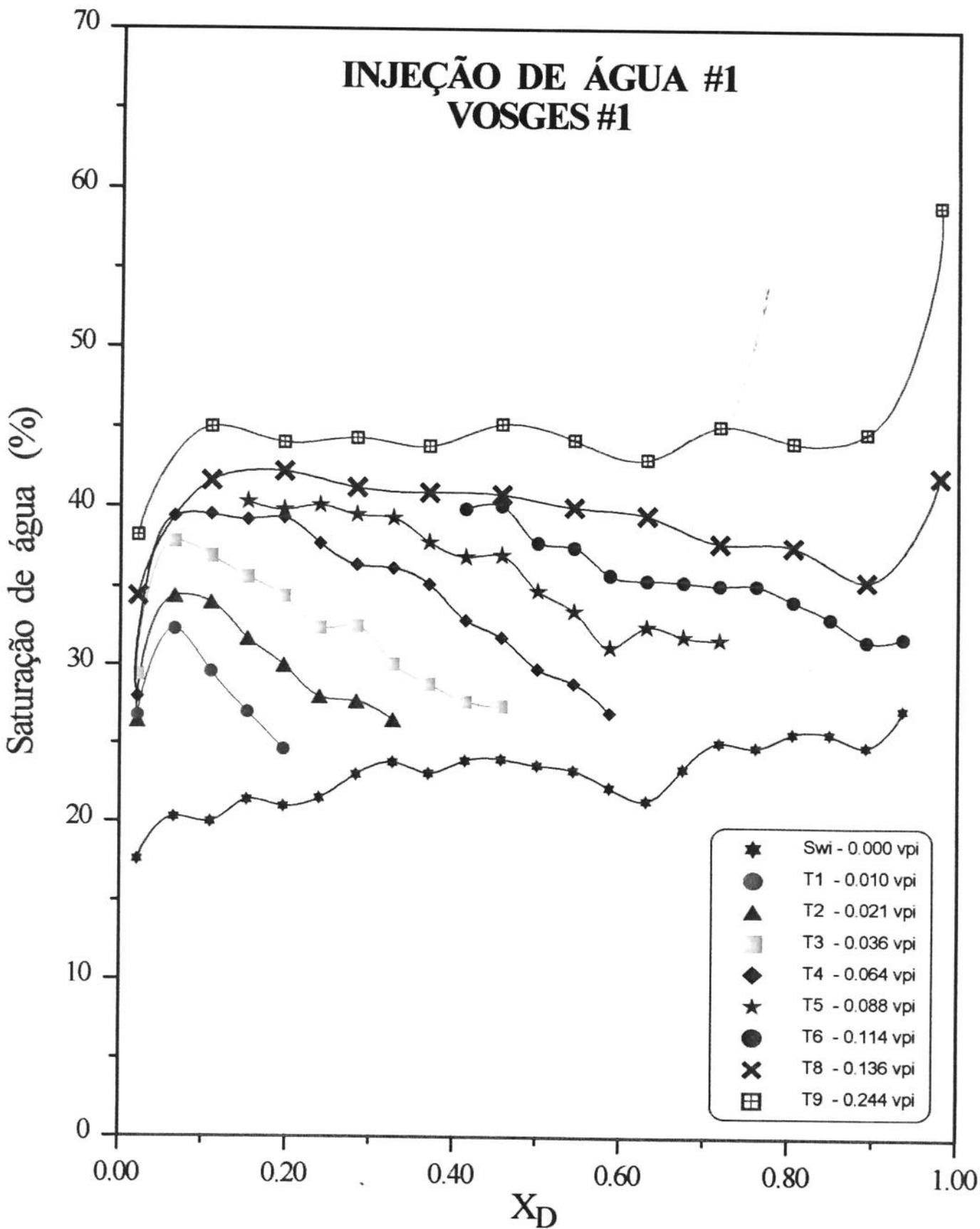
— Vosges #2 - S19

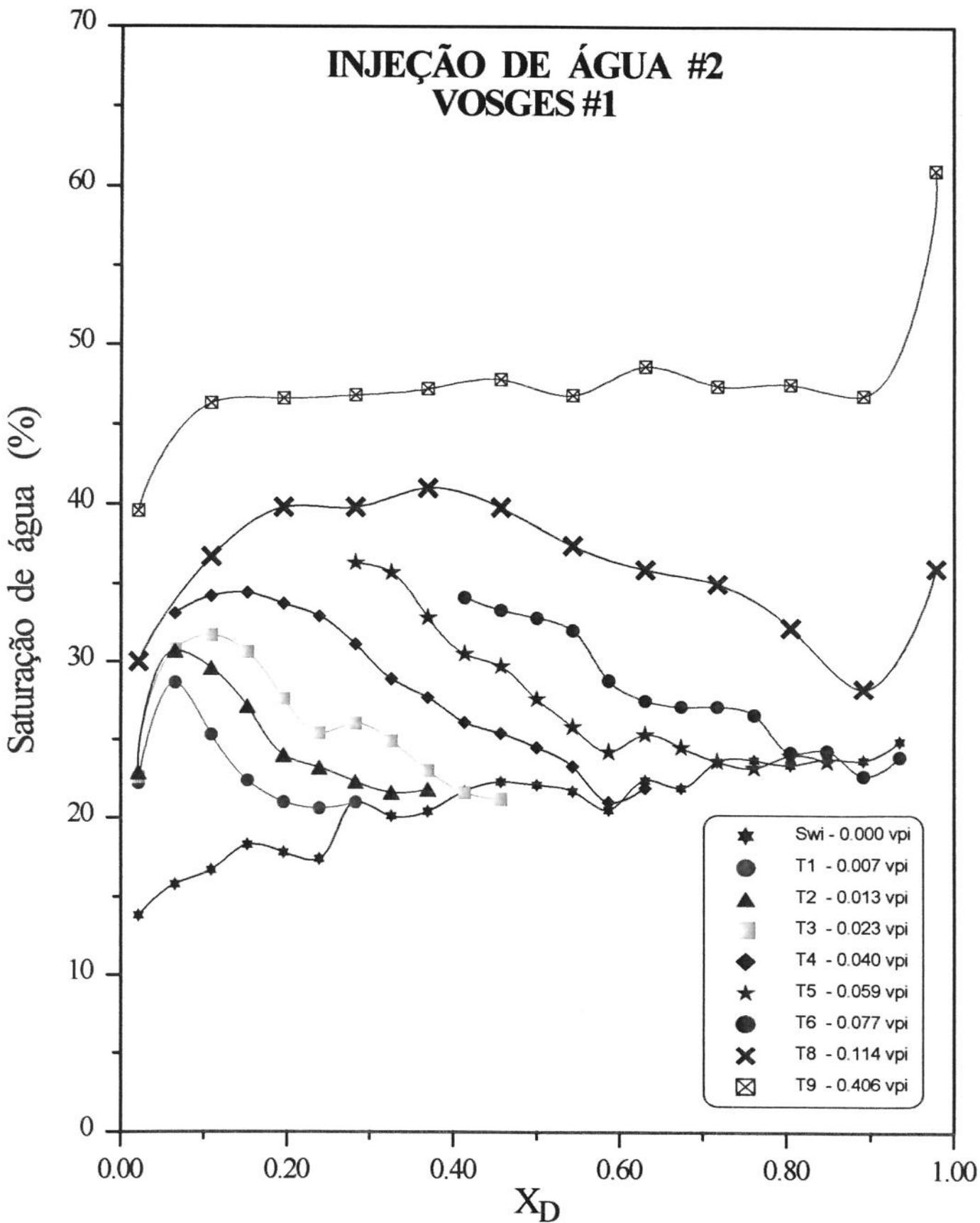
AII.10 - Perfil bidimensional de porosidade da secção transversal do arenito Vosges, após a correção do efeito de endurecimento de feixe.

