

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 obtenção do grau de Mestre em
Engenharia de Petróleo

DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE E
SATURACÕES DE FLUIDOS ATRAVÉS DA
TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE

RAIOS-X

Este exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por Carlos Roberto
Carvalho de Holleben e aprovada
pela comissão julgadora em 15.10.1993.

38/93

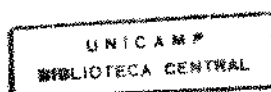
Por

Carlos Roberto Carvalho de Holleben n.º 70X

ORIENTADOR

Orientador: Prof. Dr. Antônio Celso Fonseca de Arruda *

OUTUBRO, 1993

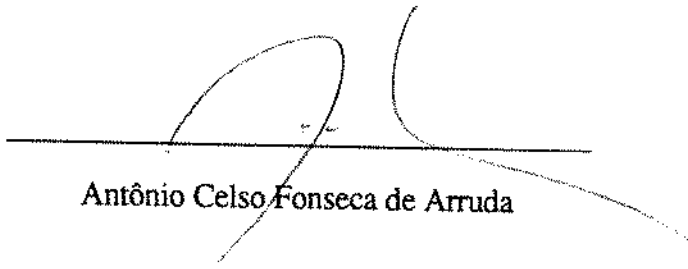


UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

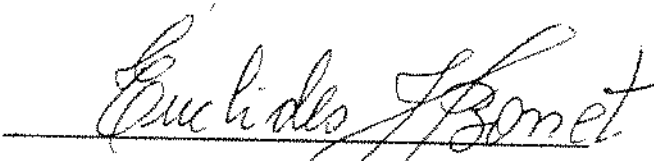
A dissertação "DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE E SATURAÇÕES DE FLUIDOS ATRAVÉS DA TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS-X" elaborada por Carlos Roberto C. de Holleben e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial a obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 20 de outubro de 1993

Banca Examinadora:



Antônio Celso Fonseca de Arruda



Euclides José Bonet



Roberto Alencar Lotufo

RESUMO

A Tomografia Computadorizada de Raios-X (TC) é uma técnica de análise não destrutiva que permite a visualização das estruturas internas dos objetos. Suas principais aplicações na indústria do petróleo são voltadas para a caracterização de rochas reservatório e visualização de fluxo em meios porosos.

Neste trabalho são apresentados os princípios básicos da técnica e o procedimento para o cálculo da porosidade e das saturações em sistemas bifásicos e trifásicos. Finalmente são mostradas duas aplicações práticas com ênfase na avaliação quantitativa dos parâmetros acima mencionados. Em uma delas, um teste linear de deslocamento, foi possível a observação do fenômeno de *end-effect*. Na outra, um teste de deslocamento bidimensional, os resultados foram comparados com os obtidos através de uma modelagem teórica, o modelo de linhas de fluxo.

ABSTRACT

X-Ray Computerized Tomography (CT) is a non destructive analysis technique that allows the visualization of the internal structure of an object. Its applications in the petroleum industry include, among others, reservoir rock characterization and multiphase fluid flow studies in porous media.

This work presents the principles of this imaging technique and the calculation procedures to obtain porosity and saturation for two and three-phase systems. Two practical applications are shown, with emphasis on the quantitative evaluation of those parameters. In the first one, it was possible to visualize the end-effect phenomenon during a linear displacement test. In the second, the results of a bidimensional displacement test were compared with those obtained from a streamline model.

*À Bárbara, Carolina e Carla
pelo carinho, compreensão e
incentivo*

ÍNDICE

	pág.
LISTA DE FIGURAS	vi
NOMENCLATURA.....	xi
CAPÍTULO	
1. Introdução.....	1
2. Materiais e Métodos	10
3. Modelagem Teórica	19
Permeabilidades Relativas	
Teoria do Avanço Frontal	
Modelo de Linhas de Fluxo	
4. Tomografia Computadorizada de Raios-X	32
Geração de Raios-X	
Interação dos Raios-X com a Matéria	
Aquisição de Dados	
Processamento dos Dados	
Exibição das Imagens	
5. Determinação da Porosidade via TC.....	53
6. Determinação de Saturações via TC	57
Sistema Bifásico	
Sistema Trifásico	
Discussão dos Métodos	
7. Pós Processamento de Imagens - KHOROS	65

8. Testes de Deslocamento Lineares - Resultados e	
Discussão.....	71
Porosidade	
Permeabilidades Relativas	
Tomografia x Deslocamento Frontal	
9. Teste de Deslocamento Bidimensional - Resultados e	
Discussão.....	101
Porosidade	
Modelagem Teórica	
Tomografia	
Modelo Teórico x Tomografia	
10. Conclusões e Recomendações.....	175
BIBLIOGRAFIA.....	179

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1.1 Tomograma 1 - Arenito com Óleo.....	6
Figura 1.2 Tomograma 2 - Conglomerado Fino.....	7
Figura 1.3 Tomograma 3 - Calcáreo	8
Figura 1.4 Tomograma 4 - Conglomerado Grosseiro.....	9
Figura 2.1 Encapsulamento dos Modelos Lineares	15
Figura 2.2 Encapsulamento do Modelo Bidimensional.....	16
Figura 2.3 Esquema dos Testes de Deslocamento	17
Figura 2.4 Sistema Móvel para Testes no Tomógrafo.....	18
Figura 4.1 Diagrama do Espectro de Radiação Eletromagnética.....	46
Figura 4.2 Tubo de Raios-X.....	47
Figura 4.3 Variação do Coeficiente de Absorção Fotoelétrica Linear com keV para Água e Alumínio.....	48
Figura 4.4 Variação dos Coeficientes de Absorção e Espalhamento Compton, e sua soma com keV.....	49
Figura 4.5 Gerações de Tomógrafos	50
Figura 4.6 Densidade Tomográfica de uma Célula Cilíndrica com Salmoura.....	51
Figura 4.7 Densidade Tomográfica de uma Célula Cilíndrica com Solução de KI	52
Figura 7.1 Programa Visual para Cálculo da Saturação de Óleo	69
Figura 7.2 Programa Visual para Cálculo da Porosidade	70
Figura 8.1 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,1$	80
Figura 8.2 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,2$	81
Figura 8.3 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,3$	82
Figura 8.4 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,4$	83
Figura 8.5 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,5$	84

	pág.
Figura 8.6 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,6$	85
Figura 8.7 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,7$	86
Figura 8.8 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,8$	87
Figura 8.9 Variação da Porosidade na Seção $x_D = 0,9$	88
Figura 8.10 Porosidade x Distância - RB-582 (Tomografia).....	89
Figura 8.11 Efeito do Envelhecimento nas Curvas de Permeabilidades Relativas.....	90
Figura 8.12 Efeito da Viscosidade nas Curvas de Permeabilidades Relativas.....	91
Figura 8.13 Variação da Saturação de Óleo, na Seção Central, no Teste Linear.....	92
Figura 8.14 Evolução da Saturação de Óleo, na Seção Central, no Teste Linear	93
Figura 8.15 Saturação de Óleo x Distância	94
Figura 8.16 RB-582 Permeabilidades Relativas	95
Figura 8.17 df_w/dS_w x Saturação de Água.....	96
Figura 8.18 Modelo Teórico - Saturação de Água x Distância	97
Figura 8.19 Saturação de Água x Distância - Tomografia x Modelo Teórico	98
Figura 8.20 Saturação de Água x Distância - Tomografia x Modelo Teórico	99
Figura 8.21 Balanço Volumétrico x Tomografia RB-582	100
Figura 9.1 Amostra 1.....	101
Figura 9.2 Posições Tomografadas na Amostra 1	102
Figura 9.3 Porosidade x Distância Amostra 1 $x_D = 0,1$	112
Figura 9.4 Porosidade x Distância Amostra 1 $x_D = 0,3$	113
Figura 9.5 Porosidade x Distância Amostra 1 $x_D = 0,5$	114
Figura 9.6 Porosidade x Distância Amostra 1 $x_D = 0,7$	115
Figura 9.7 Porosidade x Distância Amostra 1 $x_D = 0,9$	116
Figura 9.8 Porosidade x Distância Amostra 1 (Tomografia).....	117
Figura 9.9 Esquema de Poços para Confinamento do <i>five-spot</i> Central.....	118
Figura 9.10 Linhas de Fluxo no <i>five-spot</i> Central.....	119
Figura 9.11 Permeabilidades Relativas Sistema Água/Emca RB-103	120
Figura 9.12 Fluxo Fracionário de Água Sistema Água/Emca RB-103	121

	pág.
Figura 9.13 df_w/dS_w x Saturação de Água Sistema Água/Emca RB-103.....	122
Figura 9.14 Saturação de Água x Distância - $x_D = 0,1$ Modelo Teórico	123
Figura 9.15 Saturação de Água x Distância - $x_D = 0,3$ Modelo Teórico	124
Figura 9.16 Saturação de Água x Distância - $x_D = 0,5$ Modelo Teórico	125
Figura 9.17 Saturação de Água x Distância - $x_D = 0,7$ Modelo Teórico	126
Figura 9.18 Saturação de Água x Distância - $x_D = 0,9$ Modelo Teórico	127
Figura 9.19 Posição da Frente de Injeção em Função do Tempo em 1/4 de <i>five-spot</i>	128
Figura 9.20 Variação da Saturação de Óleo na Seção Central no Teste na Amostra 1.....	129
Figura 9.21 Saturação de Óleo x Distância $x_D = 0,5$	130
Figura 9.22 Saturação de Óleo x Distância $x_D = 0,5$	131
Figura 9.23 Saturação de Óleo x Distância $x_D = 0,5$	132
Figura 9.24 Saturação de Óleo x Distância $x_D = 0,5$	133
Figura 9.25 Evolução da Saturação de Óleo na Seção Central no Teste na Amostra 1.....	134
Figura 9.26 Saturação de Óleo x Distância $x_D = 0,5$	135
Figura 9.27 Saturação de Óleo x Distância $x_D = 0,5$	136
Figura 9.28 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,1$	137
Figura 9.29 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,1$	138
Figura 9.30 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,1$	139
Figura 9.31 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,3$	140
Figura 9.32 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,3$	141
Figura 9.33 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,3$	142
Figura 9.34 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,5$	143
Figura 9.35 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,5$	144
Figura 9.36 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,5$	145
Figura 9.37 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,7$	146
Figura 9.38 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,7$	147
Figura 9.39 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,7$	148

	pág.
Figura 9.40 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,9$	149
Figura 9.41 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,9$	150
Figura 9.42 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,9$	151
Figura 9.43 Saturação de Água x Distância $t_D = 0,0$ (SWR)	152
Figura 9.44 Saturação de Água x Distância $t_D = 0,09$	153
Figura 9.45 Saturação de Água x Distância $t_D = 0,31$	154
Figura 9.46 Saturação de Água x Distância $t_D = 0,53$	155
Figura 9.47 Saturação de Água x Distância $t_D = 0,75$	156
Figura 9.48 Saturação de Água x Distância $t_D = 0,98$	157
Figura 9.49 Saturação de Água x Distância $t_D = 1,20$	158
Figura 9.50 Saturação de Água x Distância $t_D = 3,20$	159
Figura 9.51 Saturação de Água x Distância $t_D = 9,24$	160
Figura 9.52 Saturação de Óleo x Distância	161
Figura 9.53 Saturação de Óleo x Distância	162
Figura 9.54 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,1$ Modelo Teórico x Tomografia.....	163
Figura 9.55 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,1$ Modelo Teórico x Tomografia.....	164
Figura 9.56 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,3$ Modelo Teórico x Tomografia.....	165
Figura 9.57 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,3$ Modelo Teórico x Tomografia.....	166
Figura 9.58 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,5$ Modelo Teórico x Tomografia.....	167
Figura 9.59 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,5$ Modelo Teórico x Tomografia.....	168
Figura 9.60 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,7$ Modelo Teórico x Tomografia.....	169
Figura 9.61 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,7$ Modelo Teórico x Tomografia.....	170
Figura 9.62 Saturação de Água x Distância $x_D = 0,9$ Modelo Teórico x Tomografia.....	171

Figura 9.63	Saturação de Água x Distância $x_D = 0,9$ Modelo Teórico x Tomografia.....	pág. 172
Figura 9.64	Histórico de Produção - Modelo Teórico x Experimental.....	173
Figura 9.65	Balanço Volumétrico x Tomografia.....	174

NOMENCLATURA

Letras Minúsculas

f_{w2}	Fração de água na face de saída
f_{o2}	Fração de óleo na face da saída
q	Vazão volumétrica
k	Permeabilidade
k_r	Permeabilidade relativa
g	Aceleração da gravidade
s	Distância na direção do fluxo
z	Coordenada vertical
f	Fração de fluido
x	Abcissa
y	Ordenada
t_D	Tempo adimensional $\left(t_D = \frac{VPI}{(1 - S_{oR} - S_{wR})} \right)$
b	Constante = $9,9 \times 10^{-24}$
h	Perda de Carga
v	Velocidade

Letras Maiúsculas

A	Área
K	Constante de proporcionalidade igual a k/μ
L	Comprimento
P	Pressão

P_c	Pressão capilar
S	Saturação dos fluidos
S_{w2}	Saturação de água na face de saída
VPI	Volume poroso injetado
I_R	Injetividade relativa
W_i	Volume acumulado de água injetada
P_D	Pressão adimensional $\left(P_D = \frac{K_{Ro} s_{wR} h P}{q \mu_o} \right)$
P_{Do}	Pressão de referência adimensional
$\bar{Z}$	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
A^*, B^*, C^*	Constantes de calibração do tomógrafo na equação da densidade
E_1, E_2	Níveis de energia utilizados para determinação de saturações em sistemas trifásicos

Subscritos

w	Água
o	Óleo
g	Gás
E_1, E_2	Níveis de energia
D	Adimensional
x	Direção do eixo x
y	Direção do eixo y
R123	Rocha saturada com os fluidos 1, 2 e 3
R12	Rocha saturada com os fluidos 1 e 2

R1	Rocha saturada com fluido 1
R2	Rocha saturada com fluido 2
M	Rocha matriz
1	Fluido 1
2	Fluido 2
3	Fluido 3

Sobrescrito

M	Monofásico
---	------------

Letras Gregas

μ	Viscosidade
ρ	Densidade
α	Ângulo de inclinação da amostra em relação a um plano horizontal
θ	Porosidade
λ	Mobilidade
ψ	Coefficiente de atenuação linear
τ	Coefficiente de absorção fotoelétrica
σ_a	Coefficiente de absorção Compton
σ_s	Coefficiente de espalhamento Compton
σ	Coefficiente de efeito Compton
ϑ	Vazão volumétrica por unidade de área

1. INTRODUÇÃO

Métodos convencionais de Raios-X, para estudar recuperação de óleo em laboratório, tiveram as primeiras aplicações cerca de três décadas atrás. O interesse por essa técnica diminuiu no final da década de 60, crescendo novamente no início dos anos 80 com o advento da Tomografia Computadorizada de Raios-X.

Tomografia Computadorizada de Raios-X (TC) é uma técnica de imagem radiológica desenvolvida na Grã Bretanha, em 1972, por Hounsfield. A TC revolucionou a radiologia médica produzindo imagens anatômicas de extraordinária precisão e detalhe clínico.

Restrita inicialmente a aplicações na área médica, esta técnica evoluiu consideravelmente ao longo dos anos. Desde os ultrapassados tomógrafos de primeira geração, que gastavam cerca de 5 minutos para realizar uma varredura, até os modernos equipamentos de quarta geração capazes de efetuar uma varredura completa em poucos segundos, um grande salto tecnológico ocorreu.

Na indústria do petróleo, a utilização dessa técnica visa, desde auxiliar um programa de amostragem de testemunhos, passando por estudos de mecânica das rochas, caracterização mineralógica, até estudos de fluxo multifásico. Os recentes esforços no desenvolvimento da TC aplicada à essa área, têm sido dirigidos principalmente para a análise de amostras. O principal objetivo é o monitoramento dinâmico e quantitativo de experimentos de fluxo bi ou trifásico em laboratório. Esses experimentos são largamente utilizados na indústria do petróleo, para modelar o comportamento de reservatórios durante

os processos de recuperação primários, secundários e terciários. Diversos métodos têm sido utilizados para determinar a saturação de fluidos, e mesmo visualizar o deslocamento desses fluidos durante um experimento de fluxo. Modelos transparentes (Van Meurs, 1957), resistividade (Leverett, 1939), absorção de microondas (Parsons, 1975), ressonância magnética nuclear (NMR) (Saraf *et ali*, 1967), atenuação de Raios-X e Raios-Gama (Boyer *et ali*, 1947), injeção de rádio-isótopos (Castellana *et ali*, 1980), radiografia de neutrons (Snell, 1959) e susceptibilidade magnética (Whalen, 1954) são exemplos desses métodos. Todas essas técnicas, além de restrições experimentais, fornecem somente valores médios areais para as saturações. A maior vantagem da TC sobre esses métodos é a de poder gerar imagens dinâmicas tridimensionais de um processo de deslocamento, em condições de pressão e temperatura de reservatório. Entre os principais tópicos que podem ser investigados com a TC destacam-se :

- . Permeabilidades relativas (bi ou trifásicas).
- . Dispersão.
- . Digitação viscosa (fluxo com *fingers*)
- . Segregação gravitacional.
- . Controle de mobilidade.
- . Molhabilidade.
- . Fluxo em meios porosos heterogêneos.
- . Mapeamento de processos especiais de recuperação de petróleo.
- . Calibração de simuladores numéricos.
- . Caracterização de reservatórios.

Wang *et ali* (1984) foram os primeiros pesquisadores a publicar aplicações de TC em estudos de fluxo multifásico em meio poroso. Eles reproduziram as imagens da distribuição de saturações durante um deslocamento (líquido-líquido) imiscível em amostras do arenito Berea. Withjack *et ali* (1988) descreveram técnicas para a avaliação de propriedades de rocha e visualização do fluxo de fluidos. Hicks (1990) reportou resultados

de porosidade e distribuição de óleo residual em amostras heterogêneas de carbonatos. Ele calculou, também, semivariogramas e distribuições de porosidade com a finalidade de quantificar heterogeneidades das amostras de rocha. Lenormand *et al* (1990) compararam os resultados numéricos de uma injeção de gás imiscível com aqueles obtidos via TC. Fransham *et al* (1986), Sedgwick *et al* (1988), Cuthiell *et al* (1988) e Kantzas *et al* (1989) reportaram estudos de visualização de fluxo, em testes de deslocamento com óleo pesado. Honarpour *et al* (1986), Bergosh *et al* (1987), Kantzas *et al* (1991) e Jasti *et al* (1990) aplicaram a TC em estudos de caracterização de reservatórios. Heterogeneidades de rocha, barreiras de permeabilidade, fraturas e suas orientações e identificação de minerais foram alguns dos tópicos abordados. Hunt *et al* (1987) apresentaram a primeira técnica detalhada para a utilização da TC em análise de testemunhos. Moss *et al* (1990) avaliaram sistemas de dupla porosidade e Liu *et al* (1990) o fluxo transiente de espuma em meio poroso linear.

Wellington e Vinegar (1988) avaliaram a injeção de CO₂ em modelos lineares inconsolidados. Foram pioneiros na utilização de dupla energia para determinar saturações em sistemas trifásicos. Discutiram os níveis ótimos de energia, a escolha de dopantes e apresentaram sugestões para o projeto de células de alta pressão para uso na TC. Além disso derivaram as equações fundamentais da TC para aplicações na engenharia de reservatórios e listaram exemplos de aplicações em diversas áreas, tais como : medidas de compressibilidade e compactação , caracterização de testemunhos, correlação de testemunhos com perfis de poços, estudos de fluxo multifásico em meios porosos, etc..

Peters *et al* (1990) conduziram testes de deslocamento miscíveis e imiscíveis em amostras inconsolidadas para visualização de fluxo. Sugeriram que modelos numéricos podem ser calibrados com os perfis de saturação gerados pela TC.

As figuras 1.1 a 1.4 são exemplos de aplicação da TC para caracterização de testemunhos. A figura 1.1 é o tomograma de um arenito com óleo onde pode-se ver

claramente o sistema de fraturas. As fraturas estão preenchidas por ar , por isso têm baixa densidade tomográfica e aparecem como listras escuras na figura. A figura 1.2 é o tomograma de um conglomerado fino que internamente mostra grãos grandes distribuídos de modo não uniforme na amostra. Pode-se identificar também, algumas estruturas inclinadas de elevada densidade tomográfica (listras claras), que devem ter baixa porosidade e funcionar como barreiras de fluxo. A figura 1.3 é o tomograma de um calcáreo que externamente se mostrava bastante homogêneo. Internamente, no entanto, pode-se identificar regiões de alta porosidade (regiões escuras). A figura 1.4 é o tomograma de um conglomerado grosseiro (classificação ditada pelo aspecto externo da amostra). Internamente não foi possível identificar diferenças na granulometria que justificassem essa classificação. Os pontos claros, distribuídos na amostra, indicam a presença de algum mineral de alta densidade. Regiões de maior porosidade (regiões mais escuras) são visíveis na parte inferior do tomograma.

No Brasil as primeiras aplicações da TC, enfocando o estudo do fluxo de fluidos em meios porosos, foram realizadas por Crestana (1985) na Universidade Estadual de São Carlos. O primeiro trabalho visando especificamente a área de engenharia de petróleo foi desenvolvido na Universidade Estadual de Campinas por Paiva e Arruda (1990).

A Petrobrás através do seu centro de pesquisas , CENPES, vem também desenvolvendo esforços nessa área, visando aplicar a TC nos estudos de seus reservatórios. Nesse contexto se insere esse trabalho, que tem como principais objetivos o domínio e a implantação da Tomografia Computadorizada de Raios-X aplicada à indústria do petróleo.

Neste trabalho foram realizados dois testes de deslocamento para estudos de visualização de fluxo e determinação quantitativa de porosidades e saturações de fluidos. Os dois deslocamentos foram injeções imiscíveis (água-óleo) em amostras consolidadas do Afloramento Rio Bonito. Um dos experimentos foi um teste linear (deslocamento

unidimensional) e seus resultados foram comparados com a teoria do avanço frontal proposta por Buckley e Leverett. O outro foi realizado sobre uma amostra em forma de paralelepípedo, de modo a simular 1/4 de *five-spot*, e os resultados comparados com um modelo semi analítico de linhas de fluxo.

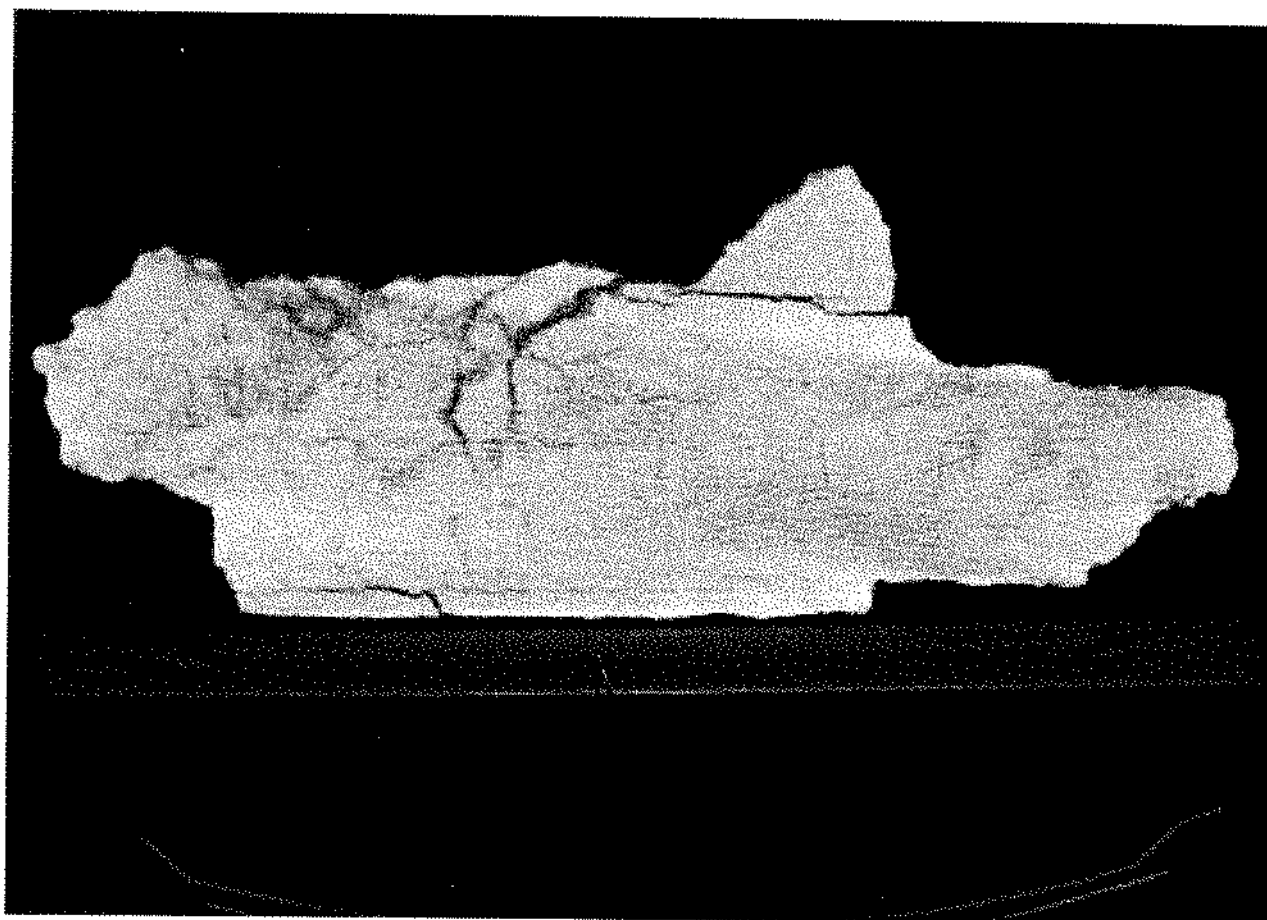


FIGURA 1.1 - TOMOGRAMA 1 - ARENITO COM ÓLEO

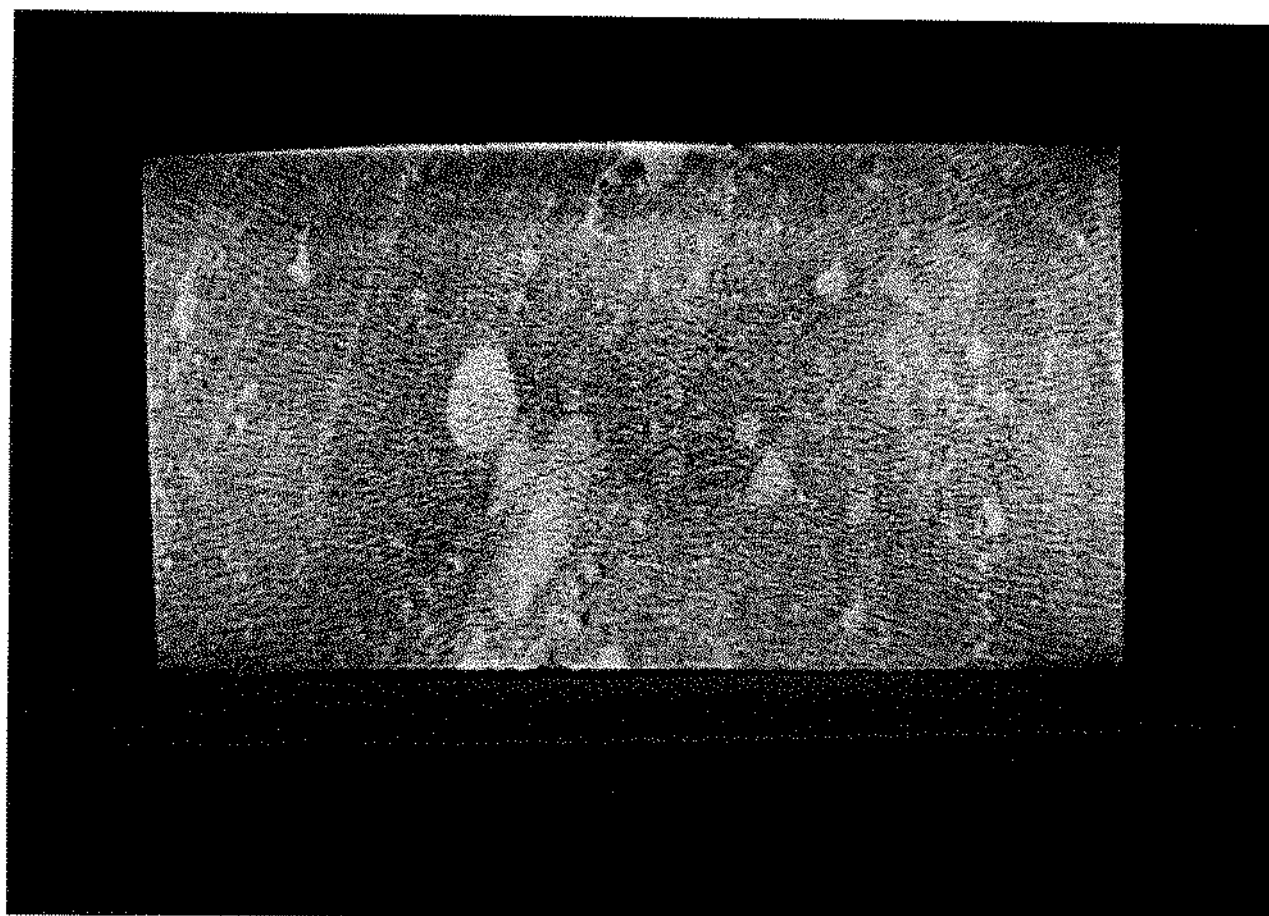


FIGURA 1.2 - TOMOGRAMA 2 - CONGLOMERADO FINO

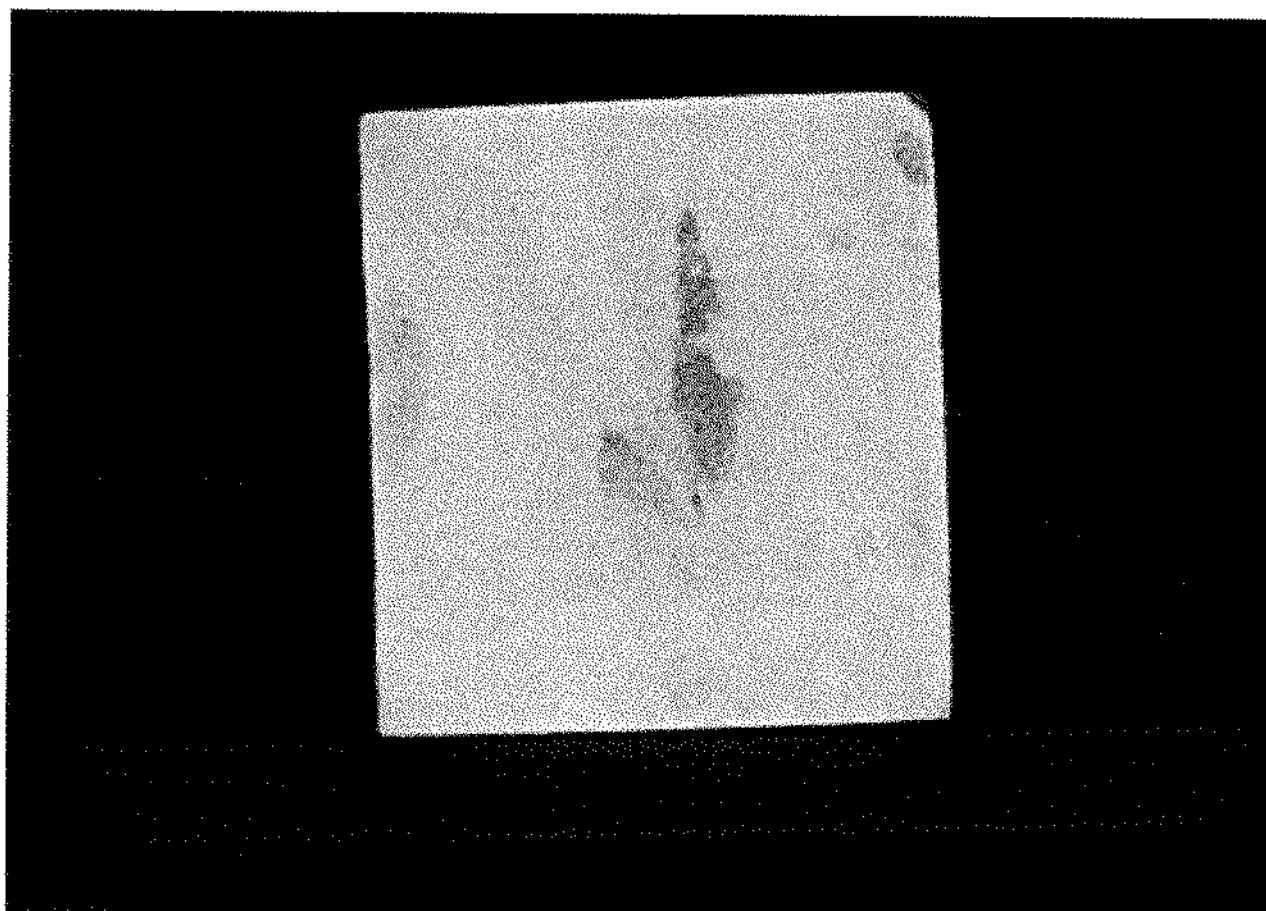


FIGURA 1.3 - TOMOGRAMA 3 - CALCÁREO

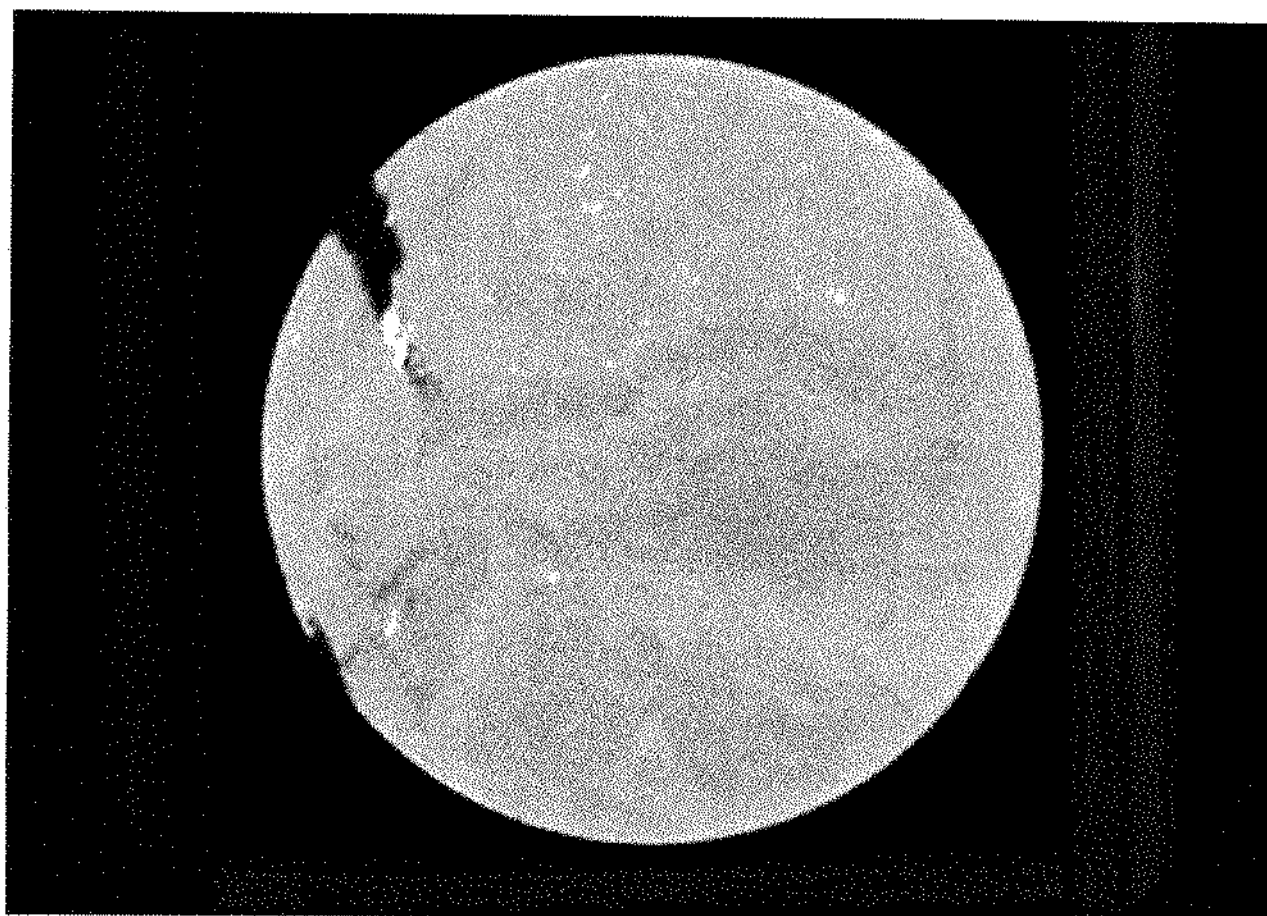


FIGURA 1.4 - TOMOGRAMA 4 - CONGLOMERADO GROSSEIRO

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Foram realizados ao longo do trabalho oito experimentos de fluxo em amostras cilíndricas, e um em amostra em forma de paralelepípedo simulando a quarta parte de uma configuração de injeção de cinco pontas, conhecida na literatura técnica de petróleo como *five-spot*. Dois desses testes, um linear e o *five-spot*, foram realizados em um tomógrafo médico de modo a se obter os perfis de saturação de fluidos via técnica da tomografia computadorizada.

Todos os testes foram realizados em amostras de rocha do afloramento Rio Bonito, extraídas de blocos que foram coletados no km. 228 da Rodovia do Café no Estado do Paraná. O afloramento Rio Bonito é um arenito consolidado, com propriedades permoporosas similares às encontradas em formações areníticas produtoras de petróleo.

As amostras foram extraídas, cortadas com água e então calcinadas por seis horas à temperatura de 600°C. A seguir foram impermeabilizadas com uma camada fina de resina epoxi e conectados flanges de acrílico com ranhuras radiais para funcionarem como difusores de fluxo na injeção de fluidos. Nos modelos lineares (amostras cilíndricas) a impermeabilização foi feita somente no sentido longitudinal e os flanges conectados nas duas extremidades. Na amostra em forma de paralelepípedo, como a injeção e produção dos fluidos seria em dois vértices opostos, as quinas não foram impermeabilizadas. Os flanges, nesse caso, foram cantoneiras de acrílico ajustadas nas regiões expostas, de modo a simular um poço atravessando toda a formação arenítica. Após a colocação dos flanges as amostras foram encapsuladas com uma camada de cerca de 4 cm de resina epoxi. As figuras 2.1 e 2.2 mostram as etapas de encapsulamento dos modelos utilizados nos testes.

Com os modelos encapsulados iniciou-se a fase de caracterização dos meios porosos. Foram determinadas a porosidade pela técnica de expansão de gás e a permeabilidade absoluta ao nitrogênio de todas as amostras. Na amostra que simulou o *five-spot* foi realizado um estudo de fluxo que consistiu na análise de todas as possibilidades injeção/produção envolvendo os vértices do modelo. Verificou-se que a amostra era uniforme, não apresentando distorções de permeabilidade em nenhuma das direções analisadas. Esse estudo foi repetido nas etapas posteriores de saturação da amostra com água e óleo, e serviu como base para a definição da posição dos poços de injeção e produção. Concluídos os estudos com nitrogênio, as amostras foram submetidas ao vácuo por períodos que variaram entre 12 e 24 horas e, quando alcançada uma pressão de vácuo de 0,01 mbar, saturadas com uma solução de água destilada com 30 000 ppm de NaCl e 60 000 ppm de KI. A adição de NaCl tinha como finalidade não alterar significativamente as argilas remanescentes, e a de iodeto de potássio atuar como um dopante de modo a aumentar o contraste entre os fluidos, quando da tomografia das amostras. Em seguida, foram medidas a permeabilidade à água e a porosidade pelo método gravimétrico de todas as amostras. No passo seguinte foram saturadas com óleo e então determinadas suas permeabilidades efetivas ao óleo. Nesse estágio as amostras estavam prontas para os experimentos de fluxo. A tabela 2.1 mostra a relação das amostras bem como suas principais propriedades determinadas até essa fase.

A amostra RB-582 utilizada no teste linear no tomógrafo e a amostra 1, que simulou o teste em *five-spot* também no tomógrafo, foram tomografadas secas, saturadas com água e na saturação de óleo inicial (com água residual) para determinação de porosidades e saturações via tomografia computadorizada.

Do conjunto de amostras lineares, seis foram utilizadas para a determinação das curvas de permeabilidade relativa com o sistema água/Nujol e duas com o sistema

TABELA 2.1

Amostras Utilizadas nos Experimento de Fluxo

AMOSTRA	k(N ₂) mD	k _w mD	k _o (S _{wR}) mD	S _{oi} (%)	Porosidade (G) (%)
RB-103	499	271	370,0	67,52	19,95
RB-180	643	149	350,2	69,10	14,62
RB-183	487	109	271,4	65,04	16,45
RB-187	565	129	273,9	78,32	18,77
RB-189	491	147	399,8	64,02	18,35
RB-345	960	204	580,6	59,70	17,43
RB-423	949	270	671,3	65,38	14,72
RB-446	523	337	389,3	59,87	19,01
RB-582	173	125	127,0	69,35	19,83
AMOSTRA 1	-	94,9	10,85	60,47	16,93

água/Emca. Emca e Nujol são dois óleos minerais disponíveis comercialmente com propriedades físico-químicas bem definidas.

Para a realização dos experimentos de fluxo foi montado um sistema móvel que pudesse ser transportado para a sala do tomógrafo. Uma bomba cromatográfica de vazão constante foi usada para deslocar os fluidos armazenados em vasos de acrílico. O deslocamento da água de injeção foi feito com auxílio de um vaso contendo óleo mineral, Emca ou Nujol. O sistema foi montado para que a bomba injetasse água destilada no fundo do vaso com óleo, o qual estava conectado na parte superior do vaso com água de injeção. O meio poroso por sua vez foi conectado na parte inferior do vaso com água de injeção. Desse modo pela diferença de densidades entre os fluidos (água destilada, óleo e água de injeção) o óleo funcionava como um pistão entre a água destilada e a água de injeção. A pressão de injeção foi monitorada em todos os testes em pontos estratégicos, através de

sensores de pressão providos de conversores analógico/digitais. As figuras 2.3 e 2.4 mostram o esquema e o arranjo final do sistema móvel, respectivamente.

As tomografias foram realizadas em um tomógrafo General Electric modelo CT 9800 de uso médico, instalado no Hospital das Clínicas da Unicamp. O CT 9800 é um tomógrafo de terceira geração com 742 detetores de gás xenônio. O tubo de Raios-X e o conjunto de detetores estão localizados na parte interna da cavidade de exame.

O tubo pode operar em 3 níveis de energia, 80 kV, 120 kV e 140 kV, e a intensidade de corrente em cada nível pode variar de 10 mA a 300 mA. A abertura total do local onde os pacientes são examinados é de 70 cm de diâmetro, e o CT 9800 permite que se escolha um campo de visão adequado ao objeto que se quer tomografar (máximo de 48 cm).

O tempo de varredura pode variar de 1,3 a 8 segundos e o intervalo entre duas varreduras sucessivas é menor que 1 segundo quando a técnica dinâmica é empregada. A varredura dinâmica consiste em uma série de varreduras executadas na mesma posição do corte tomográfico da amostra (em tempos diferentes), ou em diferentes posições da mesma. Desse modo pode-se avaliar a variação da densidade tomográfica com o tempo para a amostra em análise.

As espessuras das fatias tomográficas podem ser de 1,5mm, 3 mm, 5 mm e 10 mm, e os círculos padrões para reconstrução das imagens dos pacientes 25 cm, 34,5 cm e 48 cm. A espessura da fatia define a espessura do voxel e nos dá a precisão da técnica tomográfica, pois os dados medidos serão médios na espessura considerada. A matriz de reconstrução define o tamanho do pixel e diz respeito à qualidade da imagem final. No CT 9800 podia-se escolher matrizes quadradas de 256, 320 ou 512 pixels para reconstrução da imagem.

A mesa para os pacientes, no CT 9800, é de alta precisão com controle manual ou automático dependendo da necessidade. Para os nossos exames, foram confeccionadas placas de acrílico com ajuste perfeito na mesa. As placas eram providas de orifícios para fixação das amostras evitando movimentos que pudessem causar efeitos indesejáveis nas tomografias durante os experimentos. O posicionamento dos modelos na mesa deve ser feito com cuidado, garantindo-se que estão sendo tomografadas as mesmas seções nas diferentes etapas do teste. Nos dois testes realizados no tomógrafo foram feitas marcas nos modelos com o auxílio do feixe de luz instalado na cavidade de exame. Essas marcas serviram como referências durante as tomografias de cada fase do experimento.

Os parâmetros de técnica tomográfica, como são normalmente conhecidos a voltagem (kV) e a miliamperagem (mA) de operação do tubo, foram selecionados em tomografias de rochas e fluidos específicas. Para isso foram preparadas amostras de rocha e fluidos utilizados nos testes. Essas amostras foram tomografadas em todos os níveis de energia e intensidades de corrente para que se pudesse escolher os parâmetros mais indicados. Concluídas as análises, selecionou-se 140 kV e 170 mA como parâmetros de técnica tomográfica. A espessura das fatias em todos os testes tomografados foi de 1,5 mm. A matriz de reconstrução das imagens foi de 512 pixels para um campo de visão de 18 cm. Com esses parâmetros o tempo necessário para cada varredura foi de 3 segundos.

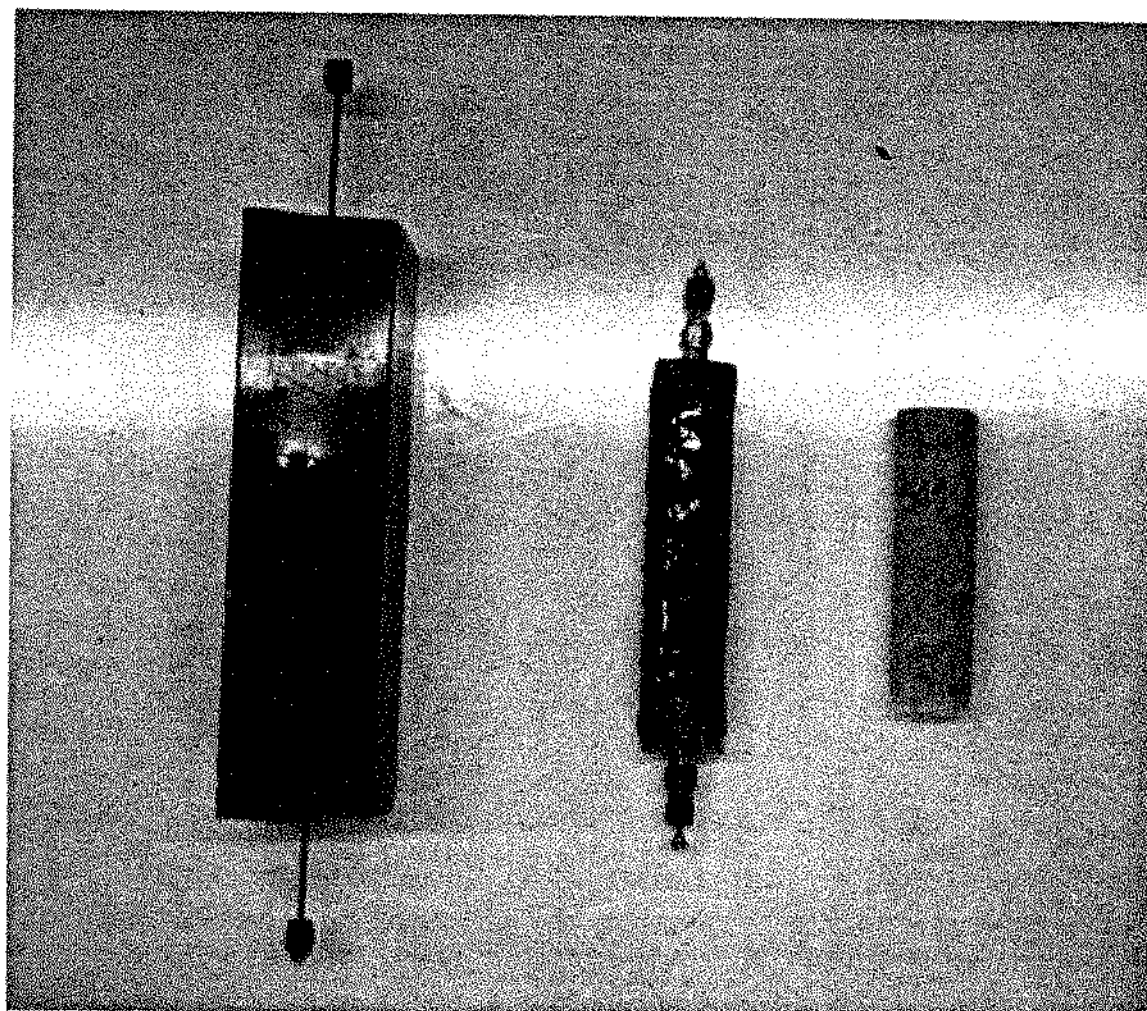


Figura 2.1 – ENCAPSULAMENTO DOS MODELOS LINEARES.

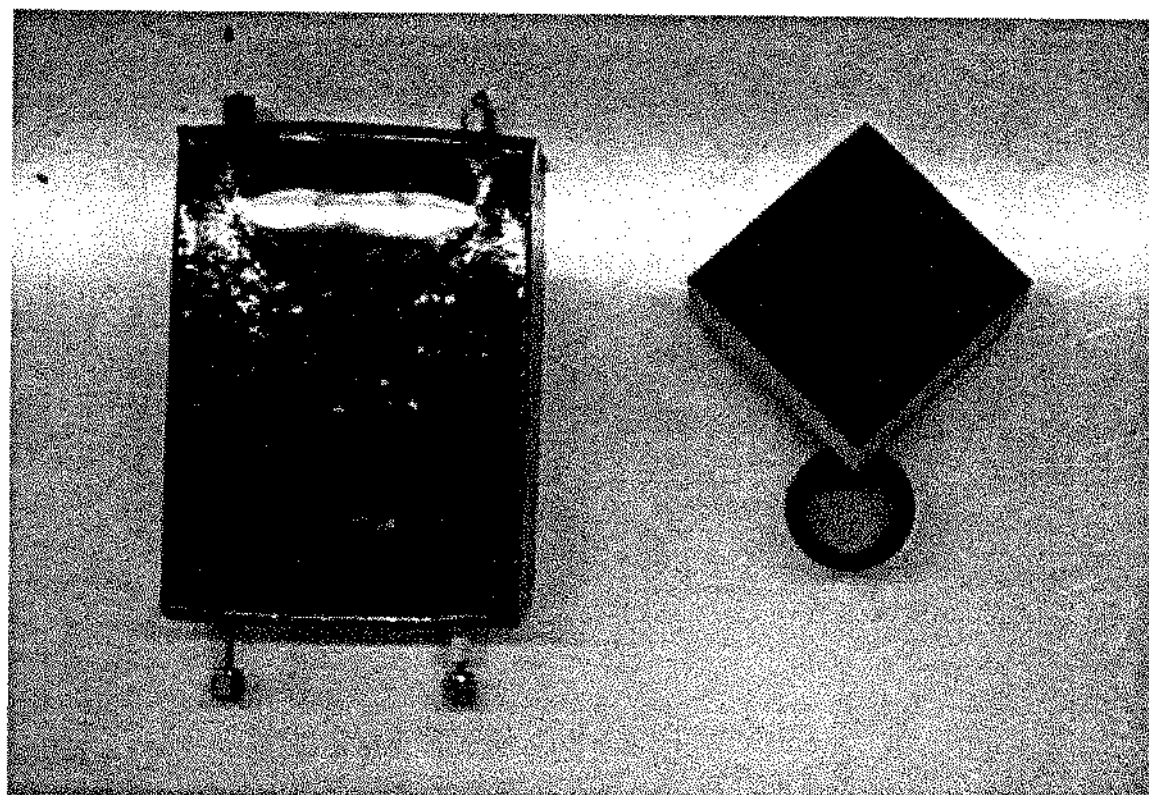
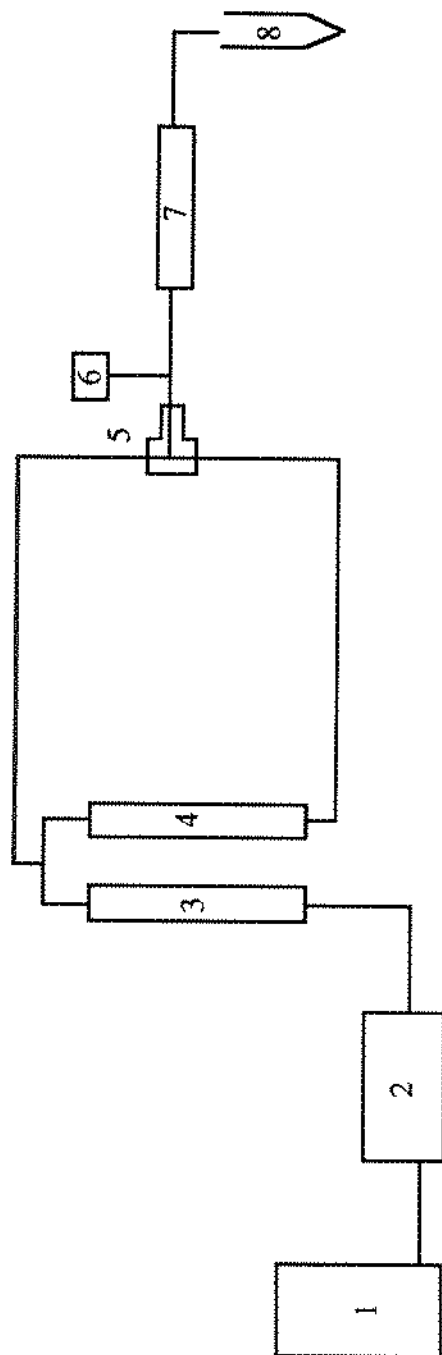


Figura 2.2 – ENCAPSULAMENTO DO MODELO BIDIMENSIONAL.



1. Vaso com água destilada
2. Bomba
3. Vaso com óleo mineral
4. Vaso com água de injeção
5. Válvula de 3 vias para seleção do fluxo
6. Sensor de pressão
7. Meio poroso
8. Coletor de fluidos

Figura 2.3 - Esquema dos Testes de Delocamento

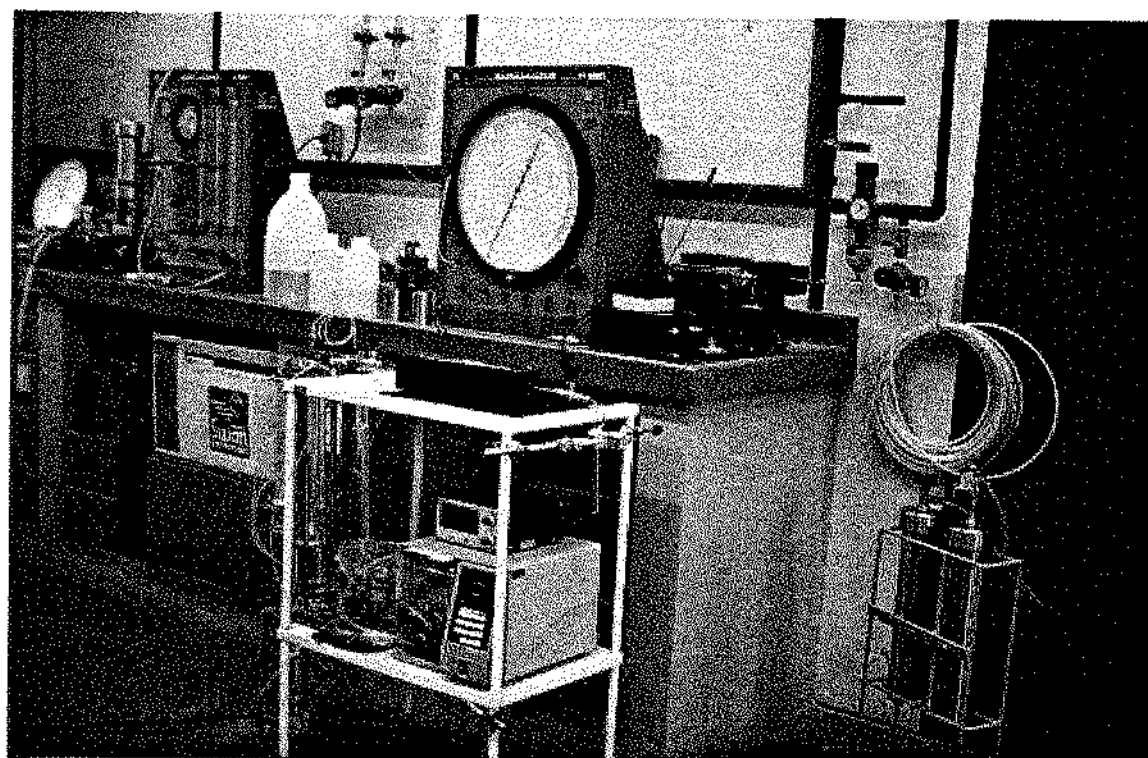


Figura 2.4 – SISTEMA MOVEL PARA TESTES DE DESLOCAMENTO.

3. MODELAGEM TEÓRICA

Nesta seção far-se-á um resumo dos modelos teóricos envolvidos em cada experimento. Afim de facilitar a explanação, os modelos serão abordados de acordo com o tipo de experimento realizado. Assim, inicialmente será vista a modelagem mais comum utilizada para obtenção das curvas de permeabilidades relativas, em seguida a teoria do avanço frontal que foi empregada para modelar a injeção de água no teste linear e, por fim, a teoria dos canais de fluxo que modelou o teste na amostra 1.

3.1. Permeabilidades Relativas

Em 1856 Henry P. Darcy, após um estudo de filtragem de água em areias saturadas, determinou que a vazão de água através de um filtro de areia podia ser descrita pela equação:

$$q = KA \frac{\Delta h}{L} \quad 3.1$$

onde:

- q - vazão volumétrica de água através do filtro de areia
- A - área da seção transversal do filtro
- L - comprimento do filtro
- Δh - perda de carga entre a entrada e a saída do filtro
- K - constante

A lei de Darcy, como ficou conhecida, foi mais tarde modificada para descrever o fluxo de outros fluidos além da água, e a constante de proporcionalidade K foi substituída

por $\frac{k}{\mu}$ onde k é uma propriedade do material poroso (permeabilidade) e μ uma propriedade do fluido (viscosidade). A partir dessas modificações a lei de Darcy pode ser escrita de uma forma geral como:

$$\vartheta = \frac{k}{\mu} \left[\rho g \frac{dz}{ds} - \frac{dP}{ds} \right] \quad 3.2$$

onde:

- s - distância na direção do fluxo
- ϑ - 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 de s

Uma forma mais útil da lei de Darcy pode ser obtida assumindo-se que uma rocha contendo mais que um fluido tem uma permeabilidade efetiva para cada fluido, a qual é função da saturação desse fluido na rocha. A permeabilidade efetiva de cada fase é independente das outras fases e as fases devem ser imiscíveis. No caso da rocha conter somente um fluido (100% saturada), a permeabilidade efetiva é igual à permeabilidade absoluta da amostra.

Definindo permeabilidade relativa como a razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta, a lei de Darcy pode ser generalizada para sistemas rocha/fluido com 3 fases fluidas do seguinte modo:

$$\vartheta_o = \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \left(\rho_o g \frac{dz}{ds} - \frac{dP}{ds} \right) \quad 3.3$$

$$\vartheta_g = \frac{k k_{rg}}{\mu_g} \left(\rho_g g \frac{dz}{ds} - \frac{dP}{ds} \right) \quad 3.4$$

$$\vartheta_w = \frac{k k_{rw}}{\mu_w} \left(\rho_w g \frac{dz}{ds} - \frac{dP}{ds} \right) \quad 3.5$$

onde os subscritos o, g, w referem-se a óleo, gás e água, respectivamente. k_{ro} , k_{rw} e k_{rg} são as permeabilidades relativas dos três fluidos nas respectivas saturações das fases no meio poroso.

A Lei de Darcy é a base para todos os cálculos envolvendo fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo, notadamente os modernos simuladores numéricos. Portanto a curva de permeabilidade relativa *versus* saturação para as fases envolvidas deve ser determinada antes de qualquer estudo de reservatório.

Diversos métodos de obtenção dessas curvas são citados na literatura especializada, tanto para sistemas bifásicos como trifásicos. Nesse trabalho enfocaremos apenas sistemas bifásicos já que os experimentos tinham como finalidade avaliar o deslocamento do óleo pela água em amostras do afloramento Rio Bonito.

A permeabilidade relativa para cada fase pode ser medida em uma amostra de rocha por métodos de regime de fluxo permanente e não permanente.

Nos métodos permanentes injetam-se os dois fluidos na amostra com vazões conhecidas, até que ocorra o equilíbrio das saturações e pressão. As permeabilidades efetivas são calculadas simplesmente aplicando-se a lei de Darcy a cada uma das fases. As maiores dificuldades do método consistem na determinação precisa das saturações dos fluidos, correspondentes a cada razão de vazão dos fluidos injetados, e na obtenção de uma

saturação uniforme dos mesmos na amostra. O principal problema no projeto do experimento é eliminar ou reduzir o gradiente de saturação causado pelos efeitos de pressão capilar na extremidade da amostra. Além disso, o tempo necessário para se atingir o regime permanente faz com que o método seja demorado.

Os métodos de medição de permeabilidade relativa em regime não permanente são mais rápidos, porém em contrapartida, sua análise matemática é bem mais complexa. A teoria desenvolvida por Buckley e Leverett, e posteriormente extendida por Welge, é geralmente usada nos métodos de regime não permanente. Leverett, em 1941, combinou a lei de Darcy com a definição de pressão capilar na forma diferencial e obteve:

$$f_{w2} = \frac{1 + \frac{k_o}{\vartheta \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_o}{k_w} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad 3.6$$

onde:

- f_{w2} - fração de água na saída da amostra
- ϑ - vazão volumétrica por unidade de área da amostra
- α - ângulo de inclinação da amostra em relação a um plano horizontal
- $\Delta \rho$ - diferença de densidade entre as fases deslocante e deslocada

Para o caso de fluxo horizontal e pressão capilar desprezível, Welge mostrou posteriormente que a equação 3.6 implica que:

$$S_{w2} = \bar{S}_w - f_{o2} \cdot VPI \quad 3.7$$

onde o subscrito 2 indica a face de saída da amostra

e

VPI - volume acumulado de água injetada em volumes porosos

f_{o2} - fração de óleo na saída da amostra

$\bar{S}_w$ - saturação média de água na amostra

S_{w2} - saturação de água na face de saída da amostra

VPI e $\bar{S}_w$ são valores determinados experimentalmente e f_{o2} é obtido da tangente à curva $\bar{S}_w \times VPI$.

Da definição de fluxo fracionário tem-se que:

$$f_{o2} = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad 3.8$$

Combinando essa equação com a lei de Darcy e desprezando os efeitos gravitacionais e pressão capilar, obtém-se:

$$f_{o2} = \frac{1}{1 + \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w}} \quad 3.9$$

Como as viscosidades dos fluidos são conhecidas, a razão de permeabilidades relativas pode ser obtida da equação acima.

Johnson *et ali* (1959) desenvolveram uma técnica de modo a calcular as permeabilidades relativas individuais de cada fase. Nesta técnica conhecida como método JBN, os autores introduzem o conceito de injetividade relativa I_R . Segundo Johnson, I_R em um tempo t qualquer seria a injetividade nesse tempo t dividida pela injetividade no início da injeção ou seja:

$$I_R = \frac{q/\Delta P}{(q/\Delta P)_{\text{no início da injeção}}} \quad 3.10$$

Logo, como em um experimento de fluxo a injetividade inicial é aquela em que se tem somente fluxo de óleo na amostra, nesse método a permeabilidade base é a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água residual.

As equações derivadas por Johnson *et al* foram:

$$k_{ro} = \frac{f_{o2}}{d(1/I_R VPI) / d(1/VPI)} \quad 3.11$$

e

$$k_{rw} = \frac{(1 - f_{o2})}{f_{o2}} \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro} \quad 3.12$$

A aplicação das equações descritas nesta seção pressupõe certas hipóteses básicas que devem ser respeitadas. A lei de Darcy de modo geral é válida para meios porosos homogêneos, logo a qualidade dos resultados é influenciada por heterogeneidades da amostra. As propriedades dos fluidos e a vazão ou pressão devem permanecer constantes durante todo o teste. O diferencial total de pressão ao longo da amostra deve ser pequeno quando comparado com a pressão de injeção para que se possa minimizar os efeitos de compressibilidade. O gradiente de pressão deve ser suficiente para que se possa negligenciar os efeitos de pressão capilar. Normalmente os testes de permeabilidade relativa são realizados com vazões altas, respeitando-se é claro os limites de aplicação da lei de Darcy, restrita ao caso de fluxo laminar. Altas vazões produzem um fluxo predominantemente convectivo, e tendem a diminuir os efeitos de extremidade causados

pela descontinuidade na pressão capilar que ocorre na extremidade da amostra. Embora não se possa eliminar esse efeito, é certo que com o aumento da velocidade dos fluidos a região afetada da amostra diminui.

