

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

Dissertação apresentada à  
Faculdade de Engenharia Mecânica  
Como Requisito Parcial à Obtenção do  
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

MODELAGEM PROBABILÍSTICA  
E  
SIMULAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

*Este exemplar corresponde a redação final da tese defendida pelo Eng.º Fernando Placido Campos e aprovada pela Comissão julgadora em 029/11/90. prof. Armando Remacre*

Autor: Fernando Placido Campos

Orientador: Armando Zaupa Remacre †

58/90

novembro de 1990

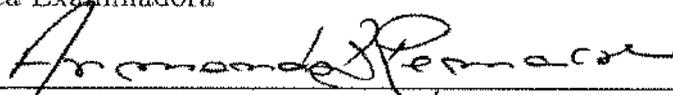
Ar. 311/1990

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

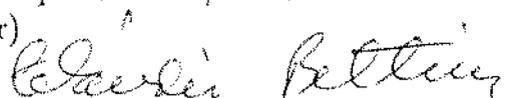
A dissertação "Modelagem Probabilística e Simulação de Reservatórios", elaborada por Fernando Placido Campozana e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 29 de novembro de 1990

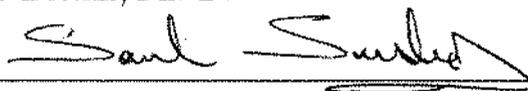
Banca Examinadora



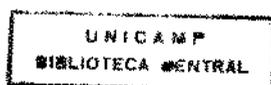
Armando Zaupa Remacre, Ph. D.  
(Orientador)



Cláudio Bettini, Ph. D.



Saul Barisnik Suslick, Ph. D.



## AGRADECIMENTOS ESPECIAIS

À minha esposa Audrey, por seu amor, compreensão e incentivo constante;

A meus pais, Thiago e Neide, por não medirem esforços para me dar educação e caráter;

Aos meus filhos Renan, Amanda e Fernanda e, finalmente

À Divindade que habita todos nós, pois sem Ela não há inteligência, não há vontade nem Amor.

## AGRADECIMENTOS

Ao professor e amigo Armando Zaupa Remacre, orientador desta tese, pela sua dedicação e interesse;

A todos os que colaboraram neste trabalho, especialmente a Armando de Almeida Ferreira, Luciane Bonet, Severino de Meneses Xavier e Thomas Adams;

Aos amigos de curso, por se constituírem na minha segunda família;

Aos funcionários da UNICAMP pela eficiência e companheirismo;

À Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS S/A - pelo suporte financeiro e tecnológico sem os quais seria impossível a realização deste trabalho.

## RESUMO

A quantificação das heterogeneidades dos meios porosos e sua consideração nos modelos de simulação numérica tem sido o maior desafio da engenharia de reservatórios. Na década de 80, as técnicas geoestatísticas contribuíram significativamente para uma boa descrição dos reservatórios, possibilitando gerar distribuições detalhadas das propriedades físicas que honrem os dados disponíveis, as funções estatísticas e o variograma.

O atual estado da arte da simulação de reservatórios permite levar em consideração heterogeneidades a escalas menores do que o espaçamento entre poços. A modelagem probabilística é usada para tirar proveito desta capacidade, quantificando ainda o grau de incerteza devido a falta de dados. Múltiplos modelos equiprováveis a priori são gerados, os quais têm variabilidade semelhante à real. Cada modelo é quantificado através da simulação numérica gerando-se uma curva de probabilidades a partir dos resultados obtidos.

A aplicabilidade desta técnica em casos reais ainda não foi convenientemente estudada. Dois problemas principais se apresentam: o tempo computacional requerido e a existência de histórico de produção. O campo de Namorado (Bacia de Campos, Brasil), com sua complexidade geológica e longo histórico de produção (11 anos), foi modelado estocasticamente e os resultados comparados, mostrando grandes variações entre si. Maneiras de como se atingir o ajuste do histórico mais rapidamente são discutidas.

## ABSTRACT

The task of quantifying the porous media heterogeneity and its consideration in the numerical simulation models have been the major challenge for the reservoir engineer. During the past decade, the reservoir characterization experienced a great development due to the introduction of the geostatistical techniques, which made possible to obtain detailed distributions of the physical properties. These distributions can honor the available data, some statistical functions (like the histogram) and the variogram of the reservoir.

The current state of the art of reservoir simulation allows taking into consideration the heterogeneities at scales finer than the well spacing. Probabilistic modelling is used to take advantage of this capacity and still quantify the uncertainty due to the lack of information. Multiple equiprobable models, which address the actual variability of physical properties, can be generated through conditional simulation. Each model is quantified by the use of numerical simulation and a probability curve is constructed from the results obtained.

The applicability of this technique in real cases has not been properly studied yet. Two major problems arise: the computer time required and the existence of production history. The Namorado field (Campos Basin, Brazil), with its geological complexity and long production history (11 years), was stochastically modelled and the various results compared, showing great difference. Ways to achieve the history match more quickly are discussed.

# CONTEÚDO

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Influência das Heterogeneidades no Fluxo	5
1.1.1	Influência das laminações de folhelhos	7
1.2	Simulação do fluxo	9
1.2.1	Modelo Físico	10
1.2.2	Modelo Matemático	11
1.2.3	Modelo Numérico	12
1.2.4	Modelo Computacional	13
1.3	Importância da Permeabilidade na Simulação	14
<b>2</b>	<b>Análise Variográfica</b>	<b>17</b>
2.1	Definição	18
2.2	Modelos Variográficos	20
2.2.1	Modelo Esférico	21
2.2.2	Modelo Exponencial	22
2.2.3	Modelo Gaussiano	22
2.2.4	Modelo Potencial	23
2.3	Análise Estrutural Através da Variografia	24
2.3.1	Estruturas Isotrópicas	24
2.3.2	Estruturas Anisotrópicas	25
2.3.2.1	Anisotropia Geometria	25
2.3.2.2	Anisotropia Zonal	27
2.3.3	Estruturas Imbricadas	28
2.3.4	Periodicidades	30
2.4	Estruturação das Camadas	32

2.5	Inclinação dos Poços e das Camadas	35
2.5.1	Inferência do Variograma Horizontal na Origem	36
2.6	Efeito Proporcional	38
<b>3</b>	<b>Modelagem Probabilística</b>	<b>41</b>
3.1	Krigagem	46
3.2	Tipos de Modelos Estocásticos	49
3.2.1	Métodos de Monte Carlo	50
3.2.2	Simulação Condicional Gaussiana	52
3.2.3	Simulação Condicional Indicatriz	56
3.2.4	Simulação Condicional Fractal	58
3.2.5	Casos com Histórico de Produção	59
<b>4</b>	<b>Cálculo das Propriedades Médias Equivalentes</b>	<b>63</b>
4.1	Permeabilidade Relativa e Pressão Capilar	64
4.2	Permeabilidade Absoluta	65
4.2.1	Permeabilidade Equivalente em Sequências Arenito/Folhelho	66
4.2.2	Média Potencial	66
4.2.3	Método Estatístico das Linhas de Fluxo	69
4.2.4	Método da Simulação Numérica	72
<b>5</b>	<b>Modelagem e Simulação do Campo de Namorado</b>	<b>76</b>
5.1	Informações Gerais	76
5.2	Descrição Geológica	78
5.3	Escolha da Variável e Tratamento dos Dados	81
5.3.1	Aquisição dos Dados	82

5.4	Regularização	83
5.5	Análise Estrutural	86
5.5.1	Variografia ao Longo dos Poços	89
5.5.2	Direção Vertical	98
5.5.3	Direção Horizontal	99
5.6	Escolha do Modelo de Simulação	102
5.7	Geração das Imagens Estocásticas	103
5.8	Transferência de Escala	116
5.9	Simulação Numérica do Fluxo	122
5.9.1	Avaliação das Imagens	122
6	Conclusões e Recomendações	148
	<b>Bibliografia</b>	<b>152</b>

## *LISTA DE FIGURAS*

1.1	Classificação das Heterogeneidades	8
1.2	Oscilações devidas a variação do suporte	11
2.1	Ilustração do Conceito de Semi-Variograma	19
2.2	Modelos Teóricos de Variograma:	
	a)Esférico, b)Exponencial, c)Gaussiano, d)Potencial	23
2.3	Modelo Variográfico de uma estrutura isotrópica	25
2.4	Anisotropia Geométrica	26
2.5	Anisotropia Zonal	27
2.6	Estruturas Imbricadas	29
2.7	Variogramas de estruturas a) Imbricadas e b) Fractais	30
2.8	Efeito Buraco	31
2.9	Estrutura Imbricada Periódica	32
2.10	Pontos correlacionados em coordenadas cartesianas	34
2.11	Transformação para Coordenadas Estratigráficas	35
2.12	Inferência do Variograma Horizontal a partir dos Poços Direcionais e construção da rosa de anisotropias	37
2.13	Variação na distância h entre dois poços direcionais	38
2.14	Ilustração do Efeito Proporcional	40
3.1	Modelagem Probabilística	43
3.2	Graus de incerteza da Previsão de Produção obtidos através da Modelagem Estocástica	44
3.3	Avaliação probabilística das Reservas	46
3.4	Método de Monte Carlo	51

3.5	Comparação entre a krigagem e a simulação condicional	53
3.6	Método das Bandas Rotativas	55
3.7	Anamorfose Gaussiana	55
3.8	Funções de densidade a)Contínua e b)Descontínua	57
3.9	Gráfico comparativo das simulações numéricas	60
3.10	Distribuição Triangular de Probabilidades	62
4.1	Bloco de simulação contendo folhelhos estocásticos	67
4.2	Correlação entre Permeabilidade e Argilosidade obtida por C. Deutsche	68
4.3	Modelo baseado na estatística das linhas de fluxo	71
4.4	Malha de sub-discretização dos blocos de simulação	73
4.5	Keq x Vsh obtida via simulação numérica em malhas 2D e 3D	75
5.1	Localização do Campo de Namorado	77
5.2	Seção Transversal e Seção Longitudinal de Namorado	80
5.3	Regularização ao longo dos poços	84
5.4	Sub-discretização dos blocos de simulação de Namorado	85
5.5	Histograma dos dados regularizados do Vsh	86
5.6	Efeito Proporcional observado em Namorado	87
5.7	Comparação entre os variogramas horizontais cartesianos e estratigráfico	88
5.8	Efeito buraco verificado no poço NA-49D	90
5.9	Efeito buraco verificado no poço NA-01A	90
5.10	Efeito buraco verificado no poço NA-37D	91
5.11	Efeito buraco verificado no poço NA-12	91
5.12	Efeito buraco verificado no poço NA-33D	92
5.13	Efeito buraco verificado no poço NA-15D	92
5.14	Imbricamento periódico observado no poço NA-36D	93
5.15	Imbricamento periódico observado no poço NA-46D	93
5.16	Imbricamento periódico observado no poço NA-35D	94

5.17	Imbricamento periódico observado no poço NA-39D	94
5.18	Variograma médio da direção longitudinal	96
5.19	Variograma médio da direção longitudinal oposta	96
5.20	Variograma médio da direção transversal	97
5.21	Variograma médio da direção transversal oposta	97
5.22	Variograma vertical médio	99
5.23	Variogramas médios dos poços com inclinação média de 20,30 e 40 graus	100
5.24	Variogramas horizontais das direções principais	101
5.25	Fluxograma da simulação condicional gaussiana	106
5.26	Esquema das vizinhanças de krigagem utilizadas	107
5.27	Comparação entre o histograma dos dados e o histograma da imagem 1	110
5.28	Seções horizontais da imagem 1 a -2990 m e -3010 m	111
5.29	Seções horizontais da imagem 1 a -3030 m e -3050 m	112
5.30	Seções horizontais da imagem 1 a -3070 m e -3090 m	113
5.31	Seções horizontais da imagem 1 a -3110 m e -3130 m	114
5.32	Seções horizontais da imagem 1 a -3150 m	115
5.33	Correlação de Kx vs vsh obtida para o Campo de Namorado	119
5.34	Correlação de Kx vs vsh obtida para o Campo de Namorado	120
5.35	Correlação de Kx vs vsh obtida para o Campo de Namorado	121
5.36	Seções horizontais da imagem 1 a -3010 m e -3030 m (Permeabilidade Kz após a transferência de escala)	124
5.37	Seções horizontais da imagem 1 a -3050 m e -3070 m (Permeabilidade Kz após a transferência de escala)	125
5.38	Seções horizontais da imagem 1 a -3090 m e -3110 m (Permeabilidade Kz após a transferência de escala)	126
5.39	Seções horizontais da imagem 1 a -3130 m e -3150 m (Permeabilidade Kz após a transferência de escala)	127
5.40	Mapa das regiões da imagem 1 sem ajuste de BSW	132
5.41	Gráfico comparativo das produções de água da imagem 1	

e do histórico de produção	133
5.42 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 1 e do histórico de produção	134
5.43 Mapa das regiões da imagem 2 sem ajuste de BSW	136
5.44 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 2 e do histórico de produção	137
5.45 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 2 e do histórico de produção	138
5.46 Mapa das regiões da imagem 3 sem ajuste de BSW	140
5.47 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 3 e do histórico de produção	141
5.48 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 3 e do histórico de produção	142
5.49 Mapa das regiões da imagem 4 sem ajuste de BSW	144
5.50 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 4 e do histórico de produção	145
5.51 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 4 e do histórico de produção	146
5.52 Mapa das regiões da imagem 1A sem ajuste de BSW	148
5.53 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 1A e do histórico de produção	149
5.54 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 1A e do histórico de produção	150

## *LISTA DE TABELAS*

5.1 Tabela dos poços considerados no cálculo do variograma vertical médio	98
5.2 Tabela dos números aleatórios iniciais (sementes) usados na geração das imagens do reservatório	108
5.3 Tabela dos índices de avaliação das imagens através do BSW	124

## Nomenclatura

### Letras Romanas

$\vec{K}$	Tensor permeabilidade	$m^2 (1,03 \times 10^{15} \text{ mD})$
$f_o$	Fator geométrico	-
$p_i$	Pressão na fase i	Pa
$z$	Cota ou profundidade	m
$b_i$	Fator volume formação do fluido i	-
$S_i$	Saturação do fluido i	-
$n(h)$	Número de pares de pontos distanciados de h	-
$Z(x_i)$	Função aleatória de uma variável regionalizada	-
$z(x_i)$	Valor da "variável aleatória" no ponto $x_i$	-
$C$	Covariância espacial	-
$C_o$	Efeito Pepita	-
$a_x$	Anisotropia na direção x	-
$a_y$	Anisotropia na direção y	-
$h$	Módulo do vetor definido por dois pontos no espaço	m
$H$	Co-Dimensão fractal	-
$d_e$	Dimensão euclidiana	-
$d_f$	Dimensão fractal	-
$m(x_o)$	Esperança não estacionária do variograma experimental	-
$A$	Máximo valor que $m(x)$ pode assumir	$m^2$
$\bar{C}(v_\alpha, v_\beta)$	Covariância média quando uma das extremidades do vetor h percorre o domínio $v_\alpha$ e a outra o domínio $v_\beta$	-

$\bar{C}(v_x, v)$	Covariância espacial média quando uma das extremidades do vetor $h$ percorre o domínio $v_x$ e a outra o domínio $v$	-
$Z_{ok}^*(y)$	Estimador da krigagem em função de $y$	-
$z_{ok}(x)$	Valor krigado no ponto $x$	-
$Z_i(x)$	Realização de uma simulação não condicional de uma F.A. $Z(x)$	-
$Z_{jk}^*(x)$	Valor krigado no ponto $x$ , deduzido a partir da simulação não condicional dos dados	-
$S_z(f)$	Densidade espectral da variável $z$ , em função da frequência espacial $f$	-
$f_b$	Frequência espacial	$s^{-1}$
$A_{triangulo}$	Área do triângulo	$m^2$
$K_v$	Permeabilidade efetiva	$m^2 (1,013 \times 10^{15} mD)$
$K_{sh}$	Permeabilidade do folhelho	$m^2 (1,013 \times 10^{15} mD)$
$K_{ss}$	Permeabilidade do arenito	$m^2 (1,013 \times 10^{15} mD)$
$K_{eq}$	Permeabilidade do equivalente	$m^2 (1,013 \times 10^{15} mD)$
$\rho$	Massa específica	$kg/m^3$
$g$	Gravidade	$m/s^2$
$Q$	Vazão	$m^3/s (86.400 m^3/d)$
BSW	"Basic Sediments and Water"	-
$Q_o$	Vazão de óleo	$m^3/s (86.400 m^3/d)$
$Q_w$	Vazão de água	$m^3/s (86.400 m^3/d)$

## Letras Gregas

$\mu$	Viscosidade	Pa.s
$\delta$	Densidade média do fluido l	$N/m^3$
$\phi$	Porosidade	-
$\delta(h)$	Função semi-variograma de h	-
$\varepsilon$	Fator de estruturação da variável aleatória	-
$\alpha$	Expoente do variograma potencial	-
$\lambda = \frac{a_x}{a_y}$	Fator de anisotropia	-
$\lambda_\beta$	Ponderador de krigagem	-
$\bar{\gamma}(v_x, V)$	Variograma médio quando uma das extremidades do vetor h percorre o domínio $v_x$ e a outra o domínio V	-
$\bar{\gamma}(V, V)$	Variograma médio quando uma das extremidades do vetor h percorre o domínio V e a outra também o domínio V	-
$\sigma_k^2$	Variância mínima de estimação fornecida pela krigagem	-
$\rho$	Massa específica	-

# *CAPÍTULO 1*

## *Introdução*

Os anos 80 foram marcados por um desenvolvimento exponencial das técnicas de caracterização de reservatórios. Após um longo período em que as pesquisas estiveram voltadas ao desenvolvimento dos simuladores numéricos, pode-se dizer que o gargalo tecnológico para uma previsão eficiente do comportamento dos reservatórios transferiu-se para uma modelagem física adequada.

A geoestatística está sendo, sem dúvida, a principal ferramenta desta nova fase da engenharia de reservatórios. Ela tem-se mostrado eficiente e adequada na descrição detalhada dos jazimentos petrolíferos, pois estes apresentam, via de regra, dois aspectos: aleatoriedade local e estruturação global. Essas características encaixam-se perfeitamente no conceito introduzido por Matheron, de "variáveis regionalizadas".

O atual estágio dos computadores e simuladores numéricos de reservatórios permite malhas de alta resolução, com blocos menores que o espaçamento entre poços. Obviamente, para se tirar o máximo proveito desta capacidade, é necessário construir um modelo físico igualmente refinado, que incorpore toda a variabilidade das propriedades físicas em questão. A consideração de homogeneidade diminui a confiabilidade do modelo, dificulta o ajuste do histórico e geralmente, leva a previsões otimistas (Journel e Srivastava, 1987).

Genericamente falando, a qualidade dos resultados da simulação dependerá da resolução da malha utilizada e da nossa capacidade em atribuir valores corretos as propriedades físicas para cada bloco. Dentre as mais importantes, destacamos a permeabilidade absoluta do meio poroso. Infelizmente, ela é também uma das mais sub-

amostradas, uma vez que só conhecemos seu valor em alguns pontos dos poços testemunhados e em valores médios dados por testes de formação ou produção. Por esta razão, geólogos e engenheiros buscam sempre uma correlação entre a permeabilidade e outras variáveis perfiladas, tais como porosidade, argilosidade e saturação de água.

Uma simples correlação entre permeabilidade e porosidade somente é possível em areias não consolidadas, ou em rochas com poucas variações nas suas propriedades petrofísicas, de forma que na maioria dos casos, é conveniente usar técnicas de regressão múltipla linear (W.A.Wendt et al, 1986). Em seqüências arenito/folhelho, a experiência tem mostrado que os corpos argilosos dispersos no arenito são a fonte dominante da heterogeneidade (Haldorsen e Chang, 1986); variações dentro do próprio arenito, têm importância secundária (Desbarats, 1987).

A geração de mapas realistas das variáveis, que expressem toda a variabilidade existente no meio poroso, é uma tarefa bastante árdua, devido à esparsidade das informações disponíveis; geólogos têm condições de fornecer apenas os traços gerais das unidades de fluxo e de sua geometria interna, de forma que os mapas tendem a ser suavizados. Do mesmo modo, a técnica geoestatística da krigagem atenua a variabilidade, embora seja um interpolador exato que minimize a variância de estimativa e leve em conta a estruturação da variável. Sua aplicação é mais conveniente na estimativa de reservas. Para o propósito de se avaliar a influência das variações das propriedades físicas nos processos de fluxo, necessitamos de distribuições que contenham a variabilidade real das estruturas; nesse caso, técnicas como a simulação condicional e não condicional são mais apropriadas.

A simulação condicional permite obter distribuições que tenham as mesmas propriedades estatísticas e honrem os dados disponíveis, obedecendo ainda à correlação espacial da variável. Isto é feito mediante a adição de dois componentes, um que capta os aspectos estruturais globais (krigagem) e outro que capta a variabilidade a pequenas escalas (simulação não condicional). A krigagem é um interpolador exato e tem solução

única, isto é, dado um conjunto de dados e uma malha de simulação, existe uma única resposta; já a simulação não condicional tem infinitas soluções, pois gera campos aleatórios que pretendem simular a variabilidade real, ainda que não se disponha de informações da variável em todas as escalas. Como resultado final, a simulação condicional nos põe frente à possibilidade de obter infinitas realizações do reservatório, todas elas equiprováveis, na medida em que honram os dados disponíveis e obedecem a todos os parâmetros geoestatísticos. Desse modo, trocamos um reservatório complexo e desconhecido, por infinitas imagens estocásticas conhecidas. Nosso problema deixa de ser determinístico para se tornar estocástico; isto é, dado um conjunto fixo de circunstâncias, temos diferentes possibilidades, relativas às múltiplas imagens de uma variável escolhida. A maior ou menor semelhança entre estas imagens vai depender da quantidade de informações que se dispõe, do mesmo modo que se se pedisse para vários desenhistas fazerem um "retrato falado" de um certo suspeito baseados nas informações das testemunhas: quanto mais dados tivessem, mais parecidos seriam os desenhos entre si, que por sua vez, mais se pareceriam com o suspeito (T. A. Hewett, 1988).

Tecnicamente falando, um conjunto denso de informações diminui a influência da simulação não condicional e aumenta a da krigagem no resultado da simulação condicional, resultando em modelos parecidos e de pequeno grau de incerteza.

A técnica de construir vários modelos para um mesmo reservatório é chamada de modelagem estocástica ou probabilística, sendo a mais recente linha de pesquisa da caracterização de reservatórios. Através dela podemos avaliar ou quantificar:

1. - o risco econômico e a incerteza geológica associados a um projeto;
2. - o nível de conhecimento que temos do reservatório;
3. - o ganho com novas informações, tais como novos poços ou aplicação de novas técnicas;
4. - o impacto das heterogeneidades nos processos de fluxo.

A incerteza do fenômeno físico é quantificada via simulação numérica das múltiplas imagens obtidas. Um parâmetro de desempenho é eleito para avaliá-las (p.e., fator de

recuperação, ou tempo de "breakthrough", vazão de água, etc.); uma função densidade de probabilidades ( fdp ) pode ser construída, possibilitando todas as operações estatísticas conhecidas. A cada realização é associada sua probabilidade de ocorrência.

Os modelos assim gerados são muito mais confiáveis, pois possuem níveis de heterogeneidade semelhantes aos dos reservatórios e quantificam a incerteza geológica inerente a falta de dados. Na existência do histórico de produção, este deverá ser usado para descartar as imagens que estão longe do ajuste, retendo-se apenas aquelas que o ajustam, com pequenas modificações. Isto diminuirá sobremaneira o leque de possibilidades e, conseqüentemente, diminuirá o grau de incerteza.

Nesta dissertação, abordamos os pontos principais da modelagem probabilística, exemplificando-a através do estudo estocástico a 3D de um reservatório real, bastante heterogêneo.

No capítulo 1, chamamos a atenção para a importância de se considerarem realisticamente as heterogeneidades dos reservatórios, principalmente nos dias atuais, em que dispomos de facilidades computacionais. Advogamos também que o fator de maior importância na caracterização dos reservatórios é a obtenção do campo de permeabilidade adequado.

O capítulo 2 é todo dedicado à análise variográfica, dado que ela é a etapa mais importante de um estudo geoestatístico. São apresentados alguns problemas bastante freqüentes, mas pouco comentados na literatura. Levanta-se o problema da variografia em poços inclinados e de como se obterem importantes informações sobre o comportamento do variograma horizontal na origem, que é sem dúvida o maior problema do uso da geoestatística na indústria do petróleo.

O capítulo 3 trata da modelagem probabilística propriamente dita, fornecendo um resumo de alguns dos mais importantes modelos estocásticos, as vantagens e desvantagens de cada um. Procura-se exemplificar a sua aplicação no cálculo de reservas, na quantificação da incerteza na previsão da produção de campos com e sem histórico.

O capítulo 4 trata do problema da transferência de escala dos dados disponíveis para a escala de simulação numérica. É feita uma rápida bibliografia sobre o assunto, com ênfase dada ao cálculo da permeabilidade média equivalente.

O capítulo 5 é o mais importante deste trabalho, pois exemplifica tudo o que foi dito nos capítulos anteriores por meio da simulação de um campo, nas condições reais comumente encontradas (dados esparsos, complexidade geológica, histórico de produção, etc.). Foram geradas várias imagens da distribuição de permeabilidades a 3D do Campo de Namorado, a partir da caracterização da argilosidade. O fluxo através destas imagens foi simulado usando-se um modelo trifásico tridimensional para o programa SIMBEST I, desenvolvido pelo engenheiro de reservatórios do campo.

## 1.1 Influência das Heterogeneidades no Fluxo

As heterogeneidades dos reservatórios sempre foram um dos principais objetos de pesquisa da geologia e Engenharia de Reservatórios. A avaliação das reservas, da produção, do fator de recuperação, bem como o sucesso e a eficiência de projetos de recuperação secundária e terciária, dependem do conhecimento que temos da complexidade das estruturas dos jazimentos de petróleo.

Para se quantificar o impacto das heterogeneidades no fluxo, o engenheiro não pode prescindir de um modelo de simulação bastante detalhado, que leve em conta todas as informações possíveis. Em geral, isso só é conseguido através da perfeita integração de uma equipe composta de geólogos, petrofísicos e engenheiros, todos eles com conhecimentos geoestatísticos, para que seja possível a quantificação adequada dos parâmetros geológicos. Os geólogos buscam, em geral, compreender a complexidade geológica qualitativamente, enquanto que os engenheiros necessitam de informações quantitativas.

De há muito vem-se pesquisando na busca de leis matemáticas que descrevam as variações do meio poroso. Já em 1944, Law mostrou que grande parte dos reservatórios exibiam uma função distribuição de probabilidades lognormal da permeabilidade. Em 1977, Le Blanc apresentou um trabalho sobre o impacto do ambiente deposicional na continuidade, geometria e propriedades físicas dos corpos arenosos, o qual referenciava mais de 100 artigos. Weber (1982) construiu histogramas do comprimento de folhelhos, concluindo por um sistema de classificação em função do tamanho, origem genética e da influência no fluxo. Pettijohn, Potter e Siever (1973) propuseram classificar as heterogeneidades segundo suas escalas de ocorrência (vide figura 1.2).

Ao verificar a literatura, um fato torna-se bastante evidente: a complexidade geológica e o desconhecimento do reservatório dificultam o tratamento determinístico, levando a soluções estatísticas. Na década de 80, vários pesquisadores propuseram técnicas como simulações de Monte Carlo para descrever as distribuições (Haldorsen, H.H. e Lake, L. W., 1984; Weber, 1986, Begg e King, 1985). Outros buscaram levar em conta a estruturação das propriedades por meio da geoestatística (Deutsche C., 1987; Journel, 1982; Desbarats, 1987; Souza Jr. O., 1988; Ferreira A.A., 1988).

### 1.1.1 Influência das laminações de folhelhos

Como veremos no capítulo 4, as laminações argilosas em seqüências arenito/folhelho são a fonte dominante de heterogeneidade; variações dentro do arenito são secundárias frente aos contrastes de permeabilidade da areia e do folhelho. (Richardson J.G.1978; Haldorsen H.H. e Lake L.W.,1983; Dupuy M. e Lefevre P.E.,1983; Haldorsen e Chang, 1986). Entretanto, o caso mais geral consiste em termos três fácies geológicas: arenito limpo, arenito argiloso e folhelhos. Esta fácies intermediária é também importante no fluxo e não deve deixar de ser considerada.

A maioria dos autores propõe a simulação indicatriz da variável argilosidade, considerando-a como uma variável binária. Entretanto, a fácies intermediária (arenito argiloso) dá uma certa continuidade à variável. Além do mais, existe a suavização criada pela inevitável regularização em suportes adequados para a simulação. Como veremos nos capítulos 4 e 5, é mais adequado o uso da variável contínua, pois ela leva em conta todas as gradações de argilosidade.

Os folhelhos podem ser divididos em dois tipos:

1. folhelhos determinísticos
2. folhelhos estocásticos.

Os primeiros são aqueles de grande extensão lateral, cuja correlação entre poços é possível; eles podem definir unidades de fluxo ou mesmo isolar reservatórios.

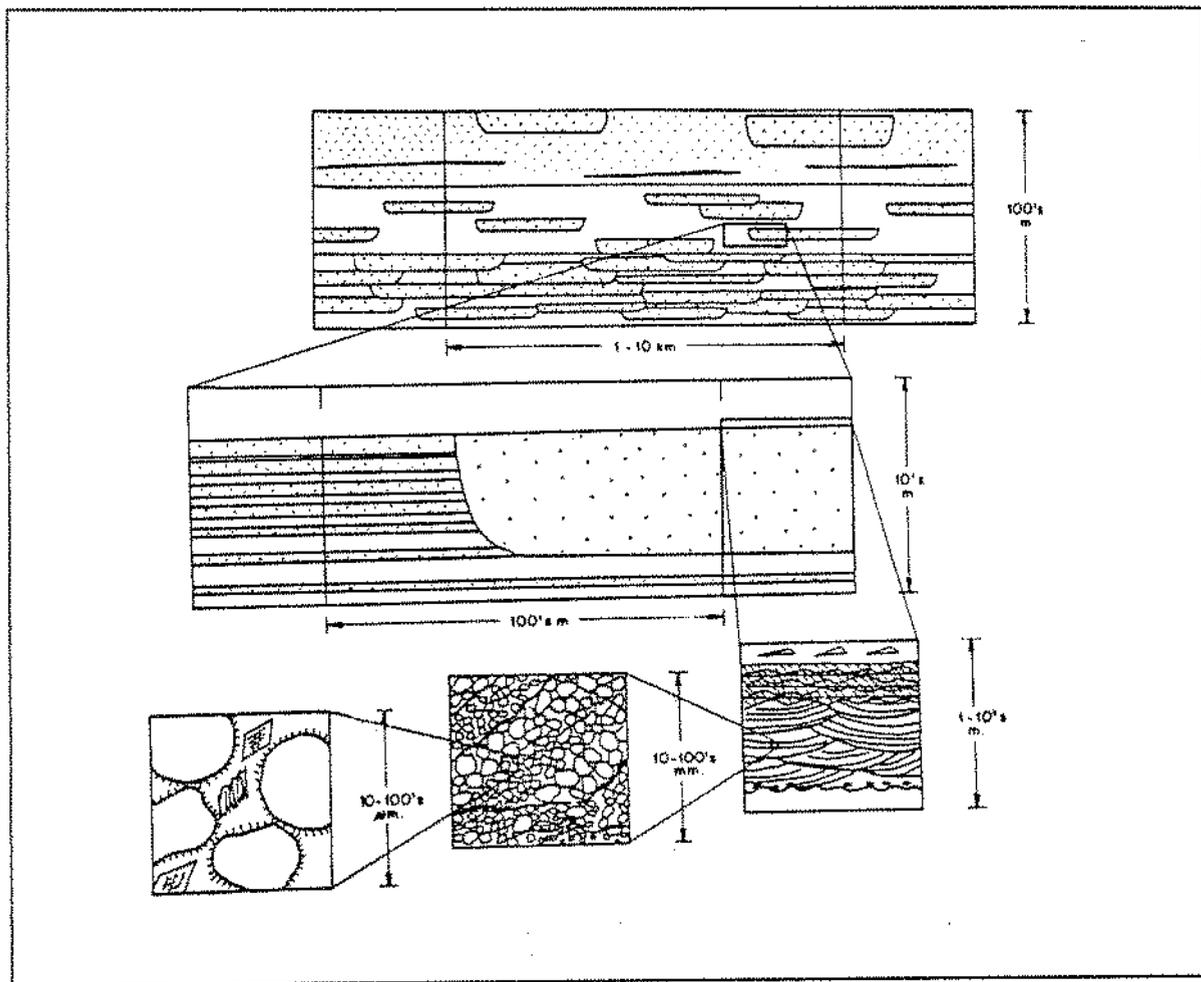


Figura 1.1.: Classificação das Heterogeneidades

( Segundo Pettijohn, Potter & Siever, 1973 )

São facilmente detectáveis e nunca deixam de ser considerados no modelos de simulação, onde preferencialmente dividem as camadas representativas das unidades de fluxo. Os segundos têm pequena e incerta extensão, não são facilmente correlacionáveis e apresentam-se em maior número; sua consideração no modelo é problemática, pois são de extensão menor que o espaçamento entre poços.

No trabalho "Stochastic Shales" (1986), H.H. Haldorsen e D.M. Chang comentam como os folhelhos podem ter influência decisiva na recuperação de hidrocarbonetos, no ajuste do histórico, nos processos de recuperação secundária e terciária, na drenagem

gravitacional e na eficiência de varrido. Esta influência tanto pode ser negativa como positiva:

1. na formação de cones de água e/ou gás, a presença de folhelhos aumenta a vazão crítica (onde as forças viscosas sobrepujam as gravitacionais);
2. na subida do contato óleo/água ou descida do contato gás/óleo, os folhelhos podem "trapear" os hidrocarbonetos;
3. o ajuste do histórico de produção fica bastante facilitado quando consideramos a presença dos corpos argilosos dispersos;
4. o fluxo cruzado pode ser virtualmente eliminado, reduzido ou aumentado;
5. na drenagem gravitacional, os folhelhos podem causar um avanço desigual do contato óleo/água, provocando em "hold-up";
6. a formação de caminhos preferenciais pode ser reduzida ou anulada, dependendo da disposição dos folhelhos.

Dispondo-se do modelo adequado destes folhelhos, decisões do tipo aonde injetar, como produzir, enfim, todo o gerenciamento fica mais fácil e mais seguro.

## 1.2 Simulação do fluxo

A ferramenta mais importante de que o engenheiro de reservatórios dispõe é o simulador numérico. Com o objetivo de prover informações sobre seu desenvolvimento ao longo do tempo e detectar os pontos críticos, faremos um breve resumo sobre cada fase da simulação do fluxo: modelagem física, matemática, numérica e computacional. Essas fases são interdependentes e o resultado final acumula as imprecisões de cada uma delas.

### 1.2.1 Modelo Físico

O modelo físico real nos é desconhecido. Sua descrição é sem dúvida, a fase mais difícil, devido à escassez de dados. Além de tudo, as informações provêm de escalas diferentes: dados microscópicos (lâminas delgadas e MEV), macroscópicos (testemunhos e perfis), megascópicas (testes de formação, produção, injeção, etc) e gigascópicas (sísmica, ambientes deposicionais, diagênese, etc).

Mas, ainda que conheçamos as heterogeneidades nas diversas escalas, um outro problema surge: como quantificá-las e transferi-las para a escala de simulação? Para resolver o problema da quantificação, a geoestatística oferece técnicas de interpolação e simulação; a segunda pergunta é o motivo do capítulo 4 deste trabalho. Ambos os problemas de quantificação e transferência de escala são os objetivos da caracterização de reservatórios e as principais linhas de pesquisa nesta área.

Em geral, a qualidade dos resultados da simulação dependerá do nível de discretização e da qualidade do modelo físico. Antigamente, a resolução da malha não era grande e não exigia modelos físicos refinados; atualmente, o nível de discretização coloca em cheque nossa capacidade de caracterizar os reservatórios e nos convida a gerar distribuições das propriedades físicas em escalas menores que o espaçamento dos dados. Com isto, queremos dizer que de nada adianta dividir o reservatório em milhares de blocos, se lhes atribuímos propriedades homogêneas.

### 1.2.2 Modelo Matemático

A modelagem matemática do fluxo no meio poroso consiste num sistema de equações diferenciais e restritivas, de relações auxiliares e condições de contorno, cuja resolução analítica é impossível. Tal equacionamento é baseado no Método Contínuo, onde as variáveis são referidas num certo volume elementar representativo (VER), os quais são considerados pontos homogêneos e contínuos no espaço. O VER deve ser suficientemente

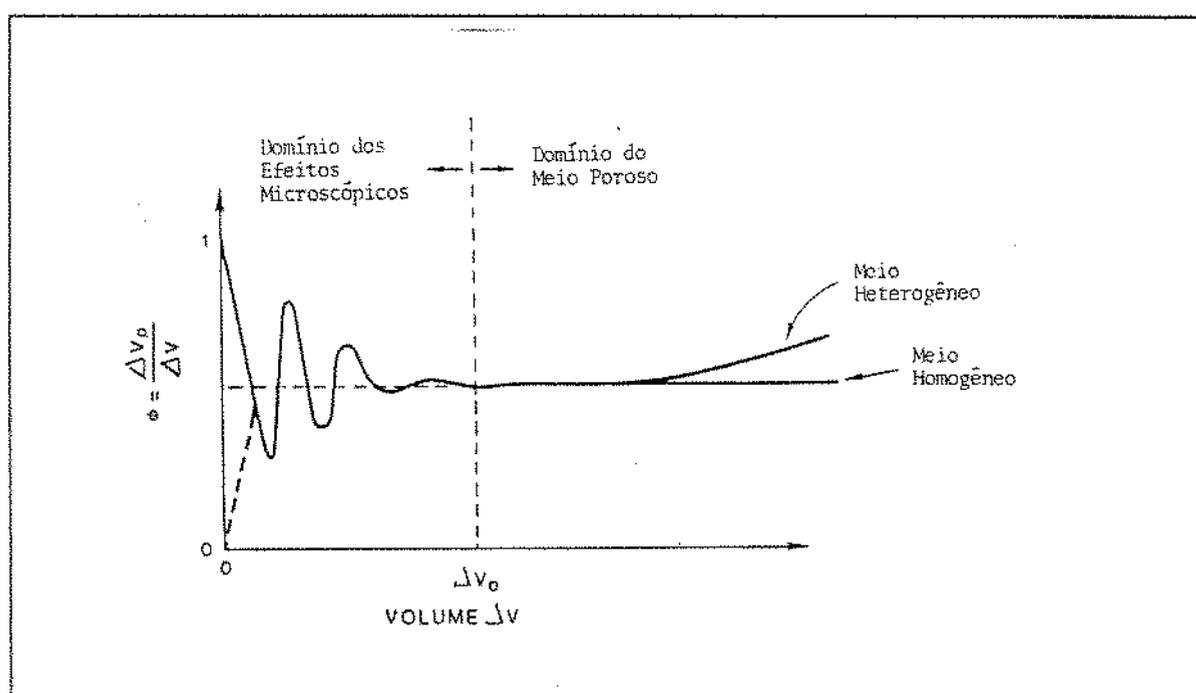


Figura 1.2: Oscilações devidas à variação do suporte.

( adaptado de Bear, 1968 )

grande para conter um número de poros que seja estatisticamente representativo e simultaneamente ser tão pequeno que não esteja sujeito a variações devidas a efeitos macroscópicos. Bear (1968) mostrou que existe um intervalo onde não há variações das propriedades, o qual situa-se entre o limite das oscilações microscópicas e o início das variações devidas a heterogeneidades macroscópicas. Este intervalo varia de propriedade

para propriedade, de forma que devemos encontrar um suporte que satisfaça a todas elas ao mesmo tempo. Observa-se que este volume corresponde ao de um em "plug" de laboratório.

Uma vez que o volume de um bloco de simulação equivale a bilhões de em "plugs", o modelo matemático só será fiel se usarmos métodos estatísticos apropriados para inferir o valor médio equivalente das propriedades, na escala de simulação. Medidas realizadas numa escala não podem ser diretamente aplicadas em outra escala, a menos que um processo correto de cálculo de média equivalente seja realizado. Portanto, medições de propriedades do meio poroso devem sempre ser especificadas juntamente com seu respectivo volume.

### 1.2.3 Modelo Numérico

Até meados da década de 50, as previsões de produção eram baseadas em métodos analíticos, balanço de materiais, modelos empíricos de declínio e deslocamentos de Buckley - Leverett. Com o advento dos computadores digitais, foi possível a resolução numérica do modelo matemático que rege o fluxo no meio poroso. Dois métodos numéricos principais foram desenvolvidos: Método das Diferenças Finitas e Método dos Elementos Finitos, sendo o primeiro mais usado. Em 3 décadas, a discretização do reservatório evoluiu de poucas dezenas de células para as centenas de milhares de células hoje possíveis. Os modelos, que antes eram preferencialmente explícitos ou semi-implícitos, hoje são auto-adaptáveis, podendo ser totalmente implícitos numa região, semi-implícitos em outra e explícitos numa terceira, onde as variações de pressões e saturações são pequenas.

Com o refinamento da malha e as novas técnicas de resolução, os três maiores problemas numéricos foram quase totalmente sanados: instabilidades na solução, efeitos de orientação da malha e excessiva dispersão numérica. A cada dia que passa, o modelo numérico torna-se mais fiel ao modelo matemático, possibilitando a simulação perfeita de

efeitos gravitacionais, capilares e dispersivos, a manutenção das frentes de avanço e preservação do comportamento local correto em volta dos poços.

#### 1.2.4 Modelo Computacional

A história dos simuladores numéricos, segundo Aronofsky et al (1986), pode ser dividida em 3 gerações:

Na primeira (1955 - 1975), o grande desafio foi desenvolver simuladores trifásicos tridimensionais que fossem estáveis; o problema da estabilidade numérica era muito sério. O período foi marcado pela necessidade premente de computadores com mais memória e mais rápidos. Os simuladores desenvolvidos por especialistas muitas vezes requeriam que estes acompanhassem a construção do modelo e sua execução.

Na segunda geração (1975 - 1985) foram corrigidas duas das maiores falhas: a falta de padronização e de um simulador de propósitos gerais. Surgiram diversas firmas especializadas em "software" que, a exemplo de governos e universidades, investiram maciçamente em pesquisas, impulsionadas pelo primeiro choque do petróleo. Programas mais confiáveis, gerais, capazes de simular reservatórios mais complexos, foram desenvolvidos; o uso dos simuladores passou a ser obrigatório mundialmente. Por ocasião do segundo choque em 1979, os métodos de recuperação terciária passaram a ser economicamente viáveis, exigindo o desenvolvimento de formulações que levassem em conta os efeitos energéticos de origem química, térmica, elétrica, eletromagnética, sonora, etc. É também nesse período que aparecem os modelos composicionais.

A terceira geração (1985 - ?) está sendo marcada pelos pacotes integrados de tratamento de dados e simulação. Simulações antes só possíveis em computadores de grande porte, hoje são feitas em microcomputadores. Estações de trabalho fornecem mapas animados, que permitem visualizar o deslocamento dos fluidos com o tempo; a computação gráfica ocupou definitivamente seu lugar. Máquinas vetorizadas de

arquitetura paralela e enorme velocidade permitem malhas de alta resolução. As tarefas são executadas simultaneamente por vários processadores, reduzindo o tempo de execução. Isto permite simulações de dezenas e até centenas de milhares de blocos.

### 1.3 Importância da Permeabilidade na simulação

Consideremos a equação governante do fluxo de um determinado fluido qualquer l:

$$\nabla \cdot \left[ \frac{\vec{K}}{\mu} f_G \cdot (\nabla p_l - \bar{\gamma}_l \nabla z) \right] = \frac{\partial}{\partial t} [\phi \cdot b_l \cdot S_l] \quad (1.1)$$

Onde:

$K$  = Tensor Permeabilidade

$\mu_l$  = Viscosidade do fluido l

$f_G$  = Fator geométrico (seg. Pedrosa O. A., 1987)

$p_l$  = Pressão do fluido l

$\bar{\gamma}_l$  = Densidade média do fluido l

$z$  = Profundidade

$\phi$  = Porosidade

$b_l$  = Inverso do fator volume formação

$S_l$  = Saturação do fluido l

Verificamos que para resolvermos a equação 1.1, necessitamos de dados sobre as propriedades das rochas (distribuições de permeabilidade absoluta e efetiva, pressão capilar

e porosidade), propriedades dos fluidos (tabelas PVT e distribuição das saturações) e propriedades geométricas (mapas de topo, base e espessura). A fim de fazermos uma análise de sensibilidade, verificaremos como elas influenciam no fluxo, começando pelas que figuram no termo de acumulação.

O termo de acumulação, como o próprio nome indica, apenas computa o que entra e o que sai do volume de controle, que funciona como um tanque. O fator volume formação ( $b$ ) não costuma apresentar grandes variações espaciais; a porosidade e a saturação são propriedades aditivas (i. é., permitem o uso da média linear) e computam a quantidade do fluido  $l$  no volume de controle.

O termo de fluxo é quem realmente determina qual a direção e qual a vazão do fluxo, em função dos diferenciais de pressão, forças capilares e gravitacionais; logo, tem maior importância. Das propriedades que nele figuram, três não são aditivas: a pressão capilar e as permeabilidades relativa e absoluta.

A permeabilidade absoluta é um tensor que depende da anisotropia do meio, apresentando grande variabilidade. Infelizmente, é também uma das variáveis menos conhecidas, por não ser mensurável através de perfis. O tensor  $\vec{K}$  é dado matricialmente por:

$$[\vec{K}] = \begin{vmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{vmatrix} \quad (1.2)$$

Se assumirmos que os eixos principais coincidem com a direção do sistema de coordenadas e que  $K_{yx} = K_{xy}$ ,  $K_{xz} = K_{zx}$  e  $K_{yz} = K_{zy}$ , os termos fora da diagonal principal se anulam e  $K$  simplifica para:

$$[\vec{K}] = \begin{vmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{vmatrix} \quad (1.3)$$

Para fins de simulação, portanto, é desejável que conheçamos os módulos  $K_{xx}$ ,  $K_{yy}$  e  $K_{zz}$  do tensor  $K$ , para cada bloco. Com isso, estaremos aptos a representar a heterogeneidade do meio poroso.

## *CAPÍTULO 2*

### *Análise Variográfica*

A análise variográfica é a etapa mais importante da caracterização espacial de uma variável regionalizada. A construção de variogramas que reflitam a real variabilidade da propriedade em estudo é fundamental para a confiabilidade dos processos de estimação e simulação. O modelo assumido deve sintetizar numericamente as principais feições estruturais, a anisotropia do meio e a continuidade da variável.

Para que tal objetivo seja alcançado, são necessários um bom conhecimento da natureza física do fenômeno, experiência geoestatística e espírito sintético e operacional. Por ser uma operação interpretativa, a análise variográfica não se presta à automatização, nem tem solução única.

Quando se trata de aplicar a geoestatística a um reservatório real, o modelo variográfico terá a responsabilidade de injetar todas as informações geológicas disponíveis nos modelos numéricos subseqüentes.

Procuraremos neste capítulo, enfatizar os pontos mais importantes e os problemas mais freqüentes da variografia; discutiremos também a análise variográfica em poços inclinados.

## 2.1 Definição

A correlação espacial de uma função aleatória, isto é, sua variabilidade ao longo do espaço é caracterizada pela função de covariância  $C(h)$ , ou por seu equivalente, o semi-variograma, definido pela relação:

$$\gamma(h) = (1/2).E\{[Z(x+h) - Z(x)]^2\} \quad (2.1)$$

Na prática, estima-se esta expressão através de uma média quadrática para cada classe de distância  $h$  :

$$2.\gamma(h) = \frac{1}{n(h)} \cdot \sum_{i=1}^{n(h)} [Z(x_i+h) - Z(x_i)]^2 \quad (2.2)$$

onde:

$Z(x_i)$  = valor da variável no ponto  $x_i$ ;

$Z(x_i+h)$  = valor da variável no ponto  $x_i+h$ ;

$n(h)$  = número de pares de pontos distantes de  $h$ .

Se computarmos  $\gamma(h)$  para vários valores de  $h$ , podemos obter um gráfico  $\gamma(h)$  vs  $h$ , que é o variograma (figura 2.1).

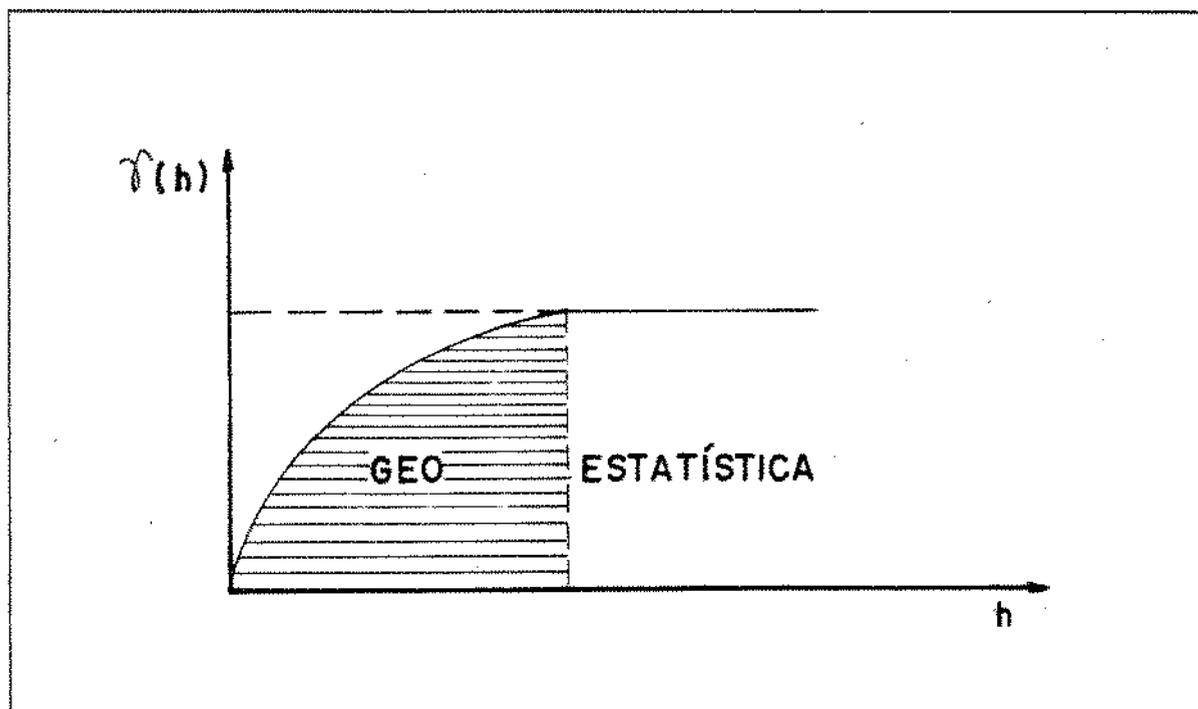


Figura 2.1: Ilustração do Conceito de Semi-Variograma

A função  $\gamma(h)$  tende a crescer, quanto maior for a distância  $h$ ; isto significa que quanto mais longe estiverem os pontos entre si, menor a correlação existente entre eles. As características mais importantes do semi-variograma são a amplitude, o patamar e seu comportamento na origem (Journel A.G. e Huijbregts, 1978; Matheron, G. 1963). A amplitude limita a faixa de correlação, a partir da qual as amostras podem ser consideradas independentes (i. é., não têm mais influência umas sobre as outras). Ela está representada na figura 2.1 pela zona hachurada; nela reside a vantagem da geoestatística sobre a estatística pura, pois esta última não considera qualquer correlação entre as amostras, o que equivale a dizer que  $\gamma(h)$  é sempre constante e igual à variância a priori.

Quando o variograma estabiliza em volta de um certo limite (o qual é chamado de patamar), temos um "modelo de transição". A distância  $a$  (fig. 2.1) determina a faixa de correlação e é denominada amplitude.

O comportamento próximo da origem caracteriza a continuidade local da variável. Frequentemente apresenta-se um fenômeno de descontinuidade para o passo tendendo a zero, o qual é chamado de efeito de pepita (devido à natureza errática da distribuição espacial do ouro). Este efeito pode ser devido a erros de medição ou a microrregionalizações (aleatoriedade local). A relação entre a variância relativa ao efeito de pepita  $C_0$  e a variância  $C$  relativa à zona correlacionada, pode dar uma idéia da continuidade da variável:

$$\varepsilon = C_0/(C + C_0) \rightarrow \begin{cases} \text{Se } \varepsilon < 0,15 & \rightarrow \text{alta estruturação} \\ \text{Se } 0,15 < \varepsilon < 0,30 & \rightarrow \text{média estruturação} \\ \text{Se } \varepsilon > 0,30 & \rightarrow \text{baixa estruturação} \end{cases} \quad (2.3)$$

Caso o fenômeno seja totalmente aleatório, o variograma não apresentará qualquer transição e  $\gamma(h)$  será constante e igual a  $C$ ; então, o fenômeno é dito "efeito de pepita puro". Admitindo a existência de uma faixa de correlação, a forma do variograma indicará como é a estrutura, sua regularidade e continuidade. Veremos a seguir, os principais modelos variográficos.

## 2.2 Modelos Variográficos

Para cada variável regionalizada, existem três tipos de variogramas:

1. Observado ou Experimental, obtido do conjunto de dados disponíveis (é o único conhecido);

2. Variograma Verdadeiro, que é o real da variável, o qual é sempre desconhecido;
3. Variograma Teórico, o qual é descrito por uma equação matemática usada para ajustar o variograma experimental. Este será o efetivamente utilizado nos cálculos. Os modelos teóricos mais usados são o esférico, o potencial, o gaussiano e o exponencial.

### 2.2.1 Modelo Esférico

Este modelo é o mais comum. Apresenta um crescimento rápido perto da origem e é descrito pela equação:

$$\left[ \begin{array}{ll} \gamma(h) = C_0 + C \cdot [3h/2a - 1/2(h/a)^3] & p/ \quad 0 < h < a \\ \gamma(h) = C_0 + C & p/ \quad h \geq a \\ \gamma(h) = 0 & p/ \quad h = 0 \end{array} \right. \quad (2.4)$$

A figura 2.2.a mostra este tipo de modelo. O variograma apresenta um patamar ( $C_0 + C$ ) para  $h$  maior ou igual a  $a$ .