ANEXO III

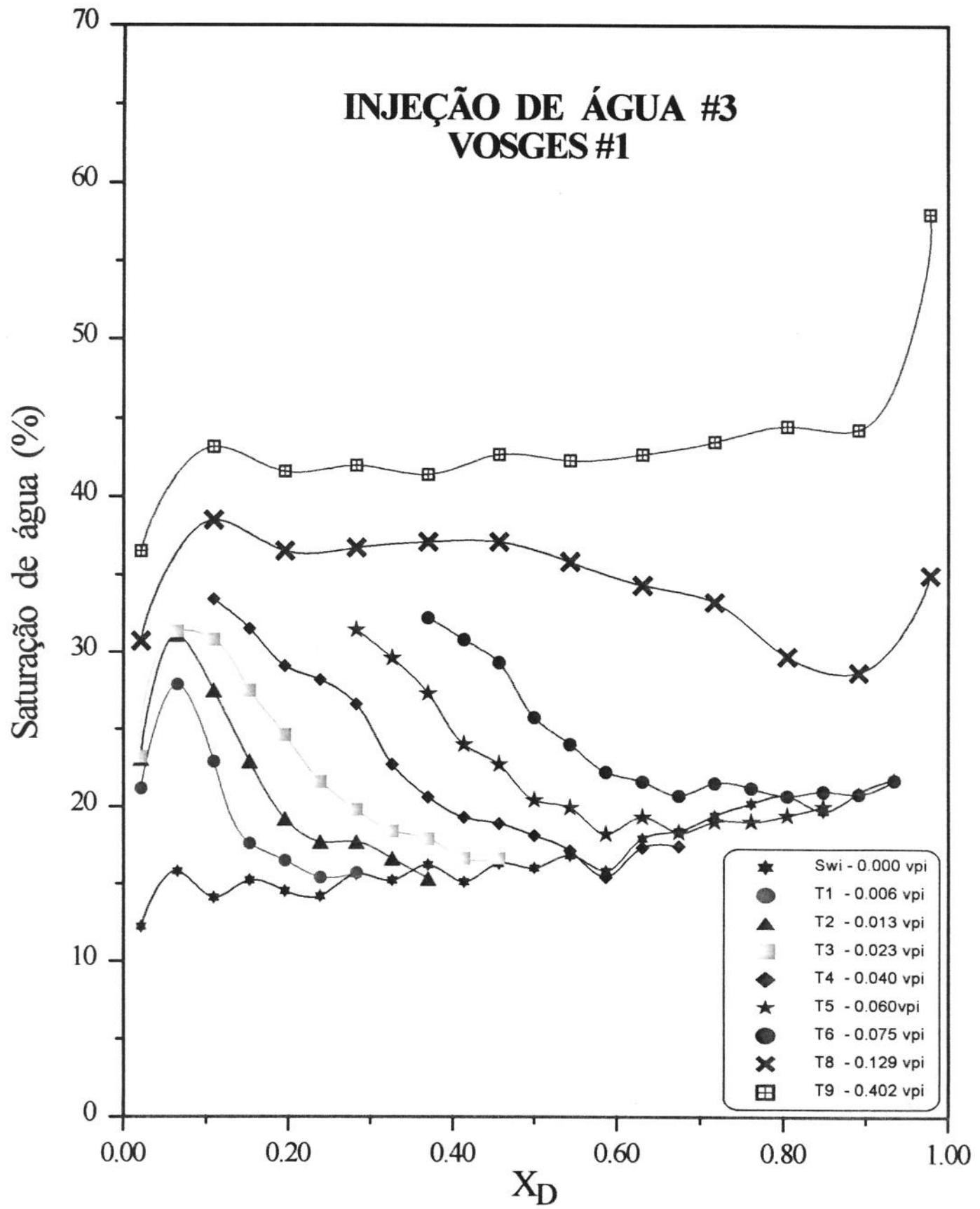
CURVAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA EM FUNÇÃO DA DISTÂNCIA ADIMENSIONAL DAS AMOSTRAS, REGISTRADAS EM DIFERENTES TEMPOS DURANTE OS EXPERIMENTOS DE DESLOCAMENTO DE ÓLEO POR ÁGUA.

AIII.1	- Amostra #1 - Teste # 1 -----	AIII-2
AIII.2	- Amostra #1 - Teste # 2 -----	AIII-3
AIII.3	- Amostra #1 - Teste # 3 -----	AIII-4
AIII.4	- Amostra #1 - Teste # 4 -----	AIII-5
AIII.5	- Amostra #2 - Teste # 1 -----	AIII-6
AIII.6	- Amostra #2 - Teste # 2 -----	AIII-7
AIII.7	- Amostra #2 - Teste # 3 -----	AIII-8
AIII.8	- Amostra #2 - Teste # 4 -----	AIII-9