Altas vazões e razões de viscosidades (μ_o/μ_w) podem, no entanto, causar fluxo instável com ocorrência de *fingers*. Nessas condições, uma análise criteriosa da estabilidade do fluxo deve ser realizada e, caso verificada a condição de instabilidade, reduzir a vazão e/ou ajustar as viscosidades de modo a permanecer dentro dos limites de aplicação do método.

Com altas vazões o experimento é rápido, no entanto o cálculo das permeabilidades é demorado, pois requer um trabalho de ajuste iterativo das curvas de pressão e saturação média de água *versus* VPI.

Outros métodos para o cálculo de permeabilidades relativas em regime não permanente, tais como as técnicas gráficas sugeridas por Jones e Roszelle (1978) e o método proposto pelo Instituto Francês de Petróleo (1965), são equivalentes ao método JBN. A diferença entre os métodos reside na permeabilidade base para o cálculo das permeabilidades relativas. No método JBN a permeabilidade base é a permeabilidade efetiva ao óleo na saturação de água conata, enquanto nos outros dois é a permeabilidade absoluta à água ou mesmo a permeabilidade absoluta determinada com fluxo de nitrogênio.

3.2 Teoria de Avanço Frontal

Em 1942 Buckley e Leverett apresentaram uma equação para descrever o deslocamento imiscível unidimensional. No caso de água deslocando óleo, a equação determina a velocidade de um plano de saturação constante de água viajando através de um sistema linear:

$$v_{S_w} = \frac{dx}{dt} \Big|_{S_w} = \frac{q}{A\theta} \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w} \quad 3.13$$

A dedução da equação de Buckley e Leverett pode ser encontrada no trabalho de Capelero Pinto (1991). As hipóteses básicas assumidas nas deduções são que não há transferência de massa entre as fases, e as fases são incompressíveis.

Nessa equação a velocidade do plano de saturação constante de água é diretamente proporcional à derivada do fluxo fracionário com relação àquela saturação de água. O uso do diferencial total na equação 3.13 pressupõe que os efeitos de pressão capilar foram negligenciados, e portanto f_w é função somente da saturação de água.

A integração da equação 3.13 com relação ao tempo produz:

$$x_{S_w} = \frac{W_i}{A\theta} \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w} \quad 3.14$$

onde W_i é o volume acumulado de água injetado. A condição inicial é que $W_i = 0$ no início da injeção, quando $t = 0$. Portanto, a um dado tempo após o início da injeção, a equação 3.14 permite determinar a posição dos diferentes planos de saturação de água.

A grande discussão em torno da aplicação dessa técnica é em relação à impossibilidade física da existência de múltiplas saturações em um dado ponto do reservatório. A solução para esse problema considera uma descontinuidade de saturação ou frente de choque. Como a teoria de Buckley e Leverett assume que S_w é contínua e diferenciável, ela não pode descrever a situação da frente. A primeira solução apresentada foi o balanço das áreas na curva S_w x distância, de modo a determinar a saturação e a posição da frente de choque.

Welge, em 1952, mostrou que a saturação da frente de choque pode ser obtida traçando-se a 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 $S_w = \bar{S}_w$. $\bar{S}_w$ é a saturação média de água atrás da frente de choque. O método de Welge para determinação da saturação da frente de choque requer que a curva do fluxo fracionário seja determinada para o range total de saturação 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 tem coordenadas (S_{wf} , f_{wf}). Jones e Roszelle sugerem que a curva de $f_w \times S_w$, para saturações menores que a saturação da frente, é uma reta, coincidindo com a tangente de Welge. A suposição da reta satisfaz a condição de velocidade constante para frente de choque, e introduz uma nova condição para as permeabilidades relativas que pode ser entendida através da equação do fluxo fracionário.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad 3.15$$

No experimento de fluxo unidimensional realizado nesse trabalho, inicialmente foi determinada a curva de permeabilidades relativas *versus* saturação de água pelo método JBN descrito na seção anterior. A seguir foi obtida a curva de $f_w \times S_w$ utilizando-se a equação 3.9. Através do método de Welge determinou-se a saturação da frente e então as derivadas de f_w com relação a S_w .

A partir daí, utilizando a equação 3.14 foram obtidos os perfis de saturação de água *versus* distância para os tempos correspondentes.

3.3 Modelo de Linhas de Fluxo

Para modelar o escoamento na amostra 1 de formato retangular simulando 1/4 de *five-spot*, foi utilizado um programa de computador baseado na metodologia dos canais de fluxo. O programa desenvolvido por Capelero Pinto foi modificado para atender às necessidades específicas deste trabalho.

Na geração dos canais utilizou-se a metodologia proposta por Regis K. Romeu (1985), a qual assume regime permanente e razão de mobilidades unitária. O algoritmo é bastante simples e é descrito a seguir.

Aplicando-se o princípio da superposição dos efeitos, a pressão adimensional em qualquer ponto da malha em estudo, devido à ação de um número N de poços, pode ser calculada através da seguinte equação:

$$P_D(x_D, y_D) = P_{D0} - \frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^N \frac{q}{q_i} \ln [(x_D - x_{Di})^2 + (y_D - y_{Di})^2] \quad 3.16$$

Supondo deslocamento pistão, a velocidade da frente de choque pode ser descrita como:

$$v_x = \frac{dx_D}{dt_D} = - \frac{\partial P_D}{\partial x_D} \quad 3.17$$

$$v_y = \frac{dy_D}{dt_D} = - \frac{\partial P_D}{\partial y_D} \quad 3.18$$

As equações de movimento podem ser aproximadas por:

$$x_D(t_D + \Delta t_D) = x_D(t_D) - \Delta t_D \frac{\partial P_D}{\partial x_D} \quad 3.19$$

$$y_D(t_D + \Delta t_D) = y_D(t_D) - \Delta t_D \frac{\partial P_D}{\partial y_D} \quad 3.20$$

Essas equações (3.19 e 3.20), aplicadas iterativamente para pequenos incrementos de tempo, determinam as posições sucessivas do canal.

Uma vez estabelecidos os canais, o fluxo no seu interior foi descrito segundo a modelagem teórica de Le Blanc e Caudle (1971), que fazem uma aproximação para razão de mobilidades não unitária.

Segundo Le Blanc e Caudle, o fluxo através de um canal pode ser representado pelas velocidades ao longo da linha de fluxo no centro do canal. Essas velocidades, por sua vez, são funções da distribuição de mobilidade dos fluidos ao longo da linha de fluxo.

A hipótese feita para razão de mobilidades não unitária é que a geometria de fluxo é a mesma que define o fluxo para o caso de razão de mobilidades unitária.

Mantendo-se constante a pressão nos poços de injeção e produção, as velocidades serão diferentes das do caso monofásico, uma vez que as mobilidades dos fluidos são diferentes. As mobilidades diferentes são descritas por intervalos discretos dentro dos quais assume-se mobilidade constante dos fluidos. O cálculo das velocidades para razão de mobilidades não unitária é feita de acordo com as seguintes expressões:

$$v_x = v_x^M \frac{(P_{Do}^M - P_{DL}^M)}{\lambda^M \sum_{K=1}^L \left(\frac{P_{DK-1}^M - P_{DK}^M}{\lambda_K} \right)} \quad 3.21$$

$$v_y = v_y^M \frac{(P_{Do}^M - P_{DL}^M)}{\lambda^M \sum_{K=1}^L \left(\frac{P_{DK-1}^M - P_{DK}^M}{\lambda_K} \right)} \quad 3.22$$

onde o sobrescrito M indica o caso monofásico e λ_K é a mobilidade total correspondente à saturação S_{wK} . As velocidades obtidas das equações acima consideram deslocamento pistão. No modelo de Le Blanc e Caudle os autores aplicam a solução do deslocamento frontal de Buckley e Leverett em cada canal:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{q}{\theta A(l)} \frac{df_w}{dS_w} \quad 3.23$$

onde $\frac{q}{\theta A(l)}$ é a velocidade total do fluido em qualquer ponto ao longo do comprimento l.

O uso dos componentes de velocidade obtidos nas equações 3.21 e 3.22 torna desnecessária a determinação das áreas transversais dos canais de fluxo $A(l)$. Portanto as equações para os componentes de velocidade de qualquer saturação de água são:

$$\frac{dx}{dt} = v_x \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w} \quad 3.24$$

$$\frac{dy}{dt} = v_y \frac{df_w}{dS_w} \Big|_{S_w} \quad 3.25$$

Na prática, o modelo foi elaborado de modo a fornecer os perfis de saturação de água em seções ortogonais à direção x , de modo a facilitar a comparação com os resultados obtidos através da tomografia computadorizada. Assim para cada posição x_D fixa, obtinham-se perfis de S_w *versus* y_D nos tempos correspondentes.

4. TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA DE RAIOS-X

A Tomografia Computadorizada de Raios-X (TC) é uma técnica que, com base na atenuação dos Raios-X pela matéria, permite a avaliação de modo não destrutivo da estrutura interna dos objetos.

Os Raios-X são gerados por um tubo que gira em torno do objeto, medidos por detectores eletrônicos colocados em direção oposta a esse tubo e convertidos para uma linguagem computacional. O computador então processa os dados para reconstruir imagens.

Assim pode-se dividir o processo de TC em 5 passos distintos:

1. Geração dos Raios-X
2. Interação dos Raios-X com a matéria
3. Aquisição de Dados
4. Processamento de Dados
5. Exibição de Imagens

4.1 Geração dos Raios-X

A história dos Raios-X, uma das mais brilhantes na física moderna, é caracterizada por elegante simplicidade, por uma relação próxima com a teoria quântica e com a estrutura atômica, e por importantes aplicações que iniciaram logo após sua descoberta.

Foram descobertos em 1895 por Wilhelm Conrad Röntgen e uma de suas primeiras aplicações foi no campo médico. Röntgen fez uma radiografia da mão de sua esposa mostrando o tecido macio, a estrutura óssea e uma grande radioopacidade da aliança de casamento.

Raios-X são uma forma de radiação eletromagnética e compartilham, portanto, uma estranha dualidade peculiar a esse tipo de radiação, que é a de se comportarem como ondas quando em movimento no espaço, e serem emitidas e absorvidas na forma de partículas discretas de energia, conhecidas como quanta ou fótons.

Uma onda pode ser definida como uma variação ou distúrbio que transfere progressivamente energia radiante (ponto a ponto) em um meio (energia é simplesmente a capacidade de realizar trabalho). Desde que essa energia radiante viaja como uma onda em movimento, uma medida característica é o seu comprimento de onda. O fato de que os Raios-X se comportam como ondas e partículas não significa que o feixe de radiação mude erráticamente de onda para partícula e vice-versa. Outros fatores, tais como o modo como a radiação está sendo usada ou o método usado para detectá-la, determinam qual aspecto, ondas ou partículas, é o conceito mais útil.

Raios-X, Raios Gamma, ondas de rádio, luz são ondas de energia de influência elétrica e magnética. São chamadas ondas eletromagnéticas e viajam a uma velocidade de mais ou menos 300 000 km/s. Todas essas formas de radiação eletromagnética são agrupadas de acordo com seu comprimento de onda no que é chamado espectro eletromagnético. O diagrama da figura 4.1 mostra sua localização no espectro bem como sua utilização mais comum.

Raios-X têm alta energia devido ao modo como os átomos são estruturados. Sua energia excede a de qualquer outro espectro produzido fora do núcleo atômico. A maioria

das absorções ou emissões de Raios-X resulta no deslocamento de eletrons das camadas interiores do átomo, que são os eletrons entre os eletrons de valência e o núcleo atômico.

Raios-X obedecem a todas as leis da luz. Além disso têm certas propriedades de especial interesse em diversas áreas da ciência;

- Devido ao seu pequeno comprimento de onda, penetram a matéria em maior ou menor grau, mesmo as matérias que absorvem ou refletem luz visível.
- Produzem fluorescência e por isso luz visível em certos materiais (radiação de grande comprimento de onda).
- Afetam emulsões fotográficas. Assim como a luz, podem produzir uma imagem em um filme fotográfico.
- Produzem efeitos biológicos em tecidos vivos. São bastante utilizados na terapia de radiação.
- Produzem ionização e excitação dos átomos da matéria, ou seja, removem eletrons de átomos para formar íons.

Raios-X são gerados quando eletrons, em alta velocidade, colidem com a matéria em qualquer forma. Em um tubo de Raios-X isso é feito dirigindo-se uma corrente de eletrons a altas velocidades contra um disco de metal. O tubo, mostrado esquematicamente na figura 4.2, consiste de um envelope de vidro evacuado e lacrado, contendo no seu interior o catodo e o anodo. O catodo, eletrodo negativo, é formado basicamente por um arame de tungstênio (filamento) enrolado em forma de uma mola e montado em uma célula projetada de modo a dirigir a corrente de eletrons em direção ao anodo. O comprimento e diâmetro do filamento, o tamanho e forma da célula bem como suas posições relativas são fatores que afetam o modo como o anodo é atingido pela corrente de eletrons. A

quantidade de eletrons emitidos depende da temperatura do filamento: quanto maior a temperatura, mais eletrons são emitidos e, conseqüentemente, aumenta a corrente elétrica através do tubo. O anodo, eletrodo positivo, é usualmente um disco de tungstênio acoplado a um rotor que tem como objetivo imprimir movimento de rotação ao disco. O tungstênio é normalmente escolhido por ter um alto ponto de fusão e alto número atômico. Desse modo resiste ao calor, e é mais eficiente na produção de Raios-X do que materiais com menor número atômico. O movimento de rotação evita que a corrente de eletrons atinja sempre o mesmo local no anodo, possibilitando assim um desgaste menor (aquecimento uniforme) e tempo de duração maior para o disco de tungstênio.

Aplicando-se um potencial elétrico elevado (milhares de volts) através dos dois componentes do tubo - catodo e anodo - o filamento aquece tornando-se incandescente, do mesmo modo que uma lâmpada comum. Ao aquecer atua como uma fonte de eletrons que são emitidos do arame quente. Esses eletrons são atraídos para o anodo atingindo o disco de tungstênio com alta energia. Quanto maior a voltagem, maior a velocidade desses eletrons e os Raios-X resultantes têm menores comprimentos de onda, maior poder de penetração e maior intensidade. Um aspecto interessante é que eletrons com a mesma energia, quando atingem o anodo podem produzir Raios-X de diferentes comprimentos de onda. Isto acontece porque as interações individuais dos eletrons com os átomos do anodo são diferentes. Entretanto, em qualquer evento, quanto maior a voltagem aplicada no tubo de Raios-X, maior é o número de fotons de Raios-X mais energéticos.

No processo de produção de Raios-X, a maior parte da energia é liberada na forma de calor. Somente cerca de 1% da energia resultante do impacto da corrente de eletrons com o disco é emitida na forma de Raios-X. O restante da energia é liberado na forma de calor, resultando no aquecimento do disco de tungstênio. Esse calor deve ser removido de modo eficiente, caso contrário pode haver fusão do metal e destruição do tubo.

4.2 Interação dos Raios-X com a Matéria

Quando Raios-X atravessam um objeto, interações ocorrem entre energia e a matéria, e parte da energia é removida do feixe incidente. Essa remoção ocorre por absorção e por espalhamento, nos dois casos pelos átomos da matéria.

Assumindo que um feixe monoenergético incide sobre um objeto de espessura x cm e que a intensidade das radiações incidente e transmitida são I_0 e I respectivamente, então:

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

ψ é chamado de coeficiente de atenuação linear total daquele tipo particular de matéria para aquela particular radiação monoenergética. A lei exponencial, conhecida como Lei de Beer, descreve o fenômeno grosseiramente sem diferenciar no entanto, as interações responsáveis pela atenuação do feixe de Raios-X.

Quando um fóton de Raio-X interage com um eletrão com ligação forte em uma das camadas interiores do átomo da matéria, esse eletrão é ejetado formando um eletrão secundário. O eletrão secundário tem baixa energia e é rapidamente absorvido por excitação ou ionização resultando em aquecimento da matéria. A vaga na camada interna é preenchida por um eletrão menos energético e a mudança de energia aumenta a radiação característica de quantum do átomo. Esse processo é chamado de absorção fotoelétrica e sua contribuição para o coeficiente de atenuação linear é usualmente conhecida como τ . A figura 4.3 mostra a variação de τ com a energia de quantum. τ é inversamente proporcional ao cubo da keV e diretamente proporcional à quarta potência do número atômico do material.

Se o fóton de Raio-X interage com um eletrão com ligação fraca em um átomo da matéria, o eletrão se comporta como se fosse livre e é ejetado numa direção distinta daquela

da energia incidente. Essa interação é chamada de espalhamento Compton. A energia do elétron é rapidamente absorvida por processos de excitação e ionização e aparece como calor. O espalhamento Compton representa a energia realmente absorvida e sua contribuição para o coeficiente de absorção linear é chamada σ_a . O fóton de Raio-X por sua vez é rechaçado em outra direção, e, embora perca energia na colisão, pode ter energia suficiente para escapar do material. Essa é a energia que, embora não totalmente absorvida, é removida do feixe incidente. Sua contribuição para o coeficiente de atenuação linear é chamada de σ_s (radiação Compton espalhada). A figura 4.4 mostra a variação de σ_a , σ_s e também $\sigma = \sigma_a + \sigma_s$ com a energia de quantum.

Conforme pode-se ver nas figuras 4.3 e 4.4, para energias acima de 100 keV, Raios-X interagem com a matéria predominantemente através do efeito Compton que é dependente da densidade do material. À medida que a energia diminui, a absorção fotoelétrica vai se tornando o mecanismo dominante. A absorção fotoelétrica depende do número atômico do material.

O coeficiente de atenuação linear total pode ser expresso de uma maneira aproximada como a soma das contribuições Compton e fotoelétrica através da seguinte equação (Wellington & Vinegar 1987):

$$\psi = Q(E) \rho + (b \bar{Z}^{3.8} / E^{3.2}) \rho \quad 4.2$$

onde:

$Q(E)$ - coeficiente de Klein - Nishina

ρ - densidade

$\bar{Z}$ - número atômico efetivo

E - energia do fóton (keV)

b - constante = $9,9 \times 10^{-24}$

A presença desses dois mecanismos permite que, através do controle apropriado do nível energético dos Raios-X, se façam medições seletivas gerando dois tipos de imagens, uma função da densidade e outra do número atômico do material.

4.3. Aquisição de Dados

A aquisição de dados na tomografia computadorizada é feita pelos detetores e pelo DAS (Sistema de Aquisição de Dados). Basicamente esse processo é realizado em quatro etapas:

1. Captura dos Raios-X transmitidos
2. Conversão dos Raios-X em um sinal eletrônico (analógico)
3. Amplificação do sinal
4. Conversão para um sinal digital

Na tomografia médica um dos parâmetros fundamentais é o tempo de aquisição de dados ou tempo de varredura. Tanto a nitidez da imagem, quanto a dose de radiação recebida pelo paciente dependem desse parâmetro. No caso da nitidez da imagem, deve-se levar em conta que mesmo movimentos involuntários como respiração, batimentos cardíacos e pulsação arterial podem contribuir para redução de sua qualidade. Assim a evolução dos tomógrafos médicos foi sempre através de implementações de *software* e *hardware* no sentido de reduzir o tempo de aquisição de dados. Os tomógrafos de primeira geração possuíam um único par fonte-detetor (feixe tipo pincel) que, com movimentos de translação e rotação, completavam uma varredura em cerca de 5 minutos. Nos de segunda geração passou-se a utilizar uma fonte e vários detetores (feixe de múltiplos pincéis) diminuindo o número de movimentos de translação necessários para a aquisição de dados. A terceira geração eliminou os movimentos de translação. Nesses tomógrafos alargou-se o feixe, e aumentou-se o número de detetores. Desse modo, a fonte e um arco com centenas

de detetores girando em torno do objeto completam uma varredura em cerca de 3 segundos. A figura 4.5 mostra as 3 gerações de tomógrafos, evidenciando os movimentos (translação/rotação) de cada um.

No tomógrafo utilizado nesse trabalho, o arco de detetores é composto de 742 células individuais que são alinhadas com a fonte de Raios-X. Essas células são formadas por placas de tungstênio dispostas de maneira uniforme em uma câmara cheia com gás xenônio. Os Raios-X transmitidos entram nessa câmara como fótons e ionizam o gás. Os elétrons livres são atraídos para a placa positivamente carregada e se tornam sinais elétricos. O arco de detetores é conectado ao sistema de aquisição de dados, DAS, o qual faz 984 amostragens por segundo nos detetores. O DAS converte o sinal elétrico dos transdutores em um sinal digital e o transmite para a unidade de processamento central, CPU.

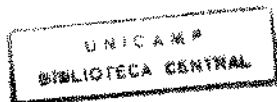
Três detetores são utilizados para medir a intensidade do feixe incidente e portanto denominados detetores de referência. O restante dos detetores mede a intensidade do feixe transmitido, que é o feixe de Raios-X que interagiu com o objeto em análise.

4.4 Processamento dos Dados

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

$$CT = 1000 \left(\frac{\mu}{\mu_w} - 1 \right) \quad 4.3$$

onde:



CT - número tomográfico (unidades HOUNSFIELD)

ψ_w - coeficiente de atenuação linear da água

ψ - coeficiente de atenuação linear do objeto em análise

Assim cada unidade HOUNSFIELD é equivalente a 0,1% da atenuação de água.

Os dados obtidos de perfis individuais são então armazenados para serem utilizados na reconstrução da imagem. A reconstrução da imagem de um objeto a partir de suas projeções em diferentes direções é um problema matemático complexo. O desenvolvimento histórico bem como as bases matemáticas da T.R. (Tomografia Reconstitutiva) podem ser encontrados nos trabalhos de Brooks & Chiro (1976) e Crestana (1985).

Os métodos de reconstrução de imagem referem-se à reconstrução de um plano e elementos de área (pixels), no entanto o plano tem uma pequena profundidade e cada pixel representa, na realidade, um elemento de volume (voxel). O voxel por sua vez é pequeno o suficiente para satisfazer as hipóteses de densidade e número atômico uniformes. Isto implica em um pixel com coeficiente de atenuação linear uniforme. Assim, considerando um feixe de Raios-X monocromático passando através de um objeto qualquer, pode-se escrever:

$$I = I_0 \exp \{ - [\psi_1 + \psi_2 + \psi_3 + \dots] x \} \quad 4.4$$

ou

$$I = I_0 \exp \left\{ - \sum_{i=1}^n \psi_i x \right\}$$

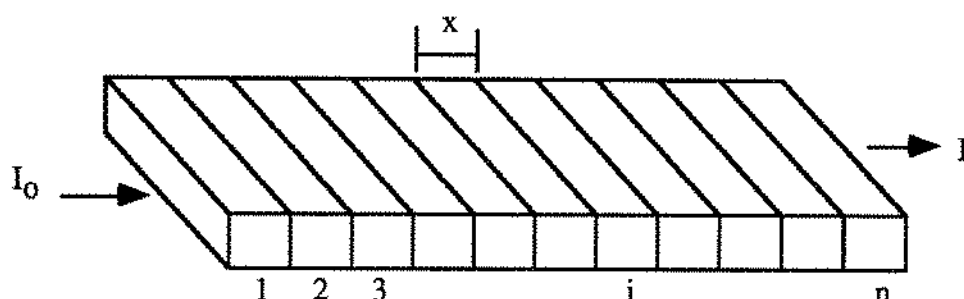
onde:

I - intensidade transmitida (após passar pelo objeto)

I_0 - intensidade incidente

ψ - coeficiente de atenuação linear para uma energia particular

O subscrito i refere-se aos diferentes voxels de comprimento x atravessados pelo feixe.



Logo, a medida da intensidade transmitida é relacionada com a soma dos coeficientes de atenuação dos voxels atravessados pelo feixe em um raio particular.

Esse raio, na realidade, é o caminho percorrido pelo feixe, é chamado de raio soma e é a informação básica para a reconstrução da imagem.

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

Diversas abordagens matemáticas têm sido utilizadas para a reconstrução da imagem. De modo geral os métodos de reconstrução podem ser classificados como segue:

BACK PROJECTION - : utilizado no início do desenvolvimento da T.R. O conceito é simples, fácil de ser entendido, no entanto produz reconstruções com bastante artefato.

RECONSTRUÇÃO ITERATIVA - : esses métodos podem ser encarados como a solução das equações de imagem pela força bruta. Foram empregados por HOUNSFIELD no seu tomógrafo e são ainda utilizados na imagem de radioisótopos onde existem fatores complicantes que não podem ser resolvidos por métodos analíticos.

RECONSTRUÇÃO ANALÍTICA - : os métodos analíticos são baseados em soluções matemáticas exatas para as equações de imagem. Um desses métodos, o FILTERED BACK-PROJECTION é utilizado atualmente na maioria dos tomógrafos comerciais.

4.5 Exibição das Imagens

As imagens reconstruídas são normalmente arquivadas em disco ou fita e podem ser exibidas em diferentes modos e também vários métodos de processamento de imagens podem ser utilizados. No caso das aplicações da tomografia na indústria do petróleo, para determinações de porosidades e saturações essa fase não é importante uma vez que o trabalho de processamento das imagens é feito em estações de trabalho utilizando *software* específico. Por isso faremos um breve resumo do tópico de exibição de imagens disponível nos tomógrafos utilizados na clínica médica.

Uma vez obtida a matriz de números tomográficos (número CT), eles são convertidos para uma escala de cores ou tonalidades de cinza (do preto ao branco) gerando uma imagem. Essa imagem pode ser vista em uma janela específica de modo a amplificar detalhes mais importantes. A janela é especificada pelo usuário, que define os valores máximos e mínimos da escala HOUNSFIELD que vão corresponder ao branco e ao preto respectivamente. O nível da escala (valor médio da janela) também pode ser ajustado de modo a selecionar para a exibição uma faixa específica de densidade tomográfica.

4.5.1 Artefatos

A solução analítica para o problema da reconstrução da imagem requer que sejam satisfeitas diversas hipóteses que vão desde o conhecimento das intensidades incidentes e transmitidas até a suposição de feixe monocromático. Geralmente nem o tomógrafo, nem os algoritmos de reconstrução conseguem atendê-las plenamente. O resultado dessa inabilidade em satisfazer as hipóteses são imagens com artefatos. Artefatos são características da imagem final, produzidas durante seu processamento e que não estão presentes na imagem original. A natureza estatística da geração, atenuação e detecção do fóton, o endurecimento do feixe e a ausência de um número infinito de projeções de Raios-X são as causas mais importantes na formação de imagens artefatos.

A ausência de infinitas projeções de Raios-X e a estatística do fóton são fatores sobre os quais não se tem controle sendo uma limitação do equipamento no primeiro caso e uma característica do fenômeno no segundo. Já o endurecimento do feixe é um efeito que pode ser minimizado através de correções apropriadas.

O endurecimento do feixe ocorre porque o feixe de Raios-X é formado por fótons de diferentes energias. Tais feixes são ditos policromáticos. Quando um feixe policromático incide sobre um objeto, os fótons de menor energia são mais facilmente atenuados que os de maior energia. Assim o espectro de energia do feixe muda (endurece) quando passa através de um objeto. O artefato resultante desse efeito é a tendência para a imagem de um objeto uniforme apresentar aumento aparente de densidade (brilho) próximo ao perímetro. O número CT é elevado nas bordas da imagem e diminui em direção ao centro. Em amostras pequenas de alta densidade o endurecimento do feixe pode ser tão severo que o artefato resultante, normalmente restrito às fronteiras da amostra, pode se estender à toda a amostra obliterando qualquer estrutura presente.

De modo geral, todos os tomógrafos disponíveis comercialmente têm algum tipo de correção para compensar a absorção preferencial da porção de baixa energia do espectro do feixe de Raios-X que atravessa o objeto. As correções para endurecimento do feixe podem ser classificadas em três tipos:

1. Filtração do Feixe

Consiste em se colocar uma placa de alumínio ou cobre de espessura determinada na janela do tubo de Raios-X de modo a absorver os fótons de baixa energia. Produz um feixe mais monocromático e é de fácil implementação. Tem o inconveniente, entretanto, de absorver grande parte dos Raios-X incidentes, particularmente os de baixa energia que são mais sensíveis ao número atômico da amostra.

2. Pré-Reconstrução em Energia Simples

São correções, usualmente polinomiais, aplicadas aos dados brutos. Com isso pode-se utilizar todo o fluxo de Raios-X. Sua precisão, no entanto, depende da composição atômica da amostra. Esta composição deve ser simples e conhecida. Esse tipo de correção é normalmente disponível nos tomógrafos de segunda geração.

3. Pré-Reconstrução em Dupla Energia

É o melhor método de correção para o endurecimento do feixe, uma vez que a composição atômica da amostra não necessita ser conhecida. É um algoritmo complexo disponível somente nos tomógrafos de terceira e quarta geração.

As correções citadas anteriormente, e disponíveis em equipamentos para uso médico, são eficazes no range de calibração utilizado. Na clínica médica, o material mais denso é o osso e mesmo assim com densidade bem inferior à das rochas portadoras de

hidrocarbonetos. Portanto, quando se utiliza a TC para análises de amostras de rocha, é importante que o equipamento seja calibrado no range de densidades de interesse.

Para a realização deste trabalho não foi possível alterar a calibração do tomógrafo, visto que o mesmo tinha como principal finalidade servir ao hospital da Unicamp para análises clínicas. Assim, em todos os experimentos tomografados, assumiu-se que os efeitos de endurecimento do feixe foram comuns a todas as tomografias e que se cancelaram tanto no cálculo da porosidade quanto no cálculo das saturações.

Os artefatos resultantes do endurecimento do feixe são mais evidentes quanto maior a densidade da amostra. A geometria da amostra pode influenciar na forma do artefato. Em amostras cilíndricas como aquelas utilizadas neste trabalho nos testes lineares, o artefato aparece nas bordas da amostra. Em amostras retangulares como a amostra 1 que simulou um quarto de *five-spot*, além do aumento de densidade nas bordas aparecem regiões diferentes separadas pelas diagonais do retângulo. Esse efeito ocorre porque o feixe de Raios-X atravessa diferentes comprimentos durante a varredura.

Na figura 1.4 pode-se ver um exemplo de endurecimento do feixe para uma amostra cilíndrica. O artefato nesse caso é o anel branco que circunda a amostra. As figuras 4.6 e 4.7 mostram os valores da densidade tomográfica (número CT) obtidos com uma célula cilíndrica cheia de água (4.6) e cheia com uma solução contendo 60 000 ppm de KI (4.7). No caso da água, figura 4.6, pode-se ver que há uma dispersão do número CT em torno de um valor médio. Já na figura 4.7 pode-se ver uma concavidade característica mostrando que o número CT da solução de KI diminui das bordas para o centro.

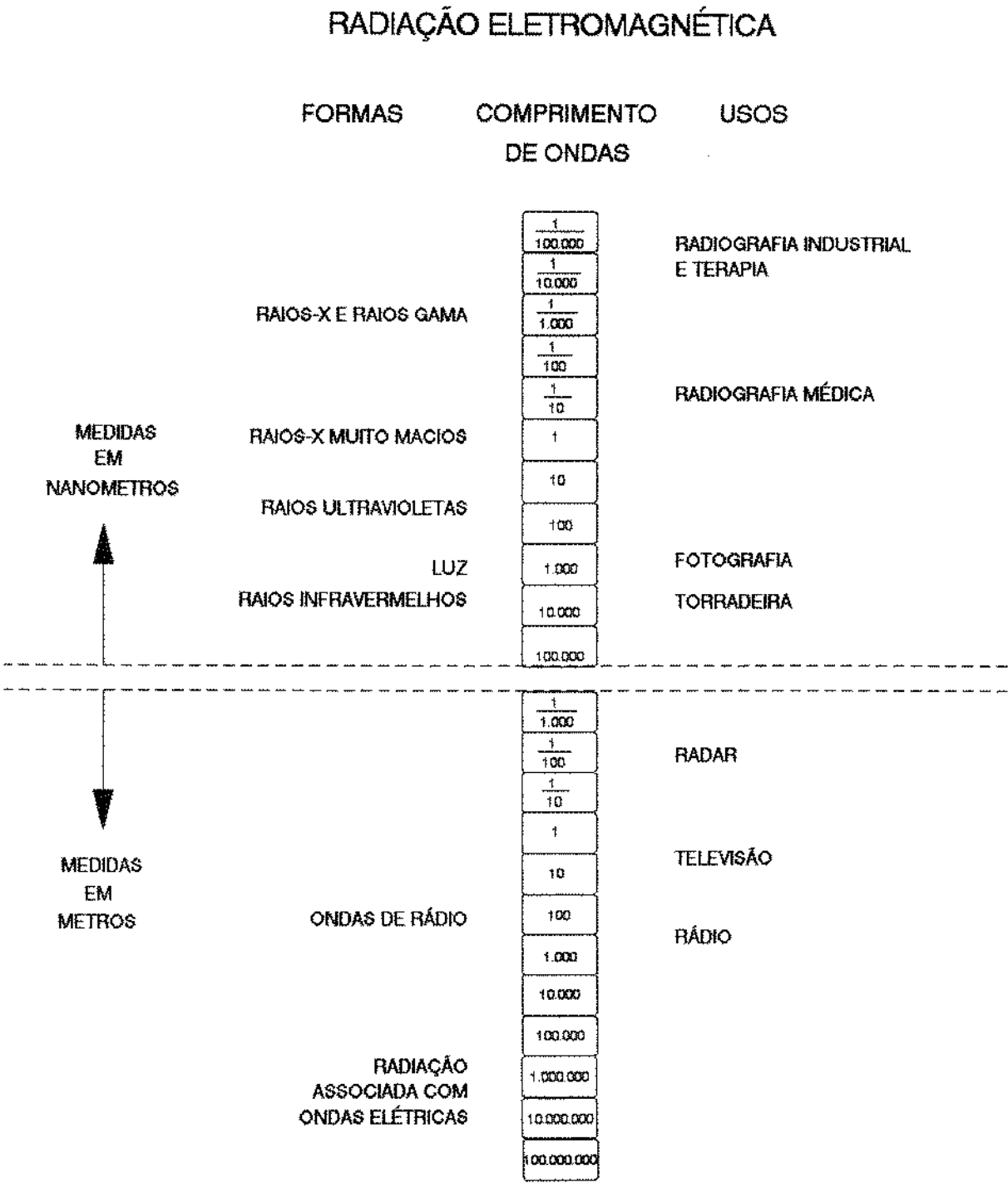


FIGURA 4.1 - DIAGRAMA DO ESPECTRO DE RADIAÇÃO ELETROMAGNÉTICA

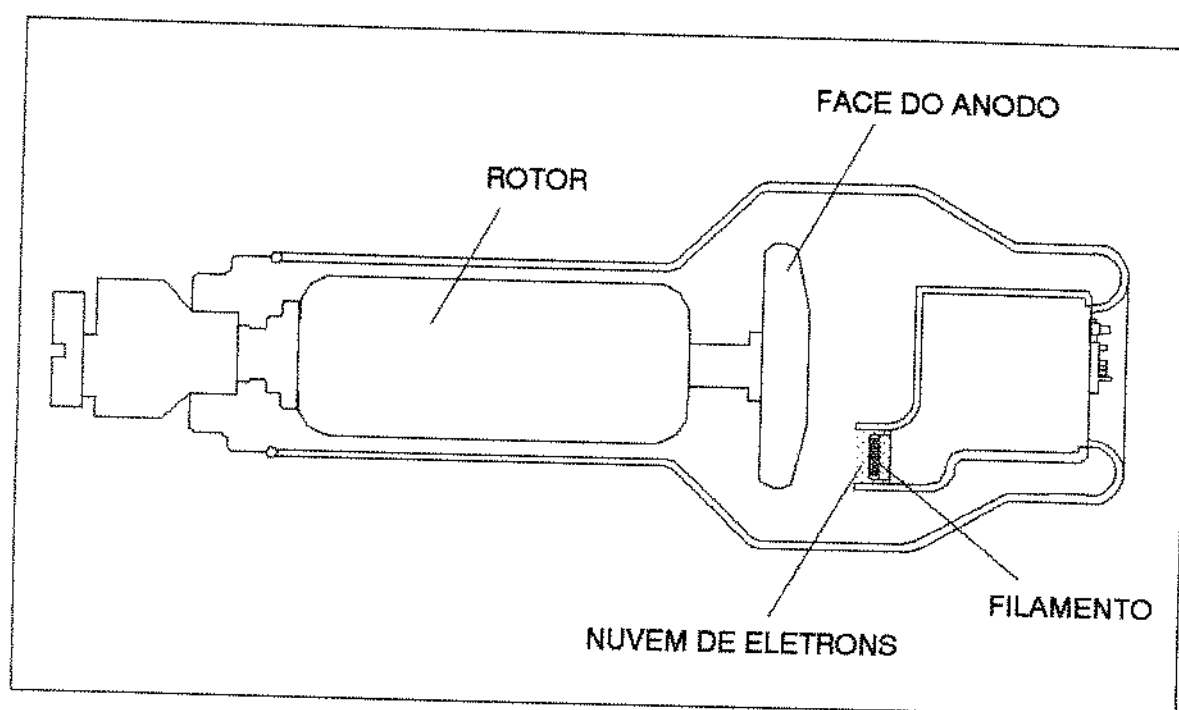


FIGURA 4.2 - TUBO DE RAIOS - X

Figura 4.3 — Variação do coeficiente de absorção fotoelétrica linear com keV para água e alumínio

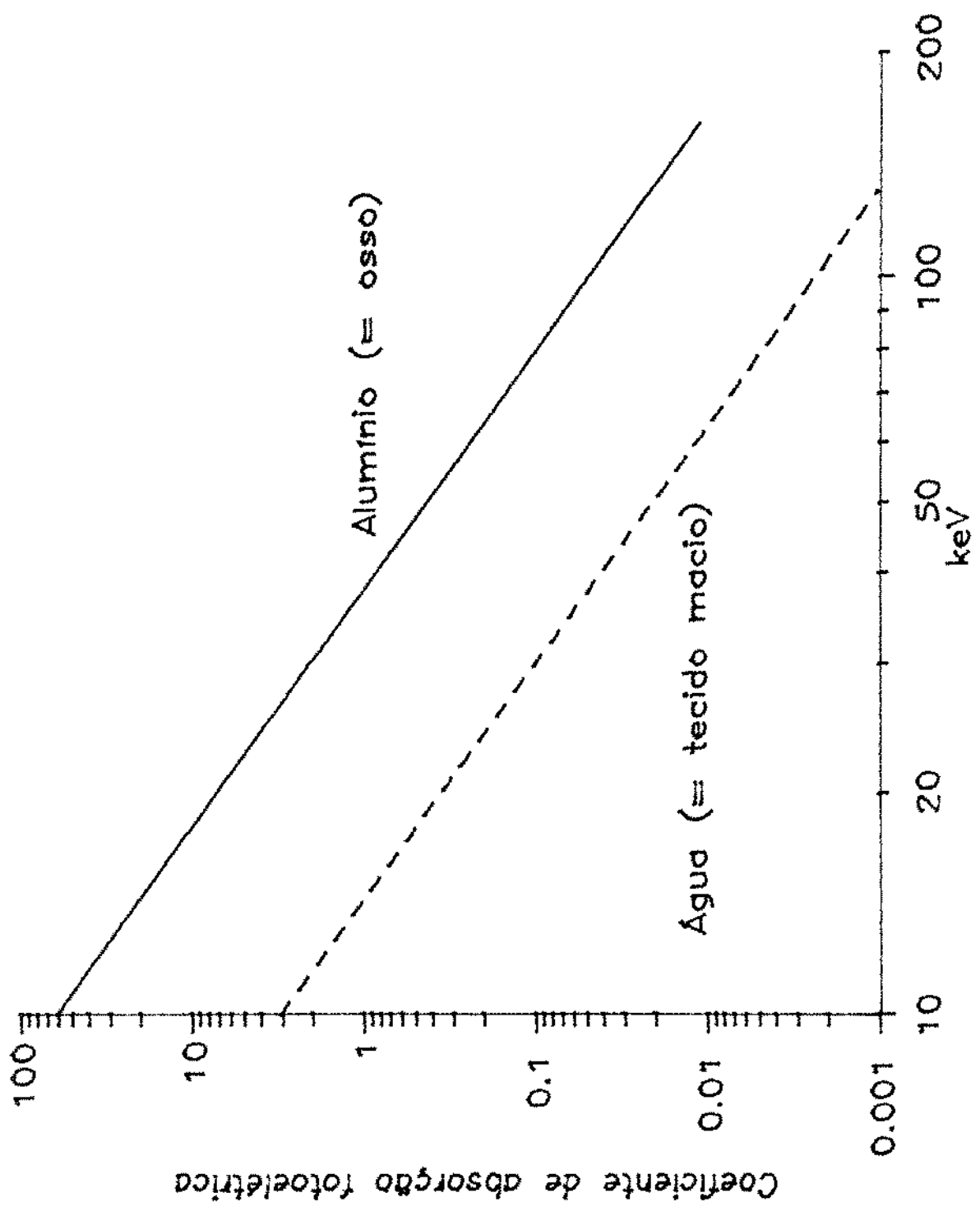
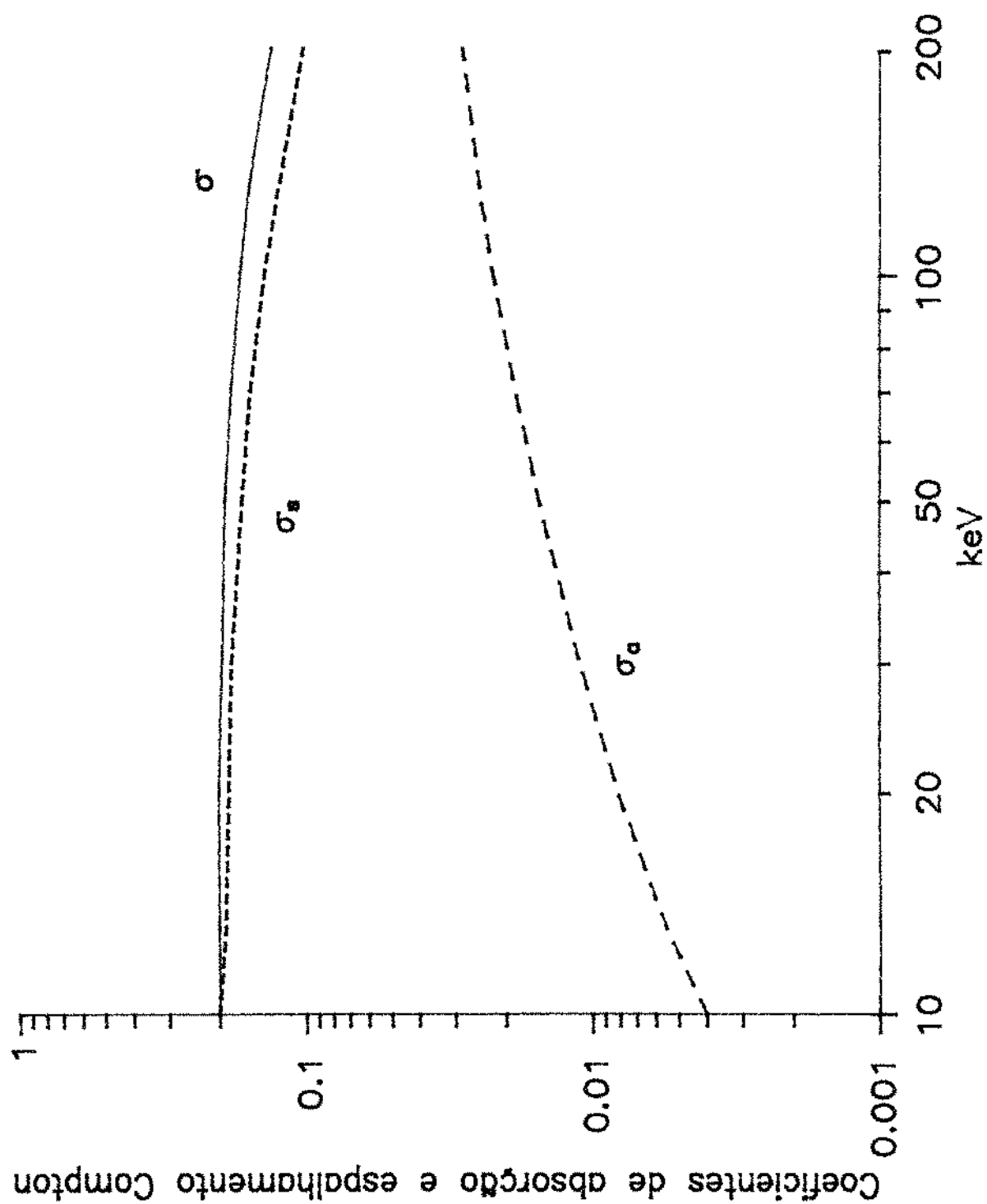


Figura 4.4 — Variação dos coeficientes de absorção e espalhamento Compton, e sua soma com keV



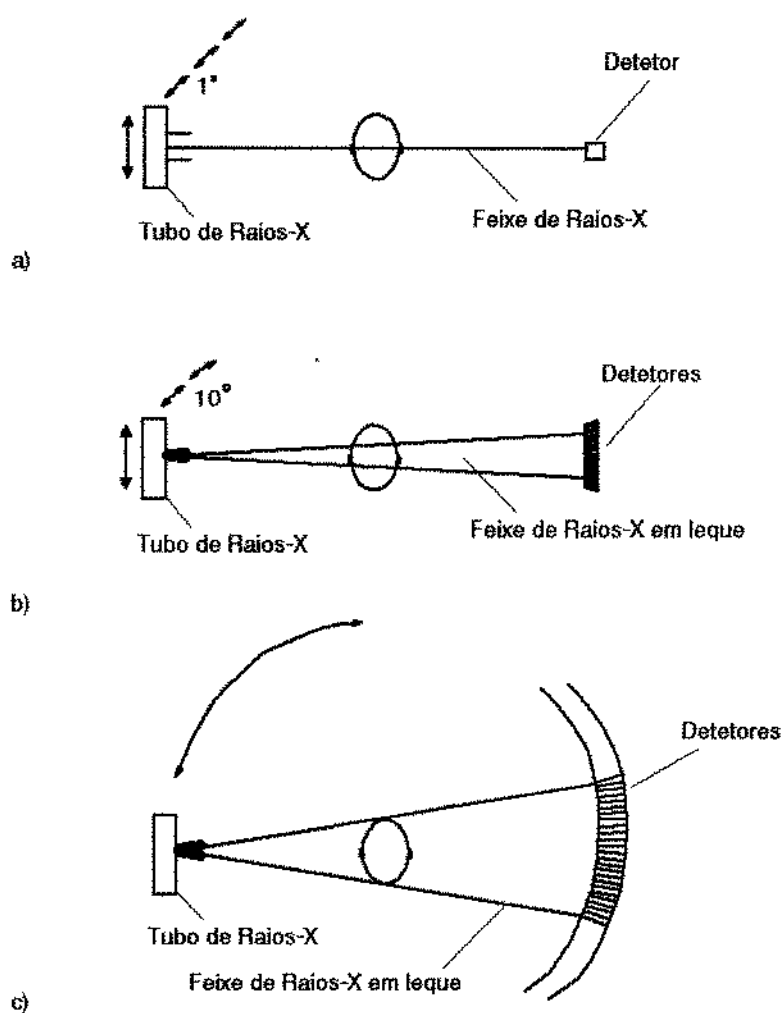


FIGURA 4.5 - GERAÇÕES DE TOMÓGRAFOS

- a) 1ª geração: movimentos de translação e rotação, feixe tipo pincel
- b) 2ª geração: movimentos de translação e rotação, feixe em leque
- c) 3ª geração: movimentos de rotação, feixe em leque com grande ângulo.

FIGURA 4.6 - CÉLULA CILINDRICA COM SALMOURA

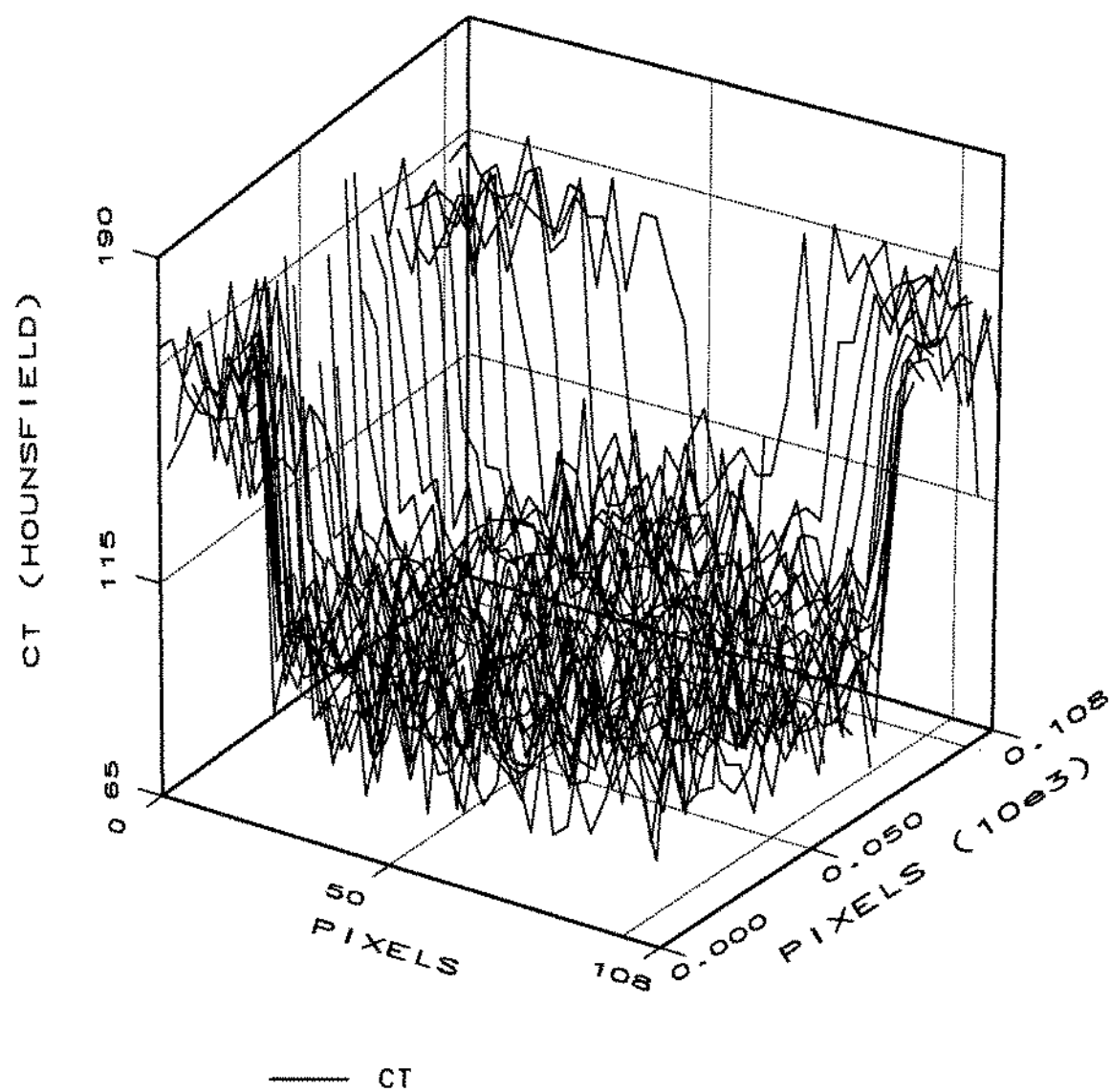
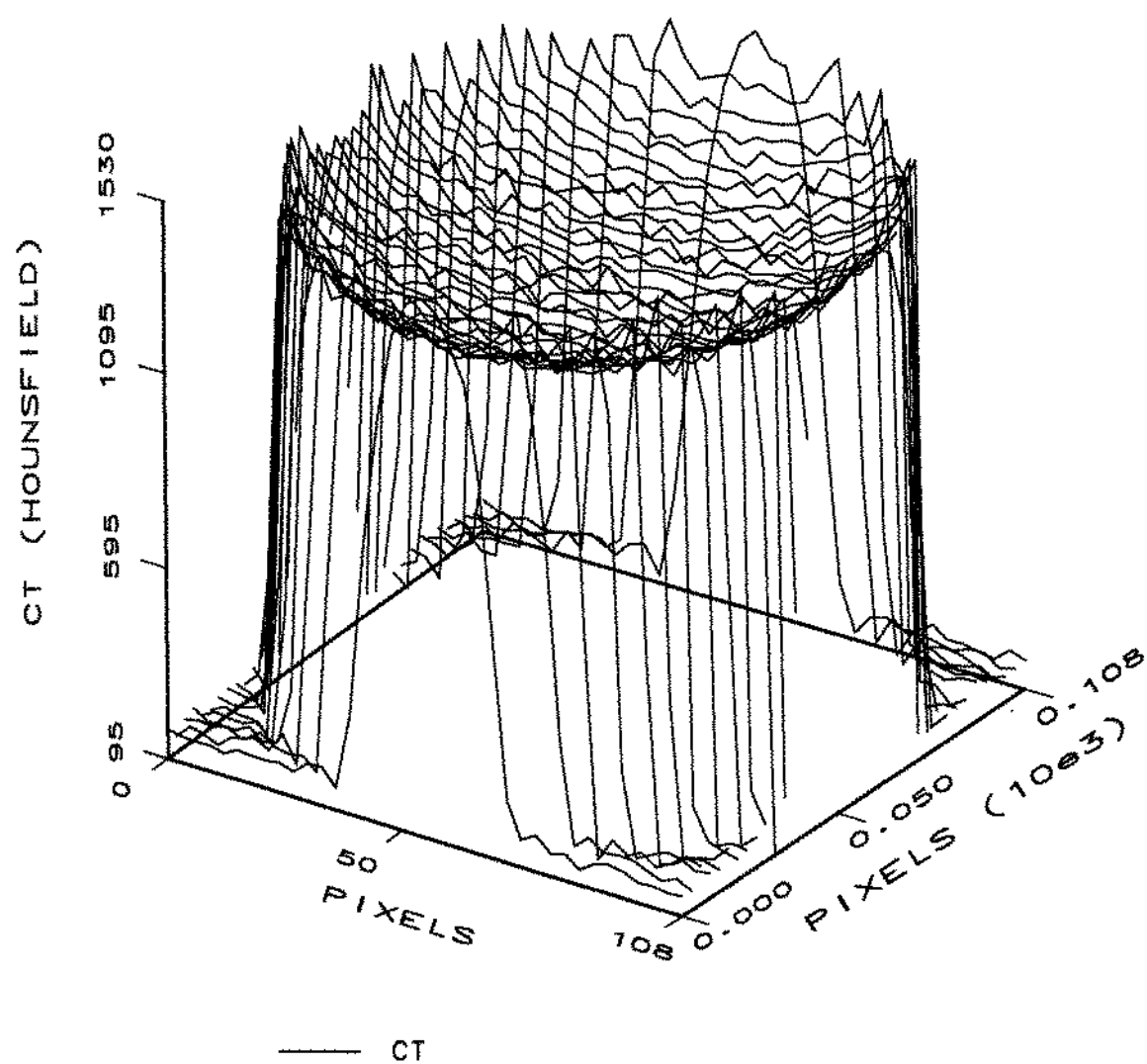


FIGURA 4.7 - CÉLULA CILINDRICA COM KI



5. DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE VIA T.C.

A determinação da porosidade através da tomografia computadorizada tem como base o fato de que, para uma fonte monoenergética de Raios-X, o componente de atenuação devido à matriz da rocha é independente dos fluidos que ocupam o espaço poroso da amostra. Portanto, para um elemento de volume qualquer de uma amostra saturada com um determinado fluido 1 podemos escrever:

$$\psi_{R1} = (1 - \theta) \psi_M + \psi_1 \theta \quad 5.1$$

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
- θ - porosidade

Do mesmo modo, para a mesma amostra saturada com um fluido 2:

$$\psi_{R2} = (1 - \theta) \psi_M + \psi_2 \theta \quad 5.2$$

onde:

Ψ_{R2} - coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com o fluido 2

Ψ_2 - coeficiente de atenuação linear do fluido 2

Ψ_M, θ - mesmas variáveis da equação 5.1

As variáveis desconhecidas são Ψ_M e θ e combinando as equações 5.1 e 5.2 podemos escrever para a porosidade:

$$\theta = \frac{(\Psi_{R1} - \Psi_{R2})}{(\Psi_1 - \Psi_2)} \quad 5.3$$

Ou em número CT:

$$\theta = \frac{CT_{R1} - CT_{R2}}{CT_1 - CT_2} \quad 5.4$$

onde o número CT é expresso em unidades HOUNSFIELD e os índices têm o mesmo significado das equações anteriores.

Logo, para a determinação da porosidade são necessárias tomografias da rocha completamente saturada com cada um dos fluidos envolvidos (1 e 2). Essas tomografias determinam CT_{R1} e CT_{R2} . CT_1 e CT_2 são obtidos em duas tomografias, uma do fluido 1 e outra do fluido 2 ambas na célula de teste.

Assume-se que as tomografias dos fluidos 1 e 2 na célula de teste são representativas dos fluidos distribuídos no meio poroso. Essa hipótese pode levar a erros se forem observados efeitos de endurecimento do feixe nas tomografias da amostra saturada com os fluidos 1 e 2. Esse problema é agravado quando um dos fluidos é dopado de modo a aumentar o contraste da atenuação linear entre os dois fluidos. Normalmente a utilização do dopante pode induzir efeitos de endurecimento do feixe.

Segundo Levine e Vinegar (1983), a porosidade pode ser determinada também a partir das medidas de densidade da amostra. Essas determinações são realizadas tomografando-se a amostra em dois níveis de energia E_1 e E_2 .

Assim, segundo Levine e Vinegar :

$$\rho_b = A^* (CT_1) - B^* (CT_2) + C^* \quad 5.5$$

onde:

- ρ_b - densidade total da amostra em mg/cm³
- A^*, B^*, C^* - constantes de calibração do equipamento para os níveis de energia escolhidos
- CT_1 - número CT da amostra medido para a energia E_1
- CT_2 - número CT da amostra medido para a energia E_2

Conhecida a densidade total, obtém-se a porosidade a partir da seguinte equação:

$$\theta = \frac{\rho_b - \rho_G}{\rho_F - \rho_G} \quad 5.6$$

onde:

- θ - porosidade
- ρ_b - densidade total da amostra
- ρ_F - densidade do fluido saturando a amostra
- ρ_G - densidade dos grãos

ρ_F e ρ_G são valores que podem ser determinados em laboratório através de metodologia convencional.

O valor padrão de densidade de grãos para um arenito limpo é o mesmo do quartzo puro (cristalino), 2654 mg/cm^3 , e para o fluido pode-se usar água com densidade igual a 1000 mg/cm^3 .

Assume-se que qualquer efeito de endurecimento do feixe introduzido pela amostra será o mesmo nos dois níveis de energia.

Nesse trabalho a porosidade foi avaliada através da equação 5.4. Os dois fluidos utilizados para saturar a amostra foram ar e uma solução composta por água destilada, 30 000 ppm de NaCl e 60 000 ppm de KI.

6. DETERMINAÇÕES DE SATURAÇÕES VIA TOMOGRAFIA COMPUTADORIZADA

O cálculo das saturações dos fluidos contidos em um meio poroso, é simples. Requer no entanto que haja contraste suficiente no número CT dos fluidos utilizados. A hipótese de que o componente de atenuação devido à rocha matriz é independente dos fluidos que ocupam o espaço poroso também é válida.

Basicamente existem dois métodos para a avaliação das saturações, diferindo entre si nas hipóteses assumidas. As equações dos dois métodos serão apresentadas para os casos de fluxo bifásico e trifásico. As hipóteses serão discutidas de modo a tornar claro os erros inerentes.

6.1 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 o seguinte conjunto de equações:

a) Método 1

$$S_1 + S_2 = 1 \quad 6.1$$

$$\psi_M (1 - \theta) + \psi_1 \theta = \psi_{R1} \quad 6.2$$

$$\psi_M (1 - \theta) + (\psi_1 S_1 + \psi_2 S_2) \theta = \psi_{R12} \quad 6.3$$

onde:

- S_1, S_2 - saturações dos fluidos 1 e 2 respectivamente
- θ - porosidade
- Ψ_M - coeficiente de atenuação linear da rocha matriz
- Ψ_{R1} - coeficiente de atenuação linear da amostra saturada com o fluido 1
- Ψ_{R12} - coeficiente de atenuação linear da amostra saturada com os fluidos 1 e 2
- Ψ_1, Ψ_2 - coeficiente de atenuação linear dos fluidos 1 e 2 respectivamente

A manipulação das equações 6.1 a 6.3 permite escrever:

$$S_2 = \frac{(\Psi_{R1} - \Psi_{R12})}{\theta (\Psi_1 - \Psi_2)} \quad 6.4$$

ou utilizando o número CT:

$$S_2 = \frac{CT_{R1} - CT_{R12}}{\theta (CT_1 - CT_2)} \quad 6.5$$

onde os subscritos têm os mesmos significados das equações anteriores.

Portanto para a determinação da saturação em um determinado instante é necessário que se conheça o número CT de cada um dos fluidos envolvidos, da rocha completamente saturada com o fluido 1 e da rocha saturada com os dois fluidos no instante considerado. Os números CT dos fluidos 1 e 2 são obtidos através de tomografias da célula de teste cheia com cada um dos dois fluidos.

b) Método 2

$$S_1 + S_2 = 1 \quad 6.1$$

$$\Psi_{R1}S_1 + \Psi_{R2}S_2 = \Psi_{R12} \quad 6.6$$

onde:

Ψ_{R2} - coeficiente de atenuação linear da amostra saturada com o fluido 2

As outras variáveis envolvidas são as mesmas apresentadas no método 1. Combinando as equações 6.1 e 6.6 podemos escrever:

$$S_2 = \frac{(\Psi_{R1} - \Psi_{R12})}{(\Psi_{R1} - \Psi_{R2})} \quad 6.7$$

ou em número CT:

$$S_2 = \frac{CT_{R1} - CT_{R12}}{CT_{R1} - CT_{R2}} \quad 6.8$$

Aqui a determinação de S_2 requer que sejam conhecidos os números CT da rocha completamente saturada com cada um dos dois fluidos e da rocha saturada com os dois fluidos no instante de interesse.

6.2 Sistema Trifásico

No caso de meios porosos contendo três fluidos, tanto no método 1 quanto no método 2 é necessário uma equação adicional, independente das outras duas de modo a compor um sistema com três equações e três incógnitas. Para se obter a terceira equação faz-se uso da propriedade discutida na seção 4.2. Assim, tomografando-se a amostra em dois níveis de energia consegue-se duas imagens distintas, uma função da densidade e outra do número atômico da amostra. Desse modo temos o seguinte conjunto de equações:

a) Método 1

$$S_1 + S_2 + S_3 = 1 \quad 6.9$$

$$[\psi_M (1 - \theta) + \psi_1 \theta = \psi_{R1}]_{E1} \quad 6.10$$

$$[\psi_M (1 - \theta) + \psi_1 \theta = \psi_{R1}]_{E2} \quad 6.11$$

$$[\psi_M (1 - \theta) + (\psi_1 S_1 + \psi_2 S_2 + \psi_3 S_3) \theta = \psi_{R123}]_{E1} \quad 6.12$$

$$[\psi_M (1 - \theta) + (\psi_1 S_1 + \psi_2 S_2 + \psi_3 S_3) \theta = \psi_{R123}]_{E2} \quad 6.13$$

onde:

S_1, S_2, S_3 - saturações dos fluidos 1, 2 e 3 respectivamente

E_1, E_2 - níveis de energia utilizados

ψ_{R123} - coeficiente de atenuação linear da amostra saturada com os fluidos 1, 2 e 3

ψ_3 - coeficiente de atenuação linear do fluido 3

As outras variáveis são as mesmas apresentadas para o caso de sistema bifásico.