### 2.2.2 Modelo Exponencial

Apresenta também um comportamento linear na origem, com a tangente igual a  $C/a$  (variância relativa à zona não correlacionada dividida pela amplitude do variograma. Seu modelo matemático é o seguinte:

$$\left[ \begin{array}{ll} \gamma(h) = C_0 + C.(1 - e^{-h/a}) & p/ \quad 0 < h < a \\ \gamma(h) = C_0 + C & p/ \quad h \geq a \\ \gamma(h) = 0 & p/ \quad h = 0 \end{array} \right. \quad (2.5)$$

Sua representação gráfica é mostrada na figura 2.2.b.

### 2.2.3 Modelo Gaussiano

Este modelo é parabólico na origem, o que lhe permite ajustar fenômenos extremamente contínuos. É dado por:

$$\left[ \begin{array}{ll} \gamma(h) = C_0 + C.[1 - e^{(-h/a)^2}] & p/ \quad 0 < h < a \\ \gamma(h) = C_0 + C & p/ \quad h > a \\ \gamma(h) = 0 & p/ \quad h = 0 \end{array} \right. \quad (2.6)$$

O modelo Gaussiano é mostrada na figura 2.2.c.

### 2.2.4 Modelo Potencial

Caracteriza-se pela ausência de patamar. Os fenômenos que apresentam este tipo de variograma exibem correlações de longo alcance, muitas vezes atravessando várias escalas. Os modelos fractais e o modelo linear são casos particulares do modelo potencial, como pode-se observar na figura 2.2.d.

$$\begin{cases} \gamma(h) = C_0 + \gamma_0 \cdot h^\alpha & p/ \quad 0 < h < a \\ \gamma(h) = C_0 + C & p/ \quad h > a \\ \gamma(h) = 0 & p/ \quad h = 0 \end{cases} \quad (2.7)$$

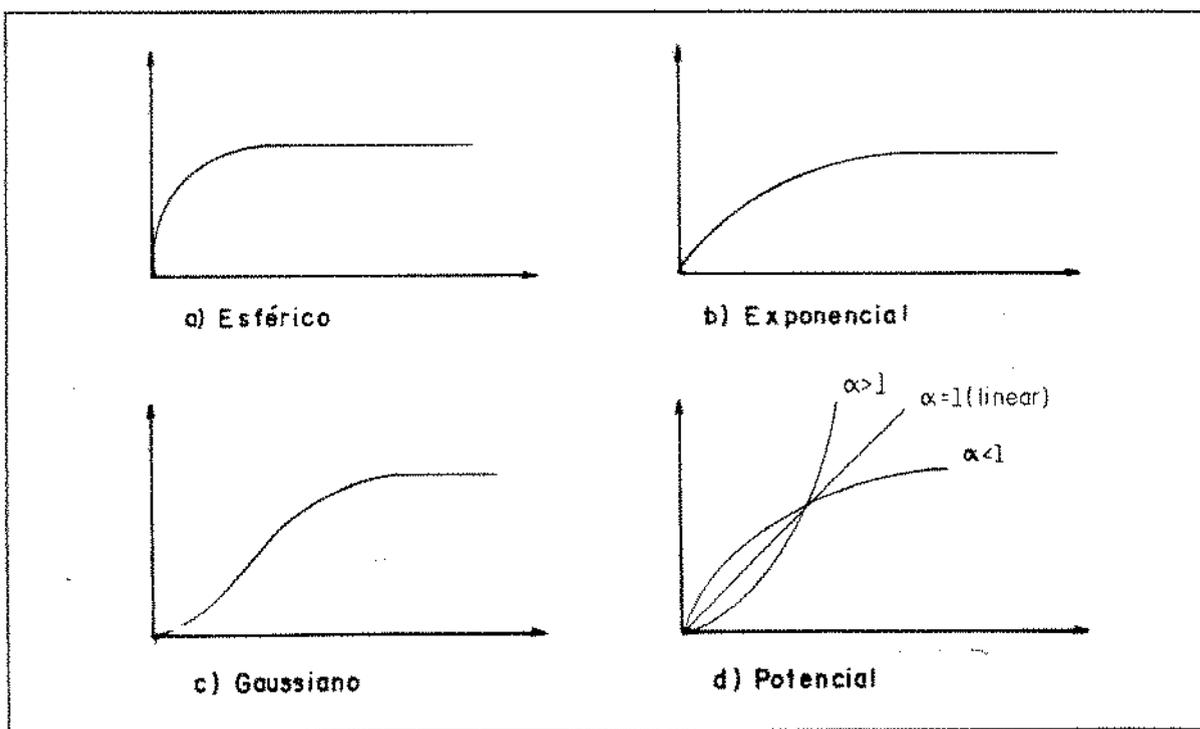


Figura 2.2: Modelos Teóricos de Variograma: a) Esférico, b) Exponencial, c) Gaussiano e d) Potencial.

## 2.3 Análise Estrutural Através da Variografia

A análise variográfica pode detectar as características principais das estruturas, tais como anisotropias, periodicidades, dimensão fractal, etc. Para isso, há necessidade de se variografar diversas direções e comparar os resultados obtidos. Na indústria do petróleo, a dificuldade em se obter bons modelos reside na falta de dados na direção horizontal; verticalmente, os poços oferecem uma boa quantidade de dados, permitindo a análise estrutural.

### 2.3.1 Estruturas Isotrópicas

Se ao computarmos os variogramas nas diversas direções, verificarmos que eles são semelhantes entre si, podemos dizer que o meio é isotrópico. Como as estruturas sedimentares são geralmente acamadas, é mais freqüente a isotropia horizontal, com anisotropia entre os planos horizontal e vertical. A figura 2.3 exemplifica um modelo variográfico isotrópico a 3 dimensões; observe que o variograma só depende do módulo de  $h$ , mas não de sua direção.

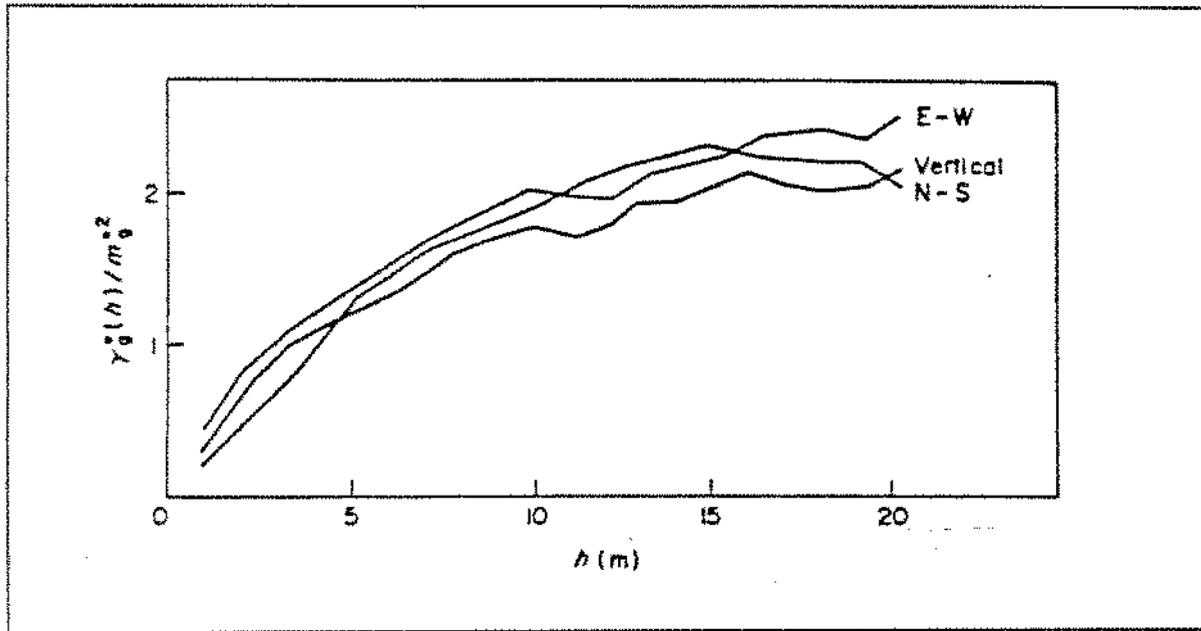


Figura 2.3: Modelo Variográfico de uma estrutura isotrópica

### 2.3.2 Estruturas Anisotrópicas

Normalmente, os variogramas se apresentam diferentes para cada direção. Neste caso, é necessário determinar os eixos principais de anisotropia, podendo ocorrer três possibilidades: anisotropia geométrica, anisotropia zonal, ou ambas.

#### 2.3.2.1 Anisotropia Geométrica

Os variogramas em todas as direções apresentam o mesmo patamar, mas amplitudes diferentes (fig. 2.4). É possível nestes casos, expressar a anisotropia do meio pela construção de uma elipse cujos eixos principais são dados pelas amplitudes das direções principais de anisotropia. Para a simulação deste tipo de estrutura, aplica-se uma transformação de coordenadas, transformando o fenômeno em um isotrópico equivalente:

$$d = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + \lambda^2 (y_1 - y_2)^2} \quad (2.8)$$

onde  $\lambda = a_x / a_y =$  fator de anisotropia. Matricialmente,

$$\begin{bmatrix} a_x \\ a_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & \lambda \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a_x \\ a_y \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

onde  $a_x$  e  $a_y$  são as amplitudes transformadas.

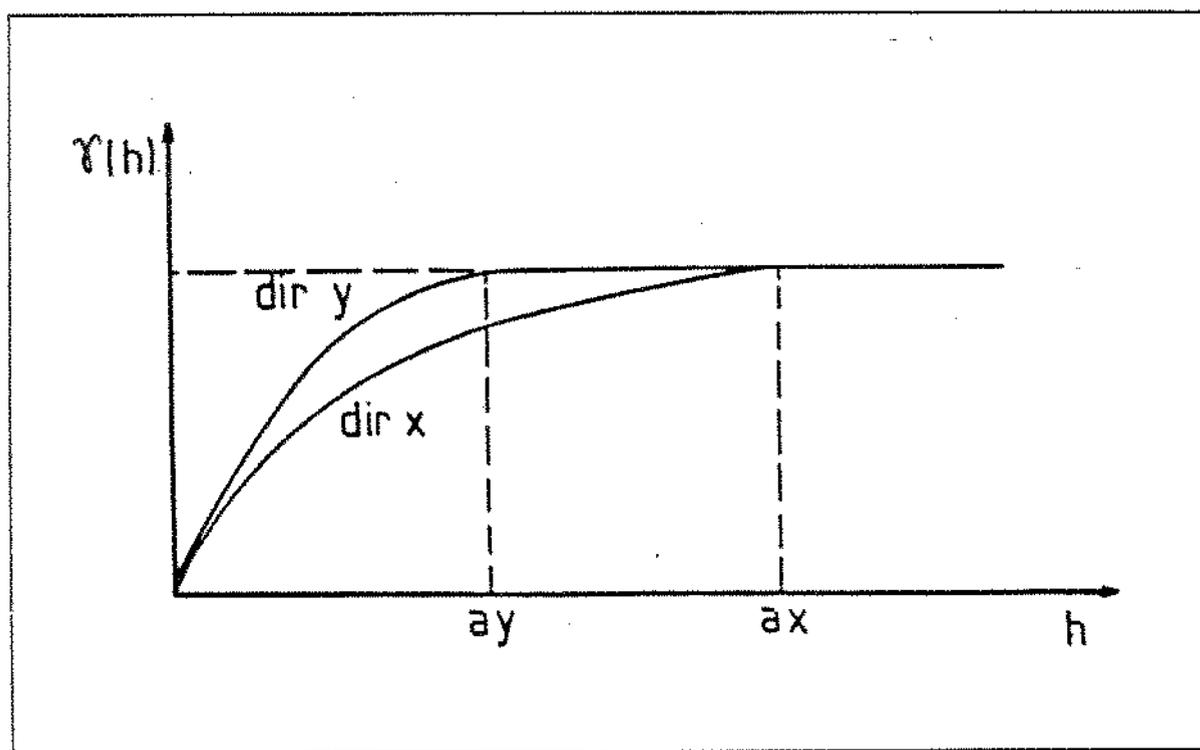


Figura 2.4: Anisotropia Geométrica

### 2.3.2.2 Anisotropia Zonal

Os modelos das direções principais apresentam patamares diferentes. Normalmente, procura-se encontrar um modelo geral que seja a associação dos variogramas nas diversas direções, onde uma das estruturas modela apenas a componente zonal:

$$\gamma(h_x, h_y, h_z) = \gamma_1(h_x, h_y, h_z) + \gamma_2(h_z) \quad (2.10)$$

onde:

$\gamma(h_x, h_y, h_z)$  é um modelo tridimensional geral;

$\gamma_1(h_x, h_y, h_z)$  é um modelo isotrópico e

$\gamma_2(h_z)$  é a componente zonal (só depende de  $h_z$ ).

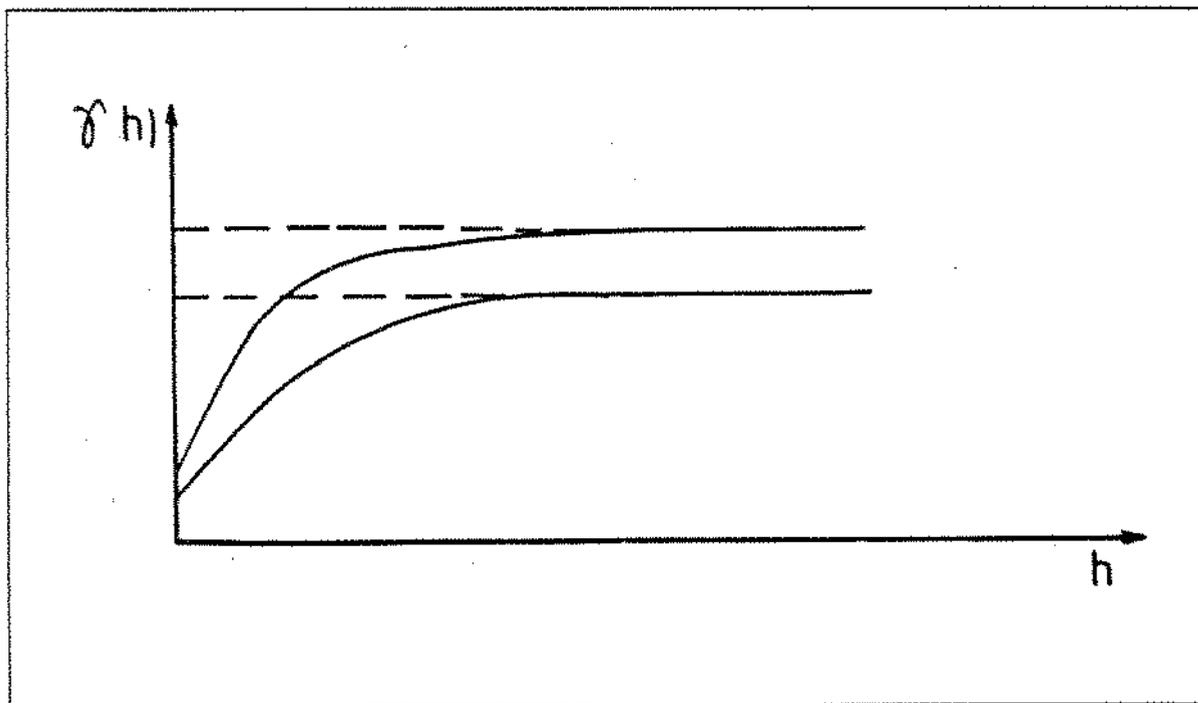


Figura 2.5: Anisotropia Zonal

Pode ainda ocorrer, num caso geral, ambas as anisotropias (variogramas com patamares e amplitudes diferentes). Genericamente, um modelo qualquer pode ser representado pelo somatório de  $n$  estruturas isotrópicas, cada uma referente a uma direção dos eixos de anisotropia:

$$\gamma(h) = \sum_{i=1}^n \gamma(h_i) \quad (2.11)$$

Para o cálculo de  $h_i$ , usa-se uma matriz  $[T]$  de transformação, como o exemplo abaixo:

$$[\bar{T}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \lambda & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

primeira linha: efeito de pepita isotrópica ( $\gamma_0$ )

segunda linha: efeito da anisotropia geométrica ( $\gamma_1$ )

terceira linha: efeito da anisotropia zonal ( $\gamma_2$ )

### 2.3.3 Estruturas Imbricadas

Algumas vezes, as propriedades geológicas exibem correlações que se sucedem em múltiplas escalas. Esse fenômeno caracteriza-se por corpos estruturais cada vez maiores, englobando os menores, como mostra a figura 2.6.

Os variogramas realizados cada um relativo à sua escala, são modelos de transição com diferentes amplitudes de correlação e patamares, que superpostos resultam numa única estrutura do tipo mostrado na figura 2.7.a. Havendo uma progressão geométrica dos patamares e amplitudes de cada escala, a superposição resulta num modelo potencial (fig. 2.7.b), de cujo expoente podemos obter a dimensão fractal:

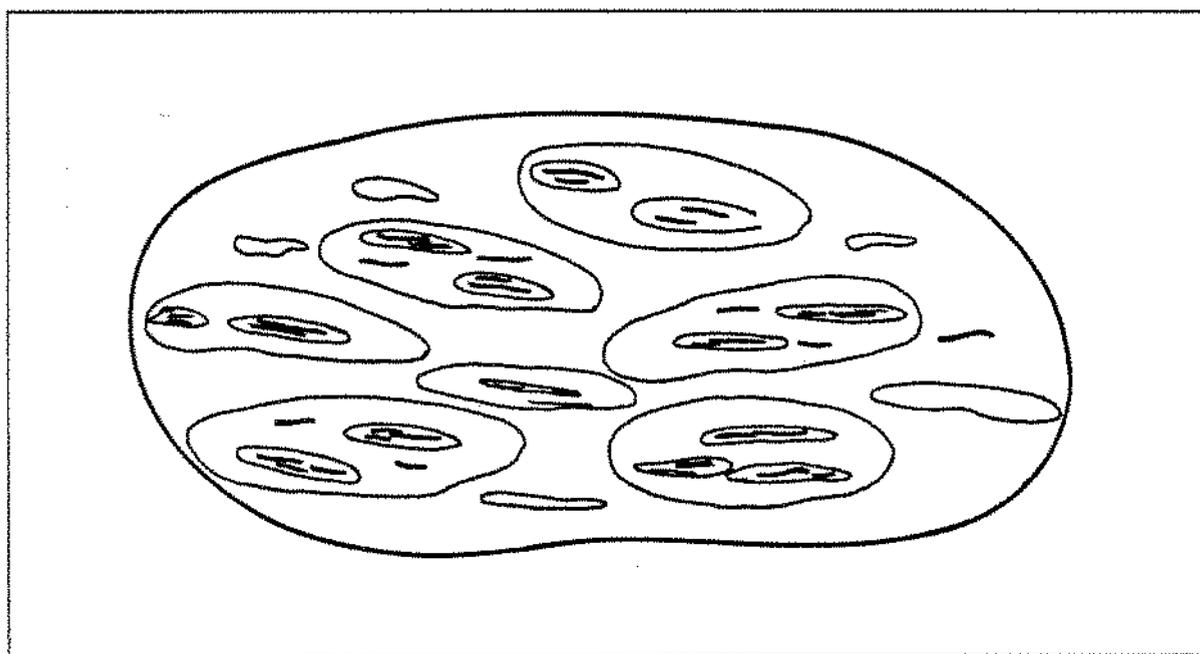


Figura 2.6: Estruturas Imbricadas

$$\gamma(h) = \gamma_0 \cdot h^{2H} \quad (2.13)$$

onde  $H$  é a co-dimensão fractal, que é igual à diferença entre a dimensão euclidiana e a dimensão fractal (Mandelbrot, B.B., 1983)

$$H = d_e - d_f \quad (2.14)$$

Exemplificando, se um modelo bidimensional de potência tem expoente  $\alpha = 0,3$ , a co-dimensão fractal é 0,15 e a dimensão fractal é 1,85.

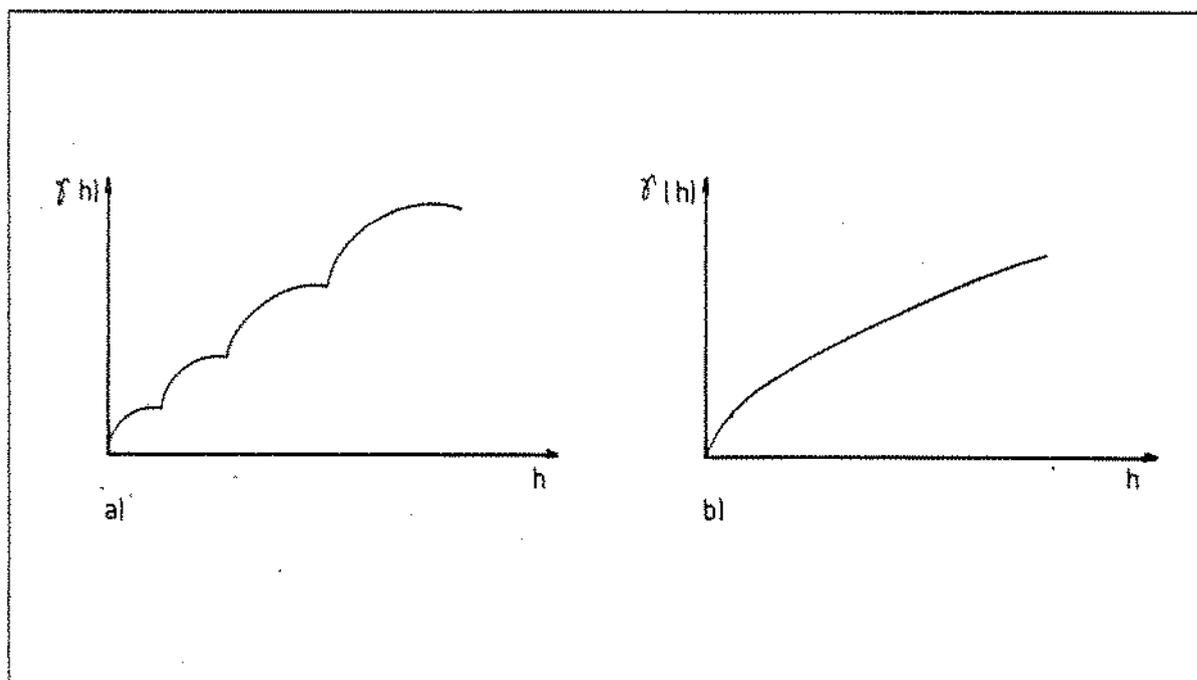


Figura 2.7: Variogramas de estruturas a) Imbricadas e b) Fractais.

#### 2.3.4 Periodicidades

A maioria dos fenômenos naturais exibem algum tipo de periodicidade. Os depósitos sedimentares são provocados por fenômenos estatisticamente periódicos e por isso, muitas vezes apresentam ciclos deposicionais. Estes ciclos causam uma depressão no variograma, devido ao fato de que a partir de uma certa distância  $h$  correspondente a um ciclo, começa a haver correlação entre pontos de ciclos diferentes, o que causa uma diminuição de  $\gamma(h)$ . Este tipo de fenômeno é conhecido como "Efeito Buraco", por denotar áreas de altos valores rodeadas por áreas de baixos valores e vice-versa. A figura 2.8 esquematiza este tipo de variograma.

Para um efeito buraco isotrópico, o ajuste pode ser feito pela seguinte expressão, a 3 dimensões e comportamento parabólico na origem:

$$\gamma(r) = 1 - \text{sen}(r)/r \quad (2.15)$$

(r em radianos)

Se tal efeito aparece somente numa direção, define-se um modelo unidimensional do tipo

$$\gamma(r) = 1 - \cos(r) \quad (2.16)$$

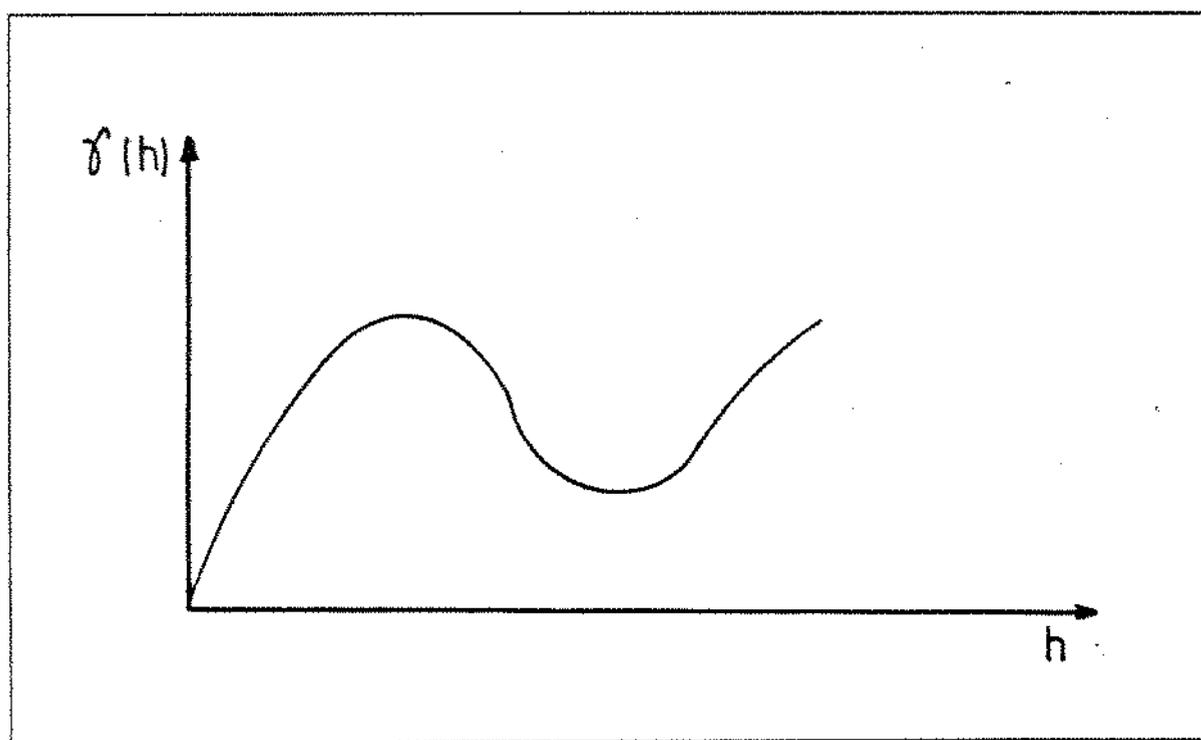


Figura 2.8: Efeito Buraco.

Entretanto na prática, as periodicidades aparecem somadas e outros efeitos, tornando o modelo mais complicado. A estrutura pode ser, por exemplo, periódica imbricada, cujo variograma experimental seria a mostrada na figura 2.9.

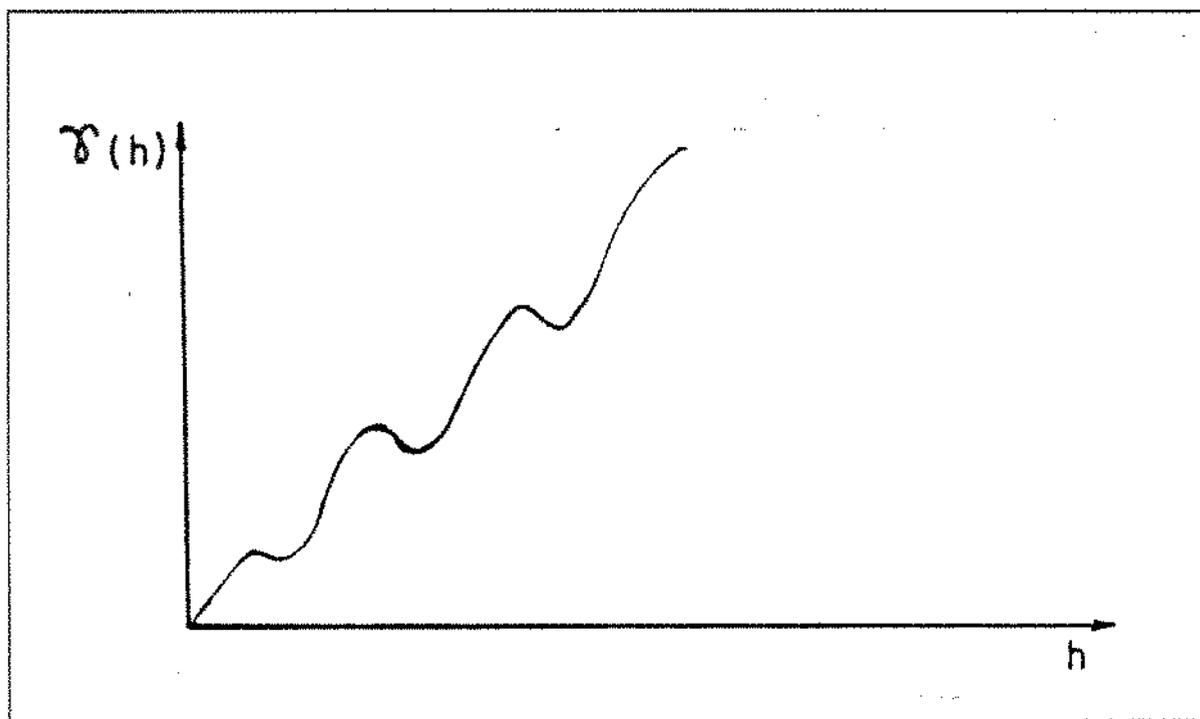


Figura 2.9: Estrutura imbricada periódica

## 2.4 Estruturação das Camadas

O cálculo do variograma horizontal é geralmente feito em coordenadas cartesianas, onde o vetor  $h$  é dado por  $h = (h_x, h_y, h_z)$ ,  $x$  e  $y$  definindo o plano horizontal e  $z$  o plano vertical. Entretanto, os pares de pontos assim computados, não respeitam a estruturação das camadas. Se a amplitude de correlação é grande e o depósito estruturado, o variograma em coordenadas cartesianas correlacionará estratos diferentes, como fica claro na figura

2.10. Além disso, não existe observância quanto à variação da espessura dos estratos. Para que o modelo reflita a variabilidade lateral das verdadeira, deve-se proceder a transformação das coordenadas cartesianas em estratigráficas, calculando as profundidades das amostras em relação ao topo do reservatório e normalizando as espessuras pela espessura total local:

$$z' = \frac{z(\text{topo}) - z}{\text{espessura}} \quad (2.17)$$

Esta transformação só altera a coordenada z dos dados:

$$x = (x,y,z) \rightarrow x' = (x,y,z')$$

onde:

$z(\text{topo})$  = elevação do ponto em (x,y)

espessura = espessura da camada em (x,y)

Espera-se, com este tipo de operação, obter variogramas mais contínuos, por refletirem melhor a variabilidade do atributo quanto à gênese do reservatório. Apresenta contudo, o inconveniente de exigir a reconstituição das coordenadas originais, ao final da simulação ou estimação, pois a malha transformada é irregular e curvilínea.

Após a transformação, o reservatório estará horizontal, com camadas paralelas, de espessura constante, como esquematizado na figura 2.11.

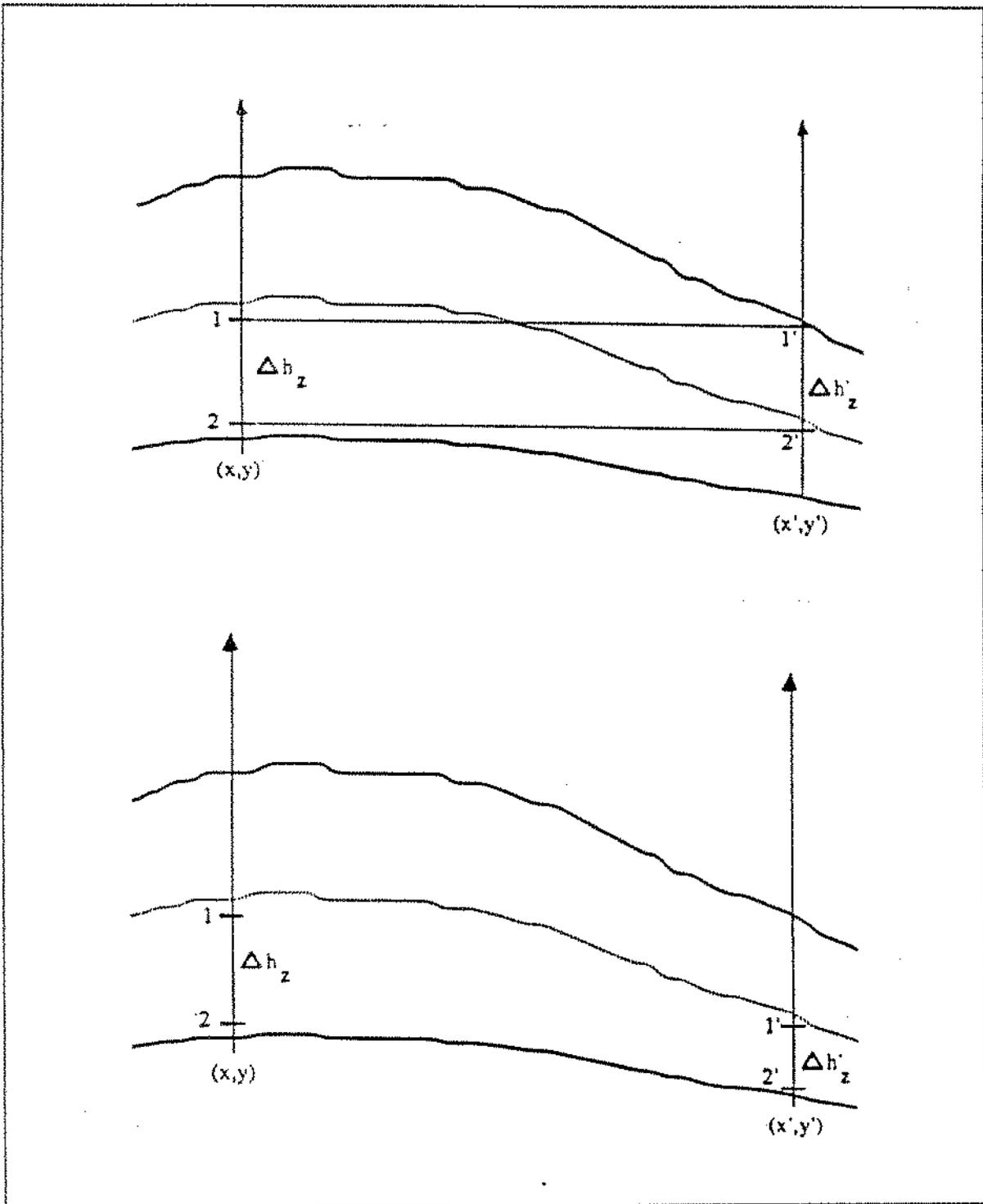


Figura 2.10: Pontos correlacionados em coordenadas cartesianas.

## 2.5 Inclinação dos Poços e das Camadas

Em campos "offshore" ou localizados em lugares de difícil acesso, os poços produtores são direcionais em sua maioria. Se o reservatório for espesso e o poço muito inclinado, não é conveniente considerar as coordenadas  $(x,y)$  (no plano horizontal)

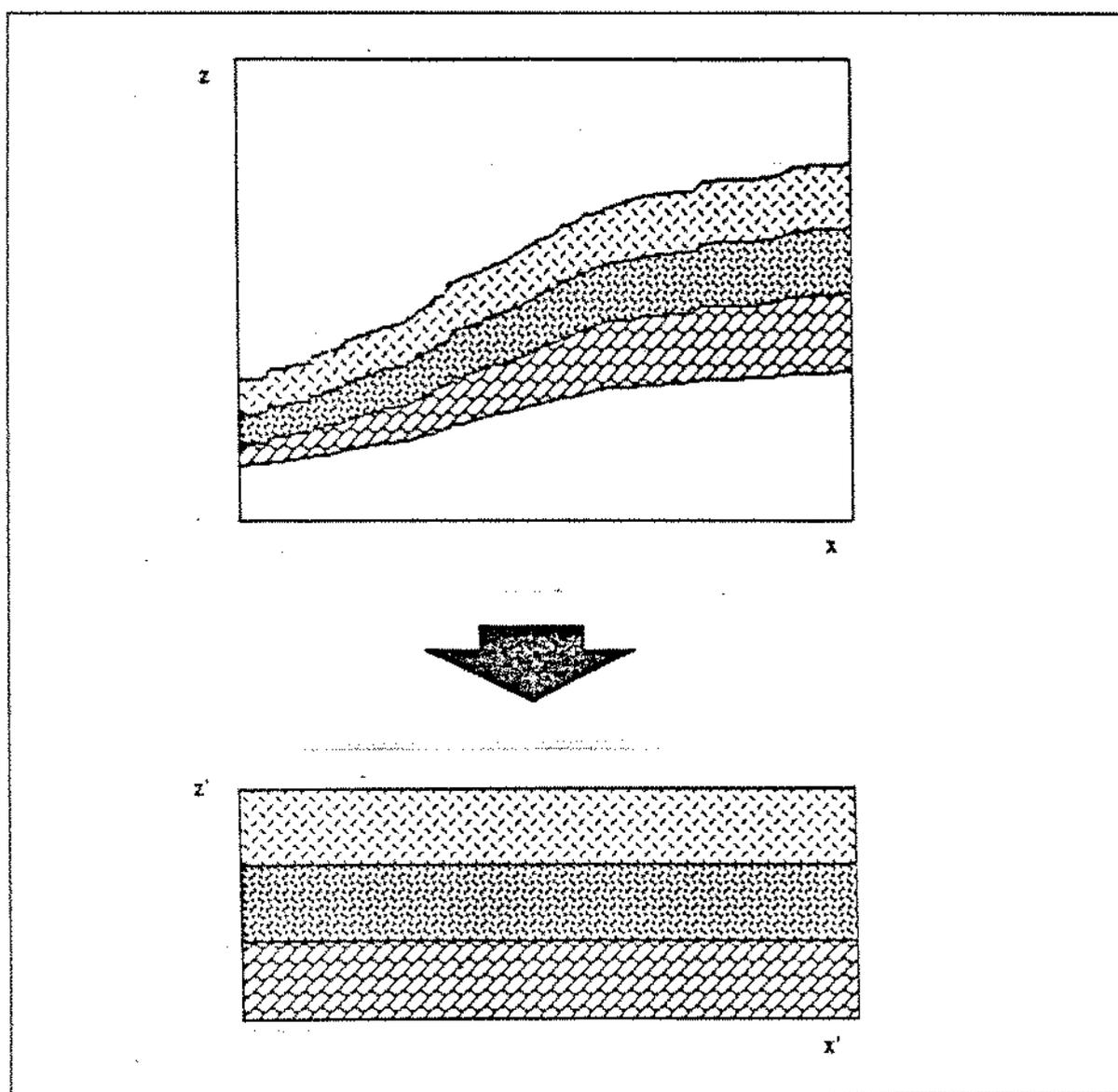


Figura 2.11: Transformação para Coordenadas Estratigráficas.

constantes, no cálculo do variograma horizontal. Na verdade, isto pode levar a erros consideráveis, como no caso mostrado na figura 2.12: a variância entre os pontos 1 e 2 corresponde à distância  $h$ , mas será computada para a distância  $2h$ , se desconsiderada a inclinação dos poços.

### 2.5.1 Inferência do Variograma Horizontal na Origem

Em geral, a anisotropia dos reservatórios de petróleo entre as direções horizontal e vertical é muito maior que a anisotropia entre duas direções horizontais quaisquer. Isto pode ser explicado pelo fato de que, perpendicularmente às camadas estratigráficas, há grande variação cronológica no espaço de poucos metros de rocha, enquanto que paralelamente a elas, os sedimentos têm a mesma idade e foram depositados em condições semelhantes. Por esta razão, existe muito maior variabilidade vertical do que lateral.

Entretanto, a relação entre as amostragens vertical e horizontal de variáveis perfiladas, tais como a porosidade, a saturação e a argilosidade, é muito maior do que a relação de anisotropias. Enquanto o perfil pode registrar a variável de 20 em 20 centímetros, a distância média entre poços é da ordem de centenas de metros. Por isso, o grande problema do emprego das técnicas geoestatísticas nos campos de petróleo reside na definição do variograma horizontal perto da origem.

O estudo variográfico dos poços inclinados pode contribuir na inferência do semi-variograma horizontal perto da origem, pois sua variabilidade reflete uma composição entre as direções vertical e horizontal. O problema é: como obter essa informação a partir dos semi-variogramas inclinados e verticais? A resposta pode estar na construção de um

gráfico que reúna os variogramas médios de cada inclinação e na construção da rosa de anisotropia (ver figura 2.12).

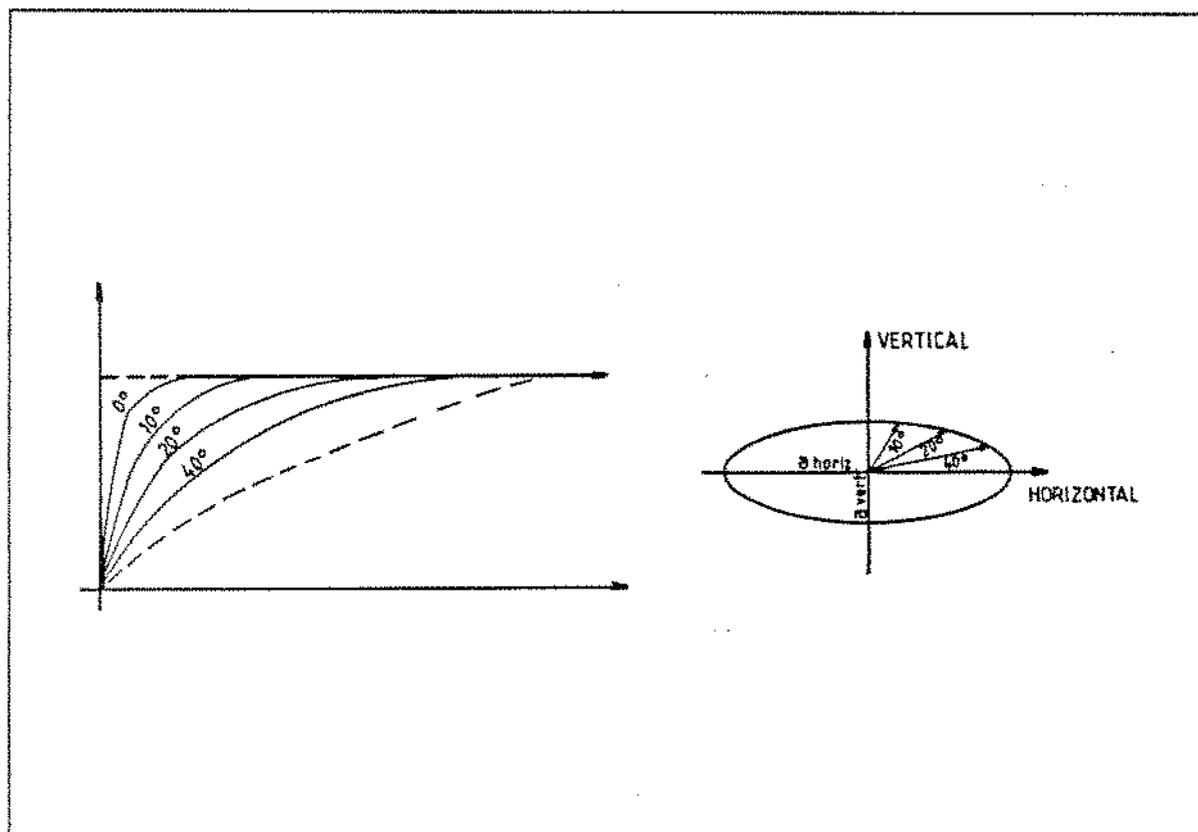


Figura 2.12: Inferência do Variograma Horizontal a partir dos Variogramas dos Poços Direcionais e construção da rosa de anisotropias entre as direções vertical e horizontal.

Outro fator importante a ser considerado é o ângulo que o poço faz em relação às camadas, como quer mostrar o esquema da figura 2.13: o poço A corta as camadas perpendicularmente, e seu semi-variograma deverá ter amplitude maior do que o semi-variograma do poço B. Nessas situações, não devemos compor a média entre eles, mas fazer um tratamento diferenciado.

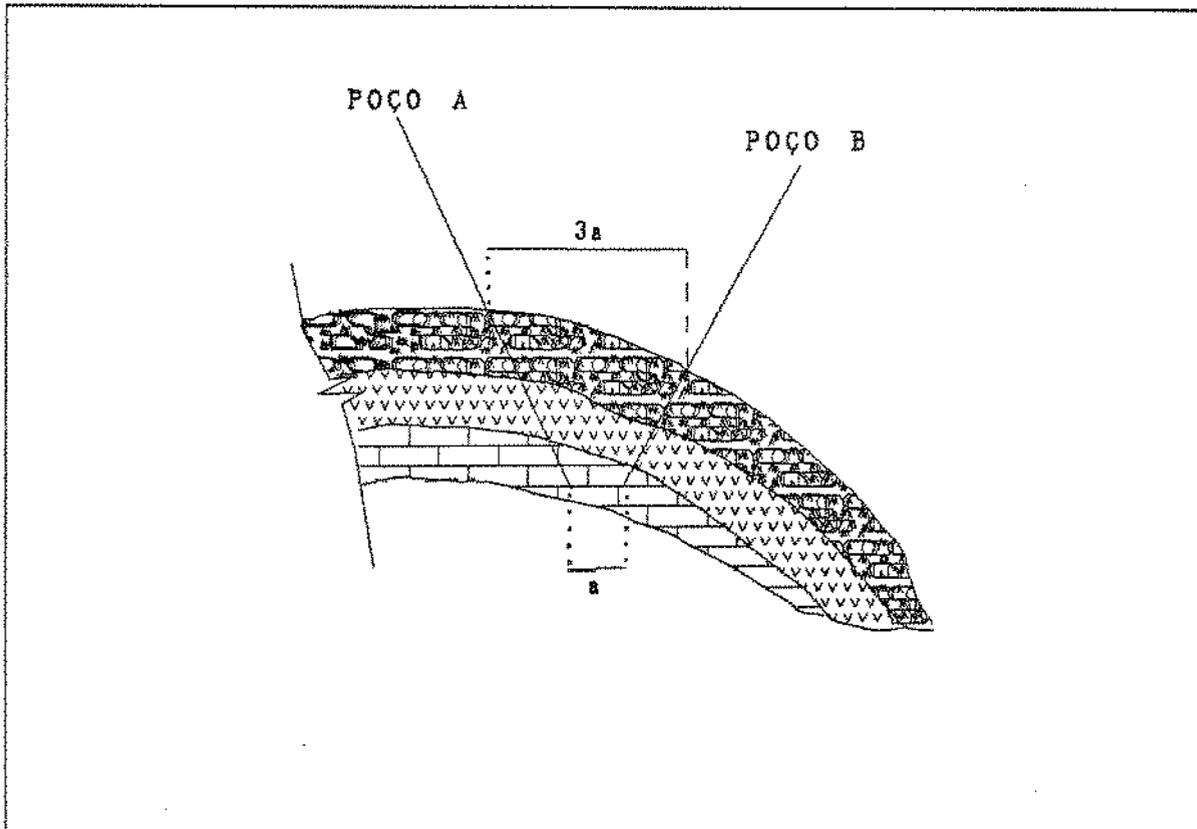
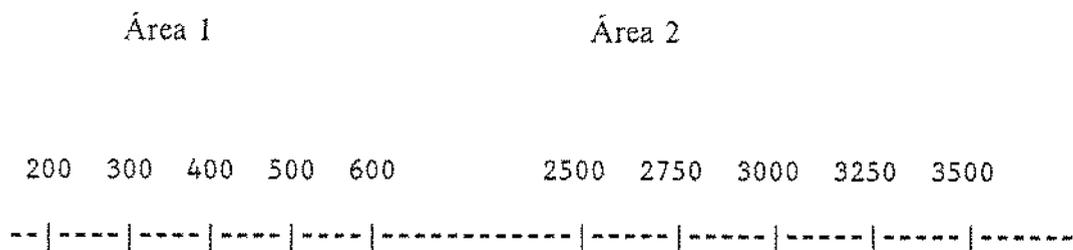


Figura 2.13: Variação na distância  $h$  entre dois poços direcionais.

## 2.6 Efeito Proporcional

Às vezes ocorre o fato de a média e a variância de uma variável regionalizada apresentarem proporcionalidade. Os variogramas experimentais terão patamares diferentes, conduzindo à interpretação de anisotropia que, entretanto, pode ser falsa. Para melhor esclarecer, tomemos o exemplo abaixo:



Observa-se que ao aumento da média verificado na área 2, segue-se um aumento da variância. Pode haver também o efeito inverso, ou seja, o variograma decresce com a média experimental.

Na prática, pode-se verificar se existe proporcionalidade efetuando-se um gráfico das médias e variâncias de cada poço (cada qual representativo de sua vizinhança), como mostrado na figura 2.14. Se houver alguma correlação entre a variância e a média, devemos eliminá-la normalizando os variogramas, pois o modelo a ser simulado pressupõe estacionariedade.

Para eliminar o efeito proporcional, quase sempre é suficiente dividir os variogramas por suas respectivas médias, ou quadrado das médias, dependendo se a função  $m^*(x) = f[\sigma^2(x)]$  é linear ou quadrática:

$$\gamma_n(h) = \gamma(x_0, h) / m(x_0) \quad (2.18)$$

ou

$$\gamma_n(h) = \gamma(x_0, h) / m^2(x_0) \quad (2.19)$$

No caso de efeito inverso, a expressão é:

$$\gamma_n(h) = \gamma(x_0, h) / [A - m(x_0)] \quad (2.20)$$

ou

$$\gamma_n(h) = \gamma(x_0, h) / [A - m^2(x_0)] \quad (2.21)$$

onde  $A$  é o máximo valor que  $m(x)$  pode assumir.

Isto equivale a admitir que existe um modelo estacionário para  $\gamma_n(h)$ , o qual é independente da posição.

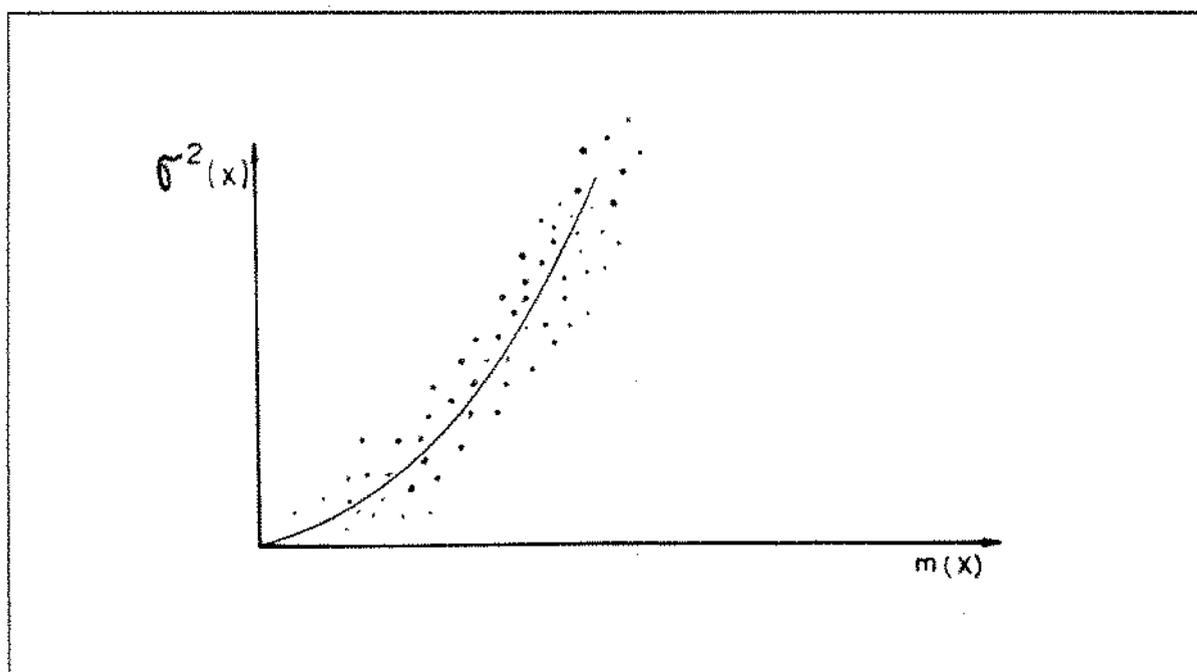


Figura 2.14: Ilustração do Efeito Proporcional

## *CAPÍTULO 3*

### *Modelagem Probabilística*

Os reservatórios de petróleo são entidades complexas, resultantes de processos geológicos deposicionais, diagenéticos, tectônicos, erosivos, etc, que se processam ao longo de milhões de anos. A nossa maior fonte de dados, que são os poços, somam quando muito 0,00001% do volume do reservatório; então, como tratar o problema da modelagem deterministicamente? Qualquer descrição que façamos do reservatório terá uma boa dose de arbitrariedade e, a despeito da observância de todos os dados disponíveis, existem infinitas descrições possíveis do mesmo reservatório.

Para que se disponha de modelos que levem em conta todas as heterogeneidades do meio poroso real, faz-se necessário lançar mão de técnicas que produzam distribuições detalhadas, tais como as que são descritas no próximo item, pois as descrições convencionais fornecidas pelo geólogo serão necessariamente mais suaves. Isto deve-se à tendência natural de se interpolar os dados, que são escassos. Uma vez que é possível gerar infinitas realizações para um mesmo conjunto de dados, o problema deixa de ser determinístico para ser estocástico.

A modelagem probabilística é mais conveniente para a caracterização do reservatório devido aos seguintes aspectos:

1. necessidade de descrições detalhadas, que considerem realisticamente as heterogeneidades;
2. falta de informações sobre a geometria interna dos reservatórios;
3. complexidade das estruturas geológicas;

4. problemas de transferência de escala (vide cap. 4);
5. necessidade de se quantificar o risco econômico dos projetos.