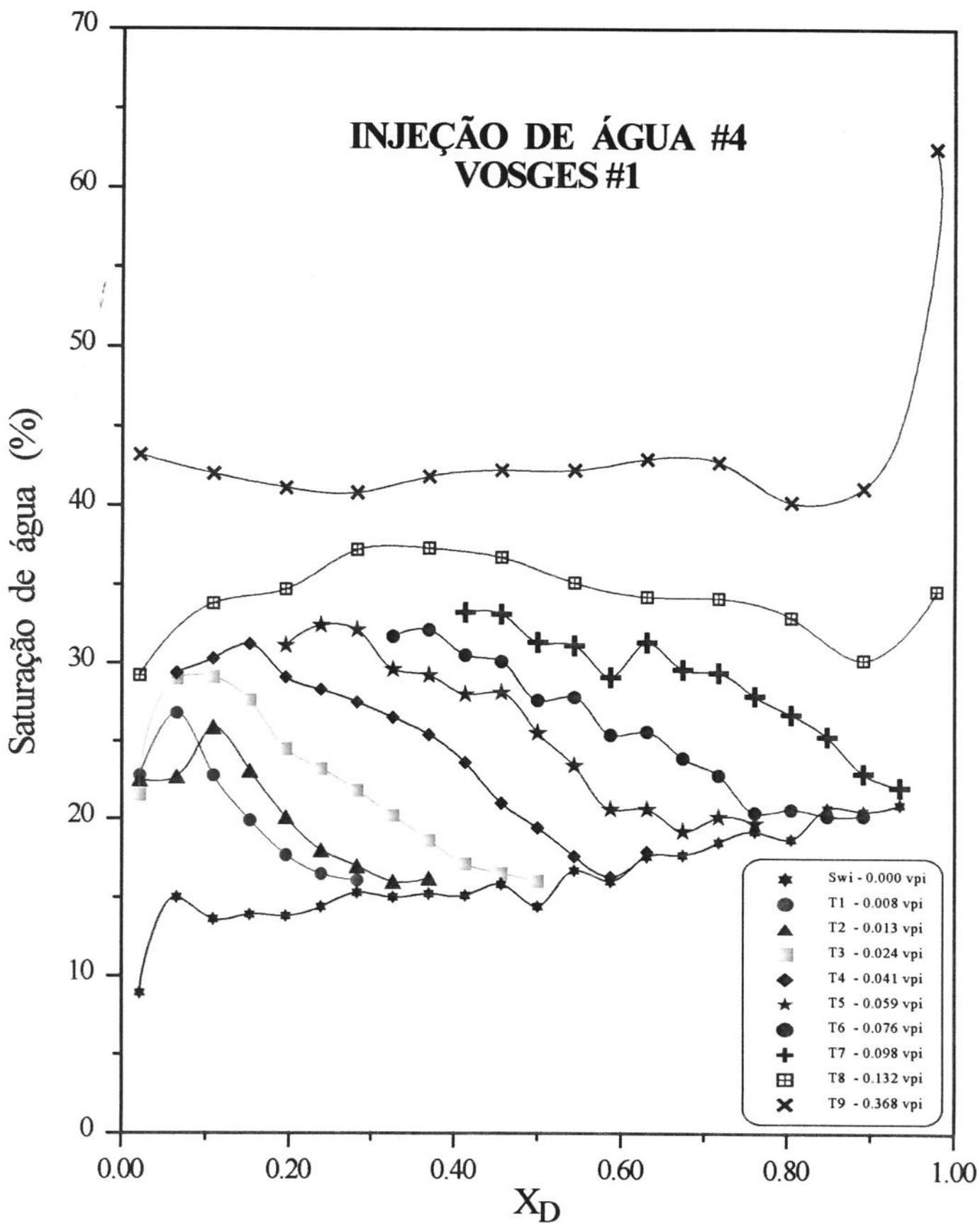


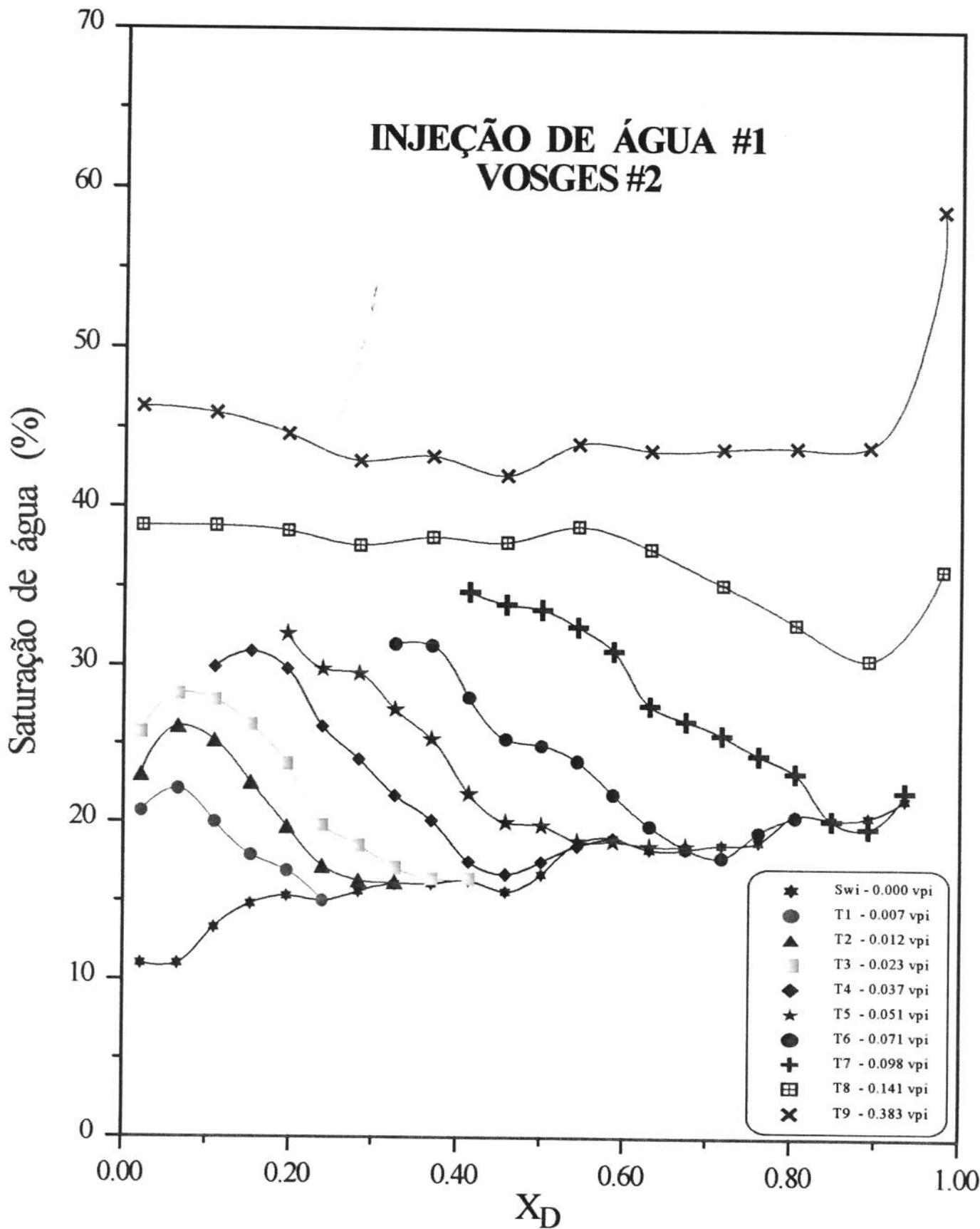


INJEÇÃO DE ÁGUA #3 VOSGES #1

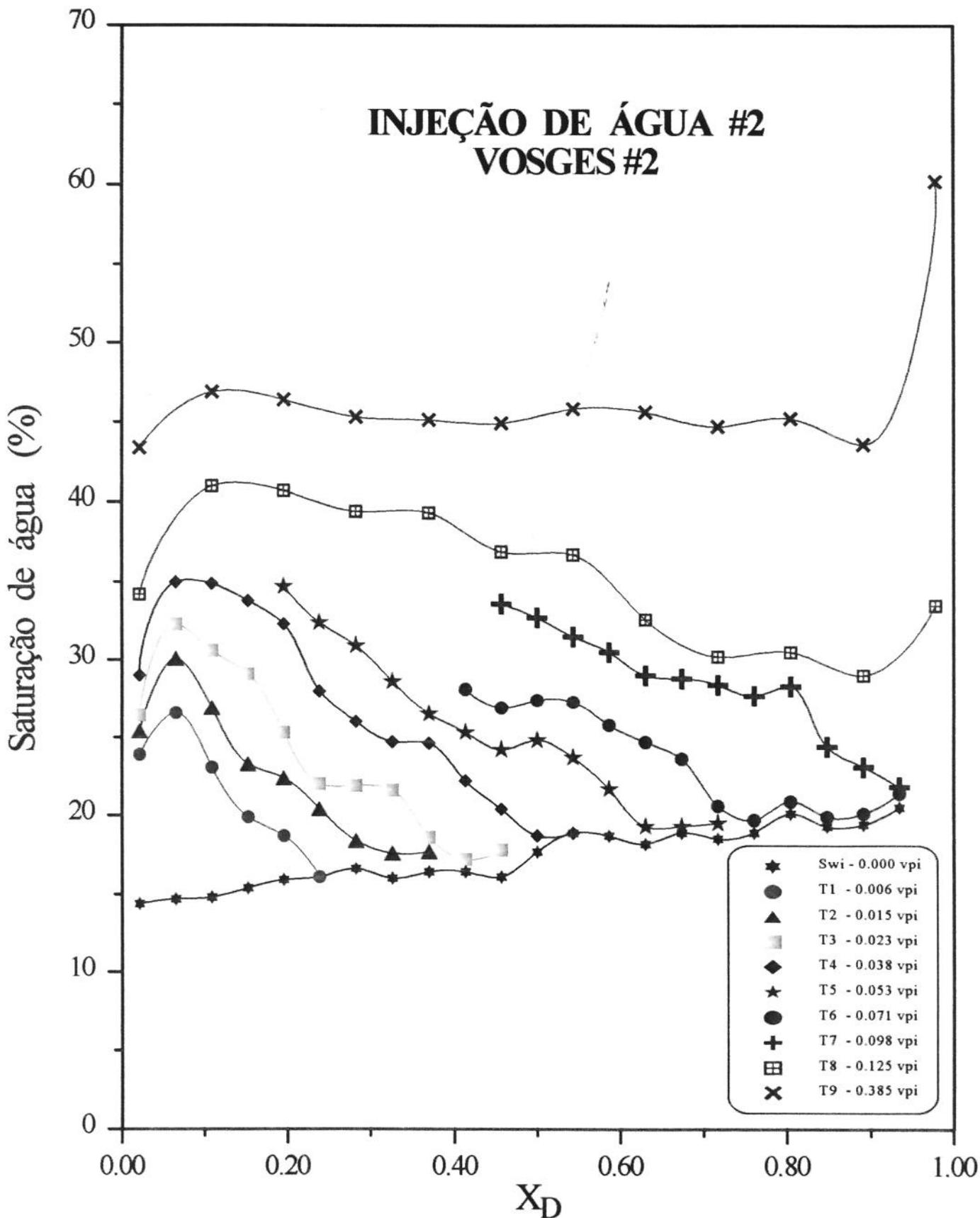


INJEÇÃO DE ÁGUA #4 VOSGES #1