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

Combinando as equações 6.9 a 6.13 obtém-se:

$$S_2 = \frac{(\psi_{R123} - \psi_{R3})_{E2} (\psi_1 - \psi_3)_{E1} - (\psi_{R123} - \psi_{R3})_{E1} (\psi_1 - \psi_3)_{E2}}{\theta [(\psi_2 - \psi_3)_{E2} (\psi_1 - \psi_3)_{E1} - (\psi_2 - \psi_3)_{E1} (\psi_1 - \psi_3)_{E2}]} \quad 6.14$$

ou em número CT:

$$S_2 = \frac{(CT_{R123} - CT_{R3})_{E2} (CT_1 - CT_3)_{E1} - (CT_{R123} - CT_{R3})_{E1} (CT_1 - CT_3)_{E2}}{\theta [(CT_2 - CT_3)_{E2} (CT_1 - CT_3)_{E1} - (CT_2 - CT_3)_{E1} (CT_1 - CT_3)_{E2}]} \quad 6.15$$

e para S_1 :

$$S_1 = \frac{(CT_{R123} - CT_{R3})_{E1} (CT_2 - CT_3)_{E2} - (CT_2 - CT_3)_{E1} (CT_{R123} - CT_{R3})_{E2}}{\theta [(CT_2 - CT_3)_{E2} (CT_1 - CT_3)_{E1} - (CT_2 - CT_3)_{E1} (CT_1 - CT_3)_{E2}]} \quad 6.16$$

e finalmente S_3 :

$$S_3 = 1 - S_2 - S_1$$

b) Método 2

$$S_1 + S_2 + S_3 = 1 \quad 6.17$$

$$[\psi_{R1}S_1 + \psi_{R2}S_2 + \psi_{R3}S_3 = \psi_{R123}]_{E1} \quad 6.18$$

$$[\psi_{R1}S_1 + \psi_{R2}S_2 + \psi_{R3}S_3) \theta = \psi_{R123}]_{E2} \quad 6.19$$

onde:

$\psi_{R1}, \psi_{R2}, \psi_{R3}$ - coeficiente de atenuação linear da rocha completamente saturada com os fluidos 1, 2 e 3 respectivamente.

Aqui são necessárias tomografias da amostra de rocha completamente saturada com cada um dos três fluidos, nos dois níveis de energia, para determinação de $[\psi_{R1}, \psi_{R2}, \psi_{R3}]_{E1}$ e $[\psi_{R1}, \psi_{R2}, \psi_{R3}]_{E2}$, e também da amostra saturada com os três fluidos nos dois níveis de energia para obtenção de $[\psi_{R123}]_{E1}$ e $[\psi_{R123}]_{E2}$.

Combinando as equações 6.17 a 6.19 obtém-se:

$$S_2 = \frac{(\psi_{R123} - \psi_{R3})_{E2} (\psi_{R1} - \psi_{R3})_{E1} - (\psi_{P1} - \psi_{R3})_{E2} (\psi_{R123} - \psi_{R3})_{E1}}{(\psi_{R2} - \psi_{R3})_{E2} (\psi_{R1} - \psi_{R3})_{E1} - (\psi_{R1} - \psi_{R3})_{E2} (\psi_{R2} - \psi_{R3})_{E1}} \quad 6.20$$

ou em número CT:

$$S_2 = \frac{(CT_{R123} - CT_{R3})_{E2} (CT_{R1} - CT_{R3})_{E1} - (CT_{R1} - CT_{R3})_{E2} (CT_{R123} - CT_{R3})_{E1}}{(CT_{R2} - CT_{R3})_{E2} (CT_{R1} - CT_{R3})_{E1} - (CT_{R1} - CT_{R3})_{E2} (CT_{R2} - CT_{R3})_{E1}} \quad 6.21$$

e para S_1 :

$$S_1 = \frac{(CT_{R123} - CT_{R3})_{E1} (CT_{R2} - CT_{R3})_{E2} - (CT_{R123} - CT_{R3})_{E2} (CT_{R2} - CT_{R3})_{E1}}{(CT_{R2} - CT_{R3})_{E2} (CT_{R1} - CT_{R3})_{E1} - (CT_{R1} - CT_{R3})_{E2} (CT_{R2} - CT_{R3})_{E1}} \quad 6.22$$

e finalmente para S_3 :

$$S_3 = 1 - S_1 - S_2$$

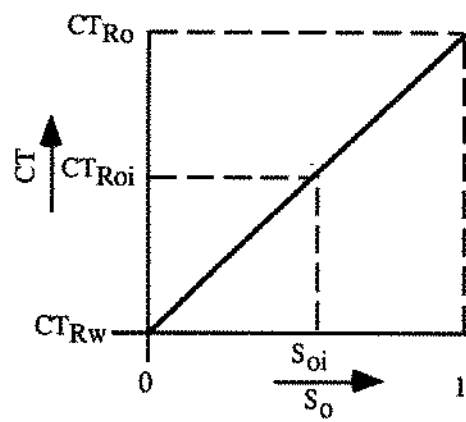
6.3 Discussão dos Métodos

Apesar das equações utilizadas nos dois métodos parecerem similares, há diferenças nas hipóteses assumidas em cada caso. No método 1 assume-se que as tomografias independentes dos fluidos, tomografados na célula de teste por exemplo, são representativas dos fluidos distribuídos no meio poroso. Como já foi discutido na seção 5, esta hipótese pode levar 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 pode-se ver nas equações 6.6 (bifásico) e 6.18 (trifásico). Neste caso, qualquer efeito de endurecimento do feixe é comum a todas as tomografias usadas para o cálculo da saturação, e supõe-se que na subtração das imagens os efeitos se cancelam. Este método, no entanto, assume que é possível obter tomografias do meio poroso completamente saturado com cada um dos fluidos. Para que isso seja possível é necessário limpar a amostra e então ressaturá-la, o que pode alterar significativamente suas propriedades permoporosas.

A alternativa proposta por Vinegar e Wellington (1987) é a de se obter por exemplo, em um sistema bifásico, a imagem da amostra saturada com óleo a partir da imagem de uma saturação de óleo conhecida, que poderia ser a imagem da amostra na saturação de óleo inicial.



Logo:

$$S_{oi} = \frac{CT_{Roi} - CT_{Rw}}{CT_{Ro} - CT_{Rw}}$$

6.23

e portanto,

$$CT_{Ro} = \frac{CT_{Roi} - CT_{Rw}}{S_{oi}} + CT_{Rw} \quad 6.24$$

onde:

CT_{Roi} - número CT para a amostra na saturação de óleo inicial e água residual

CT_{Ro} - número CT para a amostra completamente saturada com óleo

CT_{Rw} - número CT para a amostra completamente saturada com água

S_{oi} - saturação de óleo inicial na amostra

Essa alternativa pressupõe que a saturação de óleo inicial é homogênea na amostra, o que pode não ser verdade. Para fluxo trifásico, convém lembrar que são necessárias tomografias da rocha completamente saturada com os três fluidos nos dois níveis de energia.

Portanto pode-se ver que os dois métodos assumem hipóteses que podem induzir erros na determinação da saturação dos fluidos.

Neste trabalho os experimentos de fluxo envolveram dois fluidos, óleo e água, e as determinações de saturação foram feitas pelo método 1 através da equação 6.5.

7. PÓS PROCESSAMENTO DE IMAGENS - KHOROS

O trabalho de pós processamento das imagens obtidas no tomógrafo, incluindo-se aí os cálculos de porosidades e saturações de fluidos, foi feito através do sistema KHOROS. Após a tomografia dos testes os arquivos eram transferidos para fita utilizando-se a unidade de fita acoplada ao tomógrafo. O passo seguinte era a leitura das fitas nas estações SUN, utilizando o programa SOFT2VIFF, desenvolvido pelo Professor Dr. Roberto A. Lotufo da Faculdade de Engenharia Elétrica da Unicamp. Esse programa lê os arquivos processados no computador do tomógrafo e os converte para o padrão VIFF que é o formato reconhecido pelo Sistema KHOROS.

O KHOROS é um pacote aberto para processamento e visualização de dados desenvolvido na Universidade do Novo México, EUA. Foi elaborado utilizando o sistema X-WINDOWS, sendo portanto compatível com qualquer plataforma que suporte este sistema (APOLLO, CRAY, DEC, HP, IBM, MPS, NEXT, SGI e SUN). A característica primordial do KHOROS é a linguagem abstrata visual de alto nível que pode ser utilizada para aumentar significativamente a produtividade do pesquisador.

O sistema KHOROS possui mais de 260 programas feitos em linguagem C envolvendo diversas áreas de aplicação, tais como:

- manipulação de imagens
- processamento de imagens
- processamento de sinais
- análise de imagens

- classificação estatística
- sistema de informação geográfica
- sensoriamento remoto

Através da linguagem de programação visual denominada CANTATA, pode-se ter acesso a todas as rotinas do sistema KHOROS. Essas rotinas podem também ser executadas fora do CANTATA em uma janela do X-WINDOWS no ambiente UNIX. A programação visual permite ao usuário construir um programa de aplicação conectando blocos de processamento denominados GLYPHS. Cada GLYPH na realidade representa uma das rotinas disponíveis no sistema KHOROS. O programador pode desenvolver novas rotinas, de acordo com suas necessidades, e integrá-las ao sistema. Uma vez que os GLYPHS são todos conectados, obtém-se um grafo orientado de fluxo de dados. Os dados podem ser visualizados em qualquer etapa do fluxo de controle, permitindo a execução condicional e interativa do programa montado no CANTATA.

Existem duas categorias de programas no KHOROS :

- VROUTINES - não permitem interação do usuário durante sua execução. Um exemplo de VROUTINE é a rotina VCONVOLVE que foi utilizada nesse trabalho para obtenção dos perfis médios de saturação de óleo.
- XROUTINES - são rotinas bem mais complexas que permitem a interação do usuário com os dados durante sua execução. A rotina EDITIMAGE é um exemplo de XROUTINE.

O conceito de imagem multibanda no KHOROS pode ser encarado sob dois aspectos; no caso de imagens coloridas cada banda é associada a uma cor primária logo cada imagem tem três bandas correspondentes às três cores primárias (vermelho, verde e azul - RGB). No caso do espaço voxel se uma imagem tem nove bandas, cada banda é a

imagem de uma fatia ou seção. No nosso trabalho como as imagens tomográficas eram sempre em tons de cinza, o conceito de banda é sempre associado à imagem de uma seção da amostra.

As figuras 7.1 e 7.2 mostram dois programas construídos no CANTATA e utilizados para o cálculo da saturação de óleo e da porosidade, respectivamente. As duas figuras apresentam a janela do CANTATA onde pode-se ver, na parte superior, as diversas opções disponíveis para construir um programa de aplicação.

No nosso caso, a aplicação era bastante específica, desejava-se calcular as porosidades e saturações de fluidos a partir de imagens produzidas pelo computador do tomógrafo. Apesar do cálculo a ser executado ser bastante simples, outros problemas, como por exemplo o posicionamento das amostras na mesa do tomógrafo gerando diferentes posições para as imagens, mostraram ser o KHOROS um sistema adequado a esse tipo de aplicação. O trabalho inicial, portanto, foi posicionar de modo idêntico todas as imagens a serem processadas. Pontos de referência situados nas interfaces ar/resina e resina/amostra foram devidamente selecionados para fazer a amarração das imagens. As rotinas de manipulação geométrica inseridas no menu de processamento de imagens permitiam a redução, expansão, rotação e translação das imagens. A rotina EDITIMAGE permitia a observação da imagem em cada etapa do processamento. Essa rotina foi uma das mais utilizadas durante todo o trabalho. É uma XROUTINE e permite portanto a interação do usuário com os dados durante sua execução. Após o posicionamento das imagens foram construídos os programas de aplicação para os cálculos de porosidade e saturação de óleo. Nessa fase foram utilizadas as rotinas de conversão de dados de modo a operar com números reais, e as rotinas de aritmética binária que usam duas imagens para produzir uma única imagem como resultado. As operações são operações aritméticas realizadas pixel a pixel nas duas imagens, permitindo a adição, subtração, divisão e multiplicação de imagens. Além da aritmética binária, o KHOROS possui rotinas de operações lógicas, álgebra matricial e aritmética unitária.

A visualização dos resultados era feita através de imagens e de gráficos. Os gráficos eram construídos na rotina XPRISM3 que fornece também todas as estatísticas da imagem em análise. As figuras apresentadas na seção 8 deste trabalho são exemplos dos gráficos obtidos com essa rotina. A visualização das imagens foi feita com as rotinas EDITIMAGE e ANIMATE que permitia a animação de uma sequência de imagens. Com essa rotina foi possível visualizar a entrada de óleo em uma seção específica ($x_D = 0,5$) da amostra 1. As imagens foram montadas em sequência, totalizando 60 bandas e então animadas, permitindo a visualização clara das injeções de óleo e de água na seção central da amostra 1.

Na parte final do trabalho foram obtidos os perfis de saturação média de óleo em cada seção, para o que foi necessário construir um programa no CANTATA que fizesse a média aritmética das colunas da matriz imagem. Basicamente multiplicava-se a imagem original, de dimensões 54 x 216, por uma imagem onde todos os elementos eram iguais a 1/54. A seguir era feito o somatório de cada coluna obtendo-se como resultado uma matriz linha (1 x 216), onde cada elemento representava a média aritmética da coluna correspondente na matriz original.

As características apresentadas nessa seção, o acesso a uma lista de discussões via MAIL, o acesso a rotinas desenvolvidas por outros pesquisadores e também a portabilidade, justificam a escolha do sistema KHOROS como *software* complementar para aplicações da Tomografia Computadorizada na indústria de petróleo.

FIGURA 7.1 - PROGRAMA VISUAL PARA O CÁLCULO DA SATURAÇÃO DE ÓLEO

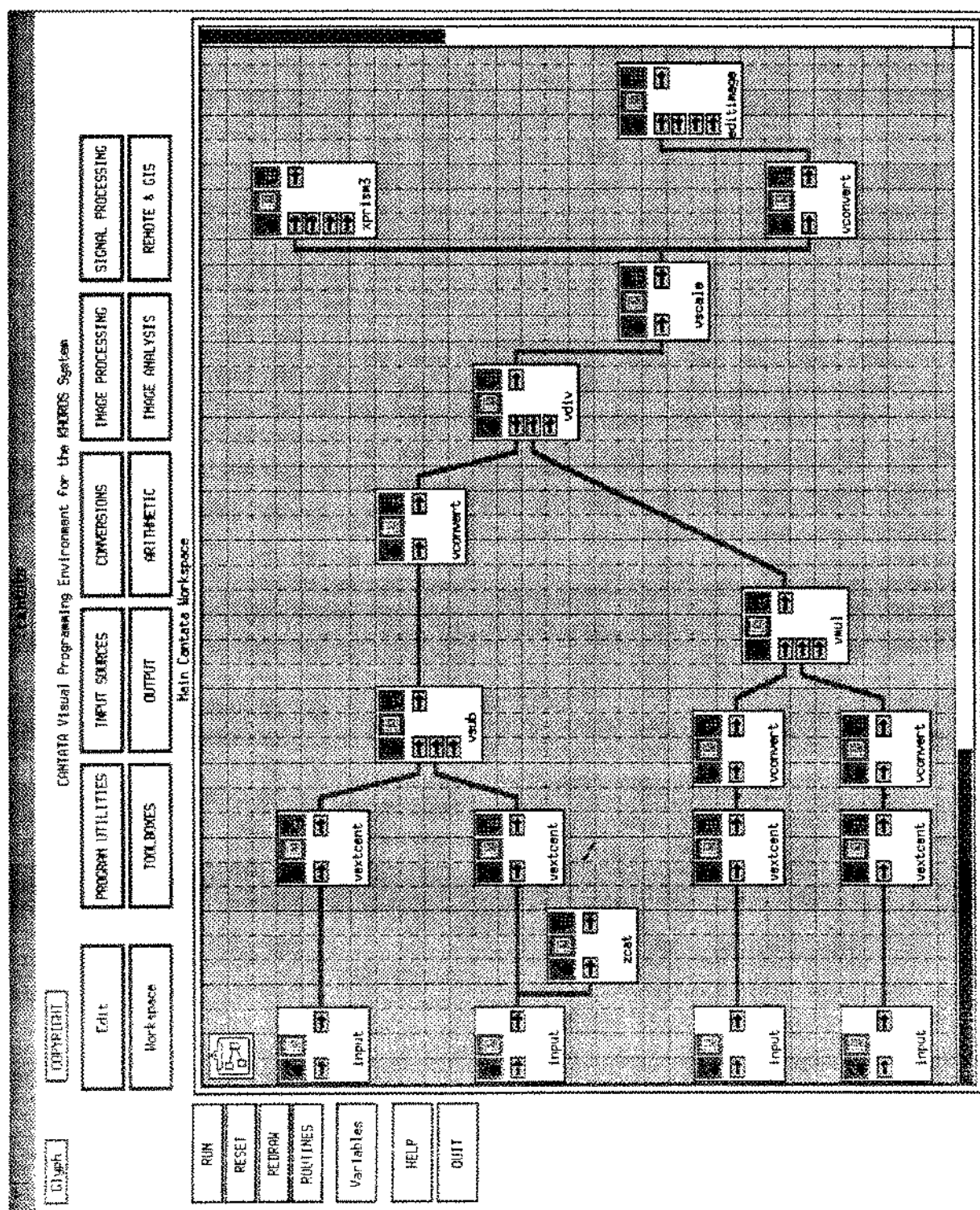
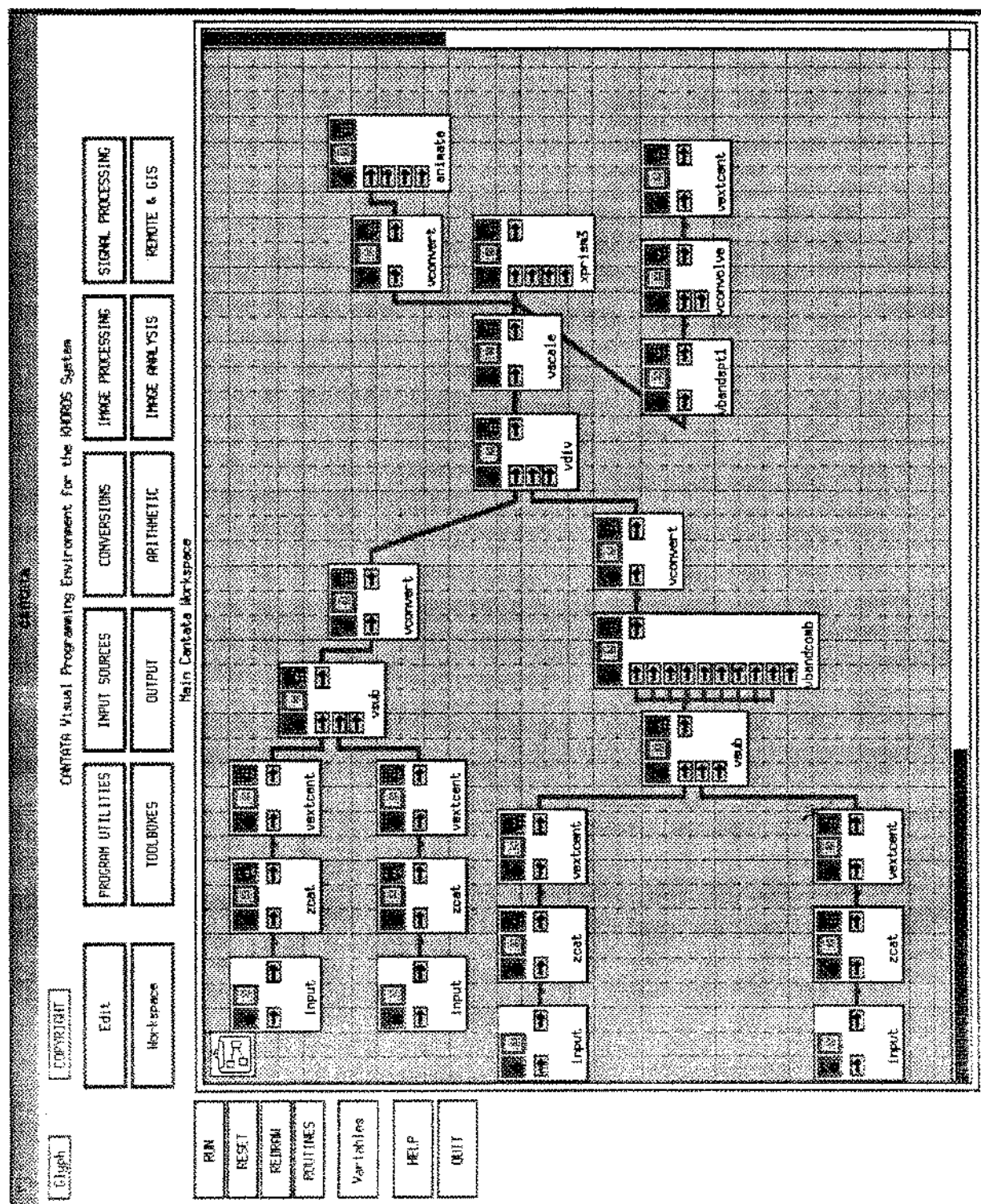


FIGURA 7.2 - PROGRAMA VISUAL PARA O CÁLCULO DA POROSIDADE



8. TESTES DE DESLOCAMENTO LINEARES RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os testes de deslocamento considerando fluxo linear foram realizados em amostras cilíndricas (3,8 cm de diâmetro) do afloramento Rio Bonito. Foram realizados oito testes para avaliar porosidade, permeabilidades relativas e saturações de fluidos. As saturações de fluidos em um deles foram determinadas via tomografia computadorizada, e então comparadas com os perfis obtidos a partir de modelagem teórica convencional, a teoria do deslocamento frontal.

8.1 Porosidade

A tabela 8.1 mostra os valores de porosidade obtidos para cada amostra conforme a metodologia utilizada. As porosidades foram determinadas pelas técnicas de expansão de gás e gravimetria. Em uma das amostras, RB-582, a porosidade foi avaliada também via TC. Para isso a amostra foi tomografada em 9 posições distintas, inicialmente seca, ou seja, saturada com ar, e em uma segunda etapa completamente saturada com água. As matrizes de densidades tomográficas foram então processadas em estações SUN através do *software* KHOROS, de modo a produzir uma matriz de porosidades para cada seção tomografada. O cálculo da porosidade foi realizado em matrizes quadradas de dimensão 54 x 54, extraídas a partir do centro das imagens obtidas no tomógrafo. Essa extração tinha como principal objetivo eliminar os efeitos de endurecimento do feixe, mais evidentes nas bordas das amostras. As figuras 8.1 a 8.9 mostram os valores de porosidade, pixel a pixel, obtidas para cada seção da amostra. Nesses gráficos as dimensões da seção, dadas pelo número de pixels, são plotadas nos eixos x e y e a

porosidade correspondente, na dimensão vertical. Nesses gráficos pode-se ver a variação aleatória da porosidade em cada seção e também, comparando-se o conjunto das figuras, sua variação no sentido longitudinal da amostra. Na figura 8.10 são mostrados os perfis de porosidade máxima, média e mínima ao longo da amostra. Nessa figura pode-se ver que, apesar das variações em cada seção, o valor médio da porosidade é quase constante em todas as seções da amostra. As figuras 8.1 a 8.9 mostram também que os efeitos restantes de endurecimento do feixe foram eliminados por ocasião da subtração das imagens. Quando esse efeito ocorre, as curvas apresentam uma concavidade característica com valores decrescentes em direção ao centro da amostra.

TABELA 8.1

Porosidades das Amostras

AMOSTRA	POROSIDADE (N2) (%)	POROSIDADE (G) (%)	POROSIDADE (T) (%)
RB-103	-	19,95	
RB-180	15,25	14,62	
RB-183	18,72	16,45	
RB-187	20,50	18,77	
RB-189	20,68	18,35	
RB-345	19,36	17,43	
RB-582	21,85	19,83	19,65
AMOSTRA 1	-	16,93	17,92

- Porosidade (N2)

- porosidade determinada por expansão de gás
- Porosidade (G)

- porosidade determinada por processo gravimétrico
- Porosidade (T)

- porosidade determinada a partir dos dados da tomografia computadorizada

A comparação dos resultados de porosidade obtidos pelas 3 técnicas mostra que a porosidade determinada por expansão de gás é maior que a obtida pelo método gravimétrico. Em princípio este resultado é normal uma vez que o gás poderia ocupar mais facilmente os poros da amostra. No método gravimétrico, normalmente se utiliza água para saturar a amostra e, dependendo do nível de pressão utilizado, pode não ocorrer o preenchimento total dos poros pela água.

A porosidade obtida pela técnica tomográfica foi equivalente à do método gravimétrico. Esse resultado era esperado, pois o processamento de imagens para o cálculo da porosidade via TC, utiliza as imagens da amostra seca e saturada com água. Portanto a porosidade visível na TC é a correspondente ao volume poroso ocupado pela água.

8.2 Permeabilidades Relativas

O principal objetivo dos testes de deslocamento lineares, foi o de obter uma curva de permeabilidade relativa característica para o afloramento Rio Bonito, curva esta usada no modelo teórico descrito na seção 9.3. Para isso foram realizados sete testes de deslocamento, com dois sistemas água/óleo mineral (Emca e Nujol), onde se investigaram os efeitos da viscosidade do óleo e do envelhecimento das amostras nas curvas de permeabilidades relativas. A principal diferença entre os dois óleos minerais reside nas suas viscosidades, 120 cp para o Nujol e 15 cp para o Emca. O envelhecimento das amostras afeta sua molhabilidade. Normalmente quando se trabalha com fluidos nativos de reservatórios de petróleo em amostras restauradas, recomenda-se um período de envelhecimento de 1 000 horas para que se possa restaurar as condições de molhabilidade original do sistema rocha/fluidos. Apesar deste efeito não ser importante quando se trabalha com óleos minerais, ele foi investigado porque os resultados obtidos, com o sistema água/Nujol, mostraram valores de permeabilidades relativas à água bastante baixos, menores que 5% em todo o intervalo de saturações investigado. A figura 8.11 mostra as curvas de permeabilidades relativas obtidas com o sistema água/Nujol, em amostra

envelhecida por 1 000 horas (RB-423). Nessa figura, a curva média foi calculada a partir das curvas de permeabilidades relativas obtidas em quatro testes de deslocamento, realizados em amostras sem envelhecimento. Basicamente nesse cálculo, as saturações médias são determinadas a partir da média aritmética das saturações e as permeabilidades médias através da média geométrica das permeabilidades relativas dos quatro testes.

Conforme pode-se ver na figura 8.11 as duas curvas (com envelhecimento e sem envelhecimento) praticamente coincidem, indicando que, no caso dos óleos minerais testados, o envelhecimento da amostra não teve efeito nenhum sobre as curvas de permeabilidades relativas.

A figura 8.12 mostra as curvas de permeabilidades relativas para os sistemas água/Nujol e água/Emca, onde pode-se analisar o efeito da viscosidade do óleo sobre os resultados. Como já foi visto anteriormente, a viscosidade do Nujol é oito vezes a do Emca. Nesse caso verifica-se que há diferenças entre as duas curvas. As permeabilidades relativas à água e ao óleo, e as saturações de água dos pontos terminais são maiores para o sistema água/Emca. Com base nessas curvas foi feita uma análise da injeção de água nos dois casos. A tabela 8.2 mostra os resultados obtidos para essa avaliação. Nessa tabela, S é a saturação, k a permeabilidade, λ a mobilidade e R a razão de mobilidades. Os índices w , o e f referem-se à água, óleo e frente de avanço respectivamente. Assim R_1 é a razão entre as mobilidades da frente λ_f e do óleo λ_o , e R_2 a razão entre as mobilidades da água λ_w e do óleo λ_o . A mobilidade da frente é obtida através da equação abaixo:

$$\lambda_f = \frac{k_{Rw}}{\mu_w} \Big|_{S_{wf}} + \frac{k_{Ro}}{\mu_o} \Big|_{S_{wf}} \quad 8.1$$

Quando R_2 é maior que 1, a mobilidade da água é maior que a mobilidade do óleo e o fluxo pode ser instável, isto é, pode haver formação de *finger* (digitação viscosa). Uma condição mais severa é verificada no cálculo de R_1 . Quando R_1 é maior que 1, a mobilidade da frente é maior que a mobilidade do óleo e maior é a possibilidade do fluxo

viscoso. Na tabela 8.2 pode-se ver que com o sistema água/Nujol a probabilidade de instabilidade do fluxo é maior que com o sistema água/Emca. Assim, ao que tudo indica, nas curvas de permeabilidades relativas água/Nujol obtidas neste trabalho, os baixos valores de permeabilidades relativas à água podem ser encarados como características da ocorrência de fluxo viscoso (formação de *finger*). Por esse motivo, resolveu-se utilizar, no teste de deslocamento na amostra 1, o sistema água/Emca.

TABELA 8.2

Análise da Injeção de Água para os Sistemas Água/Emca e Água/Nujol

Afloramento	S_{wf}	$k_{w,max}$	$k_{o,max}$	k_{wf}	k_{of}	λ_f	λ_o	λ_w	R_1	R_2
Rio Bonito	(%)	(fração)	(fração)	(fração)	(fração)	mD/CP	mD/CP	mD/CP		
Curva Média Água/Nujol	46,78	0,0538	1	0,0094	0,235	0,012	0,0095	0,055	1,24	5,77
RB-103 Água/EMCA	44,67	0,1188	1	0,035	0,538	0,072	0,067	0,121	1,07	1,82

O índice f refere-se aos dados da frente de avanço

$$R_1 = \lambda_f / \lambda_o$$

$$R_2 = \lambda_w / \lambda_o$$

Curva média do sistema água/Nujol obtida a partir das curvas de testes em 4 amostras do afloramento Rio Bonito.

8.3 Tomografia x Deslocamento Frontal

No teste de deslocamento realizado com o sistema água/Emca na amostra RB-582, as etapas de saturação com óleo e injeção de água foram monitoradas com o tomógrafo, a fim de comparar as distribuições de saturação de fluidos com perfis obtidos através de modelagem teórica convencional. O teste iniciou com a amostra 100% saturada com uma solução preparada a partir de água destilada com 30 000 ppm de NaCl e 60 000 ppm de KI. A amostra foi posicionada no tomógrafo na posição $x_D = 0,5$, de modo a se obter as tomografias da seção central, e permaneceu fixa nessa posição durante todo o processo de saturação com óleo. A partir do início da injeção de óleo foram feitas tomografias sucessivas até o final dessa injeção. Pretendia-se assim, observar a evolução da saturação de óleo naquela seção. Obtiveram-se 26 imagens da injeção de óleo que foram combinadas com as imagens obtidas da injeção de água também para a seção central. As imagens foram processadas para se obter as saturações de óleo em uma região quadrada (54 pixels x 54 pixels) extraída a partir do centro da seção em análise. A figura 8.13 mostra a evolução da saturação de óleo na seção central da amostra ($x_D = 0,5$) durante todo o teste. Os dados foram plotados para cada varredura, uma vez que não se tinha controle do tempo. Como as tomografias foram sucessivas, o tubo de Raios-X aquecia e o sistema automaticamente iniciava o processo de refrigeração, impedindo o controle do tempo correspondente a cada varredura. Assim, na análise da figura 8.13 deve-se ter em mente que o tempo entre cada varredura não foi o mesmo. Isso explica o salto que aparece na curva de saturação média de óleo entre as varreduras 15 e 20.

A saturação de óleo na região investigada tem uma variação significativa. As curvas de saturação máxima e mínima mostram diferenças de até 70% para uma mesma varredura. Outro aspecto interessante é a variação nas saturações máximas e mínimas em relação às varreduras indicando um rearranjo dos fluidos com a continuidade da injeção.

A figura 8.14 mostra as imagens da seção central da amostra, correspondente aos dados da figura 8.13. Dada a diferença de viscosidades dos fluidos $\left(\frac{\mu_o}{\mu_w} = 15\right)$, esperava-se na injeção de óleo um deslocamento pistão na seção, e nenhuma variação na saturação dos fluidos após a chegada da frente de óleo. Até a quarta imagem o óleo não havia chegado na seção; a partir da quinta imagem observa-se um crescimento gradativo da saturação de óleo, com este ocupando inicialmente a porção superior direita da seção. São evidentes também áreas de maior concentração de óleo indicadas por manchas em tons de azul claro mais saliente. A etapa de injeção de água não é tão evidente quanto a de injeção de óleo. Pode-se distinguir apenas a mudança de tonalidade para o azul mais escuro quando da chegada da água, sem que no entanto se possa precisar visualmente em que parte da seção isso aconteceu. As imagens da figura 8.14 foram montadas em sequência no KHOROS e animadas de modo a permitir uma visualização dinâmica do fluxo na seção central da amostra.

Após a injeção de óleo, foi iniciada a etapa de injeção de água. Nessa fase, a cada tempo correspondente a uma determinada fração de volumes porosos injetados, a amostra era tomografada em nove seções distintas ao longo do seu comprimento. Desse modo foi possível construir os perfis de saturação média de fluidos ao longo da amostra. A figura 8.15 mostra os perfis de saturação média de óleo ao longo da amostra para cada tempo em que foram realizadas as varreduras. Os perfis de saturação para tempos inferiores ao tempo de erupção (*breakthrough* no jargão de petróleo) mostram a tendência à formação de uma frente de saturação, confirmando as hipóteses assumidas na teoria do deslocamento frontal. Outro aspecto interessante que pode ser observado nessa figura é a tendência decrescente da saturação de óleo próximo à extremidade da amostra. Esse efeito de extremidade, conhecido na literatura técnica como *end effect*, ocorre devido ao instantâneo desequilíbrio capilar entre água e óleo na face de saída da amostra. Como consequência, a saturação do fluido molhante, nessa região, tende a ser excessivamente alta. A extensão desse efeito ao longo da amostra e também sua eliminação quando possível têm sido exaustivamente discutidas na literatura técnica que enfoca testes de deslocamento lineares, principalmente

aqueles para determinação de curvas de permeabilidades relativas. Há um consenso que amostras longas e altas vazões de teste minimizam esse efeito. A amostra RB-582 tinha 15,8 cm de comprimento e a vazão de teste foi 1 ml/minuto. Mesmo assim observa-se na figura 8.15 que a partir de $x_D = 0,8$ já começam a aparecer alterações nos perfis de saturações, provocados pelo efeito de extremidade.

Os volumes de fluidos produzidos e pressão de injeção foram monitorados durante todo o teste. Desse modo foi possível determinar a curva de permeabilidades relativas pelo método JBN, figura 8.16. A partir das permeabilidades relativas foram calculados o fluxo fracionário de água e sua derivada com relação à saturação de água. De posse destes dados foram construídos os perfis de saturação média de água ao longo da amostra para diversos tempos de injeção. A figura 8.17 mostra a curva de df_w/dS_w contra saturação de água, e a figura 8.18, os perfis teóricos de saturação média de água para os correspondentes tempos de injeção. As figuras 8.19 e 8.20 mostram a comparação dos perfis teóricos com aqueles obtidos via TC. Na figura 8.19, para pelo menos dois tempos ($t_D = 0,08$ e $t_D = 0,20$) anteriores ao *breakthrough* de água, há uma concordância em relação à posição da frente de saturações. Para $t_D = 0,34$ a frente de saturações, segundo o modelo teórico, está posicionada próxima à extremidade da amostra ($x_D > 0,9$). Essa posição não foi tomografada e as tendências dos perfis de saturação indicam que deve estar influenciada pelo efeito de extremidade. Logo, não é de se esperar que a tomografia evidenciasse uma frente de saturações nessa posição.

A figura 8.20 mostra concordâncias razoáveis entre os perfis de saturação teóricos e aqueles obtidos via TC. Os perfis de saturação nessa figura correspondem a tempos posteriores ao *breakthrough* de água.

O valor da saturação da frente é outro ponto relevante que pode ser discutido a partir da figura 8.19. Apesar de termos conseguido somente 3 tomografias para tempos anteriores ao *breakthrough*, os perfis para $t_D = 0,08$ e $t_D = 0,20$ obtidos via TC mostram

que para $x_D < 0,2$, ao invés de uma frente com saturação constante, há um crescimento dessa saturação com o tempo. Para $t_D = 0,08$ o valor da saturação da frente determinado pela TC situa-se em torno de 60% e para $t_D = 0,2$ em 70%, que é o valor determinado na modelagem teórica.

A figura 8.21 mostra a comparação entre as avaliações do teste feitas a partir dos dados experimentais e aqueles resultantes do processamento das imagens. A avaliação a partir dos dados experimentais resulta de um balanço volumétrico entre fluidos injetados e produzidos no teste. No processamento de imagens a avaliação consiste em se determinar o histórico de saturações médias de água ao longo do tempo de teste. Os resultados mostram que há uma boa concordância entre o balanço volumétrico e a tomografia. As diferenças entre as saturações médias de água determinadas pela TC e aquelas calculadas pelo balanço volumétrico, foram no máximo de 3% em valor absoluto.

FIGURA 8.1 – POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.1

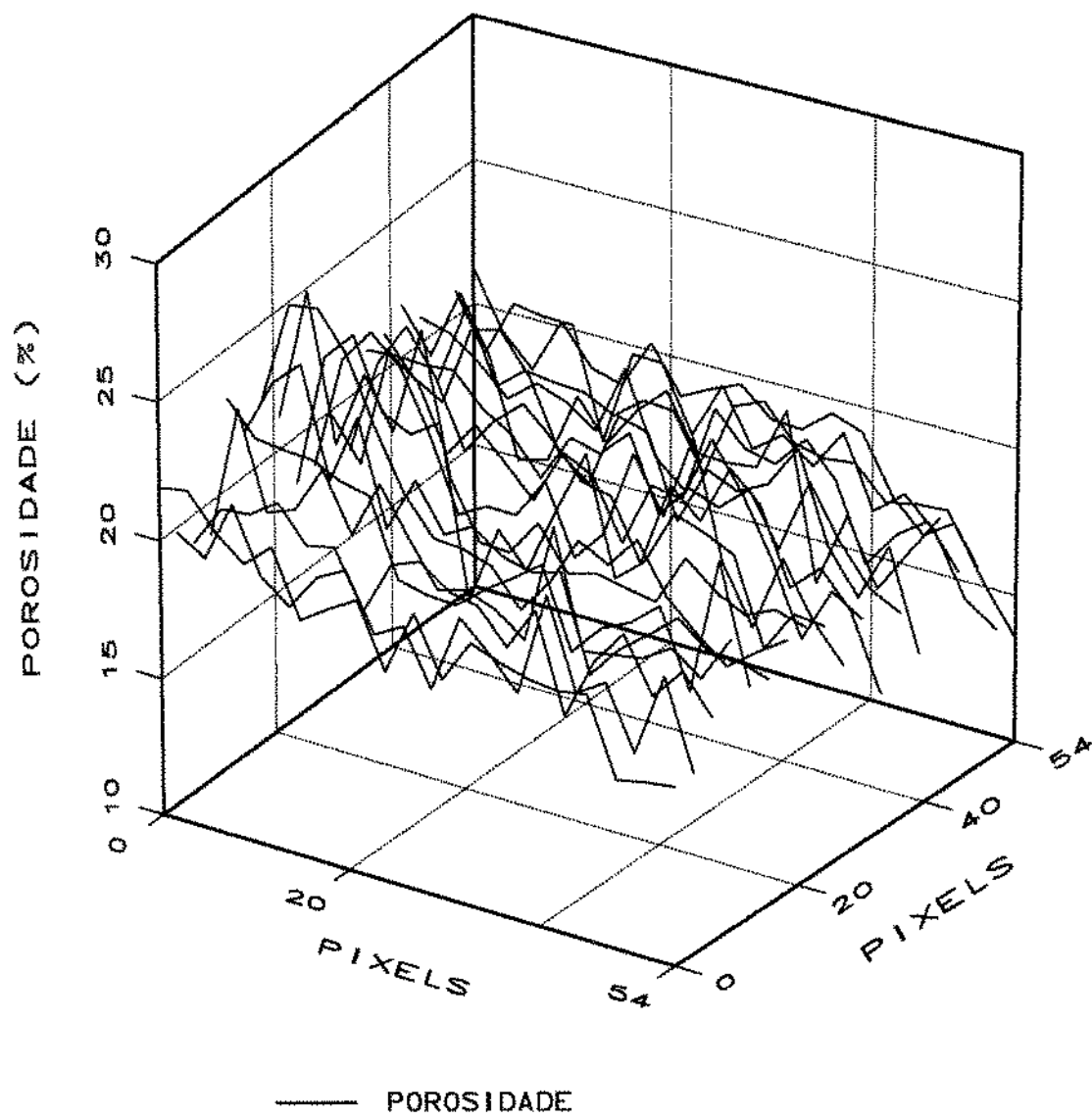


FIGURA 8.2 - POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.2

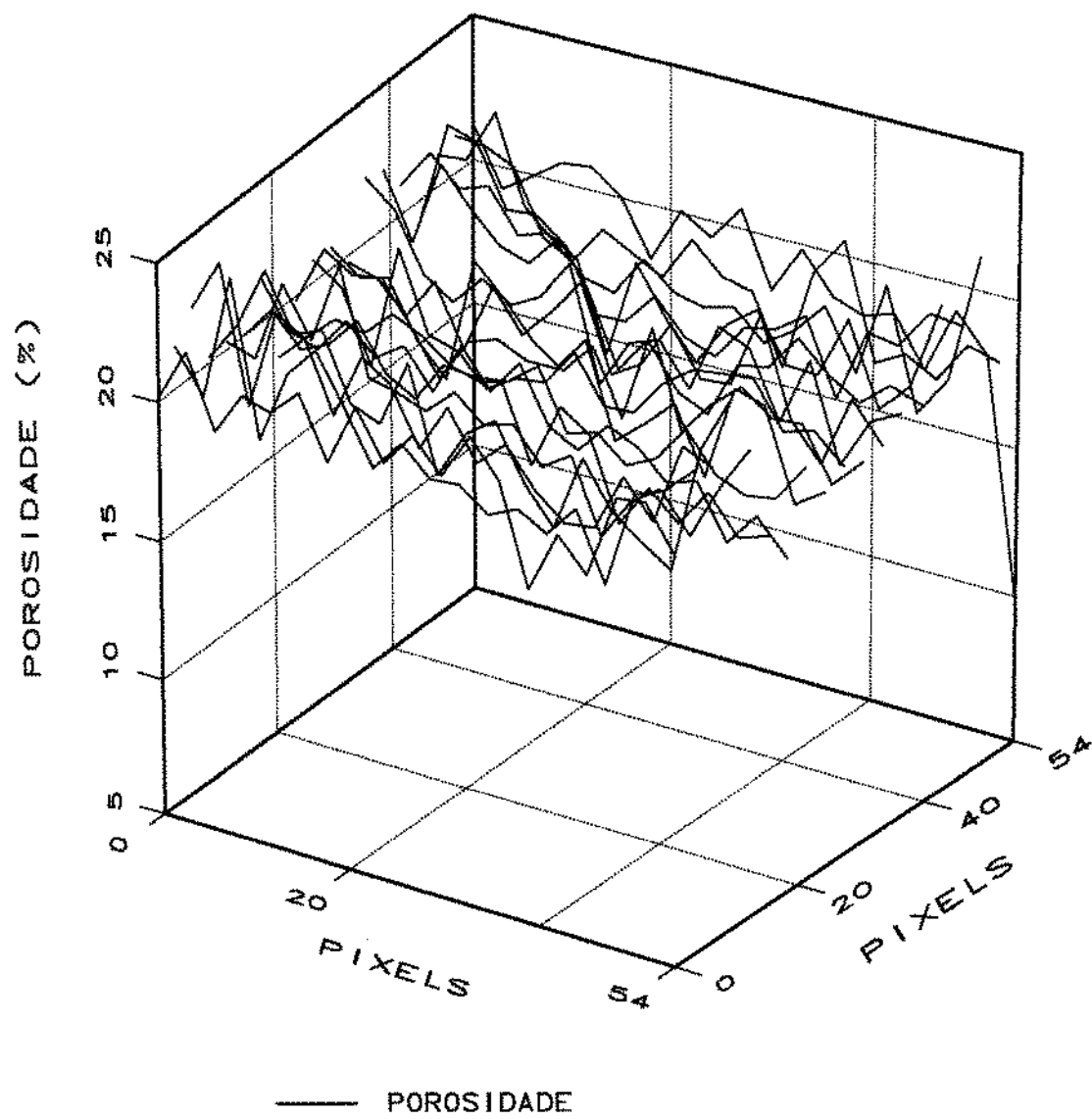


FIGURA 8.3 - POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.3

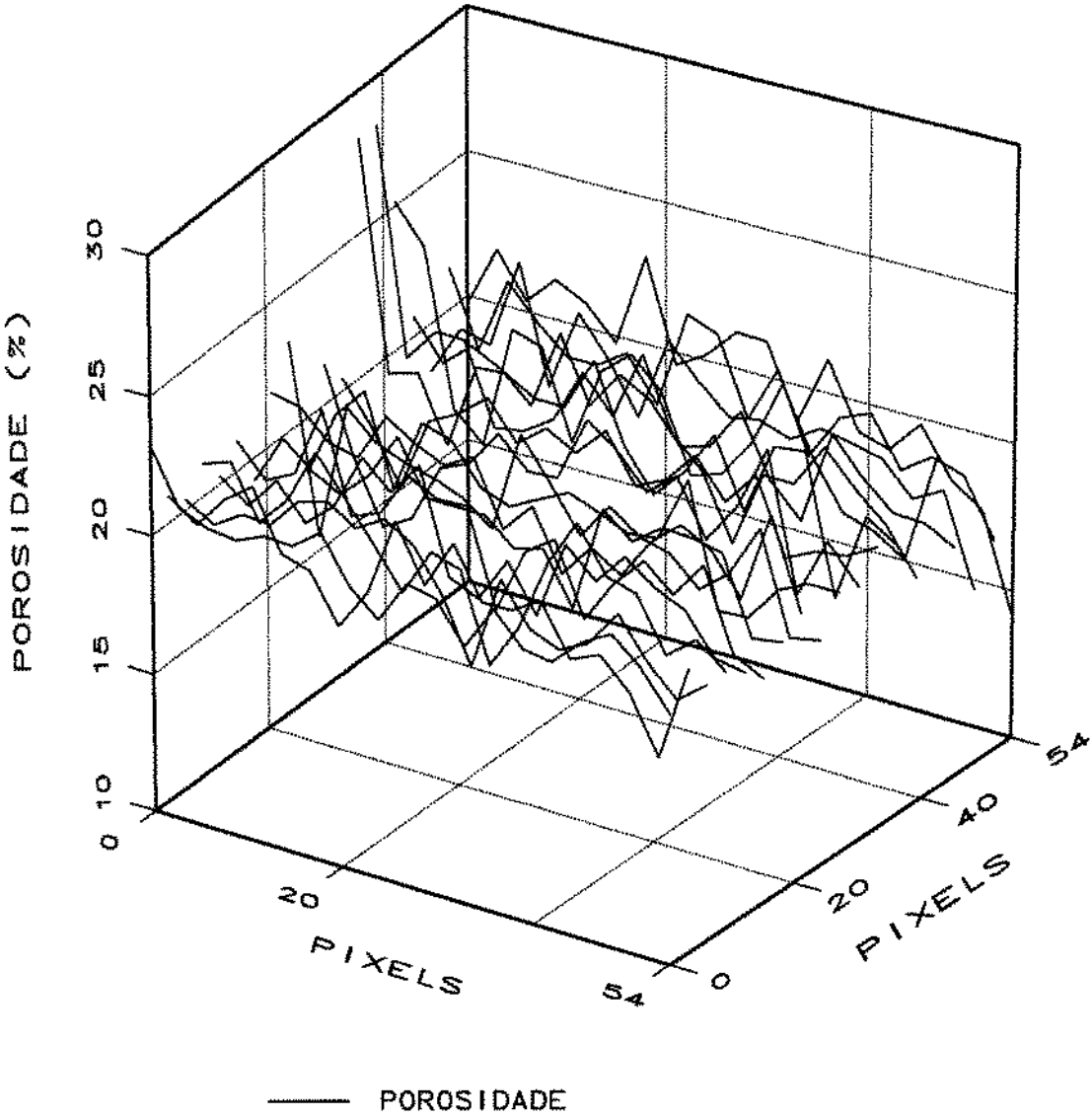


FIGURA 8.4 - POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.4

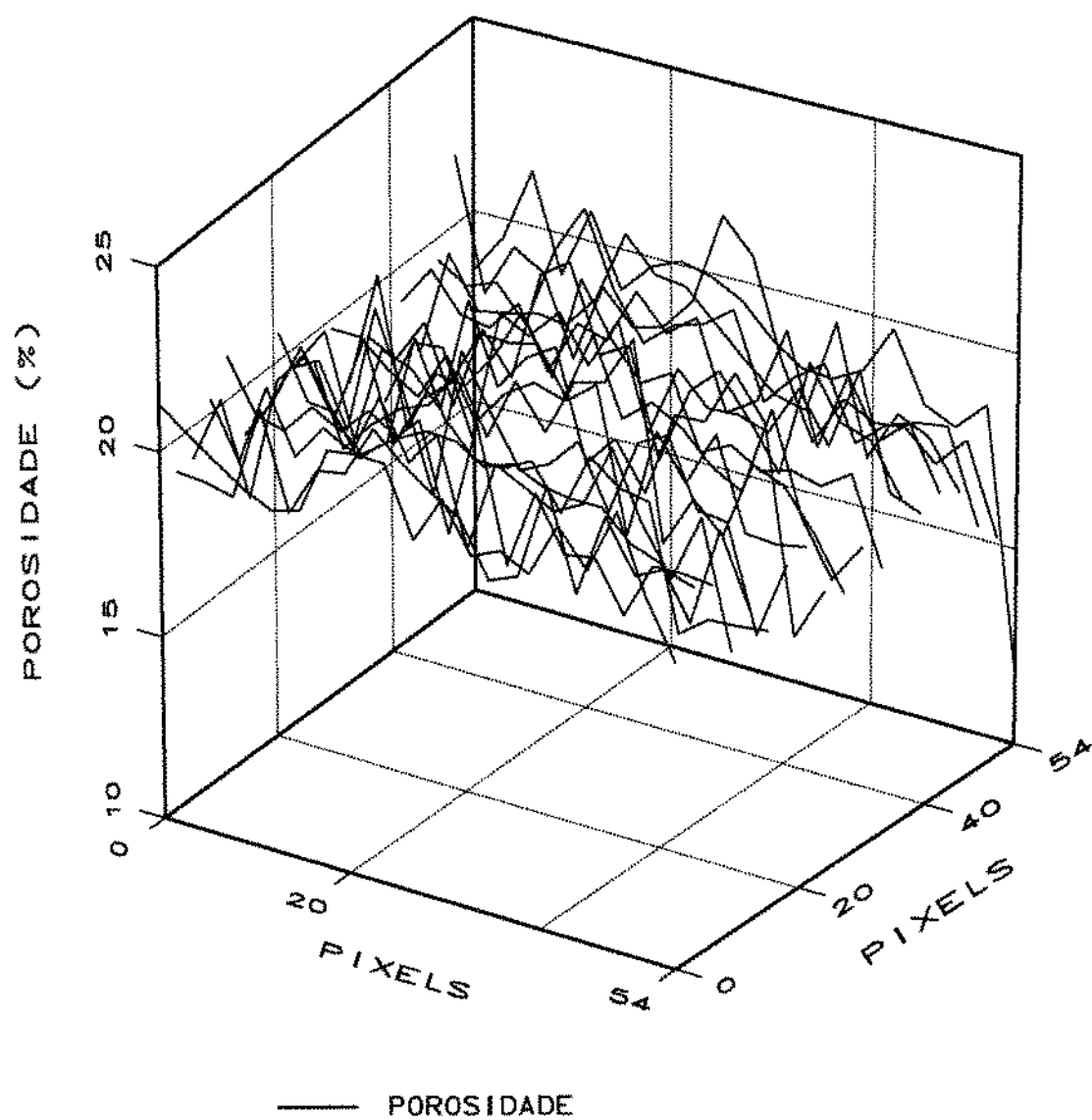


FIGURA 8.5 - POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.5

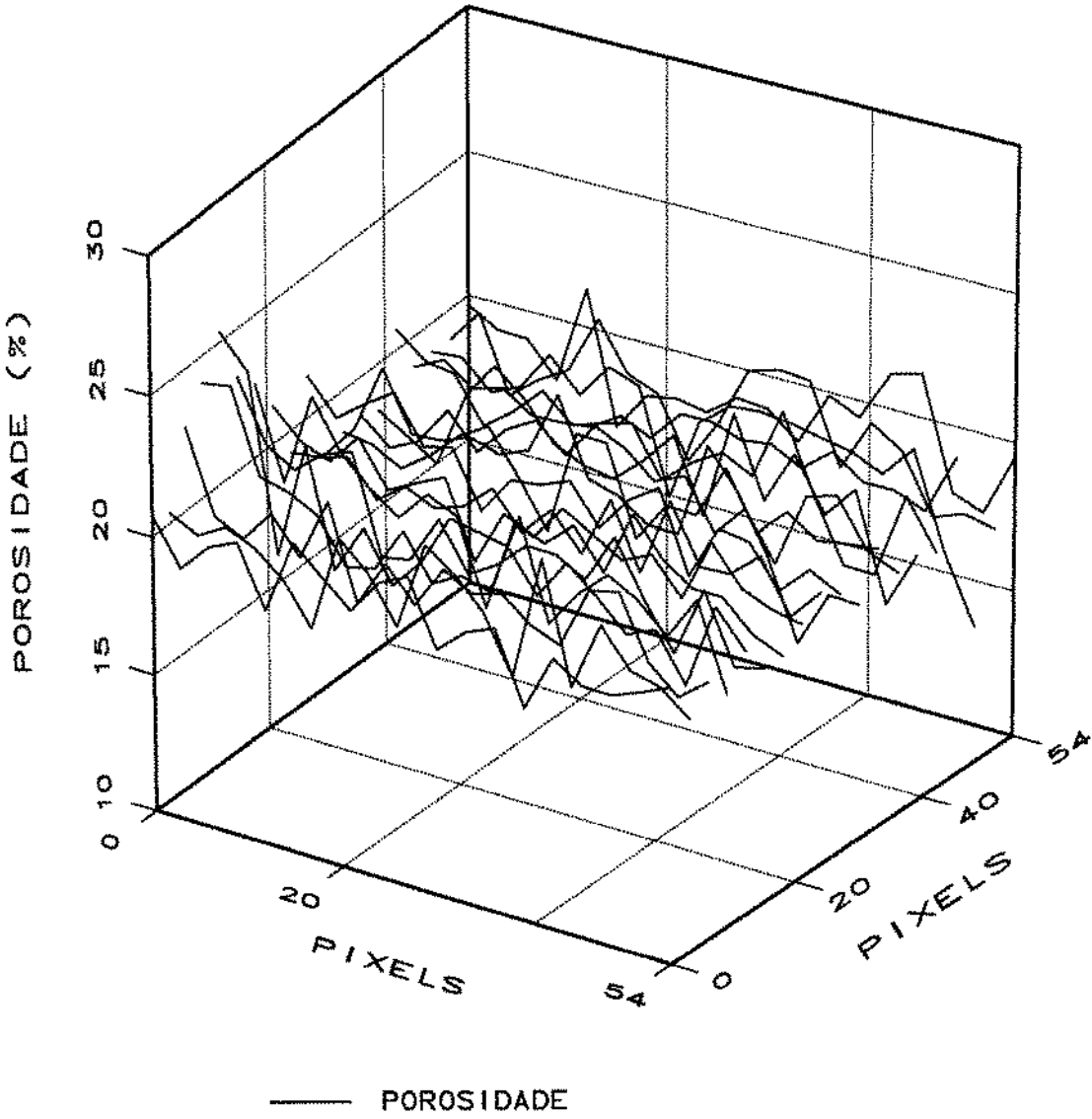


FIGURA 8.6 - POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.6

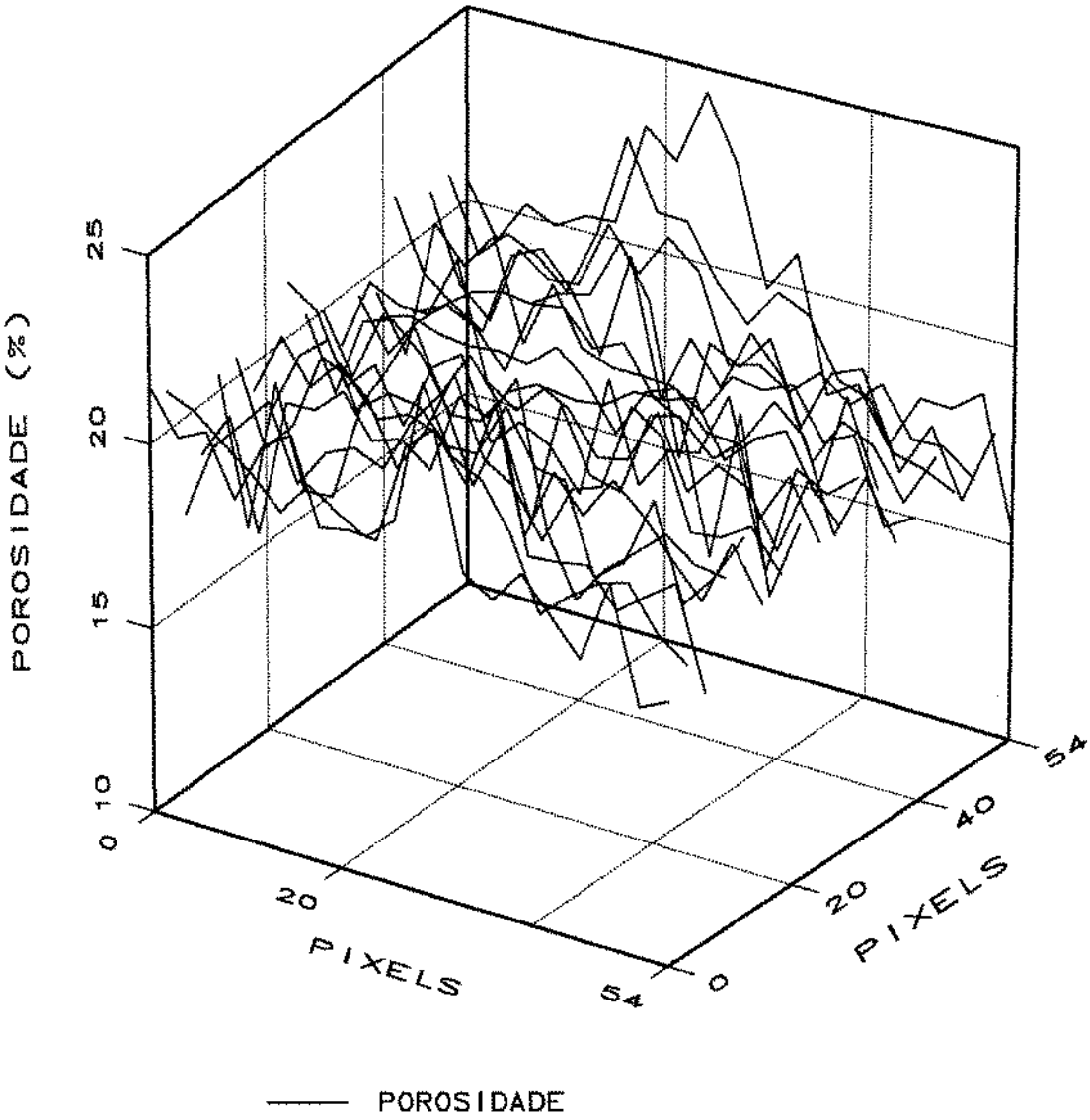


FIGURA 8.7 - POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.7

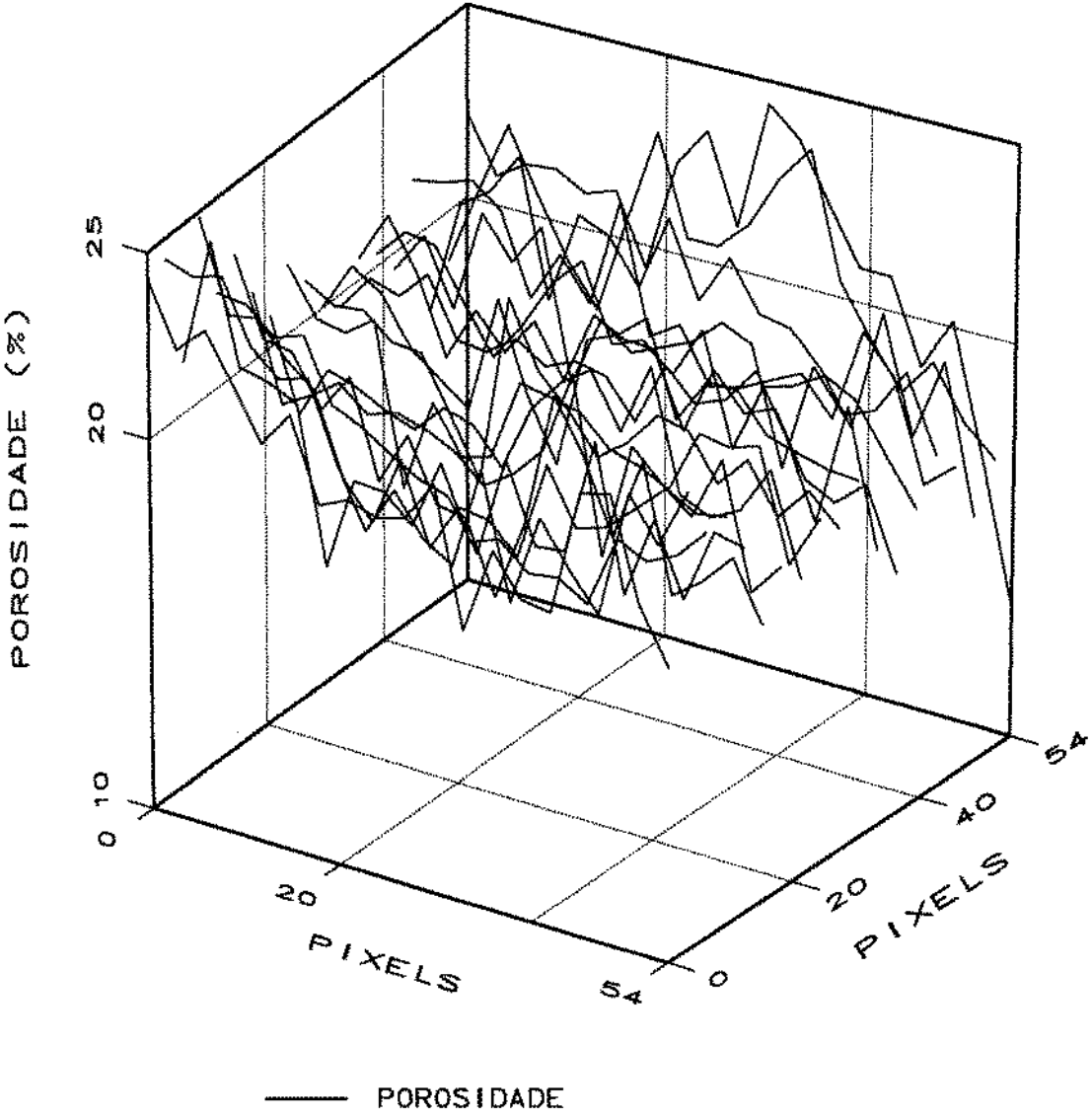


FIGURA 8.8 - POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.8

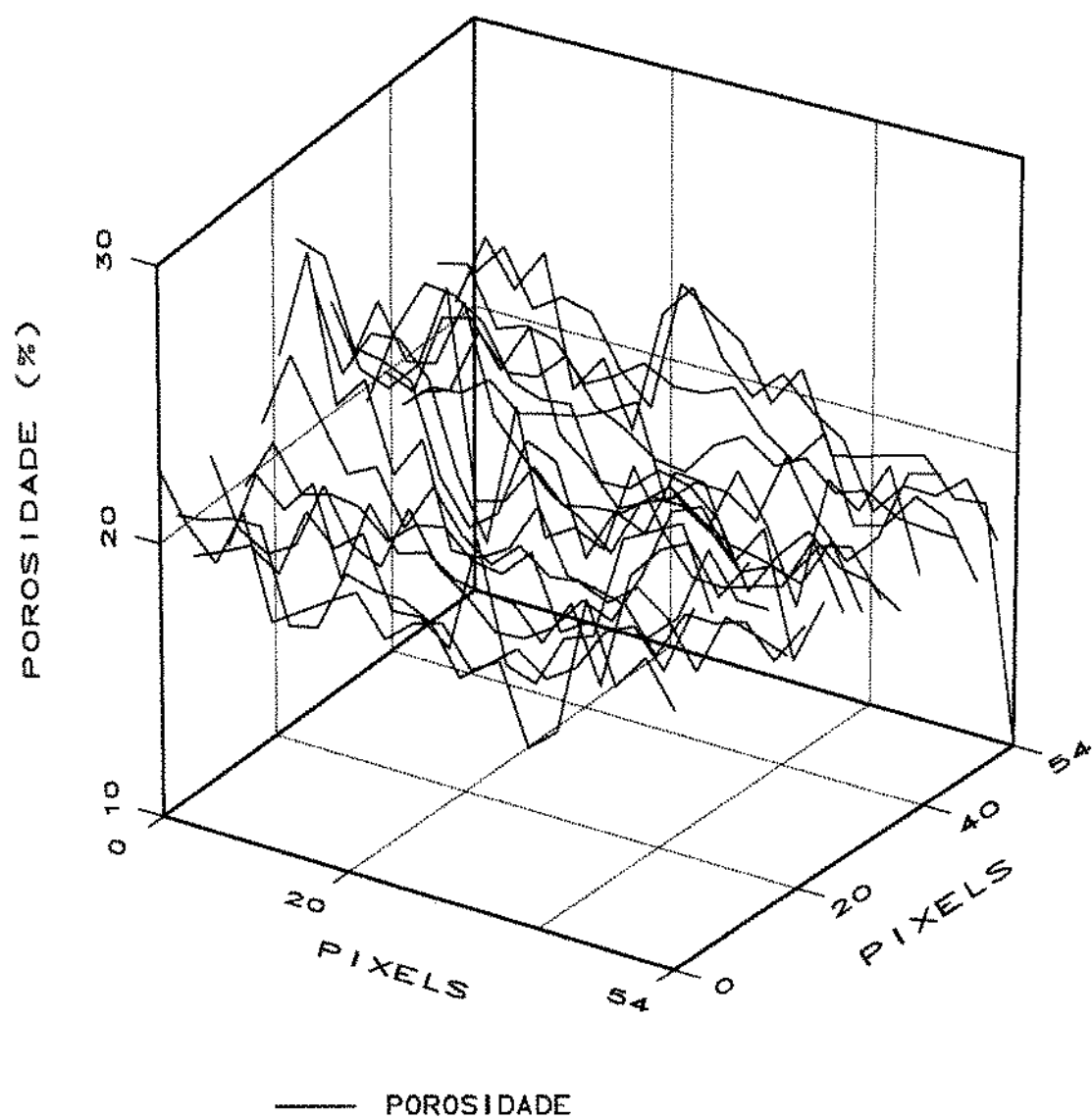


FIGURA 8.9 - POROSIDADE RB-582 SEÇÃO 0.9

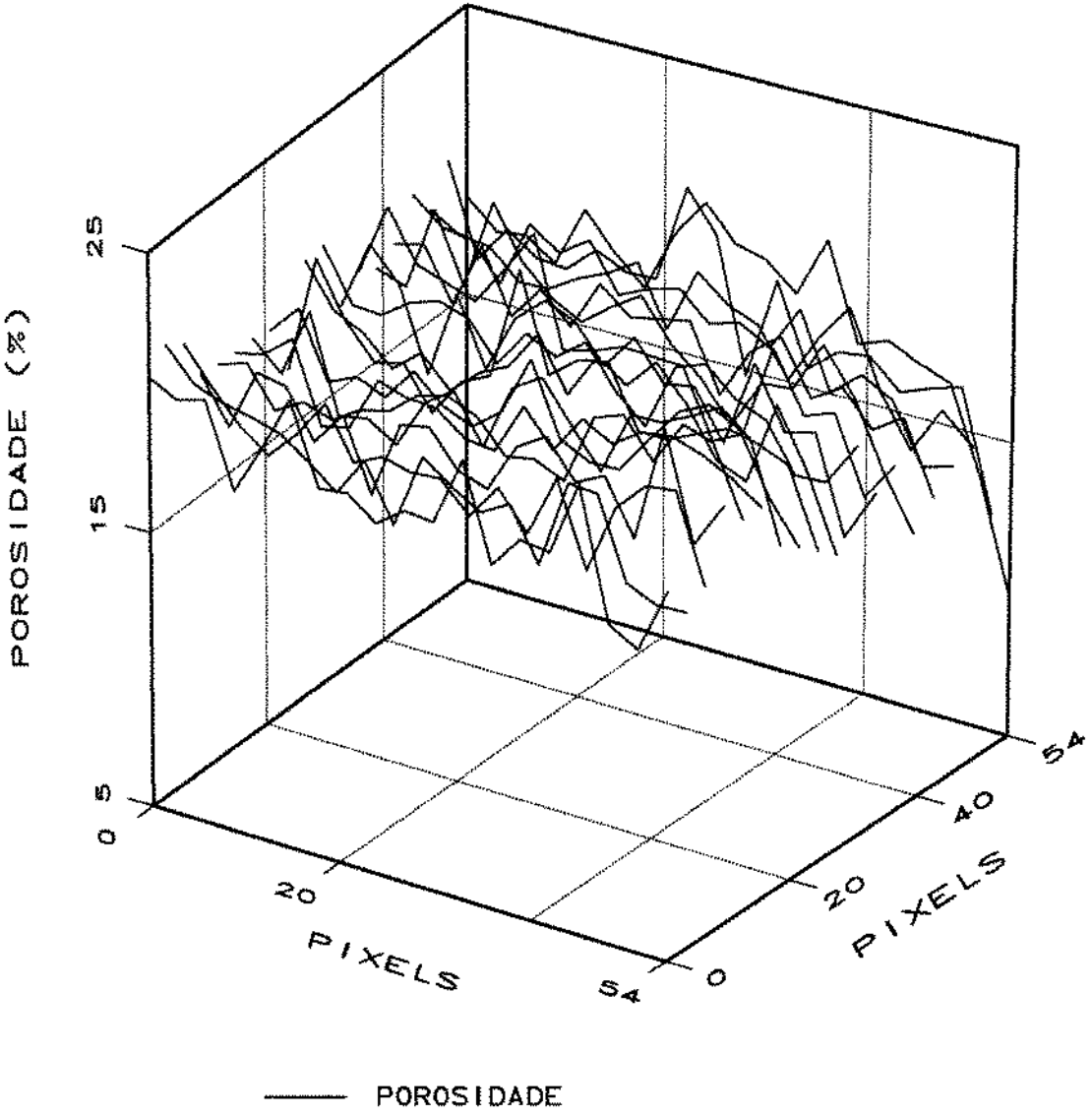


FIGURA 8.10 POROSIDADE X DISTÂNCIA
RB -- 582 (TOMOGRAFIA)