Neste tipo de abordagem do problema, o reservatório é tratado como uma realização particular de uma função aleatória. Embora suas propriedades físicas sejam essencialmente determinísticas (pois seus valores pontuais são únicos), o desconhecimento e a complexidade das estruturas geológicas nos conduzem ao tratamento probabilístico.

Para tanto, faz-se necessário obter múltiplas realizações da(s) variável(is) que está(ão) sendo estudada(s). De posse de uma série de  $n$  imagens equiprováveis do ponto de vista geoestatístico, podemos quantificar a incerteza geológica através da simulação numérica do fluxo através delas. Dado que os simuladores são determinísticos, (isto é, só admitem uma descrição do reservatório), vemo-nos frente à necessidade de realizar  $n$  simulações. O ideal seria dispor de um simulador baseado em equações diferenciais estocásticas, que tratasse as variáveis mediante a sua distribuição de probabilidades em cada ponto, definida pelos valores obtidos nas diversas simulações: neste caso, far-se-ia uma única execução do programa e os resultados estariam automaticamente associados a uma curva de probabilidades.

A fim de quantificar as realizações, deve-se eleger um parâmetro de desempenho que permita ordená-las da mais pessimista para a mais otimista. Este parâmetro pode ser a recuperação de óleo e/ou gás, o tempo de "breakthrough", ou o tempo para atingir a Razão Gás/óleo (RGO) máxima. Após quantificadas, pode-se construir o histograma de frequências simples e acumulado das imagens, como ilustrado na figura 3.1.

Para se obter uma curva de probabilidades razoavelmente bem definida, é necessário realizar um grande número de simulações. A fim de evitar que a simulação numérica das imagens dispenda muito tempo de máquina, alguns pesquisadores advogam o uso de "funções de transferência" simples, como modelos bidimensionais monofásicos com

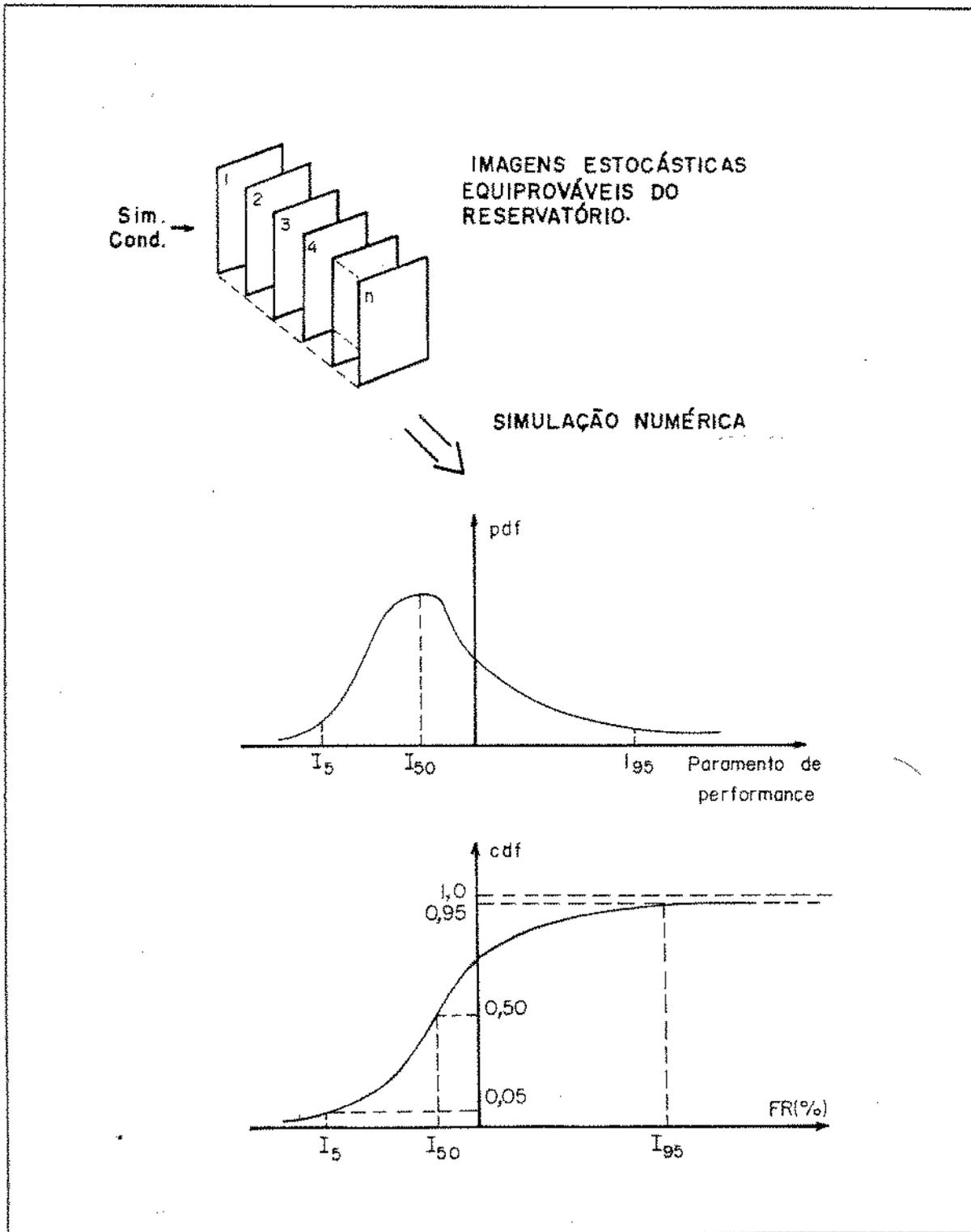


Figura 3.1: Modelagem Probabilística.

injeção de traçador: a função distribuição de probabilidades fica inicialmente definida pela função de transferência simples, deixando a função complexa (simulador trifásico tridimensional) para ser utilizada apenas para os casos eleitos como mais pessimista, mais provável e mais otimista (Ballin P. R., 1990, Hewett T. A., 1988).

Quanto mais dados condicionantes forem utilizados, menor o grau de incerteza e portanto, mais fechada é a curva de probabilidades correspondente. A figura 3.2 mostra um caso bem condicionado (baixo grau de incerteza) e um mal condicionado (alto grau de incerteza). Portanto, o modelo deve contemplar todas as informações disponíveis, tanto as de alta precisão "hard information" quanto as de baixa precisão "soft information".

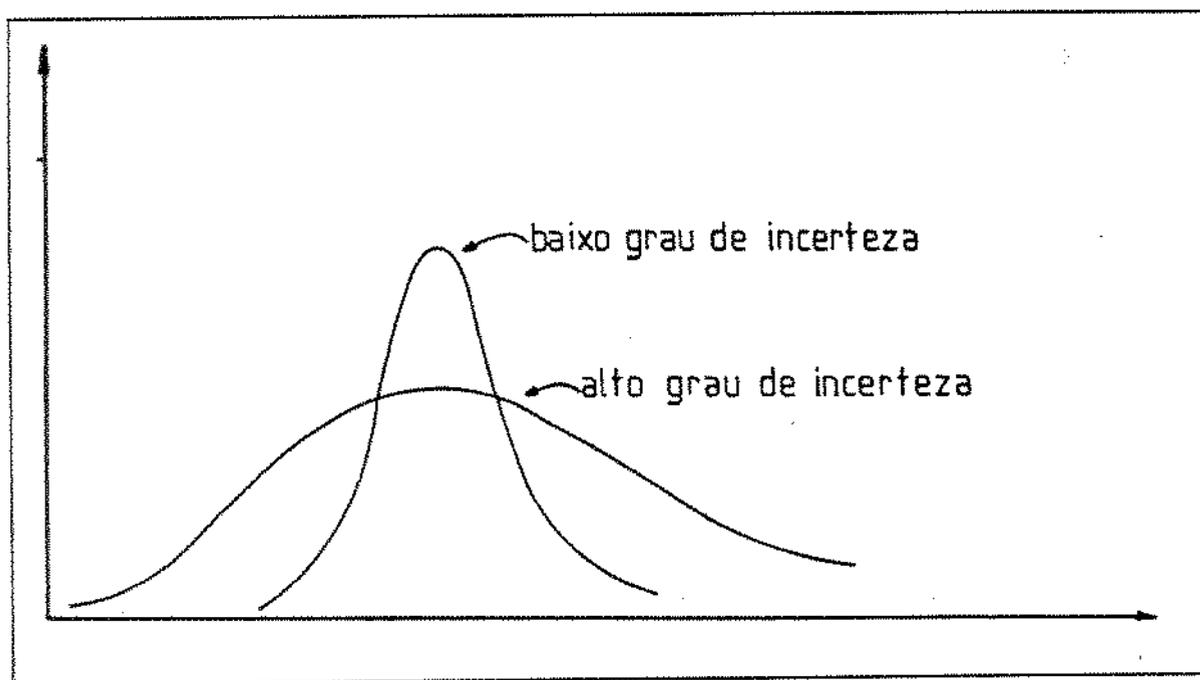


Figura 3.2: Graus de incerteza das curvas probabilísticas geradas pela modelagem estocásticas

A coleta de dados não deve se restringir apenas aos do próprio reservatório, mas incluir descrições sobre a variabilidade de afloramentos de mesmas características

geológicas ou descrições de campos semelhantes onde se disponha de grande quantidade de informações. Esta é a única forma de se adquirir dados a pequena escala e conseqüentemente diminuir a incerteza sobre o fenômeno.

Devido à grande quantidade de variáveis de simulação, é preciso fazer uma análise de sensibilidade, a fim de determinar quais são as que merecem tratamento probabilístico. Aquelas que não tiverem grande variabilidade ou que não influenciarem decisivamente o comportamento do fluxo, deverão ser tratadas deterministicamente. A permeabilidade, devido aos fatores expostos no item 1.3, deve ser modelada estocasticamente. Recomenda-se uma ampla análise estatística multivariada para escolha da(s) variável(is) (O. Souza Jr., 1988).

Mas não é somente na avaliação dinâmica que se deve aplicar o conceito de probabilidades: as reservas de uma jazida também devem receber este tipo de tratamento. De posse das distribuições das variáveis que determinam o volume recuperável de hidrocarbonetos, a função densidade de probabilidades ( fdp ) das reservas é obtida através de milhares de amostragens aleatórias feitas nas curvas probabilísticas da porosidade, saturação, fator de recuperação e fator volume formação. Um exemplo do processo é mostrado na figura 3.3. É importante observar que está implícita a hipótese de independência das variáveis, o que nem sempre é verdade. Frequentemente pequenas espessuras de rocha estão associadas a baixa porosidade, que por sua vez, implica em maior saturação de água.

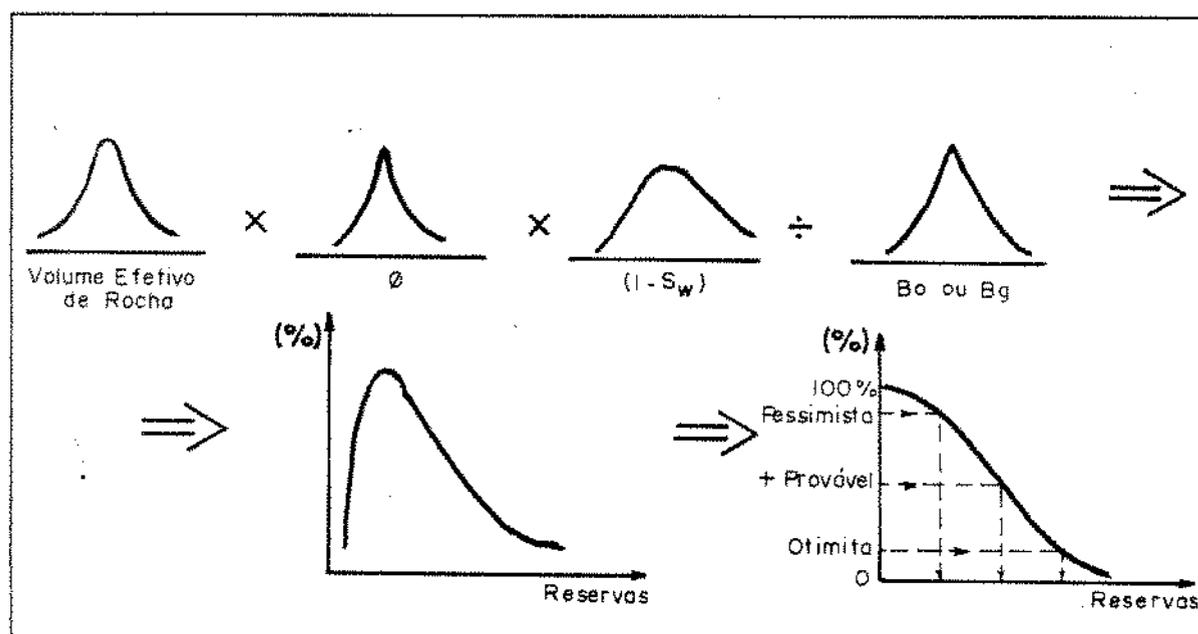


Figura 3.3: Avaliação probabilística das Reservas

### 3.1 Krigagem

Na simulação condicional de uma variável regionalizada, um passo obrigatório é a krigagem. Ela está sempre presente porque interpola os dados, fornecendo as características gerais das distribuições. Sua função na simulação é conter a inércia das informações amostrais. Uma vez definida a vizinhança de krigagem e o modelo variográfico, existe uma única resposta para cada ponto estimado, resultando numa distribuição mais suave que a real, por ser desprovida da variabilidade local.

A krigagem é um método de interpolação que fornece uma estimativa ótima (pois minimiza a variância de estimativa) e não tendenciosa (pois a soma dos pesos atribuídos aos dados na estimação de cada ponto é igual a um). É um interpolador exato, pois honra

os dados. As estimativas das posições não amostradas são feitas de modo a levar em conta o modelo variográfico, fazendo uma combinação linear dos valores amostrais vizinhos. Os pesos ótimos são obtidos pela resolução de um sistema linear de  $n + 1$  equações, para os pesos de krigagem mais o multiplicador de Lagrange. O procedimento repete-se para cada ponto a ser estimado.

O sistema de krigagem é:

$$\begin{cases} \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} \bar{C}(v_{\alpha}, v_{\beta}) - \mu = \bar{C}(v_{\alpha}, V) & \forall \alpha = 1, n \\ \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} = 1 \end{cases} \quad (3.1)$$

Onde :

$\lambda_{\beta}$  são os ponderadores de krigagem;

$\bar{C}(v_{\alpha}, v_{\beta})$  é a covariância média entre dois pontos estimantes quaisquer, incluindo a si próprios;

$\bar{C}(v_{\alpha}, V)$  é a covariância média entre o estimante  $\alpha$  e o domínio estimado  $V$ ;

$\mu$  é o coeficiente de Lagrange.

Convém ressaltar que se os suportes  $v_{\alpha}$ ,  $v_{\beta}$  e  $V$  não forem pontuais, haverá necessidade de se calcular suas covariâncias numericamente. Em termos matriciais, teremos:

$$[K].[ \lambda ] = [M2] \rightarrow [ \lambda ] = [K^{-1}].[M2] \quad (3.2)$$

onde:

$$[\lambda] = \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_\alpha \\ \vdots \\ \lambda_n \\ -\mu \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

$$[M2] = \begin{bmatrix} \bar{C}(v_1, V) \\ \vdots \\ \bar{C}(v_\alpha, V) \\ \vdots \\ \bar{C}(v_n, V) \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

e

$$[K] = \begin{bmatrix} \bar{C}(v_1, v_1) & \dots & \bar{C}(v_1, v_\beta) & \dots & \bar{C}(v_1, v_n) & 1 \\ \vdots & \ddots & & & & \\ \bar{C}(v_\beta, v_1) & \dots & \bar{C}(v_\beta, v_\beta) & \dots & \bar{C}(v_\beta, v_n) & 1 \\ \vdots & & & \ddots & & \\ \bar{C}(v_n, v_1) & \dots & \bar{C}(v_n, v_\beta) & \dots & \bar{C}(v_n, v_n) & 1 \\ 1 & \dots & 1 & \dots & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

Resolvendo o sistema, obtém-se também a variância de estimação para cada bloco krigado, pela fórmula

$$\sigma_k^2 = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \bar{\gamma}(v_{\alpha}, V) + \mu - \bar{\gamma}(V, V) \quad (3.6)$$

### 3.2 Tipos de Modelos Estocásticos

A fim de que o modelo de simulação se aproxime das condições reais o máximo possível, é necessário que ele tenha uma variabilidade semelhante à real, pois a heterogeneidade é um dos fatores que mais influenciam o fluxo. A literatura oferece uma variedade de modelos capazes de fornecer distribuições que honrem os dados disponíveis e que sejam tão heterogêneos quanto o reservatório real. Obviamente, todos eles contêm um componente aleatório, que faz o importante papel de simular a variabilidade a escalas menores que a configuração dos dados.

A escolha do método mais adequado dependerá dos seguintes parâmetros:

1. natureza da variável (se é binária, contínua, fractal, etc.);
2. escalas de simulação geoestatística e numérica (as quais determinam os suportes de regularização e o processo de transferência de escala que são impostos à variável);
3. facilidades de "software" e "hardware" ;
4. Objetivos da simulação.

Nos itens seguintes se discutirão os métodos mais importantes.

### 3.2.1 Métodos de Monte Carlo

Se constatado que a propriedade tem uma distribuição totalmente aleatória, pode-se usar este método. Em reservatórios de petróleo é improvável a existência de propriedades sem nenhuma continuidade; o que se verifica muitas vezes é a impossibilidade de se determinar a continuidade espacial da variável, devido à distância entre os pontos de controle; quando essa distância é maior que a faixa de correlação, não há como inferi-la através do variograma. Recomenda-se nessas situações, assumir correlações de campos análogos. Mas se a escala de simulação é muito grande comparada a essa faixa esperada de correlação, pode tornar-se interessante a simulação de Monte Carlo, por sua simplicidade, rapidez e pouca necessidade de dados.

Basicamente, o método só necessita do conhecimento "a priori" da função distribuição cumulada ( fdc ) da propriedade a ser simulada. Isto pode ser conseguido assumindo-se a distribuição dos dados amostrais como representativos de todo o domínio da variável. Para cada ponto a ser simulado, sorteia-se um número aleatório entre zero e um, interpretando-o como a probabilidade de ocorrência da variável naquele ponto; usa-se então a (fdc) para obter seu valor quantitativo, como ilustrado na figura 3.4. O processo repete-se para todos os pontos.

#### Comentários:

Pode-se fazer os seguintes comentários sobre o método de Monte Carlo:

1. simplicidade;
2. necessidade de poucas informações;
3. possibilidade de gerar várias imagens do reservatório rapidamente.

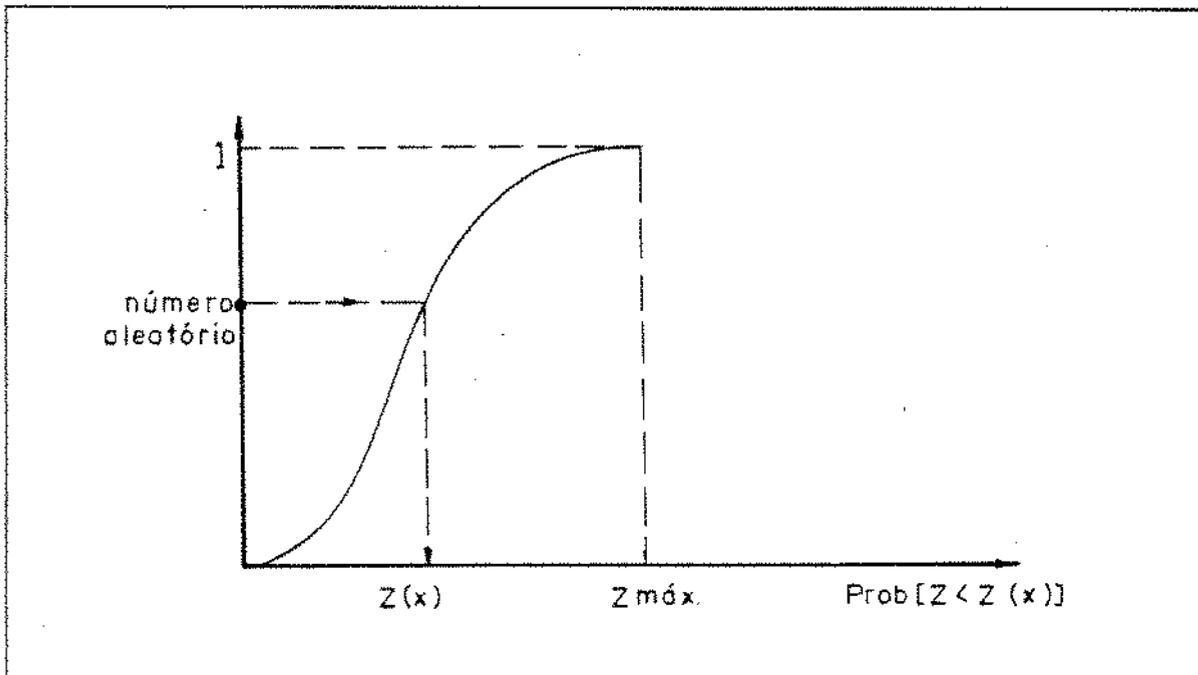


Figura 3.4: Método de Monte Carlo

Desvantagens:

1. não considera a correlação espacial das variáveis;
2. tende a distribuir as heterogeneidades igualmente por todo o domínio simulado.

O processo de Monte Carlo pode ser adaptado para honrar os pontos amostrais, mas isto não tem o mesmo valor que tem a condicionalização para métodos que consideram a correlação espacial da variável, pois o ponto imediatamente ao lado pode assumir qualquer valor, independente do dado amostral.

### 3.2.2 Simulação Condicional Gaussiana

A simulação condicional gaussiana é a técnica mais usada para se obter distribuições das propriedades geológicas. Ela considera ambas os componentes, aleatório e estruturado, adicionando à imagem krigada uma distribuição isomorfa ao erro de krigagem, (obtida através da simulação não condicional) que irá capturar a variabilidade a pequenas escalas. A figura 3.5 compara a simulação condicional com a krigagem. Podemos dizer que o valor real é igual ao valor krigado mais um erro de krigagem desconhecido:

$$Z_0(x) = Z_{0k}^* + [Z_0(x) - Z_{0k}^*(x)] \quad (3.7)$$

Note que ao valor real desconhecido  $Z(x)$ , foi somado e subtraído o valor krigado  $Z_{0k}^*(x)$ . Do segundo termo da soma, só conhecemos os parâmetros estatísticos (momentos de primeira e segunda ordem e distribuição univariada). A idéia então, consiste em se obter um erro  $[Z_0(x) - Z_{0k}^*(x)]$  isomorfo ao verdadeiro. Pode-se provar a ortogonalidade entre o erro de krigagem e a estimativa:

$$E\{Z_{0k}^*(y) \cdot [Z_0(x)]\} = 0 \quad (3.8)$$

podemos tratar o erro real  $[Z_0(x) - Z_{0k}^*(x)]$  independentemente de  $Z_{0k}^*(x)$ . Suponha agora, que sejamos capazes de gerar uma função aleatória  $Z_s(x)$  cujas propriedades estatísticas são idênticas a  $Z(x)$ .

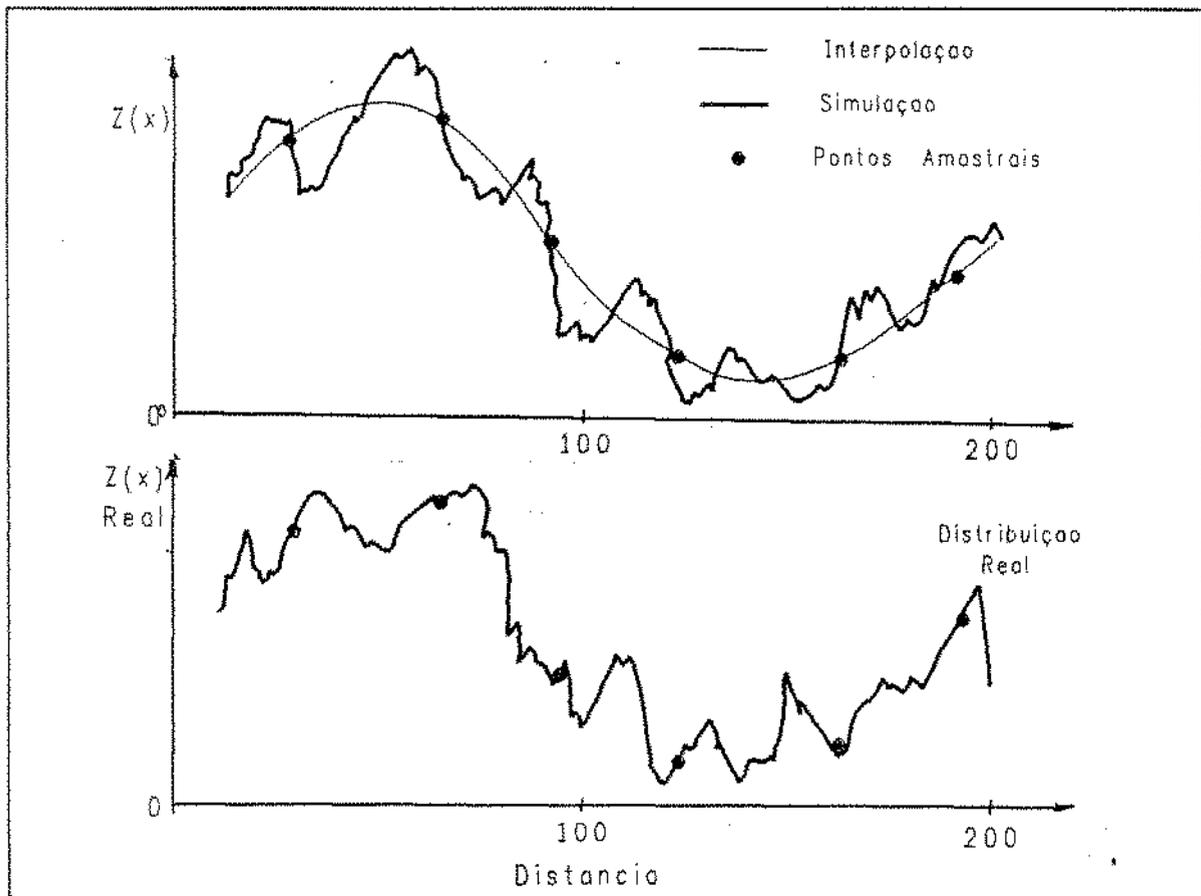


Figura 3.5: Comparação entre a krigagem e a simulação condicional.

Então, é possível obter o erro isomorfo ao real  $[Z_s(x) - Z_{sk}^*(x)]$ , bastando para isso krigar  $Z_s(x)$  na configuração exata dos dados amostrais. Substituindo na equação 3.7, temos:

$$Z_{sc}(x) = Z_{sk}^*(x) + [Z_s(x) - Z_{sk}^*(x) - Z_{sk}^*(x)] \quad (3.9)$$

onde  $Z_{sc}(x)$  é a simulação condicional. As seguintes observações devem ser feitas sobre  $Z_{sc}(x)$ :

1. Ela tem a mesma covariância de  $Z(x)$ ;
2. Honra os dados experimentais;
3. Não é única, pois depende de  $Z_s(x)$ , que é uma função aleatória;

4. A sua variância  $E[[Z_0(x) - Z_{kr}(x)]^2]$  é o dobro da variância de estimativa de krigagem.

Os campos aleatórios  $Z_s(x)$  são ditas simulações não condicionais de  $Z(x)$ , em razão de que não precisam obedecer à condição de exatidão (i. é, passar pelos dados experimentais). Uma série de técnicas de simulação não condicional é sugerida na literatura: método das bandas rotativas (Journel e Huijbregts, 1978), métodos espectrais (Voss, R.F., 1985) e métodos baseados na decomposição LU da matriz de covariância (Alabert, F., 1987). Comentaremos a seguir os dois primeiros.

O método das bandas rotativas foi desenvolvido por G. Matheron (1971) e consiste em reduzir uma simulação n-dimensional a um problema unidimensional, cuja metodologia é conhecida. Verificou-se que 15 retas, de tal modo dispostas a unir as arestas de um icosaedro regular, eram suficientes para uma boa aproximação (figura 3.6).

Procede-se a simulação em cima de cada reta, gerando-se a população a partir de uma semente (número aleatório), a qual tem a média nula e a covariância desejada; cada ponto simulado é o resultado da soma das 15 simulações nas 15 retas.

$$Z_s(x) = \frac{1}{\sqrt{15}} \sum_{i=1}^{15} Z_i(x) \quad (3.10)$$

Devido ao teorema do limite central, a distribuição assim obtida será normal, o que obriga a realização de uma anamorfose gaussiana na variável  $Z(x)$ , pois ela pode ter uma distribuição qualquer:

$$Y(x) = \varphi^{-1}[Z(x)] \quad (3.11)$$

Essa transformação pode ser feita graficamente (por correlação entre os histogramas acumulados, fig. 3.7).

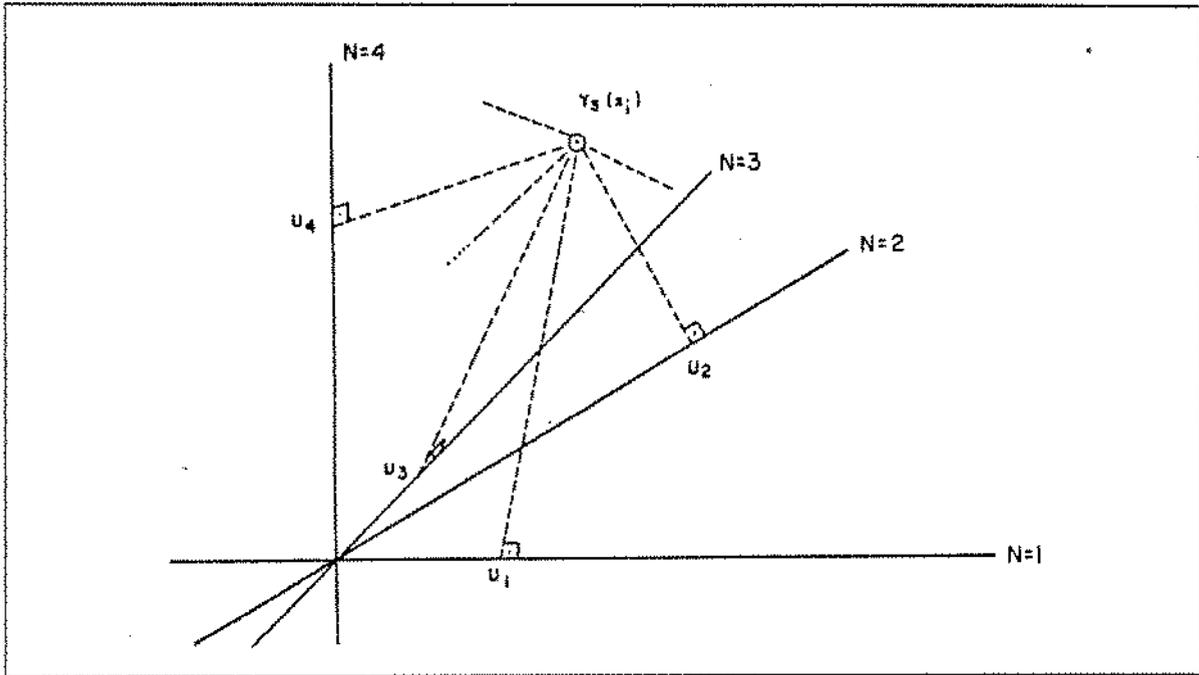


Figura 3.6: Método das Bandas Rotativas.

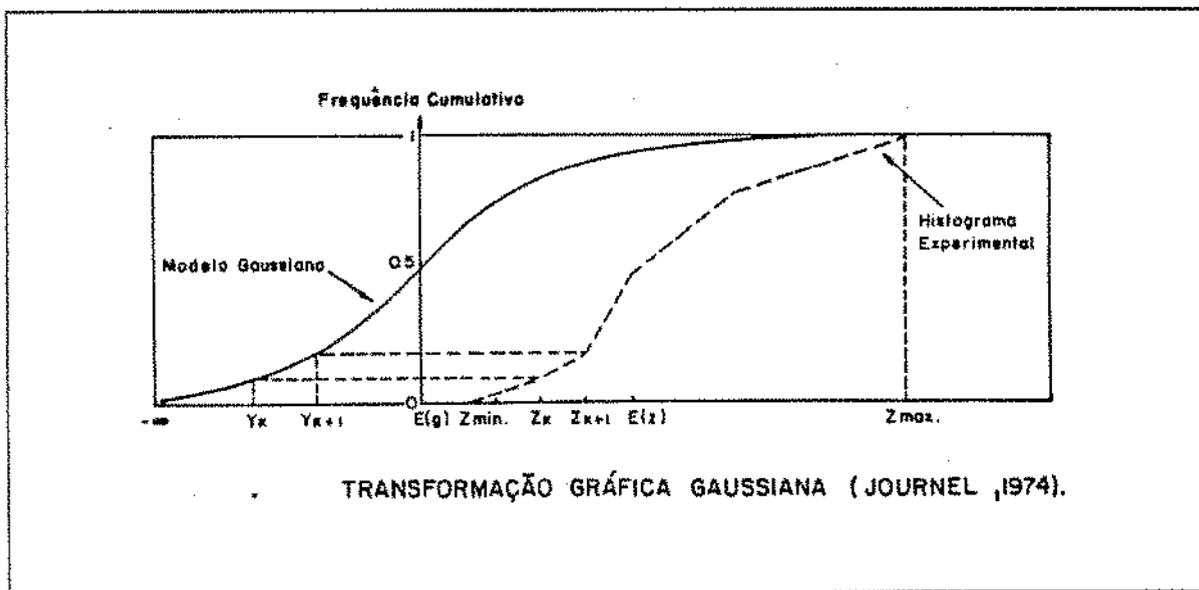


Figura 3.7: Anamorfose Gaussiana.

A única restrição que se faz para o uso da simulação gaussiana é que a função densidade de probabilidades da variável a ser simulada deve ser contínua (figura 3.8.a) isto é, não se deve simular distribuições descontínuas no espaço diretamente através deste método (a operação de anamorfose deve ser biunívoca). Nos casos onde a variável tem função densidade de probabilidades descontínua (figura 3.8.b), há duas possibilidades para o uso da simulação gaussiana: (1) regularização a suportes suficientemente grandes que suavizem a variável, ou (2) simulação de estruturas separadas independentes, que seriam somadas ao final.

### 3.2.3 Simulação Condicional Indicatriz

Esta técnica foi proposta por Journel (1983) e difere da simulação condicional gaussiana, na medida em que considera apenas as variáveis binárias. A informação é codificada de forma binária, através de uma função  $I(x)$  assim definida:

$$I(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } Z(x) \leq Z \\ 0, & \text{se } Z(x) > Z \end{cases} \quad (3.12)$$

onde  $Z$  é o corte aplicado. A simulação indicatriz é ideal para as variáveis com histograma de dois pontos, caso em que se torna inviável o uso da simulação gaussiana. Atualmente, esse método foi generalizado para três ou mais cortes (A. G. Journel, 1986).

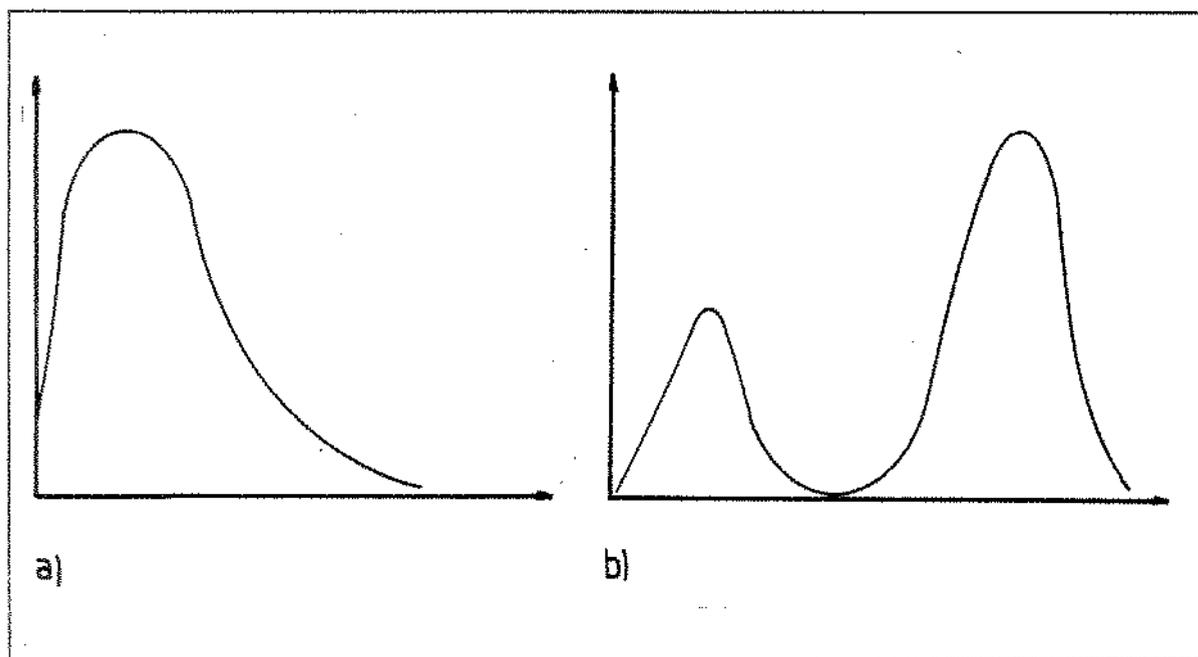


Figura 3.8: Funções de densidade a) Contínua e b) Descontínua.

Em cada posição  $x$ , onde um dado  $Z(x)$  é disponível, gera-se um vetor completo de valores indicatrizes, correspondentes a todos os cut-offs simulados, dentro do domínio  $Z$ . Os valores indicatrizes são retirados de uma distribuição binária definida pela probabilidade condicional:

$$P\{Z(x) > Z = \text{vizinhança indicatriz}\} = P_{\text{cond}}(x, Z_k) \quad (3.13)$$

onde o termo "vizinhança indicatriz" significa os valores experimentais na vizinhança. Um número aleatório  $W$  é tirado de uma distribuição uniforme entre 0 e 1, e o valor indicatriz é definido como se segue:

$$\begin{cases} \text{Se } W > P_{cond}(x, Z_k) \rightarrow I_s(x, Z_k) = 1 \\ \text{Se } W \leq P_{cond}(x, Z_k) \rightarrow I_s(x, Z_k) = 0 \end{cases} \quad (3.14)$$

O cálculo de  $P_{cond}(x, Z_k)$  é feito através da técnica da Krigagem Indicatriz introduzida por Journel (1983). Para maiores detalhes, ver Alabert, 1987.

### 3.2.4 Simulação Condicional Fractal

Essas distribuições têm variograma potencial da forma

$$\gamma(h) = \gamma_0 \cdot h^{2H} \quad (3.15)$$

onde H é a co-dimensão fractal, que por sua vez é igual à diferença entre a dimensão euclidiana do espaço que contém a variável regionalizada e a dimensão fractal da mesma. fenômenos caracterizados pela equação 3.14 não têm patamar finito, uma vez que a variância é infinita.

Simulações de distribuições fractais são particularmente adequadas aos métodos espectrais. Isto decorre da forma potencial do variograma, que de acordo com a teoria de Wiener - Khintchine ( Mandelbrot, B.B., 1967 ), corresponde a uma densidade espectral. A forma da densidade espectral correspondente à equação 3.14 é

$$S_z(f) = \frac{C}{f^\beta} \quad (3.16)$$

e

$$\beta = 2H + 1 \quad (3.17)$$

onde:

$S_x(f)$  é a densidade espectral;

$C$  é a covariância;

$\beta$  expoente na densidade fractal do fractal;

$H$  é a co-dimensão fractal;

$f_\beta$  é a frequência espacial relativa à densidade espectral do fractal.

A densidade espectral é a amplitude média dos componentes de Fourier, obtidos em função de sua frequência espacial  $f$ . A construção de um campo fractal aleatório pode ser conseguida diretamente pela construção da série de Fourier com as amplitudes tiradas de uma distribuição gaussiana de média zero e variância igual a 1, e de fases (ângulos no intervalo  $[0, 2\pi]$ ) aleatórias. Filtrando-se as amplitudes para obedecer a equação 3., pode-se construir um campo fractal com a co-dimensão fractal desejada. A simulação resultante deve ser normalizada para que se tenha a média e a variância da distribuição que se quer simular. Se a malha é regular, pode-se lançar mão da transformada rápida de Fourier (FFT), para o cálculo da distribuição. O método FFT requer componentes de Fourier com uma seqüência linear de frequências. Os campos aleatórios fractais assim gerados são somados à krigagem das diferenças entre a simulação e os pontos amostrais, exatamente como qualquer outro método de simulação condicional.

### 3.2.5 Casos com histórico de Produção

A modelagem probabilística como foi proposta nos itens anteriores, só se presta a reservatórios sem histórico de produção, e não há referências sobre trabalhos que abordem casos com histórico de produção. Partindo-se de um modelo básico que incorpore todas

as informações sobre o reservatório, inclusive as fornecidas pelo histórico, os resultados obtidos pela simulação numérica de várias imagens devem ser comparados com as produções de óleo, gás e água verificadas no histórico do campo.

Se a simulação geoestatística das imagens foi bem sucedida, as curvas simuladas de produção se espalharão igualmente em volta da real (fig. 3.9 ), revelando a imagem mais próxima do reservatório (que será aquela que mais se aproxima do histórico); caso contrário, observar-se-á uma tendência nítida dos resultados, a qual pode ser devida a má condicionalização e/ou a uma escolha imprópria da variável simulada.

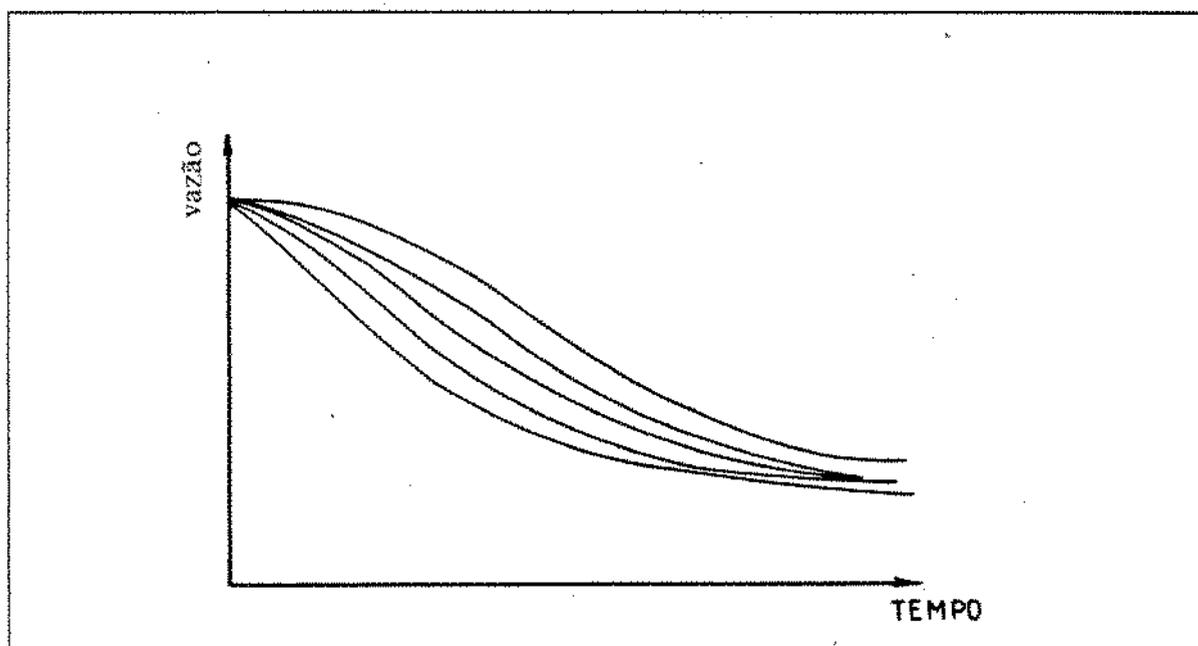


Figura 3.9: Gráfico comparativo das simulações numéricas.

Se o histórico é curto, pode ocorrer que várias imagens se aproximem do ajuste; neste caso, é possível operar pequenas modificações em três delas, a fim de completar o ajuste e obter uma distribuição triangular de probabilidades, definida pela imagem pessimista, mais provável e otimista. A figura 3.10 mostra que a distribuição triangular é definida

associando-se probabilidades nulas aos casos pessimista e otimista. A densidade modal é calculada igualando-se a área do triângulo à unidade:

$$A_{\text{triangulo}} = \frac{h \cdot (\text{Máx} - \text{mín})}{2} = 1 \quad (3.18)$$

logo,

$$h = \frac{2}{(\text{Máx} - \text{mín})} \quad (3.19)$$

No caso de campos com histórico longo de produção, busca-se uma imagem que esteja relativamente próxima do ajuste e que conserve a variabilidade real. Eleita a melhor realização geoestatística, deve-se proceder ao ajuste na forma convencional, isto é, alterando-se alguns parâmetros nas regiões onde não houve ajuste.

Na simulação condicional, o componente aleatório que adicionamos ao mapa interpolado para conferir à imagem uma variabilidade semelhante à real será bem sucedido algumas vezes e mal sucedida em outras; ou seja, cada realização apresentará regiões mais próximas e regiões mais afastadas da distribuição real. Na simulação numérica, isto redundará em regiões próximas do ajuste e regiões afastadas do mesmo. Considerando as várias imagens, é possível que haja alternância entre elas, das regiões que ajustam e das que não ajustam o histórico; a sintetização das áreas melhores de cada uma em uma única imagem é interessante. Isto pode ser feito gerando-se uma nova imagem, condicionada aos dados experimentais adicionados das informações relativas às regiões bem sucedidas de cada imagem. Havendo regiões não contempladas por nenhuma imagem, deve-se proceder um estudo mais apurado daquelas partes do reservatório, buscando um melhor condicionamento naquela área.

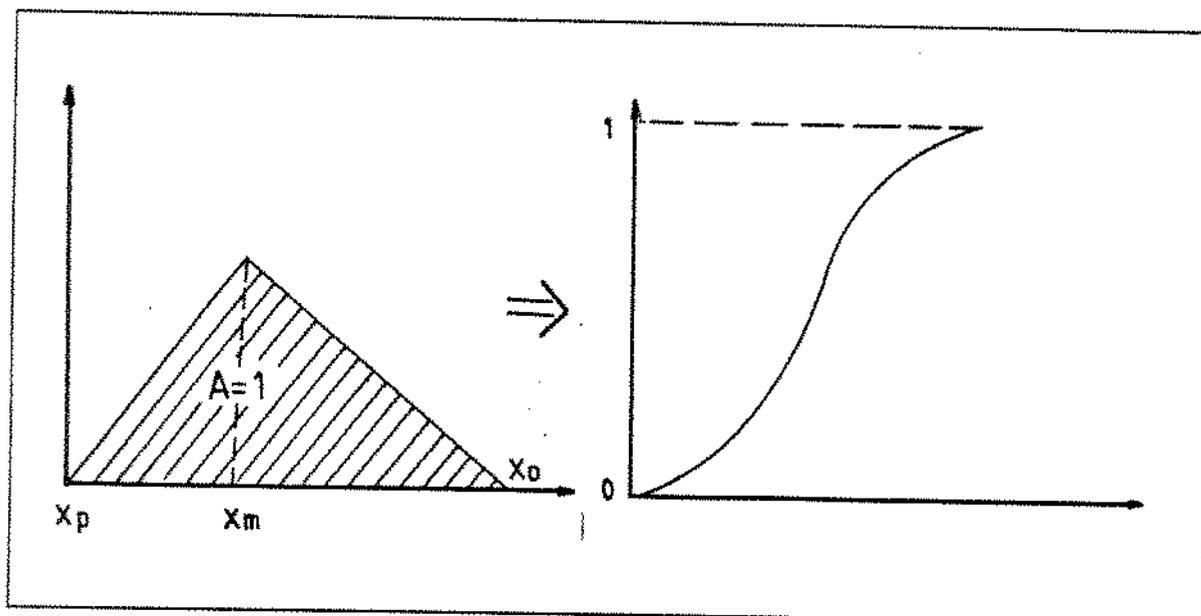


Figura 3.10: Distribuição Triangular de Probabilidades.

É recomendável, nos casos com histórico de produção, simular o fluxo através da imagem krigada e comparar os resultados com o histórico, antes de gerar imagens a partir dela, pois se a krigagem não estiver correta, será muito difícil obter bons resultados na simulação numérica das imagens obtidas a partir dela. Se não houver uma boa aproximação (de um modo geral), deve-se verificar o modelo variográfico ou a vizinhança de krigagem, a fim de detectar o problema.

O caminho que acreditamos seja o mais correto, seria condicionar as realizações aos dados de produção, buscando o caminho inverso. Isto economizaria tempo computacional, pois todas as imagens geradas ajustariam o histórico (ao menos em senso estatístico). Este é um campo vasto de pesquisa que ainda está se iniciando, o qual deve passar pelo uso das técnicas de co-krigagem e da simulação co-condicional.

## CAPÍTULO 4

### *Cálculo das Propriedades Médias Equivalentes*

Suponhamos que dispomos de uma descrição detalhada de todas as propriedades do reservatório. A pergunta é: como transferir todas essas informações para a escala de simulação do fluxo? Teremos que criar uma nova distribuição, mais grosseira, cujos valores referentes a cada bloco correspondam à distribuição detalhada do meio poroso.

As equações governantes do fluxo, as quais compõem a maioria, dos modelos são baseadas no método contínuo, onde os volumes elementares representativos (no caso, os blocos de simulação) são pontos homogêneos de uma função contínua no espaço. Portanto, a representatividade do modelo de simulação depende de nossa habilidade em transformar a descrição detalhada numa distribuição equivalente, na escala de simulação.

Essa transferência de escala geralmente implica em traduzir um conjunto de medições feitas em suportes menores, em um único valor médio equivalente, relativo a um suporte maior. Entretanto, a forma correta para o cálculo da média difere, dependendo de que a variável seja aditiva ou não aditiva. As propriedades aditivas são aquelas que admitem uma simples combinação linear das amostras constitutivas, para se obter sua média; seu cálculo é do tipo

$$\bar{Z}_v(x) = \frac{1}{V(x)} \int Z(x).dx \quad (4.1)$$

Se a distribuição é contínua, ou

$$Z_v(x) = \sum_{i=1}^n \lambda_{\alpha_i} Z(x_{\alpha_i}) \quad (4.2)$$

Se a distribuição é discreta.

São variáveis aditivas a porosidade, saturação, profundidade e a espessura. As variáveis não aditivas não admitem a ponderação das amostras pelo seu respectivo volume para obtenção da média, pois esta depende da distribuição espacial dos valores amostrais; entre as variáveis não aditivas encontramos as permeabilidades absoluta e relativa e a pressão capilar. É interessante observar que as propriedades aditivas (a porosidade e saturação) estão presentes no termo de acumulação das equações governantes do fluxo (equação 1) enquanto que as não aditivas aparecem no termo de fluxo; portanto, sua descrição detalhada tem maior importância no comportamento do mesmo (vide item 1.3).

#### 4.1 Permeabilidade Relativa e Pressão Capilar

No caso da permeabilidade relativa e da pressão capilar, tem sido prática comum utilizar pseudo-funções, a fim de reduzir o número de dimensões do campo de fluxo, ou para reduzir o número de blocos de simulação. O processo é baseado na simulação do fluxo através de modelos mais refinados, calculando-se as permeabilidades relativas efetivas que reproduzam o comportamento observado na escala fina. Isto é feito de modo que o fluxo das fases através das faces na malha maior seja igual à soma dos fluxos das fases nas faces dos blocos da malha menor. Normalmente, estas simulações são feitas ao longo do caminho principal do fluxo. Quando o processo é bem sucedido, a produção dos fluidos nos poços em ambos os modelos (refinado e grosseiro) será a mesma. Portanto, o efeito da maior dispersão numérica e do menor detalhamento na descrição do reservatório será

absorvido pelas pseudo-funções. Em alguns casos, um único conjunto de pseudo-funções é requerido para todos os blocos; em outros, onde a velocidade de fluxo toma valores diferentes ponto a ponto, temos que gerar pseudo-funções dinâmicas. Este é o caso de reservatórios altamente heterogêneos. O procedimento detalhado da geração das pseudo-curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar pode ser encontrado num grande número de artigos (Kossack, C.A. et. al, 1989, Starley, G.P, 1986, Davies, B.J. e Haldorsen, H.H., 1987). Neste trabalho, nos concentraremos no processo da transferência de escala da permeabilidade absoluta.

#### 4.2. Permeabilidade Absoluta

Como foi mostrado no item 1.3, o fator de maior importância na caracterização de um reservatório é a determinação do seu tensor de permeabilidades. Consideráveis esforços têm sido devotados no desenvolvimento de técnicas que, não só permitam obter distribuições reais da permeabilidade (vide item 3.2), como também obter seus valores efetivos equivalentes para os blocos de simulação. Warren e Price (1961), baseados numa série de simulações de Monte Carlo, concluíram que a média geométrica fornecia uma boa estimativa da permeabilidade equivalente, para a maioria dos casos; entretanto, via de regra, os campos de fluxo apresentam alguma correlação espacial, a qual não é considerada nos métodos de Monte Carlo.

No caso do cálculo da permeabilidade média entre camadas, prova-se que as médias aritmética para o fluxo paralelo às camadas e harmônica para o fluxo perpendicular às mesmas, são a melhor estimativa da permeabilidade efetiva. Dagan (1979) defendeu a tese de que as médias harmônica e aritmética eram respectivamente os limites inferior e superior da estimativa. Ele desenvolveu uma formulação que assume inclusões impermeáveis esféricas em um meio isotrópico com correlação espacial conhecida. Para o cálculo da

permeabilidade vertical efetiva em seqüências arenito-folhelho, uma grande quantidade de trabalhos tem sido publicada (Haldorsen e Lake (1984), Begg e King (1985), Desbarats, A.J. (1987), Bonet, L. et. al., (1988)). Uma vez que este é o caso que se nos apresenta com maior freqüência, expô-lo-emos em detalhes.