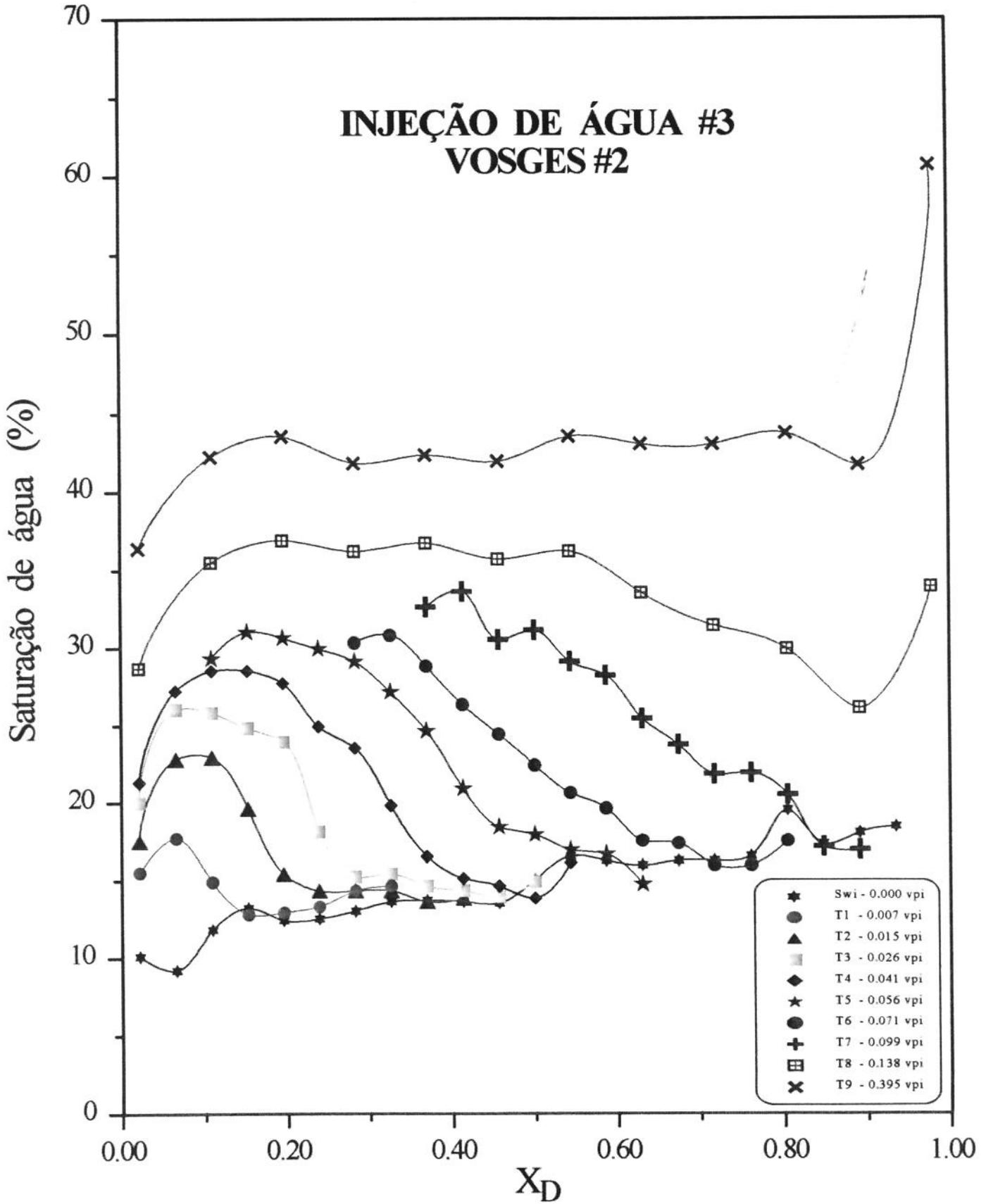




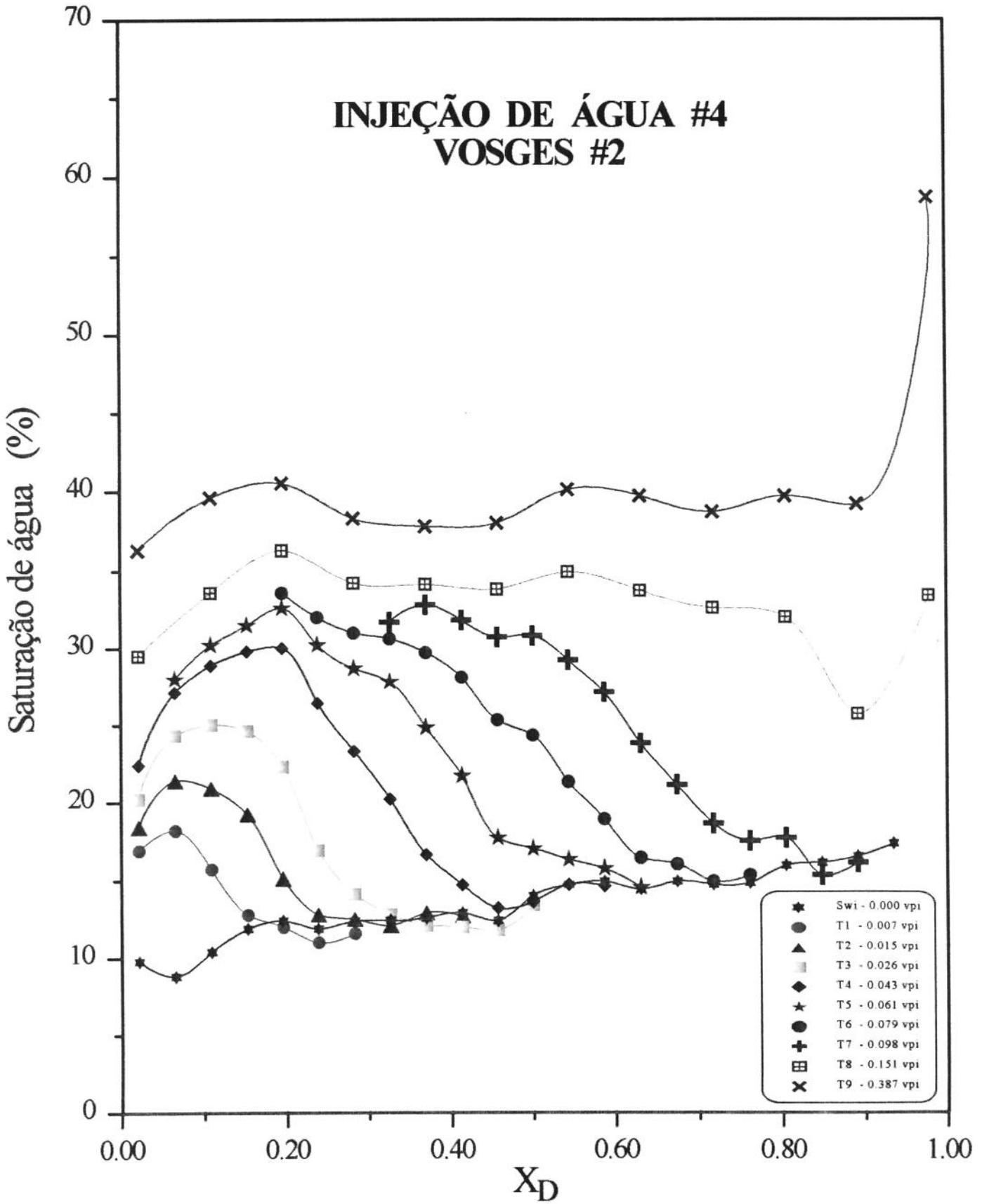
INJEÇÃO DE ÁGUA #2 VOSGES #2



INJEÇÃO DE ÁGUA #3 VOSGES #2



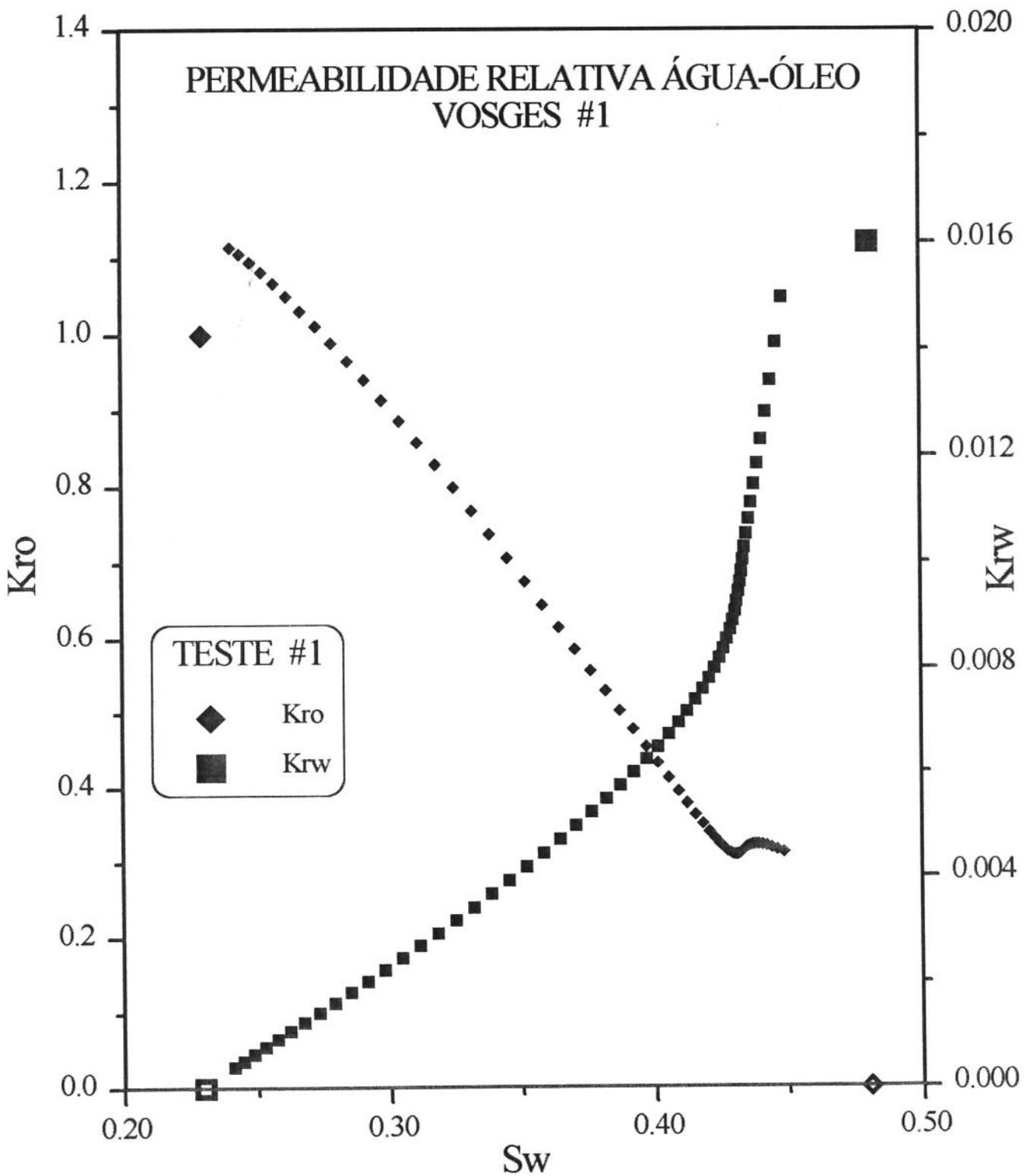
INJEÇÃO DE ÁGUA #4 VOSGES #2