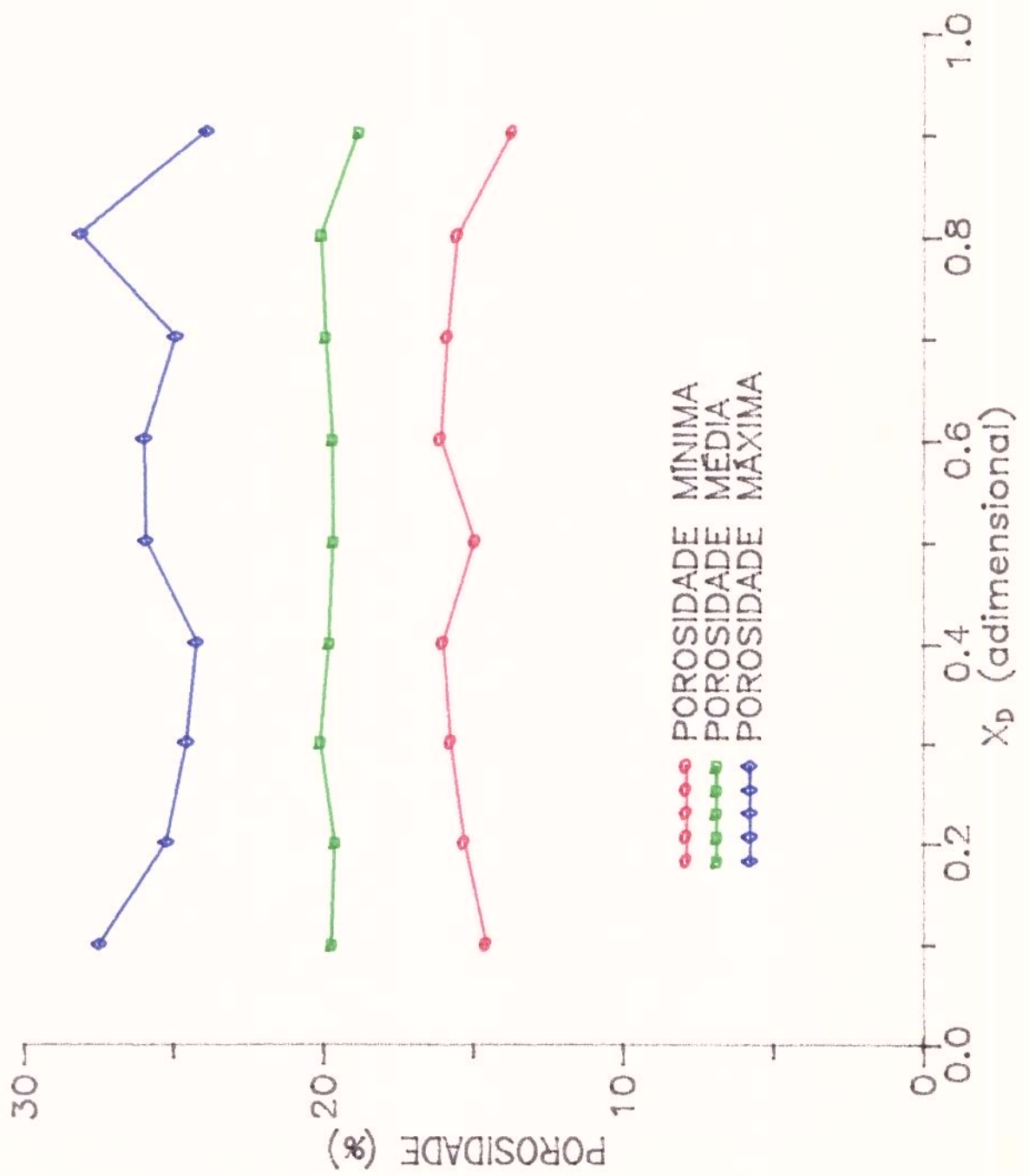


FIGURA 8.11 EFEITO DO ENVELHECIMENTO NAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS — SISTEMA ÁGUA/NUJOL CURVA MÉDIA — SEM ENVELHECIMENTO RB-345 — ENVELHECIDA (1000 HORAS)

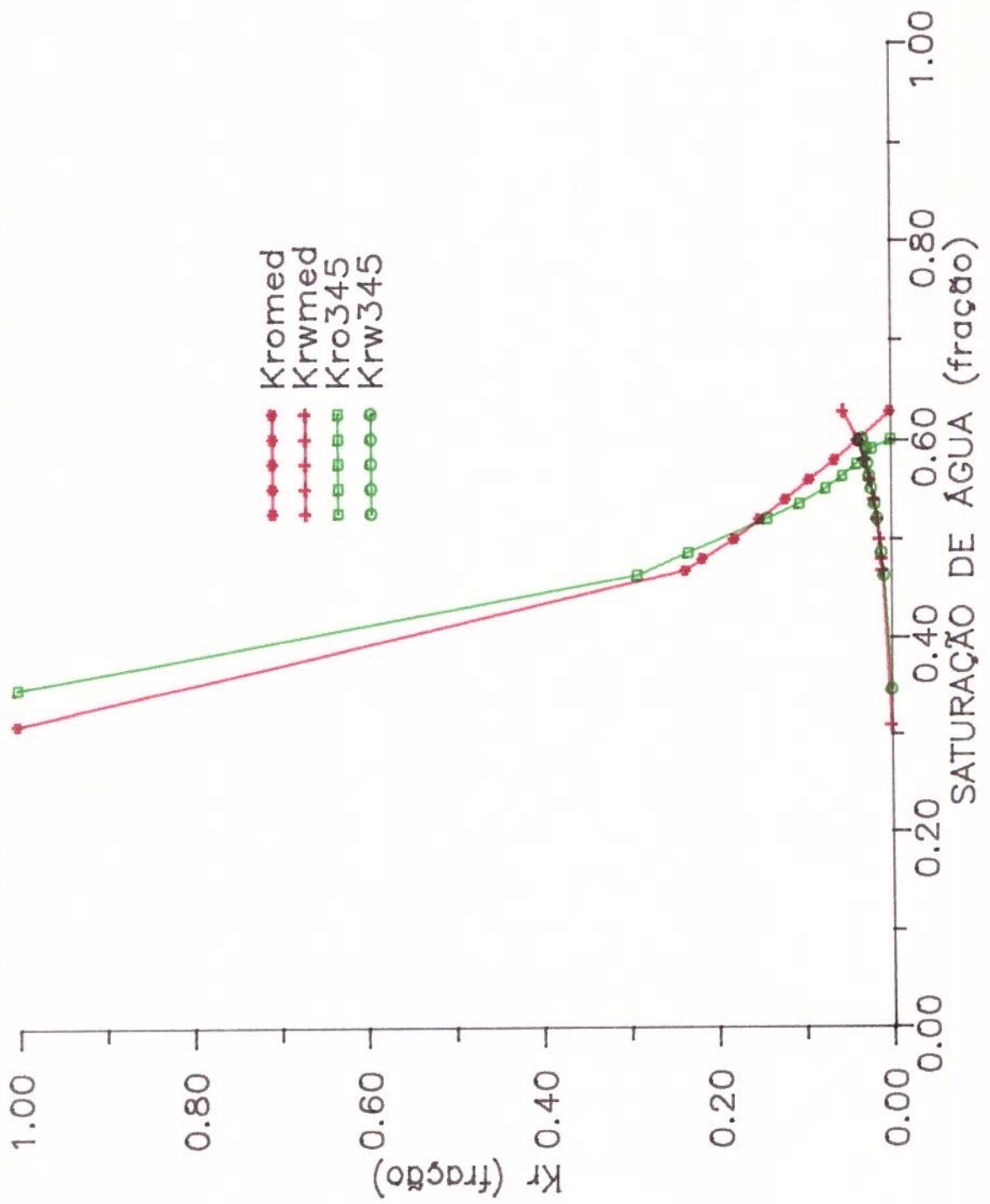


FIGURA 8.12 EFEITO DA VISCOSIDADE NAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

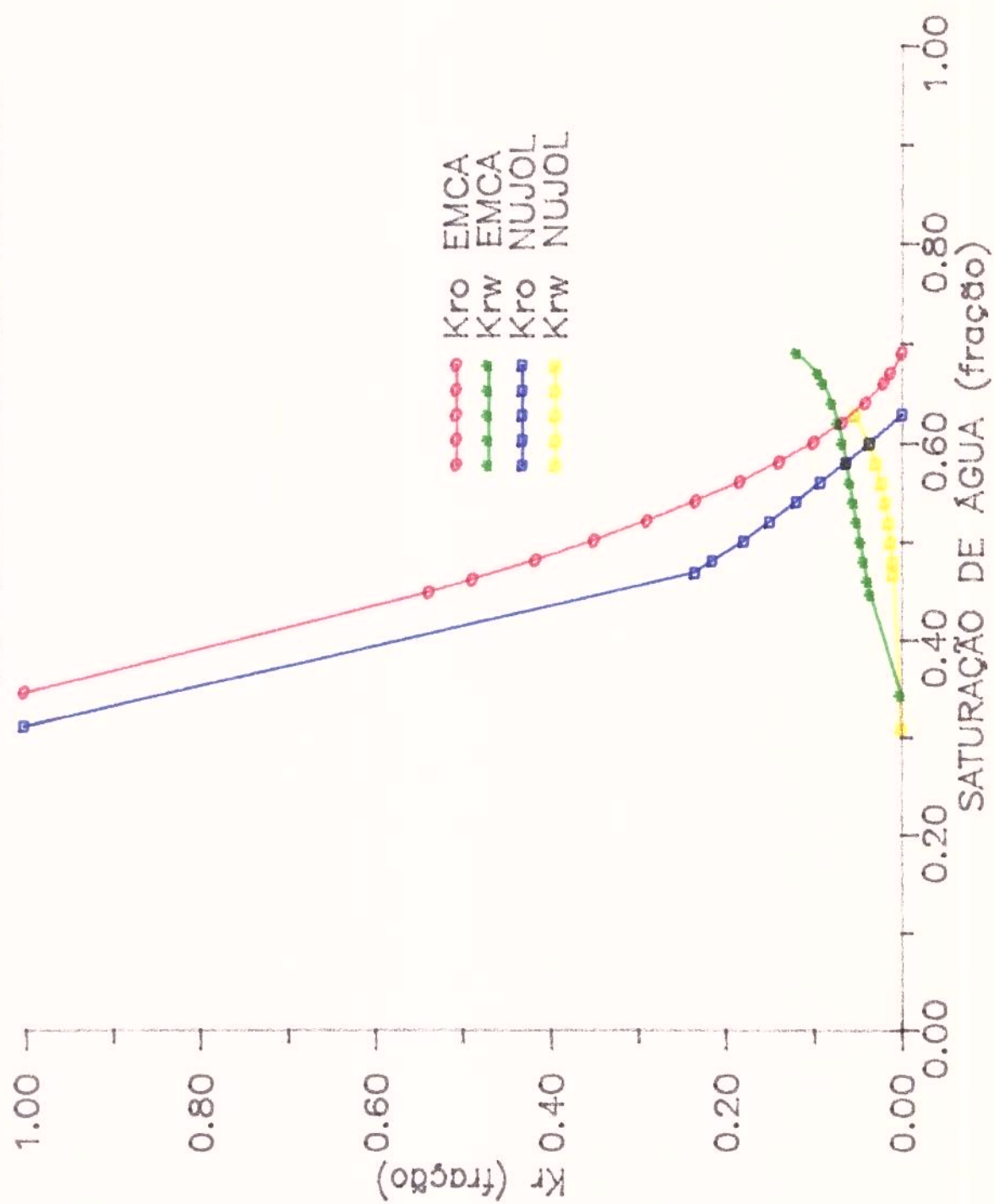
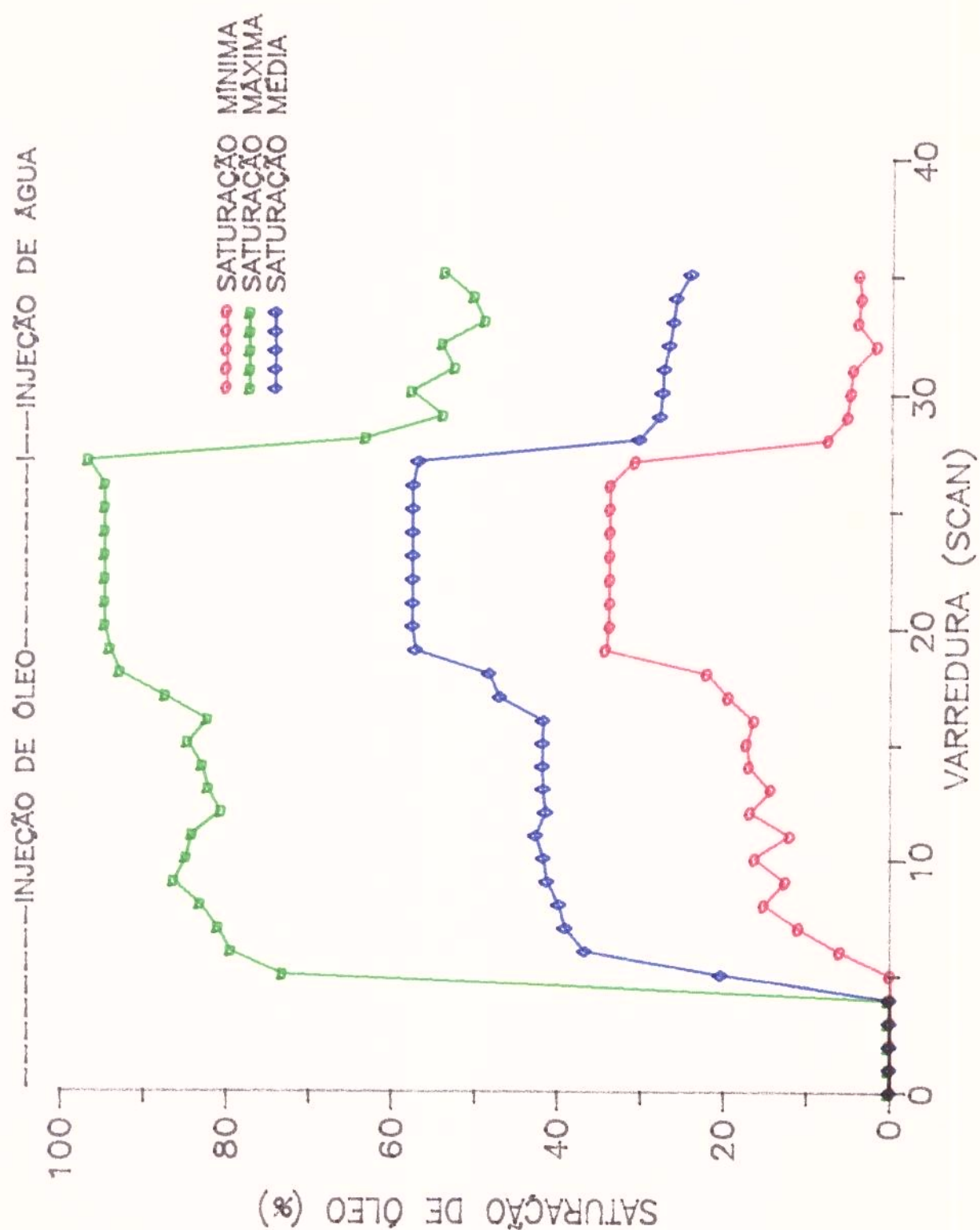


FIGURA 8.13 VARIAÇÃO DA SATURAÇÃO DE ÓLEO
EM $X_D = 0.5$ RB-582



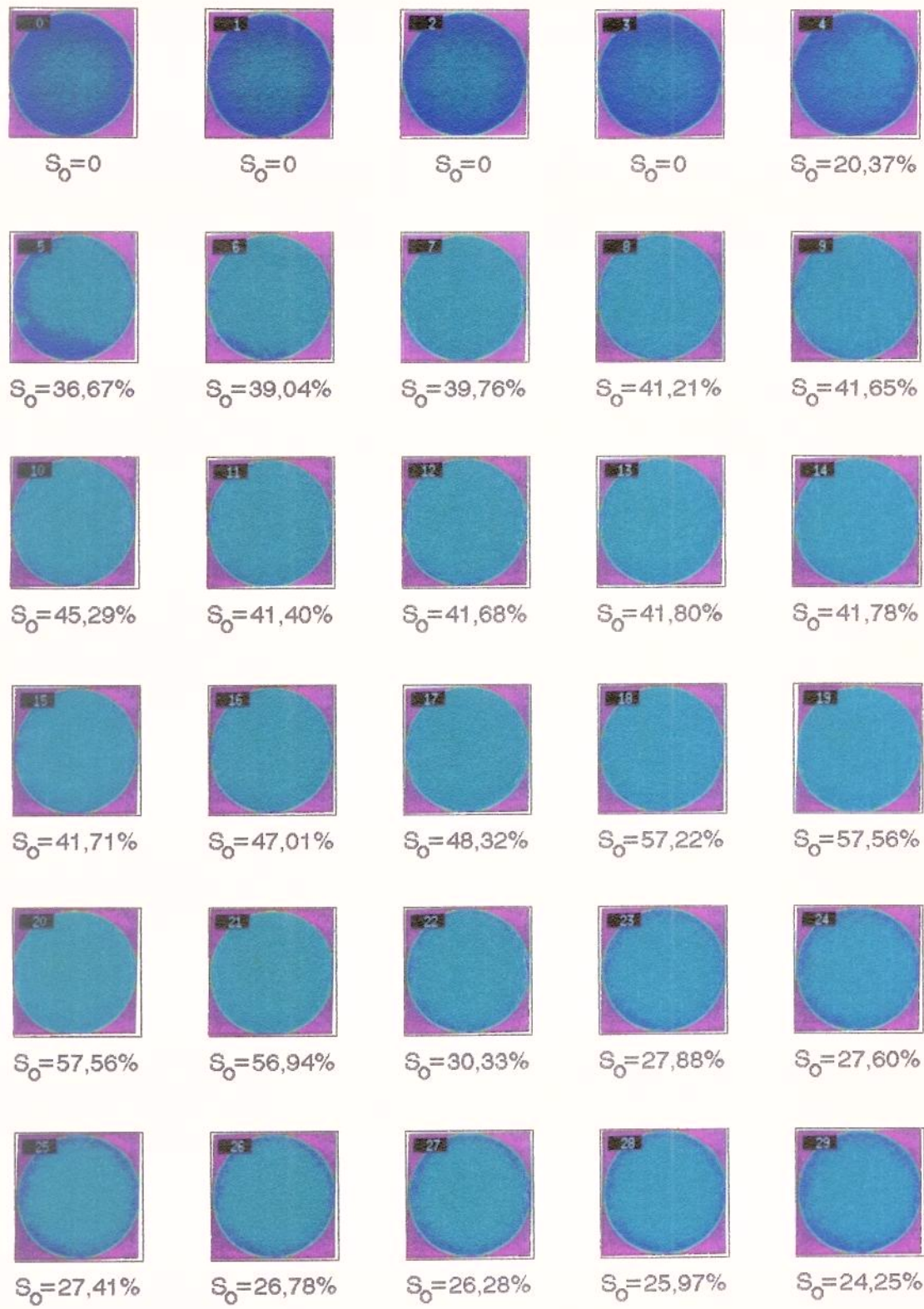


FIGURA 8.14 - EVOLUÇÃO DA SATURAÇÃO DE ÓLEO NO TESTE LINEAR (RB-582) NA POSIÇÃO $x_D = 0,5$

FIGURA 8.15 SATURAÇÃO DE ÓLEO X DISTÂNCIA
INJEÇÃO DE ÁGUA RB-582

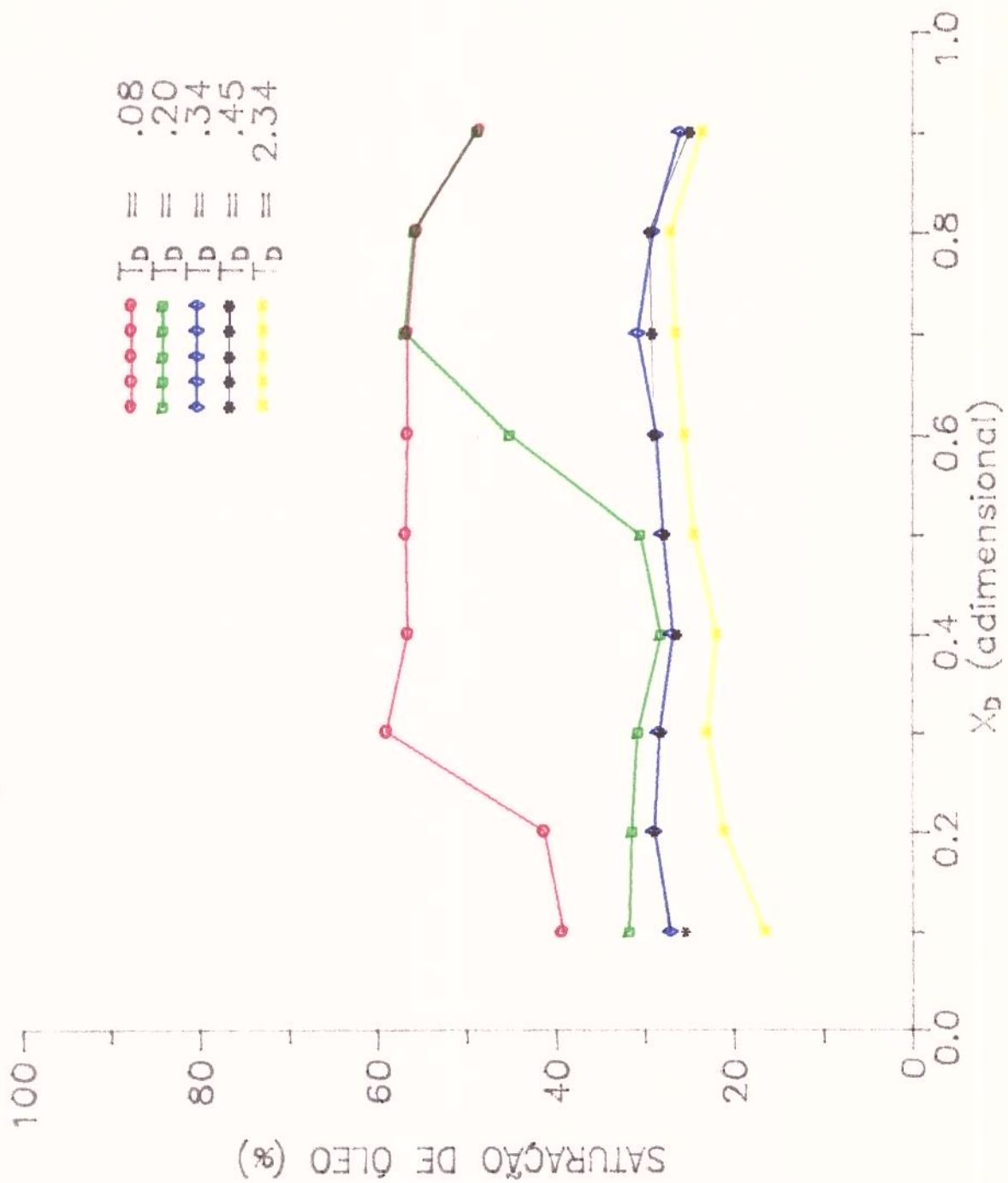


FIGURA 8.16 RB-582 PERMEABILIDADES RELATIVAS

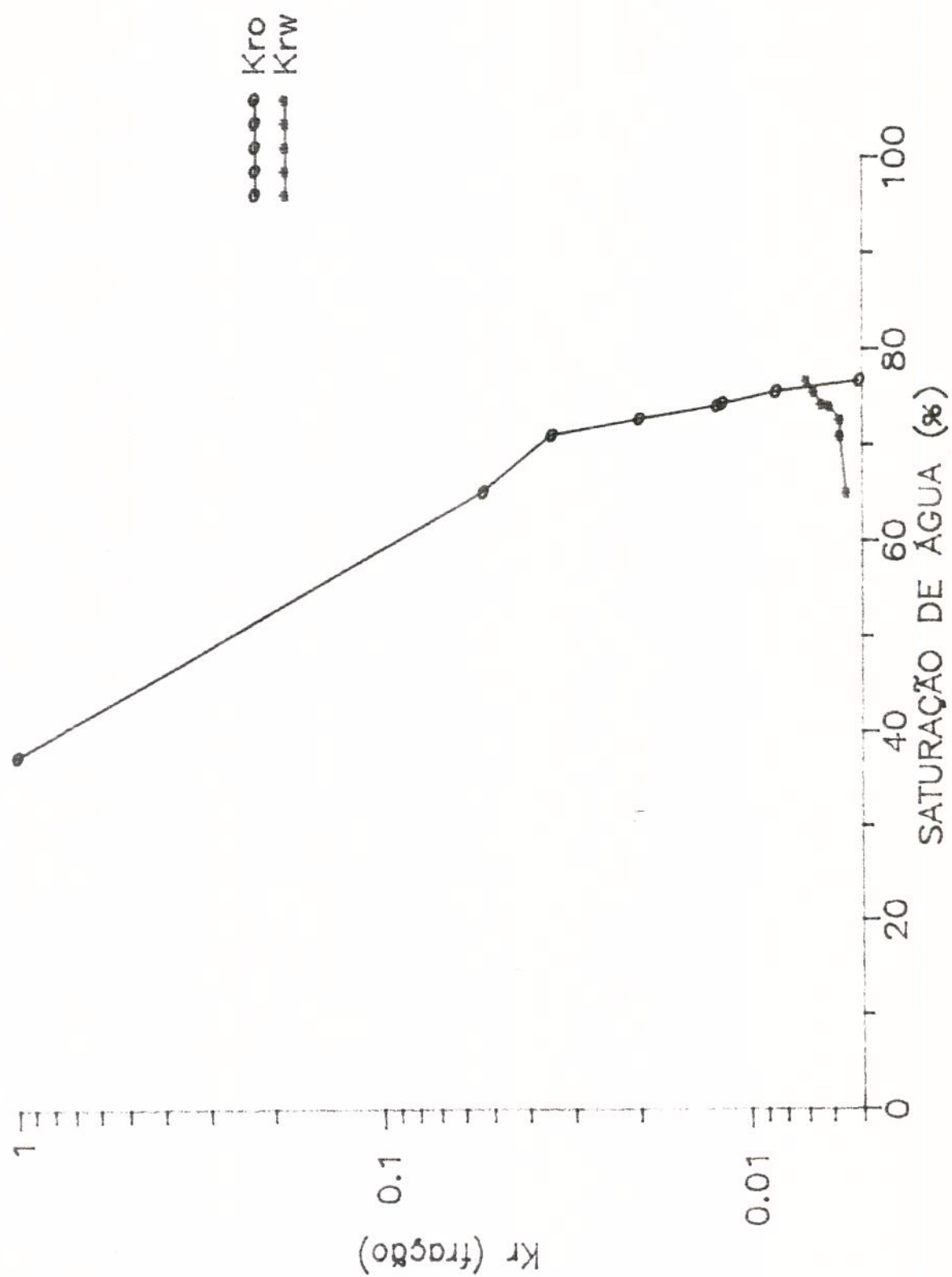


FIGURA 8.17 RB-582 MODELO TEÓRICO
DFW/DSW X SATURAÇÃO DE ÁGUA

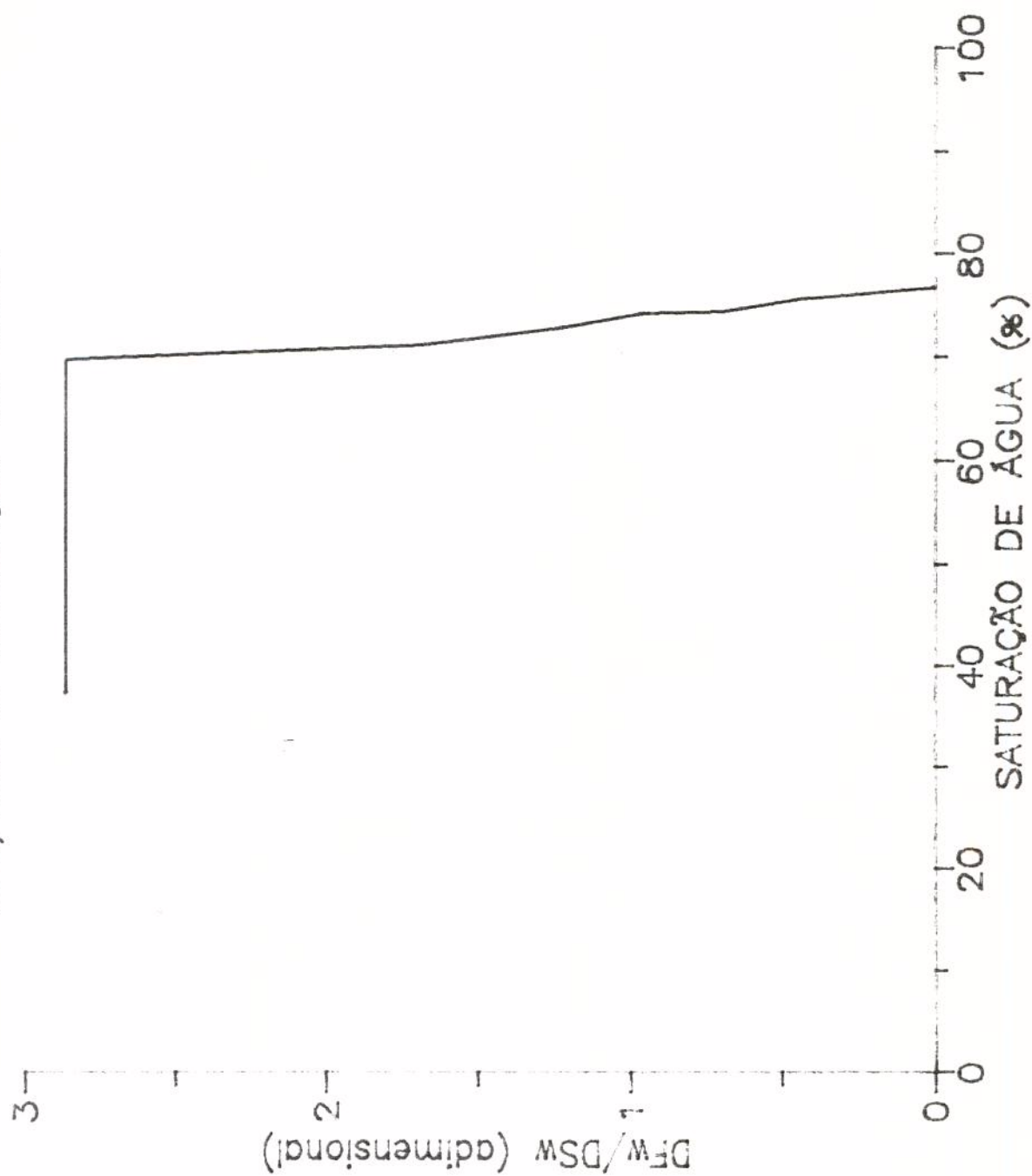


FIGURA 8.18 RB-582 MODELO TEÓRICO
SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA

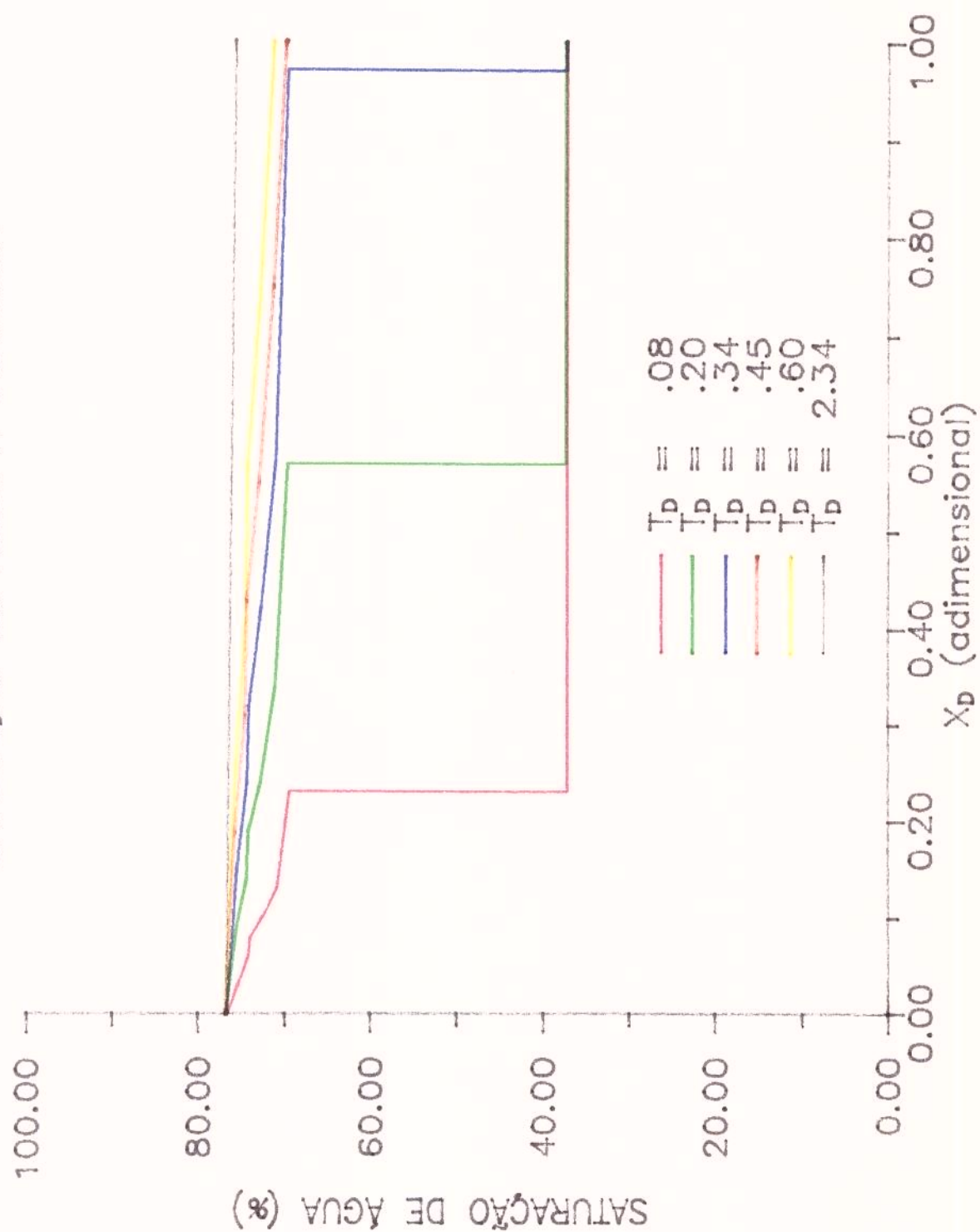


FIGURA 8.19 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
RB - 582 TOMOGRAFIA X MODELO TEÓRICO

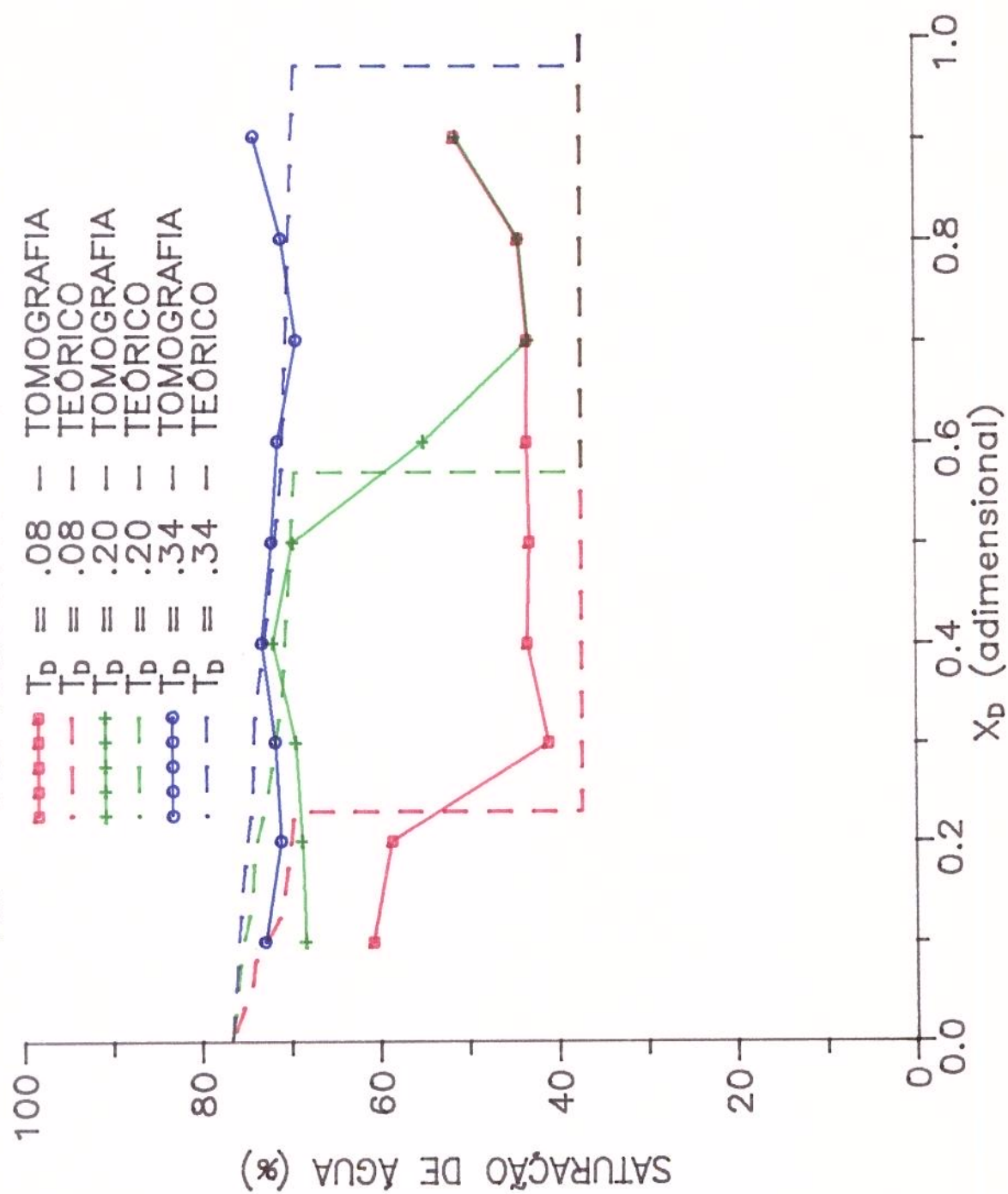


FIGURA 8.20 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
RB -- 582 TOMOGRAFIA X MODELO TEÓRICO

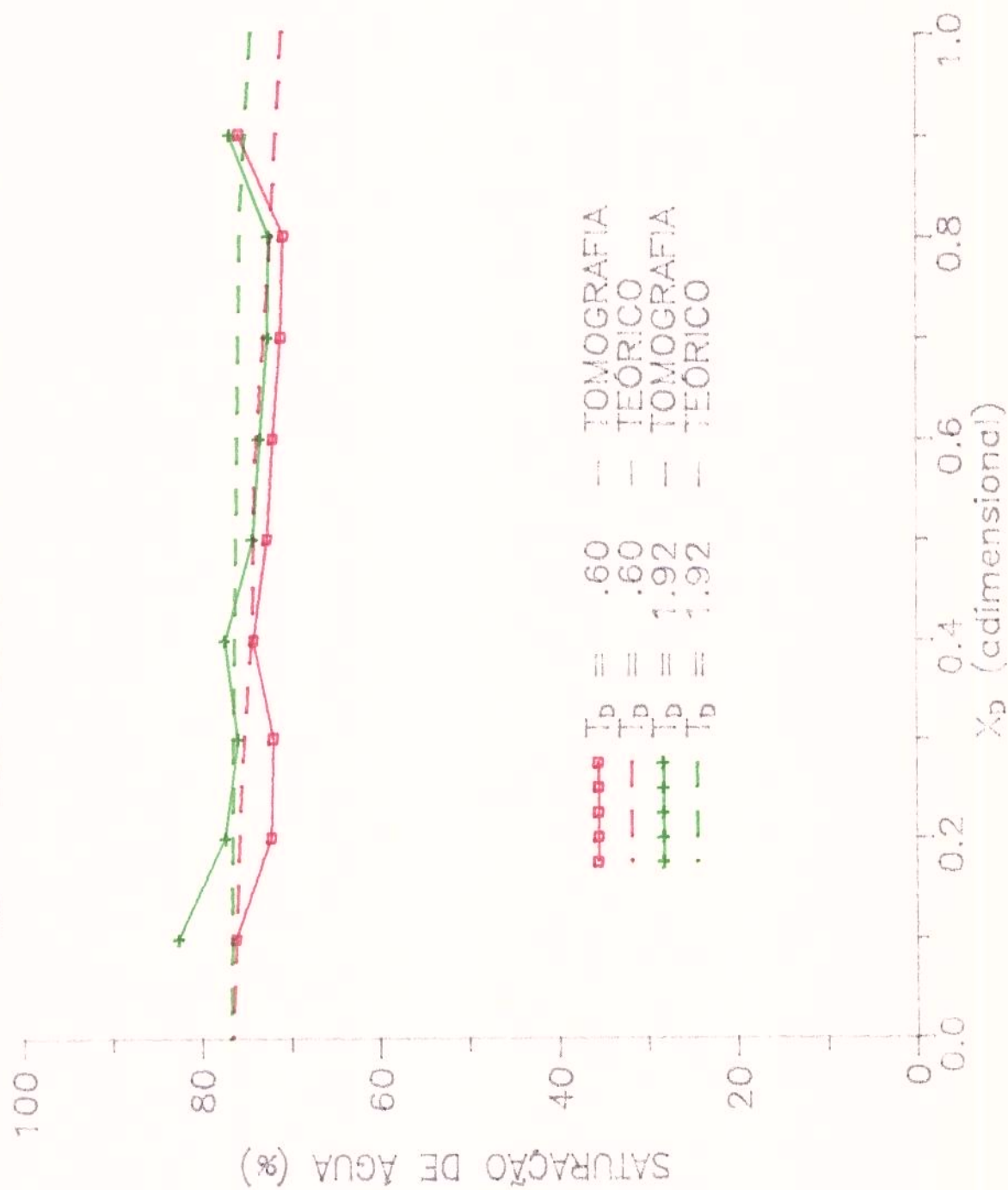
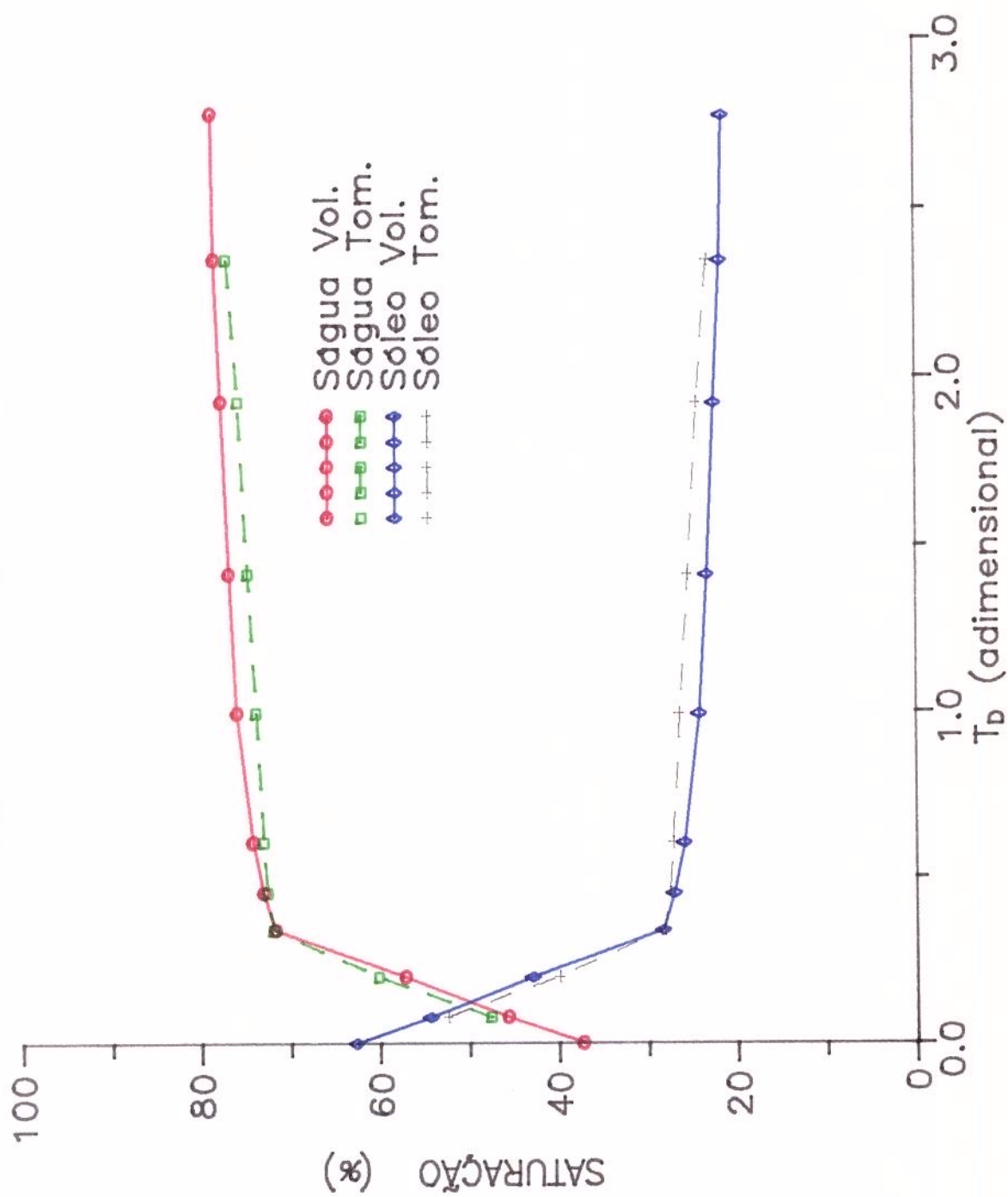


FIGURA 8.21 BALANÇO VOLUMÉTRICO X TOMOGRAFIA
RB-582 INJEÇÃO DE ÁGUA



9. TESTE DE DESLOCAMENTO BIDIMENSIONAL

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O teste de deslocamento bidimensional foi realizado em uma amostra do afloramento Rio Bonito (amostra 1) que tinha o formato de um paralelepípedo com dimensões de 10cm x 10cm x 2cm. Na figura 9.1 pode-se ver a amostra 1 com suas principais dimensões e o esquema de injeção/produção utilizado. Desse modo a amostra 1 representava 1/4 de uma configuração de injeção conhecida na literatura técnica de petróleo como *five-spot*.

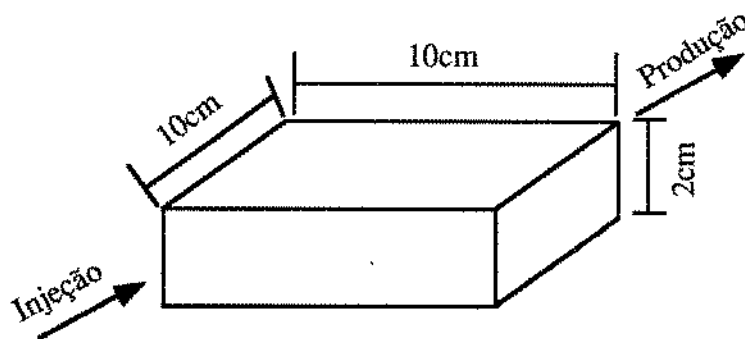


Figura 9.1 - Amostra 1

O teste foi realizado em um tomógrafo médico de modo a se obter o perfil de porosidade e o histórico de saturações dos fluidos através da Tomografia Computadorizada (T.C.). A etapa de injeção de água foi modelada pela teoria das linhas de fluxo e comparados os resultados com aqueles obtidos via T.C.

9.1 Porosidade

A porosidade na amostra 1 foi avaliada do mesmo modo que no teste linear discutido na seção 8.1. Assim a amostra 1 foi tomografada seca e saturada com solução de KI em cinco posições distintas ($x_D = 0,1$, $x_D = 0,3$, $x_D = 0,5$, $x_D = 0,7$ e $x_D = 0,9$) e determinadas nessas seções através do KHOROS as matrizes de porosidade. A figura 9.2 mostra esquematicamente as seções tomografadas na amostra 1.

As porosidades foram calculadas no KHOROS a partir de submatrizes extraídas da matriz original. Para isso foram desprezados quatro pixels de cada lado da imagem original. As submatrizes resultantes tinham 54 linhas e 216 colunas.

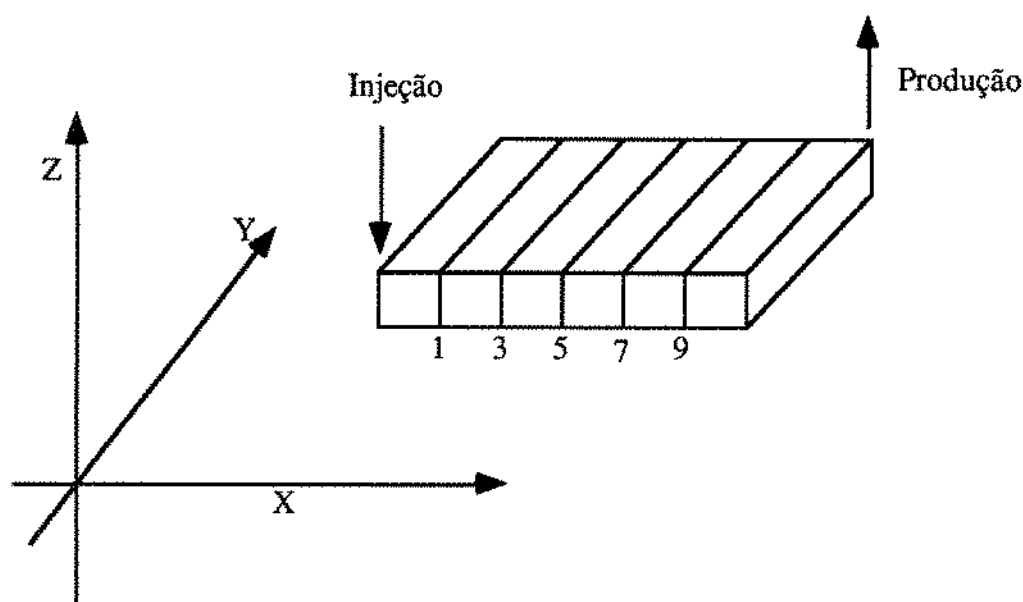


Figura 9.2 - Posições tomografadas na amostra 1.

Em cada seção foi feita a média das porosidades na direção Z obtendo-se assim, para cada posição ($x_D = 0,1$, $0,3$, $0,5$, $0,7$ e $0,9$), a variação da porosidade média na direção y (216 valores). As figuras 9.3 a 9.7 mostram as curvas de porosidade média (na direção y) para as posições $x_D = 0,1$ a $x_D = 0,9$ respectivamente. A análise das figuras mostra que a porosidade média variou entre 15% e 22%. As curvas são côncavas mostrando sempre um decréscimo da porosidade das bordas para o centro. Esse tipo de

comportamento indica que as medidas podem estar sendo influenciadas pelo efeito de endurecimento do feixe de Raios-X como discutido na seção 4.6. A aplicação da equação 5.4, para o cálculo da porosidade, pressupõe que os artefatos resultantes do efeito de endurecimento do feixe se cancelam por ocasião das subtrações das imagens, o que pode não ter acontecido devido ao uso do dopante (KI) na solução utilizada para saturar a amostra 1. A continuação da análise dos resultados de porosidade para a amostra 1 revela, no entanto, que, apesar desse efeito, os valores médios globais de cada seção não foram afetados. Valores característicos que retratam a variação da porosidade média (ao longo da direção y) foram identificados e, em pelo menos uma seção, $x_D = 0,5$, essa variação foi confirmada durante o experimento de fluxo. Na figura 9.3, correspondente à seção $x_D = 0,1$, pode-se ver um pico no valor da porosidade média em torno de $y_D = 0,6$. Já nas figuras 9.4 ($x_D = 0,3$) e 9.5 ($x_D = 0,5$), o pico é mais evidente na borda onde $y_D = 0,1$ e em $y_D = 0,4$, respectivamente. A seção central ($x_D = 0,5$) foi monitorada durante a fase de saturação com óleo da amostra 1 e pode-se confirmar que, nessa seção, entre $y_D = 0,3$ e $y_D = 0,4$ há uma variação brusca na porosidade. A injeção de óleo será analisada na seção 9.3. Na seção $x_D = 0,7$, figura 9.6, não há propriamente uma evidência de pico mas sim uma curva côncava bem definida. Na última seção ($x_D = 0,9$), figura 9.7, novamente aparece um pico de porosidade agora na borda $y_D = 1,0$. A figura 9.8 mostra os valores de porosidade mínima, média e máxima para cada seção (valores mínimo, médio e máximo de cada matriz de dimensões 54×216). Pode-se ver que, apesar da grande variação em cada seção (a porosidade varia entre 7% e 40%), o valor médio da porosidade é praticamente constante ao longo da amostra.

A porosidade média da amostra 1, obtida pela técnica tomográfica (média das médias de cada seção), foi comparada com a porosidade medida pelo método gravimétrico. Os valores constantes da tabela 8.1 mostram excelente concordância, diferindo em cerca de 1%. Assim, ao que tudo indica, o efeito de endurecimento do feixe, apesar de existir, não alterou significativamente o comportamento da porosidade.

9.2 Modelagem Teórica

A figura 9.9 mostra o arranjo de poços utilizado para se obter o confinamento do *five-spot* central onde foi feita a análise e comparação da injeção de água com os resultados experimentais obtidos no teste na amostra 1. A figura 9.10 mostra a distribuição das linhas de fluxo no interior do *five-spot*, segundo o modelo teórico elaborado. Nessa figura foram traçados somente 30 canais para exemplificar essa distribuição. No estudo realizado foram utilizados 91 canais, afim de detalhar mais o fluxo no interior da malha. As figuras 9.11, 9.12 e 9.13 mostram as curvas de permeabilidade relativa, do fluxo fracionário e da derivada do fluxo fracionário em relação à saturação de água, respectivamente. Essas curvas foram obtidas a partir dos dados de um teste linear realizado em uma amostra do afloramento Rio Bonito (RB-103) considerada como representativa para a amostra 1. As figuras 9.14 a 9.18 mostram os perfis de saturação *versus* distância para diversos tempos em cada uma das seções escolhidas ($x_D = 0,1$, $x_D = 0,3$, $x_D = 0,5$, $x_D = 0,7$ e $x_D = 0,9$), segundo o modelo teórico. A apresentação dos resultados desse modo facilita a comparação com os dados obtidos nos tomogramas do experimento na amostra 1. Assim para cada posição fixa na direção do eixo x, obteve-se um histórico de saturações na direção y. Nas figuras 9.14 a 9.17, relativas às seções $x_D = 0,1$ a $x_D = 0,7$, as saturações de água crescem do início ($y_D = 0,1$) para o final da seção ($y_D = 0,9$) evidenciando o aspecto radial do fluxo. A figura 9.18, que mostra o histórico de saturações na seção $x_D = 0,9$, confirma a coerência dos resultados obtidos com o modelo teórico. Nessa figura, pode-se ver que o crescimento da saturação de água ocorre da extremidade (y_D em torno de 0,9) para o início da seção. Isso acontece porque o fluxo, inicialmente radial, vai se deformando de acordo com as linhas de corrente. A figura 9.19 mostra esquematicamente o fenômeno.

9.3 Tomografia

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos a partir dos tomogramas realizados durante o experimento de fluxo na amostra 1.

O experimento foi realizado de acordo com a metodologia descrita no Capítulo 2, assim a amostra 1 foi inicialmente submetida ao vácuo, saturada com água, saturada com óleo e então submetida à injeção de água. Na etapa de saturação ao óleo, do mesmo modo que no teste linear descrito no capítulo 8, a seção central do modelo ($x_D = 0,5$) foi monitorada com o uso do tomógrafo de modo a permitir a visualização do fluxo de óleo nessa seção. A injeção de água por sua vez, foi monitorada com o tomógrafo em 5 seções previamente selecionadas, a saber: $x_D = 0,1, 0,3, 0,5, 0,7, 0,9$. Assim obteve-se na seção central ($x_D=0,5$) um histórico completo do teste, desde a etapa da amostra 100% saturada com água, passando pela fase da saturação de água residual (final da saturação ao óleo do modelo), até o final da injeção de água quando o modelo atingiu a saturação de óleo residual. Foram obtidas 60 imagens da seção central que, animadas no KHOROS, permitiram, de modo similar ao teste linear descrito no Capítulo 8, a visualização dinâmica do fluxo nessa seção.

As saturações de óleo foram calculadas no KHOROS em matrizes retangulares com as mesmas dimensões das matrizes de porosidades determinadas na seção 9.1. A figura 9.20 mostra a evolução da saturação média de óleo, na seção central, durante as etapas de injeção de óleo e injeção de água na amostra 1. Nessa figura a saturação média é a média dos valores da matriz saturação em cada varredura. As figuras 9.21 a 9.24 mostram os perfis de saturação de óleo na seção central, ao longo da direção y, durante a injeção de óleo. Esses perfis representam as médias das saturações na direção Z. No teste na amostra 1 também não foi possível o controle de tempo durante a injeção de óleo, portanto os perfis de saturação são plotados na ordem sequencial em que foram determinados. Os resultados obtidos com a tomografia são bastante consistentes, pode-se

ver nas figuras que o óleo se desloca do início para o final da seção com uma frente de avanço bem definida. Esse resultado é esperado já que a razão de mobilidades é favorável e não havendo digitação viscosa o óleo deve percorrer as menores distâncias. É interessante a comparação da figura 9.21 com a 9.5, que mostra o perfil de porosidades na seção central. Em torno de $y_D = 0,4$ a porosidade passa por um mínimo e, logo em seguida, por um máximo, sugerindo um buraco nessa posição. Nos perfis de saturação, há uma associação perfeita com a porosidade, assim para baixos valores de porosidade correspondem baixas saturações, e no pico de porosidade observa-se os maiores valores da saturação de óleo. Na animação produzida no KHOROS, foi possível visualizar a região de alta porosidade, na seção central, e como ocorreu seu preenchimento pelo óleo. A figura 9.25 mostra 30 imagens do fluxo de óleo, na seção central, que foram utilizadas para o cálculo das saturações. Nessa figura os valores de saturação de óleo são os mesmos da figura 9.20, ou seja, médias das matrizes de saturações. Entre a quinta e a sexta imagem pode-se observar a entrada do óleo na região em torno de $y_D = 0,4$. Outro aspecto interessante, visível nessa figura, é que o fluxo não é pistão ao longo da direção vertical, indicando que há variações nas propriedades permoporosas nessa direção.

As figuras 9.26 e 9.27 mostram os perfis de saturação de óleo, na seção central, durante a etapa de injeção de água. A linha superior, correspondente à varredura 40 na figura 9.26, representa o perfil da saturação de óleo inicial, é o final da injeção de óleo e início da injeção de água. Com a injeção de água diminui a saturação de óleo, ou seja, aumenta a de água, sempre do início para o fim da seção. A linha inferior, correspondente à varredura 59 na figura 9.27, é o perfil da saturação de óleo residual (final da injeção de água) na seção central da amostra 1.

