

UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

**ANÁLISE DE ESPAÇAMENTO ENTRE POÇOS  
UTILIZANDO MODELAGEM ESTOCÁSTICA E  
DADOS DE AFLORAMENTO**

**Ricardo Costa Aderaldo**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

Este exemplar corresponde ~~70~~ a  
redação final da tese defendida  
por RICARDO COSTA ADERALDO  
e aprovada pela Comissão Julgadora  
em 28/02/94.

  
\_\_\_\_\_  
ORIENTADOR

**CAMPINAS - SÃO PAULO**

Ad35a

23862/BC

FEVEREIRO - 1994

---

A34a

Aderaldo, Ricardo Costa

Análise de espaçamento entre poços utilizando modelagem estocástica e dados de afloramento. Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Instituto de Geociências. Área de Geologia do Petróleo, 1994.

123p. (Dissertação de Mestrado).

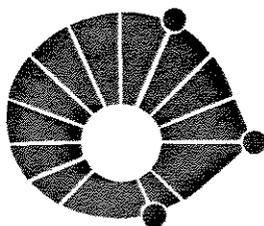
Inclui bibliografia.

Contém páginas prefaciais.

1. Caracterização de reservatórios.
2. Simulação estocástica.
3. Espaçamento entre poços.

CDD - 622.12

---



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE  
RESERVATÓRIOS

**ANÁLISE DE ESPAÇAMENTO ENTRE POÇOS  
UTILIZANDO MODELAGEM ESTOCÁSTICA E  
DADOS DE AFLORAMENTO**

**Ricardo Costa Aderaldo**

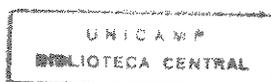
Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como  
requisito parcial para obtenção do título de Mestre em  
Geoengenharia de Reservatórios.

**Orientador:** Armando Zaupa Remacre - UNICAMP.

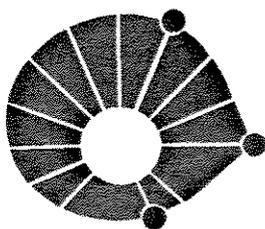
**Co-Orientador:** Paulo Roberto Ballin - PETROBRÁS.

CAMPINAS - SÃO PAULO

FEVEREIRO - 1994



5509331



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE  
RESERVATÓRIOS

ANÁLISE DE ESPAÇAMENTO ENTRE POÇOS  
UTILIZANDO MODELAGEM ESTOCÁSTICA  
E DADOS DE AFLORAMENTO

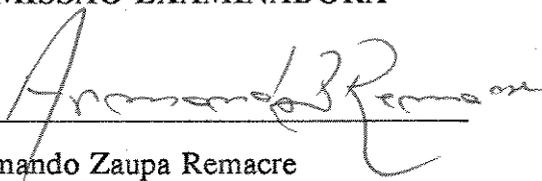
AUTOR: Ricardo Costa Aderaldo

ORIENTADOR: Armando Zaupa Remacre

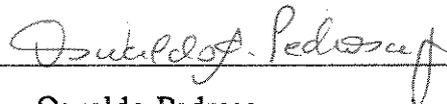
CO-ORIENTADOR: Paulo Roberto Ballin

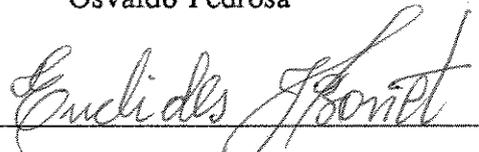
COMISSÃO EXAMINADORA

PRESIDENTE:

  
Armando Zaupa Remacre

EXAMINADORES:

  
Osvaldo Pedrosa

  
Euclides José Bonet

CAMPINAS, 28 DE FEVEREIRO DE 1994

Para *Marília*,

minha esposa e companheira de todas as horas.

Para minhas filhas,  
*Aline e Lara*,

Para meus pais,  
*Maristela e Tarciso*

## AGRADECIMENTOS

A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS - pela oportunidade concedida, pelo apoio financeiro e pelo fornecimento do banco de dados, sem os quais seria impossível realizar este Curso.

Aos Drs. Armando Zaupa Remacre e Paulo Roberto Ballin, pela orientação, apoio e atenção.

Aos colegas deste curso de mestrado, pelas indispensáveis discussões e trocas de informações.

Ao Eng. José Adilson Tenório Gomes e Geo. Paulo Tibana, pelos oportunos comentários e sugestões na revisão final do trabalho.

Ao Eng. Valcir Tadeu Beraldo, pela colaboração e pelos esclarecimentos de tópicos de sua tese de mestrado, que muito subsidiaram a elaboração desta dissertação.