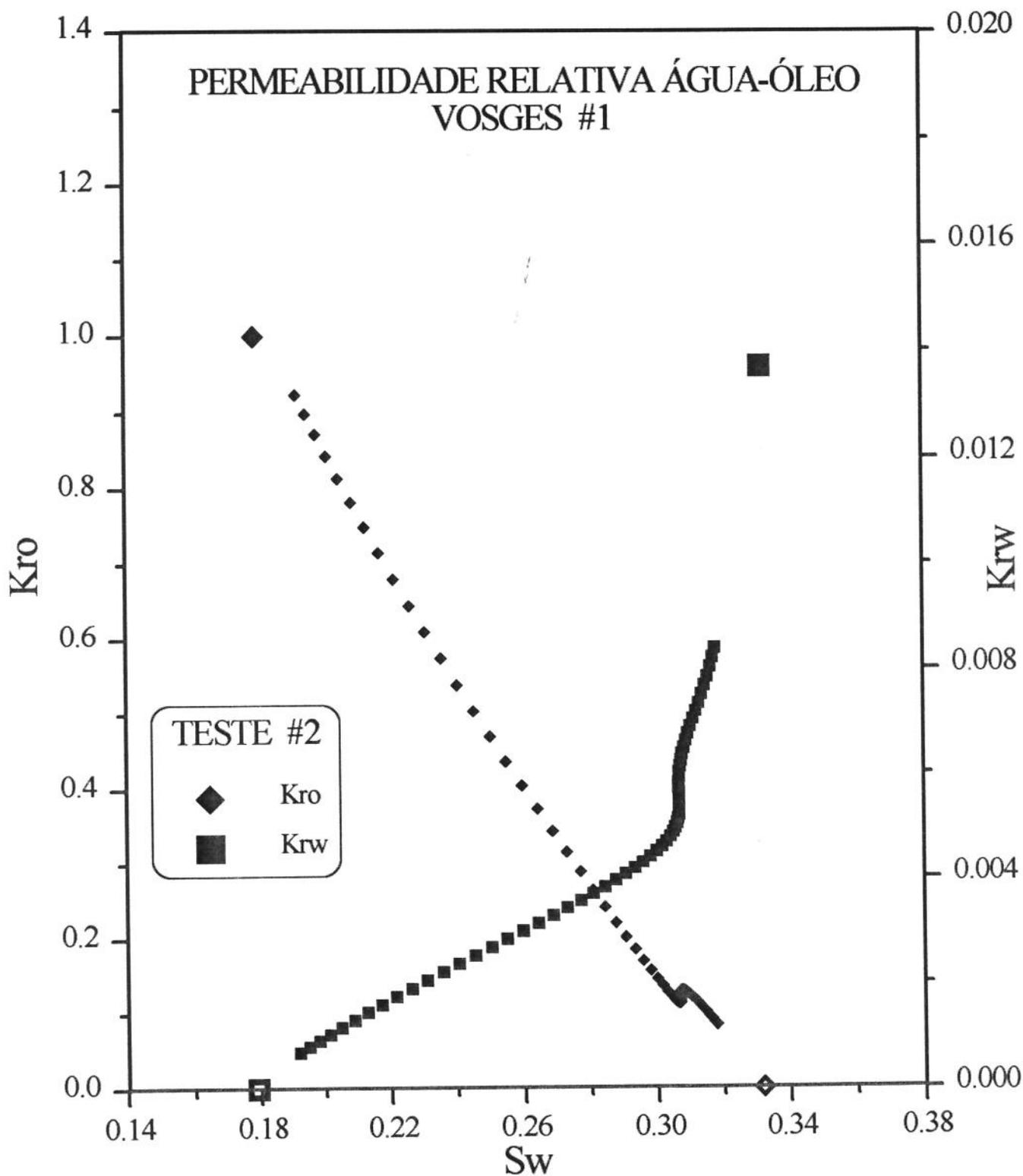
ANEXO IV

CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA AO ÓLEO E A ÁGUA, DOS DIFERENTES EXPERIMENTOS DE DESLOCAMENTO DE ÓLEO POR ÁGUA.