A etapa de injeção de água foi monitorada, além da seção central, em outras quatro posições em 12 tempos predeterminados de modo a não aquecer demasiadamente o tubo de Raios-X. Desse modo obteve-se um histórico de saturações em cada seção. As figuras 9.28 a 9.30, 9.31 a 9.33, 9.34 a 9.36, 9.37 a 9.39 e 9.40 a 9.42, mostram os históricos de

saturações de água para as seções $x_D = 0,1$, $x_D = 0,3$, $x_D = 0,5$, $x_D = 0,7$ e $x_D = 0,9$ respectivamente. Nas figuras 9.28 a 9.39 observa-se que o deslocamento da água é sempre do início para o fim da seção, e que a saturação de água aumenta com o tempo (boa correlação dos perfis de saturação de água com o tempo). Nas seções $x_D = 0,1$, $x_D = 0,3$, e $x_D = 0,5$, figuras 9.28 a 9.36, há uma frente de avanço bem definida, sugerindo que o fluxo foi estável sem ocorrência de digitação viscosa.

Na seção $x_D = 0,7$, figura 9.37, os perfis de saturação para tempos pequenos são mais irregulares, provavelmente devido aos efeitos de deformação discutidos na seção 9.2 (figura 9.19). O perfil de porosidades nessa seção, figura 9.7, mostra uma variação mais acentuada, que também contribui para essa maior irregularidade nos perfis de saturação de água.

Na figura 9.40, que mostra o histórico de saturações de água para a seção $x_D = 0,9$, pode-se ver que, como previsto na modelagem teórica, a saturação aumenta primeiro no final da seção ($y_D = 0,9$). Isso é evidente no perfil correspondente a $t_D = 0,31$. Para tempos maiores que 0,31, figuras 9.40, 9.41 e 9.42, a saturação cresce em toda a seção refletindo a varredura areal da injeção de água.

Nas figuras 9.43 a 9.51, foram plotados os perfis de saturação de água das 5 seções para cada tempo selecionado. A análise dos resultados desse modo confirmou que o deslocamento da água na amostra 1 foi estável sem efeitos de digitação viscosa. A figura 9.43 mostra para o tempo inicial, $t_D = 0$, os perfis de saturação de água residual nas cinco seções da amostra 1. Na figura 9.44, $t_D = 0,09$, as seções mais inundadas são $x_D = 0,1$ e $x_D = 0,3$, nessa ordem. Em $x_D = 0,5$, é onde a água percorreu a menor distância. As outras seções ainda não foram, nesse tempo, atingidas pela água. A figura 9.45 mostra as mesmas curvas para $t_D = 0,31$ e é visível o crescimento da saturação no final da seção $x_D = 0,9$ e de modo irregular quase que em toda a seção $x_D = 0,7$. Nas outras seções a evolução é normal, com a água atingindo maiores distâncias nas seções 0,1, 0,3 e 0,5 nessa ordem. O

crescimento da saturação de água no final da seção 0,9 é evidente também nas figuras 9.46 e 9.47.

As figuras 9.48 e 9.49 mostram outro aspecto relevante da injeção de água, que é modelado corretamente na teoria das linhas de fluxo. As regiões próximas ao final das seções ($y_D = 0,9$ a $1,0$) apresentam as menores saturações de água indicando que a água demora muito tempo para varrer essas áreas. Na seção 0,9 a região menos varrida é em torno de $y_D = 0,1$ devido aos efeitos discutidos na seção 9.2 (figura 9.19). As figuras 9.50 e 9.51 mostram os perfis de saturação para os tempos 3,2 e 9,24 respectivamente. Em $t_D = 9,24$ o teste foi terminado e portanto a figura 9.51 mostra os perfis de saturação de água final e de modo complementar o óleo residual nas 5 seções da amostra 1.

As figuras 9.52 e 9.53 mostram os perfis de saturação média de óleo (média de cada seção) ao longo da direção x , para os tempos correspondentes. É evidente nessas figuras a coerência dos resultados obtidos com a tomografia dos experimentos. A saturação diminui com o tempo e de modo mais rápido nas seções mais próximas do ponto de injeção. Os perfis ao longo da direção x são sempre crescentes, mesmo para tempos longos. No caso da saturação de óleo residual, $t_D = 9,24$, figura 9.53, há variações de cerca de 10% entre as seções.

9.4 Modelo Teórico x Tomografia

As figuras 9.54 a 9.64 mostram a comparação entre os resultados obtidos com a modelagem teórica (modelo de linhas de fluxo) e os experimentais, determinados a partir das tomografias do teste de deslocamento.

Nas figuras 9.54 e 9.55 a comparação é feita para a seção $x_D = 0,1$, e verifica-se que para tempos menores que 0,98, figura 9.54, a velocidade de avanço da água é maior no experimento que no modelo teórico. A diferença é maior para tempos curtos ($t_D = 0,09$, $t_D = 0,31$), à medida que aumenta o tempo, a tendência é haver uma concordância melhor

entre os resultados. Na figura 9.55, tempos maiores que 0,98, não há concordância no perfil da saturação de óleo residual. Na extremidade da seção ($y_D = 0,9$) os perfis concordam para os tempos 0,98, 1,20 e 3,20. Na modelagem teórica, a saturação de óleo residual é um valor fixo, 32%, para todas as seções, logo em nenhuma seção a saturação de água pode ultrapassar 68%. No experimento o que se verifica é que a saturação de óleo residual depende da posição e do volume de água injetado. Assim na seção $x_D = 0,1$, para $t_D = 9,24$, a saturação de água experimental varia entre 70% e 90% de modo decrescente do início para o fim da seção, e portanto a saturação de óleo residual varia entre 10% e 30%, de modo crescente do início para o fim da seção.

Na seção $x_D = 0,3$ para tempos menores que 0,75, figura 9.56, o comportamento é o mesmo da seção 0,1, ou seja, a velocidade da água é maior no experimento que no modelo teórico. Nessa seção, no entanto, para tempos compreendidos entre 0,75 (figura 9.56) e 3,20 (figura 9.57) há uma boa concordância entre os perfis teóricos e experimentais. Para $t_D = 9,24$, tem-se o perfil da saturação de água final (experimental) nessa seção e verifica-se que é ligeiramente inferior ao da seção 0,1. Na seção 0,5, figuras 9.58 e 9.59, o comportamento é similar ao da seção 0,3, a concordância é boa para os perfis referentes a tempos compreendidos entre 0,75 e 3,20, e a saturação de água final varia nos mesmos níveis.

Na seção 0,7, o perfil experimental para $t_D = 0,31$, figura 9.60, já reflete a deformação da frente de avanço, enquanto que os perfis teóricos não mostram esse efeito nessa seção. Os perfis de saturação, teóricos e experimentais, concordam bem para tempos entre 0,75 (figura 9.60) e 3,20 (figura 9.61). A saturação de água final, figura 9.61 $t_D = 9,24$, varia entre 70% e 85%.

Em $x_D = 0,9$, figura 9.62, pode-se ver o aparecimento da água no final da seção ($y_D = 0,7$ a $0,95$). No modelo teórico isso ocorre em $t_D = 0,75$ e no experimento em $t_D = 0,31$. Para tempos entre 0,98 e 3,20, figura 9.63, há boa concordância entre os perfis teóricos e

experimentais. A saturação de água final (experimental) varia entre 65% e 80% e portanto nessa seção é onde se tem a maior saturação de óleo residual.

De modo geral, pode-se concluir que a velocidade da água é maior no experimento que no modelo teórico. Essa diferença é acentuada nas seções mais próximas do ponto de injeção e também para tempos curtos. A concordância entre os perfis teóricos e experimentais melhora para tempos longos e também nas seções mais distantes do ponto de injeção.

A diferença na saturação de água final (experimental) entre as seções mostra, como era de se esperar, que o óleo residual na amostra aumenta em direção à extremidade de produção. Desse modo uma única curva de permeabilidades relativas, com um valor fixo para a saturação de óleo residual, pode ajustar um histórico de produção, mas não reproduz o histórico de saturações ao longo da amostra. A saturação de óleo residual é função do volume de água injetado, e para um dado tempo, da posição na amostra. Assim para fluxos com corte de água elevado, $99\% < f_w < 100\%$, embora a variação temporal da saturação seja pequena e a permeabilidade relativa ao óleo praticamente negligenciável, ainda há produção de óleo. Normalmente é neste range de corte de água que se determina a saturação residual. A condição $f_w = 0$ é alcançada em laboratório fixando-se um determinado tempo de injeção, não há garantias no entanto que para tempos maiores não haverá produção de óleo.

A figura 9.64 mostra a comparação entre os históricos de produção obtidos com o modelo teórico e com a tomografia. Os resultados confirmam que, em tempos curtos, a velocidade da água no experimento foi maior que no modelo teórico, e que em tempos longos há uma tendência de concordância dos resultados experimentais com os teóricos.

Na figura 9.65 pode-se ver a comparação entre o balanço volumétrico e a tomografia. A concordância é boa e verifica-se que a saturação média final de água

determinada pela tomografia é um pouco maior que a obtida no balanço volumétrico. Essa diferença pode ser creditada aos efeitos de endurecimento do feixe que ocorreram no teste na amostra 1.

O modelo de linhas de fluxo representa de modo adequado o fluxo bifásico em um experimento como o que foi realizado neste trabalho. Um trabalho adicional seria o de ajustar os históricos de saturação, obtidos através da TC, com o modelo teórico. Para a realização desse ajuste seria necessário um modelo que permitisse a utilização de curvas de permeabilidade relativa distintas para cada seção.

FIGURA 9.3 POROSIDADE X DISTÂNCIA
AMOSTRA 1 $X_D = 0.1$

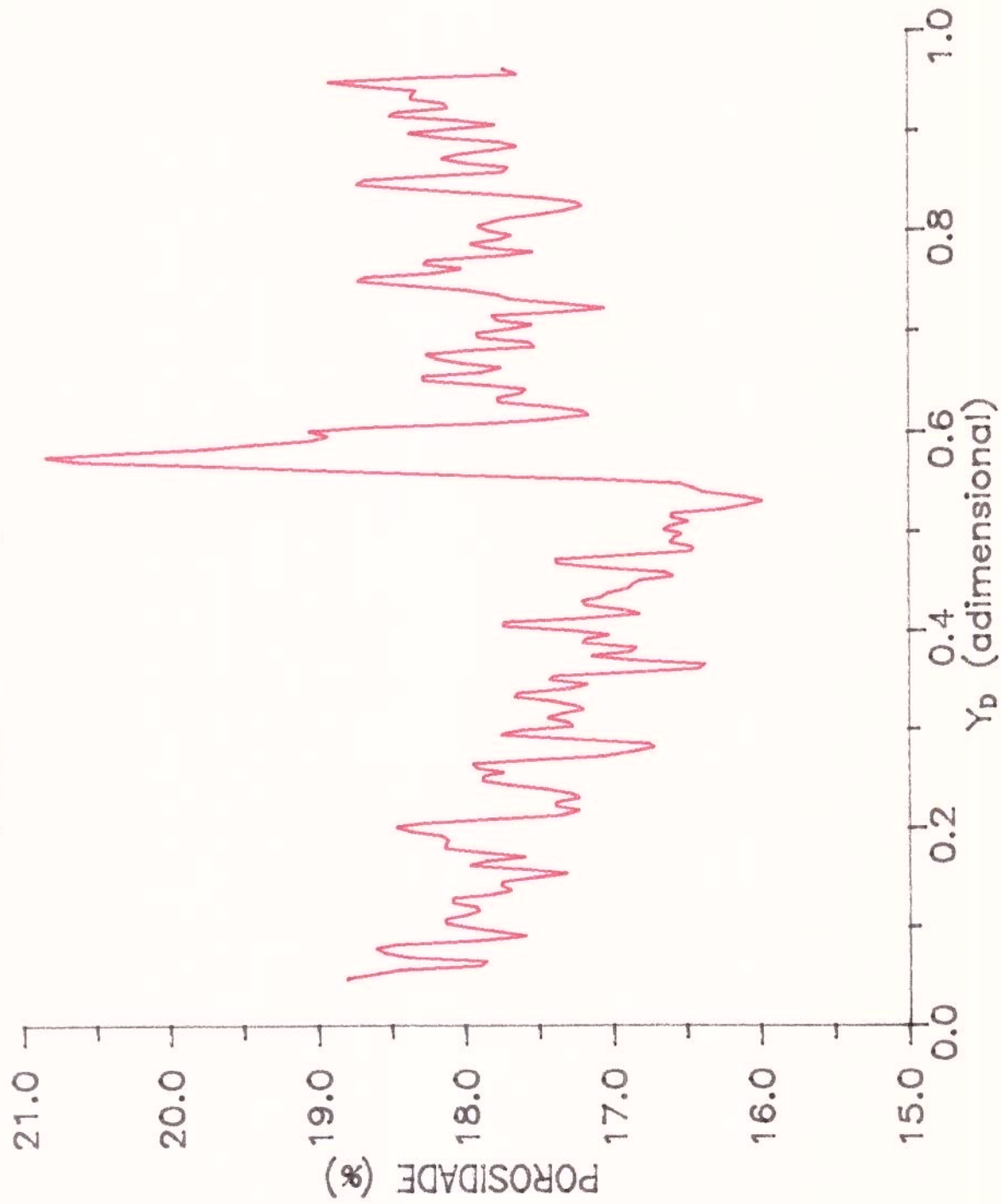


FIGURA 9.4 POROSIDADE X DISTÂNCIA
AMOSTRA 1 $X_d = 0.3$

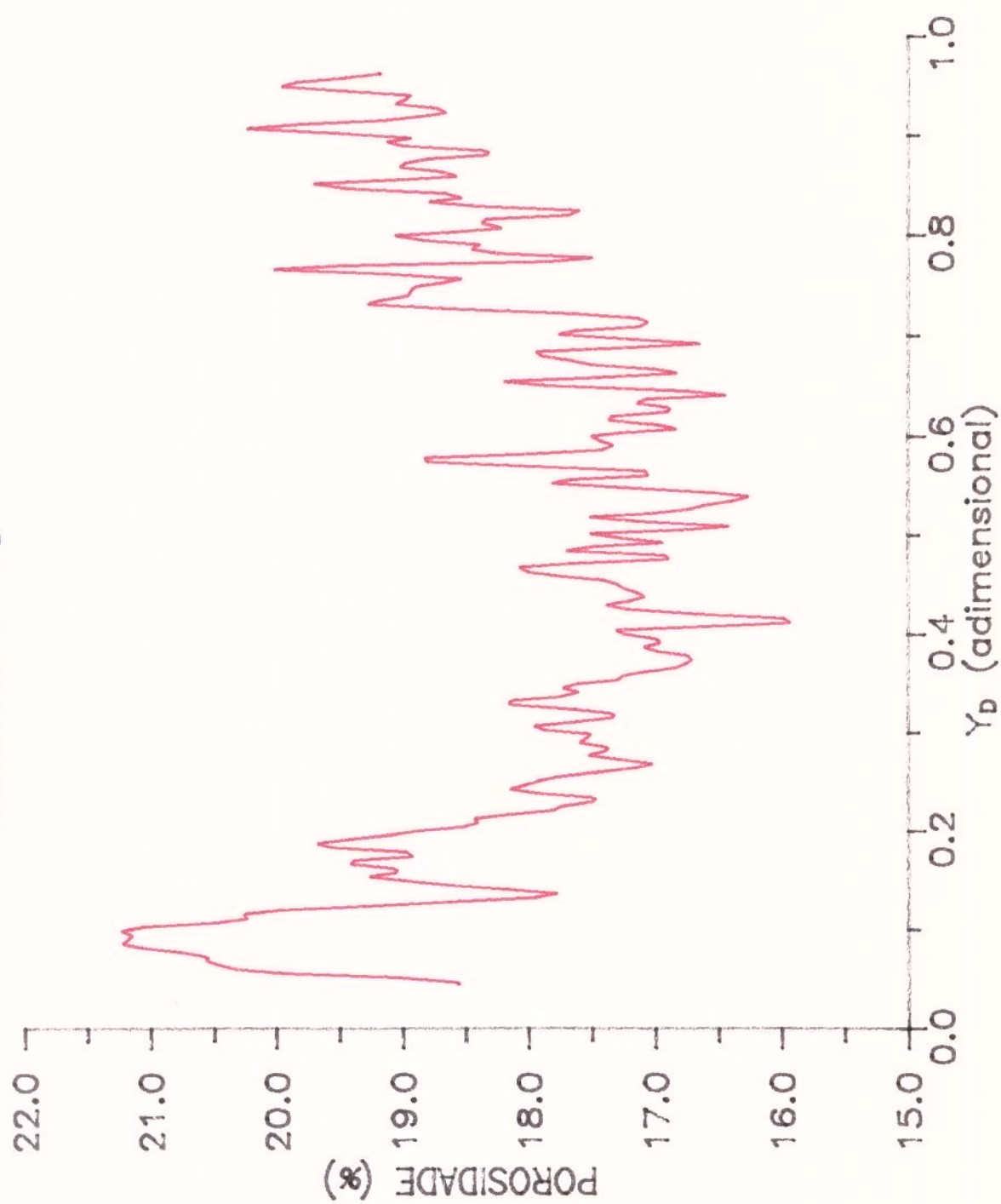


FIGURA 9.5 POROSIDADE X DISTÂNCIA
AMOSTRA 1 $X_D = 0.5$

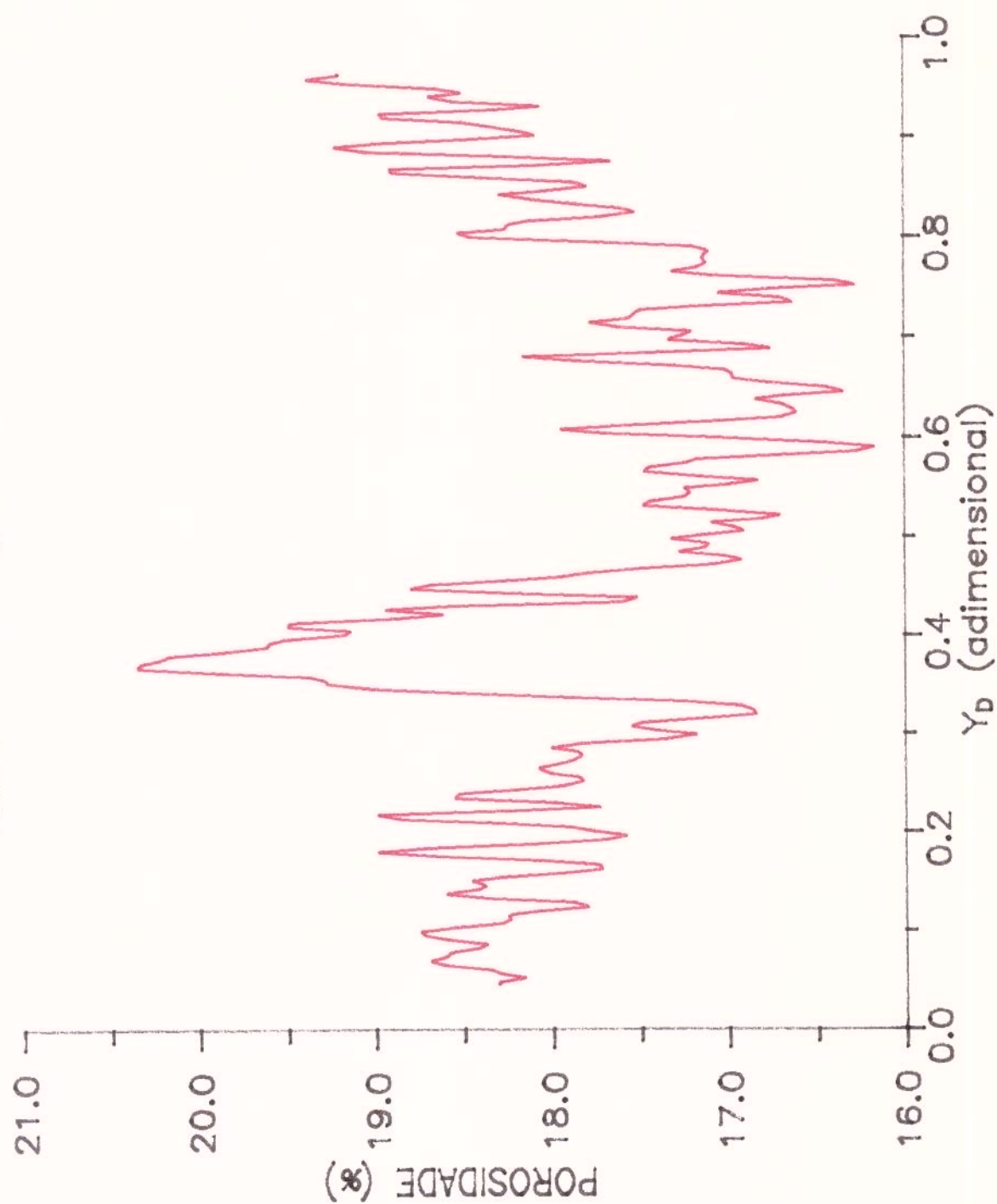


FIGURA 9.6 POROSIDADE X DISTÂNCIA
AMOSTRA 1 $X_D = 0.7$

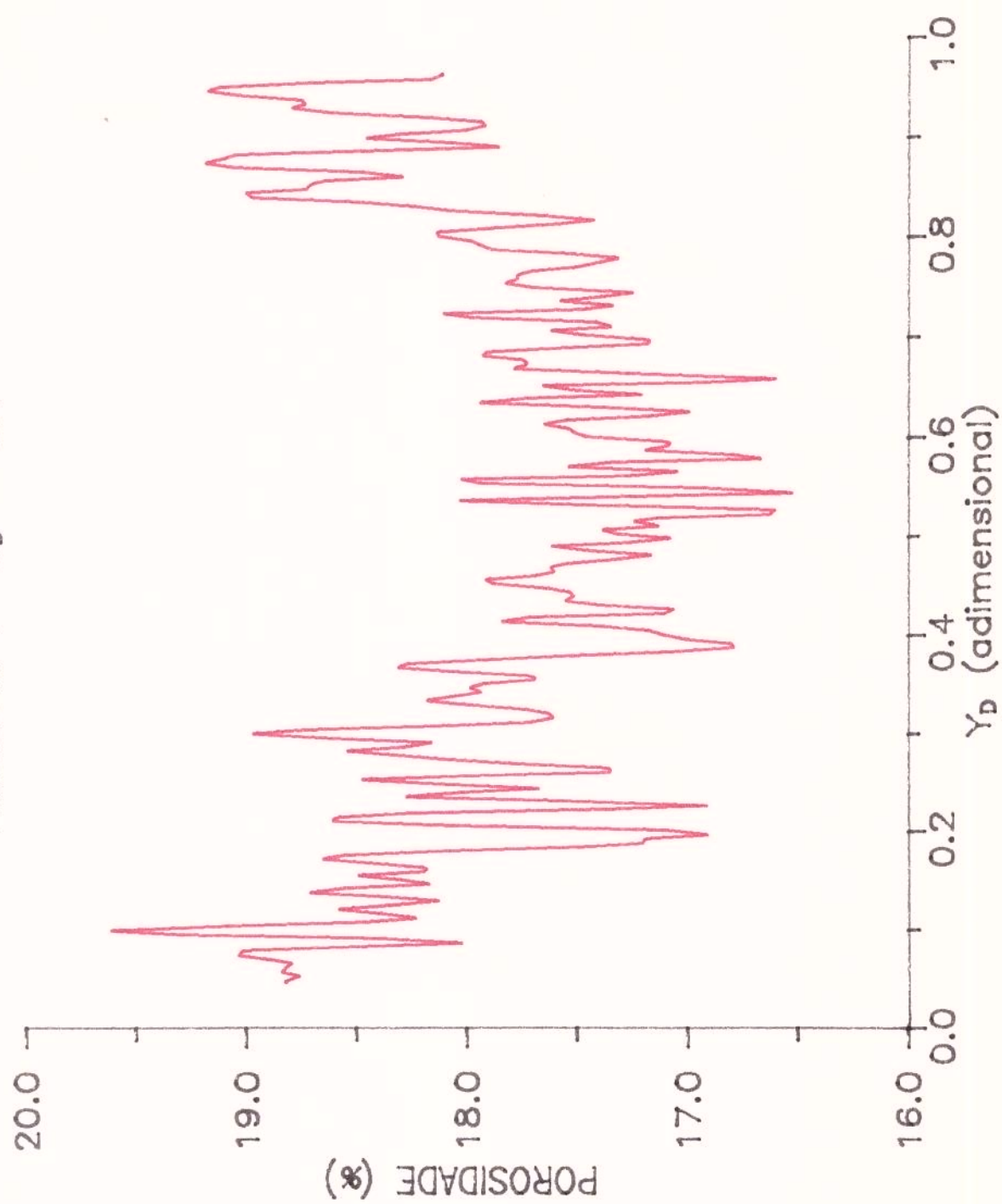


FIGURA 9.7 POROSIDADE X DISTÂNCIA
AMOSTRA 1 $X_D = 0.9$

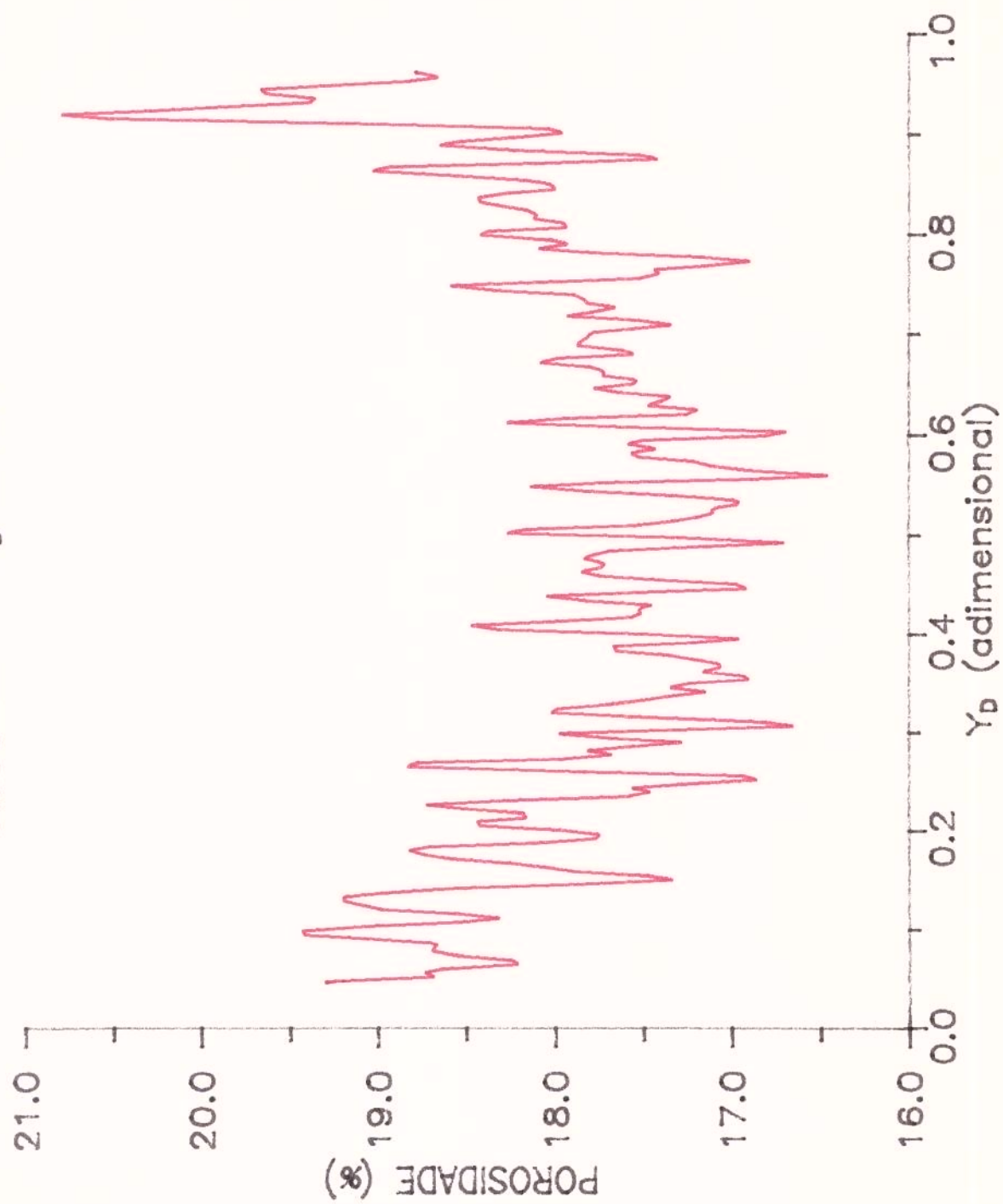


FIGURA 9.8 POROSIDADE X DISTÂNCIA
AMOSTRA 1 (TOMOGRAFIA)

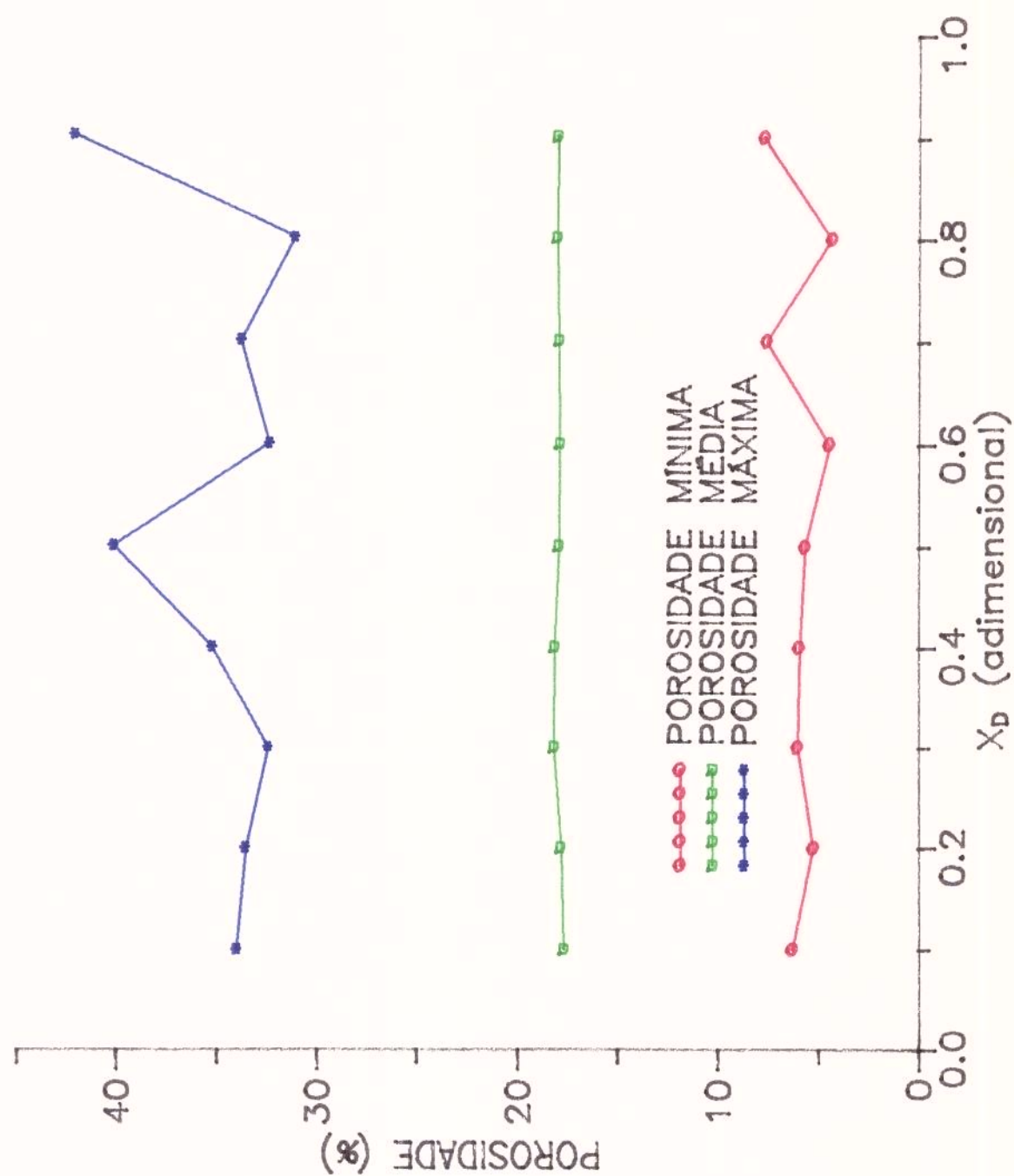
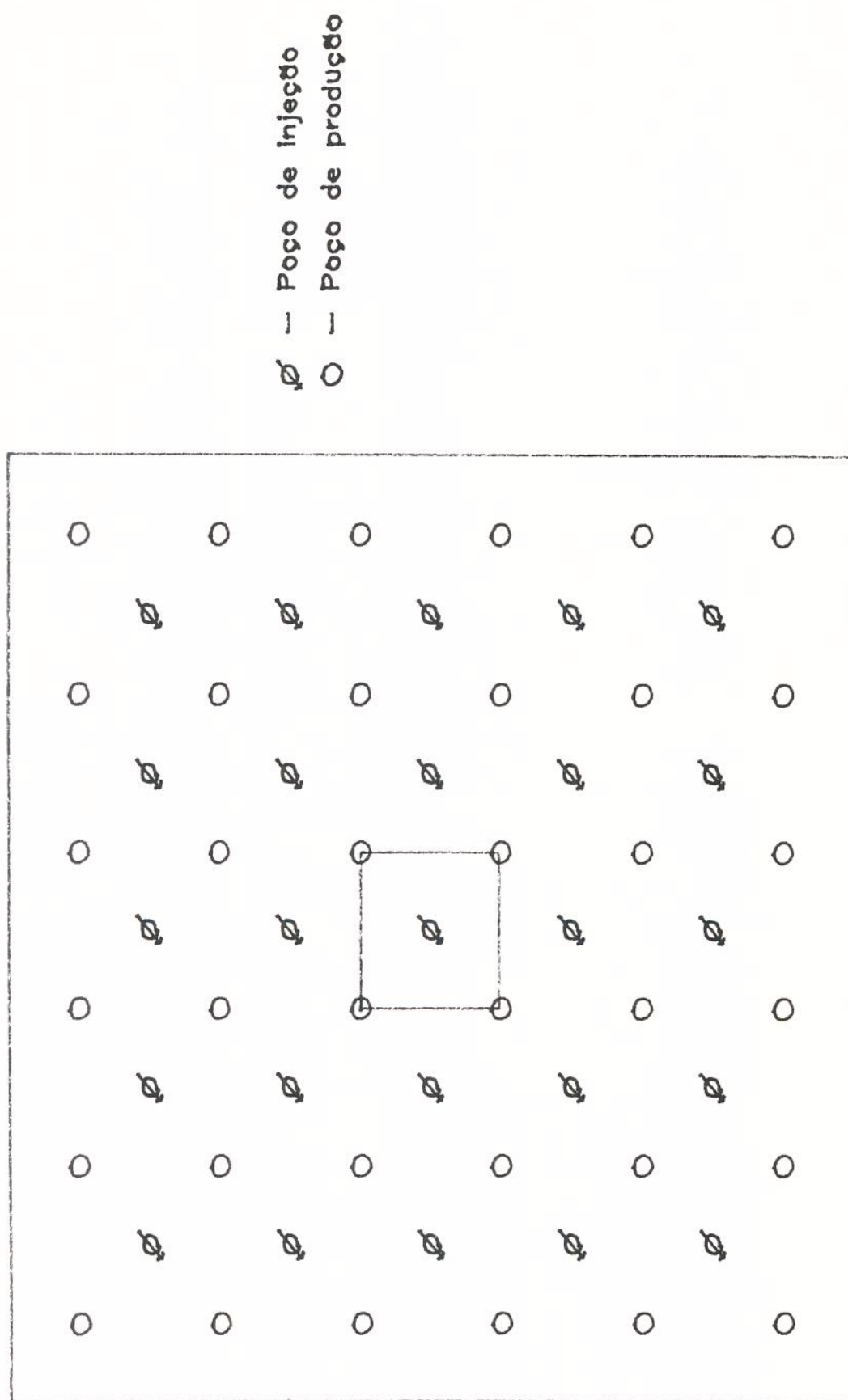


FIGURA 9.9 — ESQUEMA DE POÇOS PARA CONFINAMENTO
DO FIVE-SPOT CENTRAL



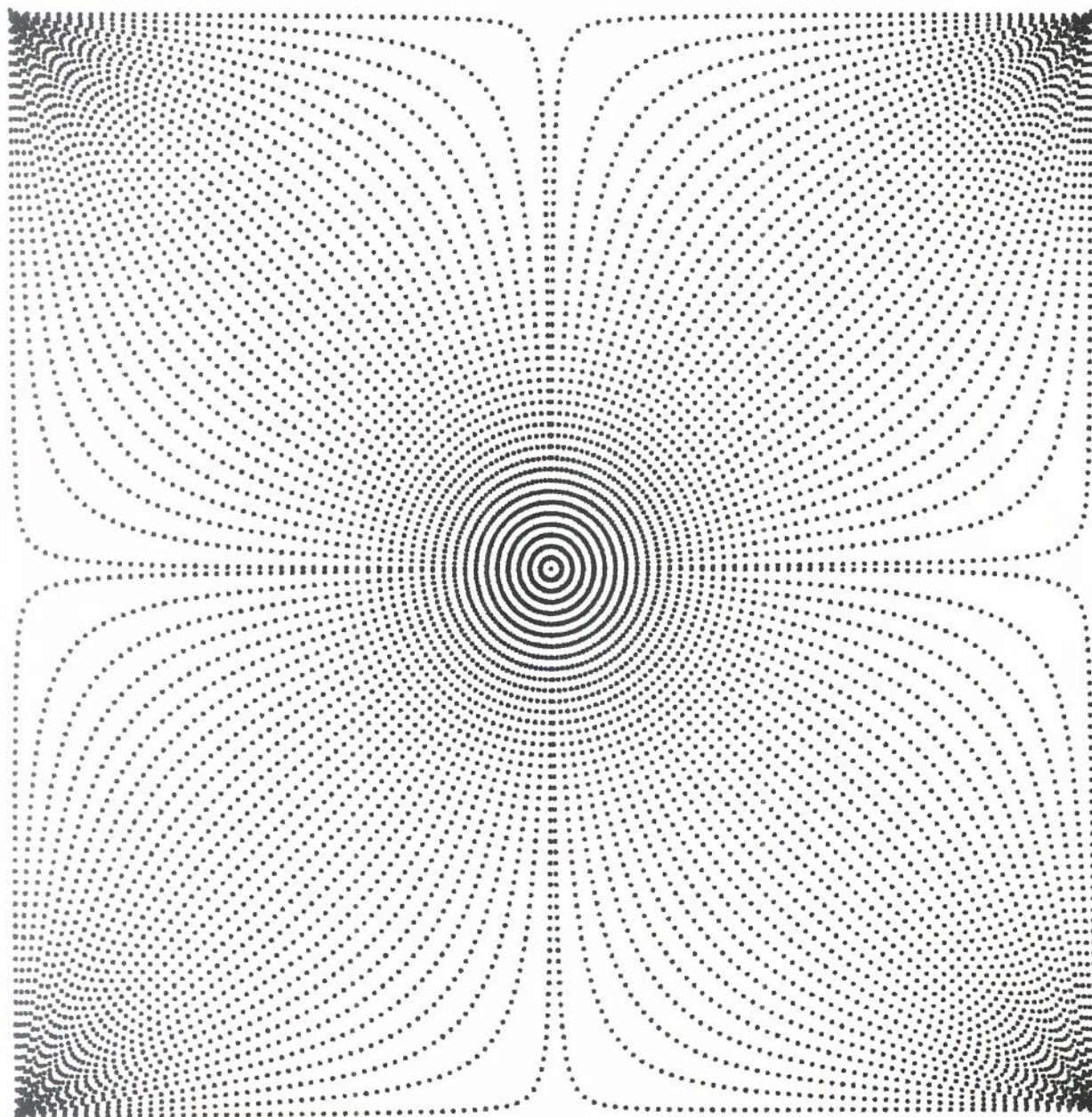


FIGURA 9.10 — LINHAS DE FLUXO NO FIVE-SPOT CENTRAL

FIGURA 9.11 PERMEABILIDADES RELATIVAS
SISTEMA ÁGUA/EMCA RB - 103

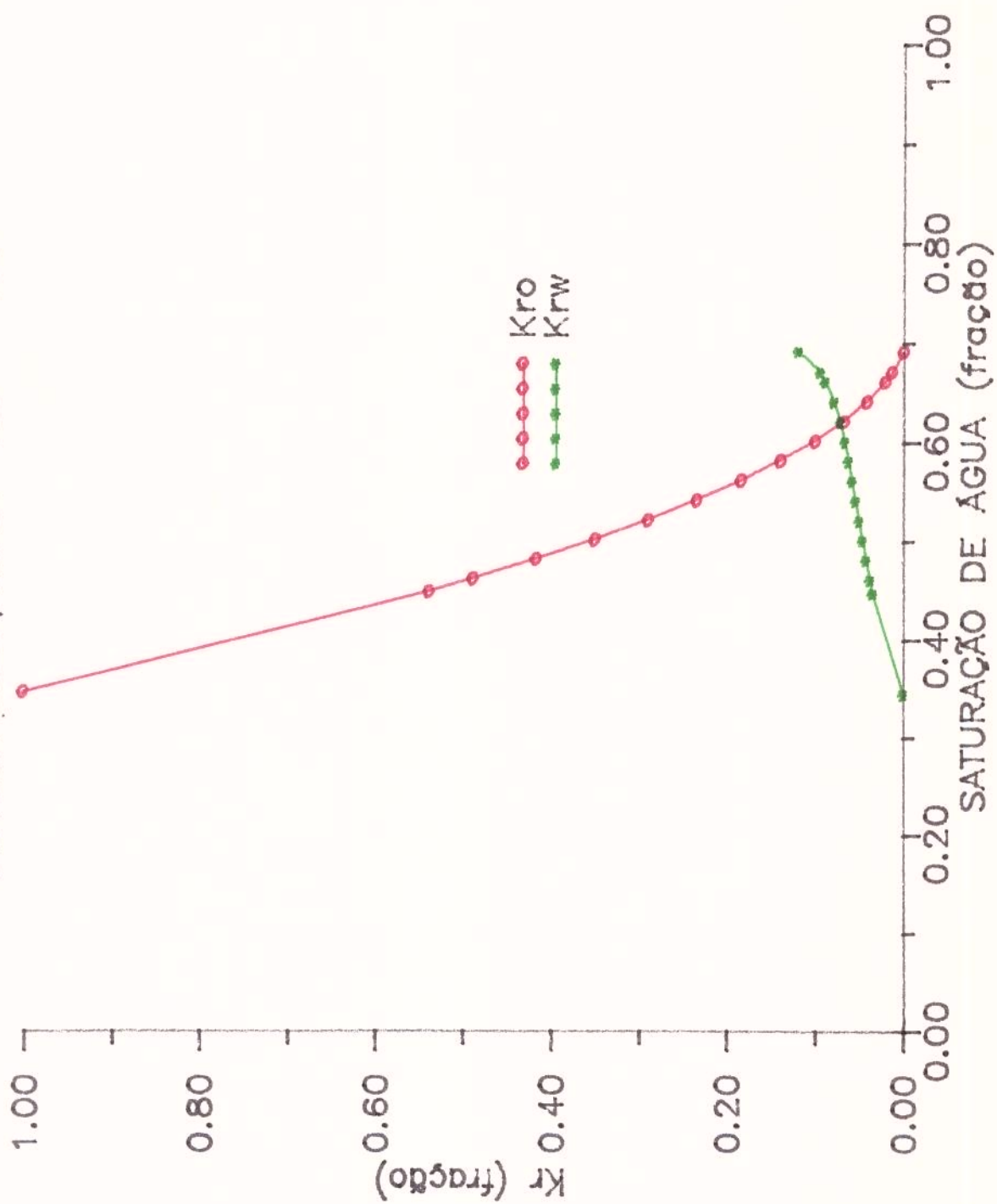


FIGURA 9.12 FLUXO FRACIONÁRIO DE ÁGUA
SISTEMA ÁGUA/EMCA RB ~ 103

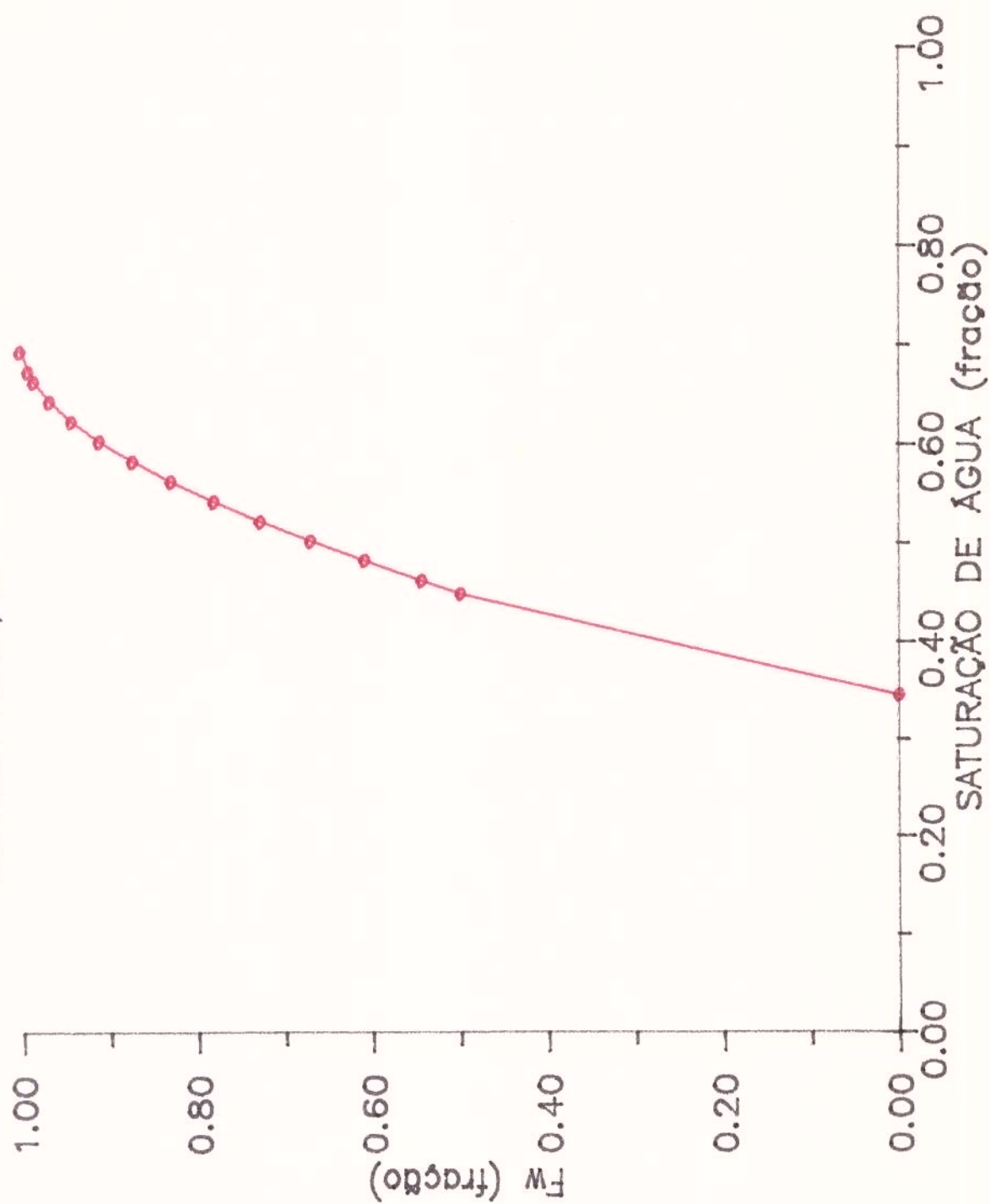


FIGURA 9.13 D_{fw}/D_{sw} X SATURAÇÃO DE ÁGUA
SISTEMA ÁGUA/EMCA RB - 103

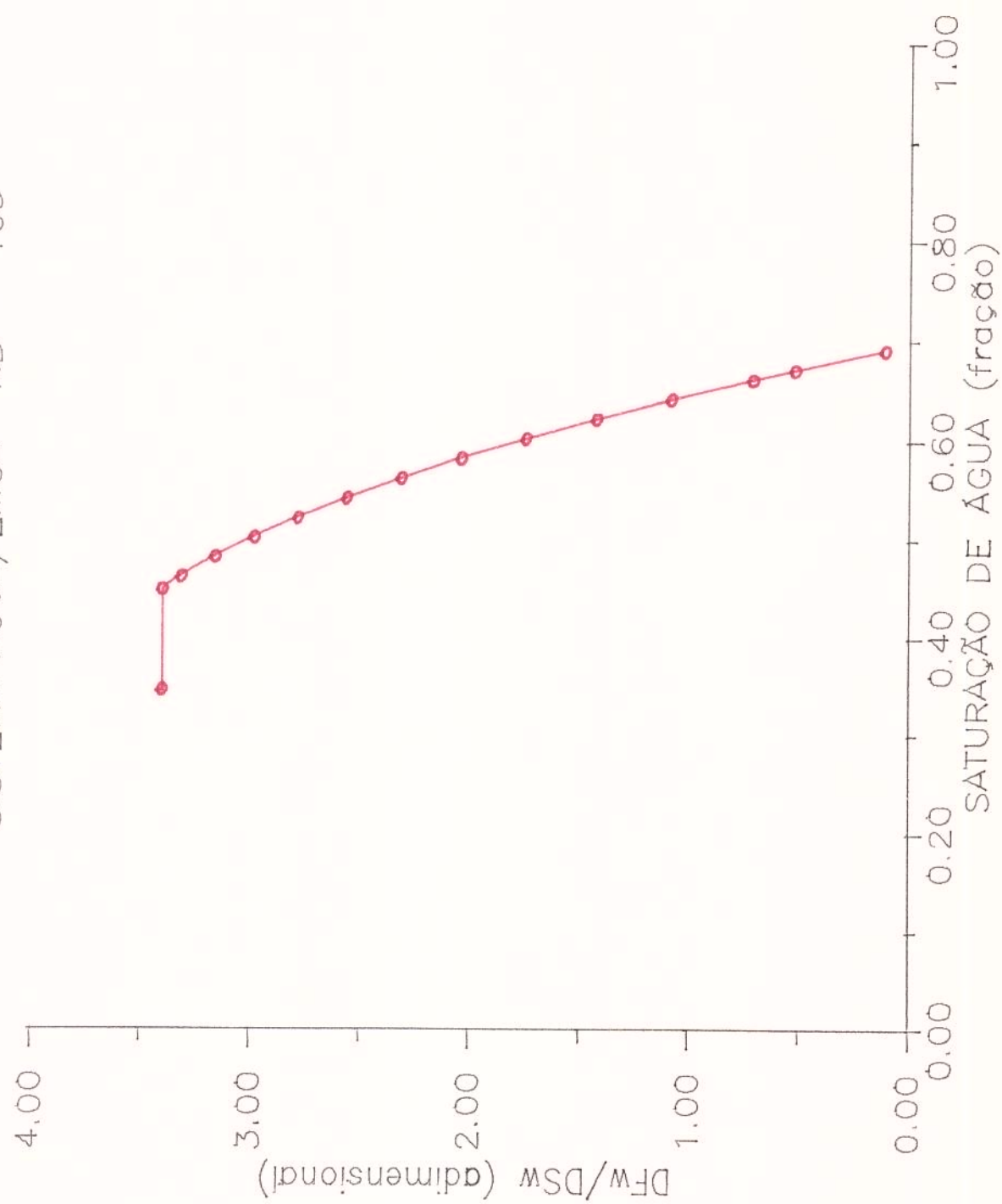


FIGURA 9.14 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
MODELO TEÓRICO $X_D = 0.1$

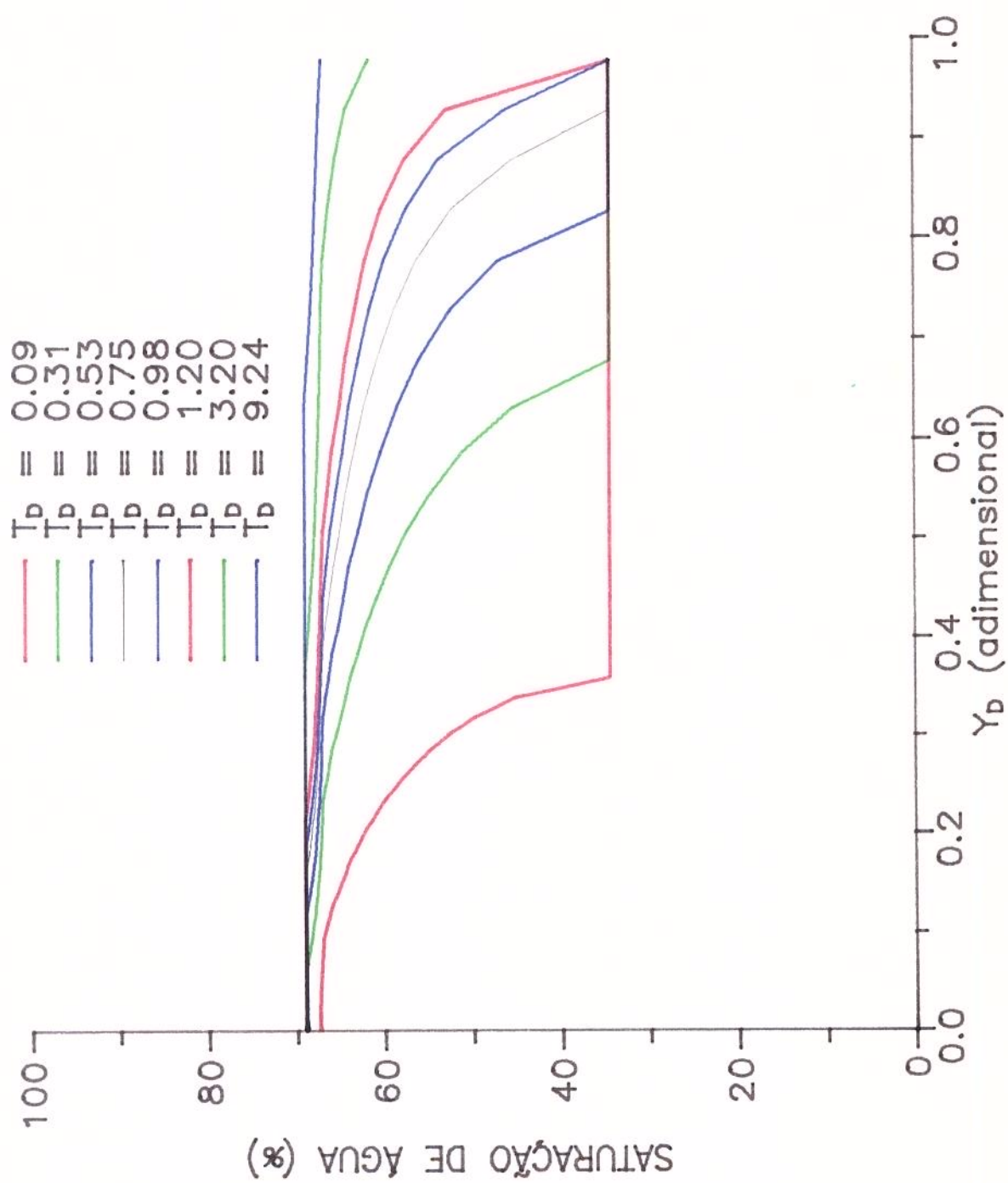


FIGURA 9.15 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO $X_b = 0.3$

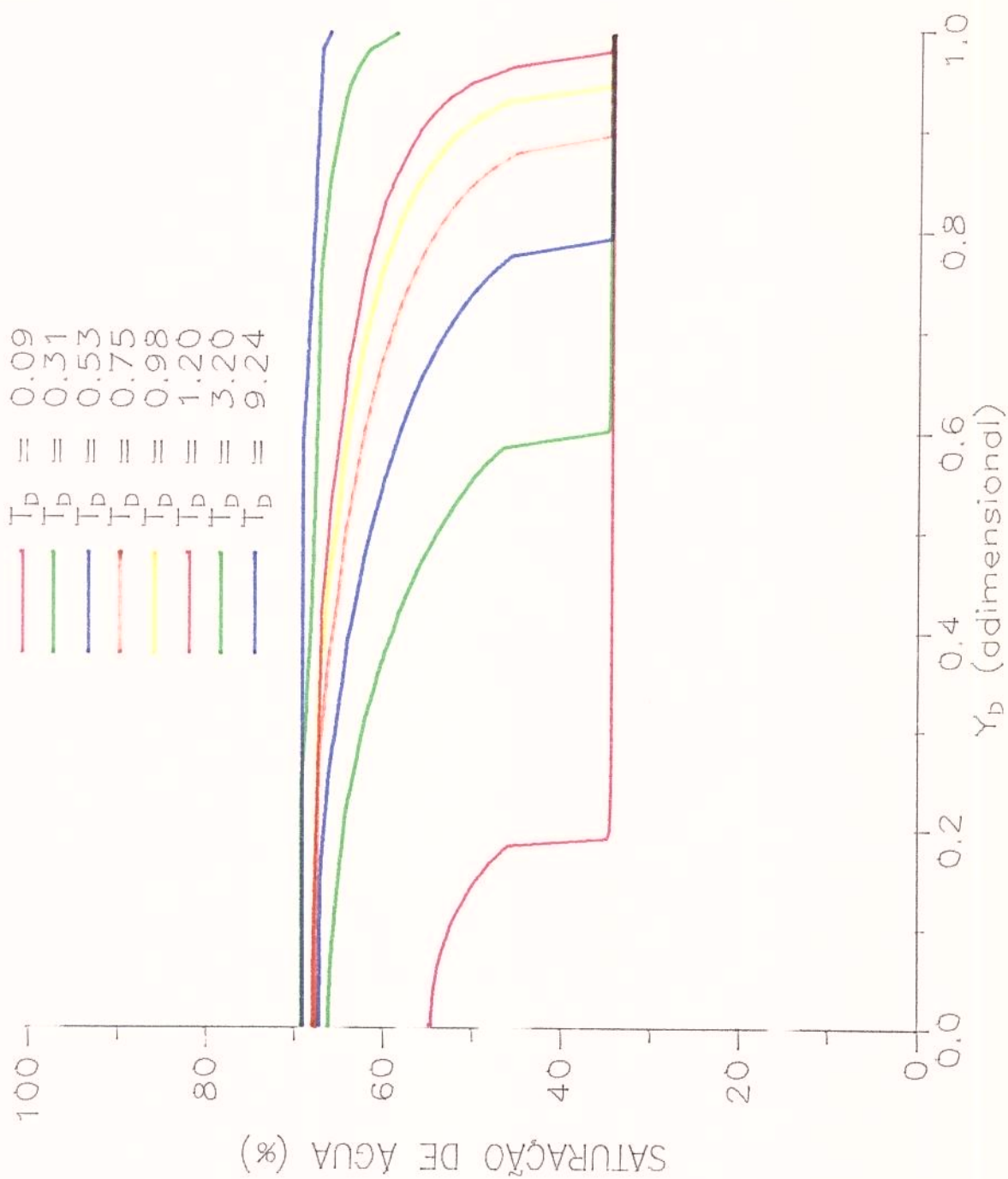


FIGURA 9.16 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
MODELO TEÓRICO $X_b = 0.5$

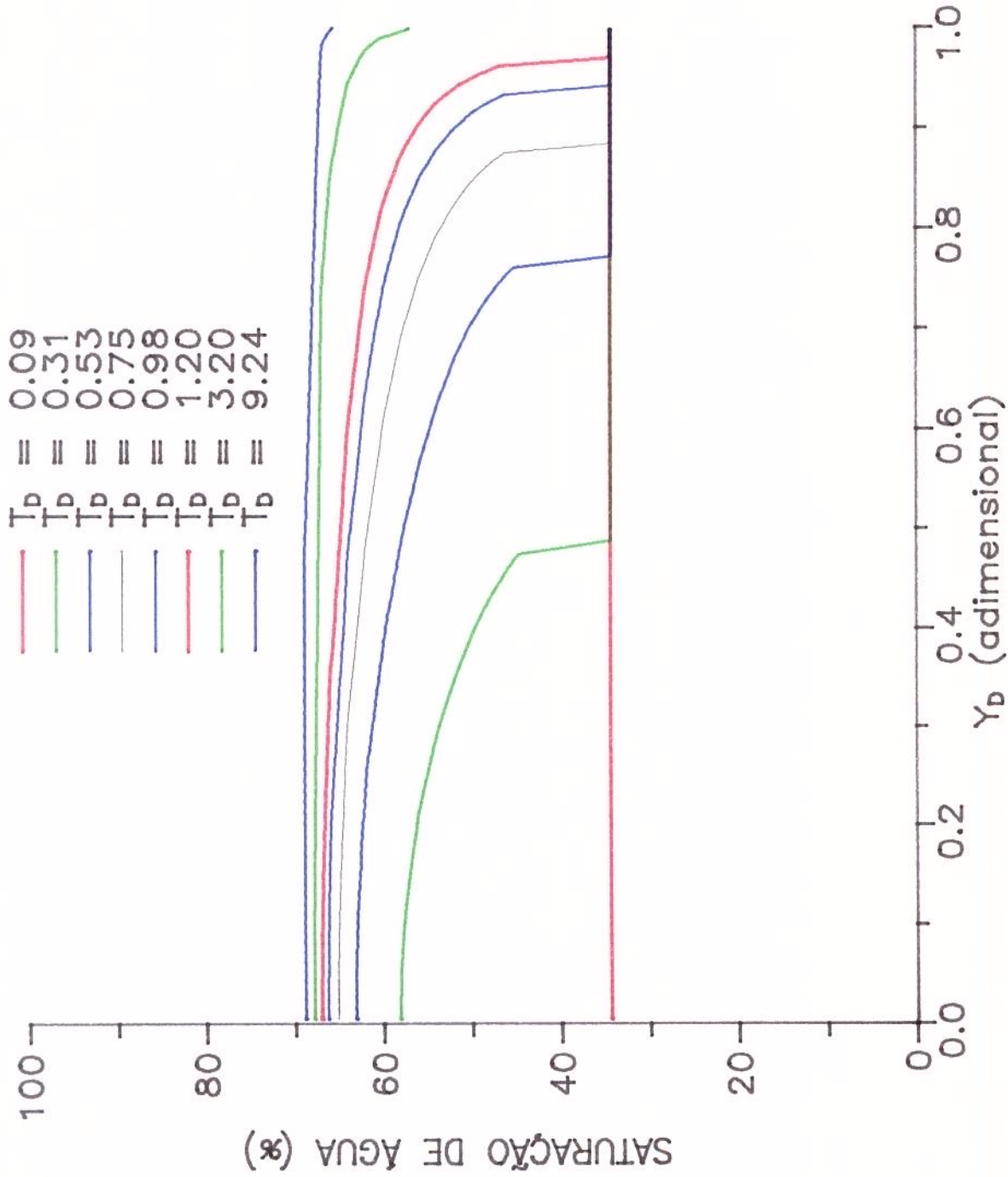


FIGURA 9.17 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO $X_b = 0.7$

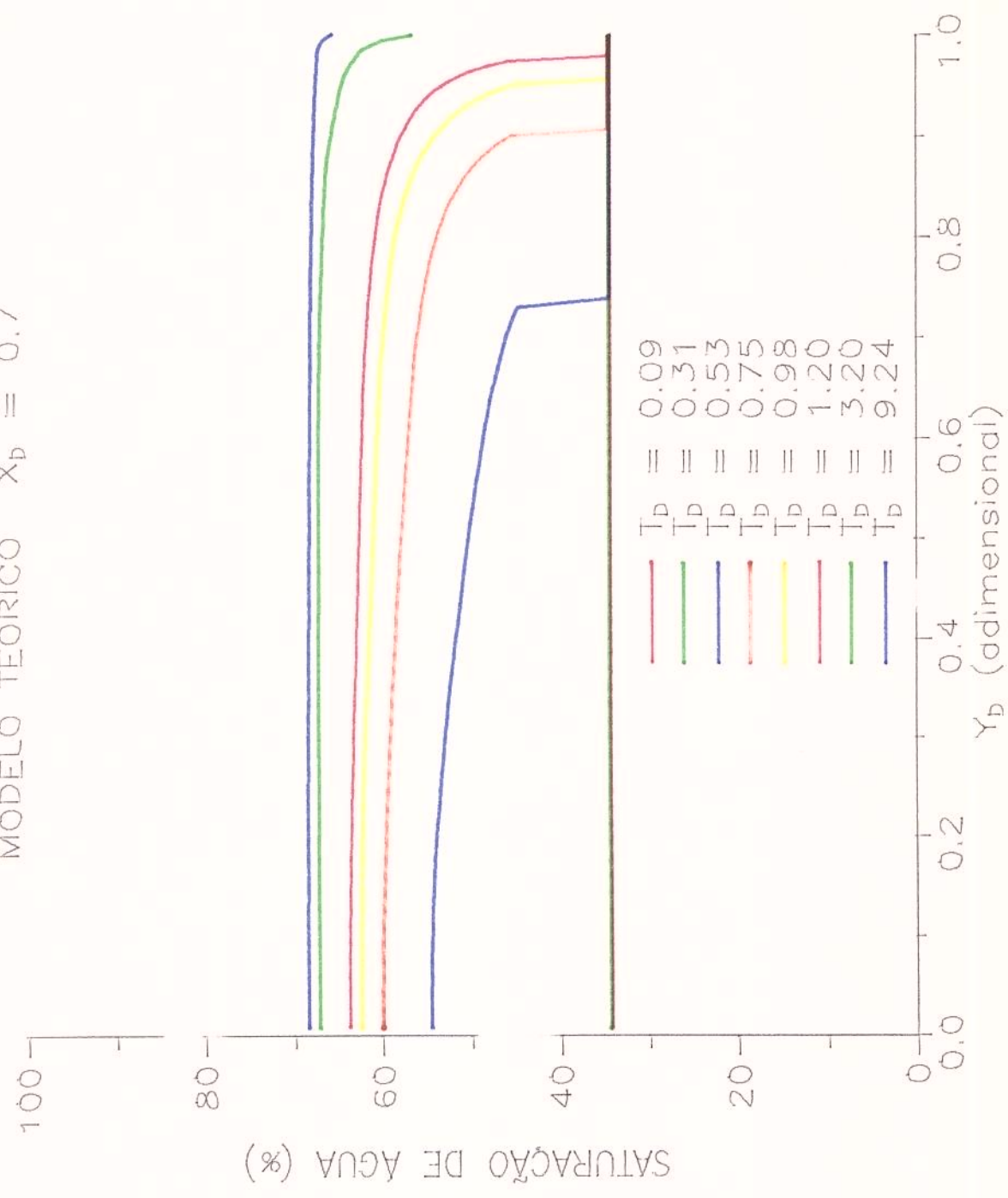
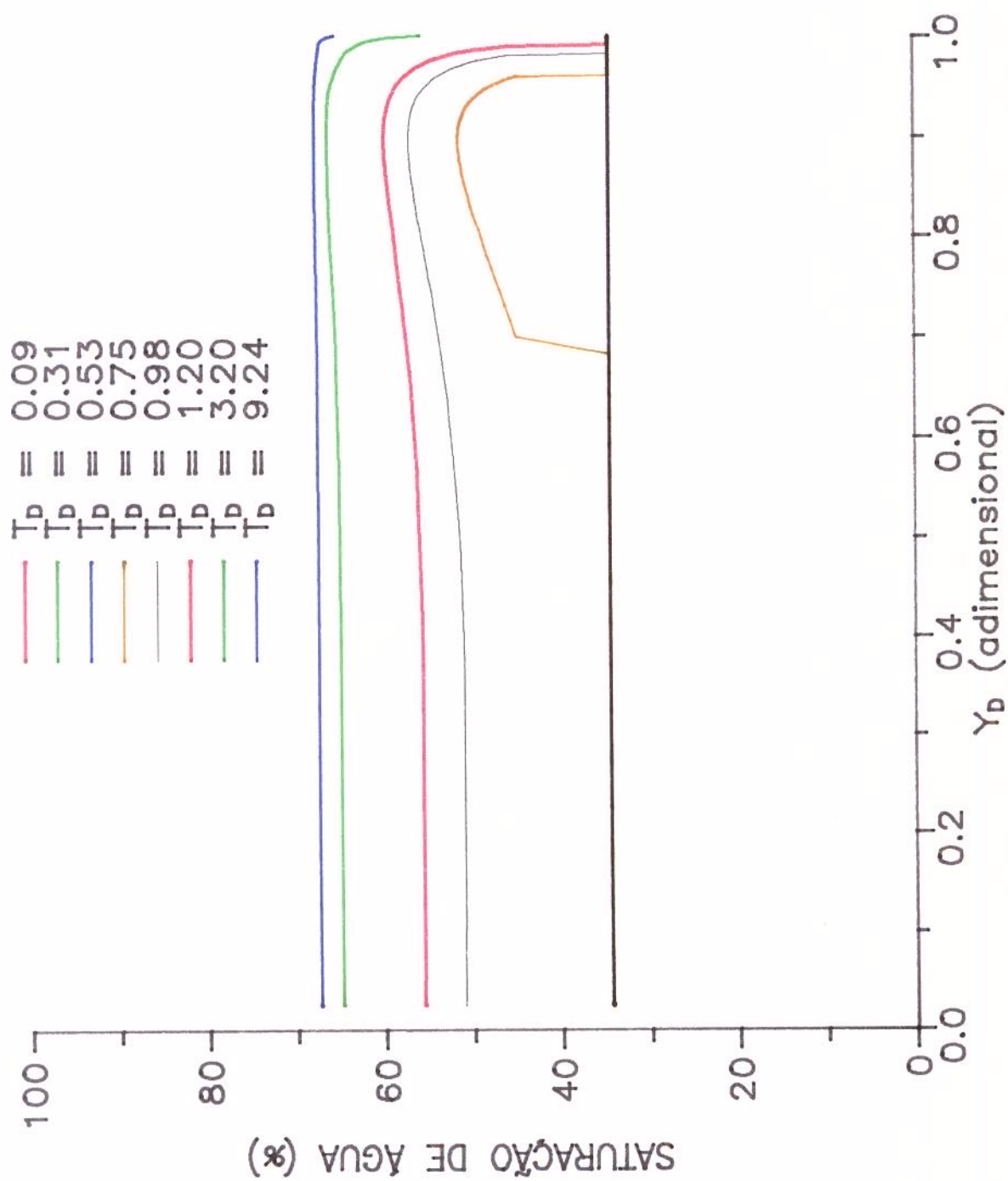