#### 4.2.1 Permeabilidade Equivalente em seqüências Arenito/Folhelho

Vários investigadores já demonstraram que a fonte dominante das heterogeneidades numa seqüência arenito-folhelho são os folhelhos estocásticos dispersos e que sua maior influência se dá na permeabilidade vertical (Richardson, J.G., 1978, Haldorsen, H.H. e Lake L.W., 1984, Dupuy, M. e Lefevre, P.E., 1983, Haldorsen e Chang, 1986). Considerando que conhecemos a distribuição dos folhelhos no reservatório, a imposição da malha de simulação nos levará a blocos como o mostrado na figura 4.1.

Para o cálculo da permeabilidade equivalente destes casos, vários métodos são propostos, incluindo métodos analíticos, simulação numérica, técnicas de linhas de fluxo explícitas e métodos estatísticos de linhas de fluxo.

#### 4.2.2 Média Potencial

Considerando as variações da permeabilidade dentro do arenito desprezíveis em comparação com as variações entre o arenito e o folhelho, C. Deutsch (1986) propôs uma formulação de média potencial para o cálculo da permeabilidade equivalente:

$$\begin{cases} K_e = [p.K_{sh}^\omega + (1-p).K_{ss}^\omega]^{1-\omega} & \forall \omega \neq 0 \\ K_e = K_{sh}^p.K_{ss}^{1-p} & , \text{ se } \omega = 0 \end{cases} \quad (4.3)$$

sendo:

$K_e$  = permeabilidade efetiva do bloco

$K_{sh}$  = permeabilidade do folhelho

$K_{st}$  = permeabilidade do arenito

$p$  = proporção (ou fração volumétrica) de argila

$\omega$  = expoente da média

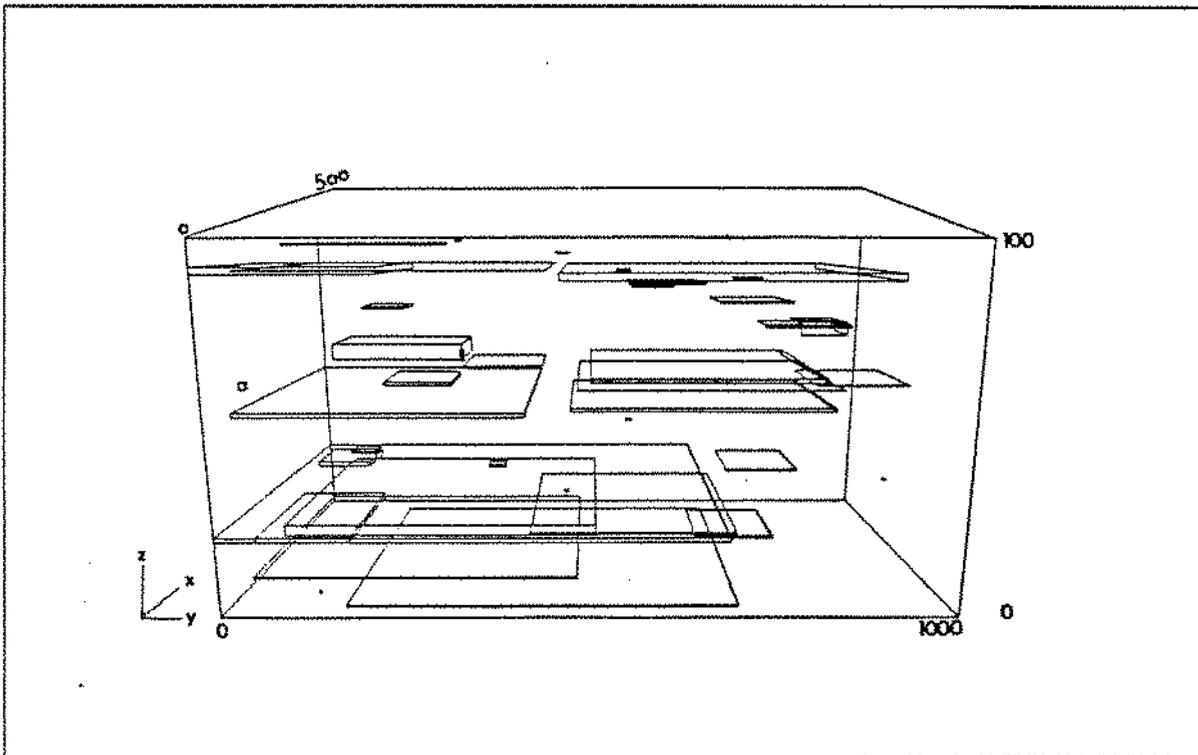


Figura 4.1 Bloco de simulação contendo folhelhos estocásticos.  
(Adaptado de Haldorsen, H. H. e Lake L. W., 1984)

O interessante dessa formulação é que ela engloba os casos de permeabilidade aritmética e harmônica, os quais são os limites de  $\omega$  (respectivamente  $\omega = 1$  e  $\omega = -1$ ). Para  $\omega = 0$ , temos a média geométrica.

O problema fica então, deslocado para a determinação de *omega*, o qual será dependente da disposição dos corpos argilosos e, portanto, assumirá valores diferentes para cada bloco. O autor propõe uma correlação entre  $\omega$  e  $\rho_1$  e  $\rho_2$ , onde  $\rho_1$  e  $\rho_2$  são os

correlogramas da distribuição. Caso a correlação espacial seja desconhecida ou inexistente, pode-se gerar números aleatórios entre -1 e 1 para sua inferência.

A figura 4.2 mostra os resultados obtidos pelo autor, para diferentes expoentes de potência da média. As médias aritmética, geométrica e harmônica são dadas como referência.

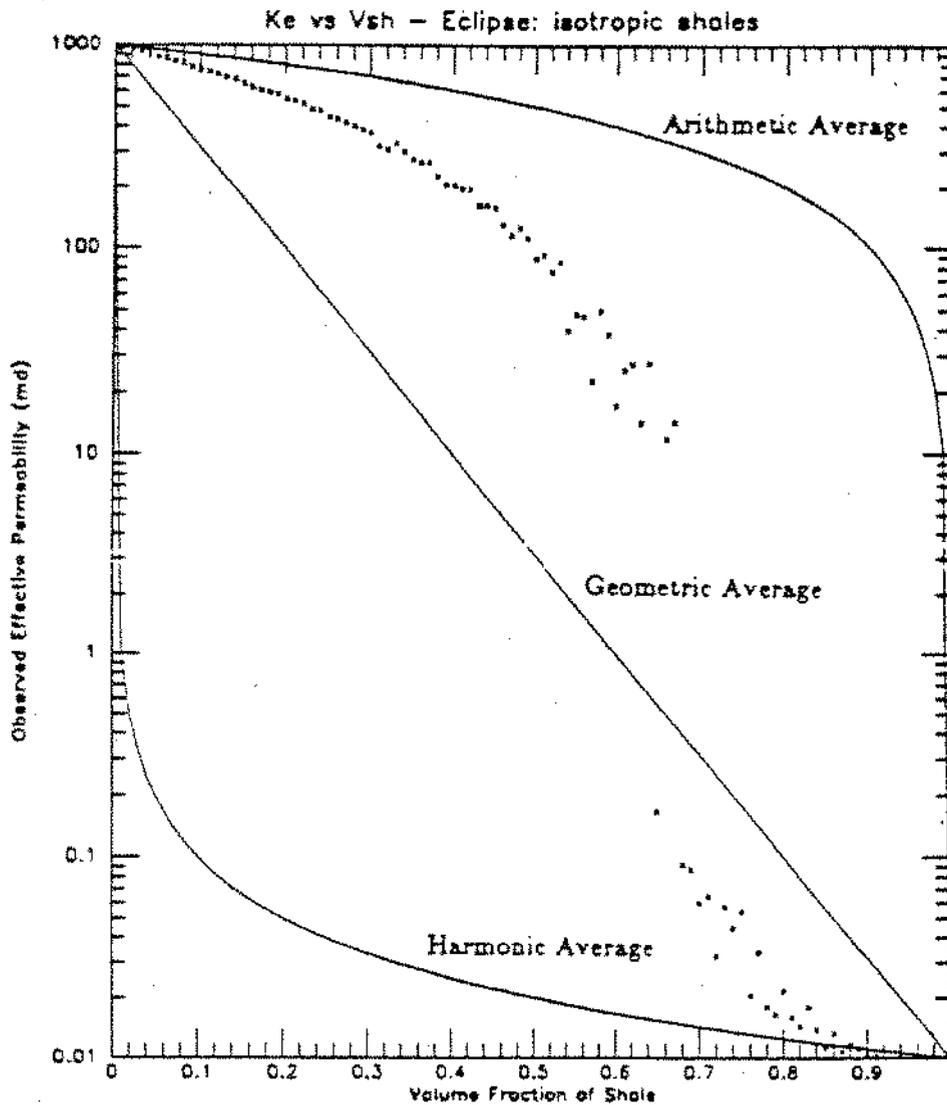


Figura 4.2 Correlação de  $K_{eq}$  vs  $p$  obtida por C. Deutsch ( Para distribuição bimodal de permeabilidades, sendo a permeabilidade do arenito igual a 1000 mD e a do folhelho 0.1 mD)

### 4.2.3 Método Estatístico das Linhas de Fluxo

Este método foi desenvolvido por Haldorsen e Lake e considera a geração explícita de corpos argilosos por meio da simulação de Monte Carlo. Begg e King melhoraram-no, incorporando a estatística dos folhelhos. Este método considera o conceito de tubos de fluxo tortuosos, por onde o fluxo irá ocorrer (ver figura 4.3).

Seguindo o raciocínio de Haldorsen e Lake (1982), temos:

$$Q = \left[ \frac{K}{\mu} \right] \cdot W_s \cdot \left[ \frac{\Delta p}{S} \right] \quad (4.4)$$

onde:

$Q$  = vazão

$K$  = permeabilidade

$\mu$  = viscosidade

$W_s$  = largura do tubo de fluxo

$\Delta p$  = diferencial de pressão

$S$  = comprimento do tubo

Se temos  $N_s$ , então a fórmula (4.4) fica:

$$Q = \left[ \frac{K}{\mu} \right] \cdot \sum_{i=1}^{N_s} W_{st} \cdot \left[ \frac{\Delta p}{S_i} \right] \quad (4.5)$$

Agora, supondo um meio homogêneo equivalente,

$$Q = \left[ \frac{K_{eq}}{\mu} \right] \cdot L \cdot \left[ \frac{\Delta p}{H} \right] \quad (4.6)$$

Igualando (4.5) com (4.6), obtemos:

$$\left[ \frac{K_{eq}}{\mu} \right] = \left[ \frac{H}{L} \right] \cdot \sum_{i=1}^{N_s} \left[ \frac{W_{si}}{S_i} \right] \quad (4.7)$$

Sendo H a extensão total a ser percorrida pelo fluido considerando a tortuosidade, L o comprimento externo do meio e  $K_{eq}$  a permeabilidade equivalente ao meio heterogêneo.

Considerando pressões constantes na entrada e na saída e inexistência de fluxo lateral, cada tubo linha de fluxo começa e termina na mesma posição; assumindo fluxo incompressível e áreas dos tubos constantes, a área de cada tubo será dada pela divisão da área total de fluxo pelo número de tubos:

$$A_i = W_{si} \cdot S_i = \frac{(1 - F_s) \cdot H \cdot L}{N_s} \quad (4.8)$$

onde  $W_{si}$  é a média aritmética das larguras  $W_{si}$ , e  $F_s$  é a Fração de folhelhos (total média).  $F_s$  pode ser calculada pelo total das espessuras dos folhelhos observados nos poços ou retirada da função distribuição cumulada dos folhelhos. Substituindo a eq. 4.6 na eq. 4.5,

$$\alpha = \left[ \frac{K_{ve}}{K} \right] = \left[ \frac{(1 - F_s) \cdot H^2}{N_s} \right] \cdot \sum_{i=1}^n \left[ \frac{1}{S_i^2} \right] \quad (4.9)$$

e o problema agora é estimar os comprimentos dos tubos de fluxo ( $S_i$ ). Para tanto, os autores fazem uso do conhecimento da função distribuição cumulada ( fdc ) do comprimento e da largura dos folhelhos. Aplicando-se o método de Monte Carlo: para cada bloco, um número aleatório é gerado e usado para determinar qual o valor da largura  $W_{si}$  e do comprimento L dos folhelhos, justamente como explicado no item 3.3.

Esse método somente necessita da fdc dos folhelhos, e os considera dispostos aleatoriamente. A distribuição fdc pode ser obtida inferindo-se três valores de comprimento e largura dos folhelhos: mínimo, modal e máximo. A partir destes, gera-se uma distribuição triangular de probabilidades, que nos fornecerá o histograma acumulado desejado.

Os dados estatísticos dos folhelhos devem ser fornecidos pelo geólogo ou obtidos de afloramentos. A desvantagem do método é que ele assume que não há interação entre os campos de fluxo em volta dos diversos corpos argilosos. Logo, ele só leva a bons resultados para baixas frações de argila (cerca de 10%) (C.D.White, 1987).

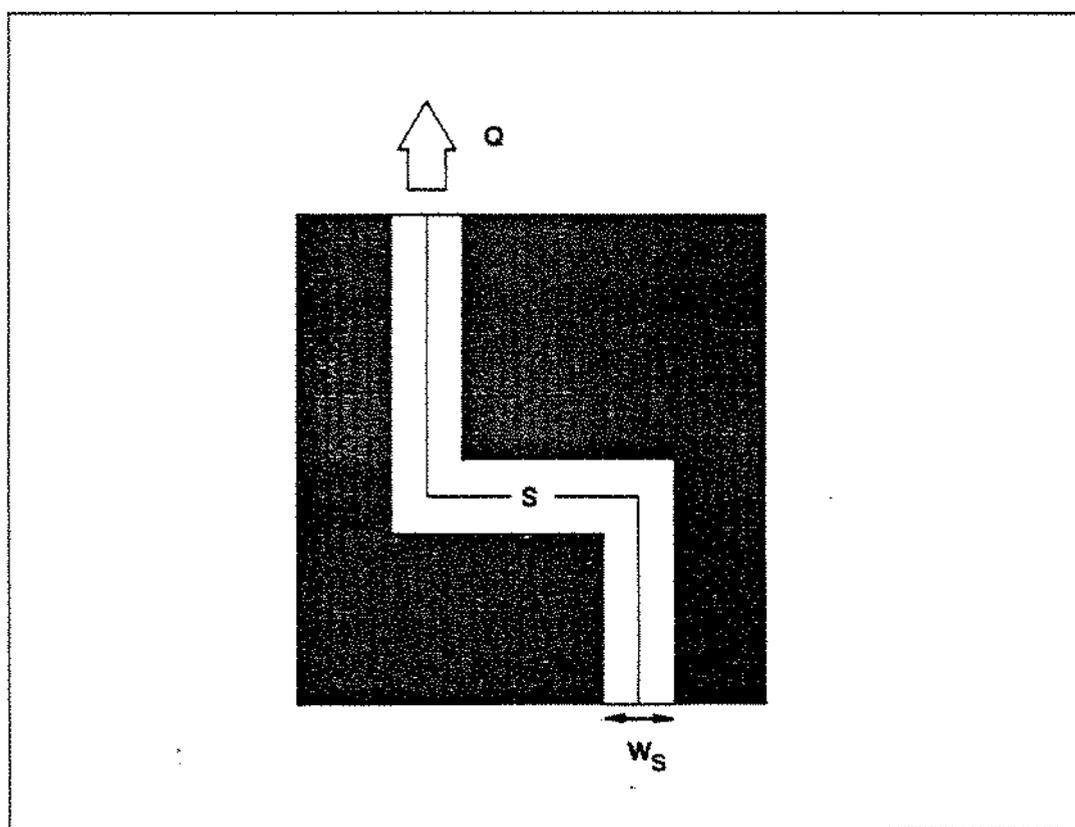


Figura 4.3 Modelo baseado na estatística das linhas de fluxo.

(Adaptado de Begg, S. H. et al,1985).

#### 4.2.4 Método da Simulação Numérica

Neste método, aos blocos de simulação é superposta uma malha fina, como mostra a figura 4.4. Cada sub-bloco assume a permeabilidade do arenito ou do folhelho, no caso de a distribuição ser binária; caso se conheça a permeabilidade de fácies intermediárias, é possível atribuir outros valores para cada sub-bloco, de acordo com sua argilosidade.

Assumindo fluxo monofásico, incompressível e regime permanente, pode-se aplicar a Lei de Darcy com a Lei da Conservação da Massa para obter a permeabilidade de um meio poroso equivalente:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( K_x \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( K_y \frac{\partial \Phi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( K_z \frac{\partial \Phi}{\partial z} \right) = 0 \quad (4.10)$$

onde

$$\Phi = z + \frac{p}{\rho \cdot g} \quad (4.11)$$

sendo  $z$  a profundidade,  $p$  a pressão,  $\rho$  a densidade e  $g$  a constante gravitacional. Assumindo a aproximação por diferenças finitas, pode-se calcular a vazão total através de qualquer área transversal, pela expressão:

$$Q = - \sum_{j=1} N_y \sum_{k=1} N_z Q_{jk} = - \sum_{j=1} N_y \sum_{k=1} N_z \frac{K_{1,j,k}}{\mu} \cdot \frac{2 \cdot \Delta y \cdot \Delta z}{\Delta x} \cdot [\Delta \Phi - \Phi(1,j,k)] \quad (4.12)$$

As condições de contorno são:

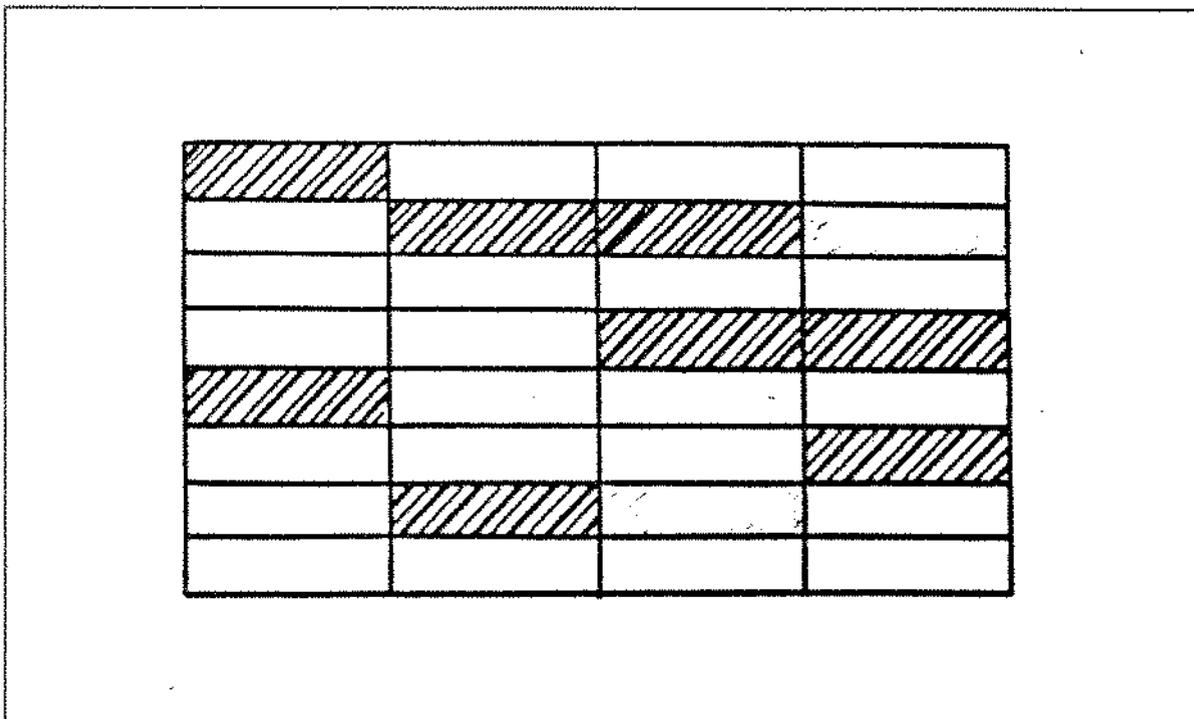


Figura 4.4: Malha de sub-discretização dos blocos de simulação.

- a) Não há fluxo nas paredes paralelas ao fluxo;
- b) Pressões constantes nas faces de entrada e saída.

A vazão de um meio homogêneo equivalente é:

$$Q = -\frac{K_{eq}}{\mu} \cdot \frac{N_y \cdot \Delta y \cdot N_z \cdot \Delta z}{N_x \cdot \Delta x} \cdot \Delta \Phi \quad (4.13)$$

Explicitando para  $K_{eq}$ , temos

$$K_{eq} = \frac{2 \cdot N_x}{N_y \cdot N_z \cdot \Delta \Phi} \cdot - \sum_{j=1} N_y \sum_{k=1} N_z K_{1,j,k} [\Delta \Phi - \Phi(1,j,k)] \quad (4.14)$$

- $K_{eq}$  = Permeabilidade Equivalente ao meio heterogêneo  
 $N_x, N_y, N_z$  = números de blocos nas direções x, y e z  
 $\Phi(1,j,k)$  = potencial do sub bloco (1,j,k) (na face externa)  
 $\Delta\Phi$  = diferença de potencial total entre a entrada e a saída do bloco  
 $K(1,j,k)$  = permeabilidade do bloco (1,j,k)

Acreditamos que este seja o método mais recomendável para o cálculo da permeabilidade equivalente, dada uma configuração detalhada de folhelhos, pois permite obter os três valores do tensor permeabilidade ( $K_x, K_y, e K_z$ ) para cada bloco e não está limitado a qualquer fração máxima. Apresenta entretanto, duas desvantagens: (1) maior esforço computacional e (2) condições de contorno inadequadas (inexistência de fluxo nas paredes paralelas ao mesmo).

O modelo assim construído é aplicado para cada bloco de simulação. É interessante notar que com este processo obtemos uma correlação entre uma variável aditiva (volume de argilosidade) bem amostrada e uma outra não aditiva e sub-amostrada, que é a permeabilidade absoluta. Os resultados típicos decorrentes do uso deste método são apresentados na figura 4.5. As permeabilidades aritmética, geométrica e harmônica são dadas como referência.

Desbarats (1987) e Bonet et al (1988) observaram que a relação  $V_{sh}$  vs  $K_{eq}$  (argilosidade do bloco versus permeabilidade equivalente) é dependente da discretização, da dimensão do fluxo e da correlação espacial dos folhelhos.

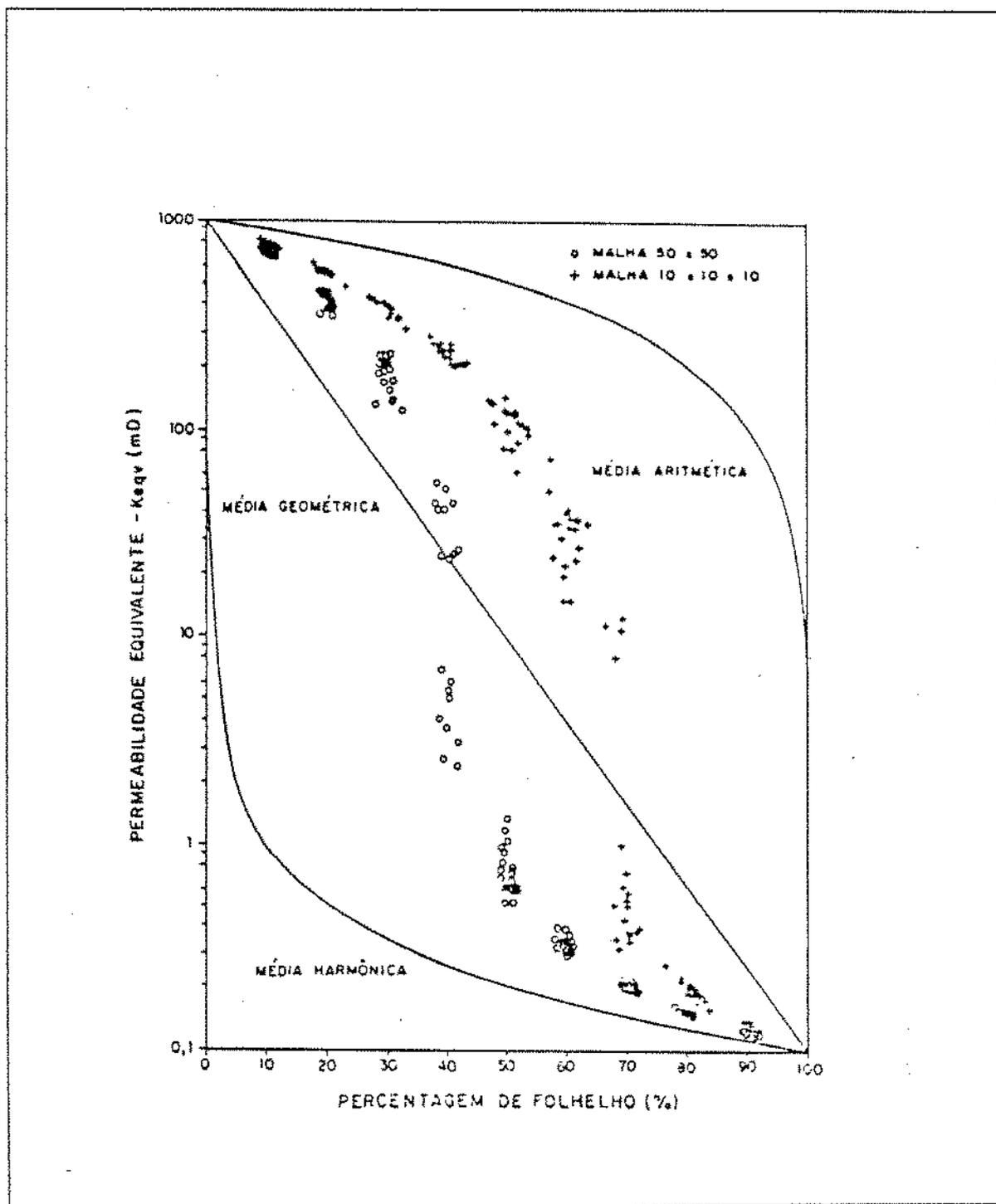


Figura 4.5:  $K_{eq}$  x  $V_{sh}$  obtida via simulação numérica em malhas 2D e 3D.

(Adaptado de Bonet et al., 1987)

## *CAPÍTULO 5*

### *Modelagem e Simulação do Campo de Namorado*

Neste capítulo, exemplificaremos as técnicas expostas nos capítulos anteriores, abordando a caracterização do campo de Namorado através da modelagem estocástica a 3D. As realizações do reservatório (aqui chamadas de "imagens") foram avaliadas através da simulação do fluxo. Embora não fosse o objetivo, houve uma rápida tentativa de ajustar o histórico, apenas para verificar que grau de dificuldade se teria nessa operação, pois a complexidade do reservatório e a grande extensão do histórico não permitiram o ajuste completo.

#### **5.1 Informações Gerais**

O Campo de Namorado figura entre os principais campos produtores do Brasil, com 42 milhões de metros cúbicos de óleo recuperável, dos quais 20 milhões já produzidos (entre junho/1979 e junho/1989). Localiza-se na Bacia de Campos (vide fig. 5.1), a uma lâmina d'água de 110 a 250 m. Dos 52 poços perfurados na parte principal do campo, 44 estão em atividade, sendo 30 produtores e 14 injetores de água. O mecanismo original de produção (gás em solução) somente proporcionaria 13% de recuperação primária, razão pela optou-se pela recuperação secundária (injeção de água do mar), o que aumentou o fator de recuperação do óleo esperado para 40%.

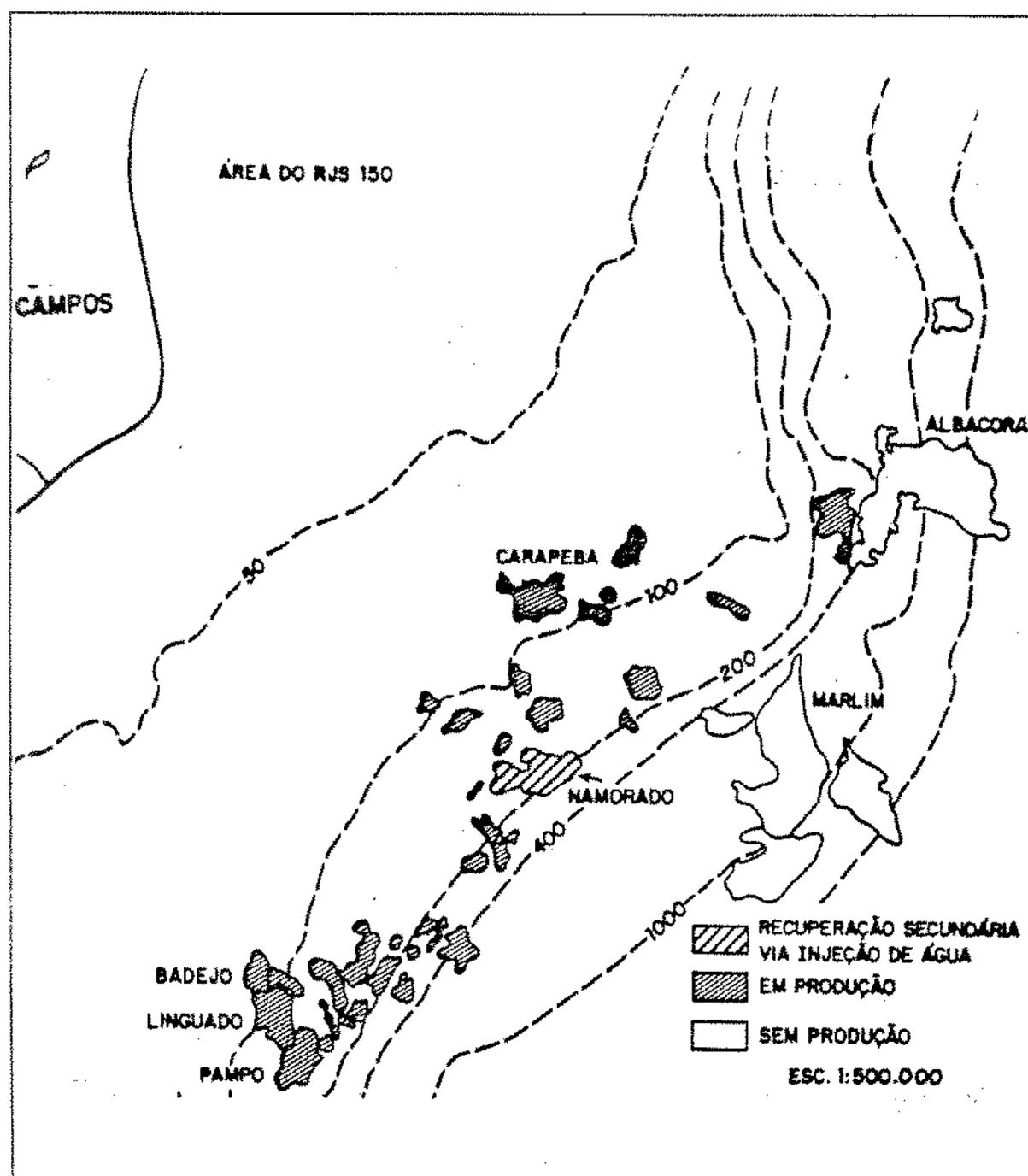


Figura 5.1: Localização do Campo de Namorado.

O reservatório principal do campo é o Arenito Namorado, o qual responde por 98% do volume total de hidrocarbonetos. O óleo é de 28° API, com viscosidade próxima a 1 centipoise; a pressão original do reservatório é de  $321 \text{ kg/cm}^2 @ -3000 \text{ m}$  e a pressão de saturação é de  $211 \text{ kg/cm}^2$ , com uma razão de solubilidade da ordem de  $110 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . A pressão do reservatório vem-se mantendo constante durante os últimos 4 anos (por volta de  $200 \text{ kg/cm}^2$ ), graças à política de injeção de água igual à produção de óleo. Houve a formação de uma pequena capa de gás secundária.

Não obstante sua grande extensão, os registros de pressão acusaram comunicação de pressão em todos os poços, embora alguma diferenciação ocorra devido a barreiras de permeabilidade. A profundidade do reservatório varia de - 2940 a -3300 metros, com o contato óleo/água a aproximadamente -3100 metros. O poços produtores têm alto índice de produtividade (próximo de  $50 \text{ m}^3/\text{d}/\text{kg/cm}^2$ ) e o espaçamento médio entre eles é de 400 metros. A produção é escoada para 2 plataformas marítimas: PNA-1 e PNA-2.

## 5.2 Descrição geológica

O arenito Namorado é constituído por arenitos turbidíticos de idade cenomaniana inferior (Meneses, S. X., 1987), com coluna de óleo máxima de 160 metros e "em net-pay" médio por poço de 60 metros. A porosidade média é de 26% e a permeabilidade do arenito situa-se em torno de 400 mD, sem muitas variações. A geometria externa é lenticular alongada (figuras 5.2.a e 5.2.b), com alinhamento na direção NW-SE. Geneticamente os depósitos são do tipo lobos turbidíticos, com pequenos canais associados. A evolução estrutural pós-deposicional gerou quatro blocos falhados, os quais proporcionaram subtrapeamentos de óleo; entretanto, apenas um dos blocos (secundário) possui separação

dinâmica efetiva. A diversificação dos contatos óleo/água deve-se à existência de "spill-points" formados por esforços tectônicos distensionais.

A calha de captação das areias teria de dois a quatro quilômetros de largura por 10 quilômetros de comprimento, com profundidade máxima de 200m. Sua morfologia de fundo é extremamente irregular, mas o topo do reservatório tende à tabulação. O campo possui fechamentos por falhas a sudeste, noroeste e sudoeste; a sul e norte por "pinchout" e a nordeste por mergulho. A acumulação do petróleo deu-se por volta do Mio-Oligoceno (Meneses S. X., 1987)

Os ciclos de deposição são de pequena magnitude e intermitentes; os processos de corte e preenchimento são comuns e a estes se associam tipos faciográficos semelhantes, originando, por amalgamação, pacotes de maior porte (dezenas de metros). Estes, quando dispostos na porção superior do reservatório, possuem maior extensão em área. O modelo deposicional caracteriza-se pelo empilhamento de leques turbidíticos que vão desde depósitos de canais na base a depósitos de lobos, no topo (Meneses, S. X. 1987).

O conjunto de leques que compõem o Arenito Namorado tem elevado grau de complexidade. Os poços gêmeos (NA-10D e NA-10DA, NA-26D e NA-4, NA-2 e NA-36D) mostram claramente o comportamento faciográfico complexo. O baixo nível de amostragem, a impossibilidade de correlação perfis vs. fácies, a existência de sedimentação exótica intercalada e as rápidas variações faciográficas impedem um reconhecimento detalhado dos lobos individuais. Em nível microscópico, os grãos são em geral angulosos, com predominância de contatos pontuais e tangenciais, o que explica a elevada permeabilidade do reservatório. A argilosidade não é dispersa, mas estruturada; embora observem-se folhelhos estocásticos importantes na heterogeneidade, o volume de argila intragranular é menor que 5% (Meneses, S. X. e Correa, A.C.T., 1987).

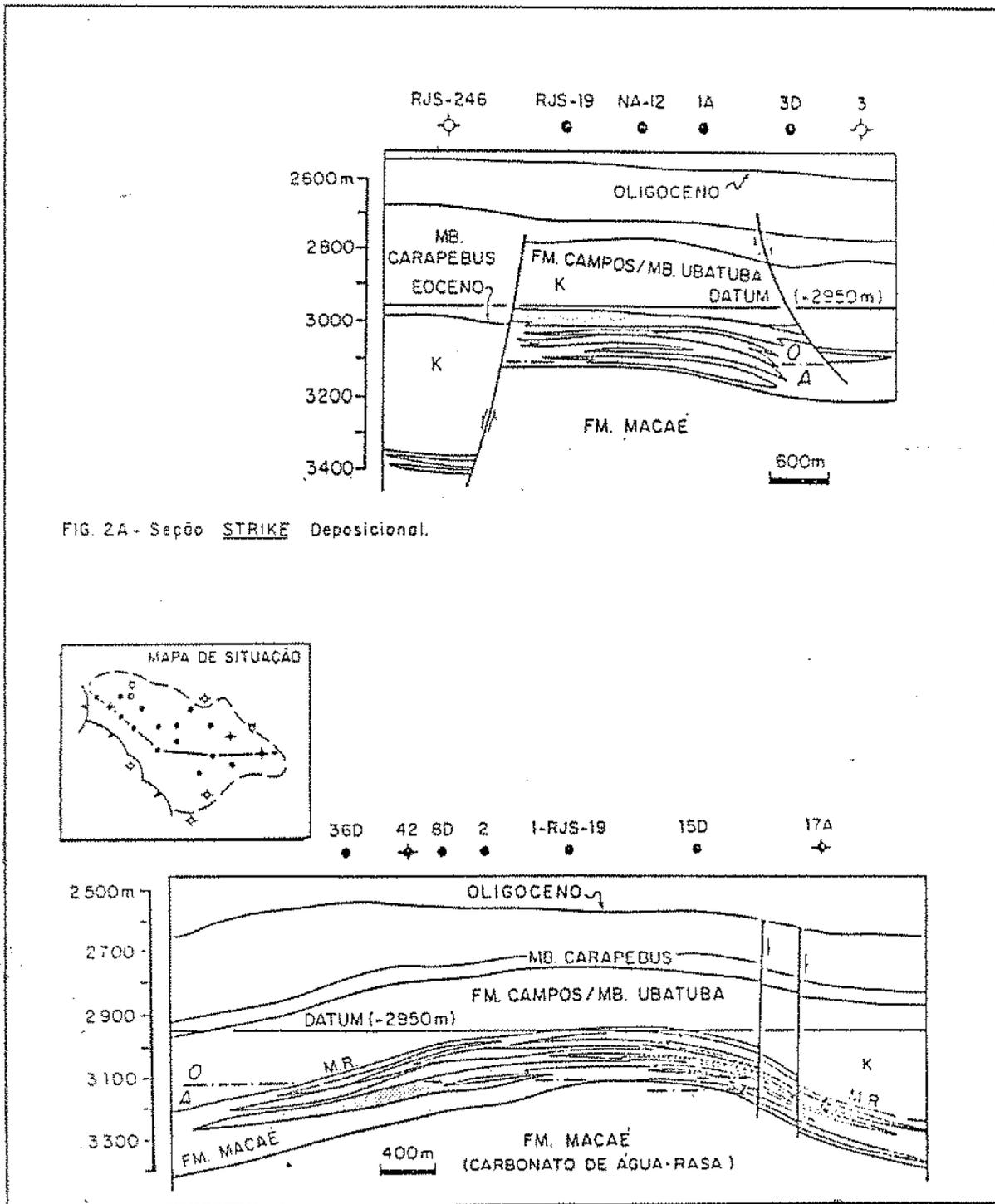


Figura 5.2: Seção Transversal e Seção Longitudinal de Namorado.

### 5.3 Escolha da Variável e Tratamento dos Dados

A escolha da variável que melhor caracterize o campo de Namorado, não podia deixar de recair sobre a permeabilidade absoluta, uma vez que os motivos expostos no item 1.3 aqui são reforçados pelo fato de o mecanismo de produção ser vertical, com barreiras de fluxo horizontais. Entretanto, os dados de permeabilidade existentes são muito escassos e de pouca precisão. Os testes de laboratório só fornecem valores pontuais do arenito, indicando apenas que não há grande dispersão em torno da média (400 mD) e que, portanto, o arenito em si é relativamente homogêneo e de boa permeabilidade; os testes de formação dão uma boa indicação do comportamento global do reservatório, mas referem-se a suportes muito maiores do que a escala desejada, incorporando heterogeneidades as mais diversas.

Não obstante a relativa homogeneidade do arenito, a previsão do fluxo é complexa devido à existência de folhelhos estocásticos. Eles ganham maior importância na medida em que o mecanismo de produção é vertical (influxo de fundo e capa de gás secundária). Outras barreiras de fluxo estão presentes, tais como níveis cimentados e falhas estruturais; entretanto, neste trabalho, somente se abordarão as intercalações argilosas. Após a simulação geoestatística dos folhelhos, proceder-se-ão a transferência para a escala de simulação numérica do fluxo, ao mesmo tempo que se obterão a permeabilidade equivalente dos blocos via simulação do fluxo monofásico através dos mesmos, nas direções x, y e z, tal como descrito no capítulo 4. No caso de existirem outras fácies não-reservatório importantes, deve-se encontrar uma maneira de considerá-la no cálculo das permeabilidades dos blocos onde estas ocorram.

### 5.3.1 Aquisição dos Dados

A base de dados foi extraída dos perfis de 50 poços do campo, processados pelo programa LOGCALC. Os dados, em forma de tabela, forneceram a profundidade vertical, a argilosidade, a porosidade e a saturação de água de 20 em 20 cm, para cada poço. Estes dados foram fornecidos pela Divisão de Exploração da PETROBRÁS, Setor de Perfilagem, em fita magnética e foram transferidos para o computador IBM-3090 da UNICAMP, compondo um arquivo de mais de 6 Megabytes, cuja manipulação foi bastante difícil.

É interessante reportar que o volume de argila fornecido não era proveniente de perfis raios gama, pois o reservatório contém anomalias radioativas devido à presença de tório, potássio, bário e urânio. A melhor indicação da argilosidade neste caso, é dada pela diferença entre os perfis densidade e neutrão (Thomas A., 1989).

Por ser um campo "offshore", a maioria dos poços de Namorado são inclinados, alguns chegando a atravessar o reservatório com 46 graus de inclinação. Esse fato, aliado à grande espessura do reservatório, impediu a consideração das coordenadas (x,y) do topo para todas as amostras, pois a diferença entre as coordenadas de entrada e saída de alguns poços era considerável e poderia levar a erros nos cálculos dos variogramas e da simulação geoestatística, como explanado no item 2.3. As coordenadas X e Y foram calculadas ponto a ponto, com base nos dados direcionais dos poços (coordenadas, azimute e inclinação fornecidos pelo Setor de Poços Direcionais do Departamento de Perfuração da PETROBRÁS). Entre os dados direcionais, foi feita a interpolação linear.

O arquivo final dos dados brutos continha as coordenadas (X,Y,Z) mais as variáveis  $V_{sh}$ ,  $\phi$  e  $S_w$  de 20 em 20 cm, do topo até a base do reservatório de cada poço, com as profundidades relativas ao nível do mar.

Como a simulação geostatística e numérica do campo se daria em relação aos eixos longitudinal e vertical do mesmo e os dados estavam relativos às coordenadas UTM, foi necessário realizar uma rotação de eixos, como se segue:

$$\begin{cases} x' = x \cdot \cos \varphi + y \cdot \operatorname{sen} \varphi \\ y' = -x \cdot \operatorname{sen} \varphi + y \cdot \cos \varphi \end{cases}$$

No presente caso,  $\varphi = 45^\circ$

#### 5.4 Regularização

Considerando a limitação de máquina e a proposição de se gerar várias realizações ou imagens do reservatório, a escolha do suporte de regularização ganhou grande importância. Inicialmente, foi feita a discretização de metro em metro na vertical, pois determinava uma boa definição da variável; entretanto, Após verificar que isto tornaria inviável a simulação devido ao enorme número de blocos, procedeu-se um estudo mais apurado dos perfis, para verificar qual seria o suporte vertical mais adequado, que manteria as características de variabilidade originais. Chegou-se ao valor ideal de 5 metros (fig. 5.3), tendo por base as amplitudes dos variogramas dos dados brutos e regularizados de metro em metro, que indicaram amplitudes entre 30 e 40 metros e o fato de que este suporte não desestrutura a variável.

Na horizontal, a discretização de 40 em 40 metros mostrou-se adequada para a variabilidade geológica dos folhelhos e exequível em termos práticos.

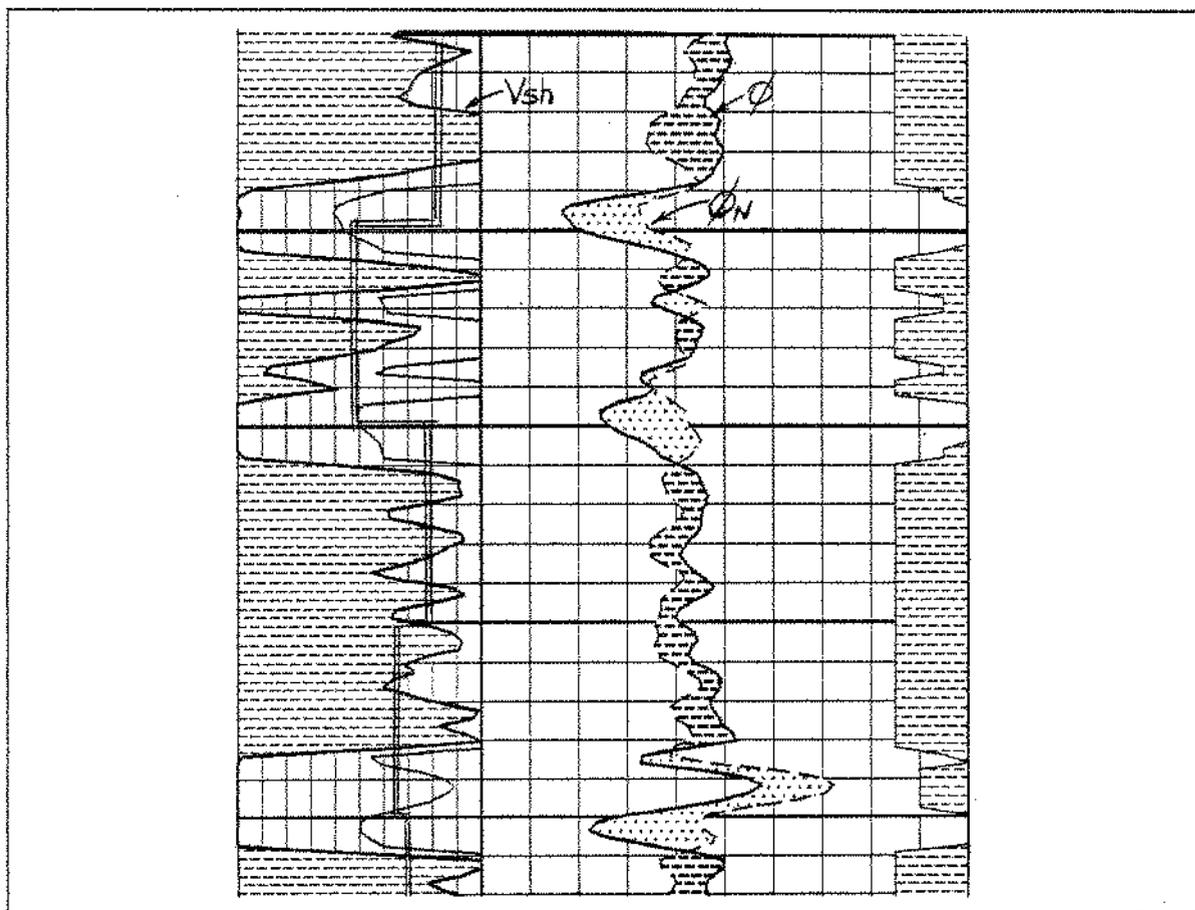


Figura 5.3: Regularização ao longo dos poços.

A malha assim escolhida ficou referenciada ao mesmo sistema de coordenadas e tinha a mesma origem da malha utilizada no modelo de simulação numérica previamente desenvolvido por Armando A. Ferreira (1990) da Divisão de Engenharia de reservatórios da PETROBRÁS e que serviria posteriormente para simular o fluxo através dos vários campos de permeabilidade fornecida pela modelagem estocástica.

Cada bloco definido pela simulação numérica tem dimensões 200 x 200 x 20 metros, na zona de óleo; portanto, estes blocos foram discretizados em 100 sub-blocos do modelo geoestatístico (5 x 5 x 4). O esquema de sub-discretização é mostrado na figura 5.4.

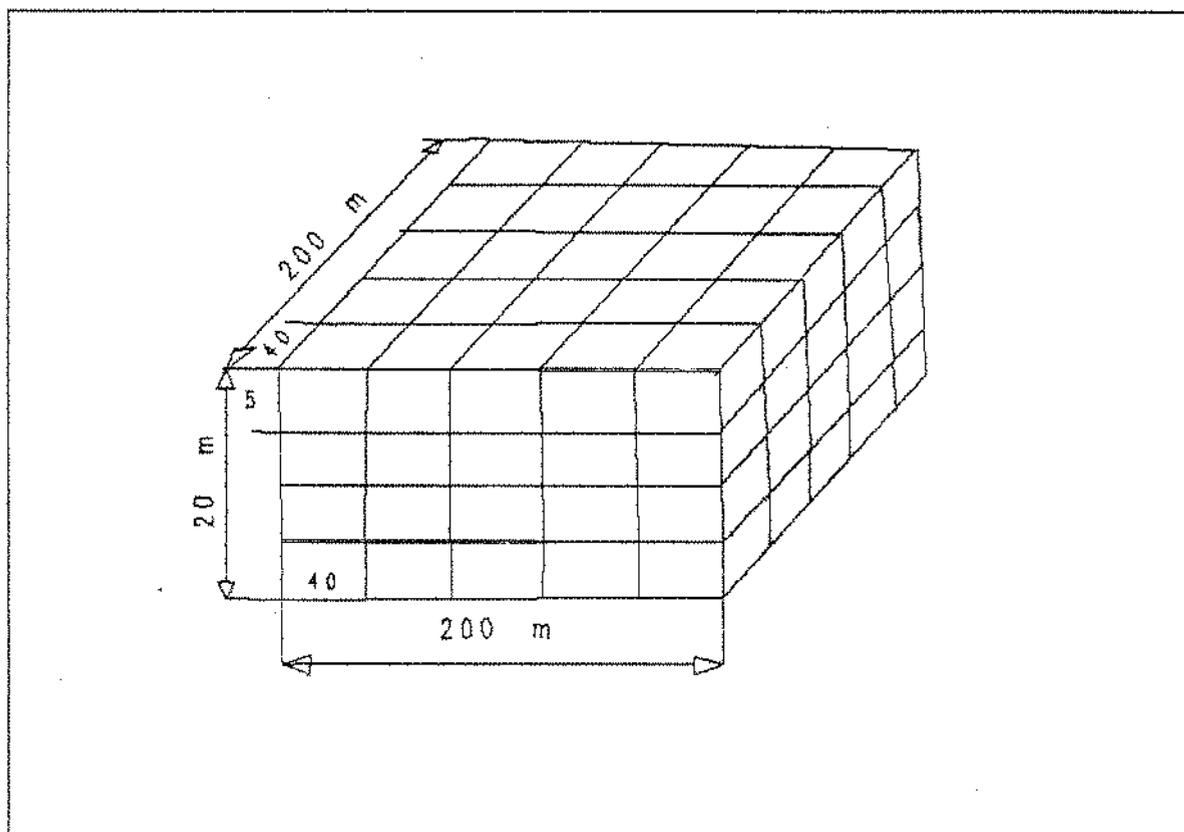


Figura 5.4: Sub-discretização dos blocos de simulação de Namorado.

Estes sub-blocos de  $40 \times 40 \times 5$  m ainda abarcam muitas heterogeneidades, pois a maioria dos folhelhos estocásticos têm 1, 2 ou 3 metros de espessura. Genericamente, existe uma distribuição de folhelhos, dentro dos sub-blocos, semelhante àquela mostrada no capítulo 4, figura 4.1.

Entretanto, como veremos no item 5.8, é possível levar em conta essas heterogeneidades internas, através do cálculo adequado da transferência de escala.

Com a regularização, os 25625 dados de perfis relativos aos dados brutos de argilosidade foram resumidos em um conjunto de 1025 dados, cuja média é de 0.310 e variância de 0.087. O histograma correspondente é o apresentado na figura 5.5.

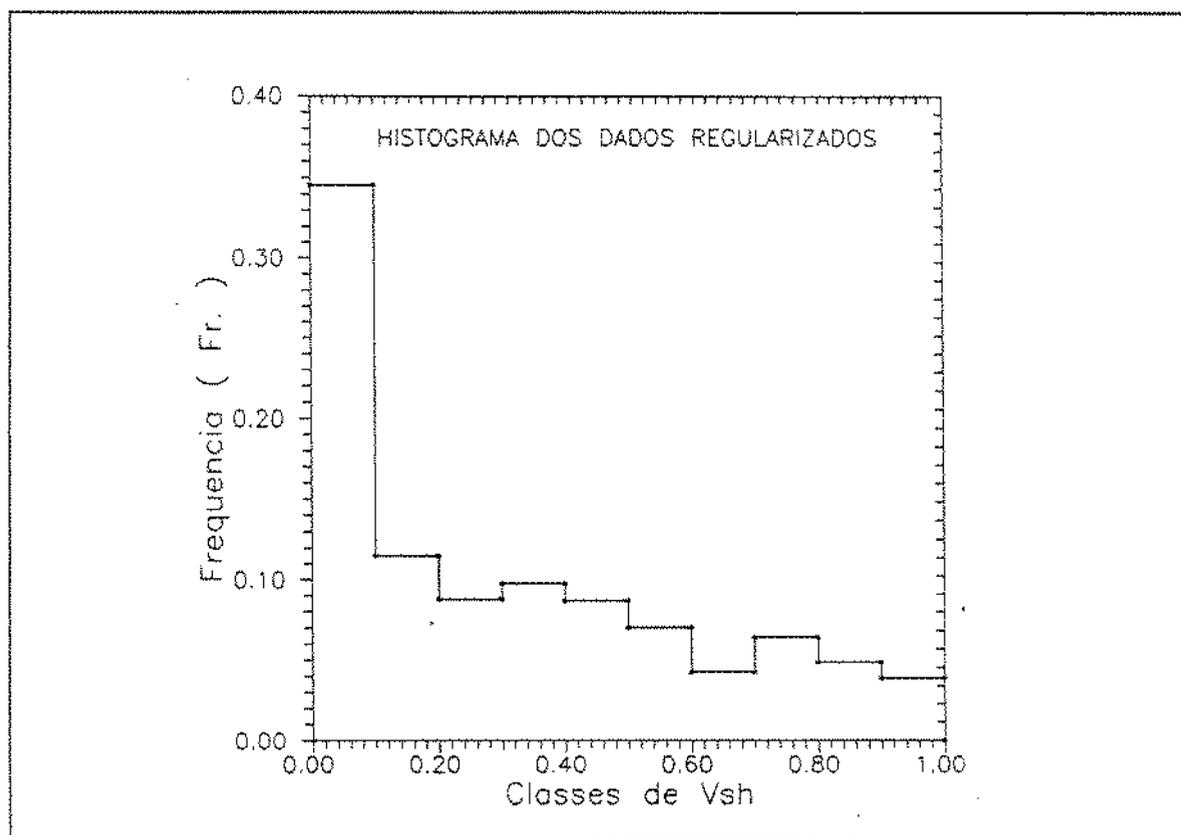


Figura 5.5: Histograma dos dados regularizados do Vsh.