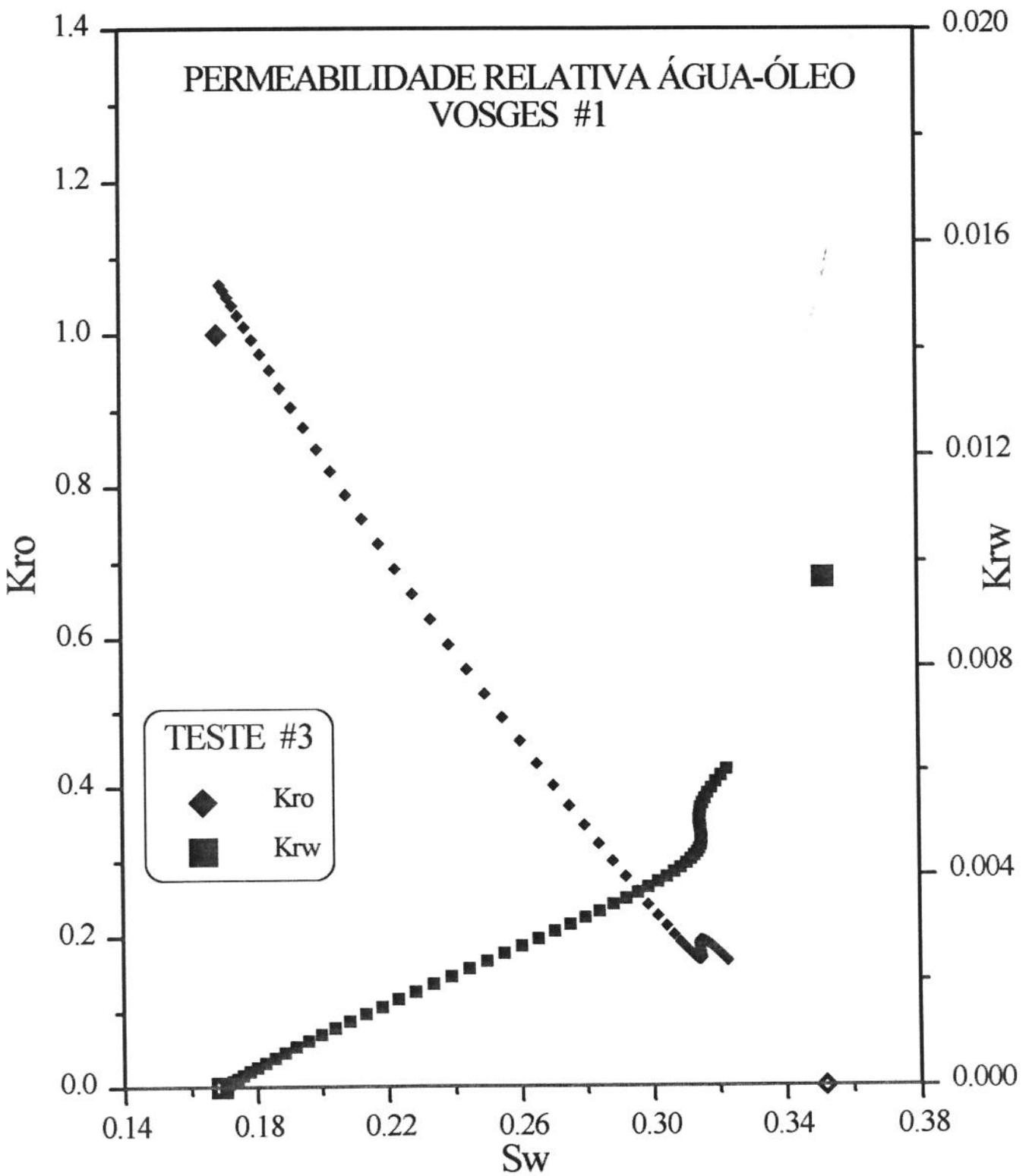
AIV.1	- Amostra #1 - Teste # 1	-----	AIV-2
AIV.2	- Amostra #1 - Teste # 2	-----	AIV-3
AIV.3	- Amostra #1 - Teste # 3	-----	AIV-4
AIV.4	- Amostra #1 - Teste # 4	-----	AIV-5
AIV.5	- Amostra #2 - Teste # 1	-----	AIV-6
AIV.6	- Amostra #2 - Teste # 2	-----	AIV-7
AIV.7	- Amostra #2 - Teste # 3	-----	AIV-8
AIV.8	- Amostra #2 - Teste # 4	-----	AIV-9



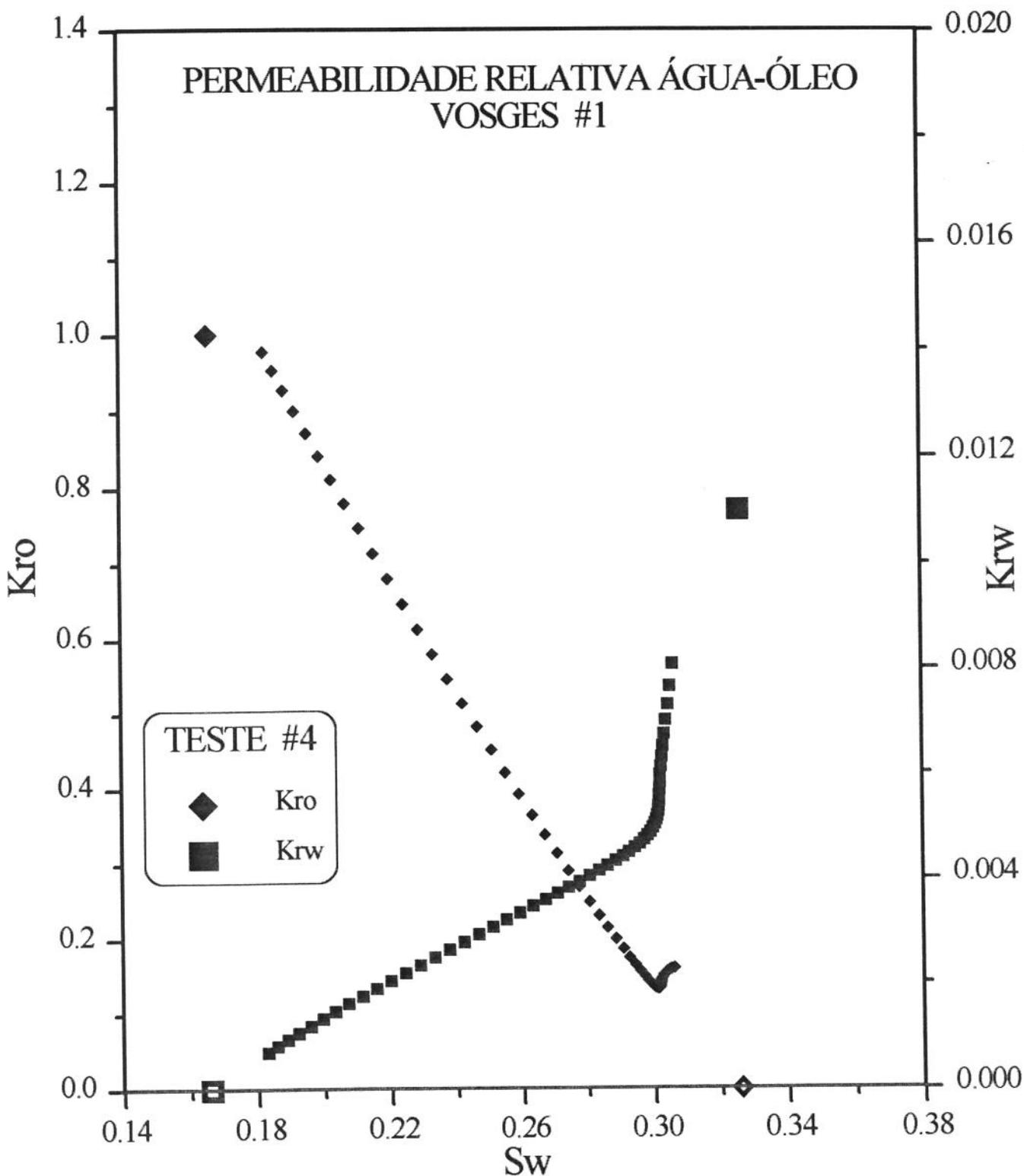
AIV.1 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água do arenito Vosges.