FIGURA 9.18 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO $X_D = 0.9$



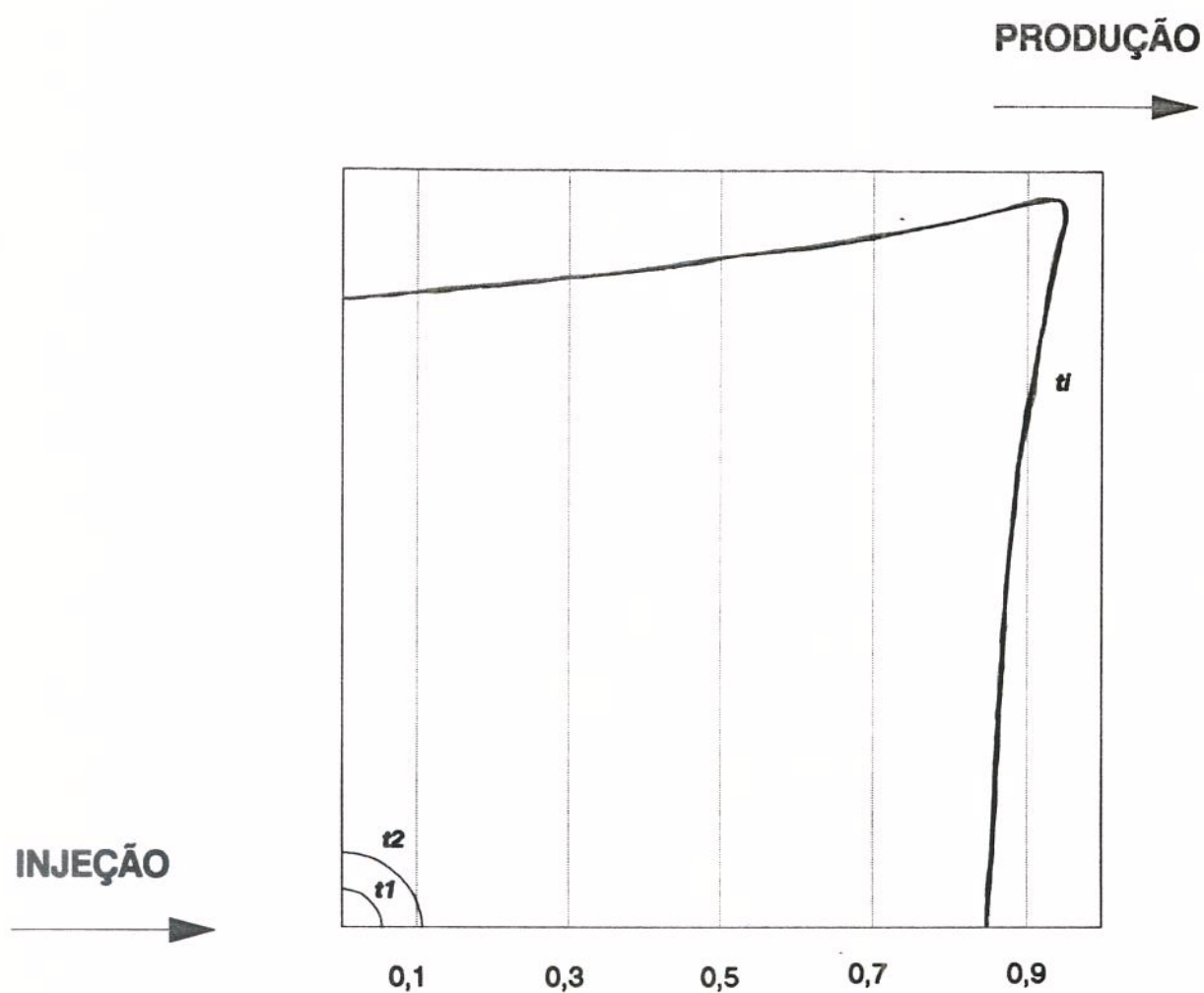


figura 9.19 POSIÇÃO DA FRENTES DE INJEÇÃO EM FUNÇÃO DO TEMPO EM 1/4 DE FIVE-SPOT

FIGURA 9.20 VARIAÇÃO DA SATURAÇÃO DE ÓLEO
EM $X_D = 0.5$ AMOSTRA 1

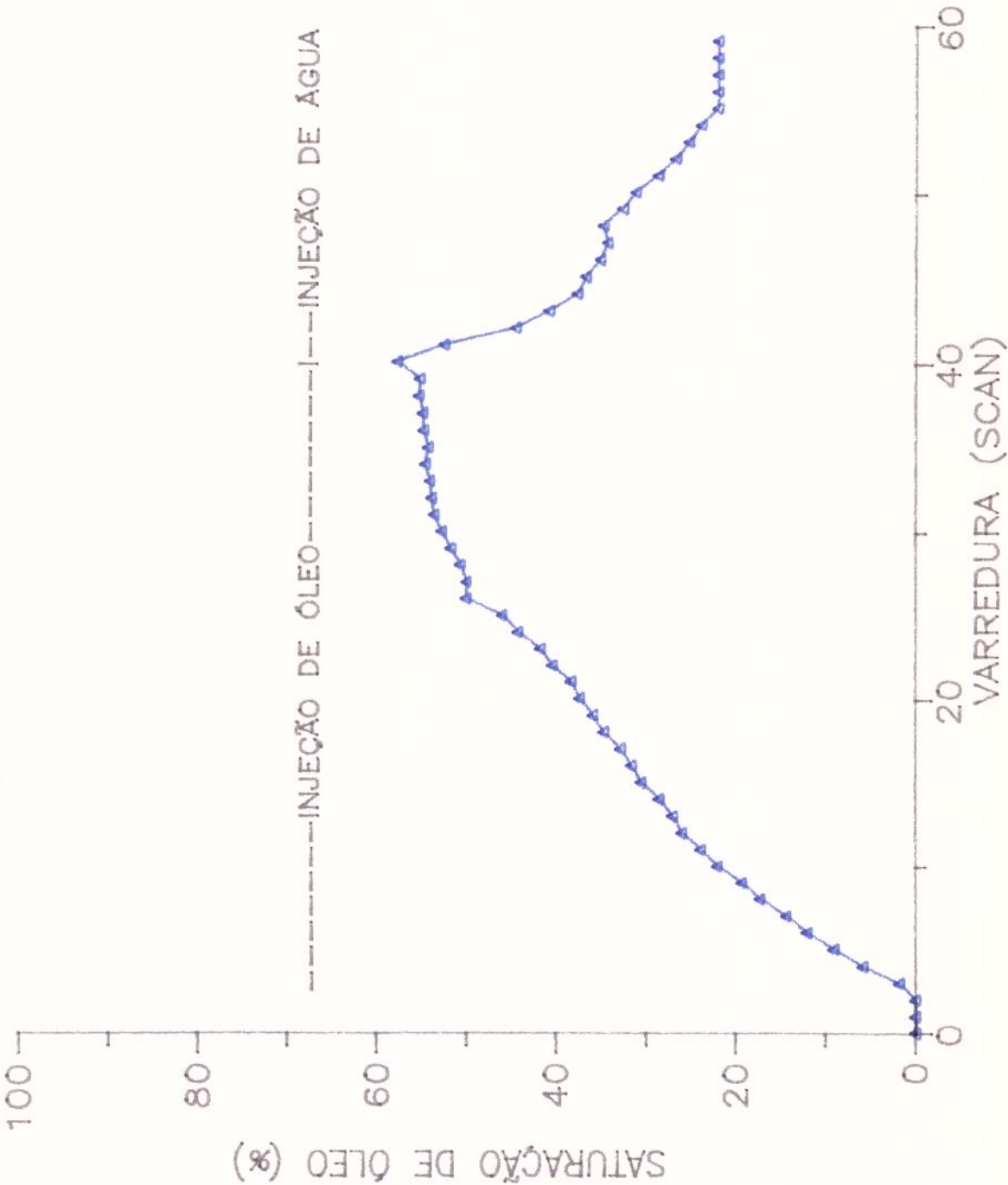


FIGURA 9.21 SATURAÇÃO DE ÓLEO X DISTÂNCIA
INJEÇÃO DE ÓLEO $X_D = 0.5$

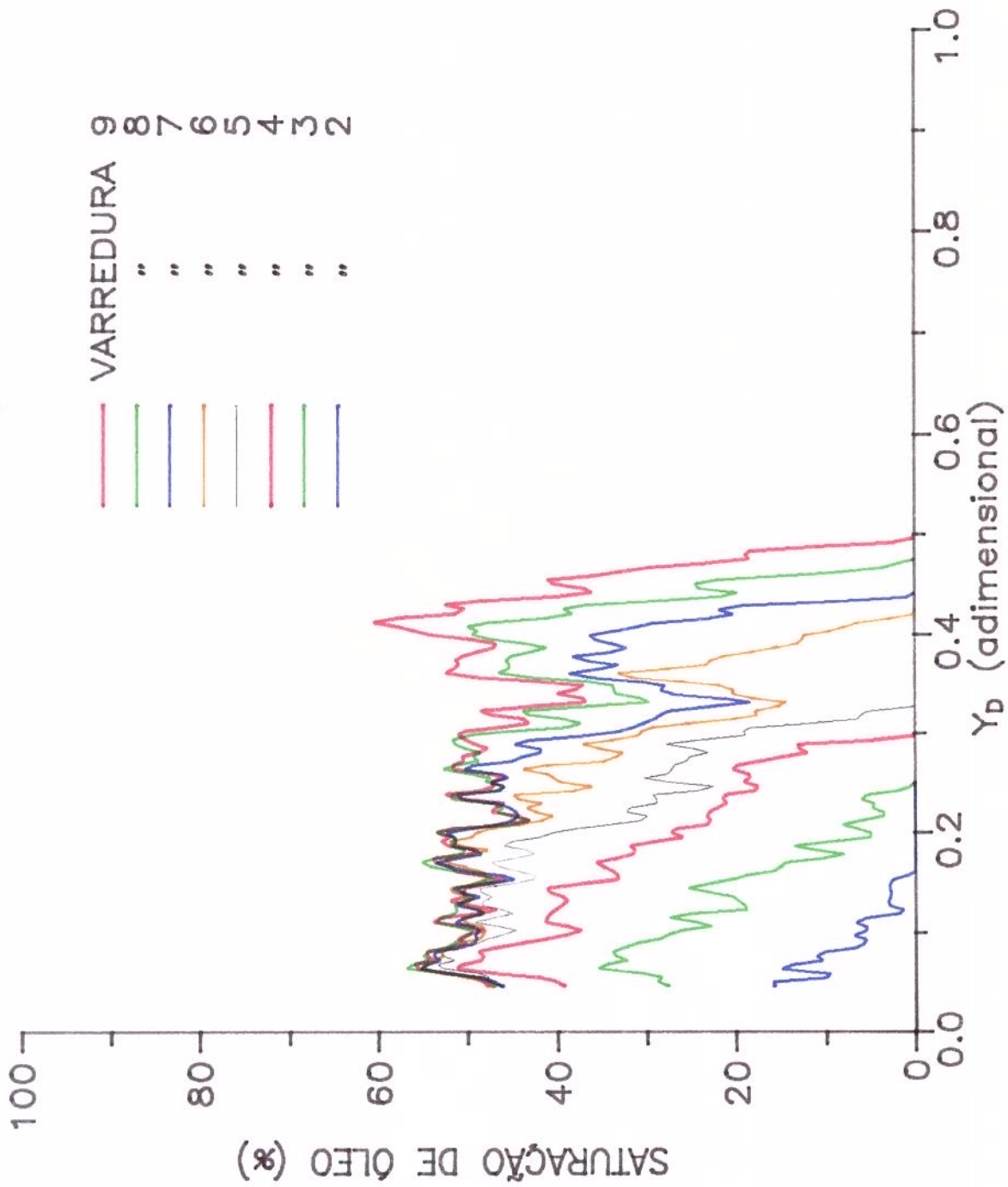


FIGURA 9.23 SATURAÇÃO DE ÓLEO X DISTÂNCIA
INJEÇÃO DE ÓLEO $X_b = 0.5$

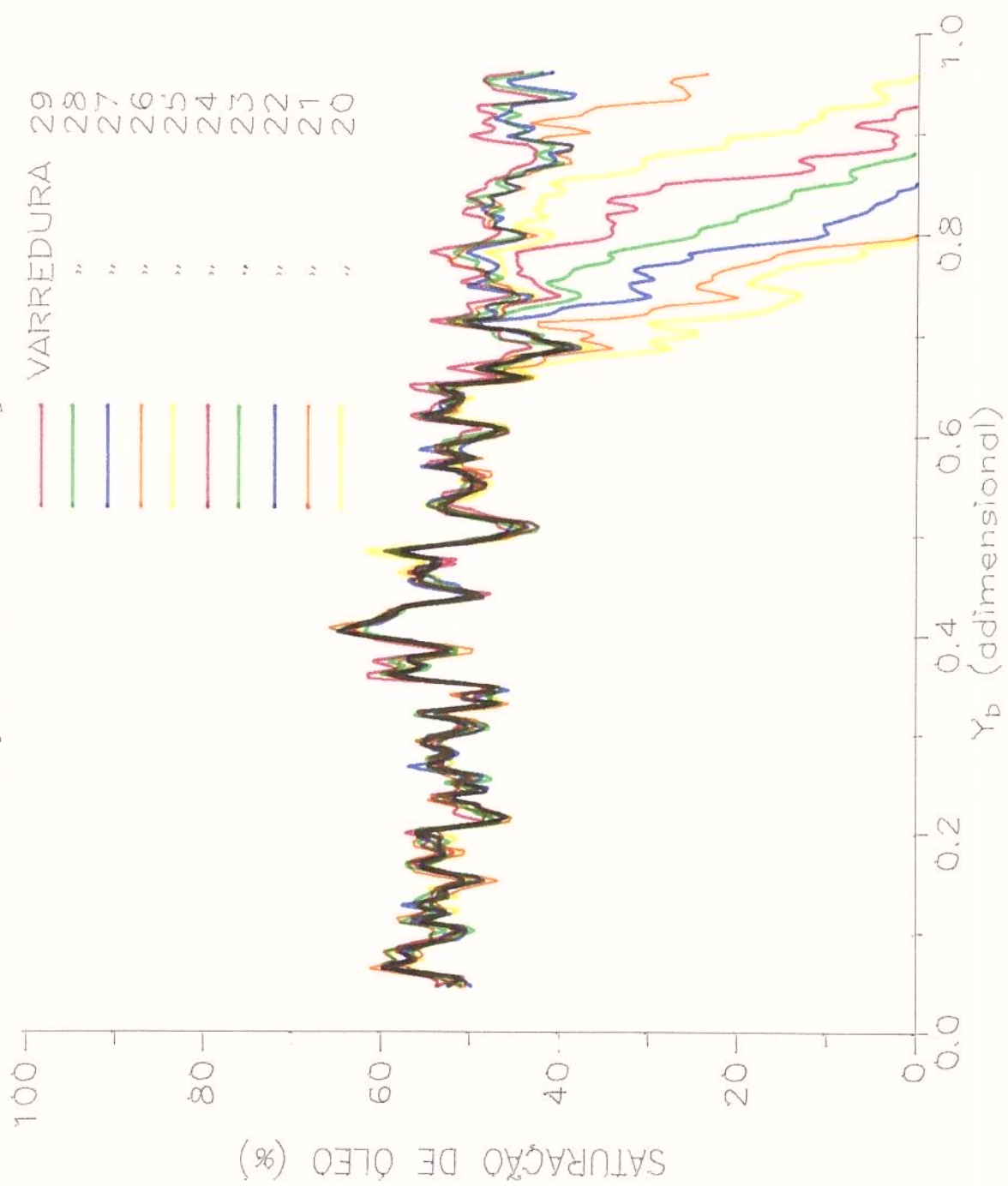
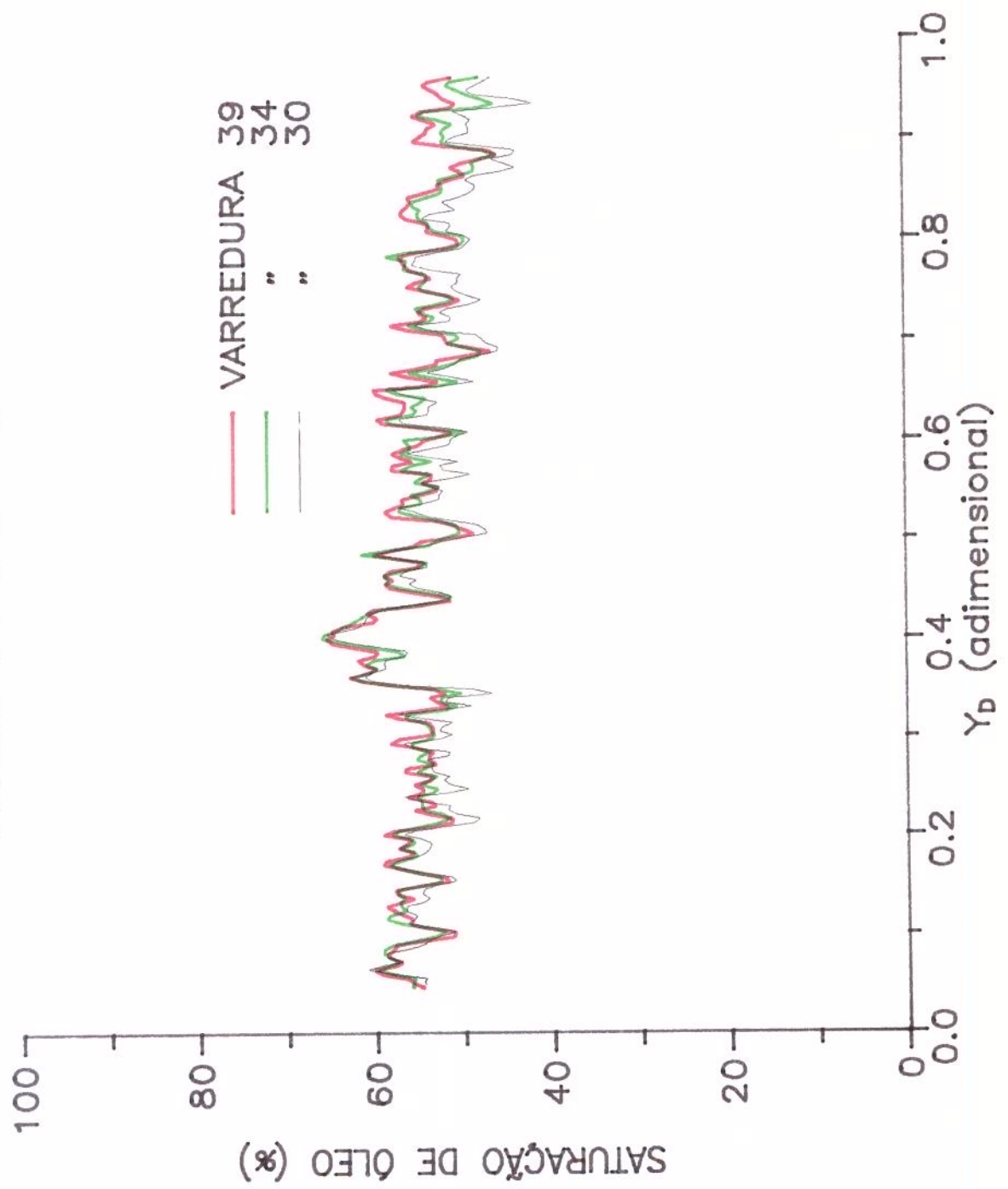


FIGURA 9.24 SATURAÇÃO DE ÓLEO X DISTÂNCIA
INJEÇÃO DE ÓLEO $X_b = 0.5$



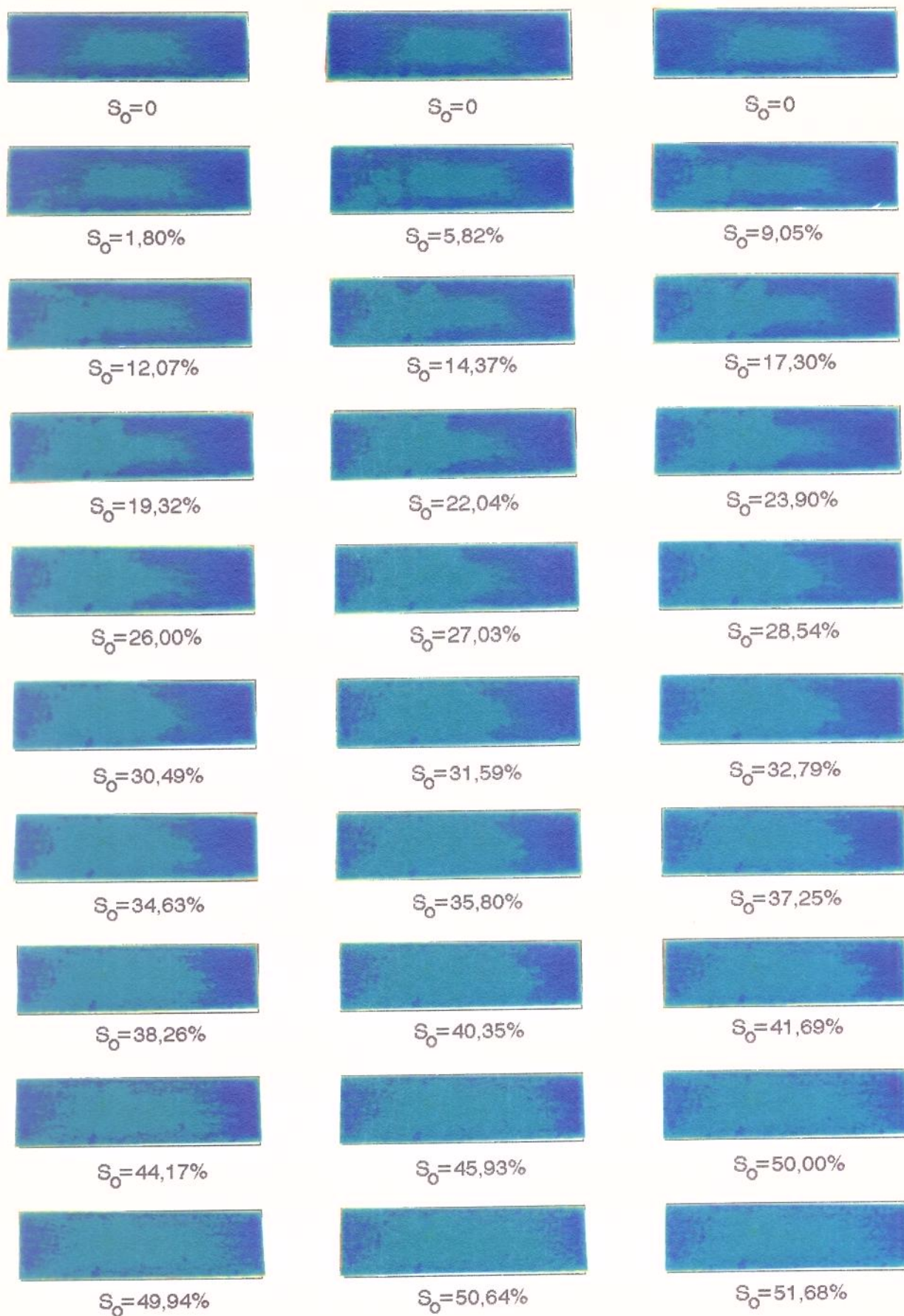


FIGURA 9.25 - EVOLUÇÃO DA SATURAÇÃO DE ÓLEO NO TESTE NA AMOSTRA 1 NA POSIÇÃO $x_D = 0,5$

FIGURA 9.26 SATURAÇÃO DE ÓLEO X DISTÂNCIA
INJEÇÃO DE ÁGUA $X_b = 0.5$

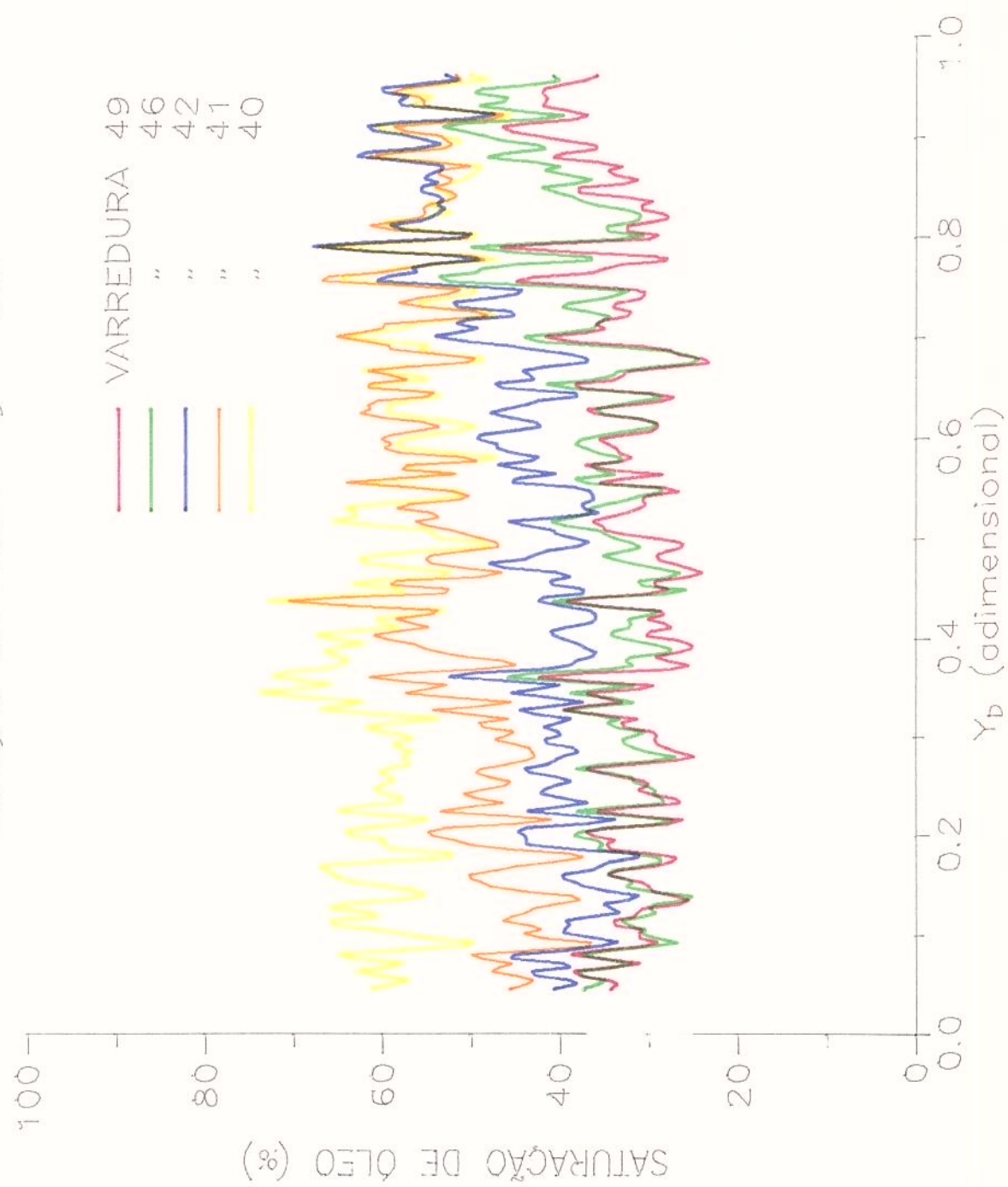


FIGURA 9.27 SATURAÇÃO DE ÓLEO X DISTÂNCIA
INJEÇÃO DE ÁGUA $X_D = 0.5$

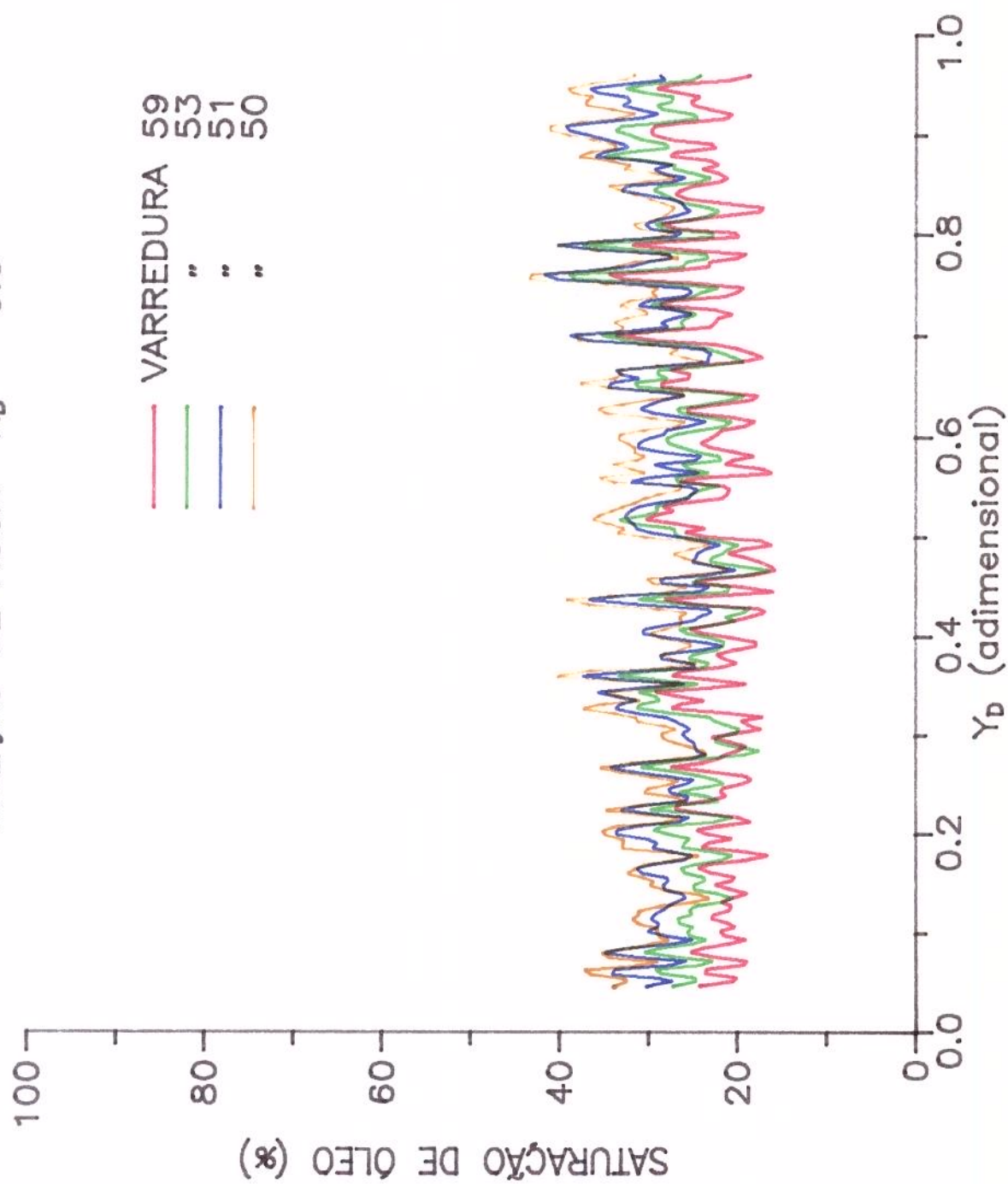


FIGURA 9.28 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $X_D = 0,1$

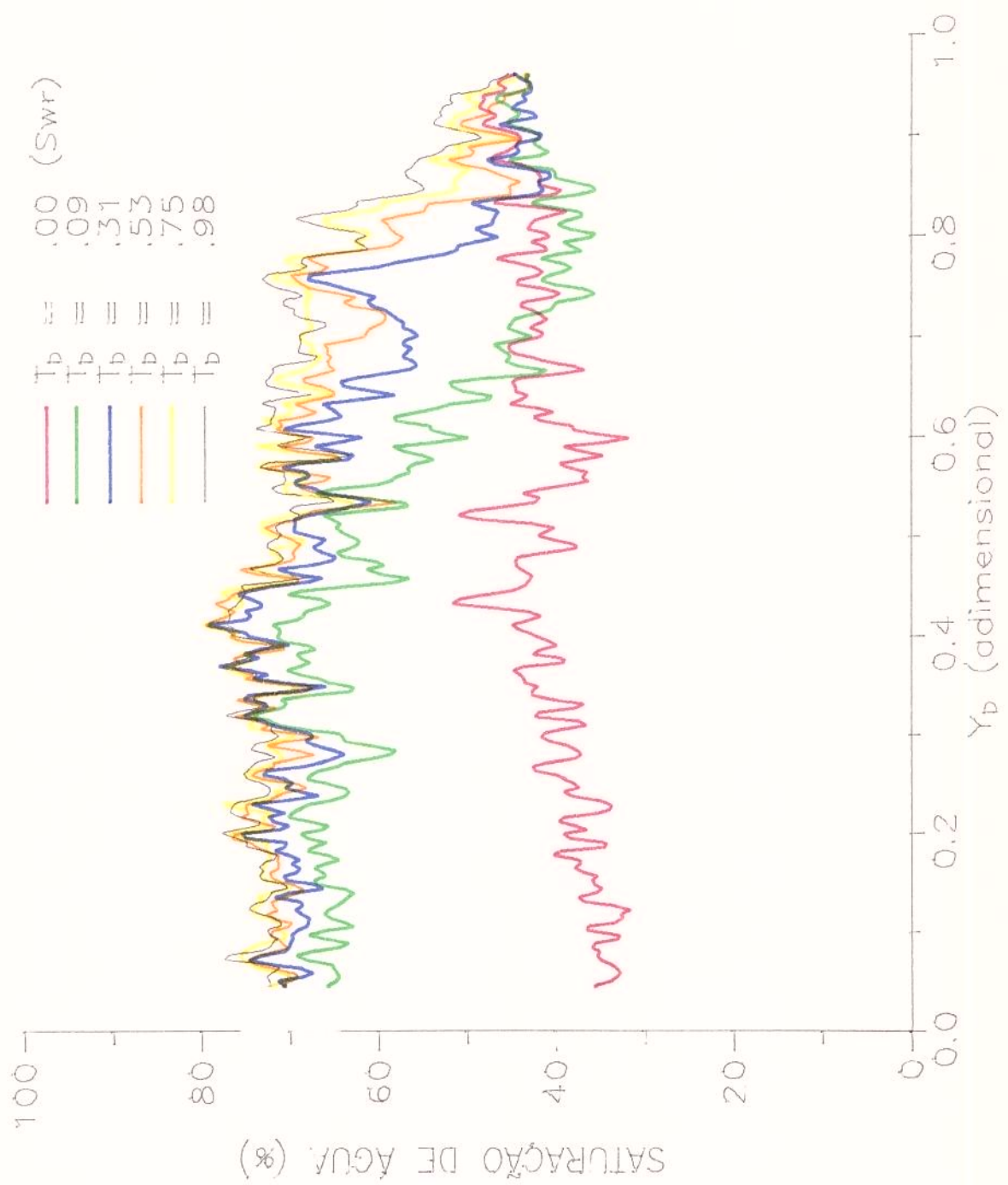


FIGURA 9.29 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $X_D = 0.1$

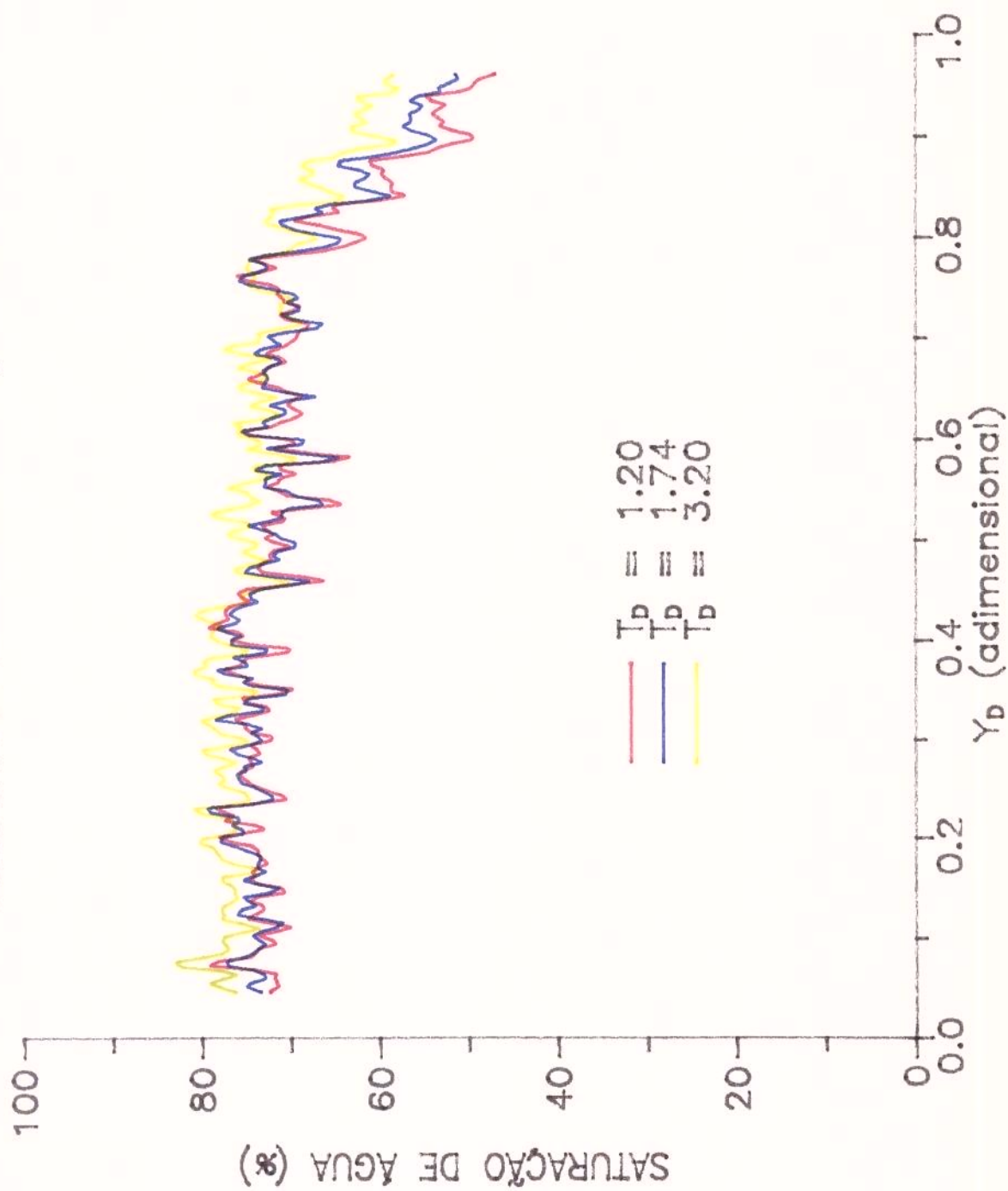


FIGURA 9.30 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $X_D = 0.1$

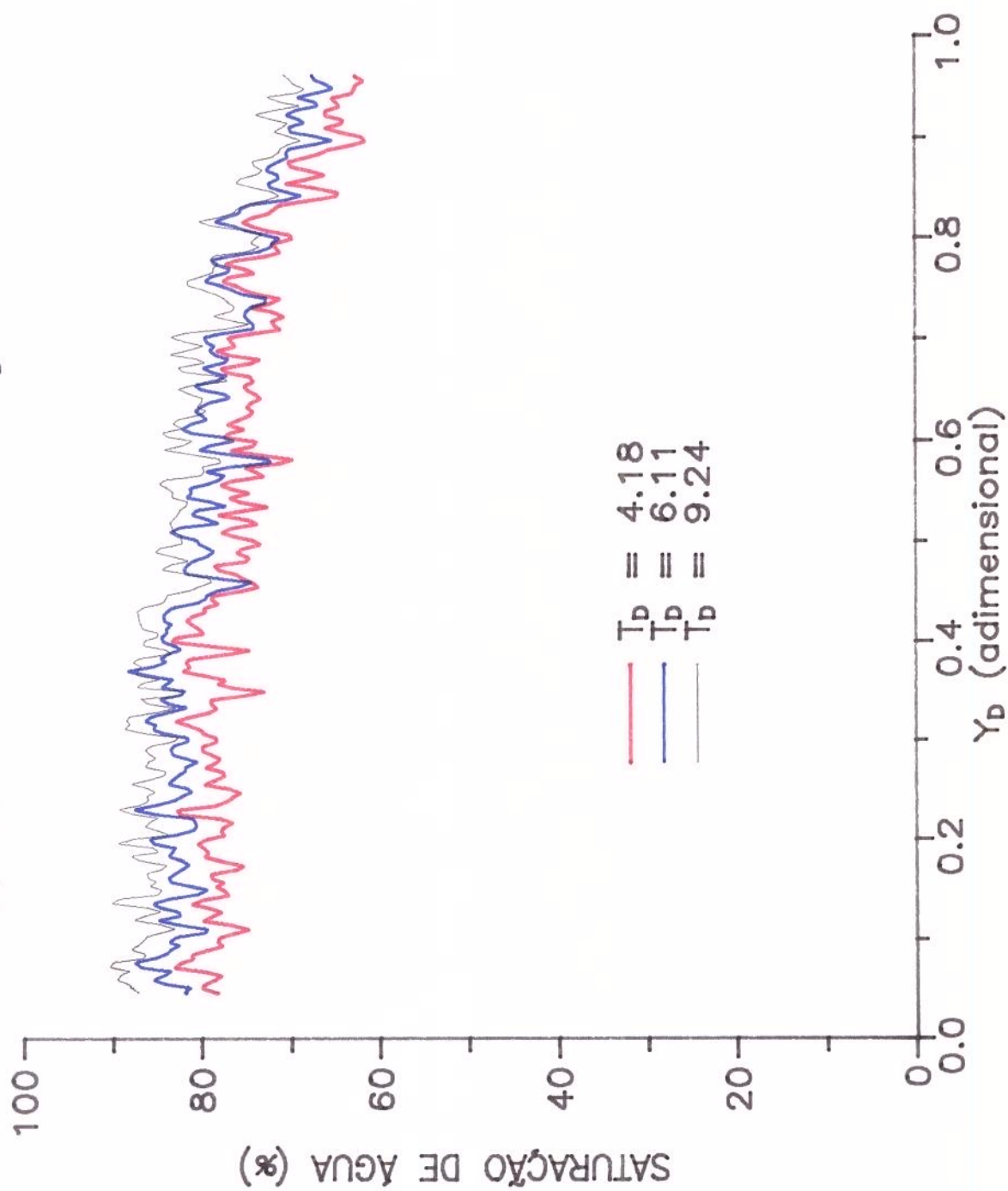


FIGURA 9.3* SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $X_b = 0.3$

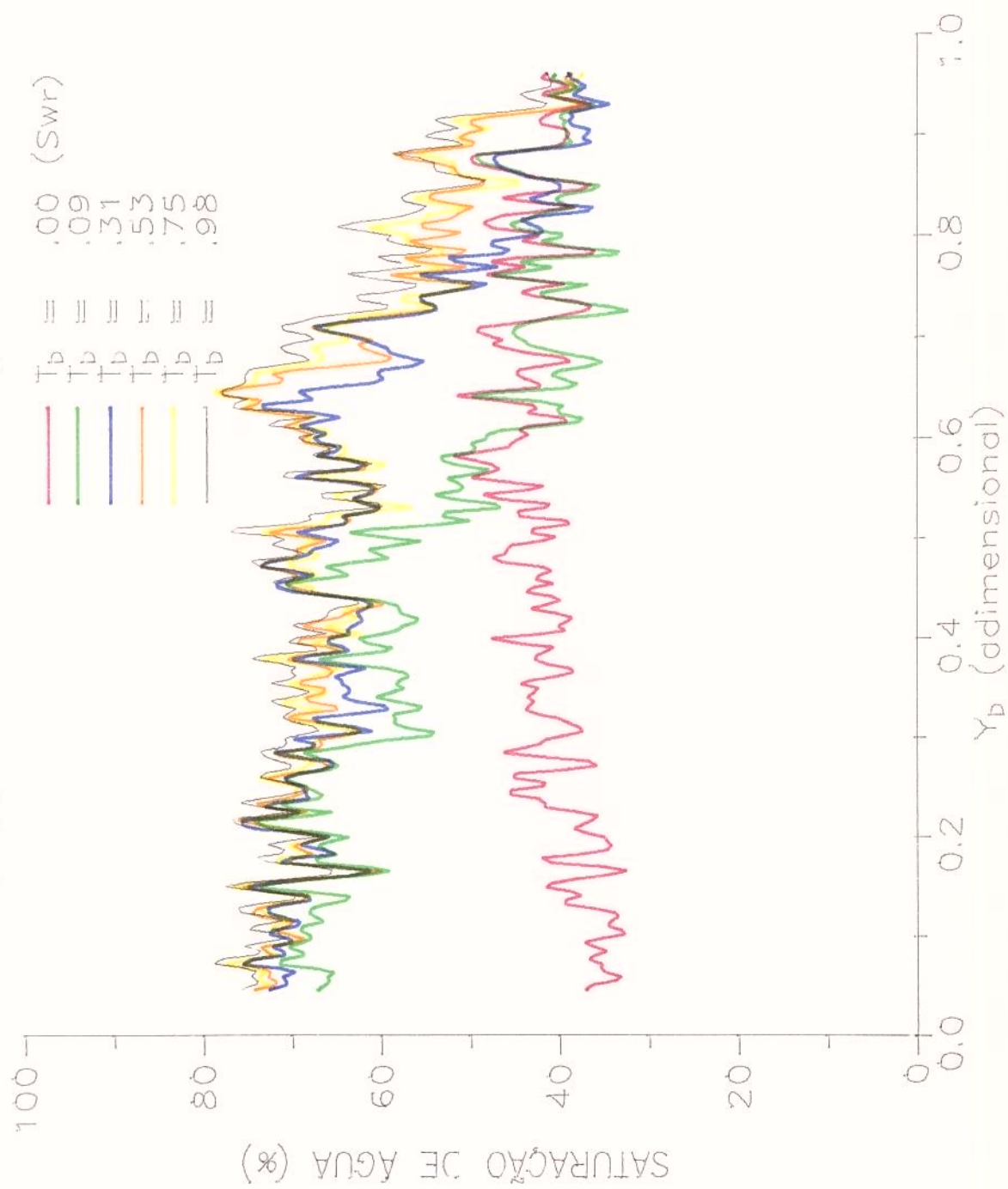


FIGURA 9.32 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $X_D = 0.3$

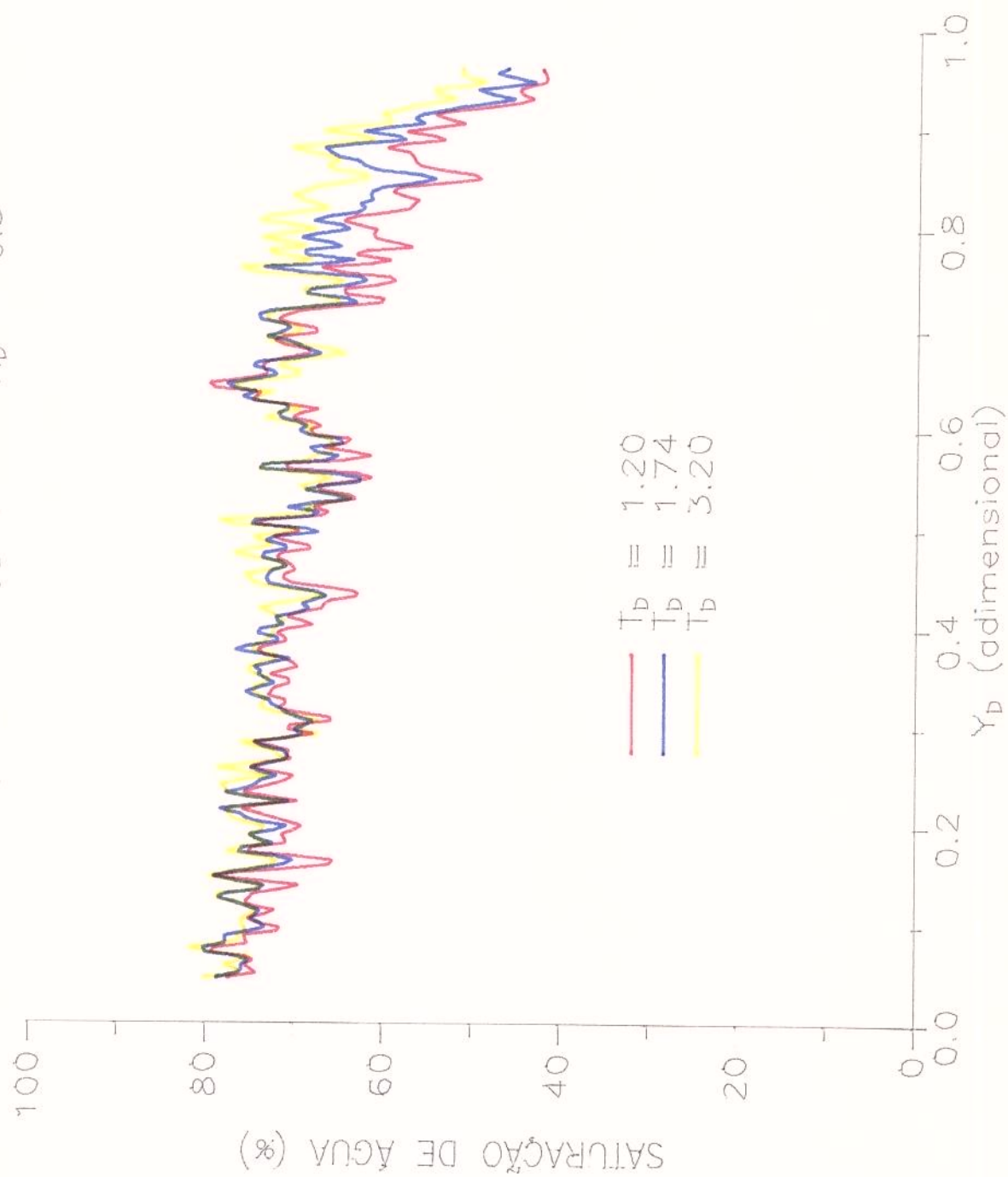


FIGURA 9.33 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $X_D = 0.3$

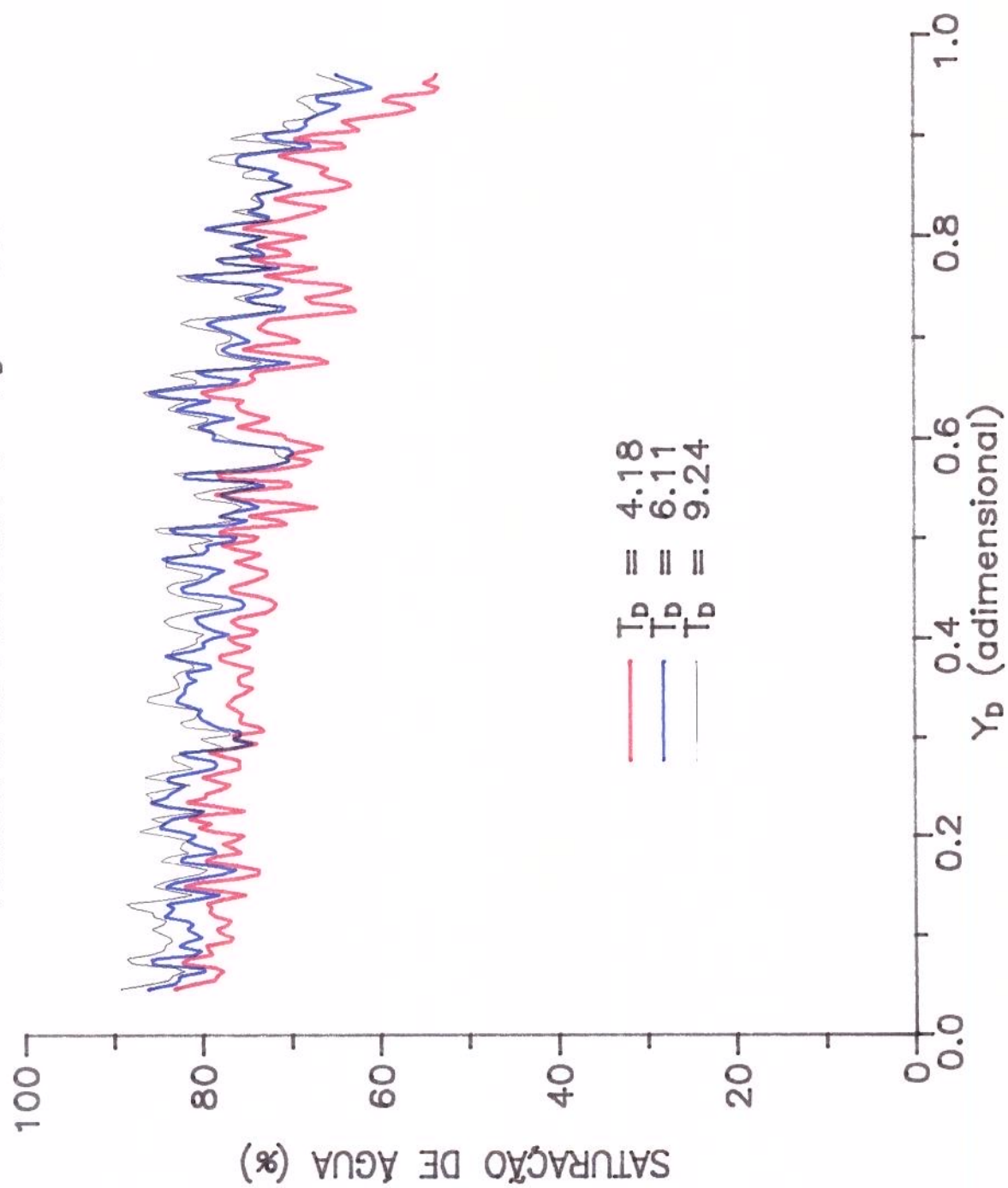


FIGURA 9.34 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AVOSTRA 1 $\gamma_b = 0.5$