### 5.5 Análise Estrutural

A análise estrutural do Campo de Namorado foi uma das fases mais longas deste trabalho, sendo pesquisadas várias direções horizontais, a direção vertical, e direções ao longo dos poços inclinados. Foram variografados 51 poços, dos quais 11 são verticais e 40 inclinados. Somente os poços com inclinação menor que 5 graus dentro do reservatório (caso do NA-18D, NA-38D e NA-45D) foram agrupados junto com os verticais; os demais foram classificados segundo o azimute e inclinação.

Houve a constatação de efeito proporcional (figura 5.6), com o ajuste dado pela equação  $\sigma^2 = 0,3256.m(x)^{0,983}$ , o que levou à normalização dos variogramas.

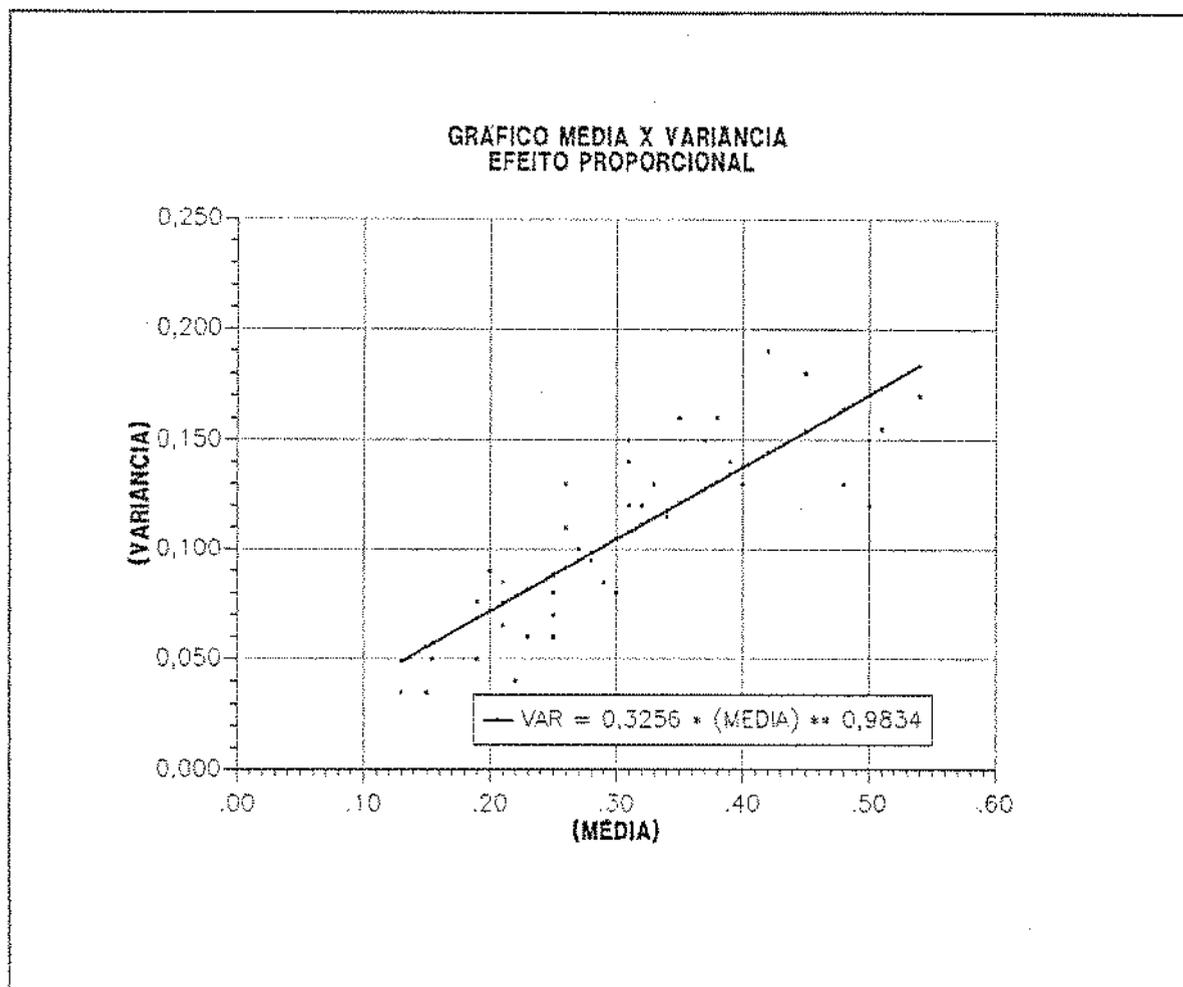


Figura 5.6: Efeito Proporcional observado em Namorado.

A fim de evitar que o variograma horizontal fosse calculado em desacordo com as camadas estratigráficas do reservatório (vide item 2.4), efetuou-se a transformação da coordenada z, segundo a fórmula 2.16. Com isso, buscou-se caracterizar melhor a continuidade lateral. Os variogramas horizontais nas direções principais, relativos aos dois sistemas de coordenadas (cartesiano e estratigráfico) praticamente não apresentaram diferenças, como se observa na figura 5.7.

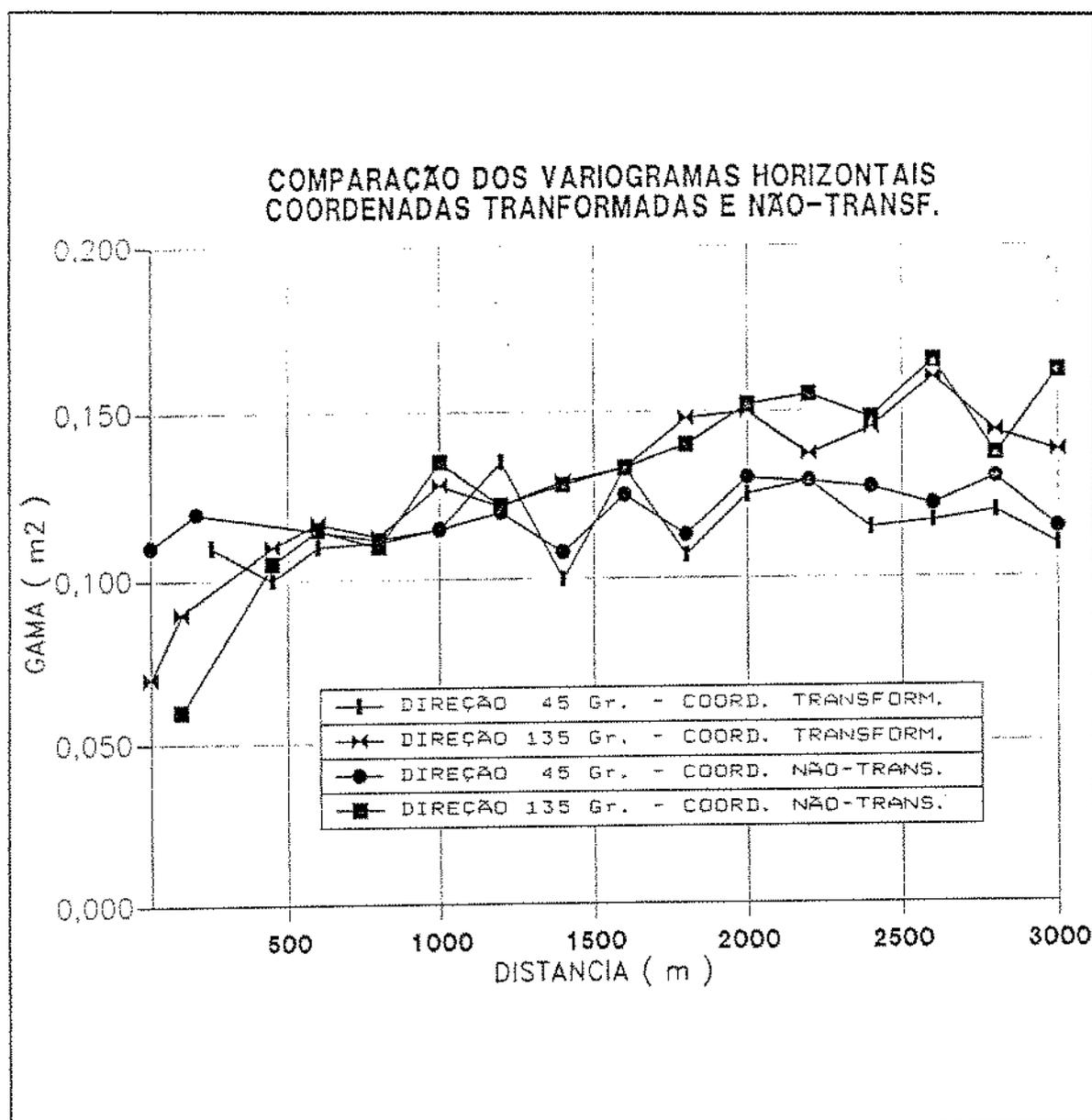


Figura 5.7: Comparação entre os variogramas horizontais cartesiano e estratigráfico.

Uma vez que o uso do sistema de coordenadas estratigráficas exigiria uma posterior transformação na malha de simulação, descartamos o seu uso. Porém, esta operação não

foi em vão, pois demonstrou a inexistência de sub-unidades de fluxo bem definidas dentro do reservatório, que se comporta como um pacote único; além disso, mostra uma tendência tabular horizontal dos corpos argilosos. Se os folhelhos tivessem estruturação, o variograma estratigráfico mostraria uma amplitude maior que o cartesiano.

### 5.5.1 Variografia ao Longo dos Poços

Ficou bastante nítida a presença do "efeito buraco" na maioria dos variogramas: as figuras 5.8 a 5.13 exemplificam alguns. Observam-se ciclos com amplitude média de 30 a 35 metros, com intercalações de 15 metros entre eles. Alguns poços apresentam o efeito buraco associado a imbricamento, caracterizando estruturas imbricadas periódicas (figuras 5.14 a 5.19). Estes ciclos têm amplitude variável entre 20 e 45 metros, na maioria dos poços, em repetições sucessivas do topo a base do reservatório. Entretanto, quando se faz o variograma médio, há logicamente uma atenuação do efeito buraco claramente identificado em cada poço, individualmente. Isto pode ser visto no variograma vertical médio mostrado na figura 5.22.

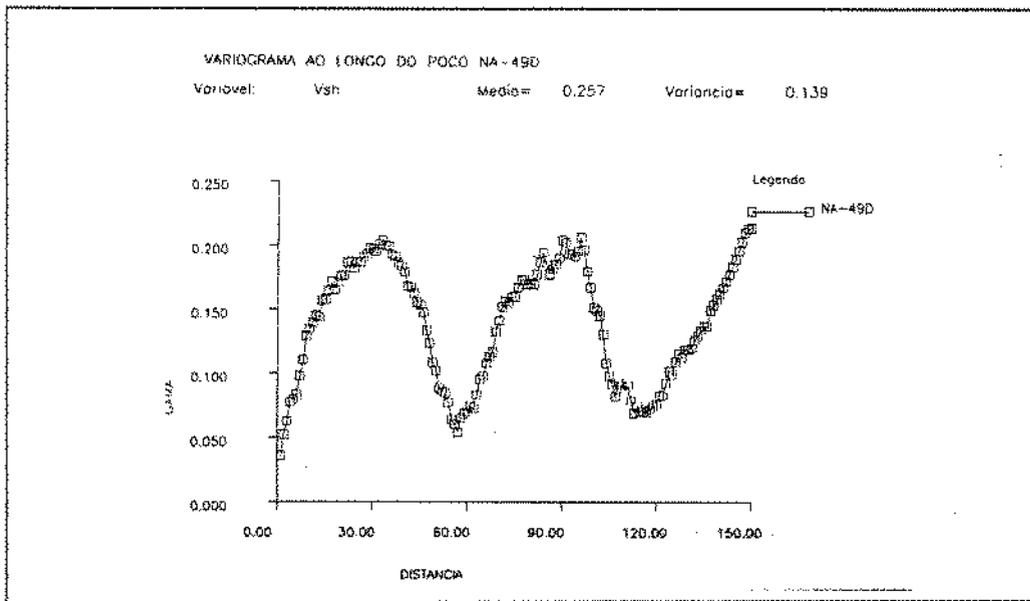


Figura 5.8: Efeito buraco verificado no poço NA-49D.

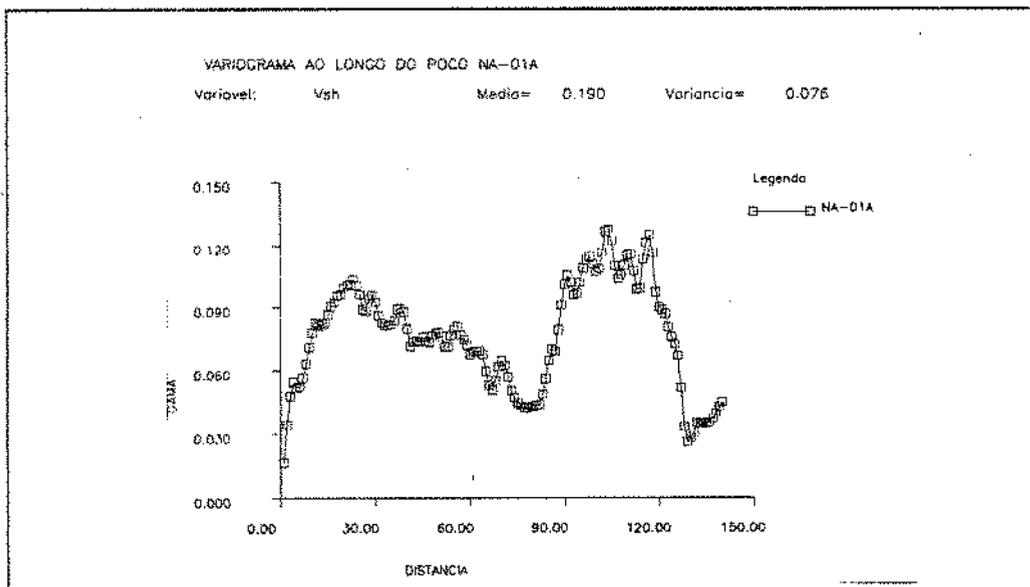


Figura 5.9: Efeito buraco verificado no poço NA-01A.

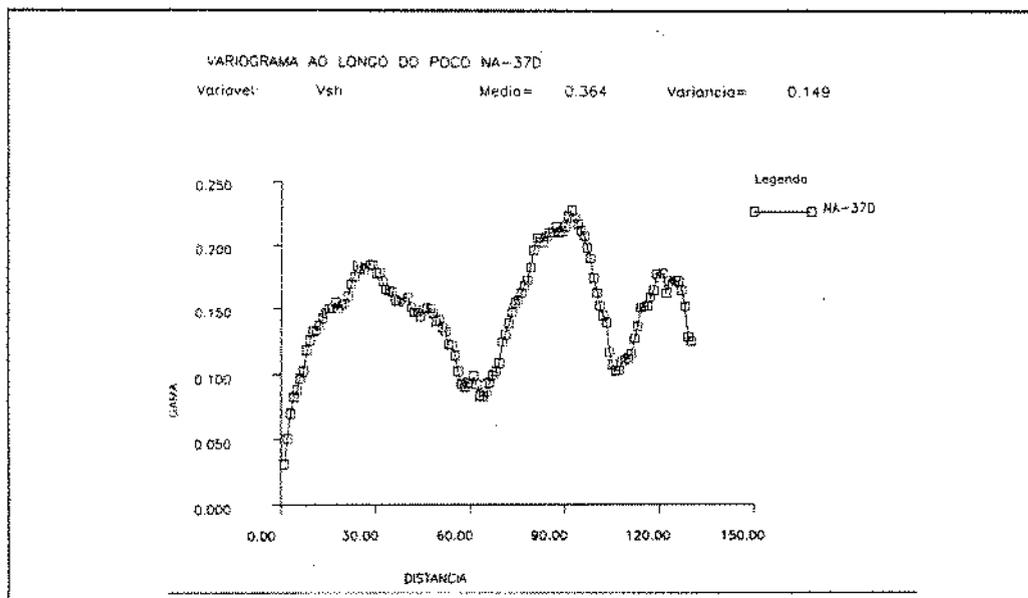


Figura 5.10: Efeito buraco verificado no poço NA-37D.

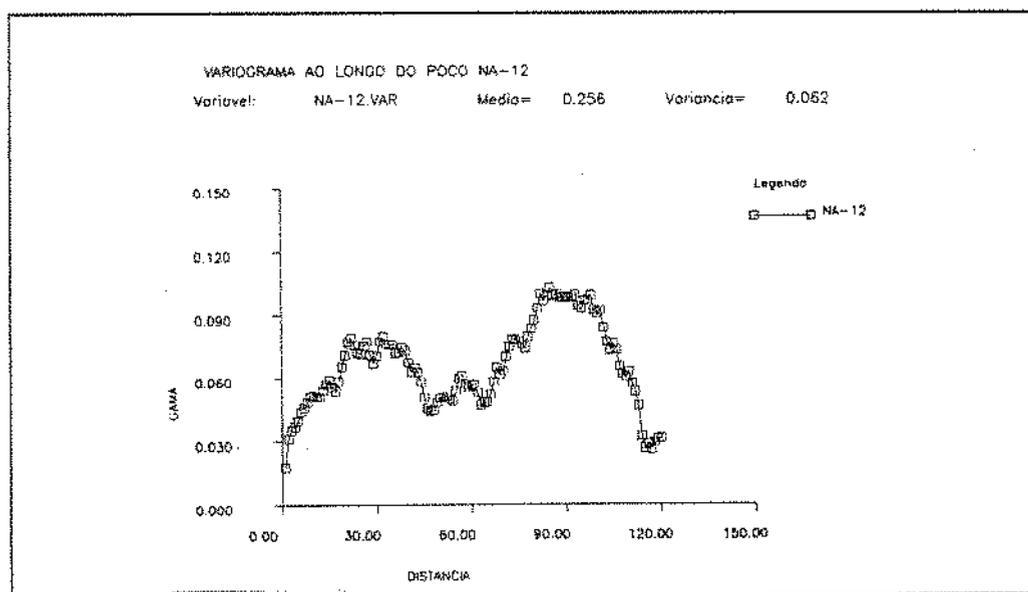


Figura 5.11: Efeito buraco verificado no poço NA-12.

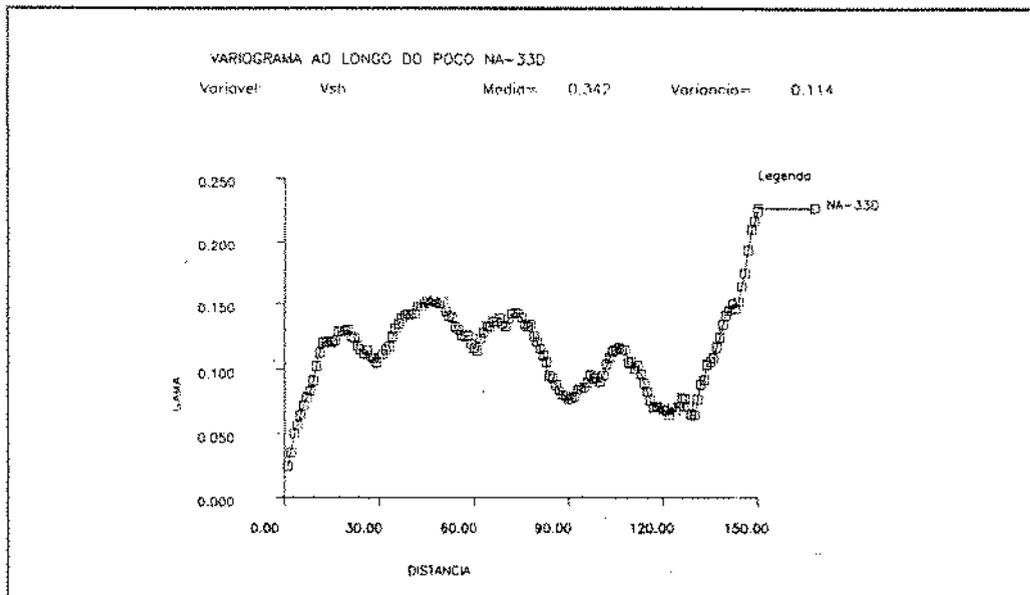


Figura 5.12: Efeito buraco verificado no poço NA-33D.

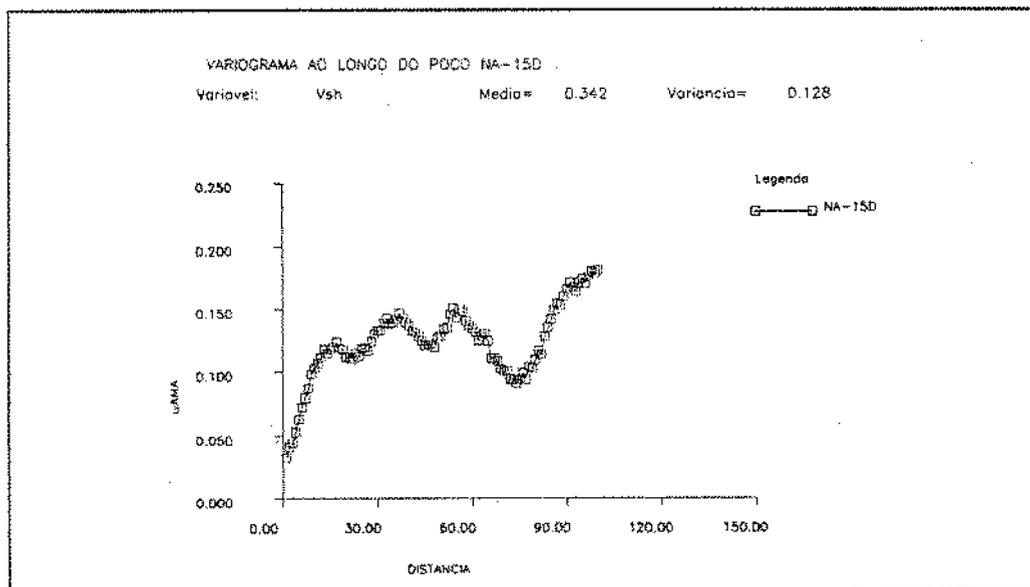


Figura 5.13: Efeito buraco verificado no poço NA-15D.

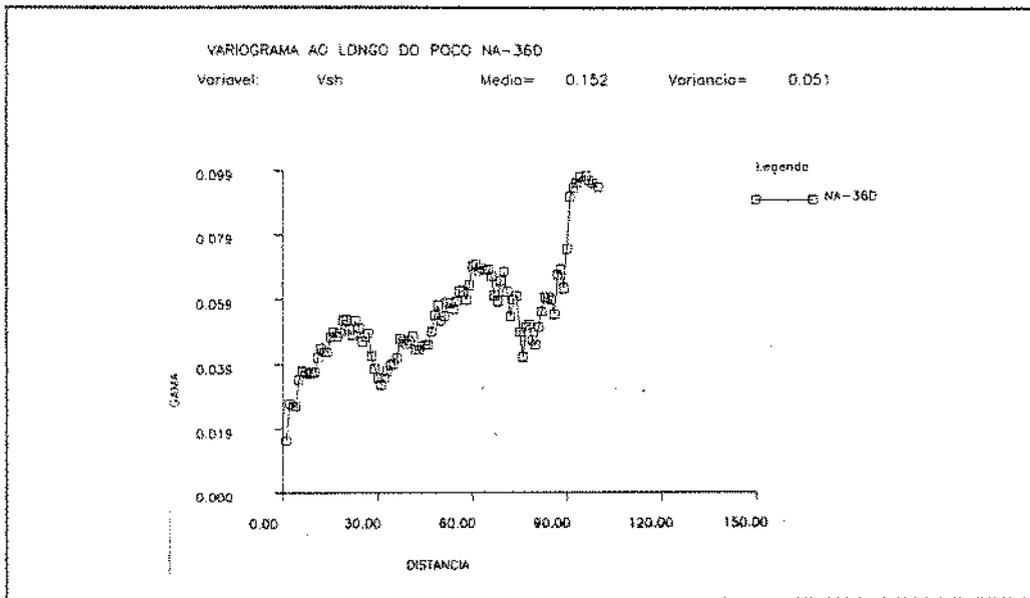


Figura 5.14: Imbricamento periódico observado no poço NA-36D.

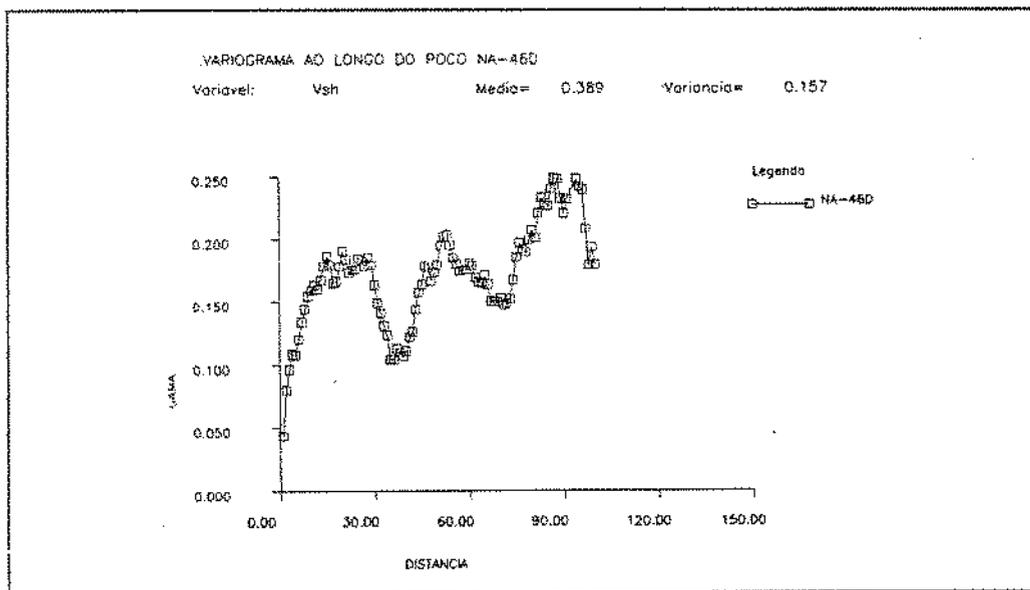


Figura 5.15: Imbricamento periódico observado no poço NA-46D.

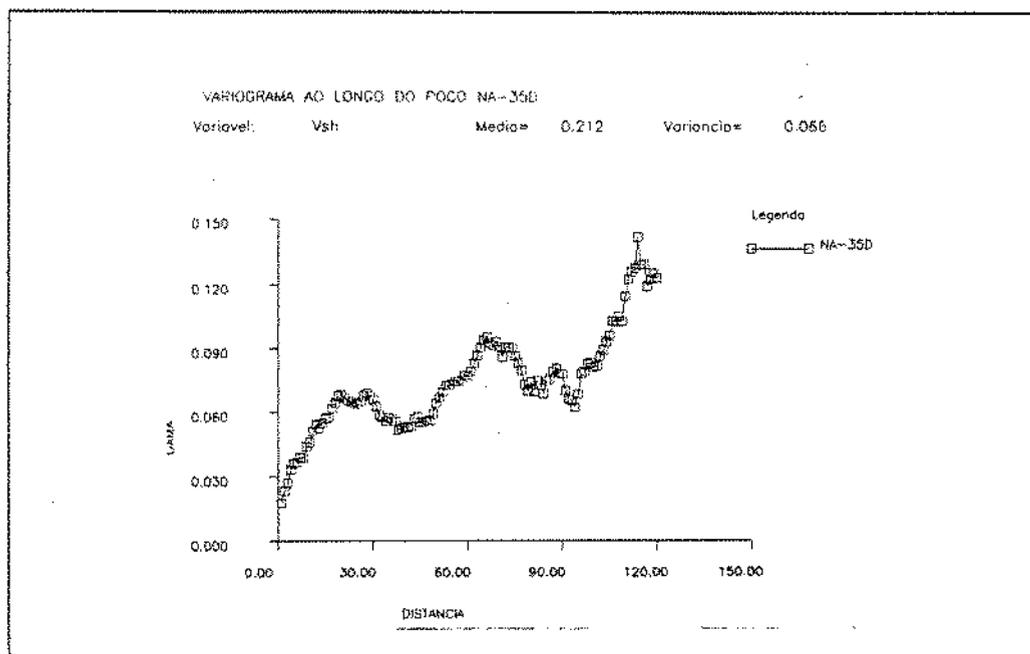


Figura 5.16: Imbricamento periódico observado no poço NA-35D.

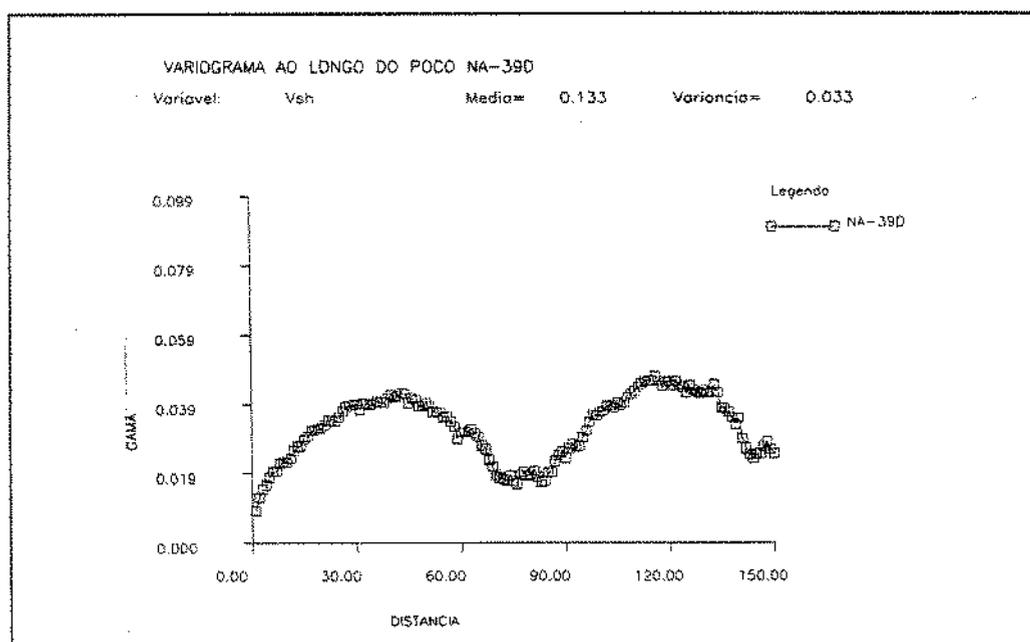


Figura 5.17: Imbricamento periódico observado no poço NA-39D.

Tais feições variográficas são típicas de reservatórios turbidíticos, onde existem aportes cíclicos e instantâneos de grandes quantidades de sedimentos, seguidos por períodos de calmaria. Sub-ciclos podem estar presentes devido à formação de seqüências de Bouma. A existência desses imbricamentos determinam um caráter fractal aleatório presente em algumas regiões do reservatório.

Outro ponto a ser comentado é que, quanto mais marcantes são os ciclos dos variogramas, maiores as espessuras porosas correspondentes; inversamente, poços argilosos têm variogramas monotonicamente crescentes, pois os ciclos não ficam bem definidos.

A fim de definir as principais feições estruturais e detectar planos de anisotropia, os poços direcionais foram agrupados segundo classes de azimuth e inclinação, onde o reservatório foi dividido em setores definidos de acordo com o seguinte critério:

1. Setor longitudinal, de azimuth  $135 \pm 20$  graus;
2. Setor longitudinal oposto, de azimuth  $315 \pm 20$  graus;
3. Setor transversal, de azimuth  $45 \pm 20$  graus;
4. Setor transversal oposto, de azimuth  $225 \pm 20$  graus.

Os variogramas médios de cada região são mostrados nas figuras 5.18 a 5.21.

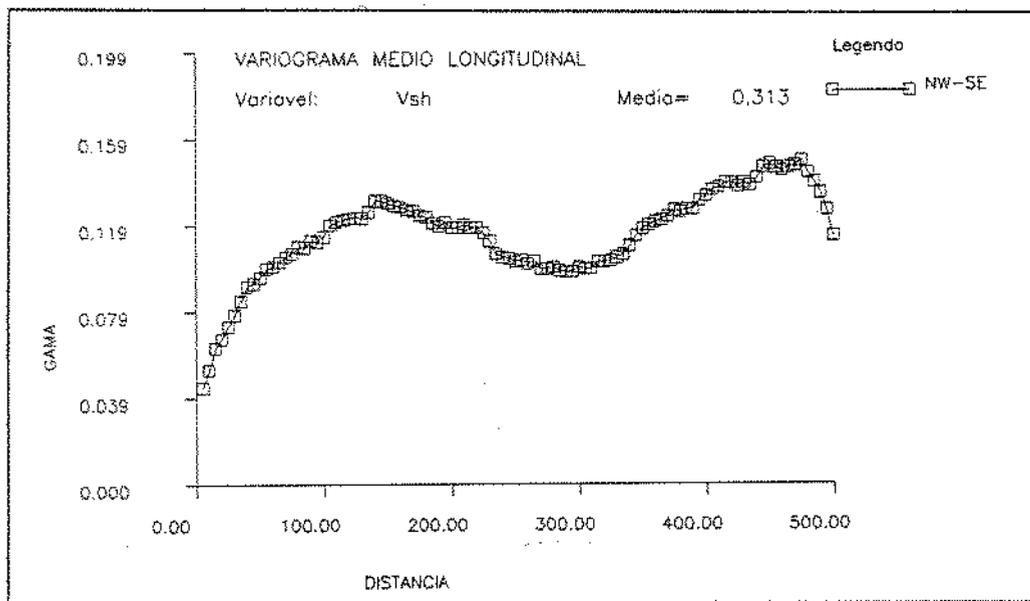


Figura 5.18: Variograma médio da direção longitudinal.

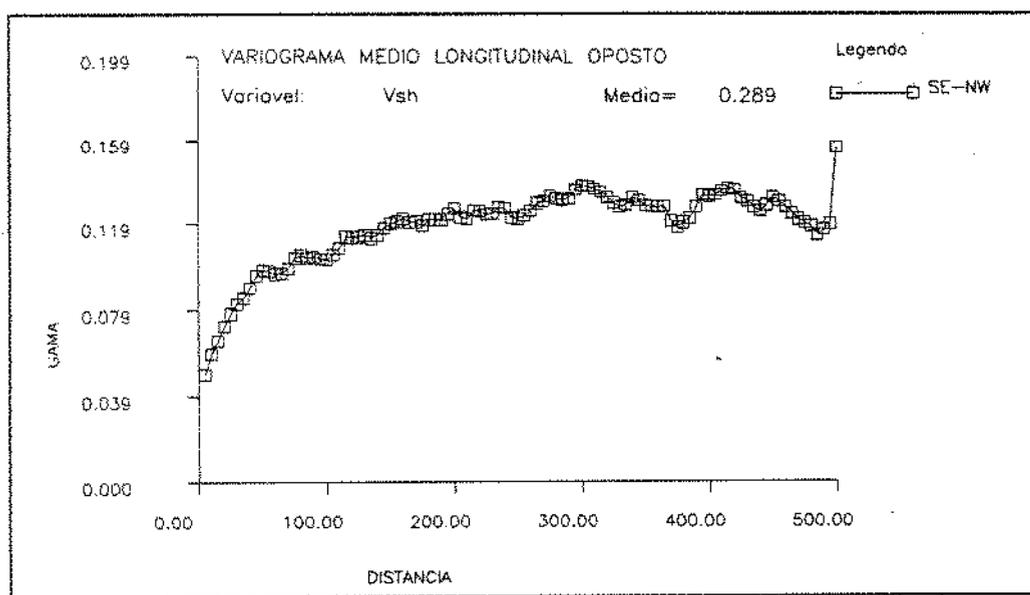


Figura 5.19: Variograma médio da direção longitudinal oposta.

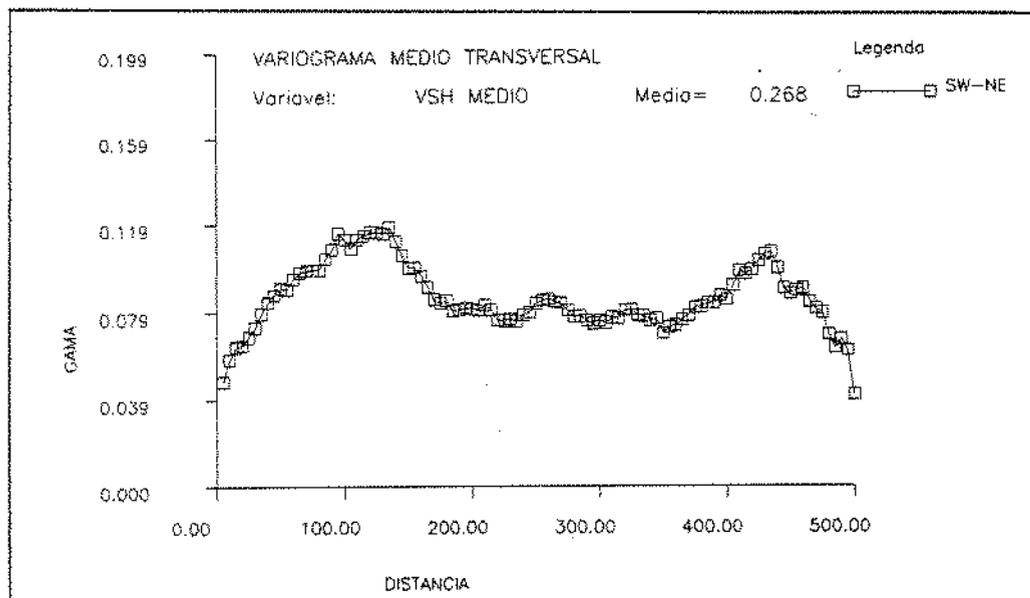


Figura 5.20: Variograma médio da direção transversal.

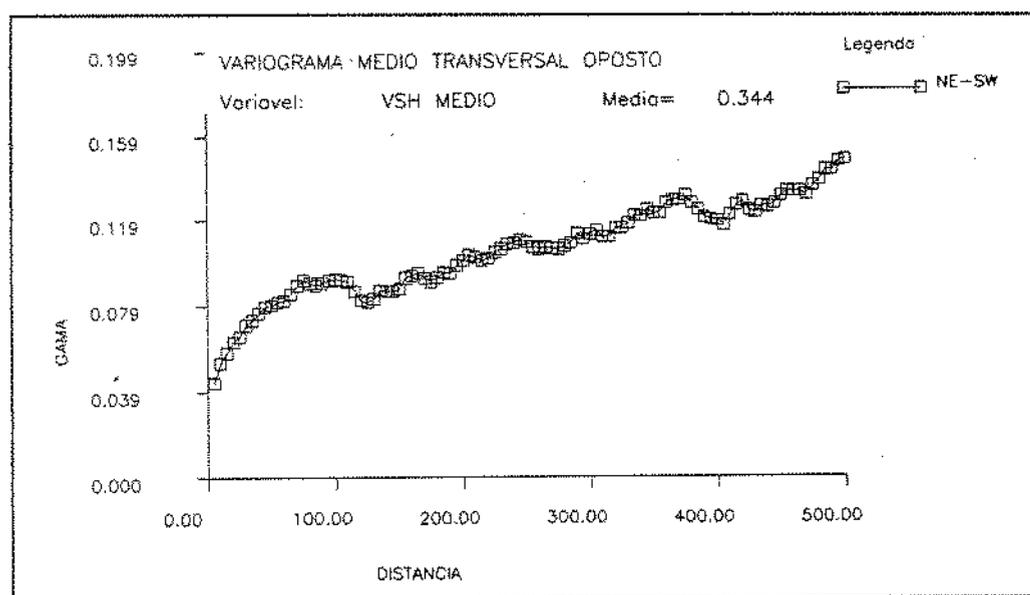


Figura 5.21: Variograma médio da direção transversal oposta.

### 5.5.2 Direção Vertical

O variograma experimental vertical do reservatório foi obtido a partir da média dos poços verticais ou quase verticais (tabela 5.1).

Poço	Inclinação
NA-01A	Vertical
NA-02	Vertical
NA-07	Vertical
NA-11A	Vertical
NA-12	Vertical
RJS-19	Vertical
RJS-42	Vertical
NA-21B	Vertical
NA-18D	2 graus
NA-38D	4 graus
NA-45D	3 graus

Tabela 5.1: Tabela dos poços considerados no cálculo do variograma vertical médio.

Como pode-se notar na figura 5.22, o variograma experimental foi ajustado por um modelo teórico esférico de 36 metros de amplitude e patamar igual a 1, sem efeito de pepita. O efeito buraco não foi modelado porque a vizinhança de krigagem condicionalizante utilizada não atingia a amplitude do mesmo. Caso seja esse efeito seja considerado primordial em termos de ajuste de histórico, haveria necessidade de escrever rotinas próprias e incorporá-las aos programas de simulação.

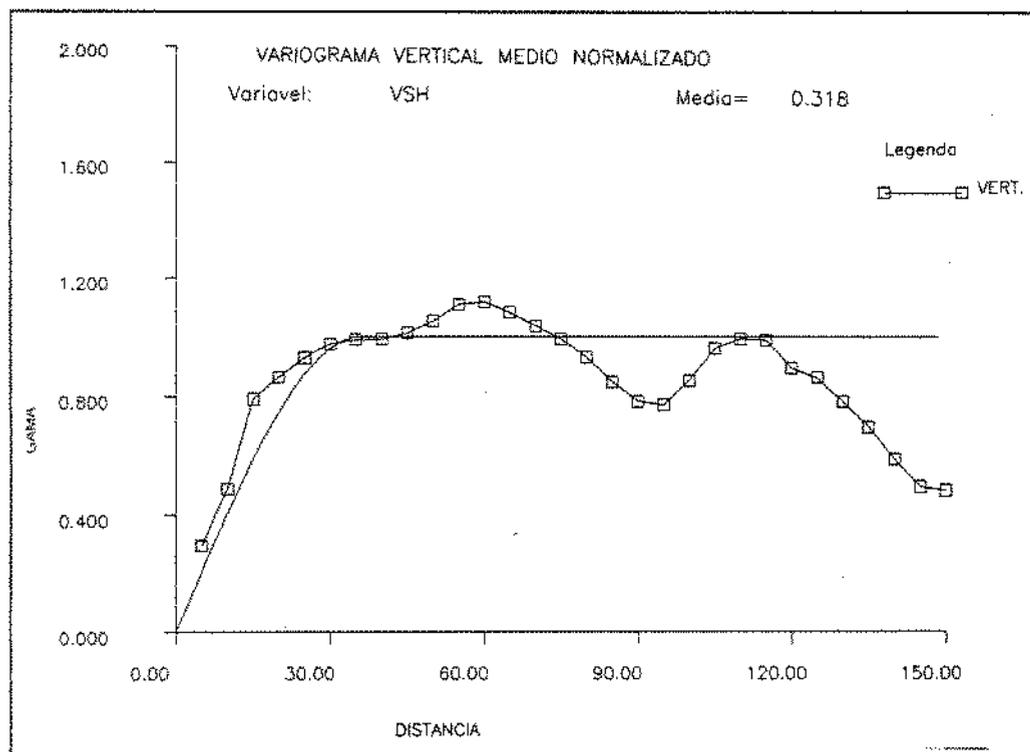


Figura 5.22: Variograma vertical médio.

### 5.5.3 Direção Horizontal

A análise detalhada dos variogramas em diversas direções do plano horizontal demonstrou haver duas direções preferenciais de anisotropia: NW-SE (no sentido longitudinal do campo) e SW-NE (sentido transversal do campo). A relação de anisotropia entre as duas direções é de 2 para 1, com maior continuidade no sentido transversal, onde a amplitude foi de 900 metros, contra 450 da direção longitudinal.

A inferência do comportamento do variograma na origem foi feita através dos pontos pertencentes aos dois pares de poços gêmeos: NA-34D e 3-NA-2 e NA-26D e 3-NA-4.

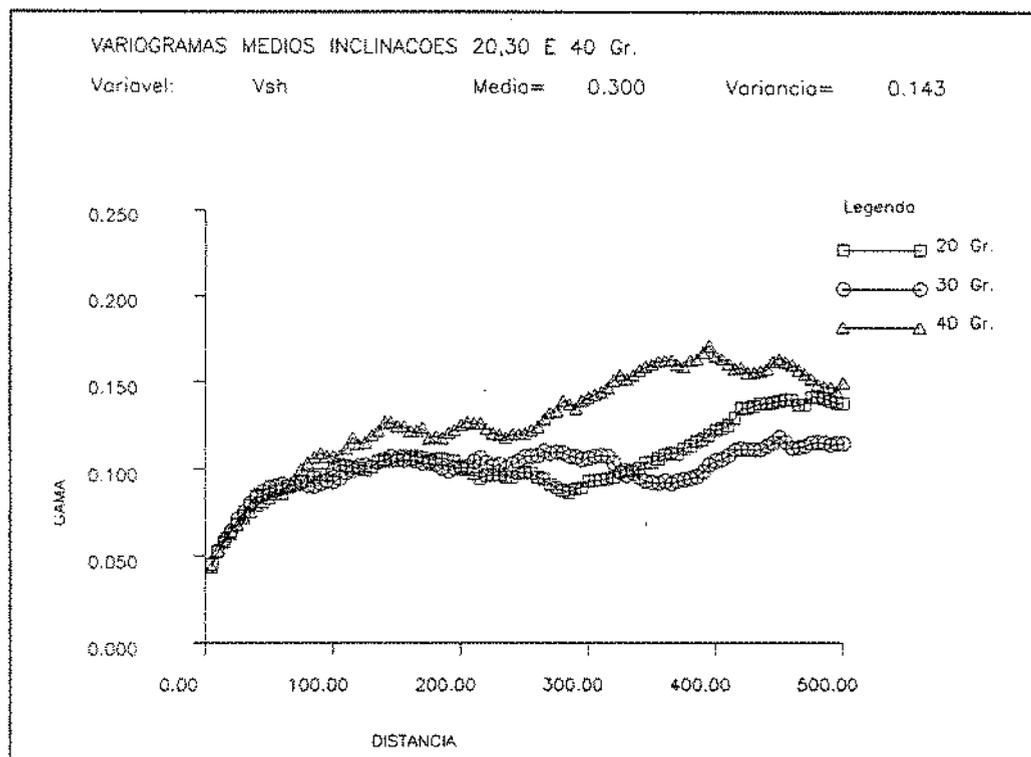


Figura 5.23: Variograma médios dos poços com inclinação média de 20, 30 e 40 graus.

Devido à inclinação dos poços, houve pares de pontos para várias distâncias  $h$  diferentes, o que conferiu maior confiabilidade ao modelo. Os variogramas médios ao longo dos poços inclinados (fig. 5.23) não foram conclusivos quanto a uma possível inferência do comportamento do variograma horizontal na origem.

Os variogramas experimentais horizontais das direções principais são mostrados na figura 5.24, juntamente com o modelo teórico ajustado. Observa-se a existência de anisotropia geométrica apenas, com ajuste do modelo esférico de amplitude 900 m, patamar 1,0  $m^2$  e efeito de pepita nulo.

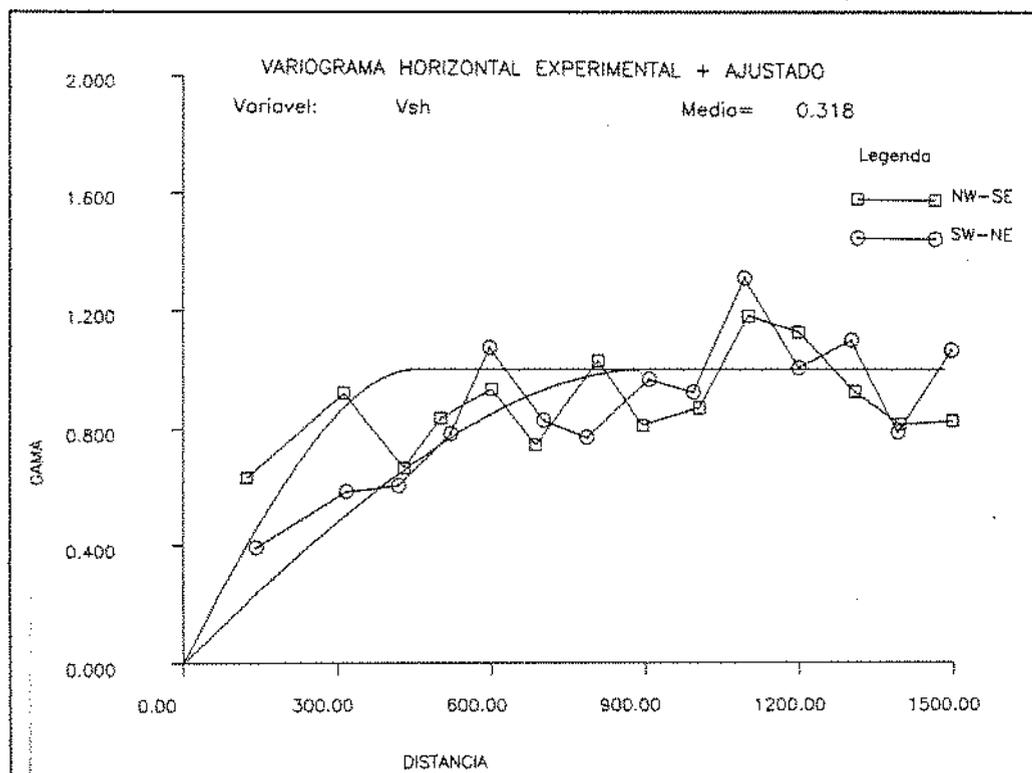


Figura 5.24: Variogramas horizontais das direções principais.

A consideração de efeito de pepita nulo deve-se ao estudo da variabilidade entre os dois pares de poços gêmeos, como já foi dito. Ao final, foi possível descrever a estrutura com apenas um variograma, aplicando-se uma transformação linear de coordenadas dada por:

$$\begin{bmatrix} a_l^1 \\ a_l^1 \\ a_v^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 25 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_l \\ a_l \\ a_v \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

onde:

$a_t$  = amplitude na direção transversal do campo (NW-SE)

$a_l$  = amplitude na direção longitudinal do campo (SW-SE)

$a_v$  = amplitude na direção vertical do campo

Os parâmetros do Modelo Ajustado são os seguintes:

Efeito de Pepita = 0.0

Tipo esférico

Amplitude = 900 m

Patamar = 1,0m<sup>2</sup>

Coefficientes de Anisotropia:  $a_t = 2.0$   $a_l = 1.0$   $a_v = 25.0$

## 5.6 Escolha do Modelo de Simulação

A variável a ser simulada é o volume de argila existente no meio poroso, que pode variar de 0 (arenito limpo) a 1 (folhelho). Na maioria dos casos, aparecem situações intermediárias (arenito argiloso), podendo o Vsh assumir qualquer valor entre 0 e 1. Como já tivemos a oportunidade de comentar no capítulo 3, a simulação indicatriz é adequada a fenômenos binários, onde há duas classes claramente dominantes e um corte natural entre elas do tipo "existe/não existe", "sim e não". Este pode ser o caso de algumas seqüências arenito/folhelho, desde que a discretização a ser usada na simulação não destrua essa propriedade binária. No caso de Namorado, uma simples inspeção nos perfis demonstra que há trechos onde a argilosidade é intermediária. Além disso, o histograma dos dados regularizados (figura 5.5) não apresenta apenas duas classes, embora se verifique uma classe predominante representativa dos arenitos limpos (Vsh entre 0 e 0,1). Os blocos de

simulação cujas dimensões são 40 x 40 x 5 metros, quase sempre definem a coexistência de arenito e folhelhos no seu interior, pois a sua altura é maior que a média das espessuras dos folhelhos. Portanto, é recomendável o uso do modelo gaussiano, do qual faremos uso. Além disso, o modelo gaussiano nos fornece a percentagem de folhelho existente em cada sub-bloco, informação esta que será aproveitada para inferir a permeabilidade dos sub-blocos em função de sua heterogeneidade interna.

### 5.7 Geração das Imagens Estocásticas

Escolhido o modelo de simulação gaussiano, há necessidade de se fazer uma anamorfose dos dados (vide item 3.2.3). Isto é necessário para converter o histograma dos dados num histograma gaussiano, possibilitando o uso do método das bandas rotativas. No caso presente, a anamorfose gaussiana foi realizada pela expansão dos polinômios de Hermite, cujos coeficientes  $\psi_i$  são dados abaixo:

$$\psi_1 = 0.31676 \quad \psi_2 = -0.27780$$

$$\psi_3 = 0.096121 \quad \psi_4 = 0.13470$$

$$\psi_5 = 0.14490 \quad \psi_6 = -0.20243$$

$$\psi_7 = 0.33800$$

Usando o modelo variográfico ajustado, passou-se à simulação condicional da variável, a qual foi feita por intermédio de 6 programas de computador, cuja seqüência é descrita sucintamente abaixo:

1. O primeiro programa simula os pontos em cima das 15 retas que irão varrer o domínio tridimensional, usando o método das bandas rotativas. As populações

de cada reta são geradas a partir de um número aleatório, respeitando o modelo variográfico ajustado e considerando as anisotropias existentes em cada direção

2. O segundo e o terceiro programa são a primeira e a segunda etapa da simulação não condicional, nos pontos condicionantes. é feito também o cálculo das diferenças entre os valores simulados e os dados experimentais, que serão posteriormente krigadas para obter a distribuição isomorfa ao erro verdadeiro (vide item 3.2)
3. O quarto programa é a simulação não condicional propriamente dita, realizada em todo o domínio
4. O quinto programa é a krigagem condicionante, realizada a partir das diferenças entre os dados experimentais e a simulação não condicional, nos pontos condicionantes. é assim chamada porque, quando a adicionamos à simulação não condicional, promove a condicionalização, pois os pontos experimentais passam a ser honrados.
5. O sexto e último programa apenas soma os resultados obtidos na simulação não condicional e na krigagem condicionante:  $Y_{ic}(x_i) = \hat{Y}_i(x_i) + R_i(x_i)$ . Como, nos pontos amostrais,  $R_i(x_i) = Y(x_i) - \hat{Y}_i(x_i)$ , temos que  $Y_{ic}(x_i) = Y(x_i)$ . O mesmo programa calcula a desanamorfose pela fórmula  $Z_{ic}(x_i) = \varphi Y_{ic}(x_i)$ . (A.G. Journel, 1974).