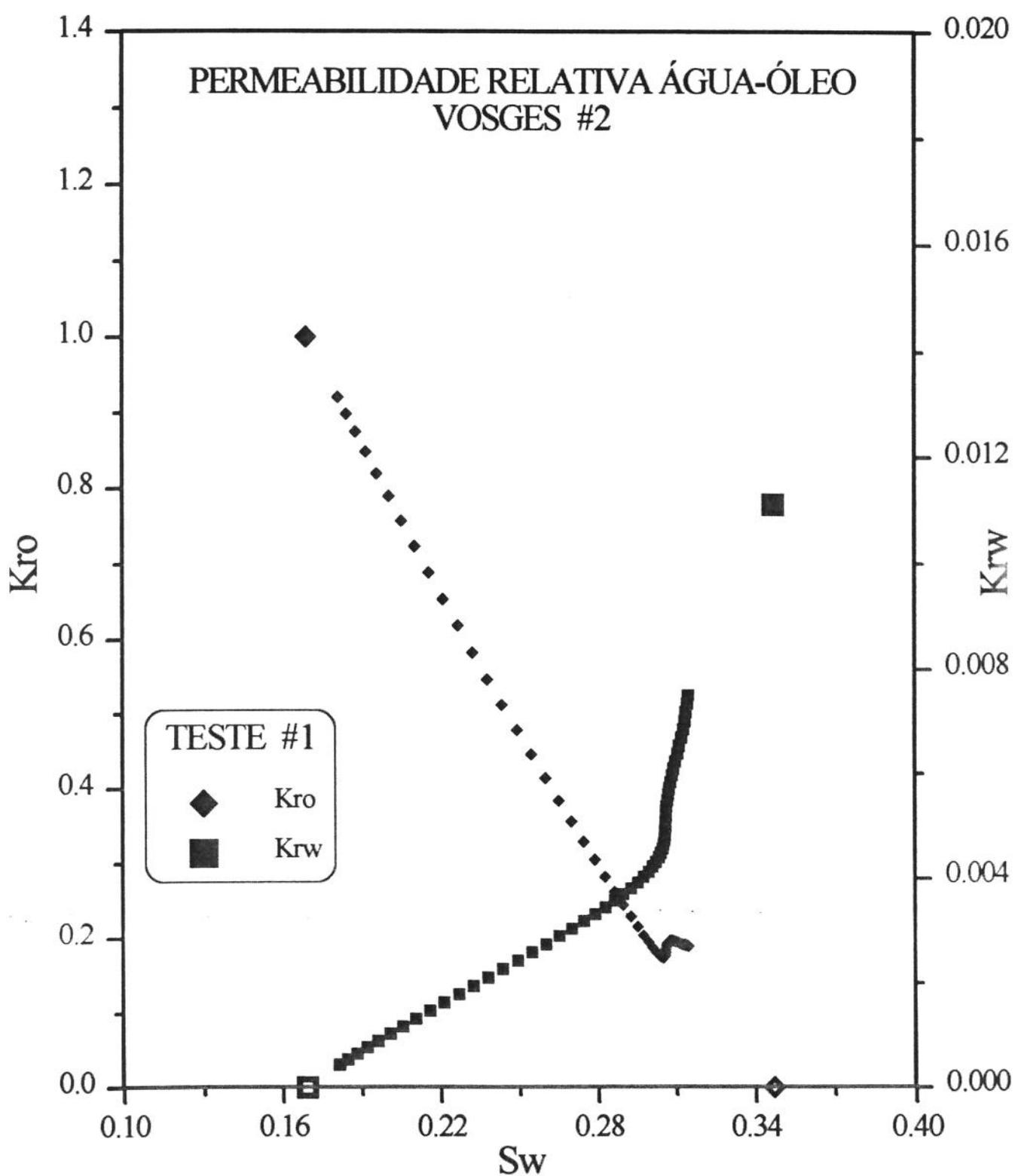
AIV.2 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água do arenito Vosges.



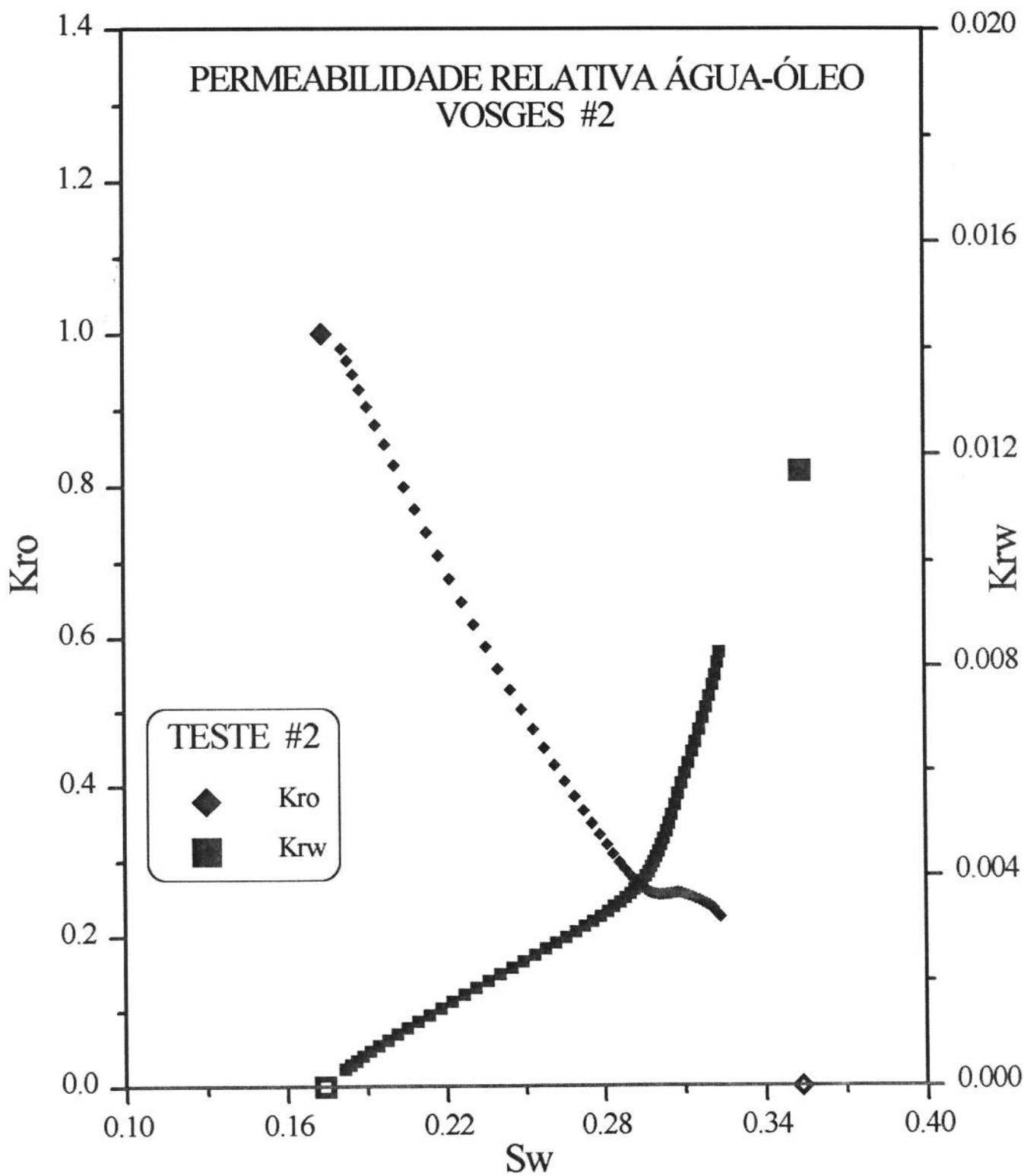
AIV.3 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água do arenito Vosges.