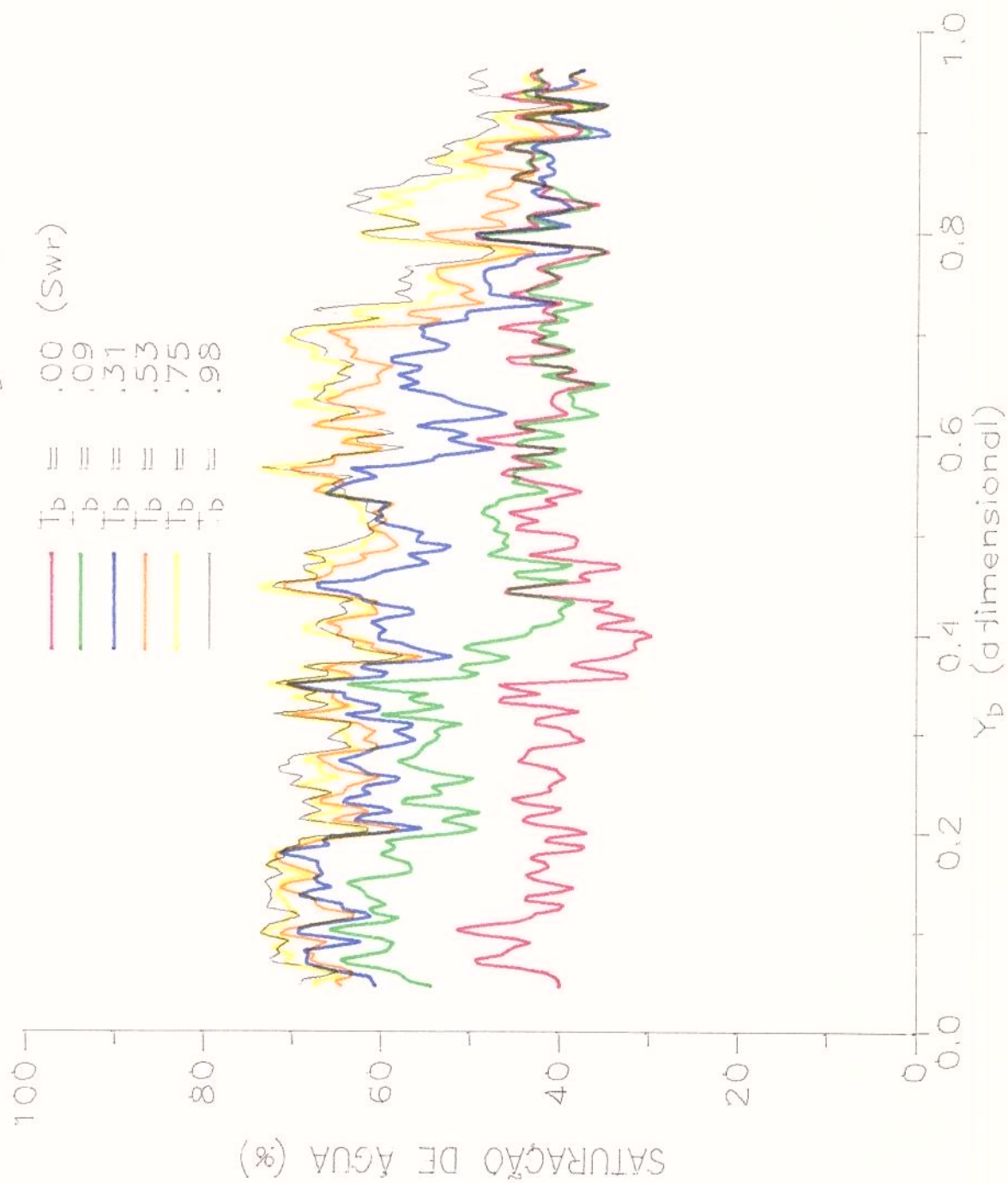


FIGURA 9.35 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $X_D = 0.5$

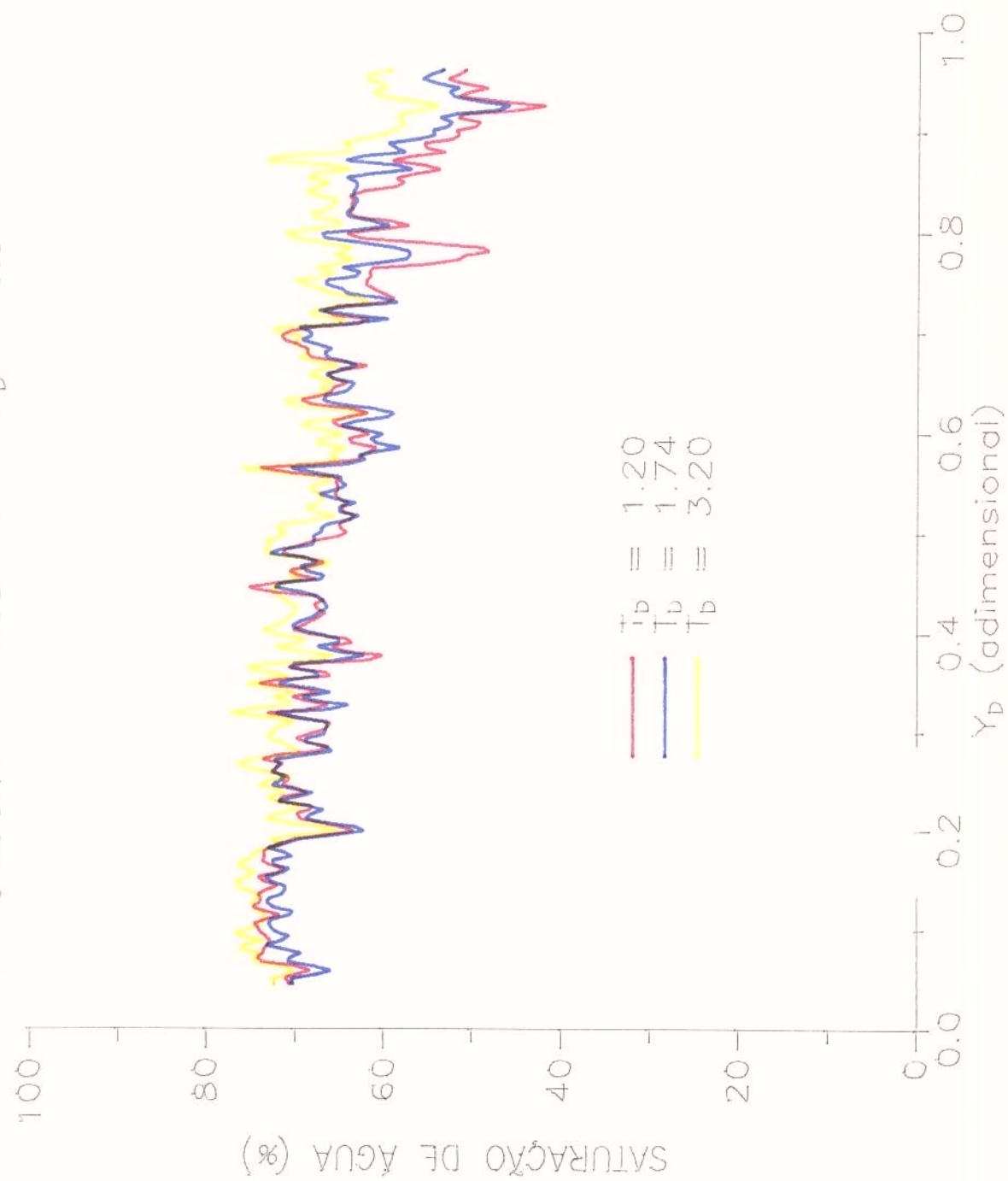


FIGURA 9.36 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $X_b = 0.5$

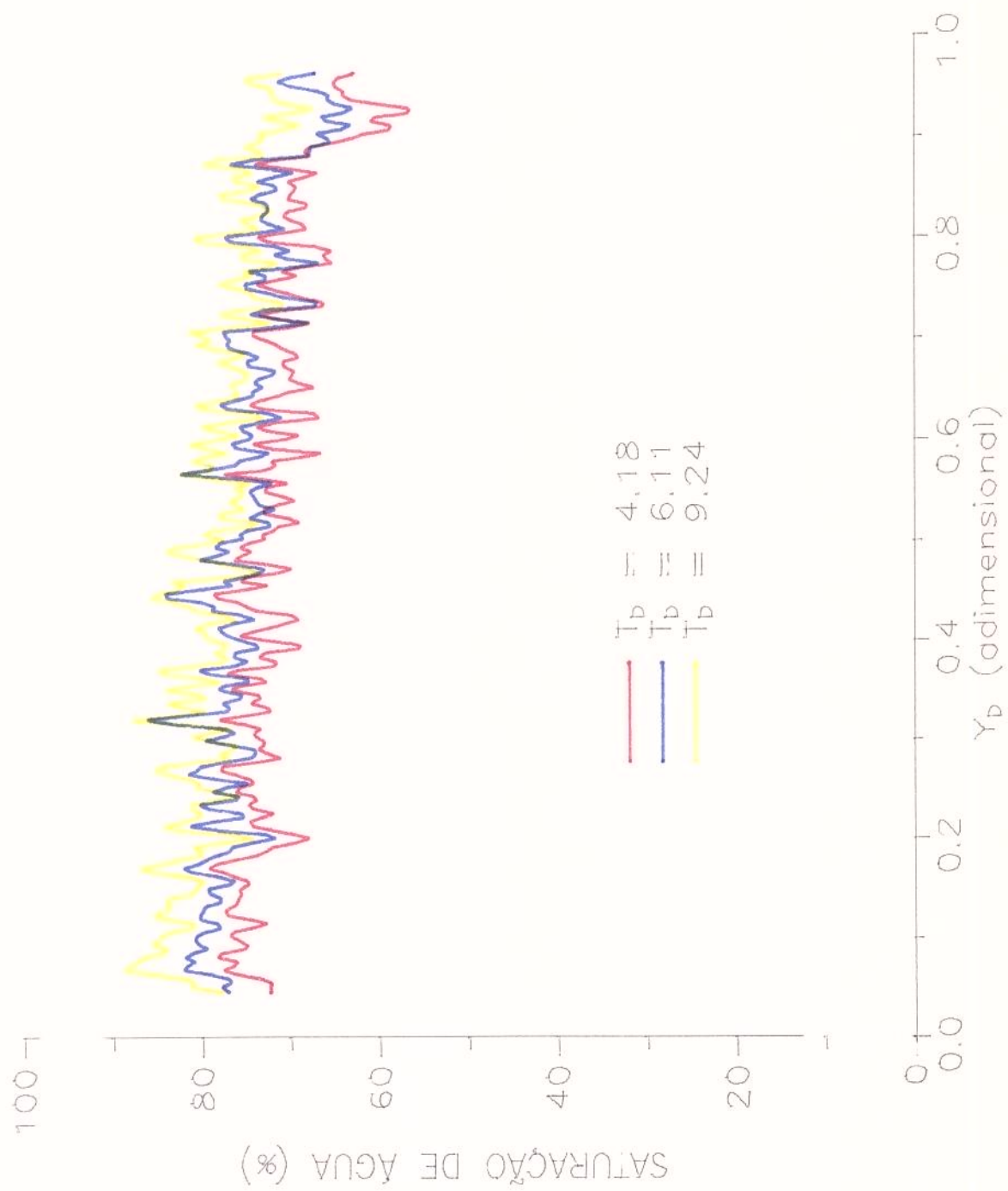


FIGURA 9.37 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $X_D = 0.7$

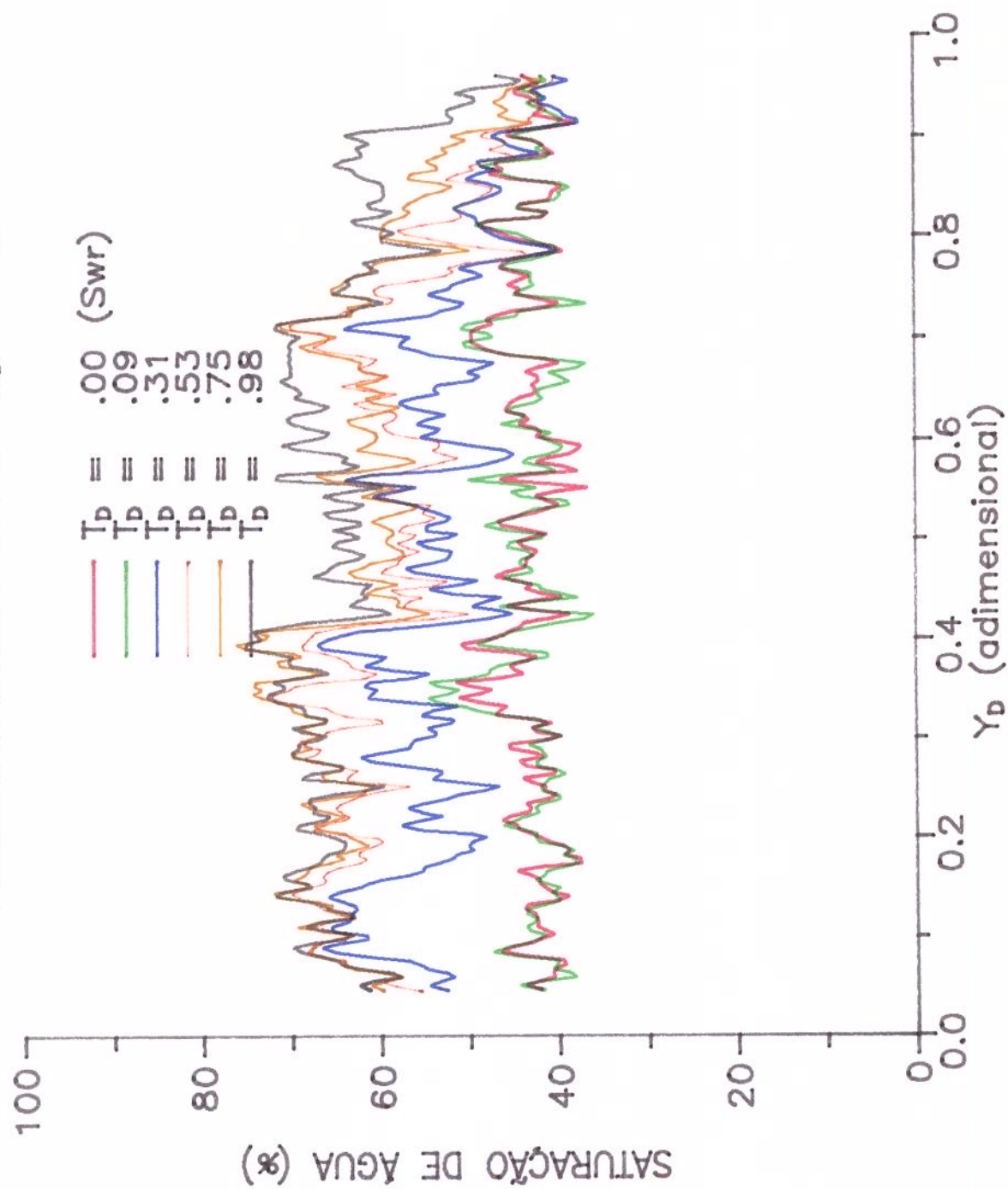


FIGURA 9.38 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $X_b = 0.7$

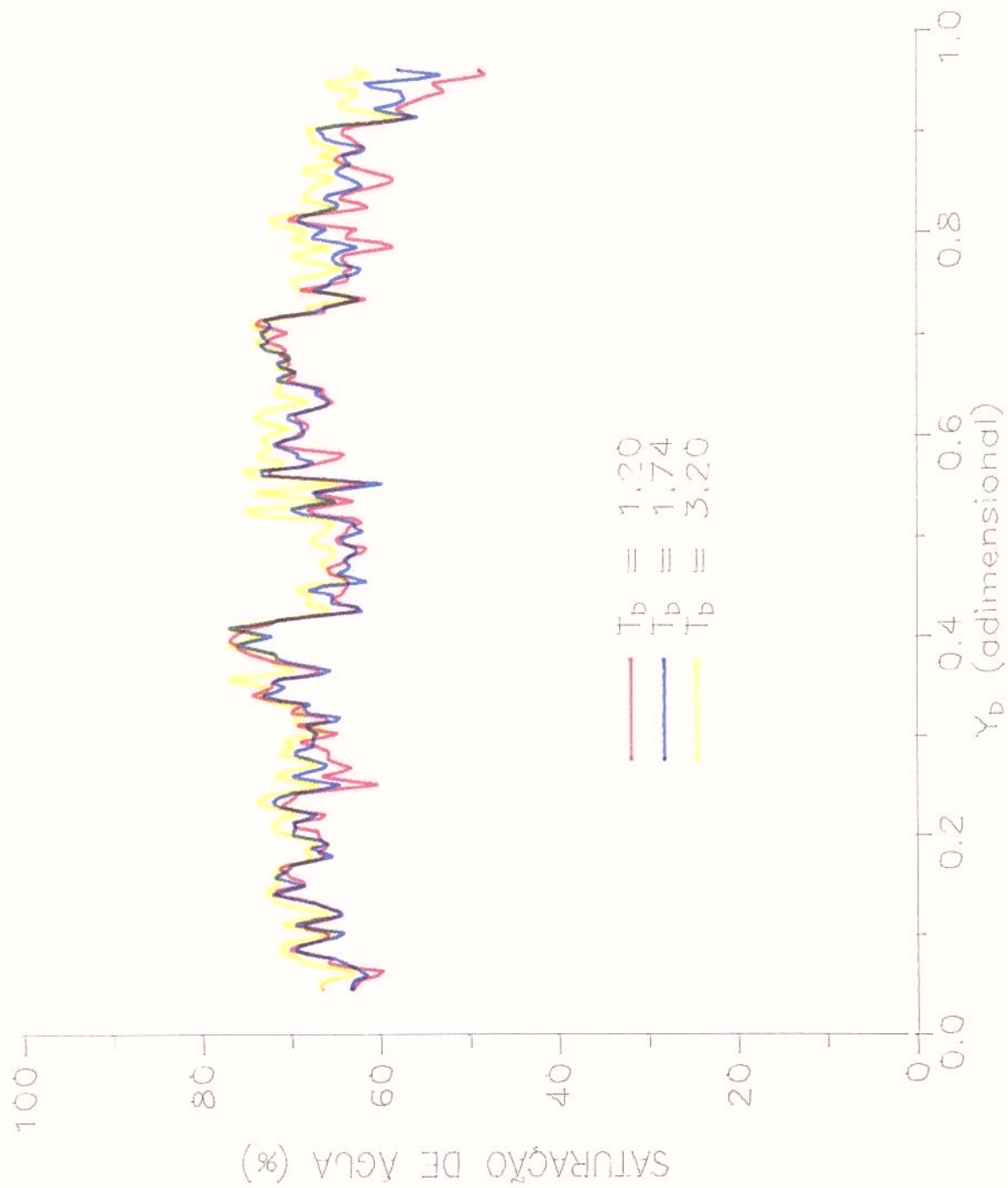


FIGURA 9.39 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AVOSTRA 1 $X_b = 0,7$

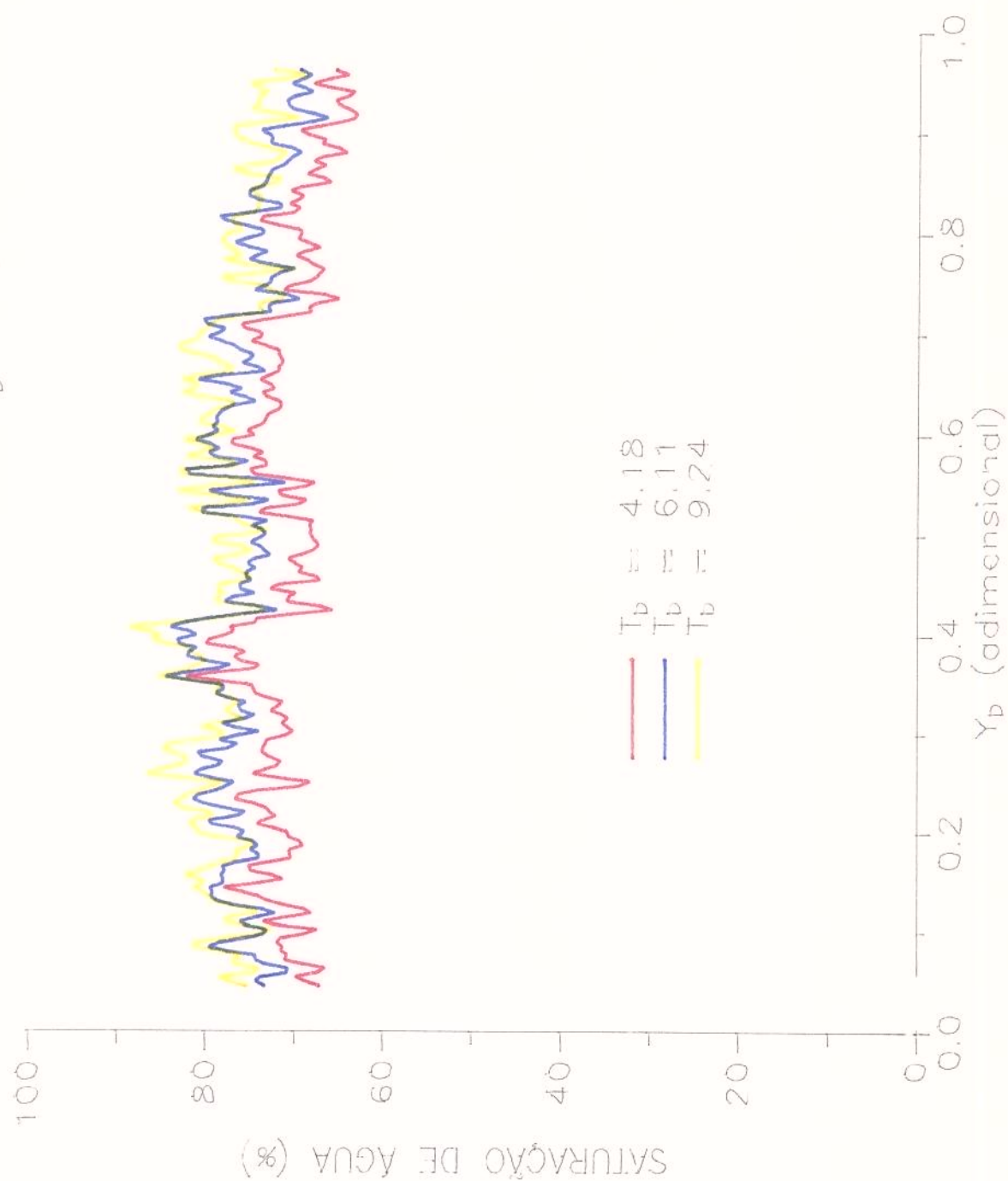


FIGURA 9.40 SAIURAÇÃO DL ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $X_5 = .9$

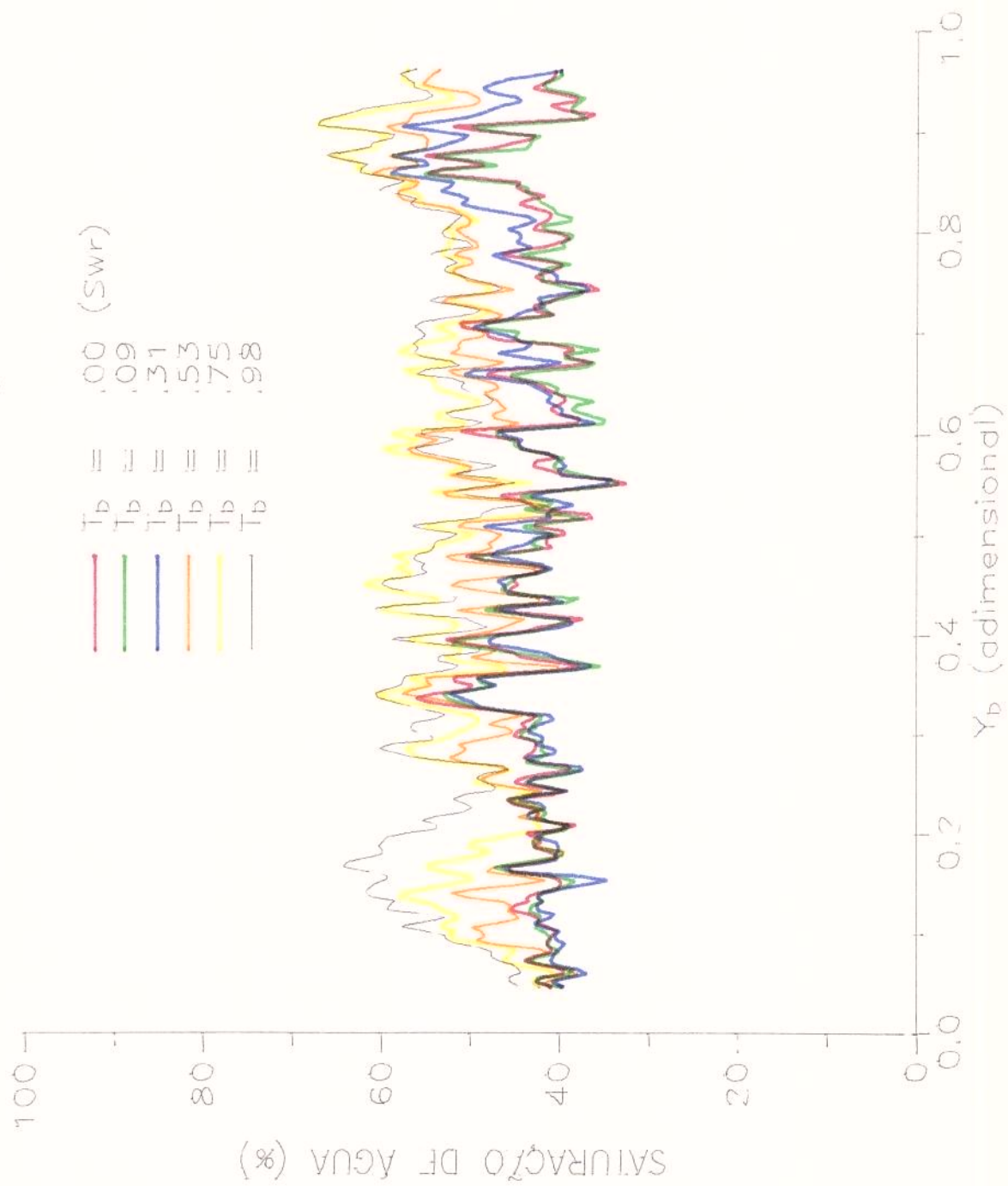


FIGURA 9.41 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $X_D = 0.9$

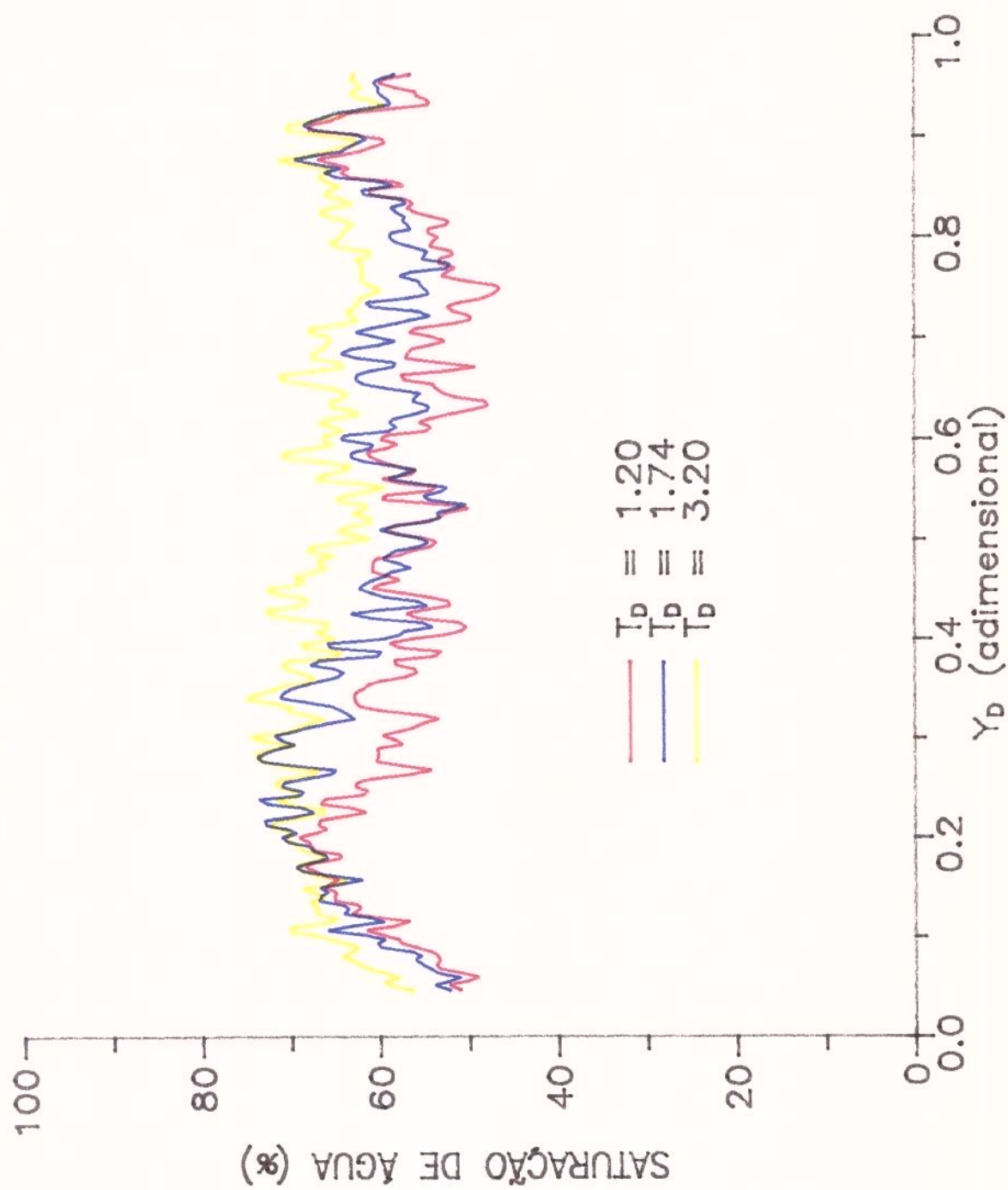


FIGURA 9.42 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $X_b = 0,9$

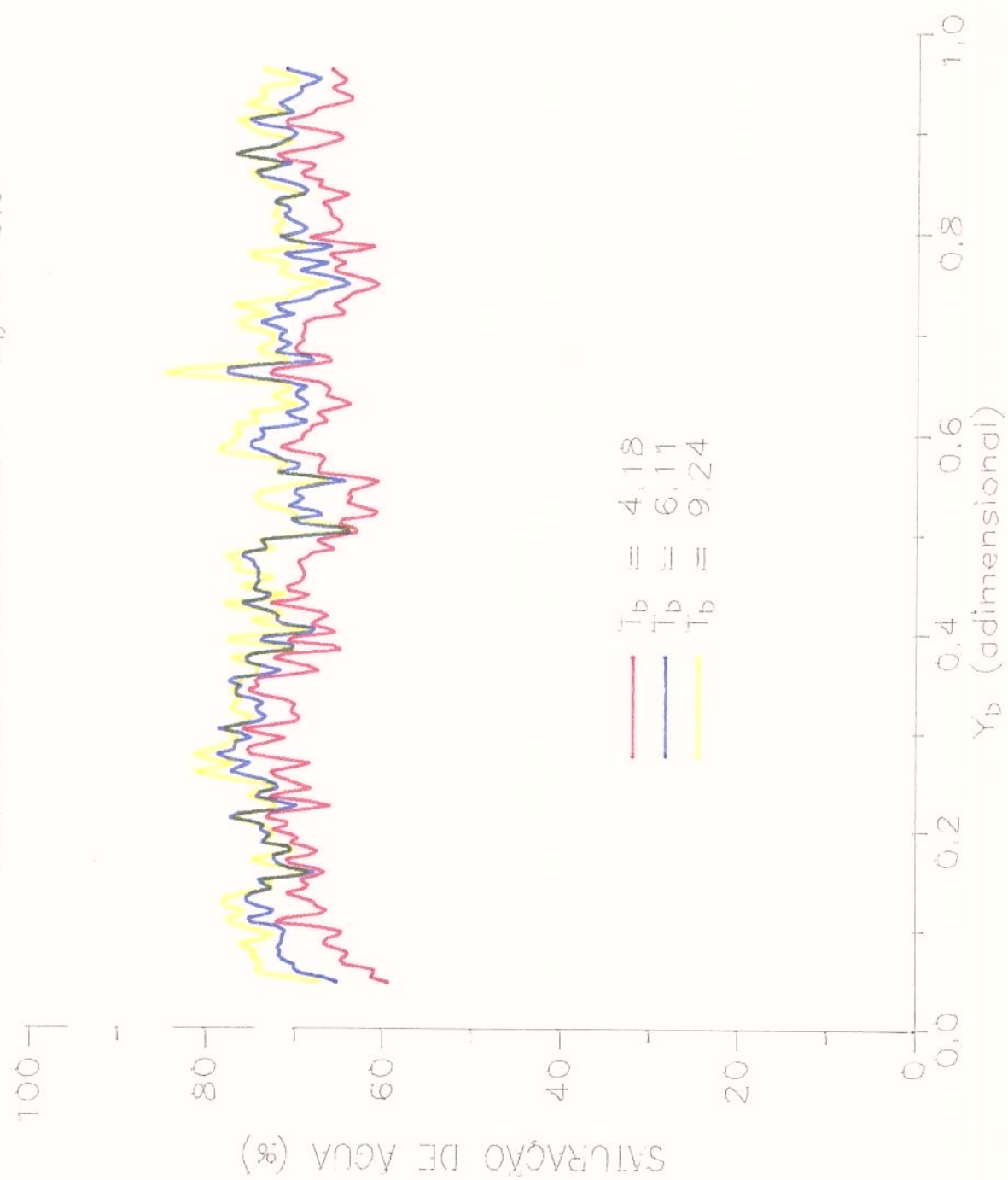


FIGURA 9.43 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $T_D = 0.00$ (Swr)

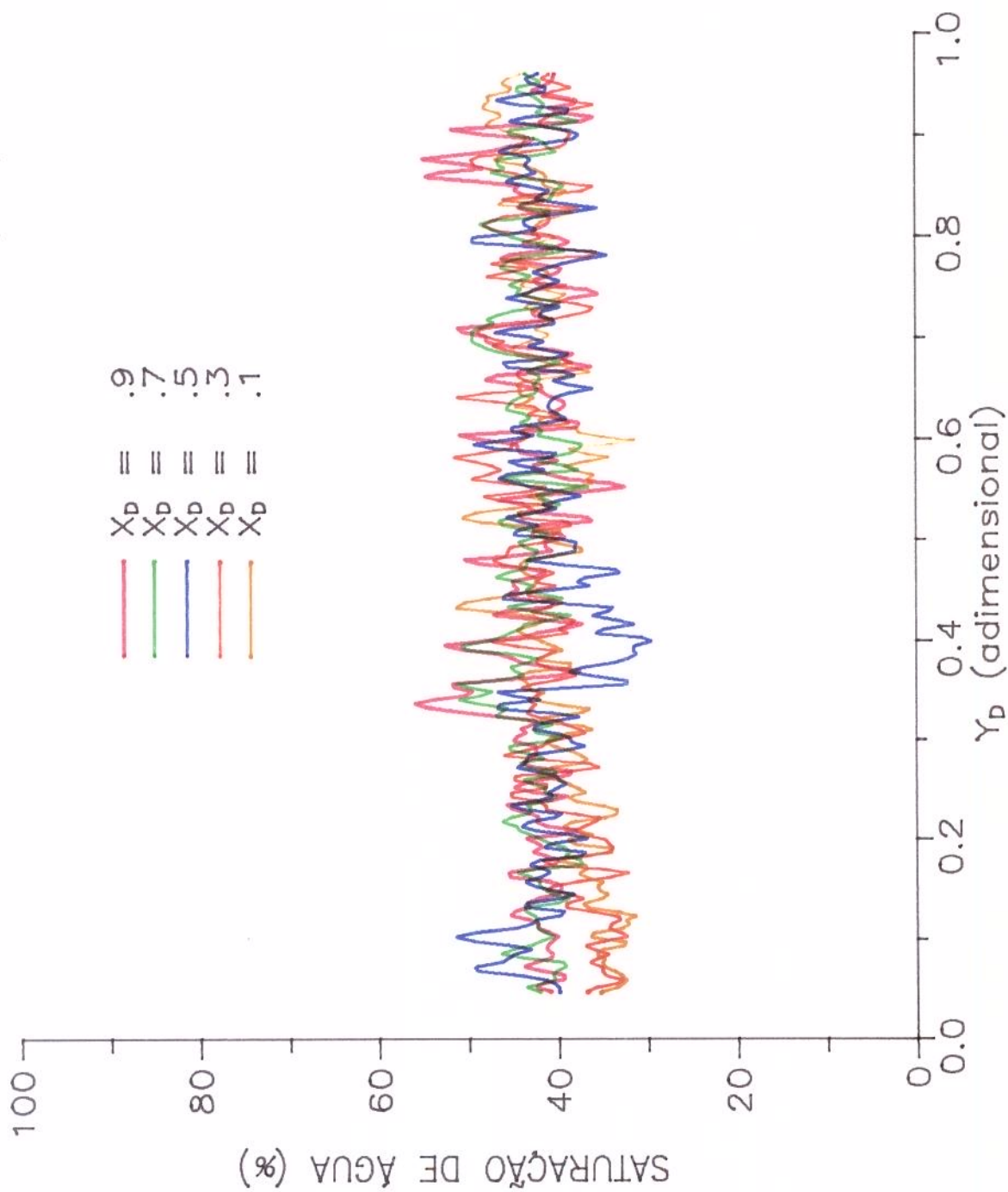


FIGURA 9.44 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $T_b = 0.09$

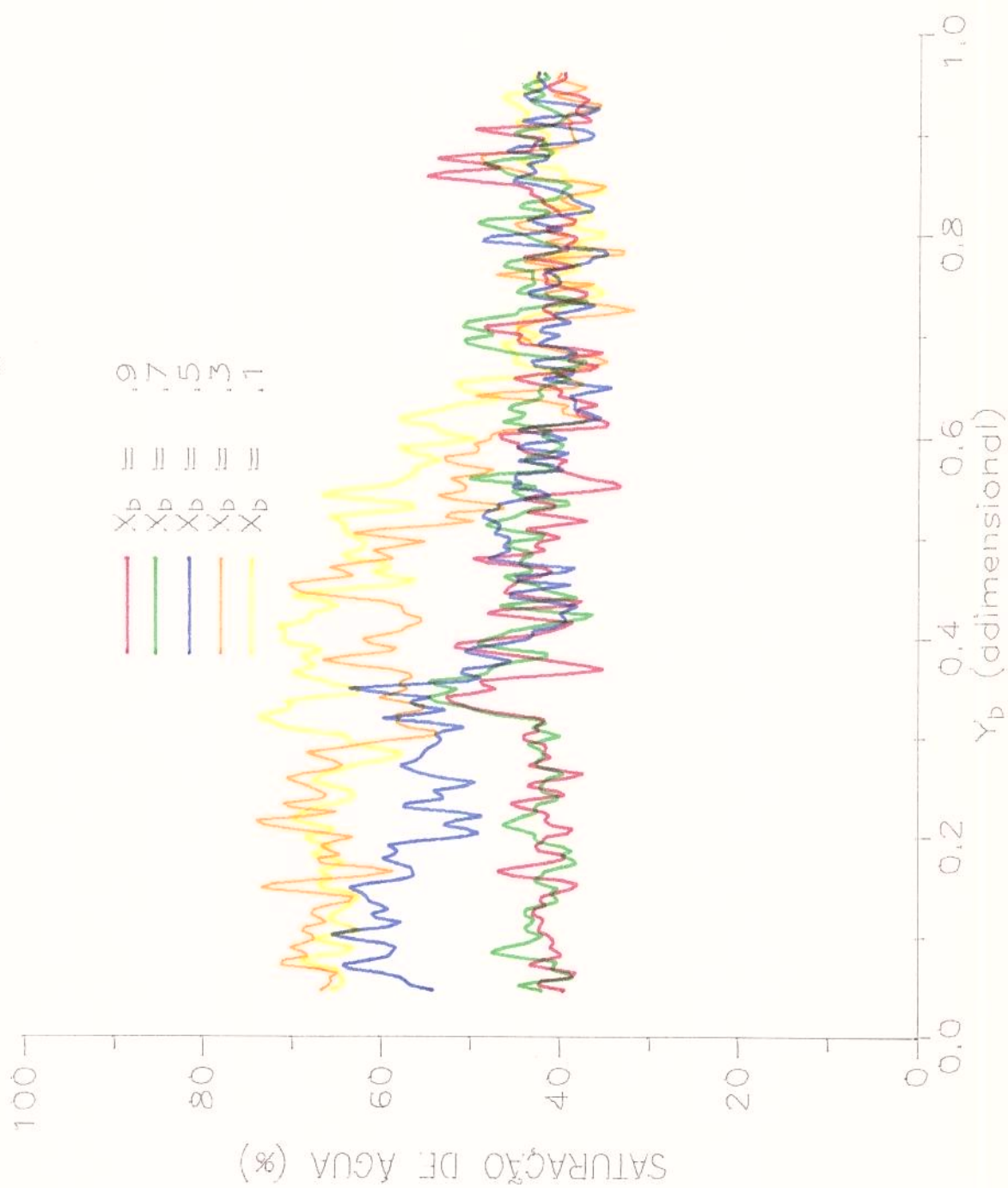


FIGURA 9.45 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $T_D = 0.31$

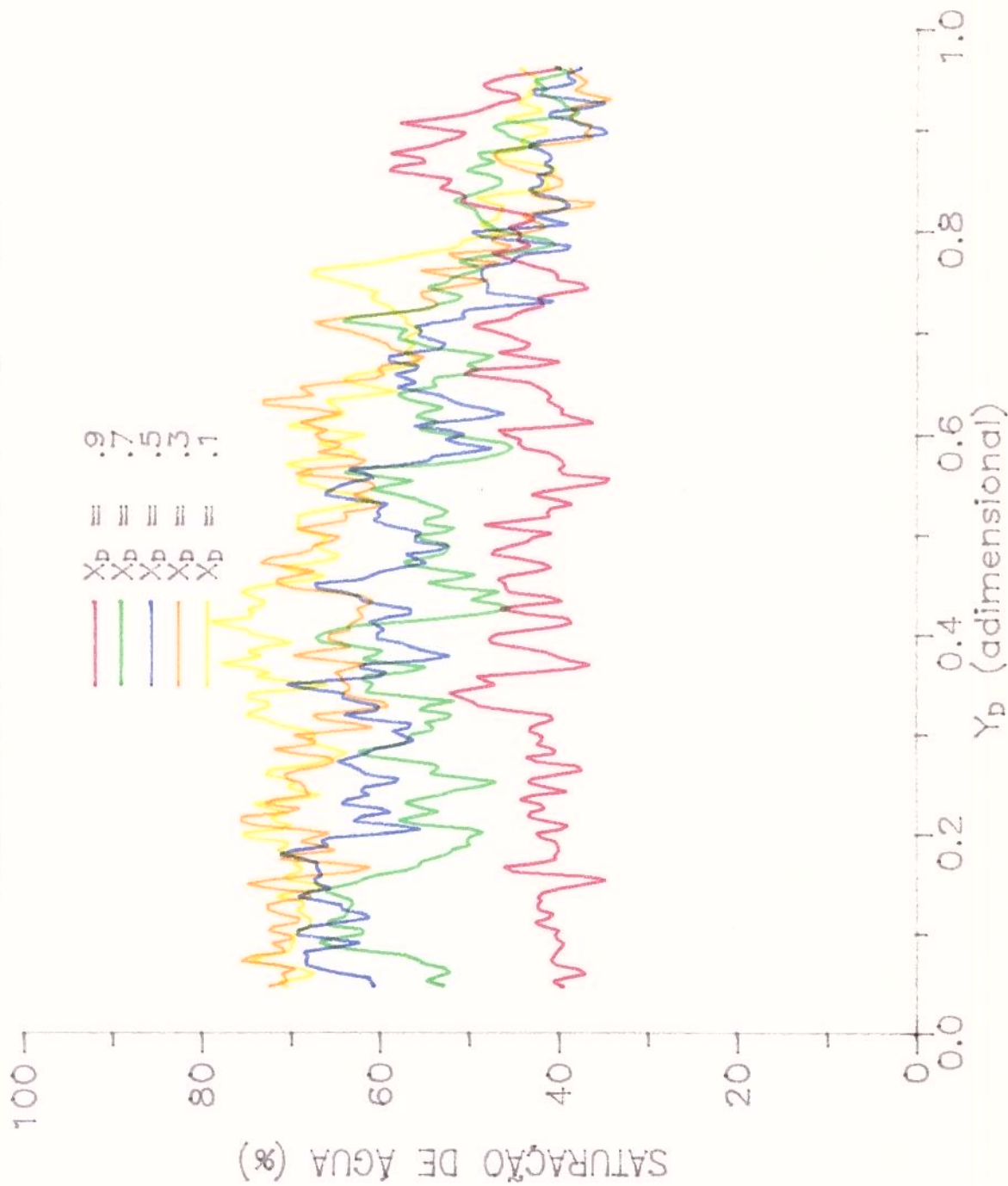


FIGURA 9.46 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $T_D = 0.53$

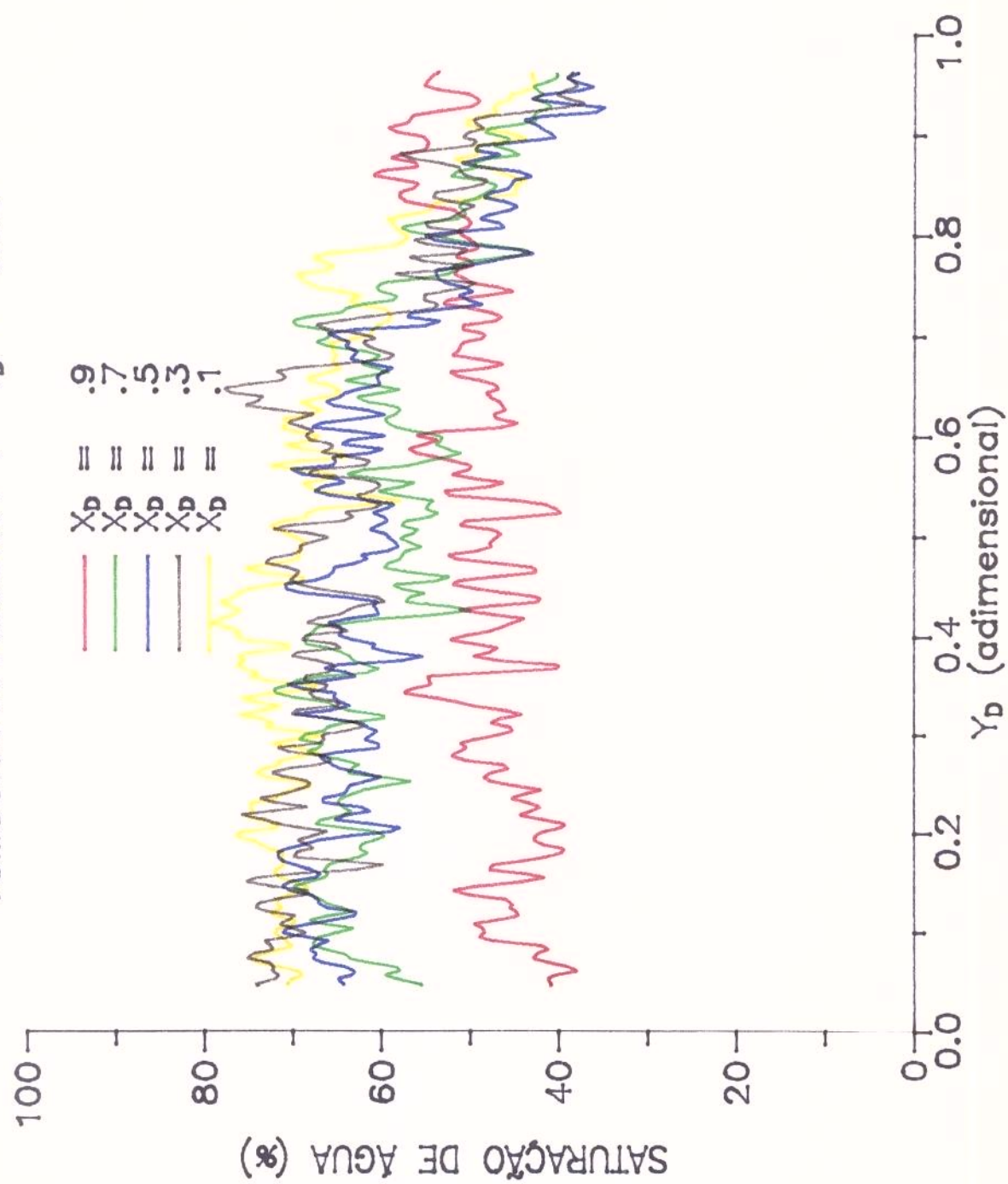


FIGURA 9.47 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $T_D = 0.75$

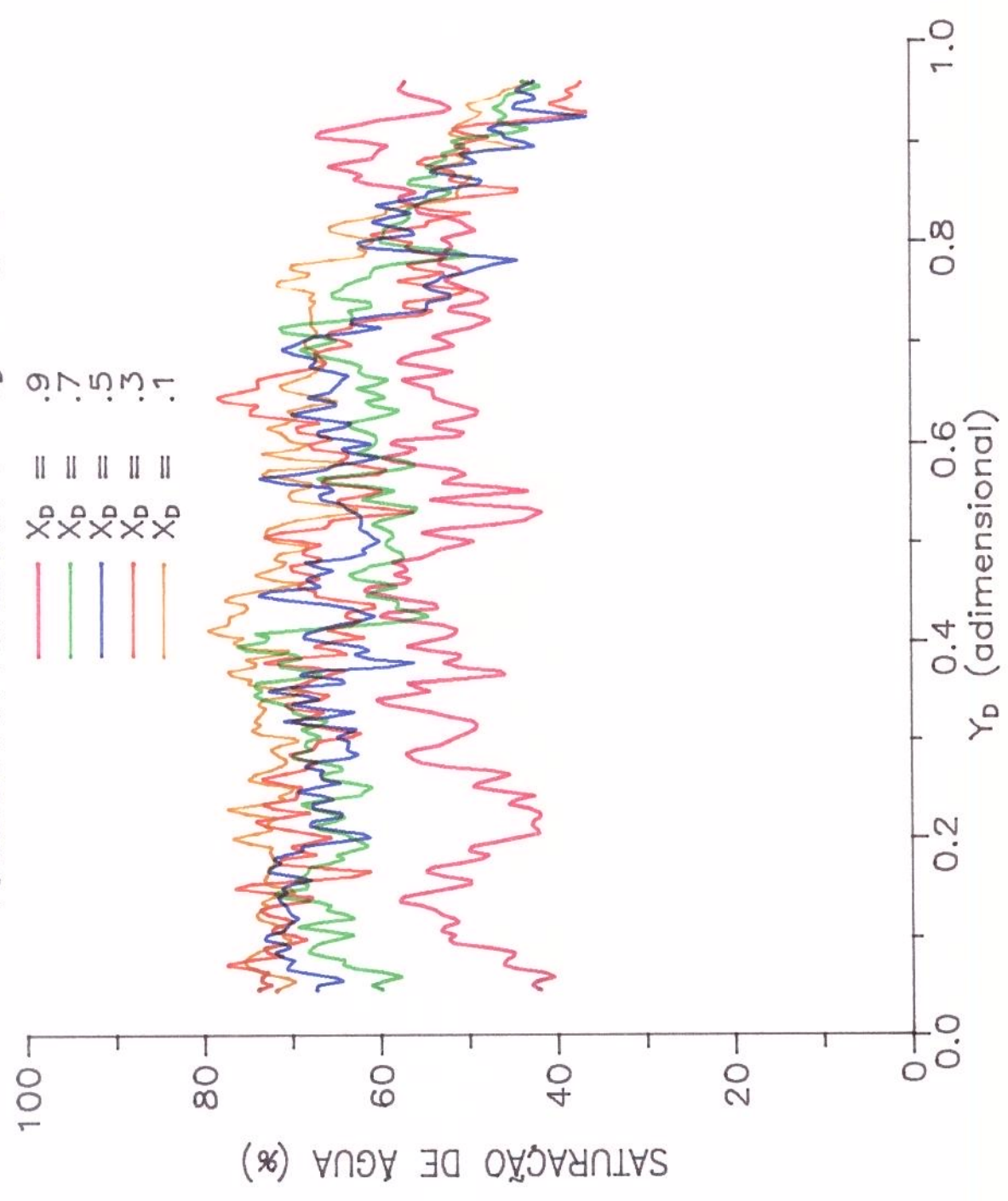


FIGURA 9.48 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRÁFIA AMOSTRA 1 $T_D = 0.98$

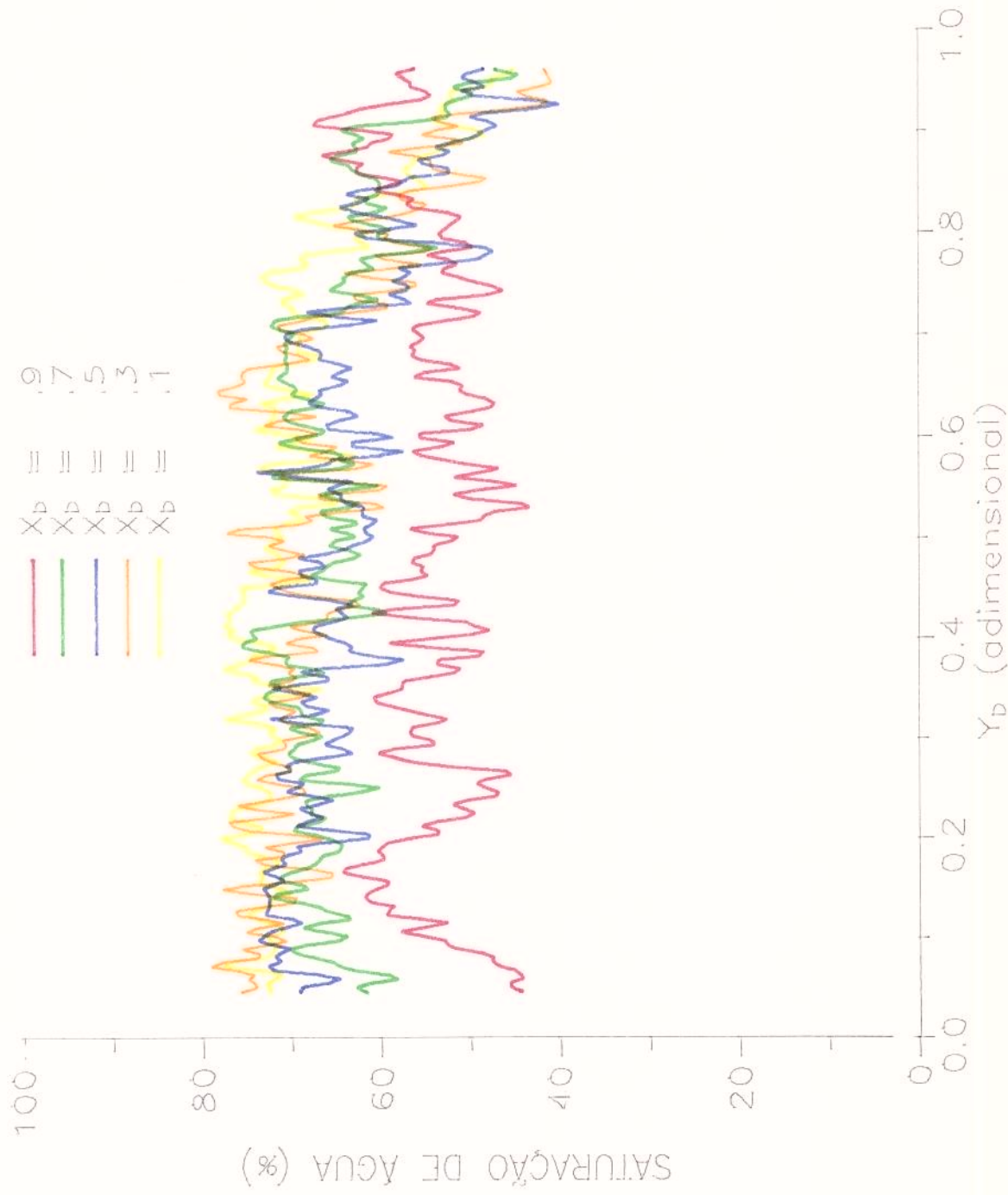


FIGURA 9.49 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $T_D = 1.20$

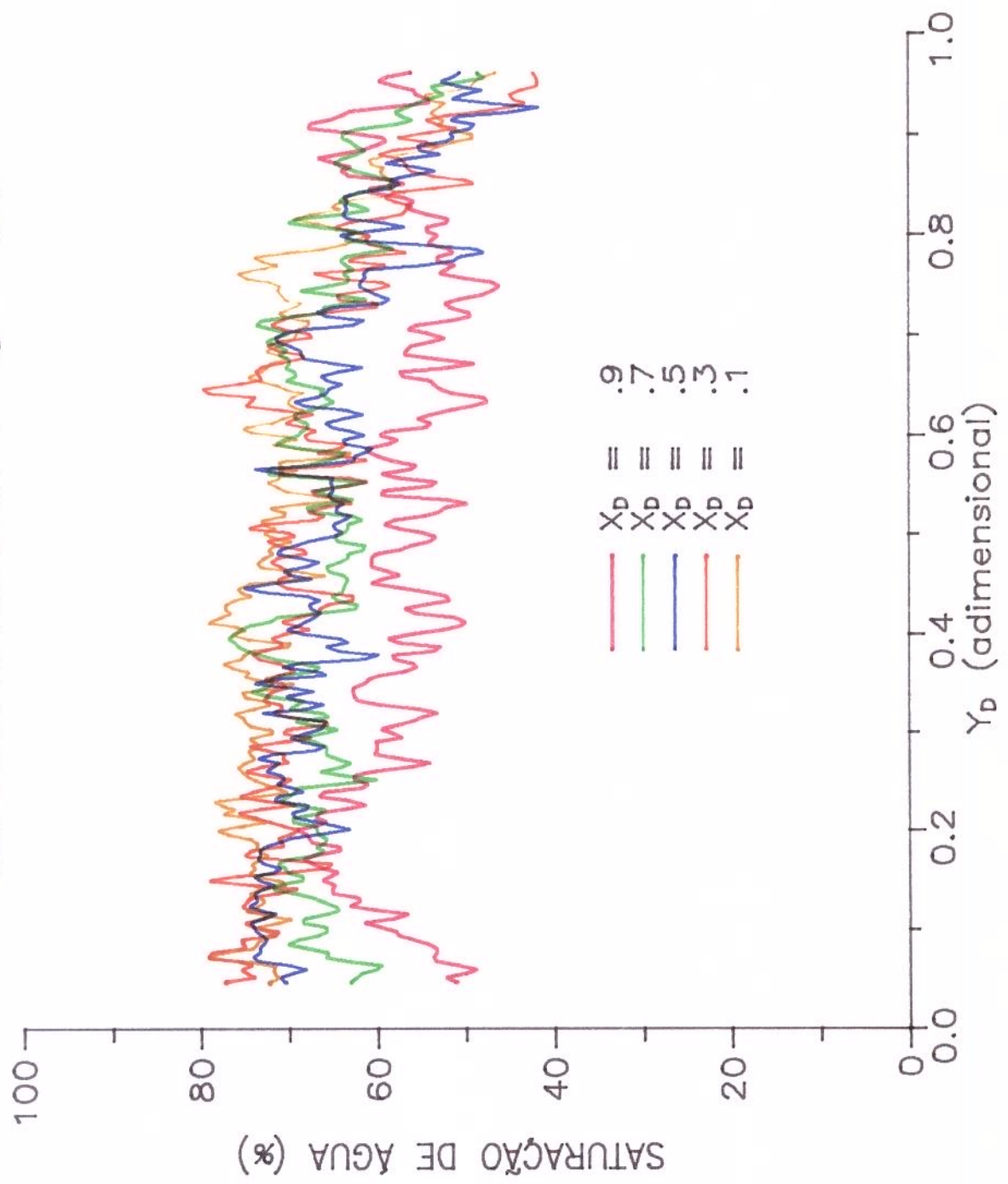


FIGURA 9.50 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $T_D = 3.20$

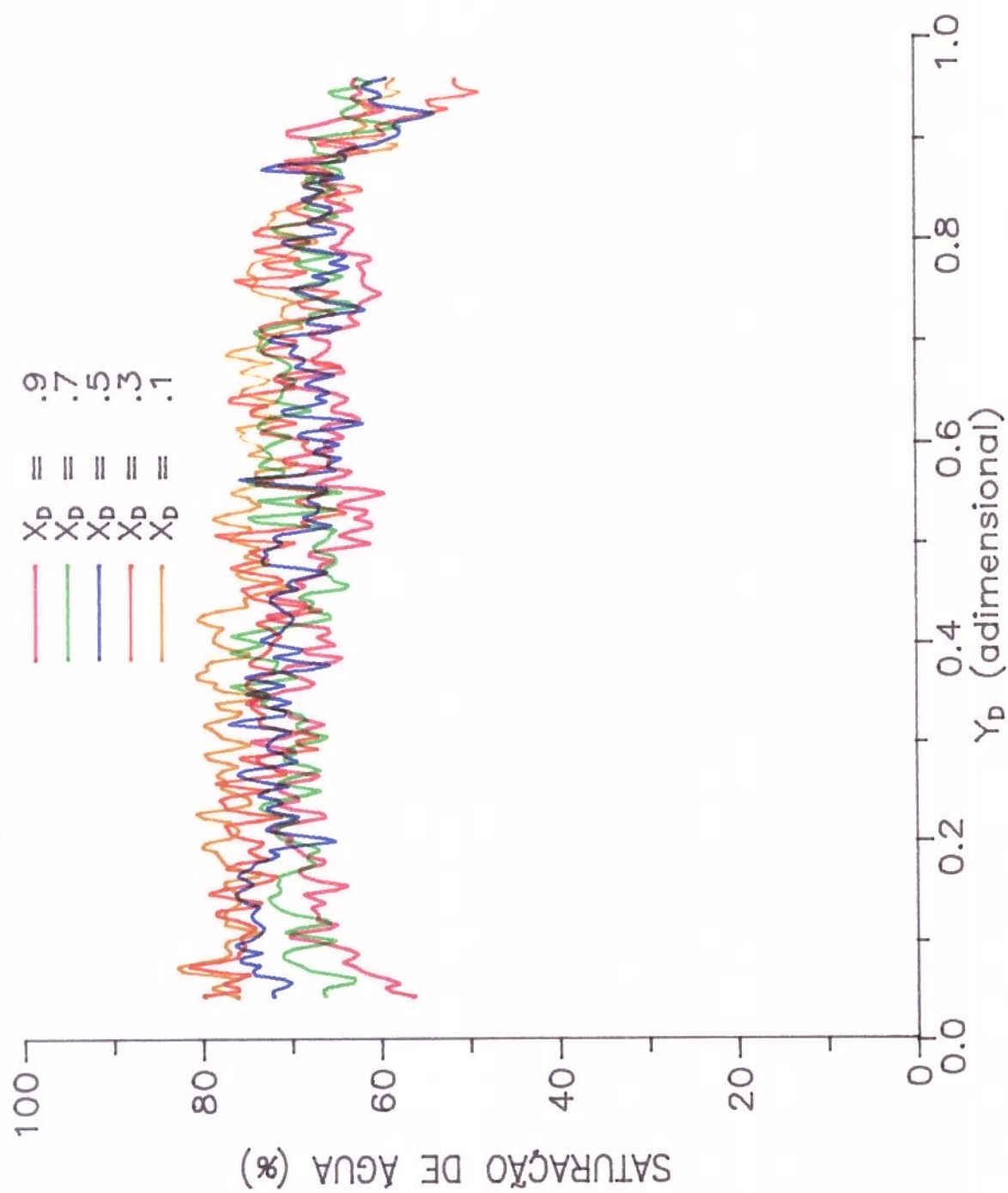


FIGURA 9.51 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
TOMOGRAFIA AMOSTRA 1 $T_b = 9.24$

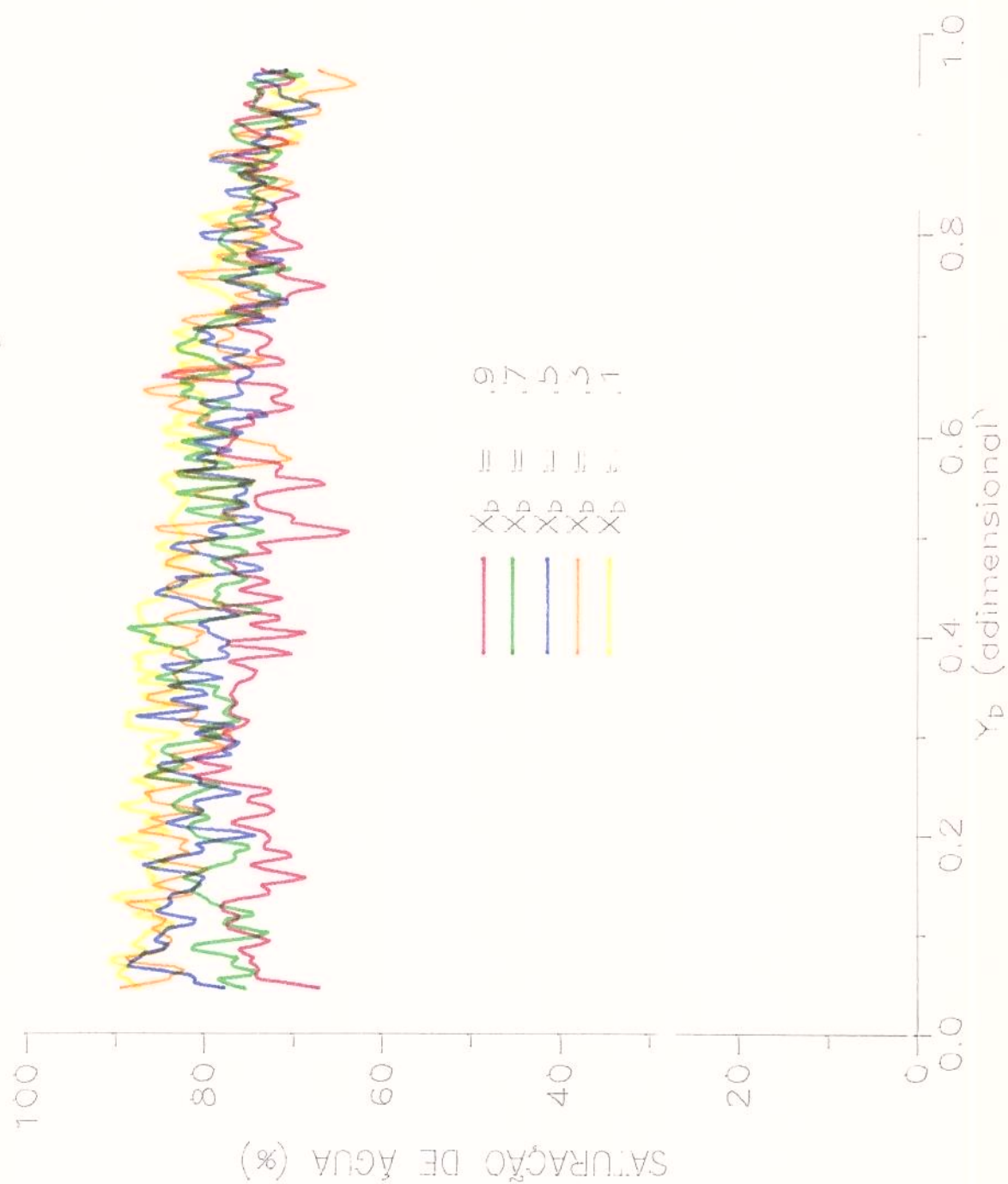


FIGURA 9.52 SATURAÇÃO DE ÓLEO X DISTÂNCIA
(SATURAÇÃO DE ÓLEO MÉDIA NA SEÇÃO)

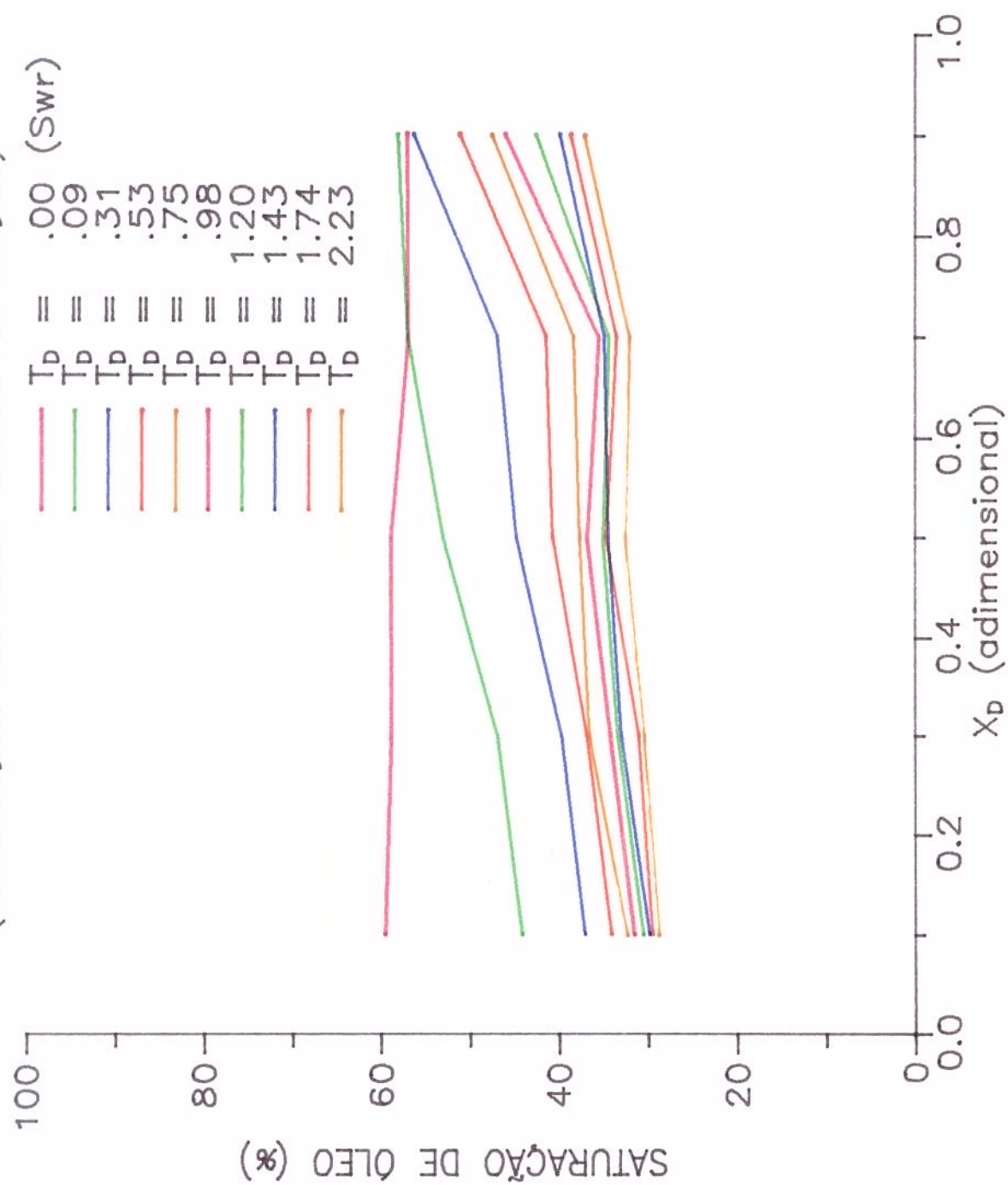


FIGURA 9.53 SATURAÇÃO DE ÓLEO X DISTÂNCIA
(SATURAÇÃO DE ÓLEO MÉDIA NA SEÇÃO)