O fluxograma de todo o processo, é mostrado na figura 5.25. Foram geradas quatro imagens pela técnica da simulação condicional e uma pela técnica da krigagem. As simulações foram feitas apenas dentro da zona de óleo (entre as profundidades -2962,5 e

-3152,5 m), o que corresponde às camadas 2 a 10 do modelo de simulação numérica. As camadas 1 (zona de gás) e 11 (zona de água) da mesma, não foram consideradas pelos seguintes motivos:

1. falta de dados (pois poucos poços se apresentam naquelas regiões);
2. menor interesse em se simular as heterogeneidades naquelas camadas, já que o fluxo se dá preferencialmente em direção à zona de óleo;
3. necessidade de restringir a zona a ser simulada, para possibilitar a simulação de várias imagens.

A zona de óleo do reservatório foi então discretizada num paralelepípedo de 165 x 110 x 38 blocos de 40 x 40 x 5 metros, o que dá um total de 689.700 blocos, dos quais 270300 pertencentes ao reservatório. Como já foi visto item 5.3, a malha geoestatística é mais fina, tendo 100 vezes mais blocos do que a malha de simulação numérica.

Na geração das 4 imagens através da simulação condicional do reservatório, foram mantidos todos os parâmetros geoestatísticos, variando-se apenas o número aleatório, que é a semente da geração da simulação não condicional. As características gerais das quatro simulações são as mesmas, utilizando-se o modelo estrutural obtido no item 5.5. Foram usadas duas vizinhanças de krigagem:

# SIMULAÇÃO CONDICIONAL

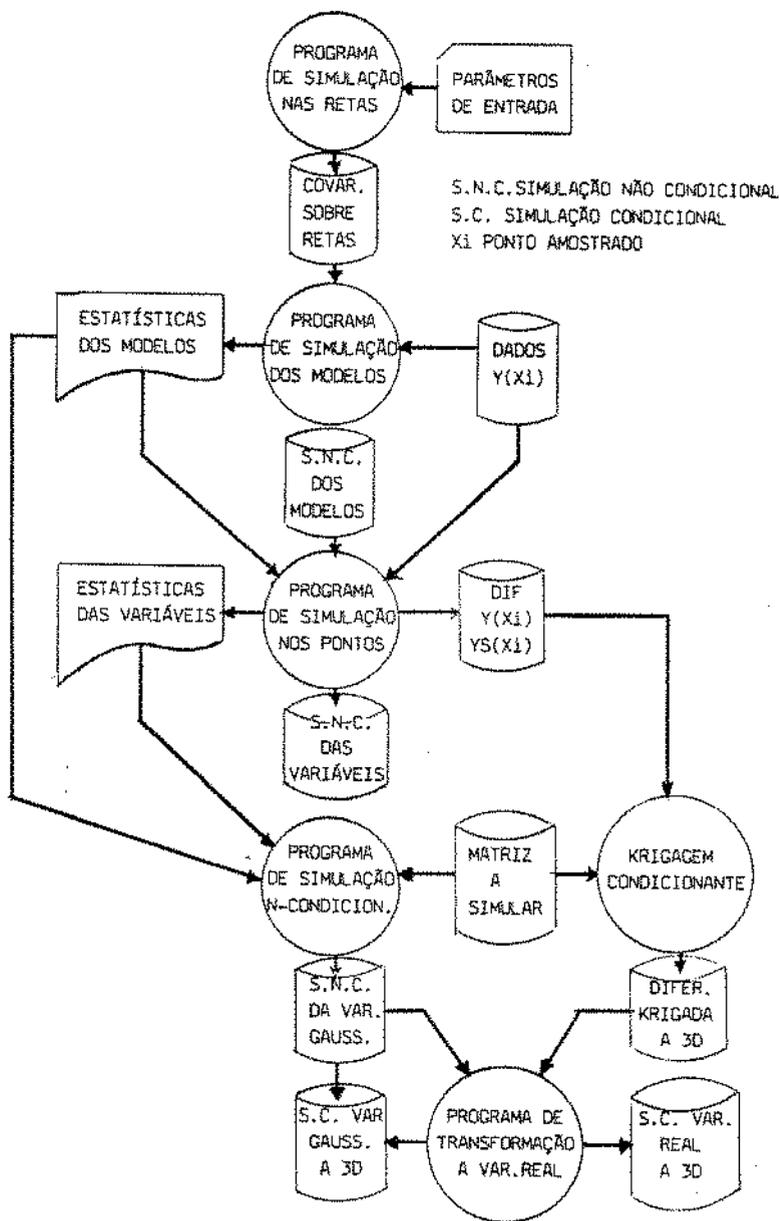


Figura 5.25: Fluxograma da simulação condicional gaussiana.

A primeira, menor, fez a krigagem dos valores mais bem condicionados, e é definida por 27 blocos de 200 x 200 x 5 m, sendo o bloco central a ser krigado (figura 5.26.a);

A segunda vizinhança maior, teve por objetivo alcançar os valores não krigados pela primeira vizinhança por falta de dados.

Ela constituiu-se de 75 blocos de 200 x 200 x 5 m (figura 5.26.b). Este procedimento dá maior confiabilidade e variabilidade à krigagem, pois não usa as amostras muito afastadas para fazer a estimação, a não ser que seja absolutamente necessário, pela falta de dados mais próximos.

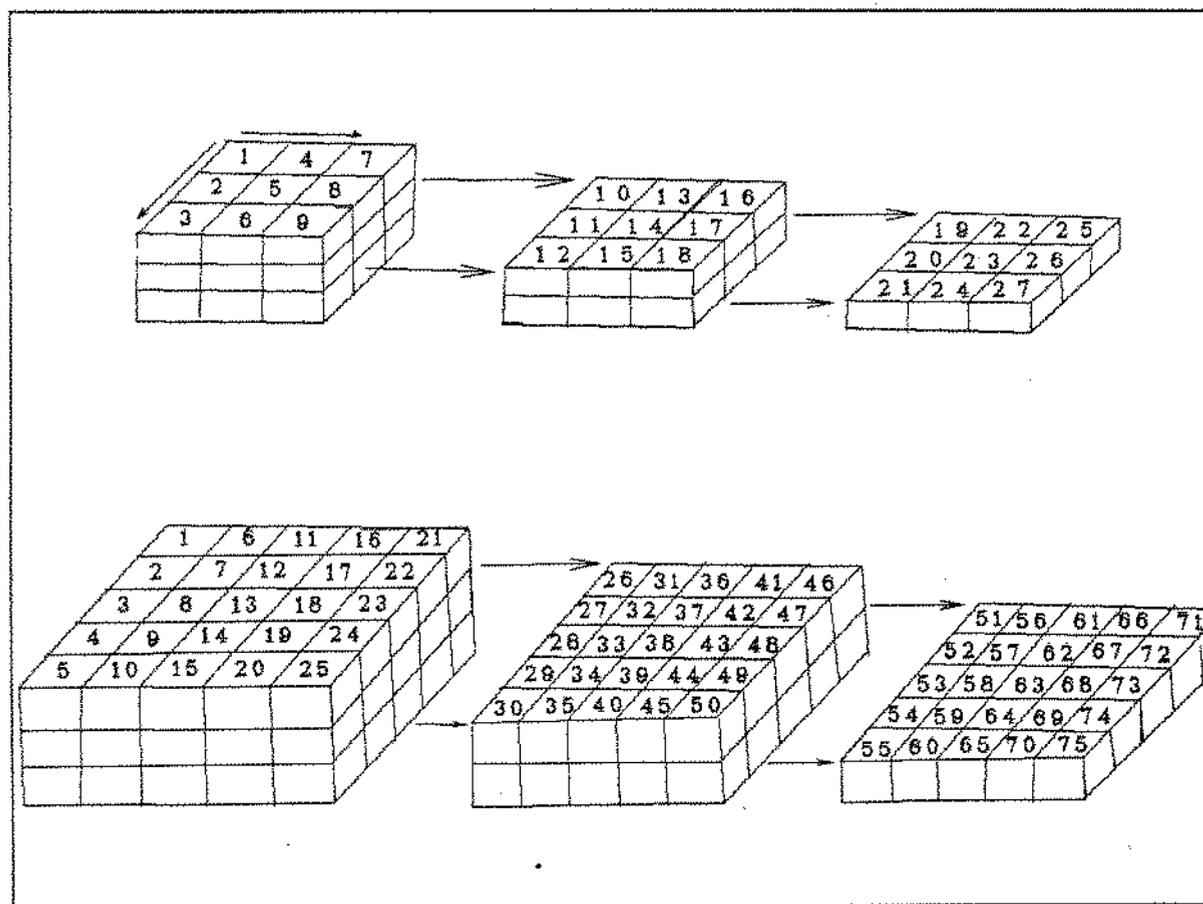


Figura 5.26: Esquema das vizinhanças de krigagem utilizadas.

O único parâmetro a variar nas simulações condicionais foi o número aleatório inicial (semente), o qual é fornecido na tabela abaixo, para cada imagem:

Imagem	Semente
1	37
2	137
3	74
4	359

Tabela 3.2 Tabela dos números aleatórios iniciais (sementes) usados na geração das imagens do reservatório.

Cada imagem requereu cerca de 6 horas em microcomputador PC-AT 286 com co-processador aritmético, sendo necessários cerca de 6 Megabytes para armazenar os arquivos necessários para cada imagem.

A imagem krigada (a qual chamamos adiante de imagem K) foi obtida através do programa KRIG2BR, que não permite o uso de duas vizinhanças de krigagem; logo, foi usada a maior (figura 5.26.b). Nessa imagem não se usou a mesma discretização das outras, optando-se por blocos exatamente iguais aos blocos de simulação numérica (200 x 200 x 20 metros) por duas razões:

1. a variabilidade da krigagem é menor que a real, exigindo portanto uma discretização também menor para descrevê-la;
2. interesse em comparar o processo de transferência de escala usado nas outras imagens, com a krigagem dos blocos, que não deixa de ser um processo de cálculo da média. Este ponto ficará mais claro no item seguinte.

Devemos ter em mente que, qualquer que seja o método utilizado, os campos de permeabilidade deverão ser avaliados através da simulação do fluxo, comparando-se os resultados com o histórico do campo. é bem verdade que, procedendo corretamente e

usando a técnica adequada, devemos chegar mais próximos da realidade, mas a krigagem aqui não só é uma tentativa válida, como também poderá nos fornecer informações importantes como, por exemplo, se estamos utilizando os parâmetros gerais corretos ou se a transferência de escala foi bem feita.

A figura 5.27 mostra a comparação entre um histograma típico simulado e os dados reais: no caso, os dados simulados são da imagem 1. Observa-se que há um ajuste satisfatório (os demais histogramas são semelhantes, deixando de ser reportados). Entretanto, o histograma da krigagem não tem a mesma forma do real, pois atenua a variabilidade. Para efeito de visualização gráfica e ilustração, são mostradas nas figuras 5.28 a 5.32, as seções horizontais, feitas em cada nível de simulação numérica, da imagem 1, sendo as demais são omitidas. As imagens não passaram por qualquer avaliação geológica e o julgamento será feito pela simulação do fluxo através delas, comparando-se com o histórico do campo. A idéia é escolher aquela que mais se aproxime dos dados de produção, procedendo nela acertos nas regiões que estiverem em desacordo.

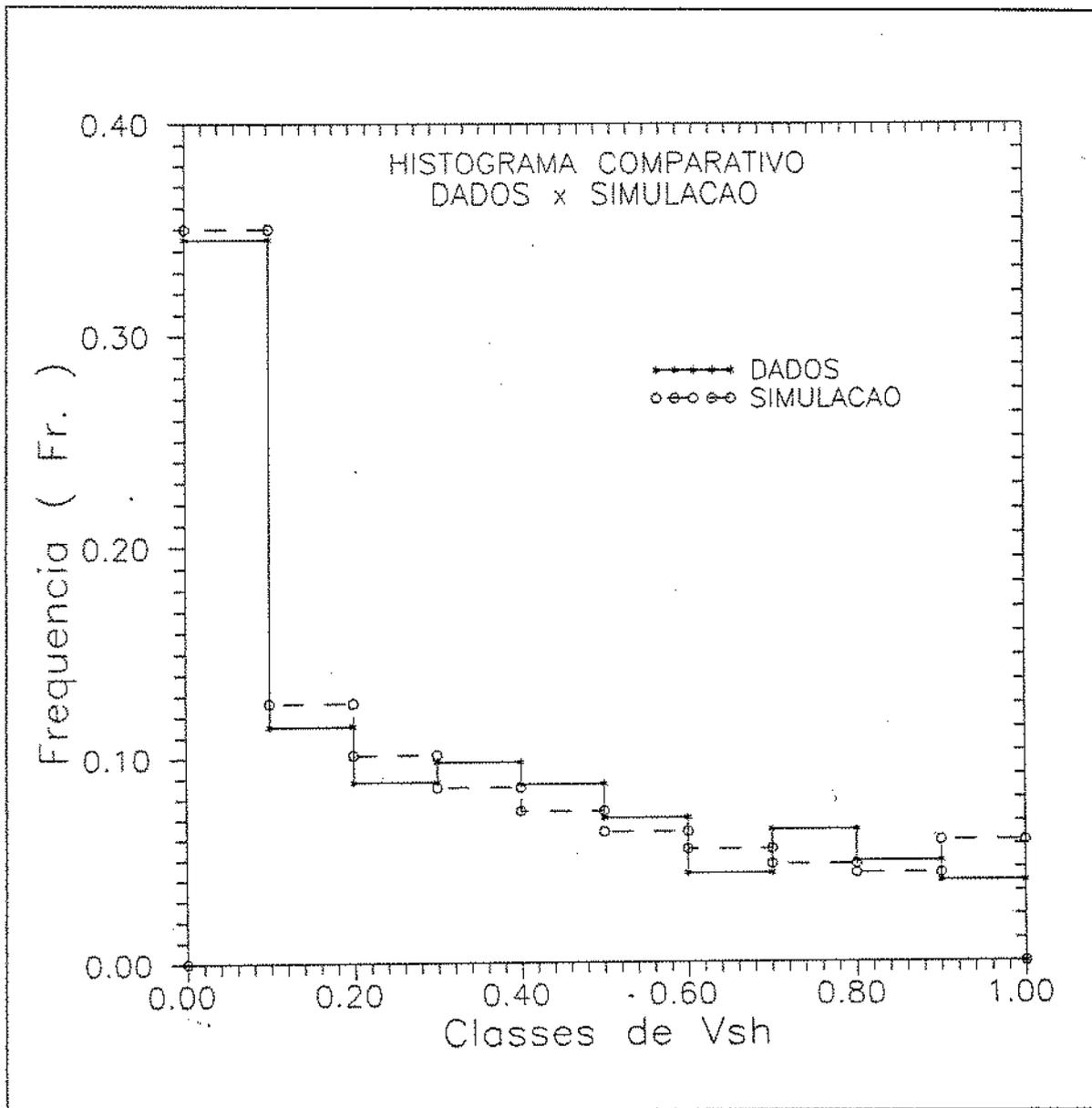
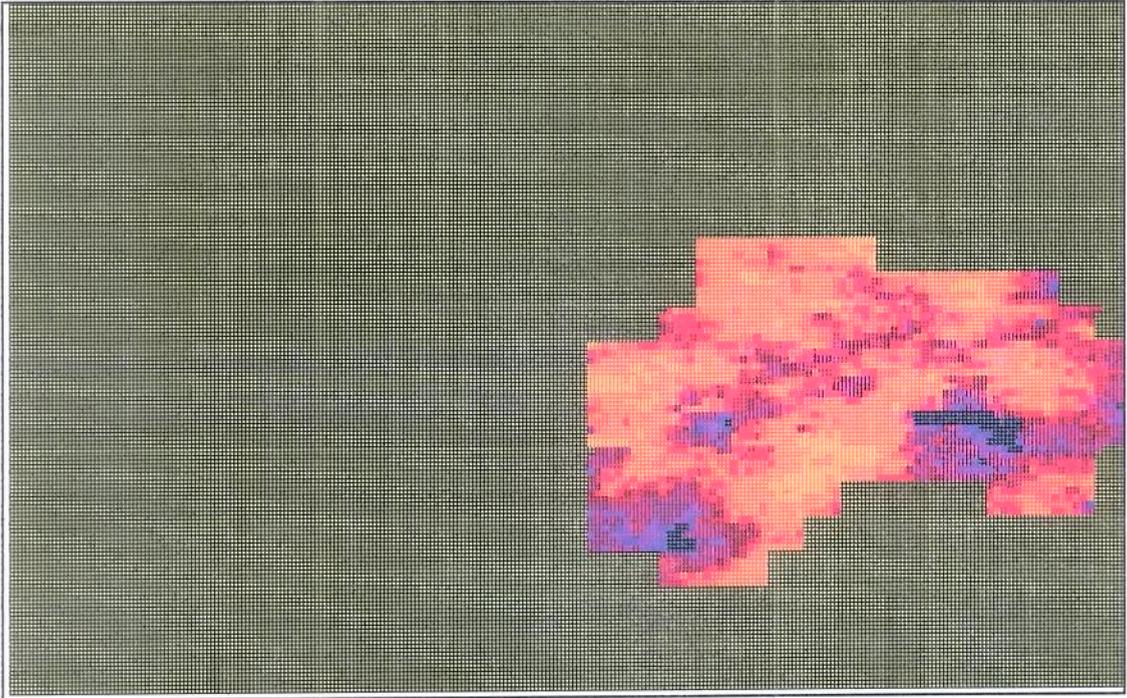
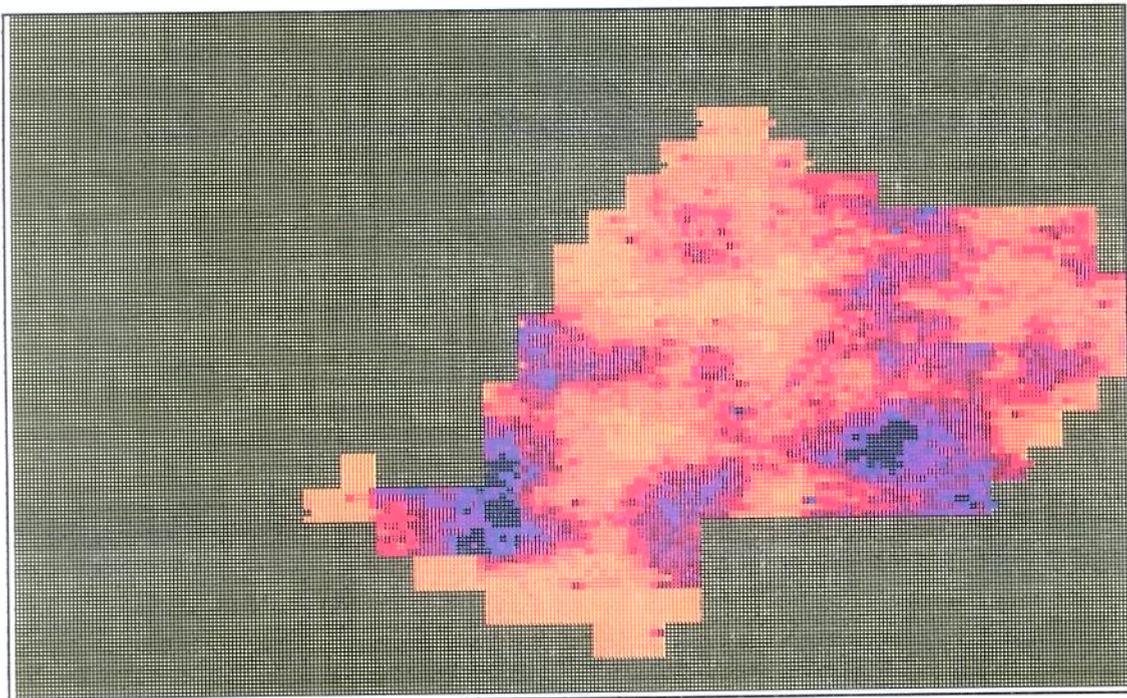


Figura 5.27 Comparação entre o histograma dos dados e o histograma da simulação 1.

- ARGILOSIDADE -



SECÃO HORIZONTAL A -2990 m DA IMAGEM 1



SECÃO HORIZONTAL A -3010 m DA IMAGEM 1

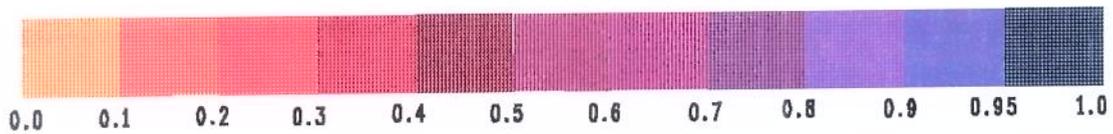
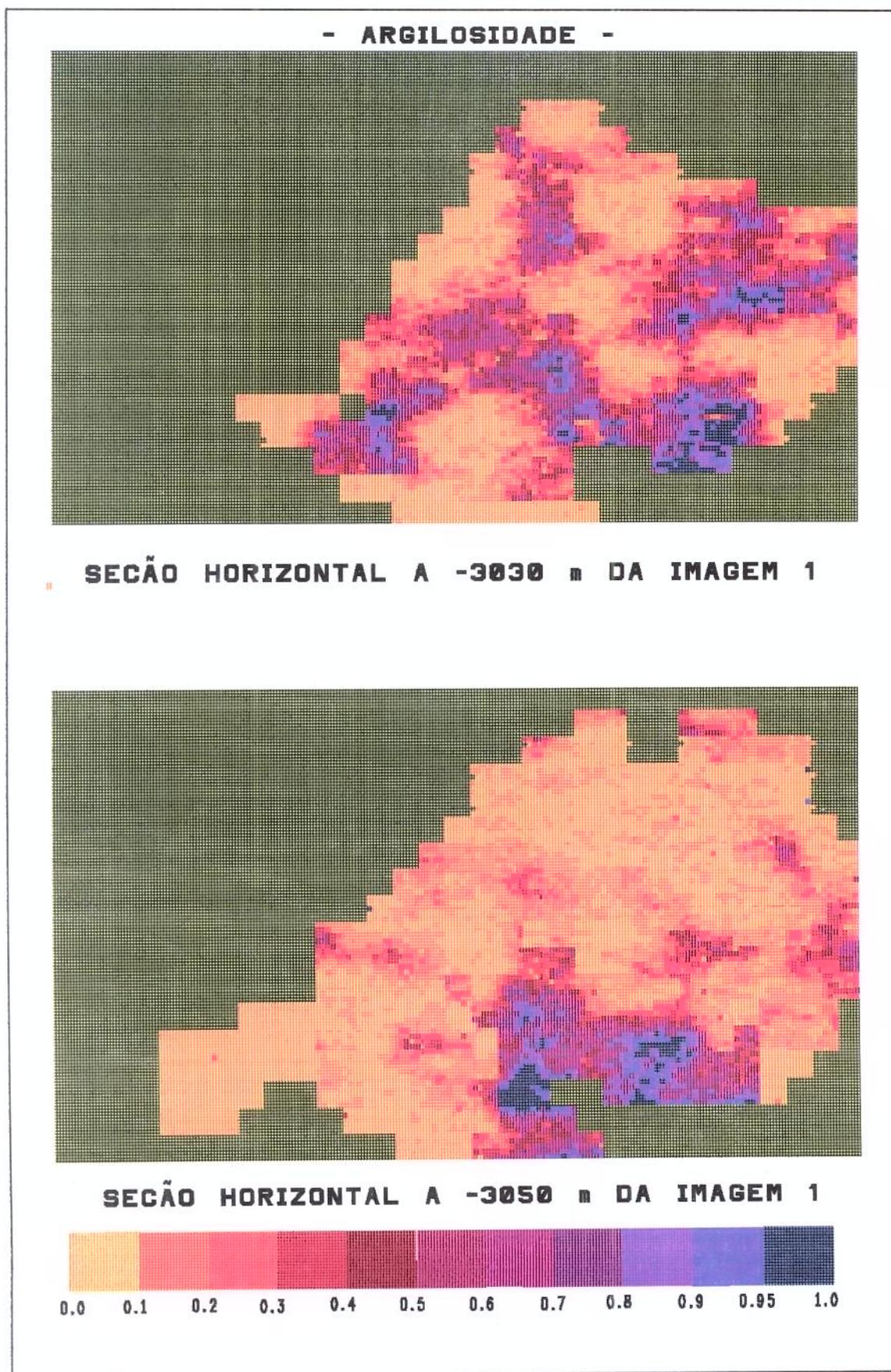
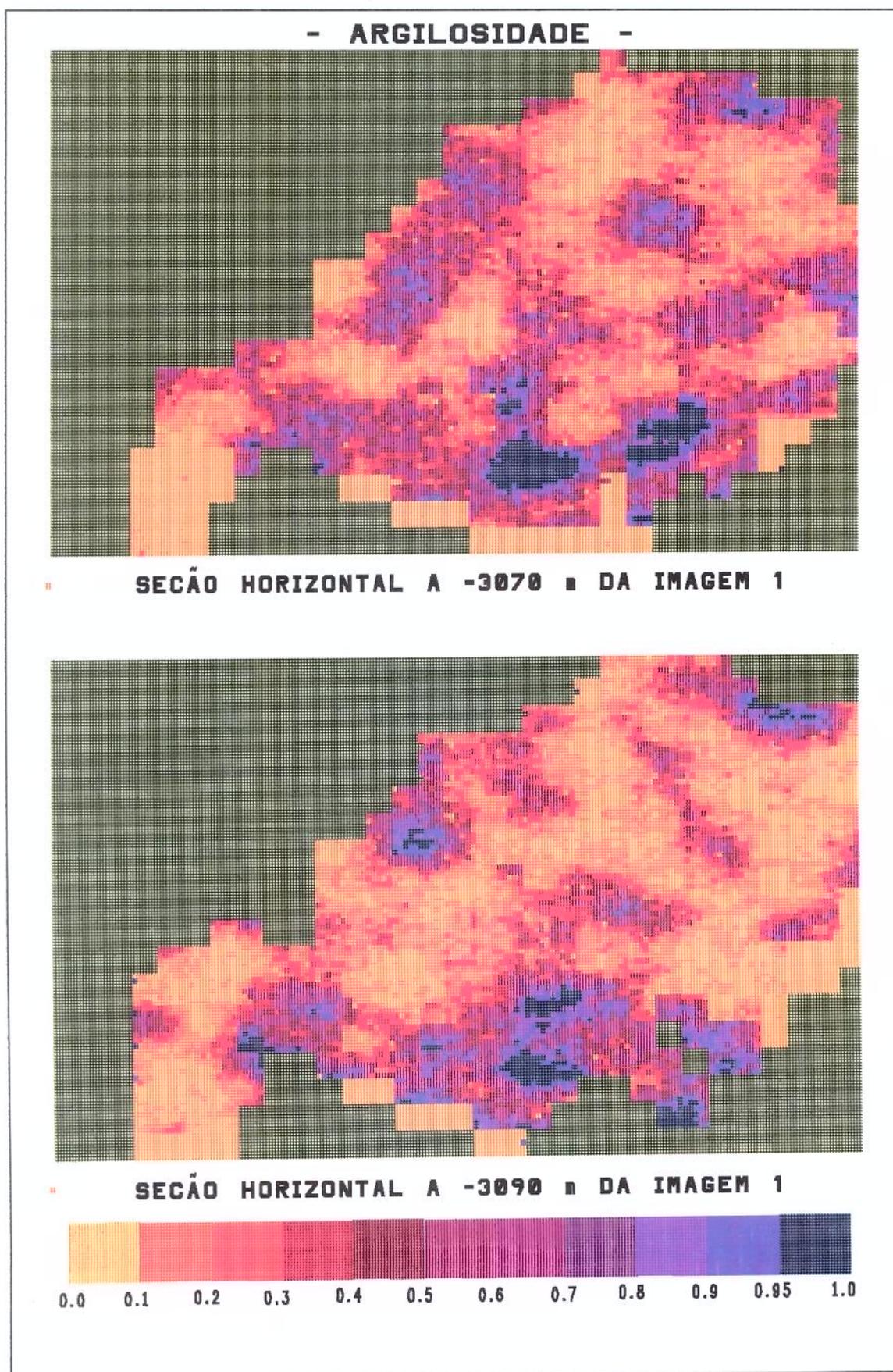
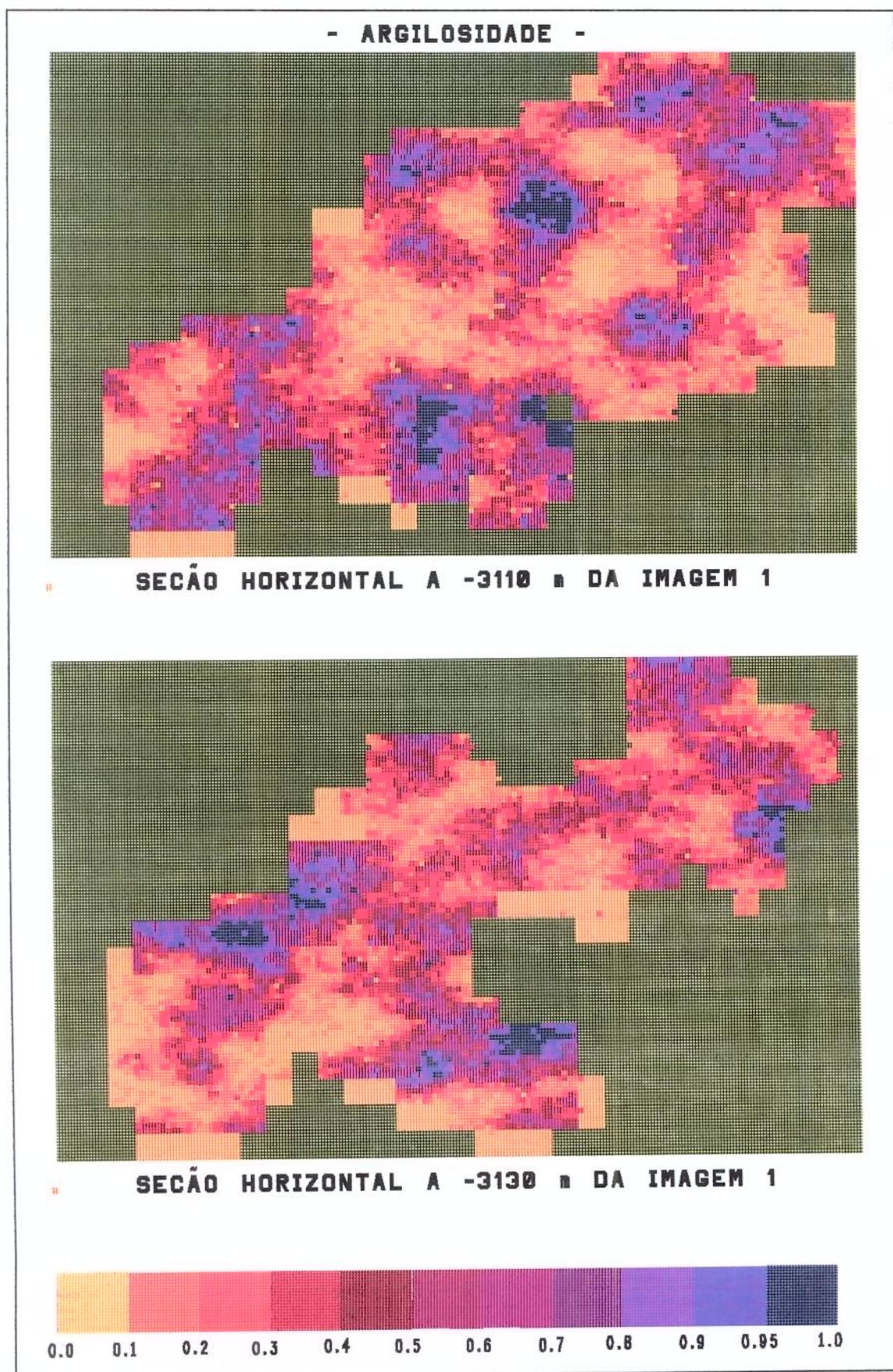


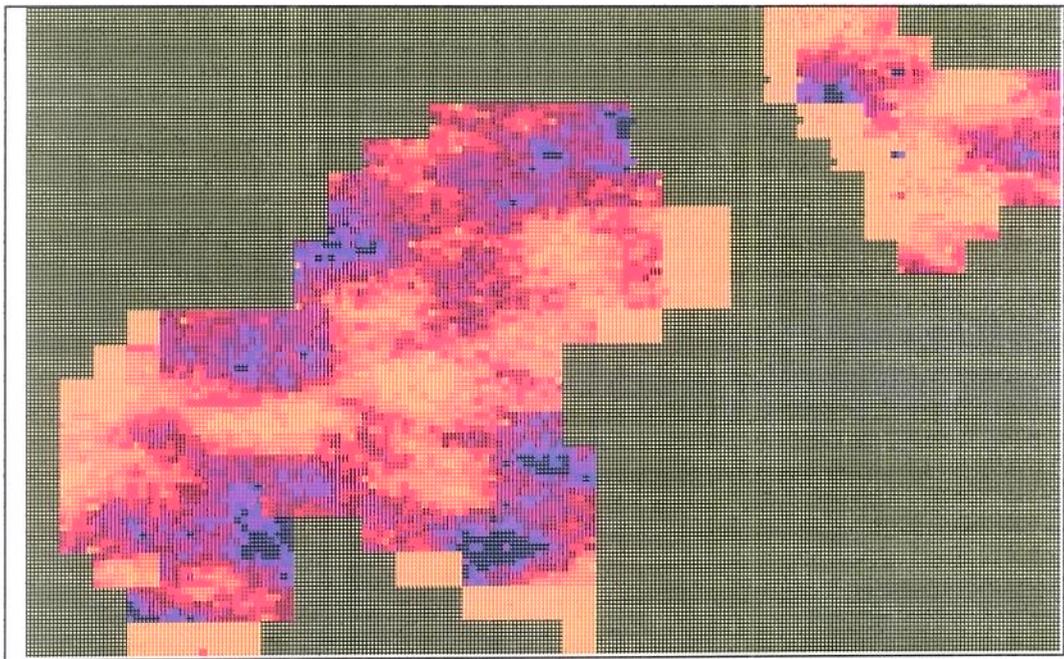
FIGURA 5.28



**FIGURA 5.29**

**FIGURA 5.30**

**FIGURA 5.31**



SECÃO HORIZONTAL A -3150 DA IMAGEM 1

- ARGILOSIDADE -

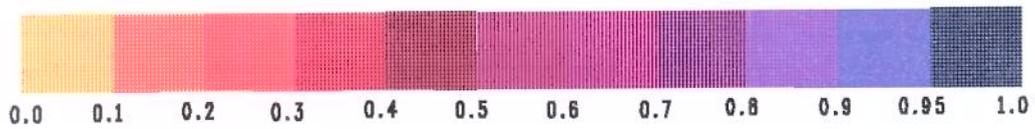


FIGURA 5.32

## 5.8 Transferência de Escala

Essa etapa é uma das mais importantes do processo, pois faz a conexão entre a simulação geoestatística e a simulação numérica, ao mesmo tempo que converte a variável argilosidade em permeabilidade equivalente. A técnica mais adequada para esta tarefa é a simulação numérica do fluxo monofásico através dos sub-blocos de cada bloco. Para isso, utilizou-se o simulador construído por L. Bonet (1988), com algumas adaptações para que o método fosse aplicável a variáveis contínuas, pois o simulador foi desenvolvido para variáveis binárias, de acordo com o explanado no capítulo 4, item 4.3. No caso das distribuições binárias, a variável toma apenas dois valores possíveis, relativos às permeabilidades do arenito e do folhelho:

$$\begin{cases} V_{sh} = 0 & \rightarrow & K = K_{sa} \\ V_{sh} = 1 & \rightarrow & K = K_{sh} \end{cases}$$

onde:

$K_{sa}$  é a permeabilidade do arenito;

$K_{sh}$  é a permeabilidade do folhelho.

Quando os sub-blocos são o resultado de uma simulação binária, eles admitem somente estas duas possibilidades. Os blocos maiores, entretanto, terão argilosidade entre 0 e 1 (que será a relação entre o número de sub-blocos com  $V_{sh}$  igual a 1 e o número total de sub-blocos). A sua permeabilidade também será algo intermediário, e o conjunto de pontos obtidos pela simulação do fluxo através de todos os blocos, fornece uma curva de  $K_{eq}$  vs.  $V_{sh}$ , semelhante àquela mostrada na figura 4.6.

Para a variável contínua entretanto, necessita-se da correlação entre a permeabilidade equivalente do blocos ( $K_{eq}$ ) e o volume de argila ( $V_{sh}$ ) para começar a simulação dos blocos, pois os sub-blocos têm valores quaisquer variando entre 0 e 1, e não apenas estes

dois valores. O problema é resolvido iterativamente, partindo-se da correlação  $K$  vs.  $V_{sh}$  resultante da simulação da variável indicatriz, relativa a um corte aplicado na distribuição contínua. Uma nova simulação do fluxo através de alguns blocos, utilizando a nova correlação entre  $K$  e  $V_{sh}$  obtida, deve ser feita para confirmar se há mudanças na curva de  $K_{eq}$  vs.  $V_{sh}$ ; o processo está concluído quando não há mais alteração na correlação.

Ao contrário do que possa parecer, o processo não é muito árduo, pois a simulação de todos os blocos só é feita quando a curva já está determinada; ademais, a convergência se dá na terceira iteração.

No caso de Namorado, realizou-se um corte ( $V_{sh} = 0.25$ ) na primeira distribuição, aplicando-se o processo acima descrito; já as demais distribuições usaram as curvas das anteriores. Observou-se que a correlação  $K_{eq}$  vs.  $V_{sh}$  era invariante de imagem para imagem, o que já era esperado, uma vez que os parâmetros que regem a variação desta curva (relação entre as permeabilidades do arenito e do folhelho, malha de discretização, variograma da distribuição e dimensão do fluxo) foram os mesmos para todas elas. Para ficar mais claro, apresentaremos a seguir, o algoritmo do procedimento utilizado para realizar a transferência de escala em variáveis contínuas:

1. Identificação dos sub-blocos pertencentes a cada bloco;
2. Aplicação de um "cut-off" na distribuição contínua e atribuição dos valores de permeabilidade do folhelho e do arenito aos sub-blocos;
3. Simulação do fluxo monofásico nas três direções para os blocos, até obter uma curva de  $K_{eq}$  vs.  $V_{sh}$  média;
4. Nova simulação dos blocos, aplicando aos sub-blocos da distribuição contínua, a curva  $K_{eq}$  vs.  $V_{sh}$  do item anterior

5. Obtenção da nova curva  $K_{eq}$  vs.  $V_{sh}$  e comparação com a anterior; se a diferença for significativa, voltar ao item d.

Ao final do processo, obtemos o tensor permeabilidade  $K = (K_{xx}, K_{yy}, K_{zz})$  equivalente para cada bloco de simulação. As figuras 5.33 a 5.35 mostram as correlações características obtidas a partir da simulação numérica dos blocos, nas três direções (x,y,z).

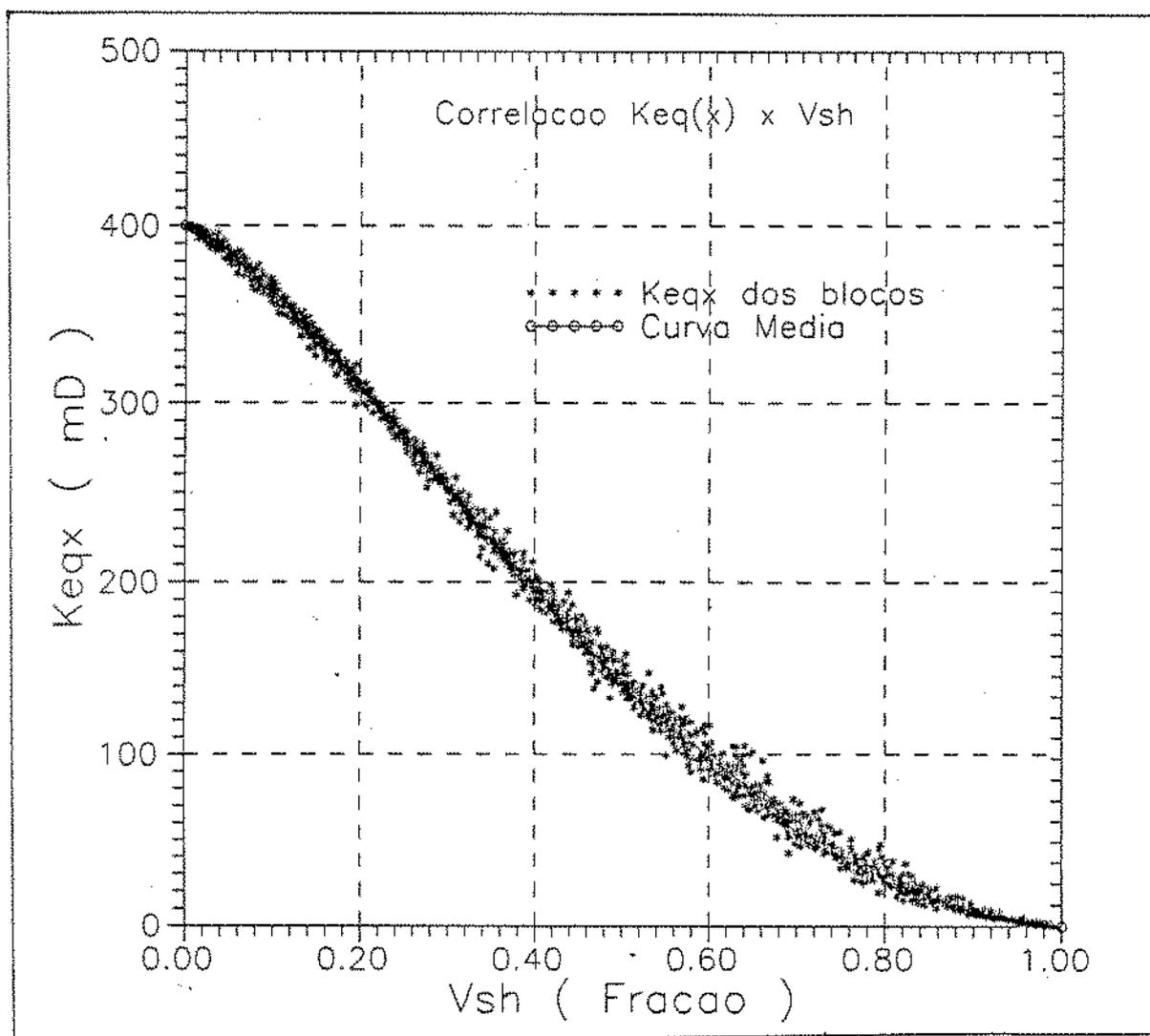


Figura 5.33 Correlação de  $K_e$  vs  $V_{sh}$  obtida para o campo de Namorado.

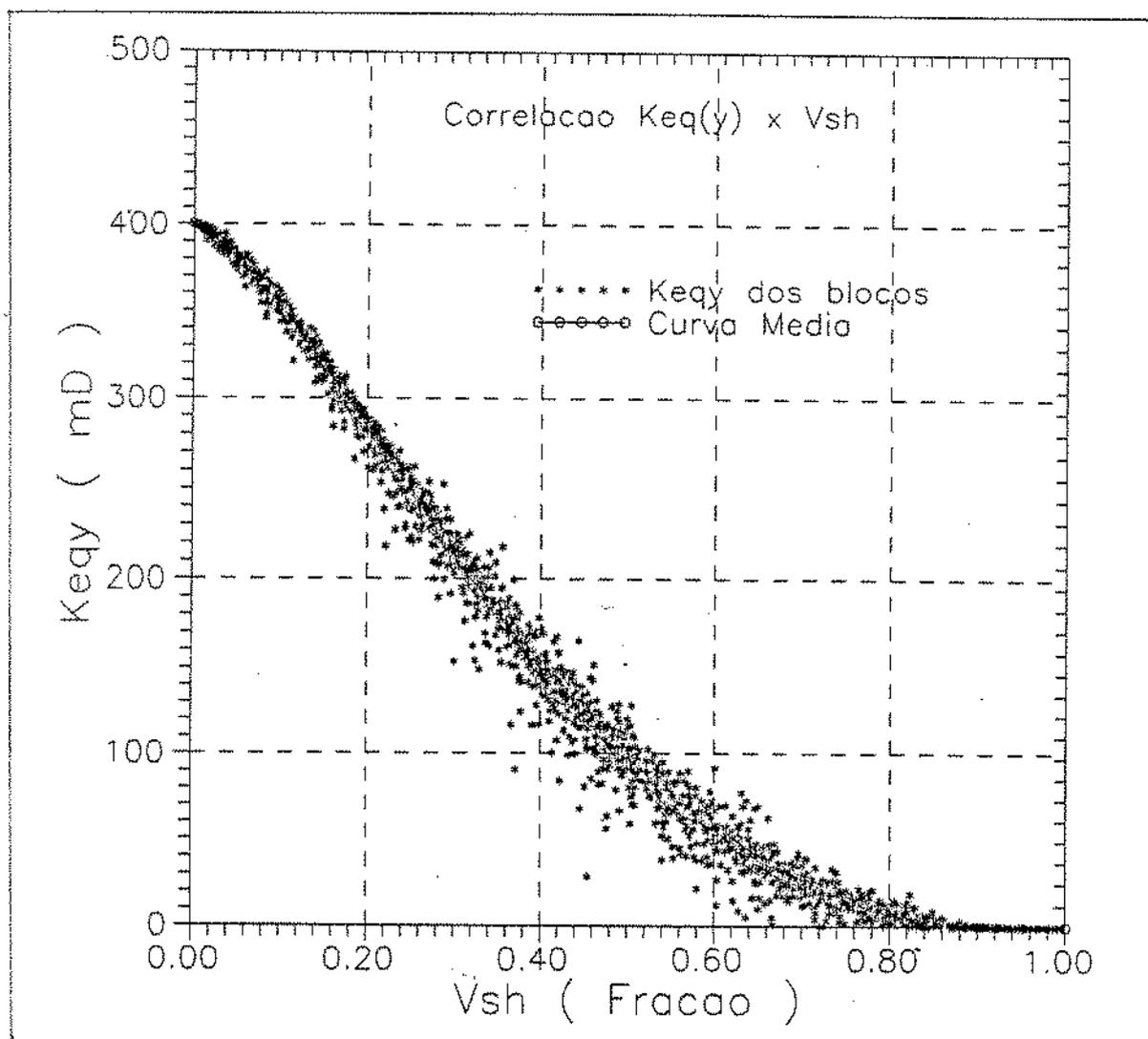


Figura 5.34 Correlação de  $K_y$  vs  $V_{sh}$  obtida para o campo de Namorado.

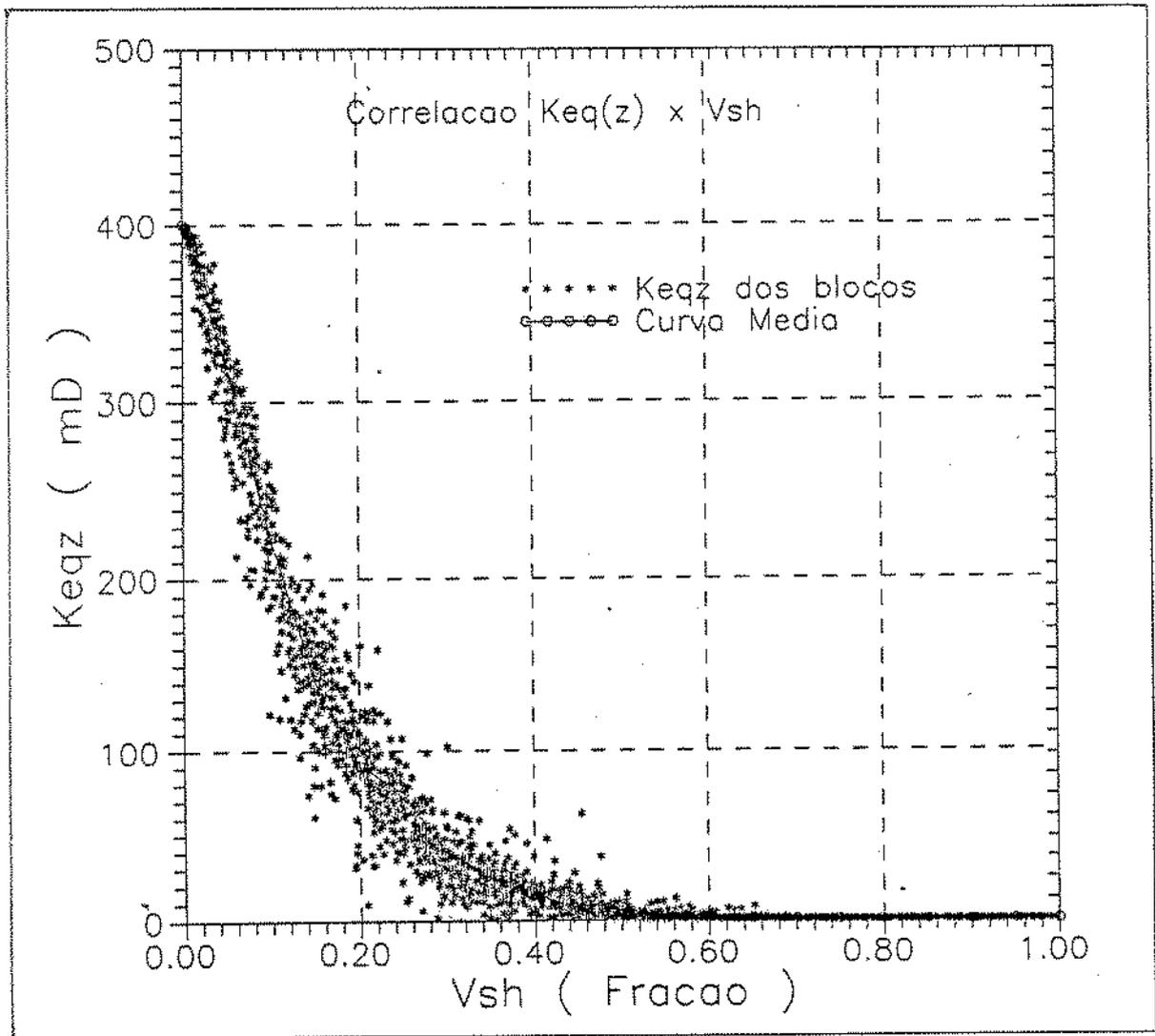


Figura 5.35 Correlação de  $K_z$  vs  $V_{sh}$  obtida para o campo de Namorado.

Pode-se verificar que não há grande dispersão dos valores e que a curva média representa muito bem o conjunto de dados. Tais correlações traduzem de forma quantitativa a informação sobre a continuidade dos folhelhos, nas três direções principais, e como eles influem na permeabilidade. Deve-se observar que, embora essas curvas médias tenham sido obtidas a partir da simulação através dos blocos (de 200 x 200 m), elas também foram utilizadas para estimar a permeabilidade dos sub-blocos (de 40 x 40 m).

A avaliação da permeabilidade equivalente de cada sub-bloco através da correlação  $K$  vs.  $V_{sh}$  obtida via simulação numérica do fluxo numa escala maior (a dos blocos), não só é válida, como também permite considerar a distribuição dos folhelhos na escala dos sub-blocos. De fato, justamente esta solução é que garante que a informação completa fornecida pela simulação gaussiana da argilosidade seja utilizada. De outra forma, se se aplicasse um corte para a consideração da permeabilidade dos sub-blocos, toda a informação sobre a distribuição dos folhelhos dentro dos sub-blocos seria perdida, ou reduzida a apenas duas possibilidades.

Desse modo, podemos dizer que com o uso da simulação gaussiana da argilosidade, conseguimos capturar variabilidades a escalas menores que a dos sub-blocos, o que não acontece na simulação indicatriz, pois os sub-blocos só podem assumir os valores de folhelho e arenito; e que o processo de transferência de escala utilizado foi adequado a este tipo de simulação. Até o momento, a literatura só apresentou soluções de "scaling-up" para simulações indicatrizes, sendo este método uma alternativa para aqueles que como nós, simpatizam-se mais com o método gaussiano, para a simulação de variáveis espacialmente contínuas (as quais são a grande maioria, pois que "a natureza não dá saltos").

No caso da imagem krigada, a imagem já foi gerada com blocos de 200 x 200 x 20 m e a transformação de argilosidade para permeabilidade não passou pela transferência de

escala, mas usou-se apenas a curva  $K_{eq}$  vs.  $V_{sh}$  diretamente para correlacionar a argilosidade dos blocos com suas respectivas permeabilidades.

A seguir, a título de ilustração, são mostradas algumas seções horizontais da permeabilidade, após a transferência de escala da imagem 1 (figuras 5.36 a 5.39). Cada nível compreende o topo dos blocos de 20 metros de espessura, cujas permeabilidades serão fornecidas ao simulador, para a previsão do comportamento do reservatório.