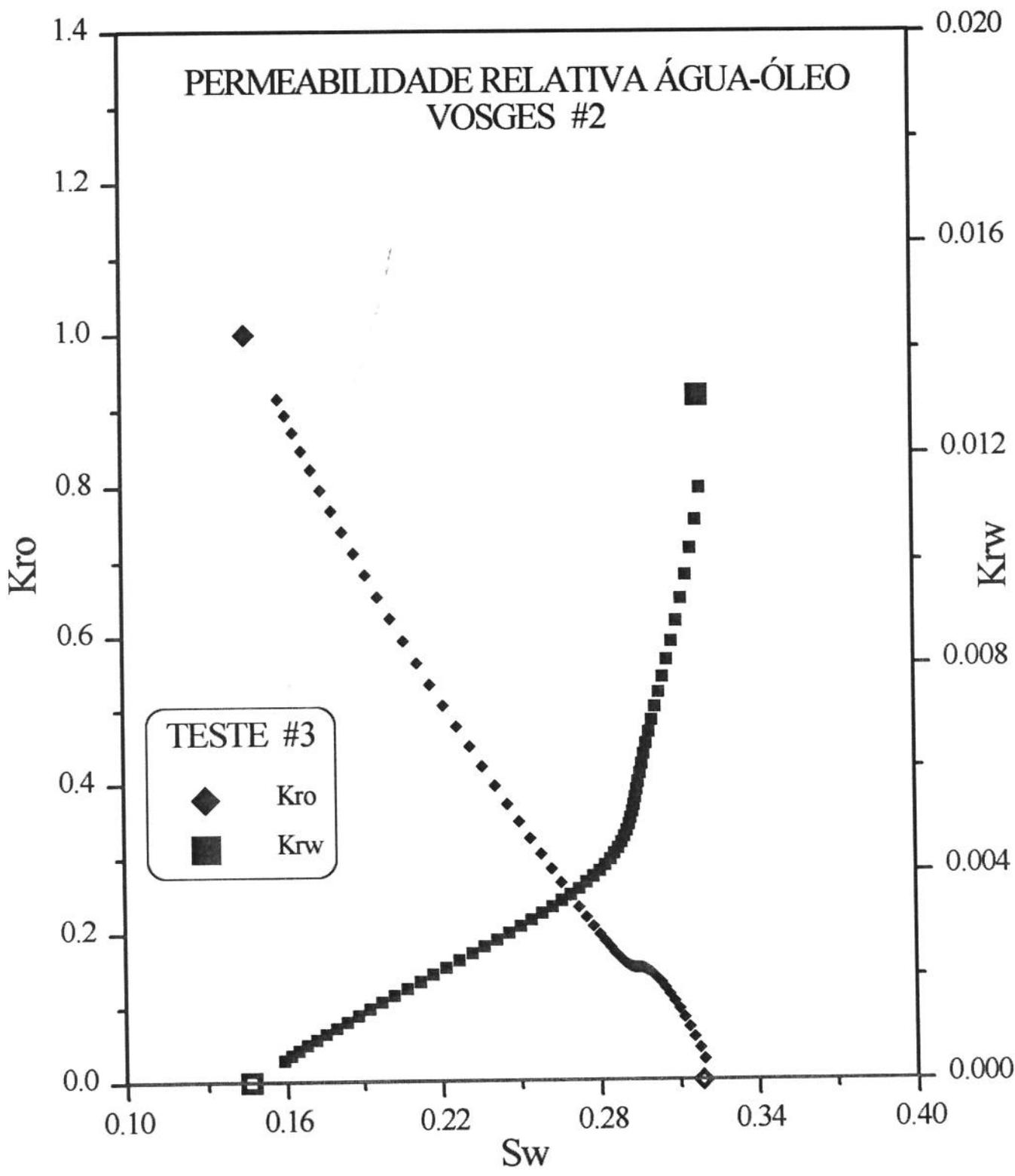
AIV.4 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água do arenito Vosges.



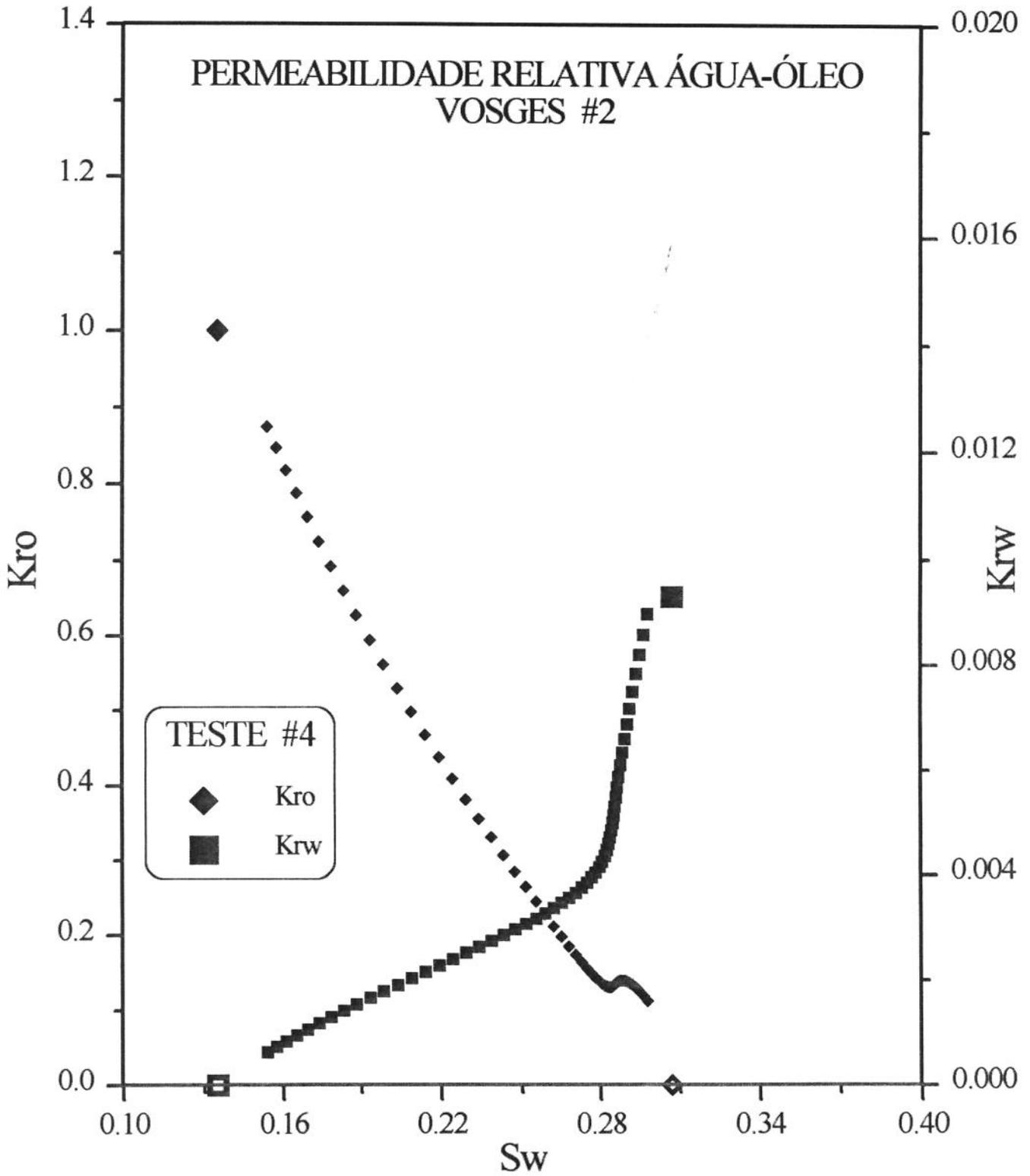
AIV.5 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água do arenito Vosges.



AIV.6 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água do arenito Vosges.



AIV.7 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água do arenito Vosges.



AIV.8 - Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água do arenito Vosges.