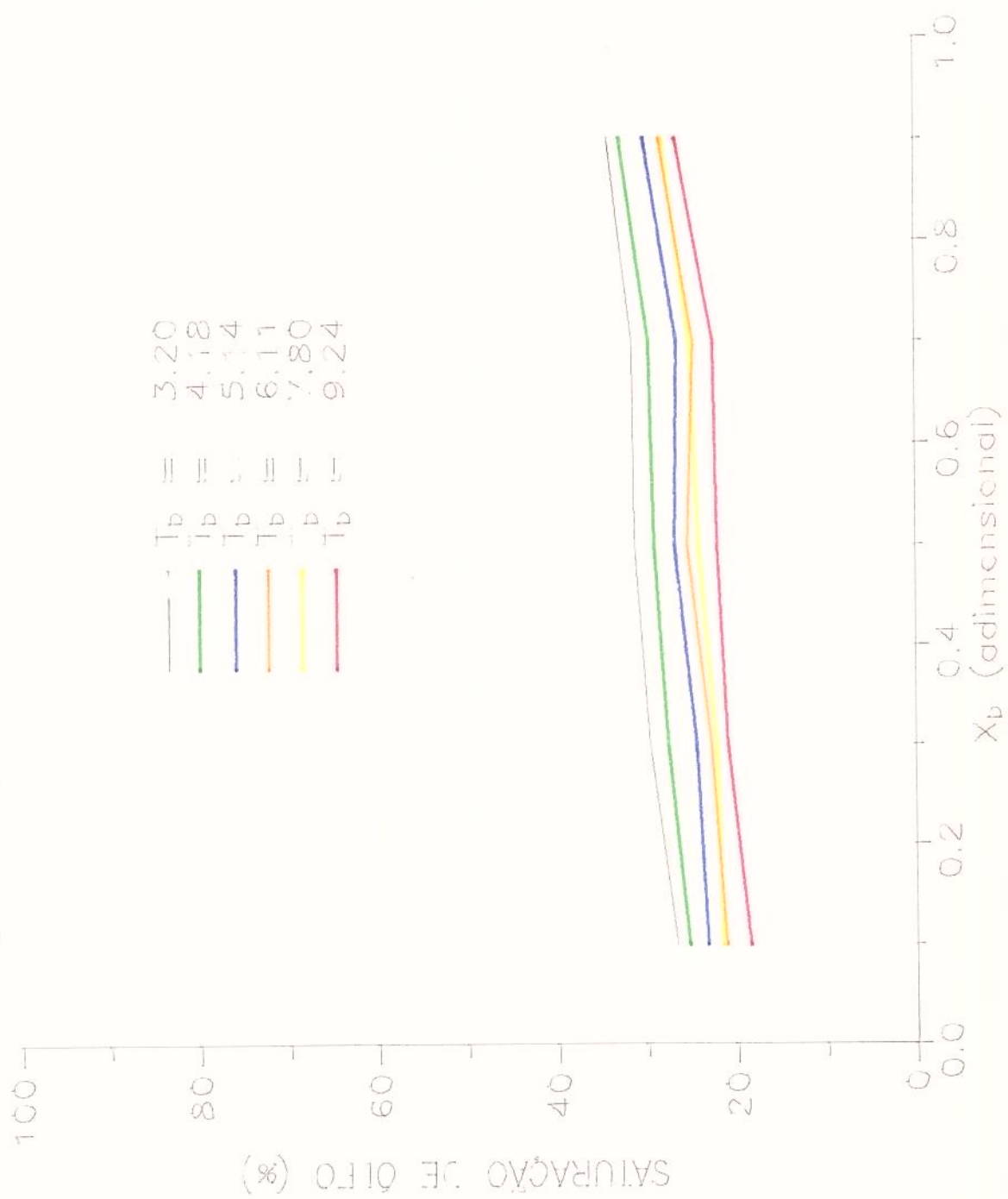


FIGURA 9.54 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.1$

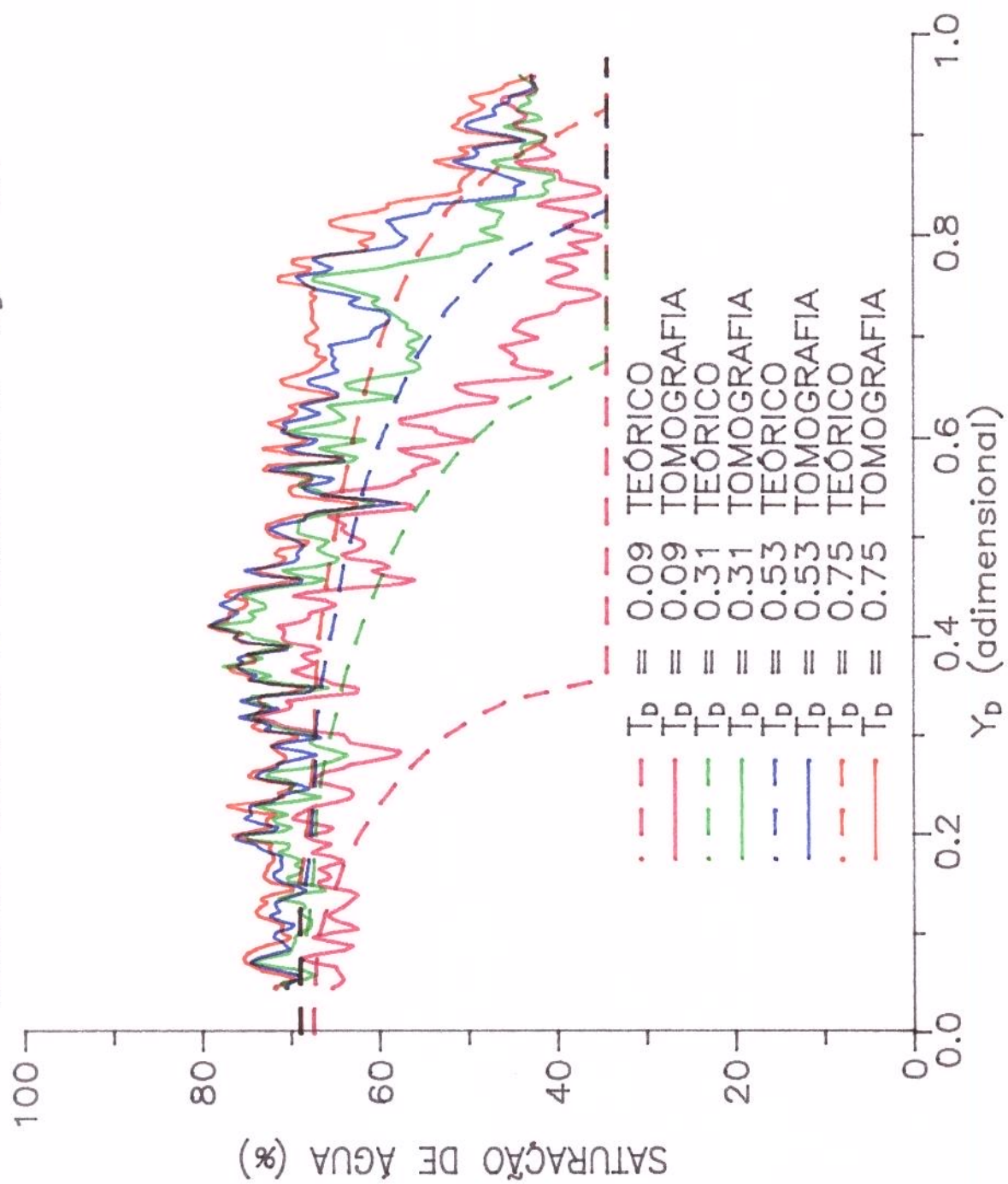


FIGURA 9.55 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.1$

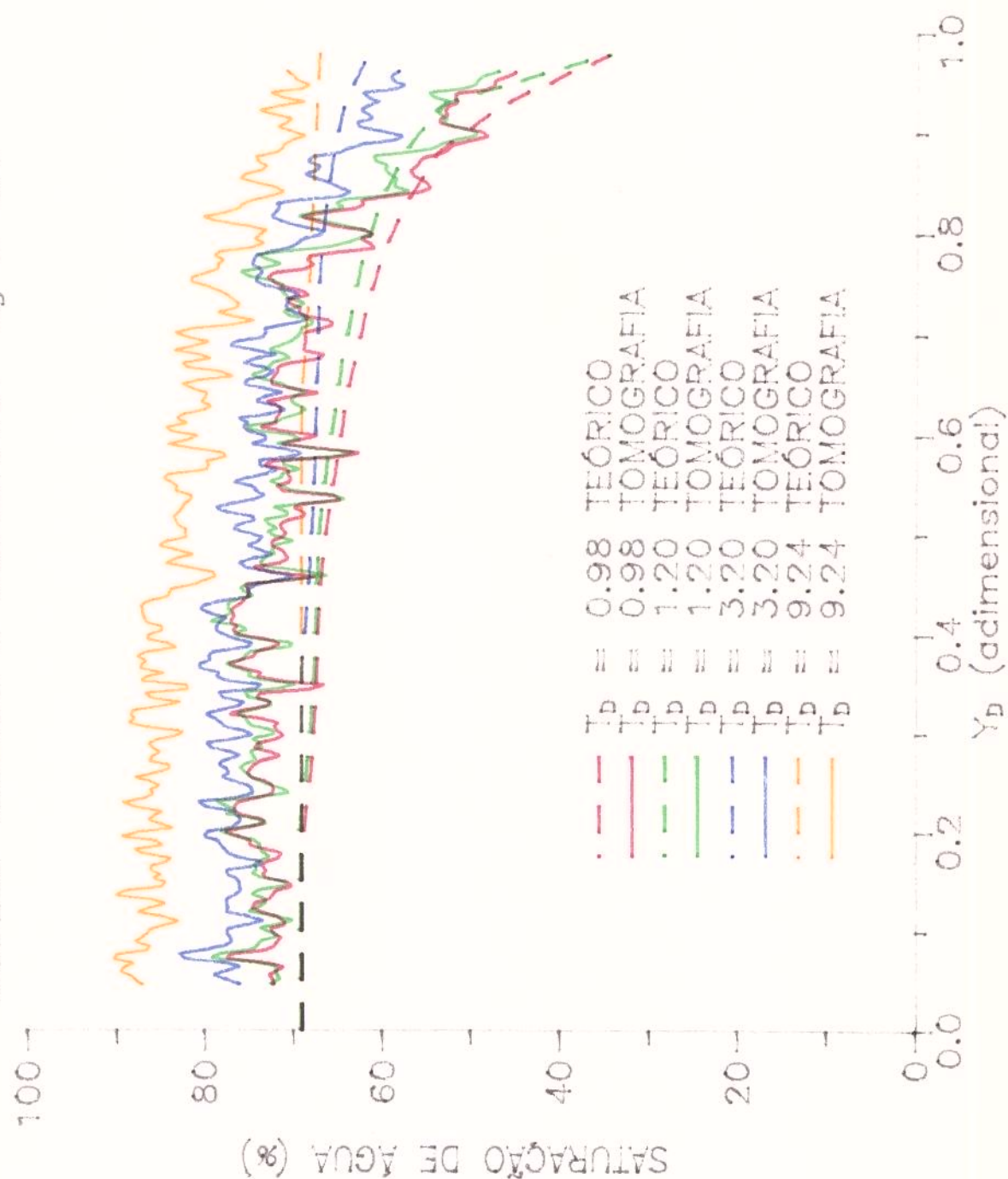


FIGURA 9.56 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.3$

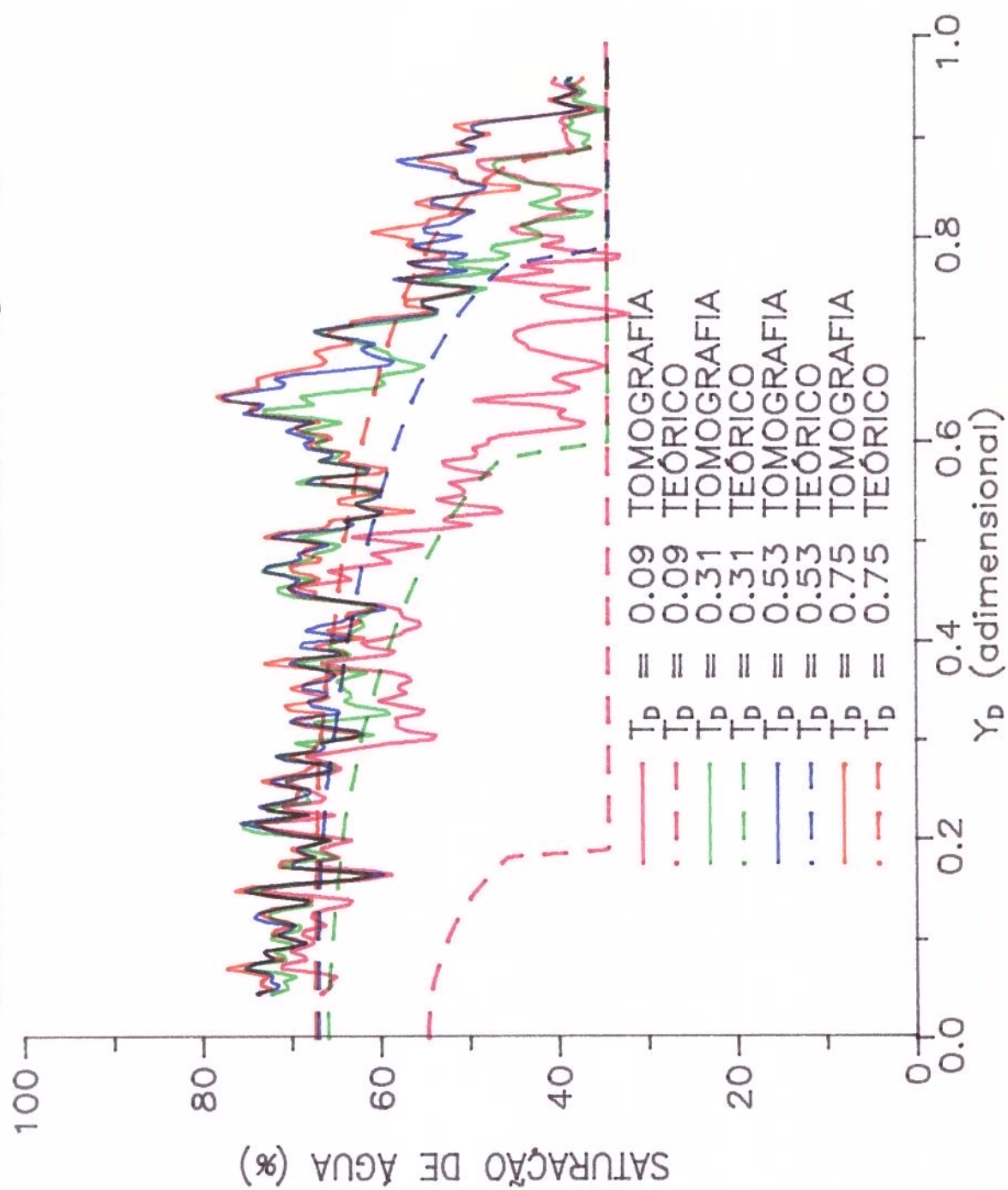


FIGURA 9.57 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.3$

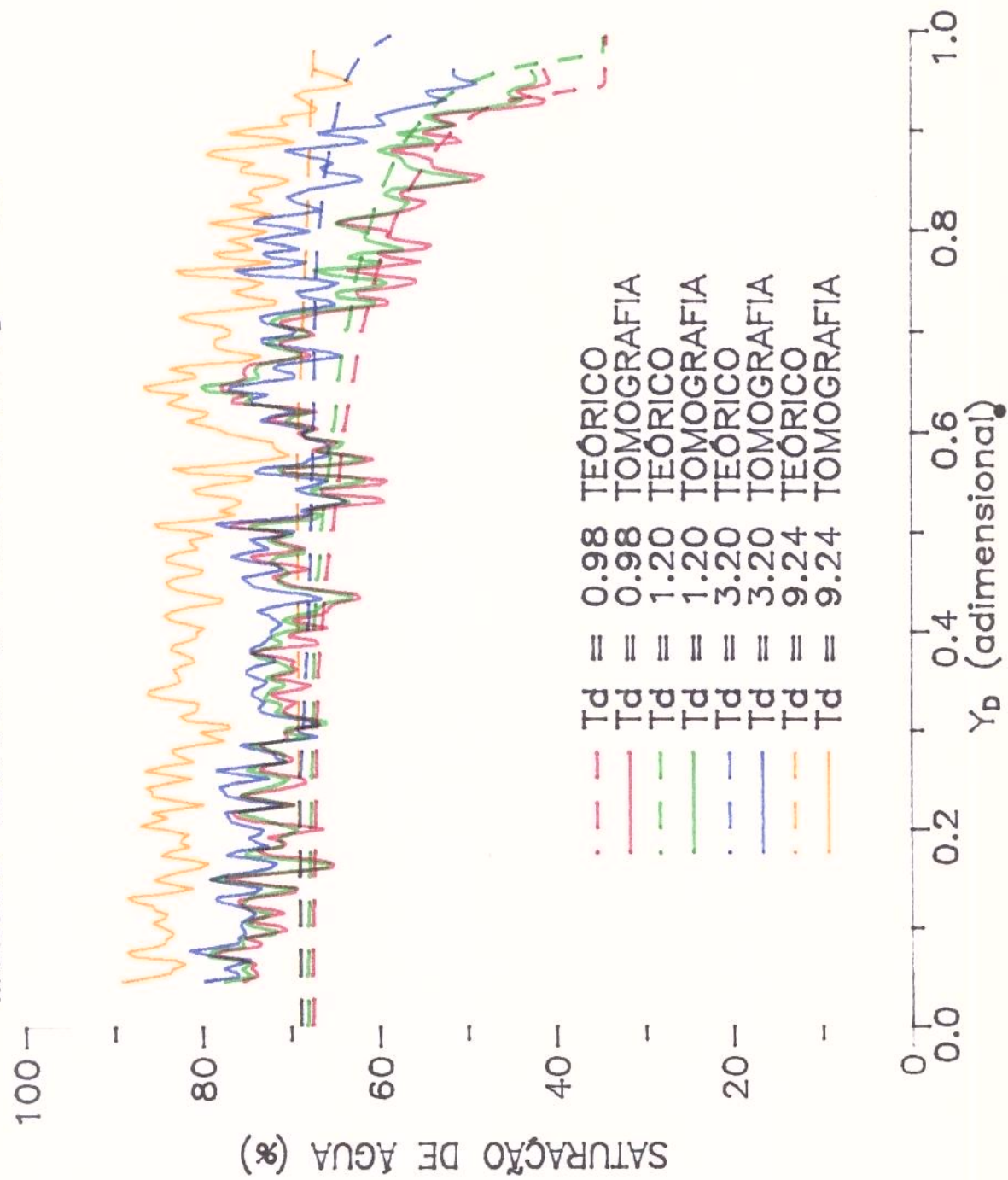


FIGURA 9.58 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.5$

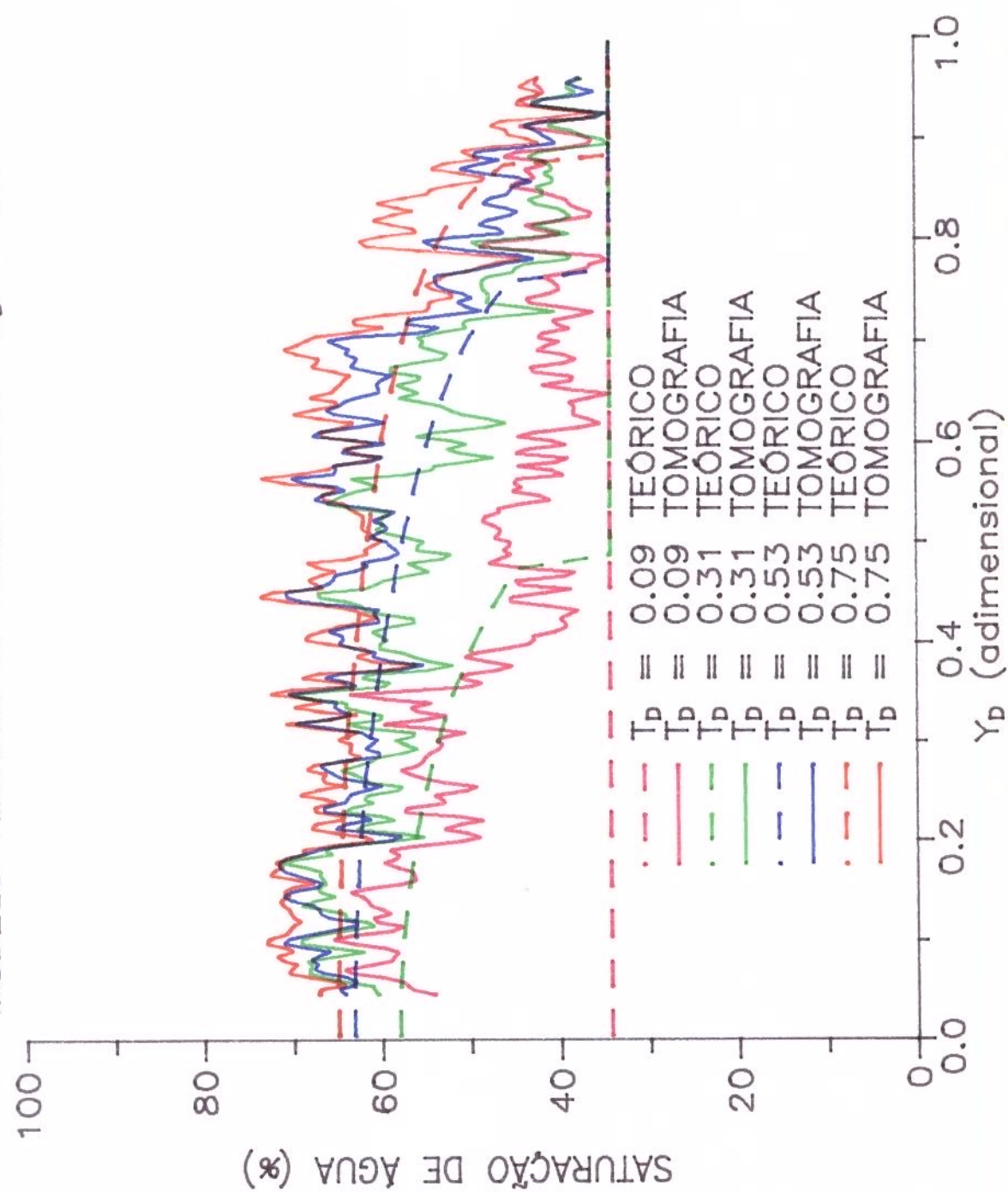


FIGURA 9.59 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.5$

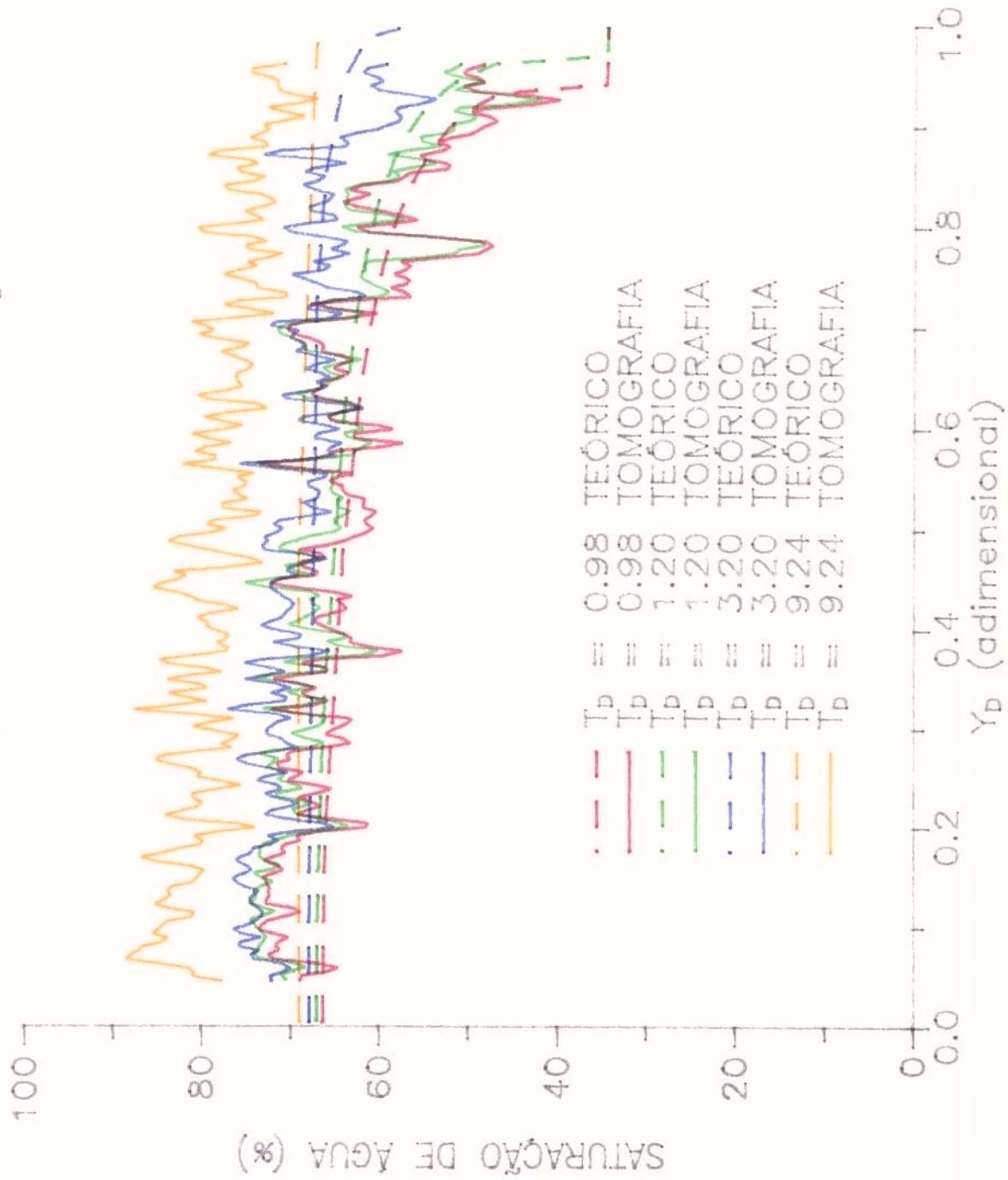


FIGURA 9.60 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.7$

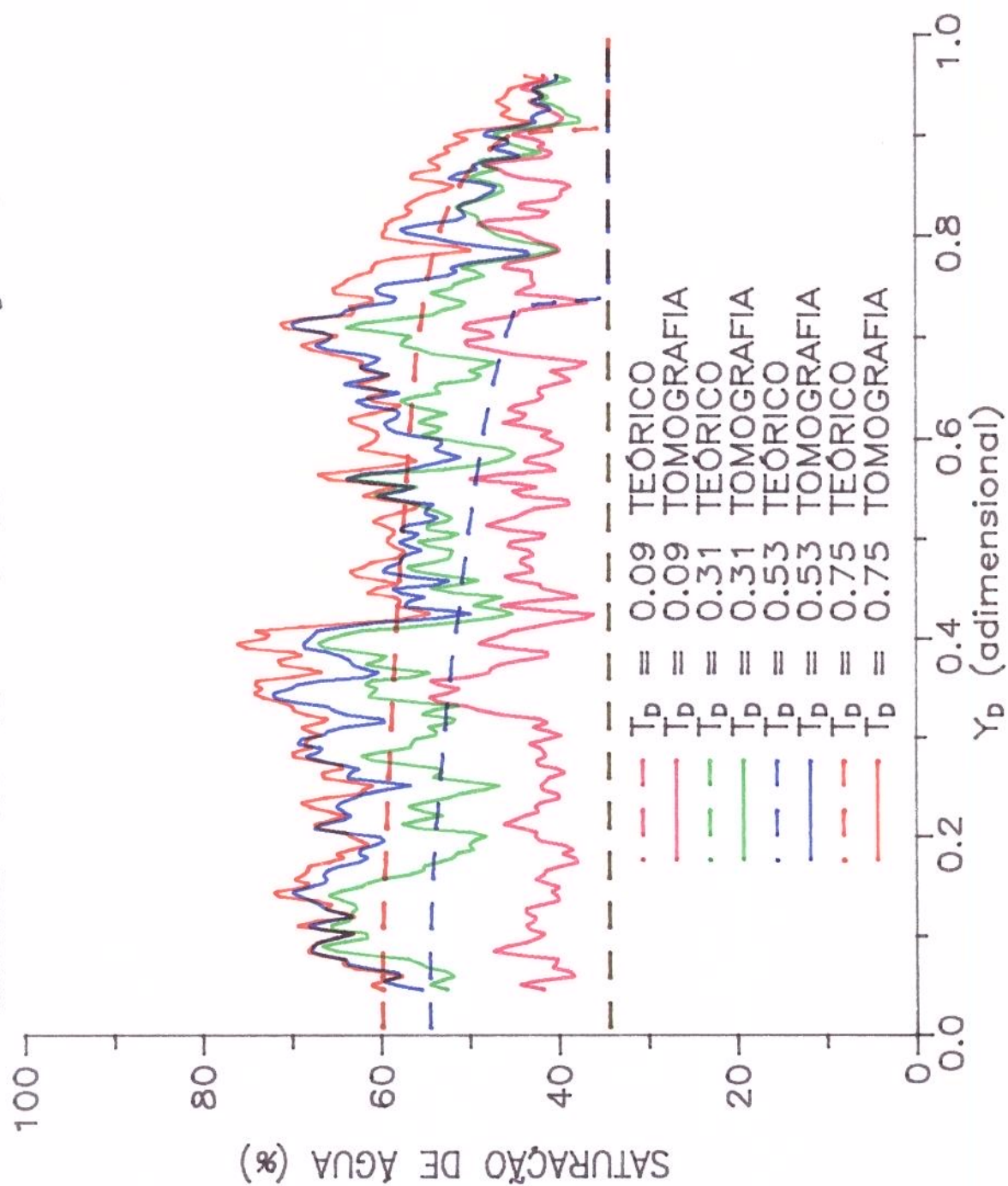


FIGURA 9.61 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MÓDELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_b = 0.7$

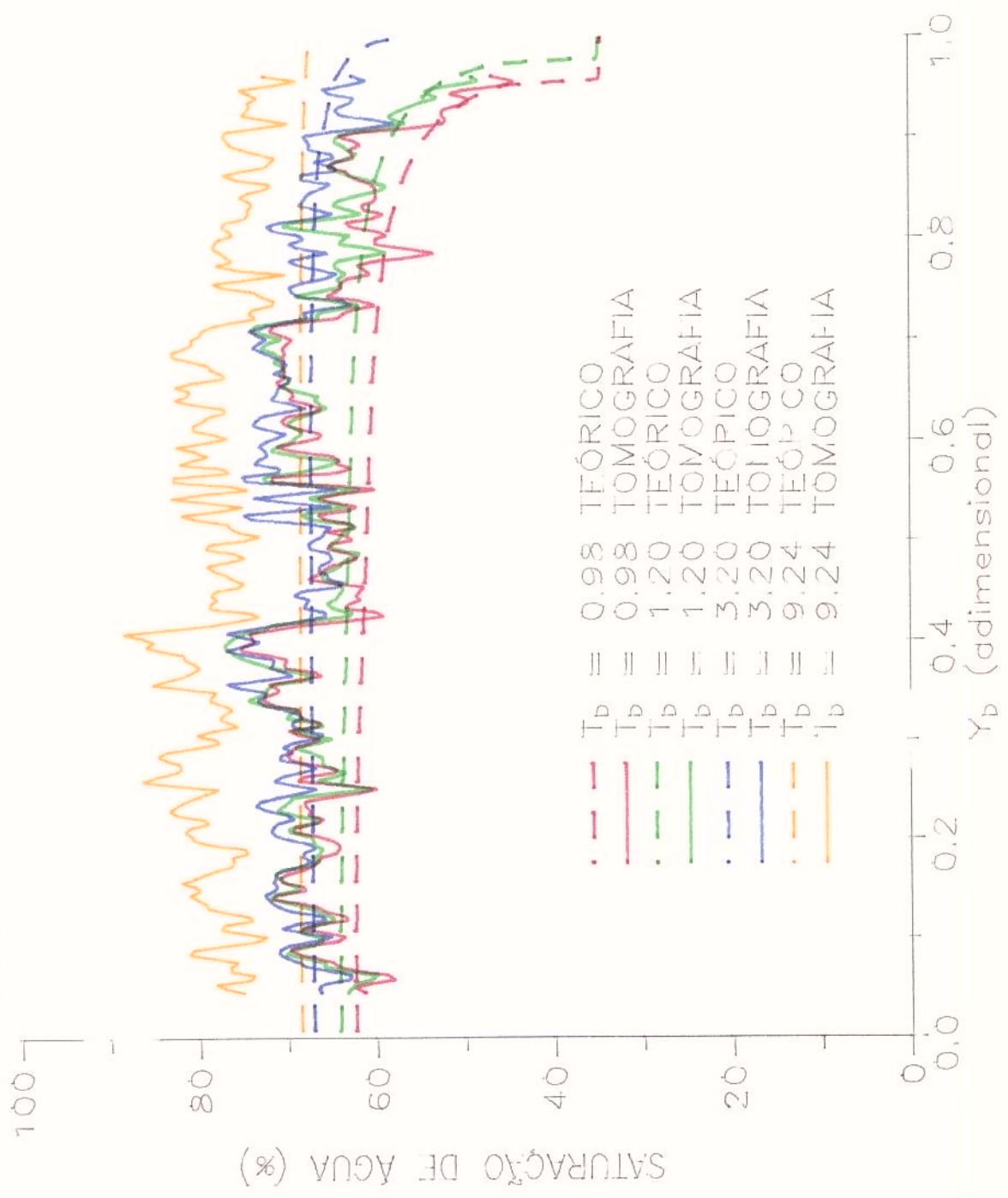


FIGURA 9.62 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.9$

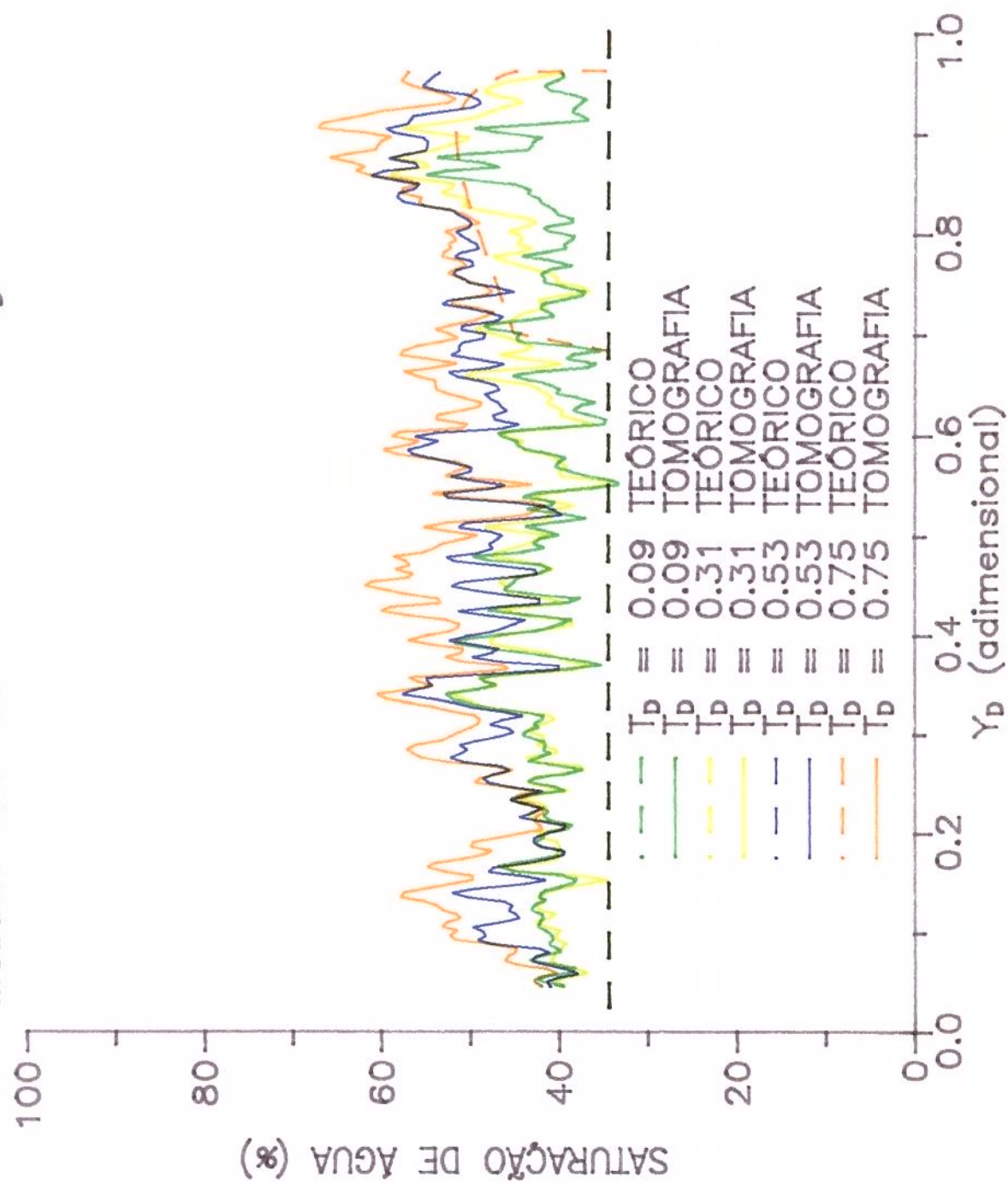


FIGURA 9.63 SATURAÇÃO DE ÁGUA X DISTÂNCIA
 MODELO TEÓRICO X TOMOGRAFIA $X_D = 0.9$

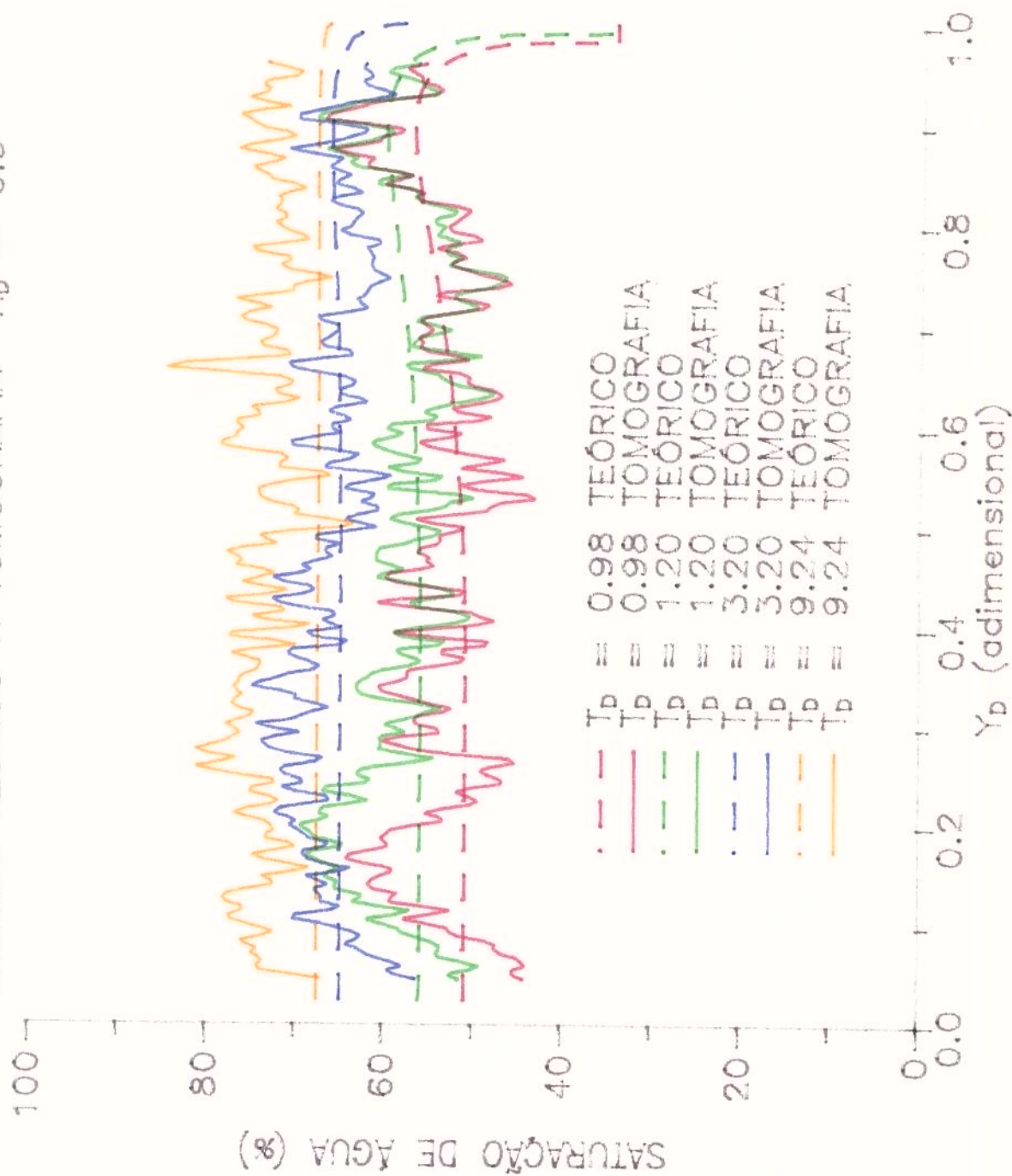


FIGURA 9.64 HISTÓRICO DE PRODUÇÃO
AMOSTRA 1 (teórico X experimental)

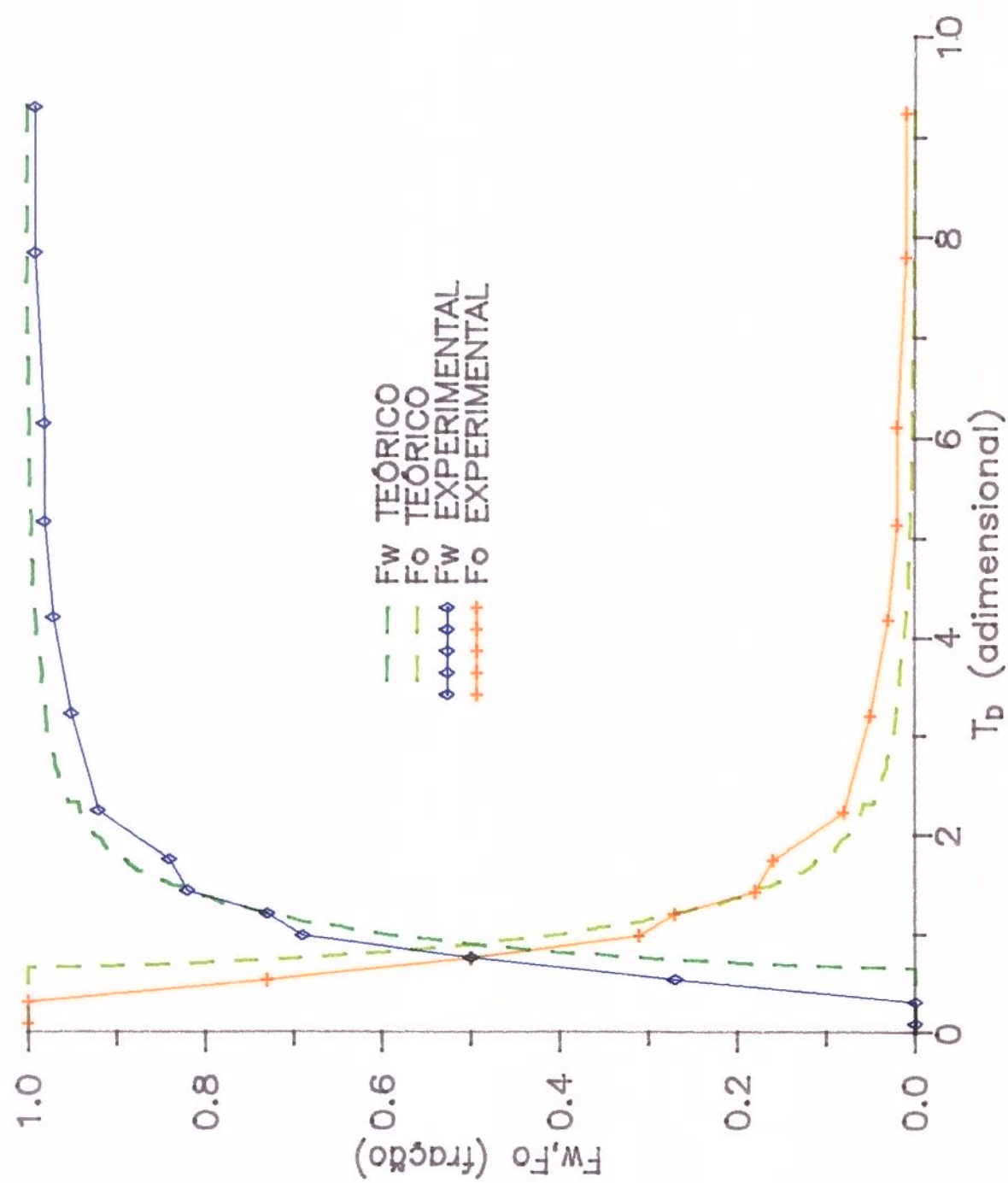
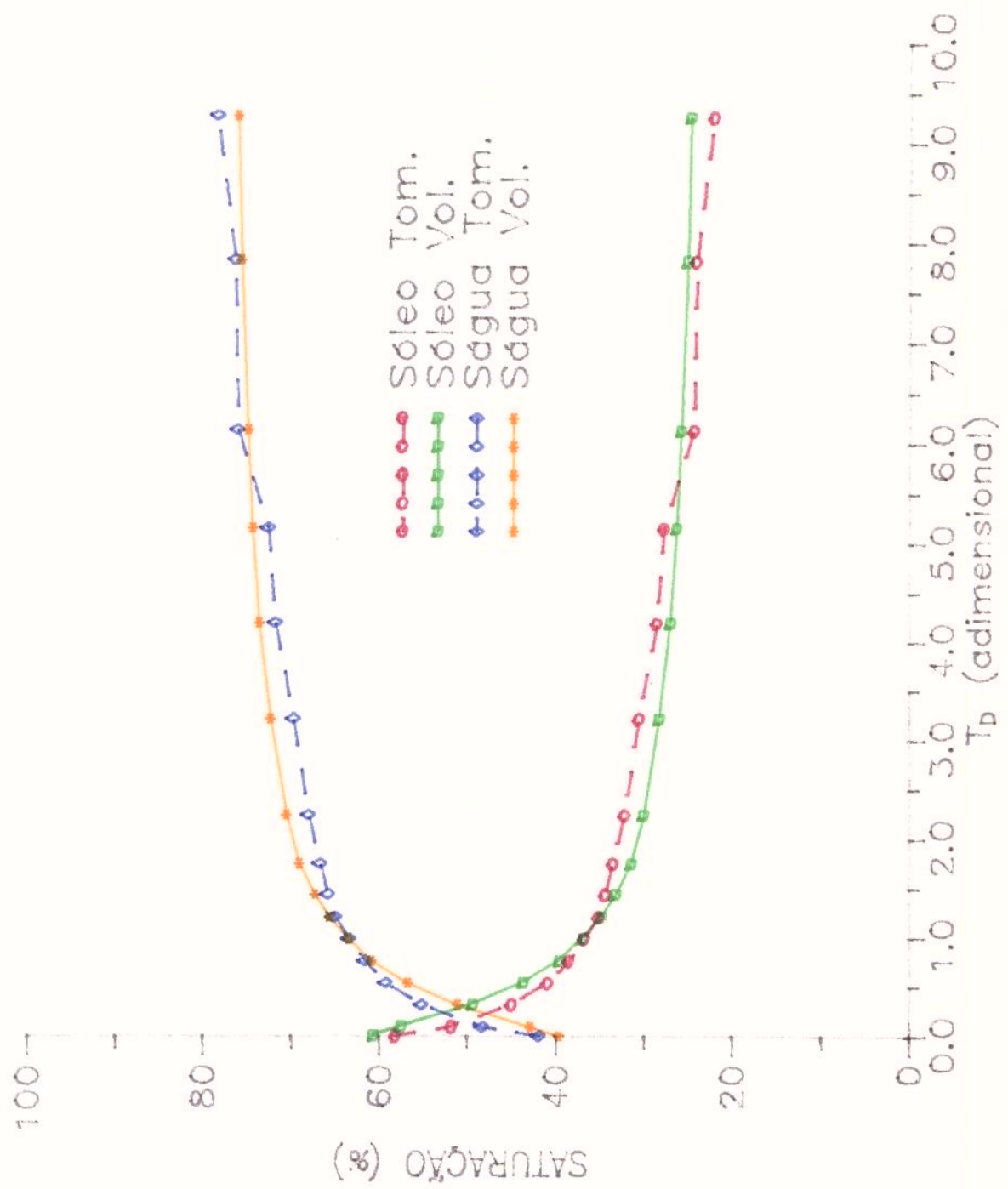


FIGURA 9.65 BALANÇO VOLUMÉTRICO X TOMOGRAFIA
AMOSTRA 1 INJEÇÃO DE ÁGUA



10. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

10.1 Conclusões

1. A porosidade média do afloramento Rio Bonito determinada pela TC, apresentou diferença em valor absoluto de, no máximo, 2% quando comparada com as porosidades obtidas pelas metodologias convencionais.
2. No experimento linear a técnica de se trabalhar com submatrizes, extraídas das matrizes originais, foi eficiente na eliminação dos efeitos de endurecimento do feixe de Raios-X. No experimento bidimensional, a geometria da amostra ocasionou artefatos que não foram eliminados no processamento dos dados.
3. A utilização da TC permitiu a visualização do fluxo de óleo na seção central das amostras durante a etapa de saturação com óleo.
4. Os perfis de saturação média obtidos com a TC concordaram com aqueles calculados pela teoria do avanço frontal, indicando que essa modelagem é adequada para descrever o deslocamento bifásico (imiscível) unidimensional.
5. A utilização da TC permitiu a comprovação experimental do fenômeno de *end-effect* em uma amostra consolidada do afloramento Rio Bonito.
6. As saturações médias de água determinadas pela TC foram no máximo 3% menores, em valor absoluto, que aquelas determinadas pelo balanço volumétrico.

7. O sistema KHOROS, utilizado no pós-processamento das imagens tomográficas, mostrou-se uma ferramenta adequada e poderosa para esse tipo de aplicação.
8. A utilização de iodeto de potássio como agente dopante na fase aquosa, foi eficiente elevando de modo significativo o número CT da solução injetada.
9. Foi gerado ao longo desse trabalho um banco de dados composto por perfis de porosidade, históricos de saturações e históricos de produção, que podem ser utilizados em estudos de simulação numérica.
10. O envelhecimento das amostras não teve nenhum efeito nas curvas de permeabilidades relativas obtidas em rocha do afloramento Rio Bonito com o sistema água/óleo mineral (Nujol).
11. As curvas de permeabilidades relativas obtidas para os dois óleos minerais, Emca e Nujol, mostram que, com o aumento da viscosidade do óleo, obteve-se menores valores de k_r (água e óleo) e também menores valores de saturação de água nos pontos terminais.
12. Observou-se através da TC, durante a injeção de óleo nos modelos, variações na saturação de óleo de até 70% em uma mesma seção.
13. Nos dois experimentos, apesar da porosidade variar significativamente em uma mesma seção, o valor médio da porosidade em cada seção foi praticamente constante ao longo da amostra. ("O meio poroso é homogeneamente heterogêneo." - Correa, A.C.)

14. No experimento bidimensional foram identificados valores característicos (picos) da porosidade em cada seção, e em pelo menos uma das seções esse valor foi confirmado visualmente durante a injeção de óleo.
15. Os resultados da injeção de água no experimento bidimensional, obtidos com a TC, mostram que nas posições $x_D = 0,1, 0,3, 0,5$ e $0,7$ a saturação de água cresce do início ($y_D = 0$) para o fim da seção ($y_D = 1$), enquanto que em $x_D = 0,9$, a saturação cresce do fim para o início da seção.
16. O comportamento descrito em 15 também é observado com um modelo semi-analítico de linhas de fluxo, indicando que essa modelagem é adequada para descrever um fluxo como o realizado na amostra 1.
17. No teste bidimensional não foi observada a ocorrência de *fingers*.
18. As maiores diferenças entre os resultados experimentais e teóricos, residem nos perfis de saturações de óleo residual. Uma única curva de permeabilidades relativas, com um valor fixo para a saturação de óleo residual, pode ajustar o histórico de produção, porém não reproduz o histórico de saturações ao longo da amostra.

10.2 Recomendações

O banco de dados, composto por perfis de porosidade, históricos de saturações e histórico de produção, é o principal legado deste trabalho. Uma primeira sugestão seria o ajuste do histórico de saturações do teste bidimensional utilizando um modelo numérico. Para isso será necessário um modelo que permita a entrada de curvas de permeabilidades relativas e também perfis de porosidade específicos para cada seção. Esse tipo de ajuste pode ser encarado como uma calibração do simulador, uma vez que ajustados os históricos de saturações, o ajuste do histórico de produção é consequência.

Outra linha de pesquisa que seria uma continuação desse trabalho, envolve a visualização e avaliação quantitativa do fluxo multifásico durante a aplicação dos Métodos Especiais de Recuperação, como por exemplo a injeção de CO_2 ou polímeros.

Na área de caracterização de testemunhos, um trabalho de tese poderia envolver o estudo detalhado da porosidade através do uso de ferramentas geoestatísticas. Esse estudo poderia considerar diferentes tipos de rocha e diferentes escalas de medição (lâmina, TC, petrofísica e perfil).

Como se pode ver, a gama de aplicações da TC nos estudos de engenharia de reservatórios é ampla. Qualquer aplicação, no entanto, deve considerar com cuidado a escolha de dopantes, os efeitos de endurecimento do feixe de Raios-X, e a própria escolha do tomógrafo a ser utilizado no estudo.

BIBLIOGRAFIA

- Bansal, A. & Islam, M.R.: "State-of-the-Art Review of Nondestructive Testing with Computer-Assisted Tomography", SPE 22127, 1991.
- Bergosh, J.L. & Lord, G.D.: "New Developments in the Analysis of Cores from Naturally Fractured Reservoirs", SPE 16805, 1987.
- Boyer, R.L.; Morgan, F.; Muskat, M.: "A New Method for Measurements of Oil Saturation in Cores", Trans. AIME, 170-85, janeiro, 1947.
- Brooks, R.A. & DiChiro, G.: "Principles of Computer Assisted Tomography", Physics in Medicine & Biology, 21, no. 5, 690-732, setembro, 1976.
- Buckley, S.E. & Leverett, M.C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans. AIME, 146, 107, 1942.
- Castellana, F.S.; Spencer, J.L.; Cartolano, A.: "Application of the Gamma Camera to Studies of Flow and Mixing in Reactor Vessels", Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, maio, 1980.
- Crestana, S.: "A Tomografia Computadorizada como um novo Método para Estudos da Física da Água no Solo", Tese de Doutorado do IFQSC-USP, 1985.
- Cuthiell, D. & Sedgwick, G.E.: "X-Ray CT Applied to Heavy Oil Corefloods", artigo apresentado no Fourth UNITAR/UNDP Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Edmonton, Canadá, 1988.
- DuPrey, L.: "Déplacement de L'huile par de L'eau dans un Milieu Consolidé", Rapport IFP, 11456, janeiro, 1965.
- Falcão, A.X.: "Visualização de Volumes Aplicado à Área Médica", tese de mestrado da FEE-UNICAMP, 1993.

- Fransham, P.B. & Jelen, J.: "Displacement of Heavy Oil Visualization by CAT Scan", J. Can. Pet. Tech., vol. 26, 42-47, 1987.
- Hicks, P.J.; Deans, H.A.; Narayanan, K.: "Experimental Measurement of the Distribution of Residual Oil Saturations in Heterogeneous Carbonate Cores Using X-Ray Computerized Tomography", artigo apresentado no International Technical Meeting of the CIM and SPE, Calgary, Alberta, Canadá, 1990.
- Holleben, C.R.C.; Mezzomo, R.F.; Vital, C.C.: "Teste de Deslocamento em Modelo Físico Tridimensional", artigo apresentado no 2o. Congresso Latino-Americano de Hidrocarbonetos, Rio de Janeiro, Brasil, outubro, 1988.
- Honarpour, M.M.; McGee, K.R.; Crocker, M.E.; Maerefat, N.L.; Sharma, B.: "Detailed Core Description of a Dolomite Sample from the Upper Madison Limestone Group", SPE 15174, 1986.
- Honarpour, M.; Koederitz, L.; Harvey, A.H.: "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs", 2a. edição, Florida, USA, CRC Press Inc., 144, 1987.
- Hounsfield, G.N.: "Computerized Transverse Axial Scanning (Tomography), Part I. Description of System", Brit.J. of Radiology, 46, 1016-22, dezembro, 1973,
- Hunt, P.K.; Engler, P.; Bajsarowicz, C.: "Computed Tomography as a Core Analysis Tool: Applications and Artifact Reduction Technique", SPE 16952, 1987.
- Jasti, J.; Jesion, G.; Feldkamp, L.: "Microscopic Imaging of Porous Media Using X-Ray Computer Tomography", SPE 20495, 1990.
- Johnson, E.F.; Bossler, D.P.; Naumann, V.O.: "Calculations of Relative Permeability from Displacement Experiments", Trans. AIME, 216, 370-372, 1959.
- Jones, S.C. & Roszelle, W.O.: "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments", J.Pet.Technol., 5, 807, 1978.
- Kantzas, A.; Marentette, D.F.; Ermo, B.; Harding, S.: "Characterization of a Heavy Oil Reservoir Using Computer Assisted Tomography of Core Material", artigo apresentado no Third Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section of the Petroleum Society of CIM, Regina, Saskatchewan, Canadá, 1989.

- Kantzas, A.; Marentette, D.F.; Jha, K.N.: "Computer Assisted Tomography: From Qualitative Visualization to Quantitative Core Analysis", artigo apresentado na Technical Conference of the CIM/AOSTRA, Banff, Alberta, Canadá, 1991.
- Khoros Group: "KHOROS Manual", volume 1, 1991.
- LeBlanc, J.L. & Caudle, B.H.: "A Streamline Model for Secondary Recovery", SPE 2865, SPEJ, março, 1971.
- Lenormand, R.; Kalaydjian, F.; Bieber, M.T.; Lombard, J.M.: "Use of Multifractal Approach for Multiphase Flow in Heterogeneous Porous Media: Comparison with CT-Scanning Experiment", SPE 20475, 1990.
- Leverett, M.C.: "Flow of Oil-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands", Trans. AIME, 132, 149, 1939.
- Levine, C.J. & Vinegar, H.J.: "Genisco Graphics Display Software for Computerized Axial Tomography", Technical Information Record BRC-805, Shell Development Bellaire Research Center, Houston, USA, 1983.
- Liu, D.; Castanier, L.M.; Brigham, W.E.: "Analysis of Transient Foam Flow in 1-D Porous Media with CT", SPE 20071, 1990.
- Moss, R.M.; Pepin, G.P.; Davis, L.A.: "Direct Measurement of the Constituent Porosities in a Dual Porosity Matrix", artigo apresentado no Fourth Annual Technical Conference of the Society of Core Analysis, Dallas, Texas, USA, 1990.
- Paiva, R.F.: "Estudo da Técnica Tomográfica para Análises em Geologia e Engenharia de Petróleo", Tese de Mestrado da FEM/DEP - UNICAMP, 1990.
- Paiva, R.F.: "Tomographie X : Simulation Unidimensionnelle et Possibilités D'Inversion", Institut Français Du Pétrole, outubro, 1991.
- Parsons, R.W.: "Microwave Attenuation - A New Tool for Monitoring Saturations in Laboratory Flooding Experiments", SPEJ, 302-10, agosto, 1975.
- Peters, E.J. & Afzal, N.: "Characterization of Heterogeneities in Permeable Media with Computed Tomography Imaging", Journal of Petroleum Science and Engineering, 7, 283-96, 1992.

- Peters, E.J.; Gharbi, R.; Afzal, N.: "Applications of CT Imaging to Characterize Cores and Fluid Flow in Permeable Media", Conexpo Arpel, outubro, 1992.
- Peters, E.J. & Hardham, W.D.: "Visualization of Fluid Displacements in Porous Media Using Computed Tomography Imaging", J.Pet.Eng.Sciences, volume 4, pg. 155, 1990.
- Pinto, A.C.C.: "Esquemas de Alta Resolução para Controle da Dispersão Numérica em Simulação de Reservatórios", Tese de Mestrado da FEM/DEP - UNICAMP, 1991.
- Rasure, J. & Young, M: "Open Environment for Image Processing and Software Development", SPIE, 1992.
- Romeu, R.K.: "Um Método Direto para Cálculo dos Fatores de Forma em Malhas de Fluxo", Boletim Técnico da Petrobrás, 28, 17-26, 1985.
- Saraf, D.L. & Fatt, J.: "Three-Phase Relative Permeability Measurement Using a Nuclear Magnetic Resonance Technique for Estimating Fluid Saturation", SPEJ, 235-42, julho, 1967.
- Sedgwick, G.E. & Miles-Dixon, E.: "Application of X-Ray Imaging Techniques to Oil Sands Experiments", Journal of Canadian Petroleum Technology, volume 27, pg 104-10, 1988.
- Snell, R.W.: "Measurements of Gas-Phase Saturation in a Porous Medium", J. Institute of Petroleum, 45, 428, 1959.
- Van Meurs, P.: "The Use of Transparent Three-Dimensional Models for Studying the Mechanism of Flow Processes in Oil Reservoirs", Trans. AIME, 210, 295-301, 1957.
- Vinegar, H.J. & Wellington, S.L.: "Tomographic Imaging of Three-Phase Flow Experiments", Rev. Sci. Instrum. 58, no. 1, 96-107, janeiro, 1987.
- Wang, S.Y.; Ayral, S.; Cryte, C.C.: "Computer-Assisted Tomography for the Observation of Oil Displacement in Porous Media", SPEJ, volume 24, 53pg, 1984.
- Welge, H.J.: "A Simplified Method for Computing Recovery by Gas or Water Drive", Trans. AIME, 195, 91, 1952.

- Wellington, S.L. & Vinegar, H.J.: "Surfactant-Induced Mobility Control for Carbon Dioxide Studied with Computerized Tomography", Surfactant-Based mobility Control, capítulo 17, ACS, 1988.
- Wellington, S.L. & Vinegar, H.J.: "X-Ray Computerized Tomography", Journal of Petroleum Technology, agosto, 1987.
- Wells, P.N.T.: "Scientific Basis of Medical Imaging", 1a. edição, Edinburgh, London, Inglaterra, Churchill Livingstone, 1982.
- Whalen, J.W.: Trans AIME, 201, 203, 1954.
- Withjack, E.M. & Akervoll, I.: "Computed Tomography Studies of a 3-D Miscible Displacement Behavior in a Laboratory Five Spot Model", SPE 18096, 1988.