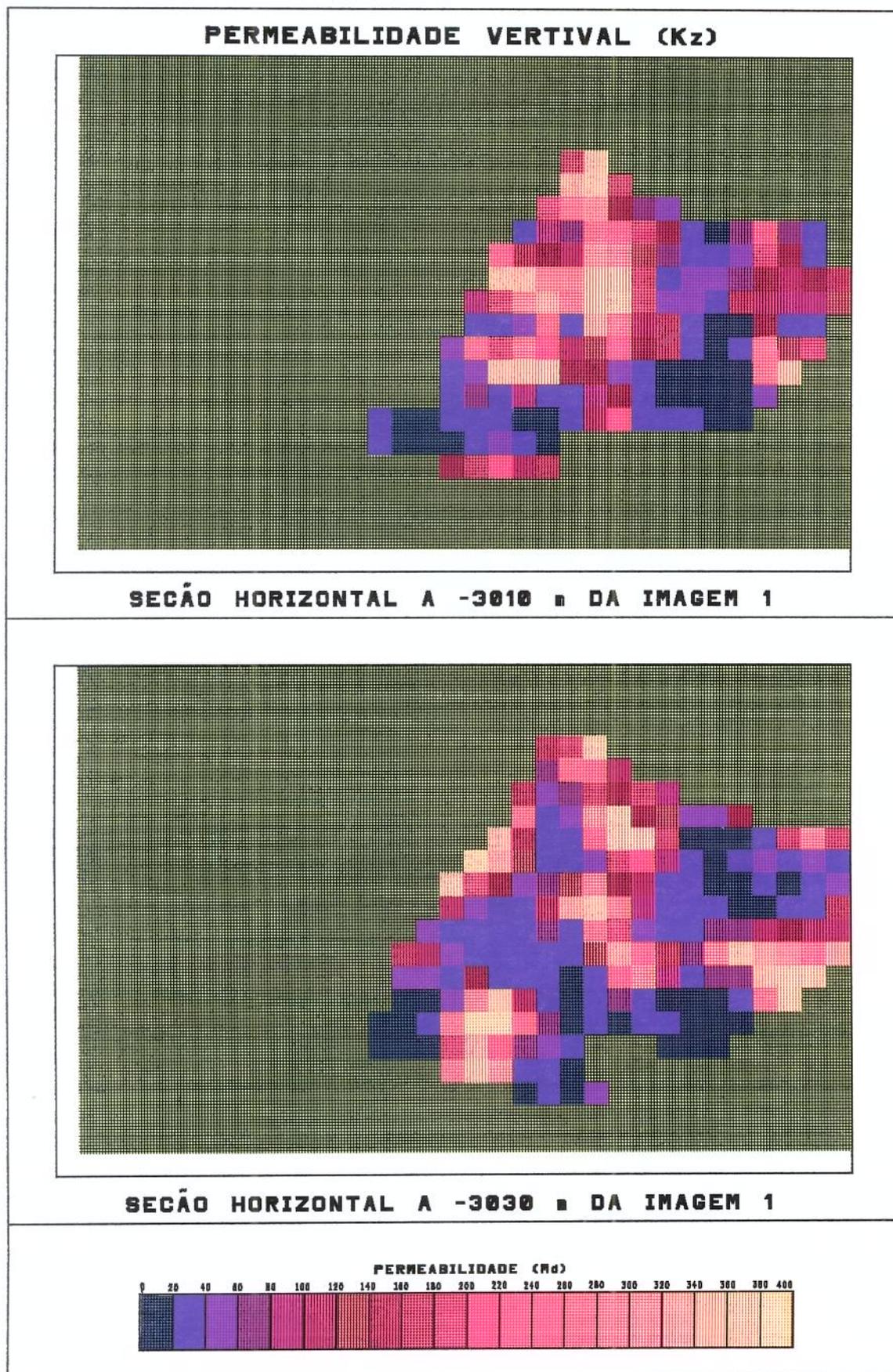
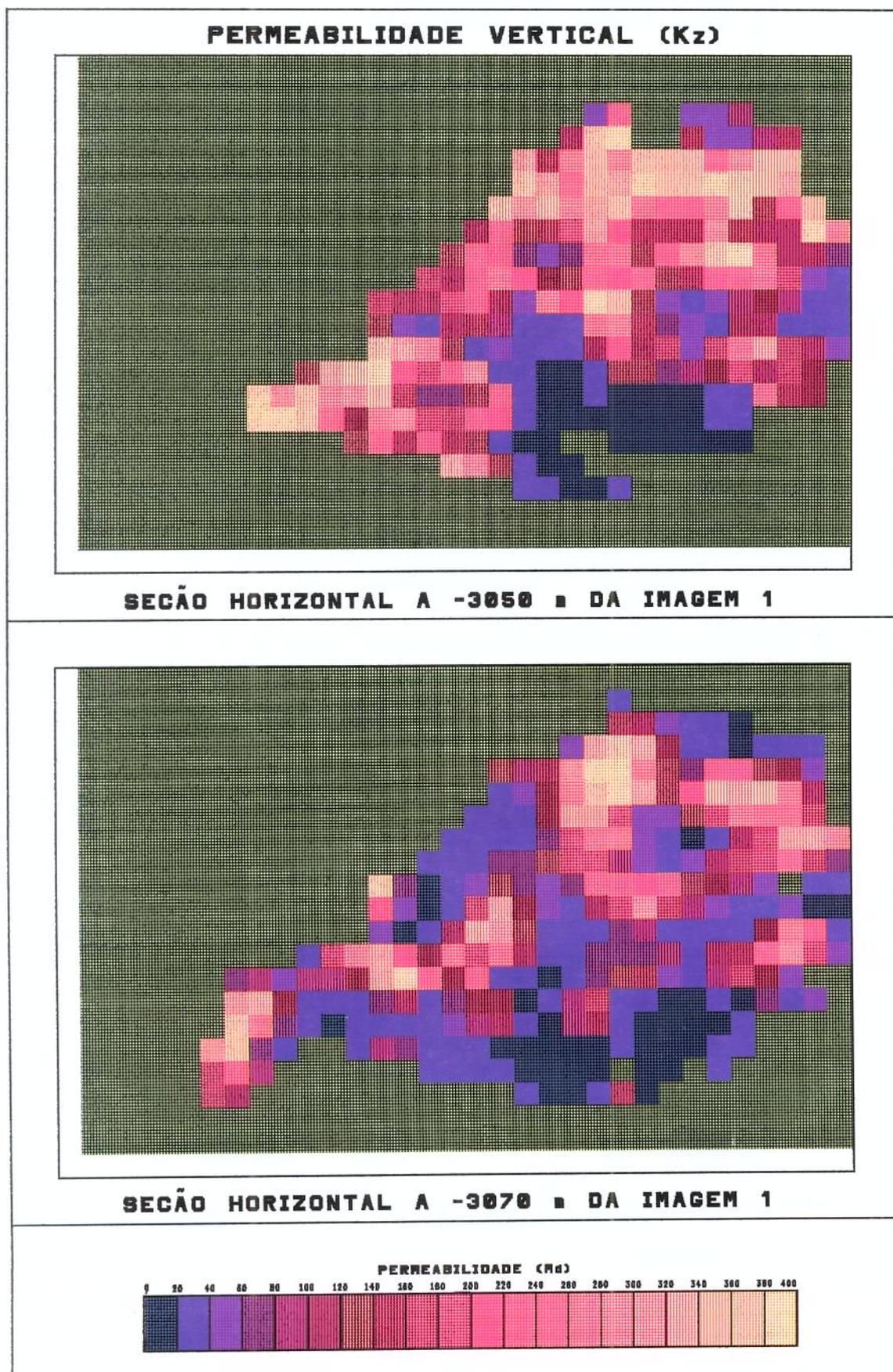
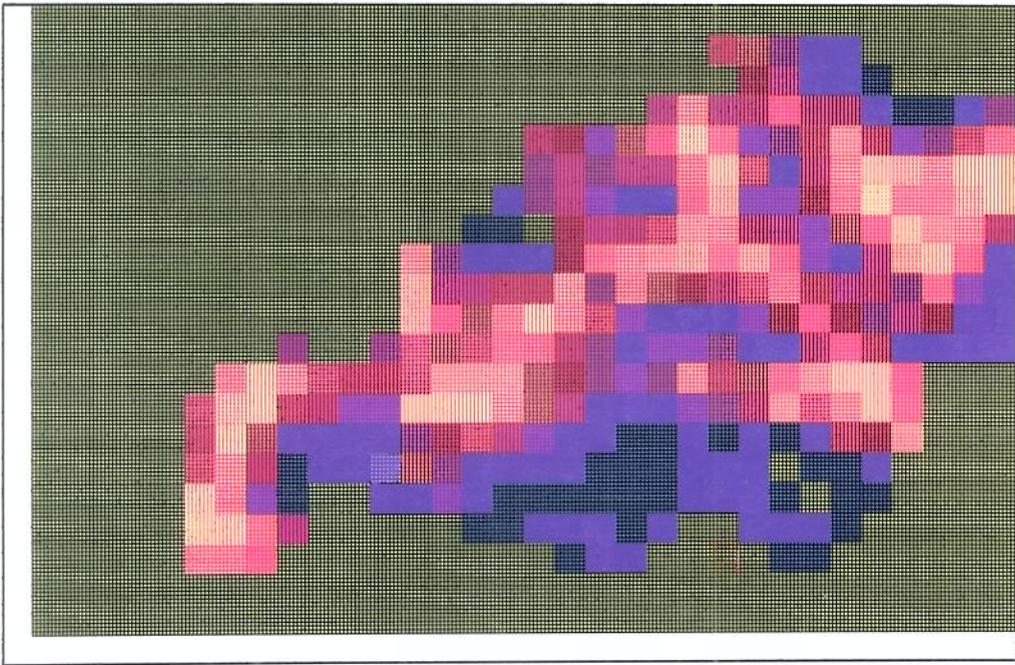


FIGURA 5.36



**FIGURA 5.37**

**PERMEABILIDADE VERTICAL (Kz)**

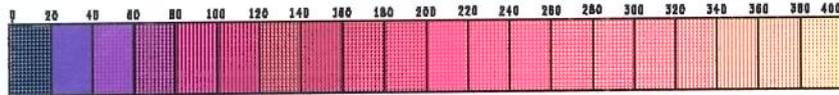


**SECÃO HORIZONTAL A -3090 m DA IMAGEM 1**



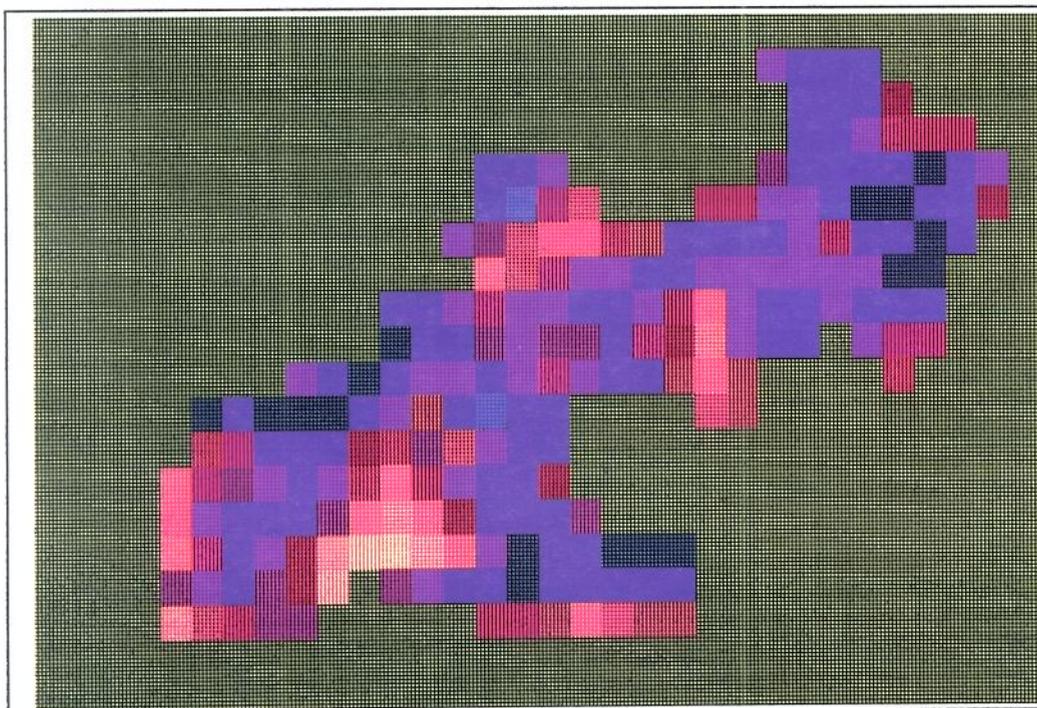
**SECÃO HORIZONTAL A -3110 m DA IMAGEM 1**

**PERMEABILIDADE (Md)**

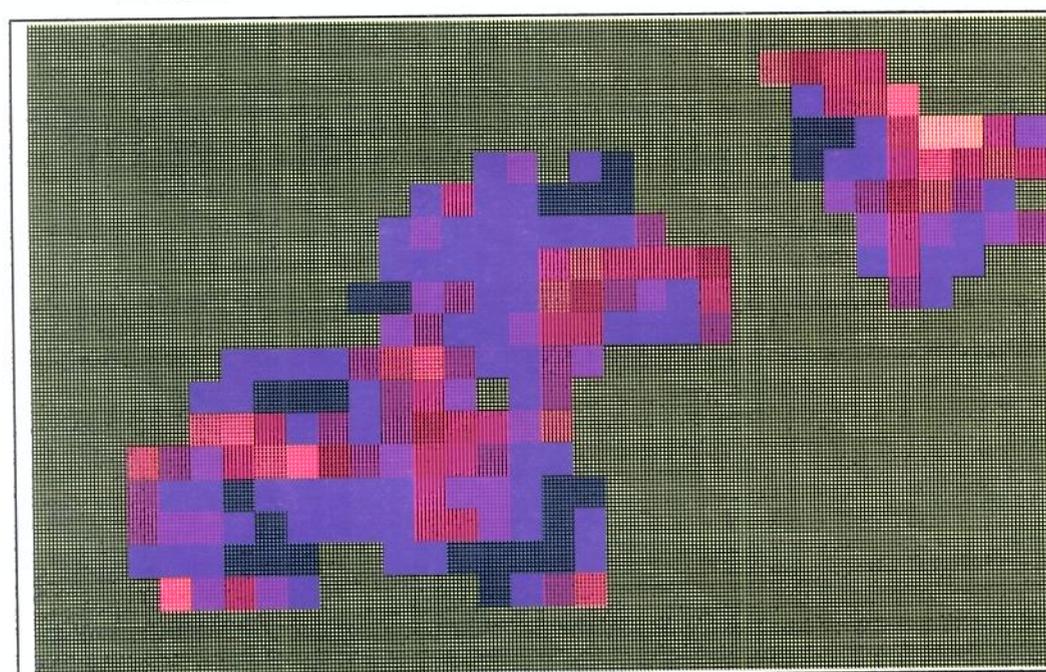


**FIGURA 5.38**

**PERMEABILIDADE VERTICAL (Kz)**



**SECÃO HORIZONTAL A -3130 m DA IMAGEM 1**



**SECÃO HORIZONTAL A -3150 m DA IMAGEM 1**



**FIGURA 5.39**

## 5.9 Simulação Numérica do Fluxo

A única maneira de se avaliar com total isenção as imagens estocásticas da permeabilidade é simular o fluxo através delas e comparar o resultado com o histórico de produção. Para tanto, lançou-se mão de um modelo trifásico tridimensional construído na PETROBRÁS por A. A. Ferreira. O simulador numérico usado no estudo foi o SIMBEST I da SSI, e todos os parâmetros foram mantidos constantes, a menos dos mapas de permeabilidade absoluta nas direções x, y e z, que foram substituídos pelos obtidos neste trabalho. Todas as demais hipóteses consideradas no modelo original são portanto válidas neste estudo. Dados sobre o mesmo podem ser obtidos na PETROBRÁS S.A, DIRES/RPSE.

O método de solução usado foi o IMPES (K. Aziz e A. Settari, 1971), por uma limitação do módulo de carga do programa, que impossibilitou o uso de soluções implícitas, que seriam mais precisas e menos sujeitas a problemas de instabilidade. As simulações cobriram o período de junho/1979 a dezembro/1989, sem haver previsão da produção futura. O histórico das vazões de óleo de cada poço nesse período foram estipuladas num modelo por meio do cartão RATE (Manual do SIMBEST I, 1985), obrigando assim, que as mesmas fossem cumpridas. Portanto, os parâmetros de avaliação dos resultados foram as vazões de água e gás, ênfase dada às vazões de água, por ser o parâmetro de mais difícil ajuste, já que a razão gás/óleo manteve-se quase constante até hoje.

### 5.9.1 Avaliação das Imagens

Para avaliar cada imagem local e globalmente, foi elaborado um índice dado por:

$$\Delta BSW = BSW_{simulado} - BSW_{real} \quad (5.2)$$

Onde o BSW ("Basic Sediments and Water") é dado por:

$$BSW = \frac{Q_w}{(Q_o + Q_w)} \quad (5.3)$$

O índice  $\Delta BSW$  foi aplicado poço a poço e na produção total, resultando na tabela 5.3. Este parâmetro ( $\Delta BSW$ ) retrata a diferença entre a produção de água do modelo e a produção de água observada no histórico, em fração. Assim, se  $\Delta BSW = 0,10$ , significa que, em média, o modelo forneceu um BSW 10% maior do que o real no poço observado. Ressalte-se que os valores de  $\Delta BSW$  representam médias das diferenças ao longo do tempo, excluindo-se os períodos em que não houve produção. O índice ERRO MÉDIO da tabela reflete o quanto o BSW da produção total do modelo se afastou do real. O ERRO CUMULADO é a soma dos valores absolutos dos erros parciais de cada poço e sua função é auxiliar na escolha da imagem que mais se aproxima do reservatório real. Ele complementa a informação dada pelo ERRO MÉDIO, pois este não distingue se houve compensação das produções de água acima e abaixo das reais.

O procedimento acima mostrou-se necessário, pois, como era de se esperar, as imagens apresentaram algumas regiões bem ajustadas e outras mal ajustadas. Entende-se por região a área em redor de cada poço e considera-se bem ajustado o poço cujo erro  $\Delta BSW$  seja menor que 0,1 (10%). Poços que apresentem  $\Delta BSW$  maior que 0,2 definem regiões mal ajustadas.

A seguir, descreveremos os resultados obtidos da simulação numérica do fluxo através de cada imagem.

Poço	I M A G E M					
	I	IA	2	3	4	K
RJS-19	0,007	0,007	0,007	0,008	0,004	0,008
NA-01A	0,006	0,009	0,034	0,007	0,008	0,023
NA-02	0,009	0,008	0,133	0,257	0,206	0,224
NA-03D	0,003	0,003	0,003	0,003	-0,003	0,003
NA-07	0,082	-0,083	0,390	0,483	0,672	0,432
NA-08D	-0,074	-0,010	0,563	0,368	0,464	0,268
NA-09D	0,009	0,008	0,008	0,009	0,008	0,008
NA-10DA	0,110	-0,003	-0,060	-0,048	-0,108	-0,092
NA-12	0,0015	0,039	0,014	0,032	0,025	0,033
NA-15D	0,005	0,005	0,004	0,030	-0,004	0,061
NA-16D	0,021	0,088	0,193	0,196	0,100	0,127
NA-25D	0,482	0,005	0,400	0,471	0,700	0,638
NA-26D	0,007	0,007	0,009	0,008	0,010	0,008
NA-30D	0,424	0,230	-0,025	0,409	0,024	0,305
NA-33D	-0,565	-0,499	-0,446	-0,534	-0,516	-0,552
NA-34D	0,183	-0,480	-0,112	0,020	0,017	0,038
NA-36D	-0,093	-0,356	-0,282	-0,325	-0,009	-0,257
NA-37D	-0,192	0,009	-0,003	0,003	0,029	-0,019
NA-40D	0,008	-0,432	-0,322	0,185	-0,392	-0,158
NA-41D	-0,258	0,182	-0,038	-0,061	-0,113	0,320
NA-42D	0,365	0,052	-0,003	0,159	-0,348	0,247
NA-43D	-0,003	0,008	-0,002	-0,004	0,008	0,000
NA-44D	-0,020	-	-0,016	-0,002	-0,020	-0,011
NA-45D	-0,011	-	-	-	-0,007	0,019
NA-46D	-0,060	-	-	-	0,144	0,040
NA-47D	-0,311	-	-	-	-0,316	-
NA-48D	-0,411	-	-	-	-0,419	-
NA-49D	0,000	-	-	-	0,002	-
NA-50D	0,156	-	-	-	0,021	-
NA-51D	-0,001	-	-	-	0,002	-
NA-52D	-0,115	-	-	-	0,110	-
NA-53D	-0,180	-	-	-	0,190	-
Erro Médio Global	0,074	0,005	0,173	0,157	0,240	0,137
Erro Cumulado	2,928	2,523	3,067	3,622	3,793	3,832

Tabela 5.3: Tabela dos índices de avaliação das imagens através do  $\Delta BSW$

## Imagem 1

A análise dos resultados da simulação da imagem 1 revelou produção excessiva de água, principalmente advinda dos poços NA-07, NA-25D, NA-30D, NA-34D e NA-42D. Como podemos ver no mapa da figura 5.40, esses poços estão localizados na porção norte do campo onde existe a maior concentração de poços injetores de água (NA-09D, NA-18D, NA-23D, NA-32D, NA-38D e NA-39D). Um estudo geológico detalhado daquela região poderá esclarecer se existem outras barreiras de fluxo que não os folhelhos. Uma vez detectadas, essas barreiras devem, de alguma forma, ser levadas em conta no cálculo da permeabilidade dos blocos.

Uma forma de tratar o problema seria realizar a simulação geoestatística da porosidade, e obter um conjunto de correlações, onde  $K_x$ ,  $K_y$  e  $K_z$  de cada bloco fossem calculados em função de sua argilosidade e de sua porosidade; neste trabalho entretanto, consideraremos a permeabilidade função apenas da argilosidade.

Um outro problema a considerar, é a resolução numérica: a malha de discretização utilizada colocou células com poços injetores ao lado de células com poços produtores, o que não é desejável. Isto facilita a produção prematura de água no modelo, dificultando o ajuste do histórico. O ideal seria refinar a malha naquela região, para eliminar canais preferenciais artificiais. Vários poços apresentaram vazões de água um pouco abaixo das observadas: NA-08D, NA-33D, NA-37D, NA-41D, NA-47D e NA-48D. Entretanto, observa-se que retirados os poços de maior produção de água (NA-25D, NA-30D e NA-34D) da totalização, a curva de produção simulada fica próxima do histórico, o que dá uma idéia da importância do ajuste da imagem naquelas regiões. Os demais poços se ajustaram razoavelmente ao histórico. O mapa da figura 5.40 resume o que foi dito em termos de avaliação da imagem 1 através das diferenças da produção de água em cada região do campo. As regiões hachuradas denotam as zonas mal ajustadas da produção

de água; as produções de óleo e gás estão ajustadas. Os resultados gerais desta simulação são mostrados nos gráficos das figuras 5.41 e 5.42.

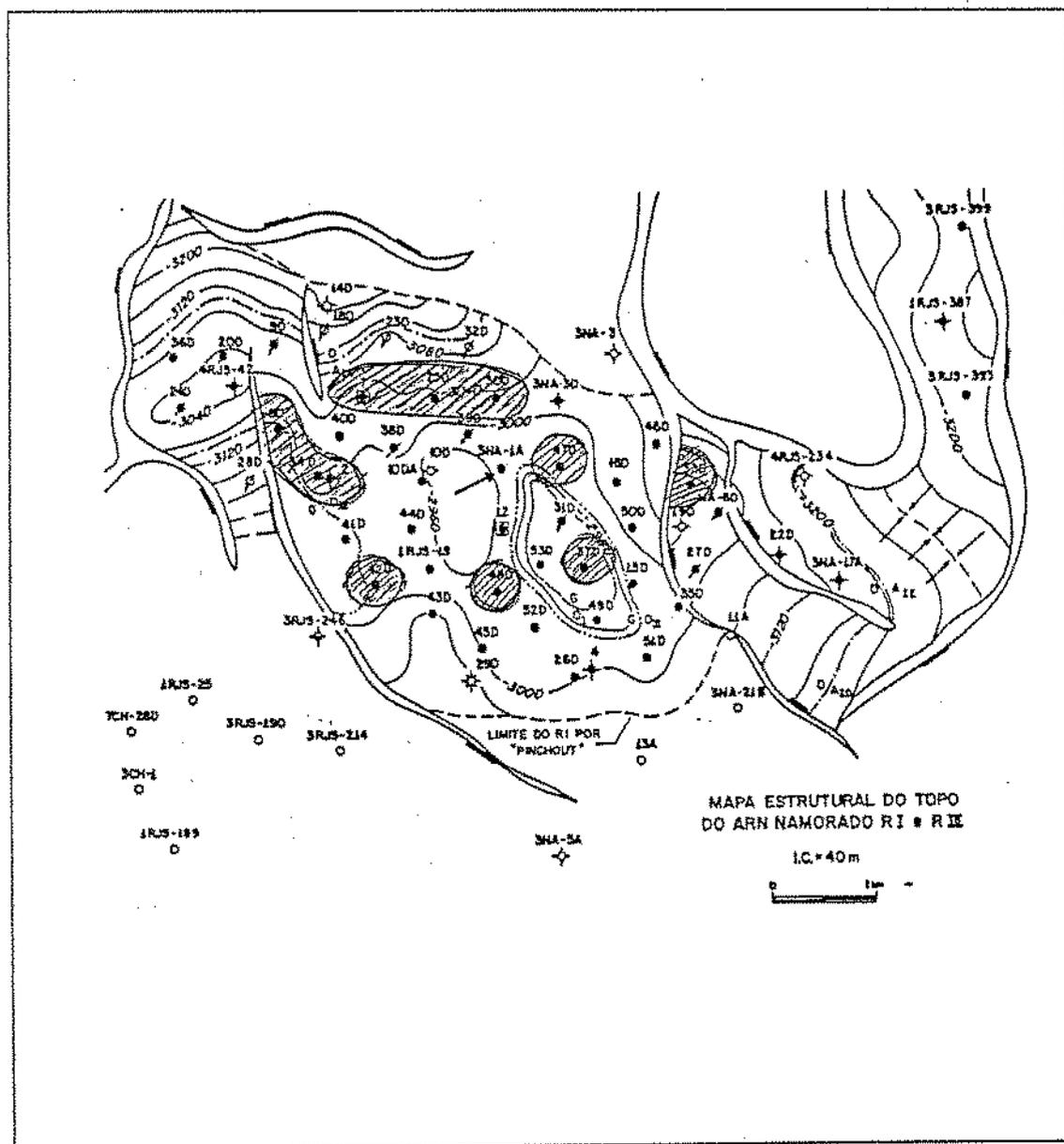


Figura 5.40 Mapa das regiões da imagem I sem ajuste de BSW.

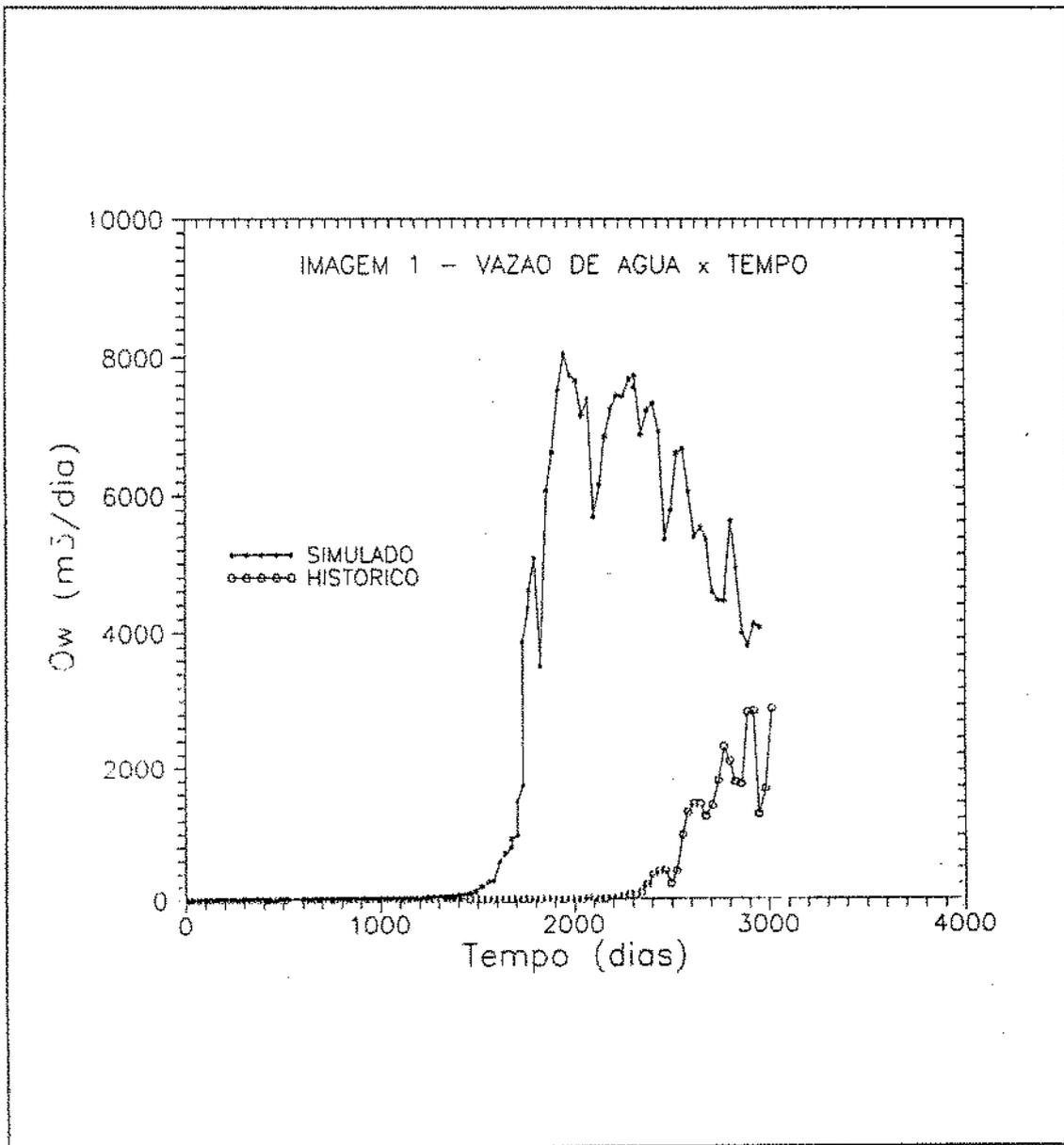


Figura 5.41 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 1 e do histórico de produção.

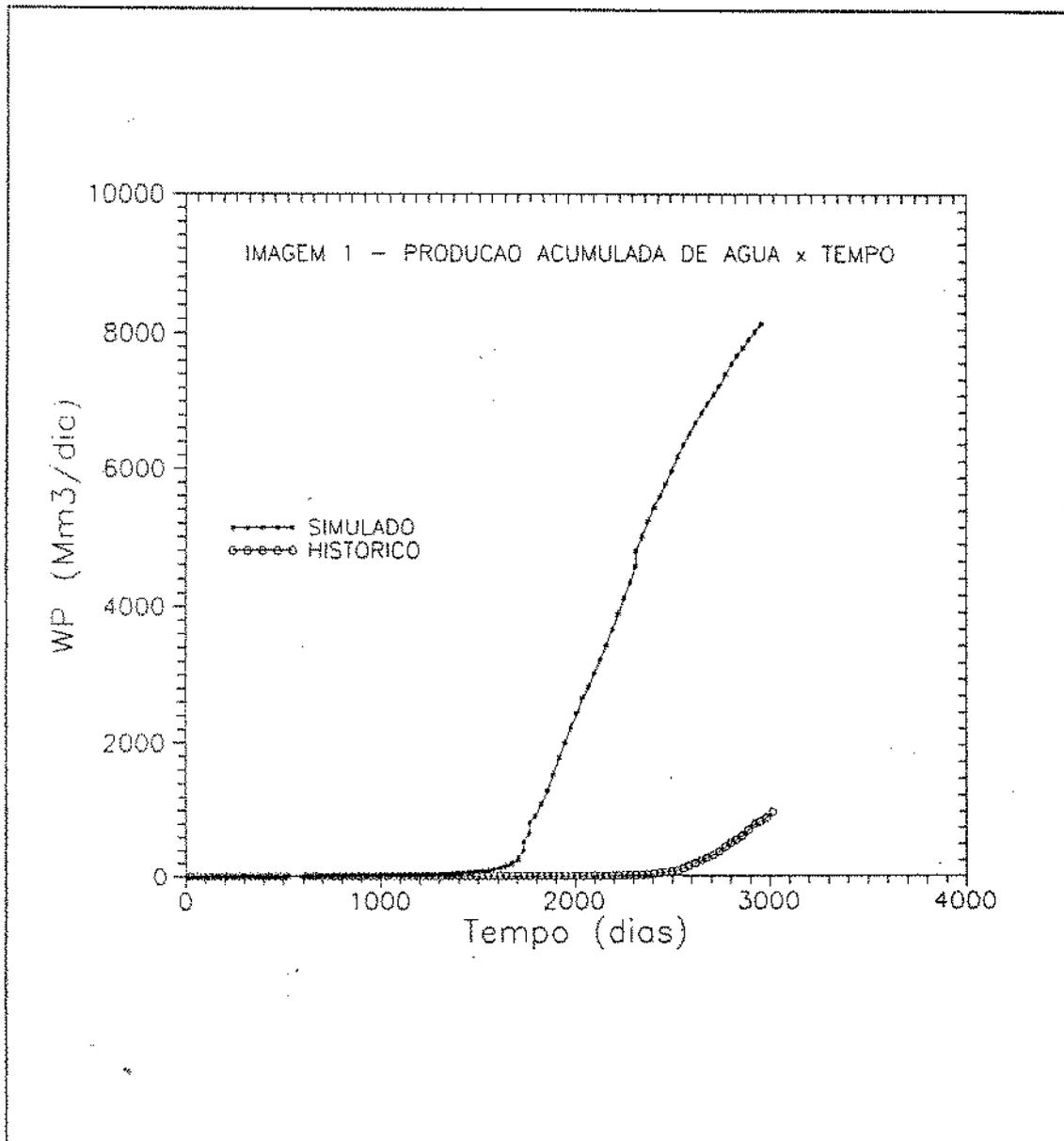


Figura 5.42 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 1 e do histórico de produção.

## Imagem 2

De um modo geral, a imagem 2 forneceu resultados piores do que a imagem 1: seu erro médio global foi de 17,3%, mais do que o dobro do obtido com a primeira. O erro acumulado foi de 3,226 contra os 3,083 obtidos com a imagem 1. Os poços que apresentaram alta produção de água em comparação com o histórico foram: NA-02D, NA-07, NA-08D, NA-16D e o NA-25D. é interessante observar que somente os poços NA-07 e NA-25D são comuns às imagens 1 e 2, no grupo dos poços de alto BSW. O NA-08D inverteu sua posição, pois na imagem 1 ele pertencia ao grupo dos poços com BSW abaixo do observado.

O grupo dos poços que ficaram com baixa produção de água é composto dos poços NA-33D, NA-34D, NA-36D e NA-40D. Como no caso anterior, essas diferenças foram pequenas quando comparadas com o grupo de alto BSW, resultando numa produção de água acumulada bem maior do que a verificada no histórico de produção. Se considerarmos o mesmo tempo de simulação, verificaremos que houve o dobro da produção de água da imagem 1.

Os demais poços não apresentaram grandes diferenças, o que nos permite afirmar que, assim como a imagem 1, não haveria grandes dificuldades para a imagem 2 fechar o histórico com alguns acertos. O mapa das regiões que necessitam ser melhoradas encontra-se na figura 5.43. Os resultados gerais desta simulação são mostrados nos gráficos das figuras 5.44 e 5.45.

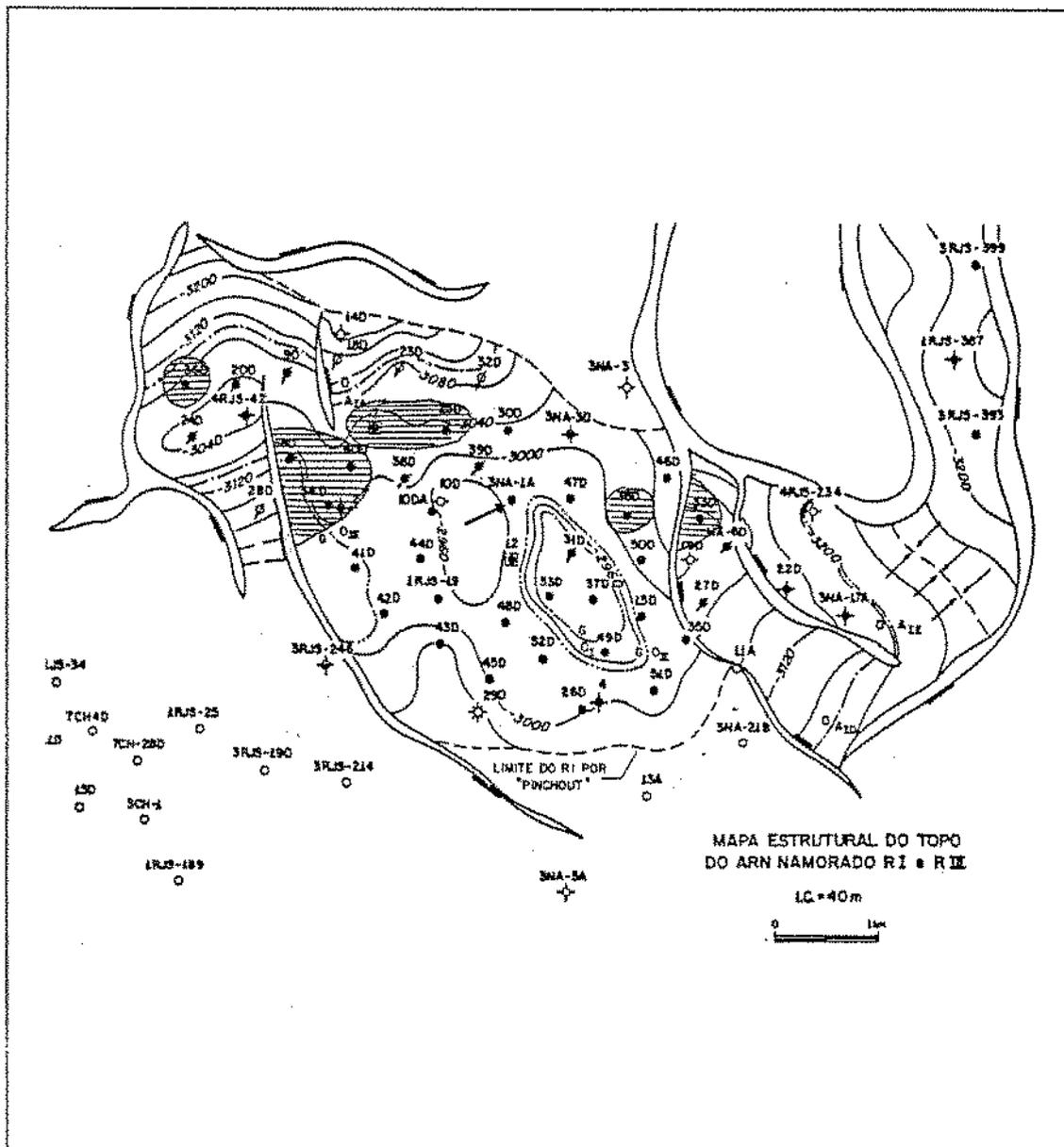


Figura 5.43 Mapa das regiões da imagem 2 sem ajuste de BSW.

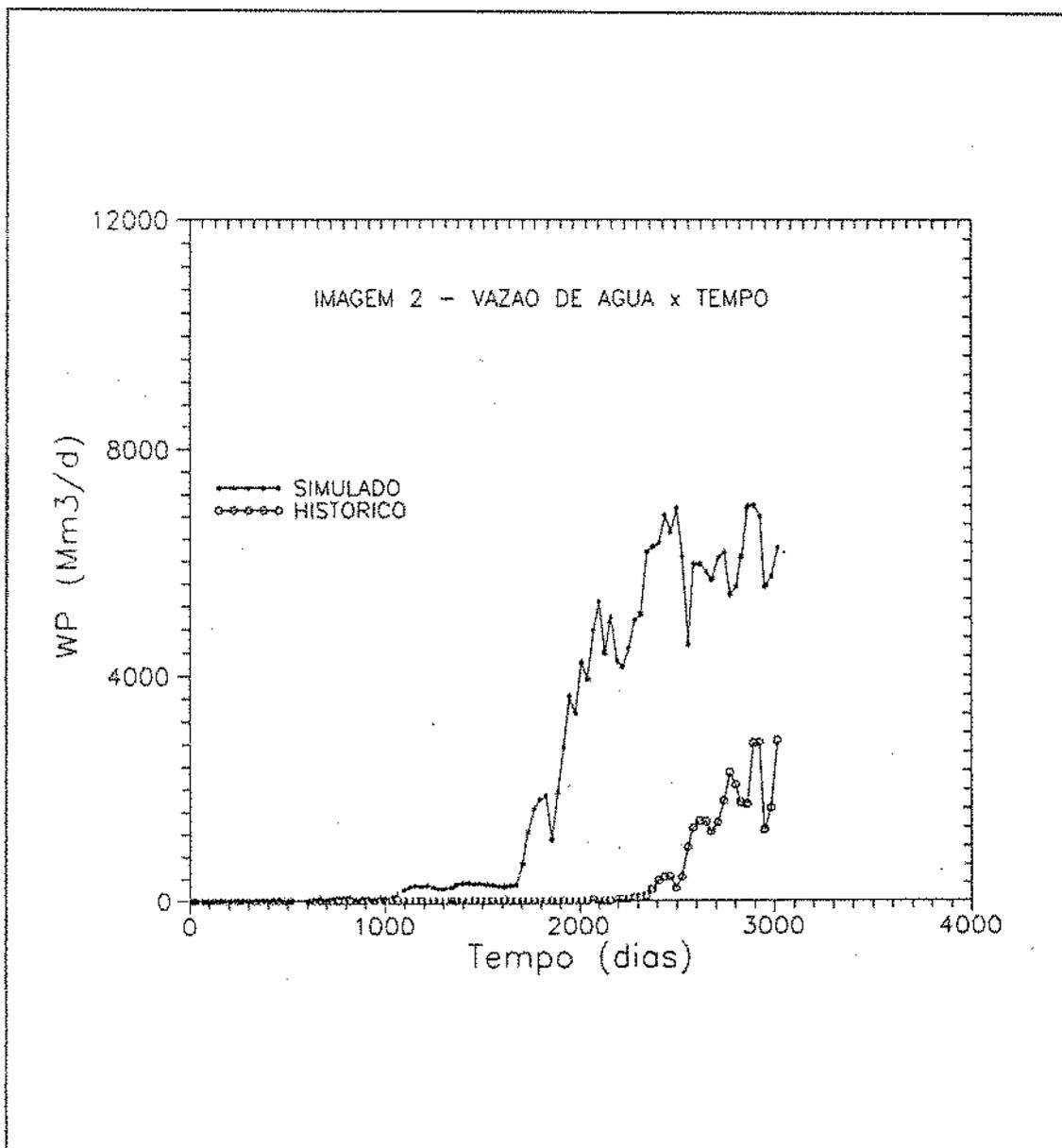


Figura 5.44 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 2 e do histórico de produção.

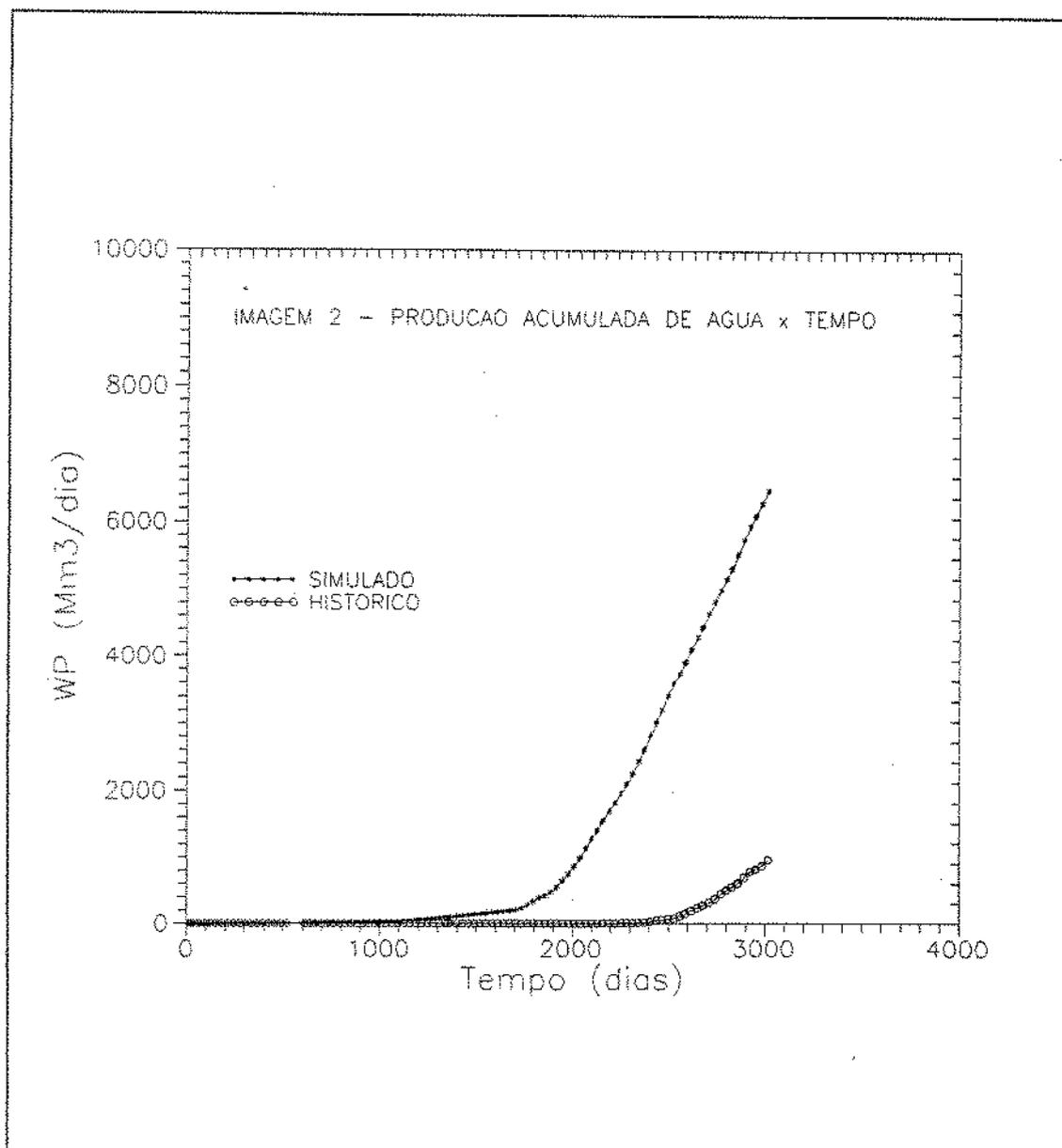


Figura 5.45 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 2 e do histórico de produção.

### Imagem 3

Embora o erro médio global desta imagem seja menor do que o da anterior (15,7% contra 17,3%), localmente ela é pior, como fica evidenciado no seu maior erro acumulado (3,622 contra 3,067). Ao grupo dos poços com alto BSW da imagem 2 foram acrescentados os poços NA-30D, NA-40D e NA-42D. Por outro lado, os que apresentaram baixo BSW foram apenas dois: NA-33D e NA-36D.

O mapa das regiões que necessitam ser melhoradas encontra-se na figura 5.46. Os resultados obtidos com a imagem 3 são mostrados nos gráficos das figuras 5.47 e 5.48. A simulação foi interrompida aos 2952 dias por problemas operacionais mas, como o objetivo era somente avaliar a imagem, não houve necessidade de nova simulação.

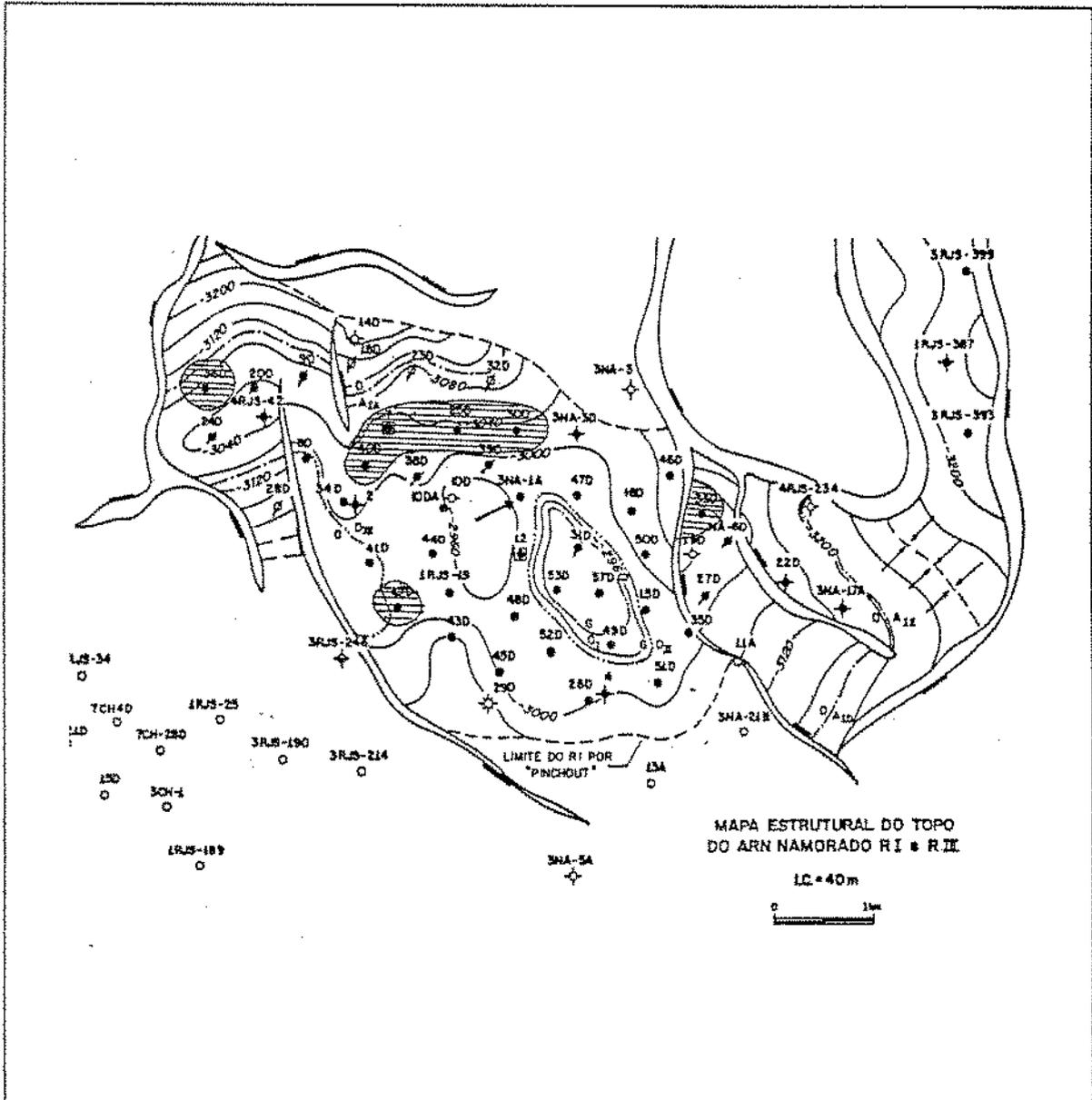


Figura 5.46 Mapa das regiões da imagem 3 sem ajuste de BSW.

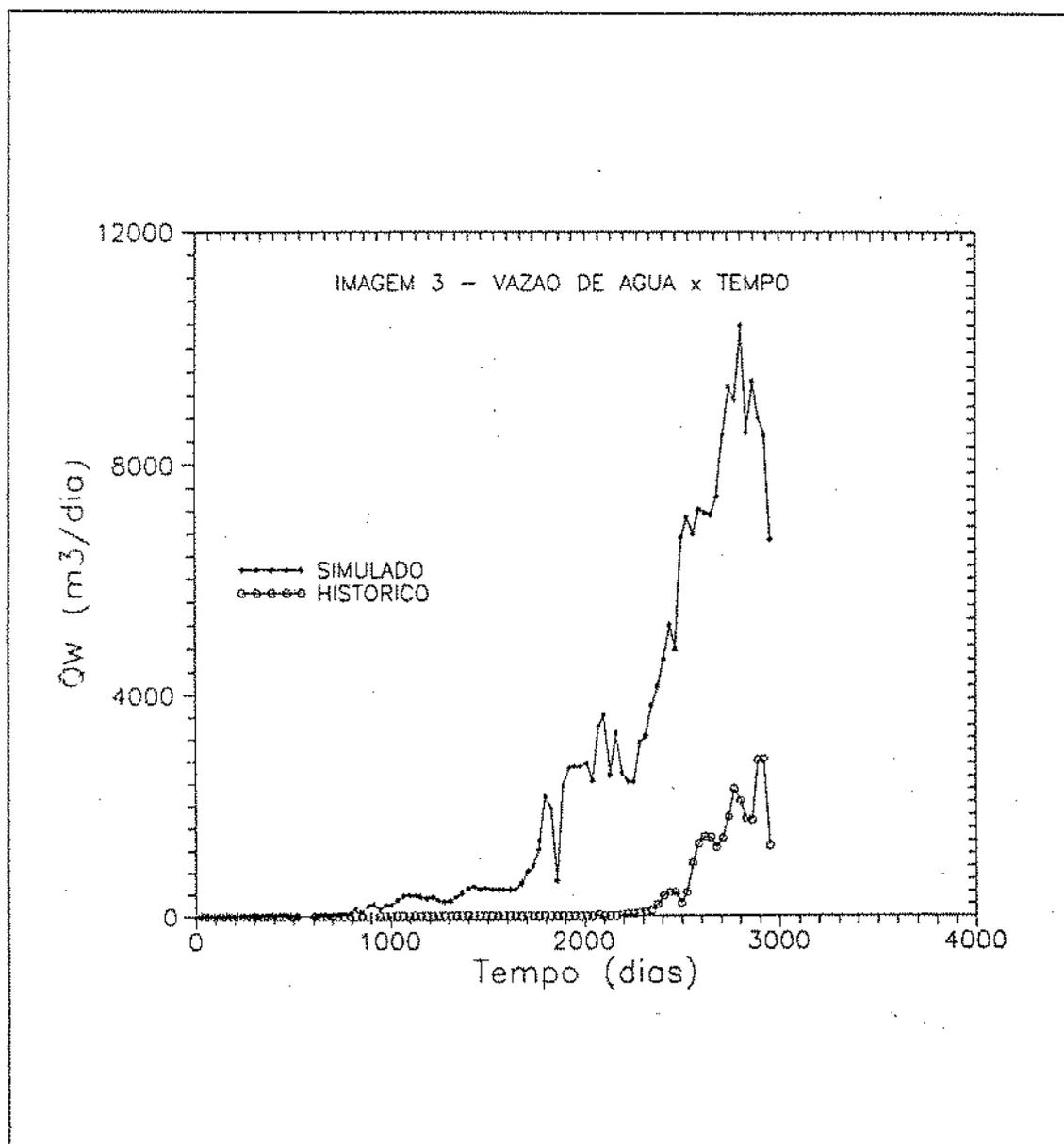


Figura 5.47 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 3 e do histórico de produção.

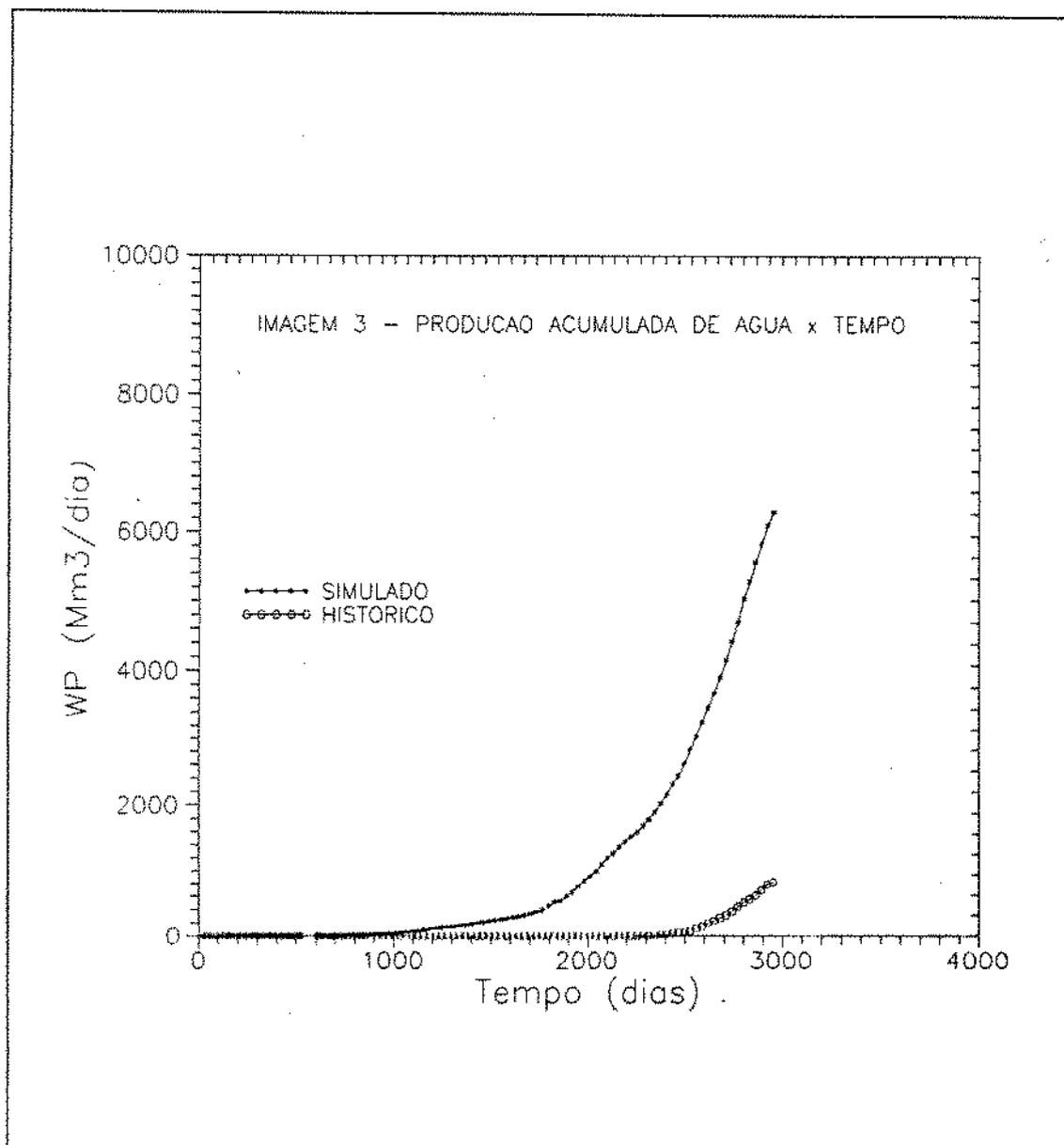


Figura 5.48 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 3 e do histórico de produção.

**Imagem 4**

Esta imagem foi a que recebeu os piores índices: 24% de erro médio global e 3,793 de erro acumulado, sendo que 14 poços ficaram longe do ajuste. Apresentaram alto BSW os poços NA-02, NA-07, NA-08D, NA-16D, NA-25D e NA-46D. Os que ficaram abaixo do BSW do histórico foram: NA-10DA, NA-33D, NA-40D, NA-41D, NA-42D, NA-47D, NA-48D e NA-53D. A produção de água proveniente dos poços NA-07D e NA-25D foi bem maior que a das outras simulações, o que demonstra a ausência total de barreiras naquela região. Os resultados obtidos nesta simulação são mostrados nos gráficos das figuras 5.50 e 5.51 e as regiões que apresentaram desajuste são as hachuradas no mapa da figura 5.49.

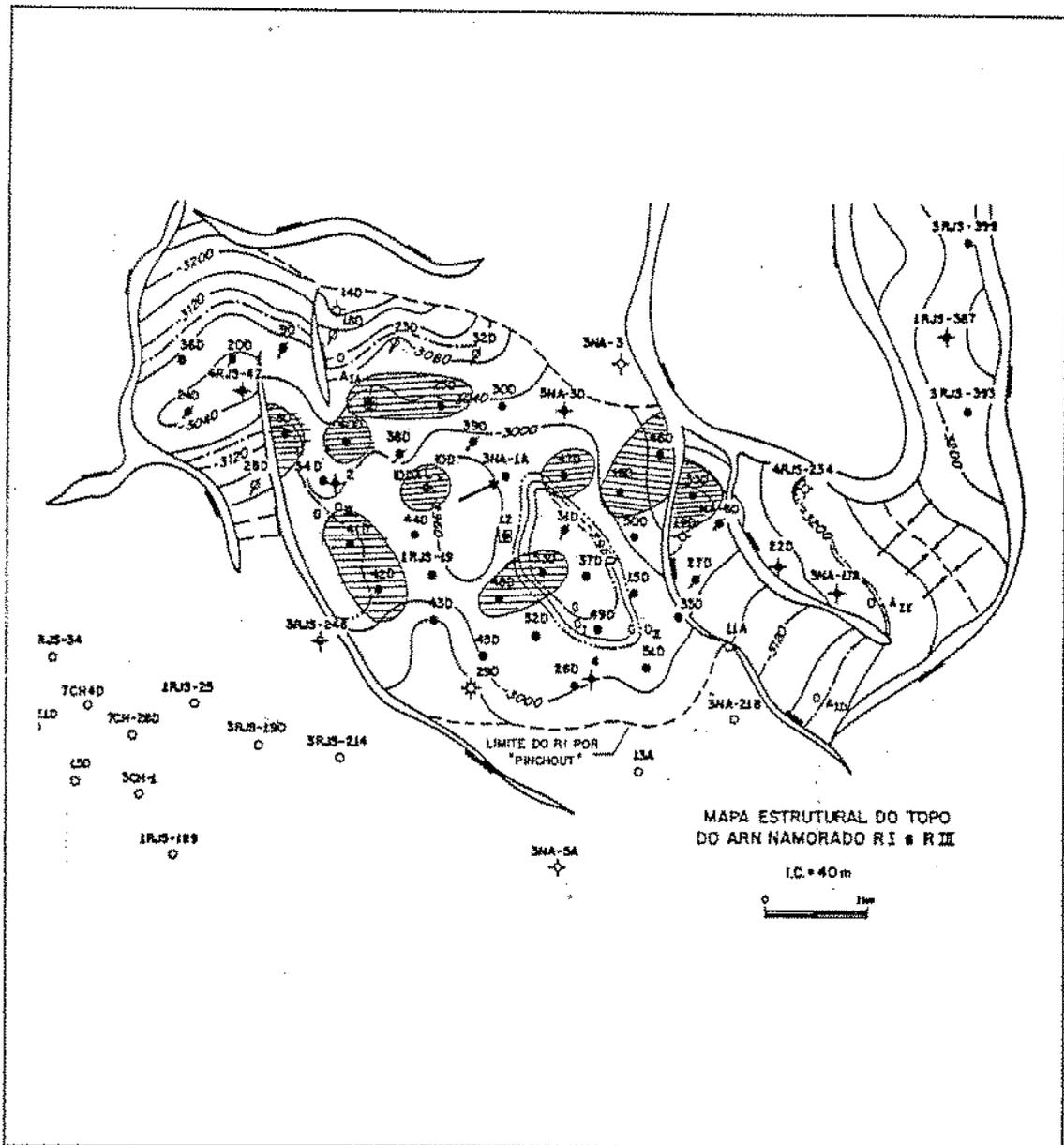


Figura 5.49 Mapa das regiões da imagem 4 sem ajuste de BSW.

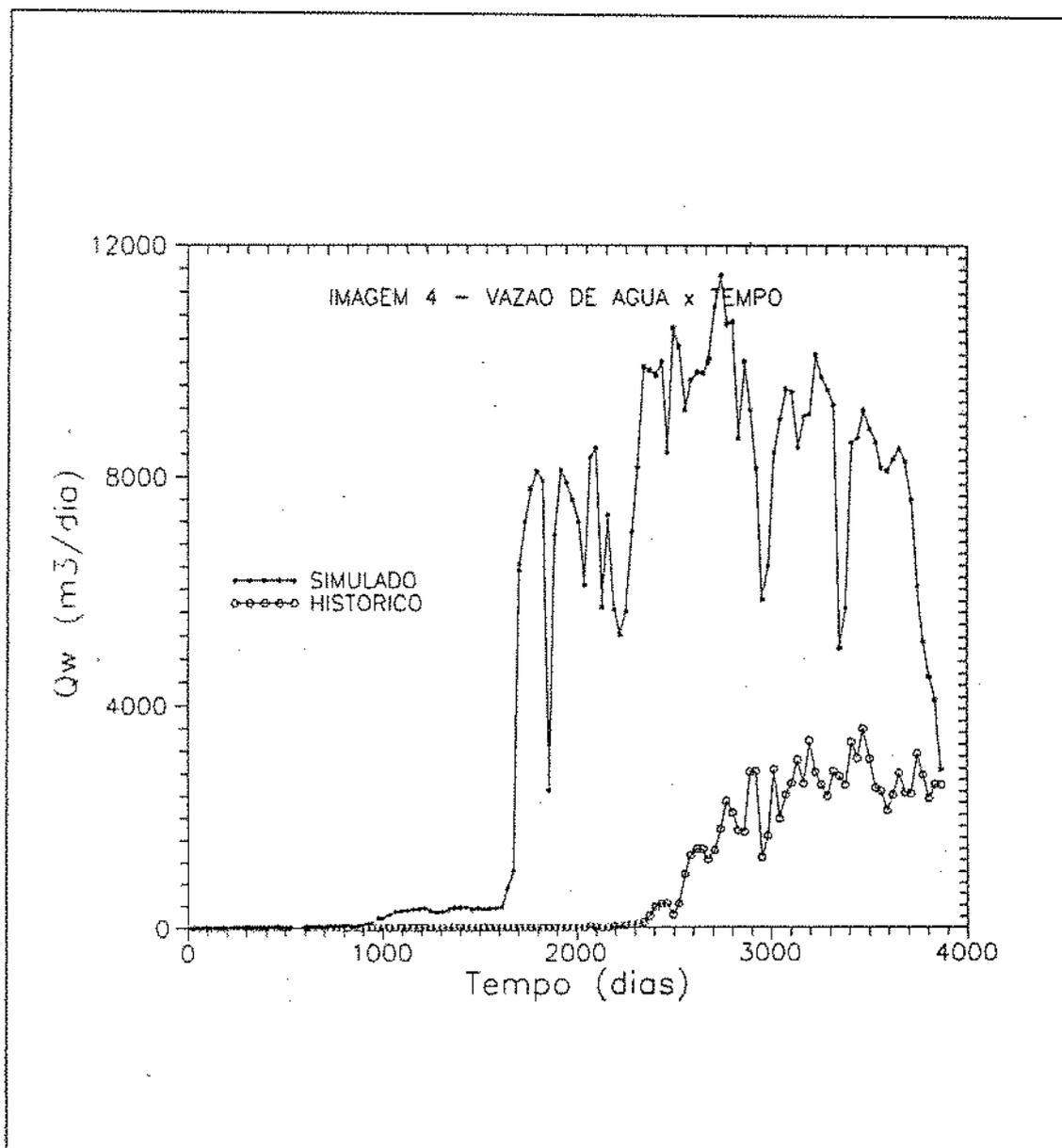


Figura 5.50 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 4 e do histórico de produção.

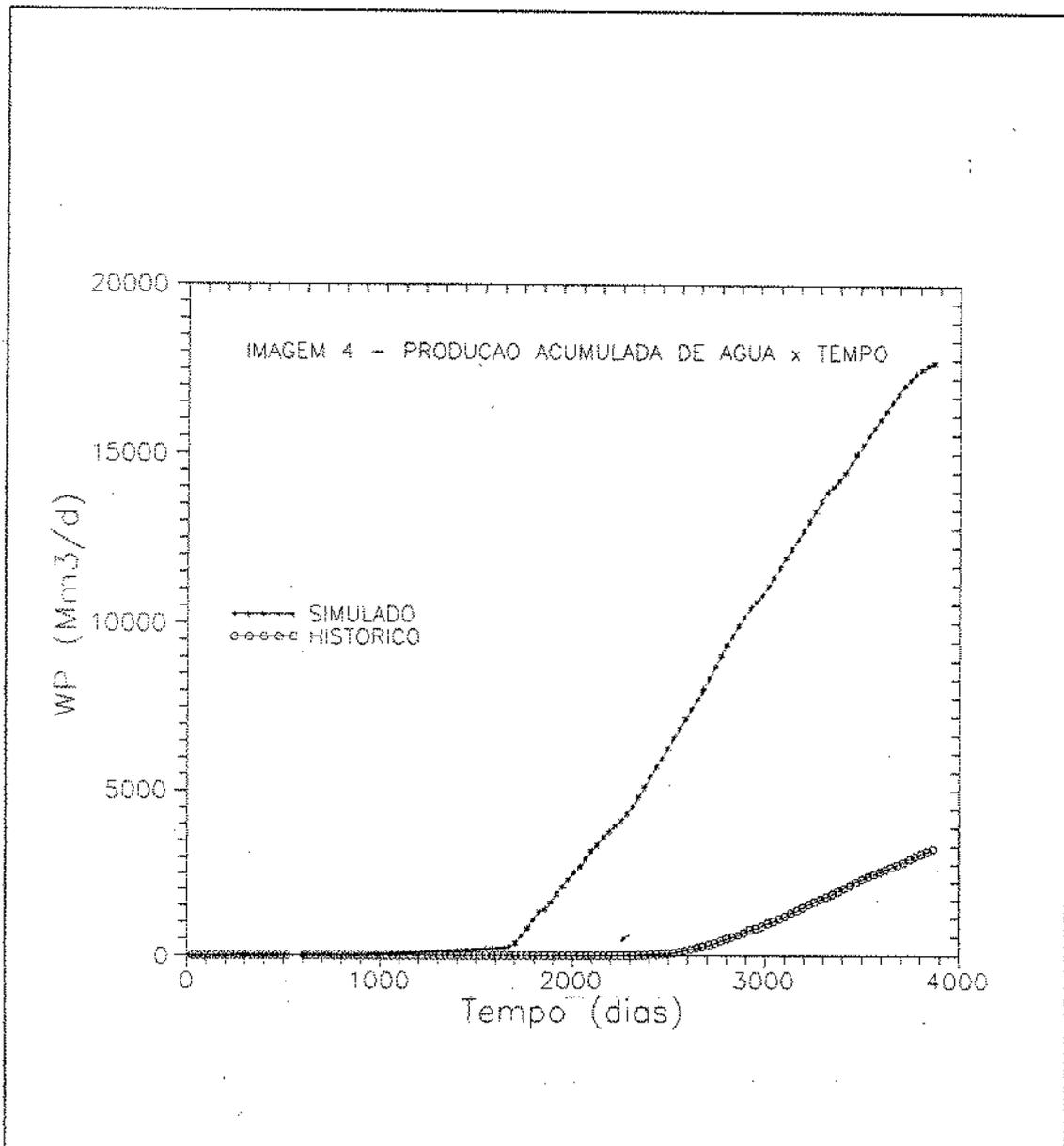


Figura 5.51 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 4 e do histórico de produção.

### Imagem Krigada

Embora essa imagem tenha sido gerada diferentemente das outras e tenha sofrido um processo de transferência de escala também diferente (vide item 5.8), seus resultados foram semelhantes aos da imagem 3. O erro médio global de 13,7% só foi maior que o da imagem 1, mas o erro acumulado foi de 3,832, o que demonstra que houve compensação de erros. Os poços NA-02, NA-03D, NA-07, NA-08D, NA-25D, NA-30D, NA-41D e NA-42D apresentaram alto BSW, enquanto que os poços NA-33D, NA-36D e NA-40D ficaram com a produção de água abaixo do histórico.

Os resultados desta simulação são mostrados nos gráficos das figuras 5.53 e 5.54 e no mapa 5.52.

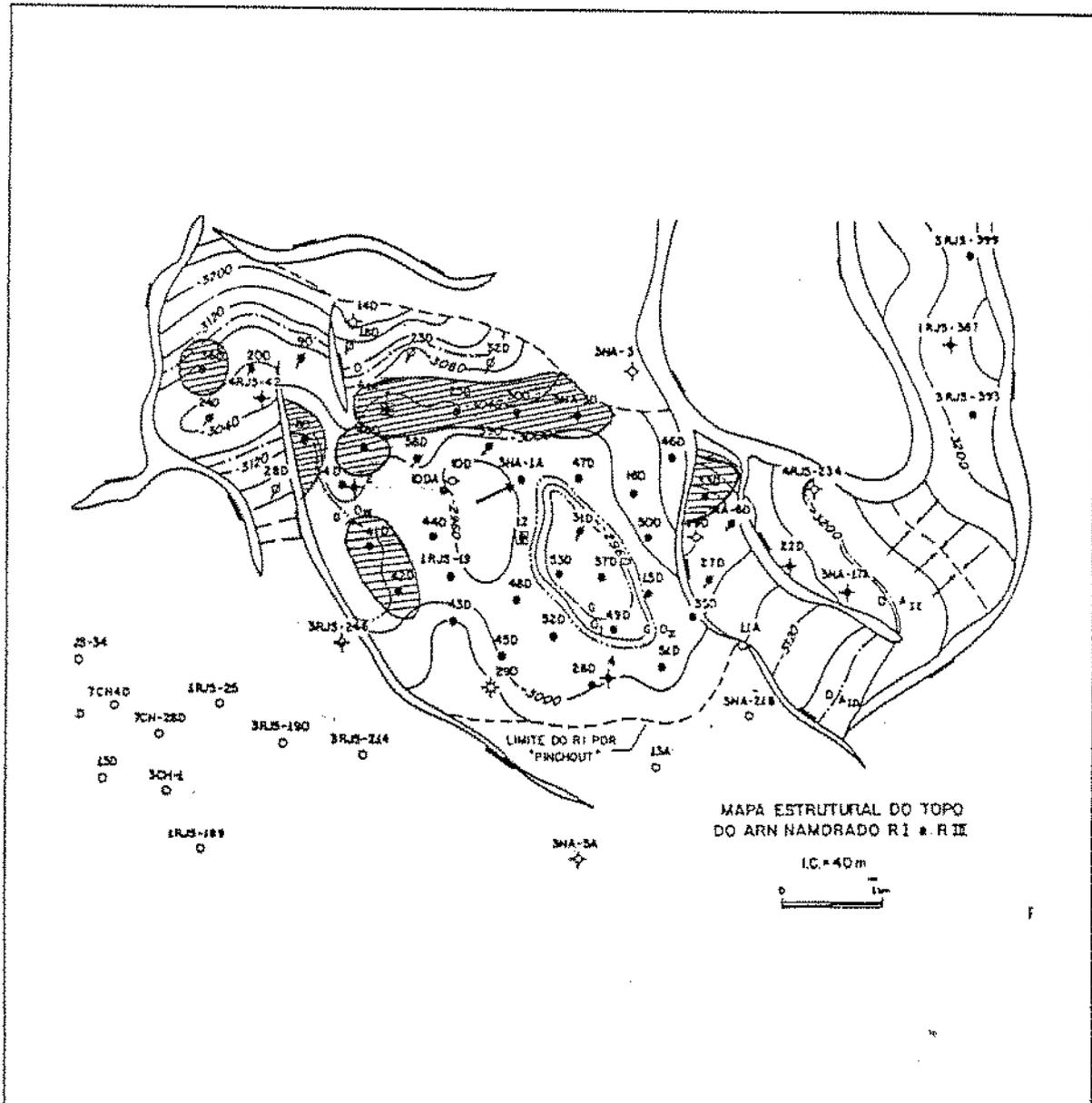


Figura 5.52 Mapa das regiões da imagem K sem ajuste de BSW.

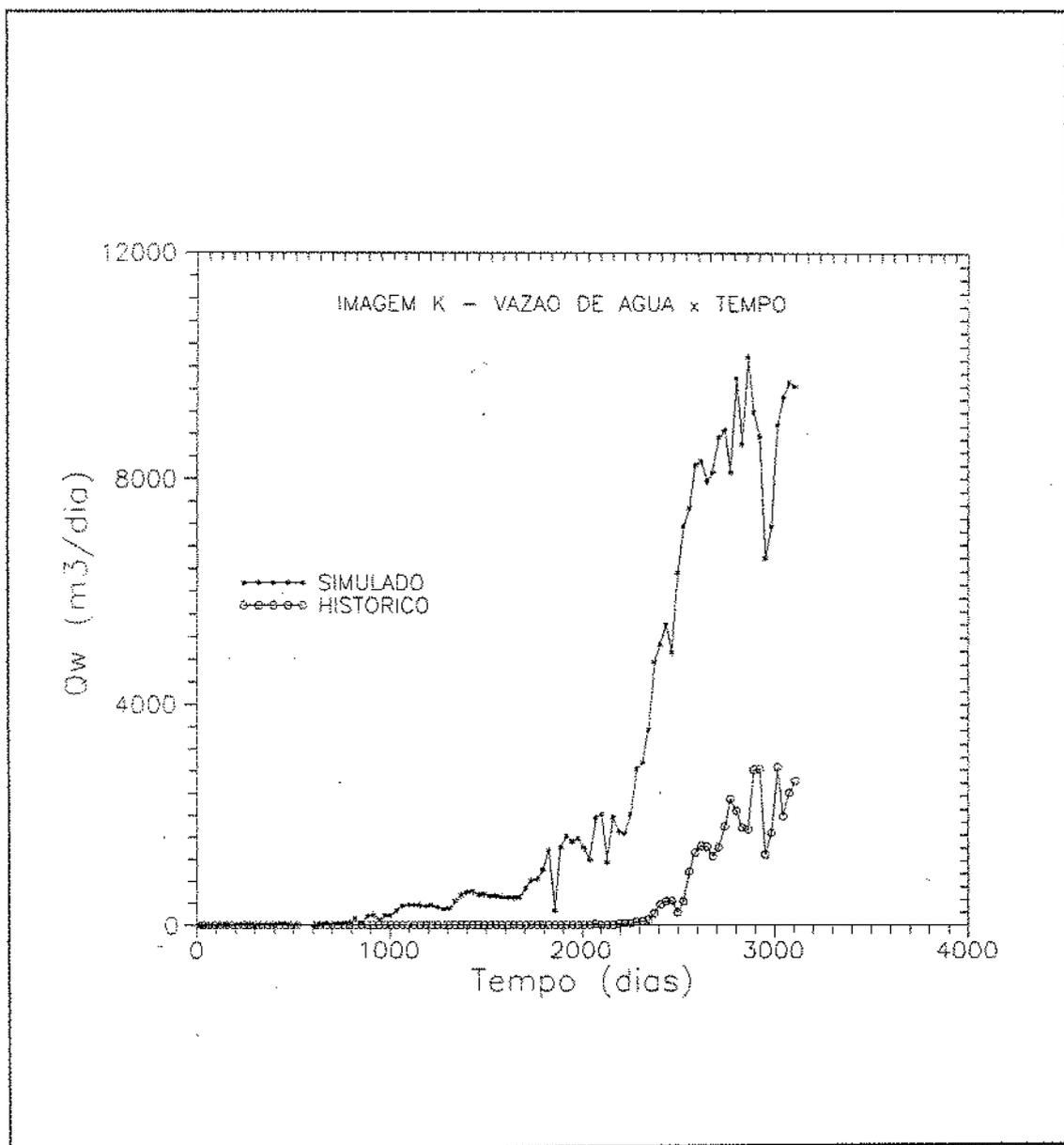


Figura 5.53 Gráfico comparativo das produções de água da imagem K e do histórico de produção.

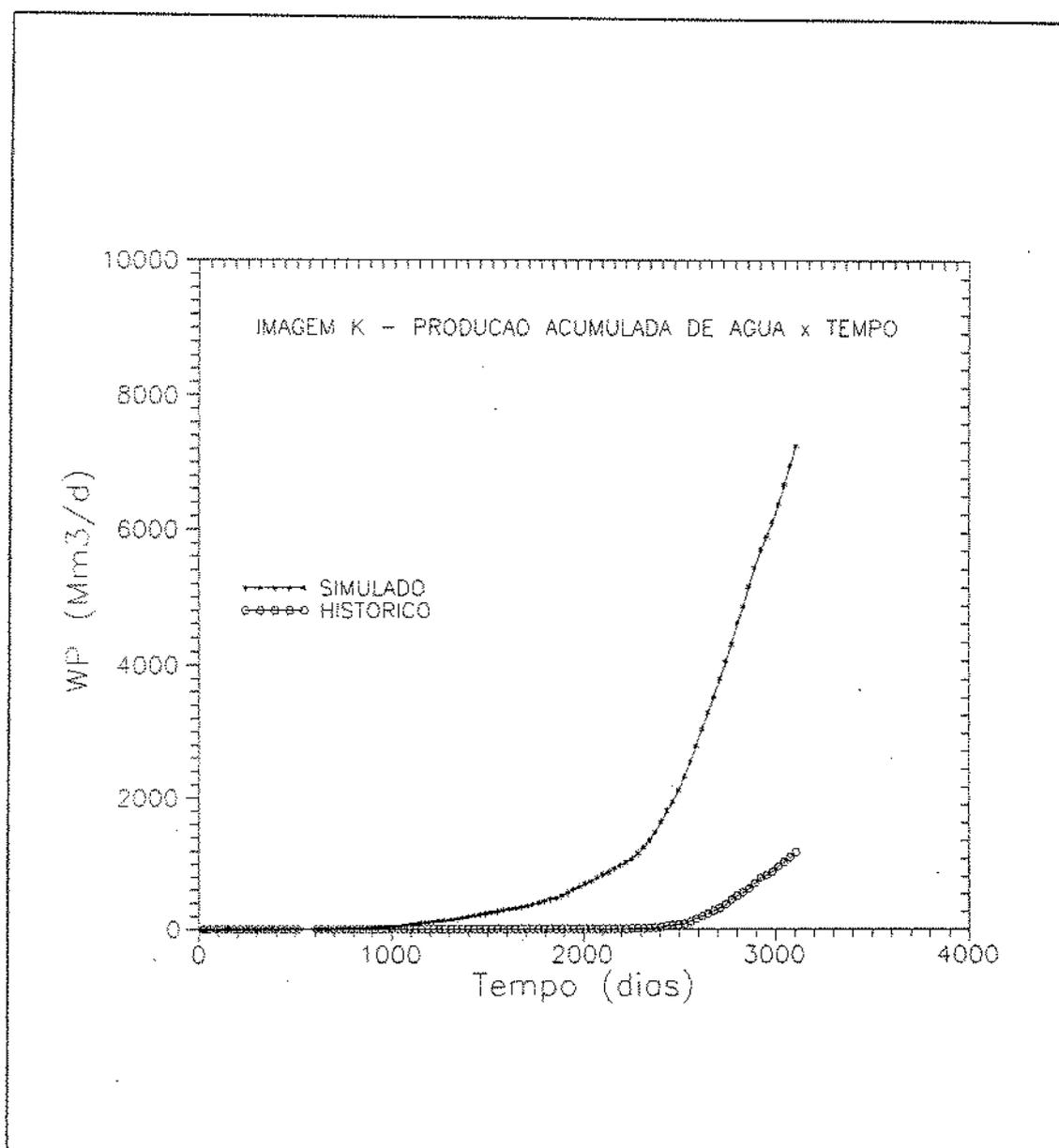


Figura 5.54 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem K e do histórico de produção.

### Imagem 1.A

Uma análise mais detalhada da imagem 1 revela que, se retirarmos os poços NA-25D, NA-30D e NA-34D, a produção de água é quase ajustada, como se observa na tabela anexa, que reporta as produções sem aqueles poços. A partir desta observação, foram feitas algumas modificações no seu campo de fluxo a fim de reduzir o BSW daqueles poços. Nas regiões dos poços NA-30D e NA-34D, foram feitas rotações dos folhelhos ali existentes; na região norte, entre os injetores e produtores reduziu-se a permeabilidade de 10 blocos. Este procedimento pode ser encarado como a tentativa de incorporar ao modelo outras características relativas a outras variáveis que não a argilosidade. O modelo alterado forneceu resultados nitidamente superiores, como vemos na tabela 5.1 de erros: o erro médio global caiu de 7,4% para 0,5% e o erro cumulado caiu de 2,928 para 2,523. não houve mais produção excessiva nos poços NA-07 e NA-25D, enquanto que o NA-30D ainda produziu mais que o histórico, embora reduzindo o erro médio de 42,4% para 23,0%. As modificações alteraram também o comportamento dos demais poços, quase sempre de forma benéfica. Os resultados obtidos desta simulação estão mostrados nos gráficos das figuras 5.56 e 5.57 e no mapa 5.55, que mostra poucas regiões sem ajuste.

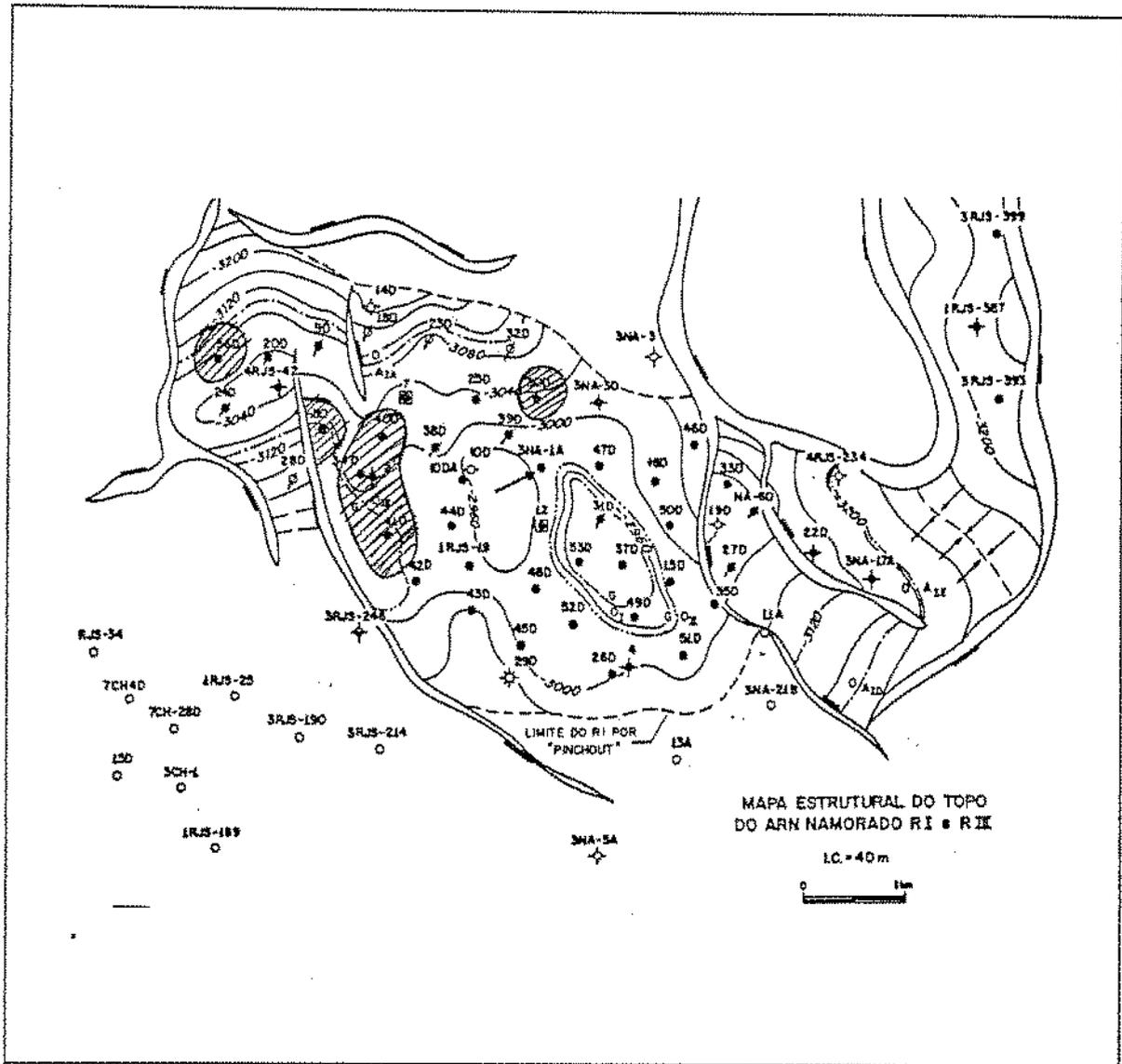


Figura 5.55 Mapa das regiões da imagem 1A sem ajuste de BSW.

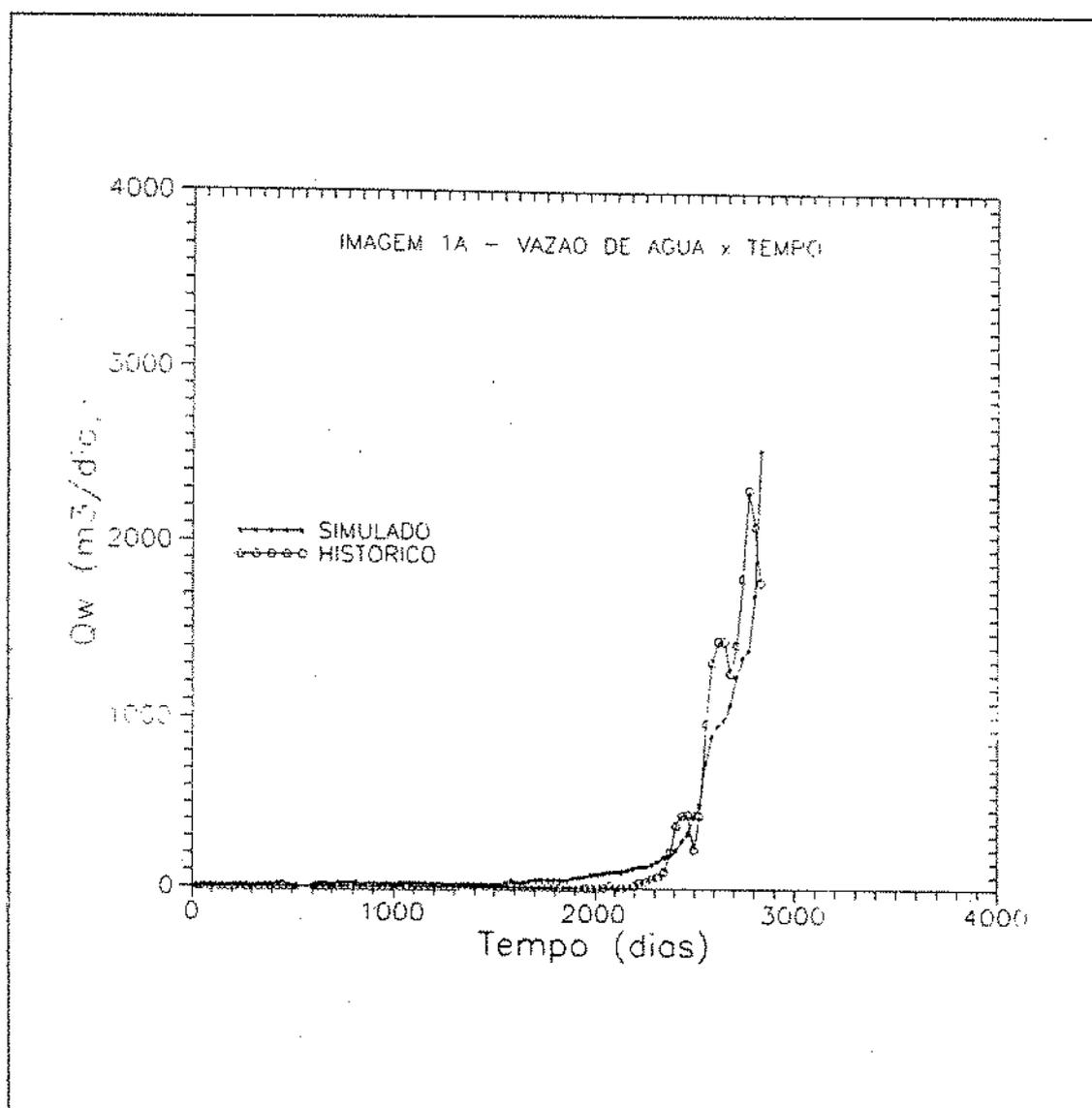


Figura 5.56 Gráfico comparativo das produções de água da imagem 1A e do histórico de produção.

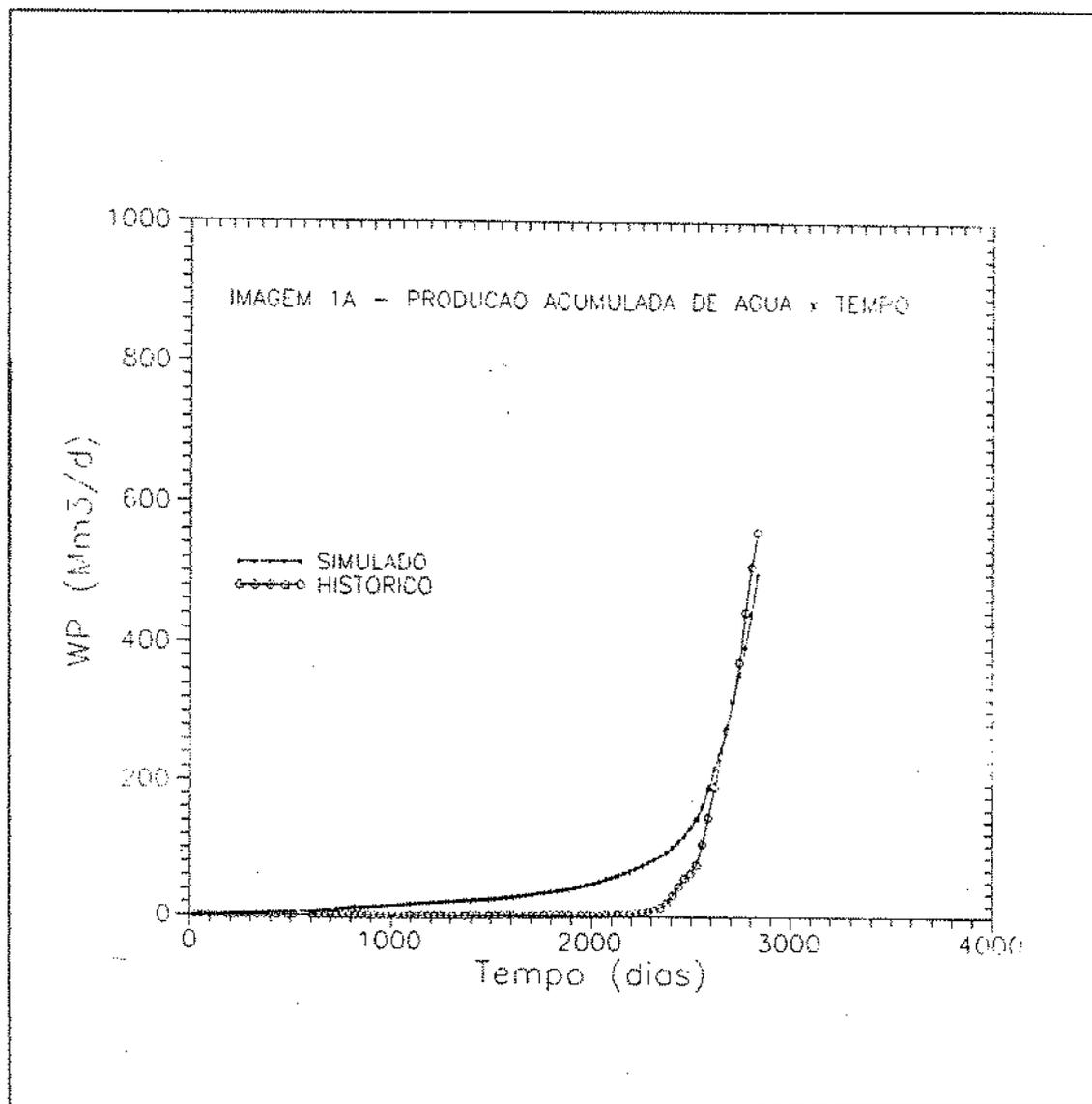


Figura 5.57 Gráfico comparativo das produções acumuladas de água da imagem 1A e do histórico de produção.

## *CAPÍTULO 6*

### *Conclusões e Recomendações*

Pelo que foi exposto nesta dissertação, pode-se extrair as seguintes conclusões:

1. A construção de um modelo físico realista, de variabilidade semelhante à real, é hoje a etapa mais importante da simulação do fluxo, pois os sofisticados computadores e pacotes de simulação permitem a descrição detalhada do reservatório;
2. Na caracterização dos reservatórios, a propriedade física mais importante é a permeabilidade, devido ao papel que ela desempenha nas equações de fluxo. Paradoxalmente, é também uma das mais sub-amostradas, o que geralmente leva o engenheiro de reservatórios a considerar modelos extremamente homogêneos na simulação do fluxo;
3. Na busca da distribuição do tensor permeabilidade, deve-se procurar correlações com variáveis perfiladas, tais como a porosidade, a argilosidade, saturação de água ou resistividade. Uma simples correlação de porosidade versus saturação só é possível em areias não consolidadas e, geralmente, é necessário lançar mão da regressão linear múltipla. No caso de seqüências arenito/folhelho, pode-se caracterizar a variável

argilosidade, transferindo-a para a permeabilidade através de uma das técnicas delineadas no capítulo 4 deste trabalho;

4. A caracterização das heterogeneidades dos reservatórios não deve ser tratada de forma determinística. A falta de dados, a incerteza e a complexidade geológica nos obrigam a tratar o problema de forma probabilística;
5. A modelagem probabilística ou estocástica permite quantificar:
  - a incerteza geológica e o risco econômico dos projetos;
  - o ganho devido a novas informações, tais como poços e novas técnicas;
  - o nível de conhecimento do reservatório que detemos;
6. Os métodos geoestatísticos são os mais apropriados na tarefa de geração múltiplas realizações, especialmente a técnica da Simulação Condicional, por conter os componentes determinístico global ( dado pela krigagem) e aleatório local (dado pela simulação não condicional ). Portanto, todas as realizações diferirão localmente, mas terão as mesmas feições globais;
7. A construção do modelo variográfico adequado é de fundamental importância no sucesso da simulação geoestatística;
8. A transformação de coordenadas dos dados para as coordenadas cartesianas pode ser útil em reservatórios compostos de sub-unidades de fluxo muito estruturadas, pois o variograma será mais representativo da continuidade lateral;

9. A variografia de poços direcionais pode contribuir na definição do comportamento do variograma horizontal na origem, que é um dos grandes problemas encontrados no uso da geoestatística na indústria do petróleo. não obstante, o problema ainda não foi devidamente estudado;
10. Dispondo de várias realizações estocásticas, somos obrigados a simular uma imagem de cada vez, pois os simuladores disponíveis são determinísticos. O ideal seria dispormos de um simulador baseado em equações diferenciais estocásticas, capaz de tratar distribuições espaciais de probabilidades das variáveis;
11. No condicionamento das realizações, são usados apenas dados estáticos; os dados dinâmicos ( do histórico de produção ) não são considerados. Recomenda-se o estudo do problema inverso, através do condicionamento das imagens a serem geradas, aos dados de produção (pressão, BSW, RGO, etc). Isto pode ser feito através das técnicas de simulação co-condicional e de co-krigagem;
12. Os resultados obtidos na simulação do fluxo, através das imagens equiprováveis geradas a partir de números aleatórios diferentes, demonstraram como os modelos heterogêneos diferem significativamente nas suas respostas;
13. As várias imagens geradas apresentam regiões bem ajustadas e regiões mal ajustadas aos dados de produção. Uma idéia válida seria aproveitar as partes melhores de cada uma, utilizando-as como condicionantes de uma nova realização;
14. O ajuste do histórico em modelos adequadamente gerados pela simulação condicional é muito mais fácil é mais confiável do que aqueles convencionalmente feitos em modelos homogêneos;

15. As regiões que se apresentam mal ajustadas em todas as imagens, denotam falta de um bom condicionamento ou problemas relativos a outras variáveis não contempladas. Um estudo detalhado feito por engenheiros e geólogos pode suprir a falha do modelo;
16. O processo de transferência de escalas das variáveis para a escala de simulação é muito importante, e deve ser feito convenientemente. Variáveis não aditivas não admitem médias ponderadas, requerendo métodos que levem em conta a sua distribuição espacial para o cálculo de seu valor equivalente em suportes maiores; a permeabilidade é uma delas. O método mais correto de obtenção da permeabilidade equivalente é o da simulação numérica. Entretanto, as condições de contorno normalmente utilizadas (inexistência de fluxo nas paredes paralelas à direção do fluxo) não são as verificadas na realidade;
17. A transferência de escala em distribuições de argilosidade contínuas pode ser feito via simulação numérica, por meio do processo iterativo. Este método considera as heterogeneidades a escalas menores que a dos volumes das amostras, pela consideração de que a correlação dos blocos maiores é válida para os blocos menores.

## *Bibliografia*

- (1) Adams, T., Interpretação Quantitativa de Perfis - Campo de Namorado, Relatório Interno da Petrobrás, 1989.
- (2) Alabert, F.G., "Constraining Description of Randomly Heterogeneous Reservoirs to Pressure Test Data: A Monte Carlo Study", paper SPE 19600 presented at the 1989 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Oct. 8-11.
- (3) Aranofsky, J.S., Thomas, F.C. & Stephen, M.L., Reservoir Simulation Moves into Third Generation, Oil & Gas Jour., p. 75-79, November 1985.
- (4) Aziz, K. and A. Settari, Petroleum Reservoir Simulation, Applied Science Publishers, London, 1979.
- (5) Bear, J., Dynamics of Fluids in Porous Media, American Elsevier, New York, 1972.
- (6) Begg, S.H., Chang, D.M., and Haldorsen, H.H., "A Simple Statistical Method for Calculating the Effective Vertical Permeability of a Reservoir Containing Discontinuous Shales", SPE 14271, 60th Ann. Tech. Conf. of SPE, Las Vegas, 1985.

- (7) Begg, S.H., and King, P.R., "Modeling the Effects of Shales on Reservoir Performance: Calculation of Effective Vertical Permeability", SPE 13529, 8th SPE Symp. on Res. Sim., Dallas, Feb. 10-13, 1985.
- (8) Bonet, L. et al, Cálculo da Permeabilidade Equivalente de seqüências Arenito/Folhelho, Relatório Interno da Petrobrás, 1988.
- (9) Da Costa e Silva, A.J. A new approach to the characterization of reservoir heterogeneity based on the geomathematical model and kriging technique. Society of Petroleum Engineers, SPE paper 14275, 1985.
- (10) Dagan, G., Models of Groundwater Flow in Statistically Homogeneous Porous Formation, Water Resour.Res., vol. 15, no.1, p.47-63, 1979.
- (11) Davies, B. J. & Haldorsen, H H., pseudoFunctions in Formations Containing Discontinuos Shales: A Numerical Study, SPE 16012.
- (12) Delfiner, P. et alli. Application of geostatistical analysis to the evaluation of petroleum reservoirs with well logs. SPWLA 24 th Annual Logging Symposium, June 1983.
- (13) Delfiner, P. & Chiles, J.P. Conditional Simulation: a new Monte-Carlo approach to probabilistic evaluation of hidrocarbon in place. Internal report 526, Centre de Geostatistique, Fointainebleu, 1977.
- (14) Desbarats, A.J. Numerical estimation of effective permeability in sand-shale. Water Resources Reserarch, v. 23.n.2, 1987, p.273-286.

- (15) Deustsch, C. Estimating block effective permeability and power averaging, submitted to Journal of Petroleum Technology, 1986.
- (16) Dupuy, M. & E. Lefreve, L'Anisotropie d'Esonlement en Milien Porex Présentant des Intercalations Horizontales Discontinues, 3rd Colloquium, Assoc. de Rech surles Tech. de Forage et de Prod, Pau, France, Sept. 1968.
- (17) Dubrule, O. & Haldorsen, H.H. Geoestistics for permeability estimation. In: Reservoir Characterization, New York, Academic Press. 1986, p.223-247.
- (18) Emanuel, A.S., Alameda, G.K., Behrens, R.A., and Hewett, T.A., "Reservoir Performance Prediction Methods Based on Fractal Geostatistics", SPE 16971, 62nd Ann. Tech. Conf. of SPE, Dallas, 1987.
- (19) Gutjahr, A.L., Gelhar, L.W., Bakr, A.A., and MacMillan, J.R., "Stochastic Analysis of Spatial Variability in Subsurface Flows, 2, Evaluation and Application", Water Res. Res., 14, 5, 1978, 953.
- (20) Haldorsen, H.H. Reservoir characterization procedures for numerical simulation. PH. D. dissertation. The University of Texas at Austin, 1983, 556p.
- (21) Haldorsen, H.H., and Chang, D.M., "Notes on Stochastic Shales: From Outcrop to Simulation Models", in Proc. of the Res. Char. Tech. Conf., ( ed. Lake and Carroll ), Academic, Orlando, 1986.
- (22) Haldorsen, H.H. & Lake, L.W., A New Approach to Shale Management in Field-Scale Models, Jour. Petr. Tech., p. 447-457, August 1984.

- (23) Hewett, T.A., "Fractal Distributions of Reservoir Heterogeneity and Their Influence on Fluid Transport", SPE 15386, 61st Ann. Tech. Conf. of SPE, New Orleans, 1986.
  
- (24) Hewett, T. A. & Behrens, R.A., Conditional Simulation of Heterogeneity with Fractals, SPE 18326, 1988.
  
- (25) Jones, T.A. Problems in using geostatistics for petroleum applications. Proceeding of the 2nd. Nato Asi on Geostatistics, California, sep. 1983.
  
- (26) Journel, A.G., "Nonparametric Estimation of Spatial Distributions", Math. Geol., 15, 3, 1983, 445-468.
  
- (27) Journel, A.G., and Gomez-Hernandez, J.J, "Stochastic Imaging of the Wilmington Clastic Sequence", paper SPE 19857 presented at the 1989 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Oct. 8-11.
  
- (28) Journel, A.G. & Huijbregts, C.J. Mining geostatistics. New York, Academic Press, 1978.
  
- (29) Lasseter, T.J., Waggoner, J.R., and Lake, L.W., "Reservoir Heterogeneities and Their Influence on Ultimate Recovery", Proc. Res. Char. Tech. Conf., (ed. Lake and Carroll) Academic Press., Orlando, 1986.
  
- (31) Law, J.A., Statitiscal Approach to the Intertitial Heterogeneity of Sandstone Reservoirs, Trans.155, p.202-222, AIME, 1944.

- (32) Le Blanc, R.J. Distribution and continuity of carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, July 1977, p.873-885.
- (33) Mandelbrot, B.B., "The Fractal Geometry of Nature", Freeman, New York, 1983.
- (34) Matheron, G. Principles of Geostatistique. *Economic geology*, v.58, 1963, p.1246-1266.
- (35) Matheron, G. et alli. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. Society of Petroleum Engineers, SPE paper 16753, 1987.
- (36) Pettijohn, F.J., Potter, P.E. & Siever, R. , Sand and Sandstone, Springer-Verlag, New York, Heidelberg, Berlin, 1973.
- (37) Voss, R.F., "Random Fractal Forgeries", Proc. of the NATO A.S.I. Fund. Algorithms in Comp. Graphics, Ilkley, U.K., 1985.
- (38) Warren, J.E. & Price, H. S., Flow in Heterogeneous Porous Media, *Soc. of Pet. Eng. J.*, p.153-169, September, 1961.
- (39) Weber, K.J., How Heterogeneity Affects Oil Recovery in Reservoir Characterization, Academic Press, New York, 1986.
- (40) Weber, K.J., Influence of Common Sedimentary Structures on Fluid Flow in Reservoir Models, *Jour. Petr. Tech.*, p. 665-672, March 1982.

- (41) Wendt, W., Sakurai, S., Nelson, P., Permeability Prediction From Well Logs Using Multiple Regression, in Reservoir Characterization, Academic Press, New York, 1986.
- (42) White, C.D., and Horne, R.N., "Computing Absolute Transmissibility in the Presence of Field-Scale Heterogeneity", SPE 16011, 9th SPE Symp. on Res. Sim., San Antonio, 1987.
- (43) Meneses, S. X., Geometria de Reservatório do Campo de Namorado - Bacia de Campos, Relatório Interno da Petrobrás, 1987.
- (44) Meneses, S. X. e Correa, A. C. T. Estudos de Argilosidade e Densidade de Matriz em Reservatórios Turbidíticos do Campo de Namorado - Relatório Interno da Petrobrás, 1987.