Ao Eng. Hélio Chagas Leitão, pelo tratamento dos dados de rocha e fluidos utilizados no simulador numérico de fluxo.

Ao Eng. Luis Glauber Rodrigues e aos Analistas Carlos Alberto Ferreira Ribeiro e Abelardo Borges de Barreto Jr., pela presteza no fornecimento de todas as informações necessárias para o trabalho.

Aos Geos. Osmar Carvalho Assis, Benjamin Novais Carrasco, Paulo Roberto Cordeiro de Farias, Marisa Bueno dos Santos e Wagner Nogueira Preda, e ao Eng. Antonio Carlos Capeleiro Pinto, pela colaboração prestada.

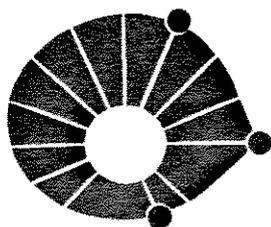
## AGRADECIMENTO

---

Aos amigos, Alexandre Valadares Quintino dos Santos, José Carlos de Lima e Cesar Augusto Miranda, pelo incentivo, apoio e confiança.

A todos os professores e funcionários do IG e do DEP-FEM, em particular a Moacir Américo Cornetti, Carlos Eduardo Pereira, Maria Ivaní Giorge, Alice K. Obata, Fabio Ferraz de Campos, Ricardo Augusto Camargo e Rodrigo Leonardo Ferreira.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para o êxito de mais esta etapa da minha vida.



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE  
RESERVATÓRIOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

RESUMO

**ANÁLISE DE ESPAÇAMENTO ENTRE POÇOS UTILIZANDO MODELAGEM  
ESTOCÁSTICA E DADOS DE AFLORAMENTO**

**Ricardo Costa Aderaldo**

Este trabalho se propõe a analisar, em uma aplicação de campo, a influência do espaçamento entre poços na recuperação primária de óleo utilizando, para caracterização das heterogeneidades, informações de reservatórios análogos aflorantes e técnicas geoestatísticas.

Para cada espaçamento, obtém-se o fator de recuperação de óleo mais provável e uma faixa de variação em torno deste valor com o grau de incerteza a ela associada.

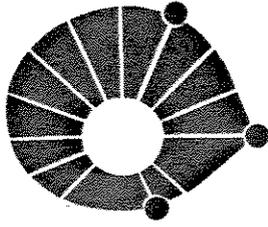
A metodologia utilizada envolve as seguintes etapas: modelagem da arquitetura geológica das eletrofácies da Zona 400 do Campo de Canto do Amaro, situado na Bacia Potiguar Emersa, utilizando-se um algoritmo de simulação gaussiano truncado, **SGT**; quantificação das incertezas geológicas desta modelagem, através da ordenação das respostas de produção obtidas nas simulações numéricas de fluxo das diversas imagens equiprováveis; análise da

## RESUMO

---

redução de espaçamento das realizações de percentis 10, 25, 50, 75 e 90%; e a obtenção, para cada espaçamento, da curva de distribuição de frequência acumulada aproximada do fator de recuperação de óleo.

Observou-se que o espaçamento entre poços influencia diretamente a recuperação primária de óleo do reservatório analisado. Constatou-se, também que, com a redução do espaçamento, há um crescimento na recuperação até atingir um valor máximo, a partir do qual ocorre uma redução da mesma. Este comportamento deve-se a um efeito de retardamento da atuação do aquífero de fundo na manutenção de pressão, causado pelo aumento da taxa de drenagem do reservatório.



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE  
RESERVATÓRIOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ABSTRACT

WELL SPACING ANALYSIS USING GEOSTATISTICS TECHNIQUES  
AND OUTCROP DATA

**Ricardo Costa Aderaldo**

This work analyzes the influence of well spacing on primary oil recovery in one real reservoir using outcrop data and geostatistic techniques (gaussian truncated simulation) to describe the reservoir.

For each well spacing a recovery factor and its variation range as well as the respective uncertainty are obtained.

It was observed that oil recovery increases with reduction in well spacing up to a maximum value when the bottom water aquifer reduces its effect due to excessive reservoir drainage.

Studies of probabilities such as this work can be useful to aid decisions and to make it possible to utilize risk analysis for reservoir management.

## SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS . . . . .	ii
RESUMO . . . . .	iv
ABSTRACT . . . . .	vi
SUMÁRIO . . . . .	vii
LISTA DE ILUSTRAÇÕES . . . . .	x
LISTA DE TABELAS . . . . .	xv
SIMBOLOGIA . . . . .	xvi
1 - INTRODUÇÃO . . . . .	1
2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .	5
2.1. - REDUÇÃO DO ESPAÇAMENTO ENTRE POÇOS . . . . .	5
2.2. - MODELAGEM ESTOCÁSTICA . . . . .	8
2.3. - MÉTODOS DINÂMICOS DE QUANTIFICAÇÃO DAS INCERTEZAS . . . . .	10
2.4. - ANÁLISE DAS HETEROGENEIDADES . . . . .	11
3 - ANÁLISE GEOLÓGICA . . . . .	14
3.1. - FORMAÇÃO AÇU . . . . .	16
3.2. - ZONA 400 . . . . .	17
3.3. - DESCRIÇÃO DO AFLORAMENTO . . . . .	19
3.4. - SIMILARIDADE RESERVATÓRIO - AFLORAMENTO . . . . .	21

## SUMÁRIO

---

4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA . . . . .	24
4.1. - CARACTERIZAÇÃO DAS HETEROGENEIDADES . . . . .	25
4.1.1. - ANÁLISE VARIOGRÁFICA DA ZONA 400 . . . . .	27
4.1.2. - ANÁLISE VARIOGRÁFICA DO AFLORAMENTO . . . . .	36
4.1.3. - ELIPSÓIDE DE ANISOTROPIA GEOMÉTRICA - AFLORAMENTO . . . . .	44
4.1.4. - TRANSFERÊNCIA DE INFORMAÇÕES . . . . .	47
4.2. - SELEÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA . . . . .	48
4.2.1. - IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO SGT . . . . .	51
4.3. - GERAÇÃO DAS IMAGENS . . . . .	53
5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO . . . . .	57
5.1. - TRATAMENTO DOS DADOS . . . . .	58
5.1.1. - PROPRIEDADES DAS ELETROFÁCIES . . . . .	59
5.1.2. - CARACTERÍSTICAS DE ROCHA . . . . .	59
5.1.3. - PROPRIEDADES DO ÓLEO . . . . .	62
5.1.4. - PROPRIEDADES DA ÁGUA E DO GÁS . . . . .	63
5.2. - FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA . . . . .	64
5.2.1. - INICIALIZAÇÃO DO MODELO . . . . .	66
5.2.2. - ORDENAÇÃO E SELEÇÃO DAS IMAGENS . . . . .	67
5.2.3. - MANUTENÇÃO DA ORDENAÇÃO . . . . .	71
5.3. - MODELO COM MALHA ORIGINAL . . . . .	73
5.3.1. - ORDENAÇÃO E SELEÇÃO DAS IMAGENS . . . . .	74
5.4. - ANÁLISE FINAL . . . . .	81
6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO . . . . .	82
6.1. - COMPORTAMENTO DE PRODUÇÃO DAS IMAGENS . . . . .	82
6.2. - ESPAÇAMENTO DE 400m . . . . .	88
6.3. - ESPAÇAMENTO DE 280m . . . . .	93
6.4. - ESPAÇAMENTO DE 200m . . . . .	99
6.5. - ESPAÇAMENTO DE 140m . . . . .	103
6.6. - ANÁLISE FINAL . . . . .	107

## SUMÁRIO

---

7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES . . . . .	110
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS . . . . .	113
ANEXO 1 - FLUXOGRAMA RESUMIDO DO ALGORITMO <b>SGT</b> . . . . .	120

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Fig. 3.1 - Mapa de Localização da Bacia Potiguar . . . . .	14
Fig. 3.2 - Coluna Estratigráfica da Bacia Potiguar - Área de Canto do Amaro . . . . .	15
Fig. 3.3 - Localização dos Afloramentos . . . . .	16
Fig. 3.4 - Escalas de Heterogeneidades em Reservatórios Fluviais . . . . .	19
Fig. 3.5 - Proporções Globais das Eletrofácies. . . . .	22
Fig. 4.1 - Orientação da Malha de Simulação. . . . .	25
Fig. 4.2 - Análise Discriminante no poço 7-CAM-079-RN . . . . .	28
Fig. 4.3 - Perfil de um Poço Típico da Área de Interesse - 7-CAM-079-RN . . . . .	29
Fig. 4.4 - Curvas de Proporção Vertical e Horizontais - Zona 400 . . . . .	31
Fig. 4.5 - Variogramas Horizontais das Indicadoras das Eletrofácies - Zona 400. . . . .	32
Fig. 4.6 - Variogramas Verticais das Indicadoras das Eletrofácies - Zona 400. . . . .	33
Fig. 4.7 - Probabilidade Condicional de Vizinhança das Eletrofácies. . . . .	34
Fig. 4.8 - Modelo Teórico de Ajuste do Variograma Vertical da Variável Gaussiana $Y(\mathbf{x})$ - Zona 400 . . . . .	36
Fig. 4.9 - Gray scale das Eletrofácies do Afloramento - Km 99 . . . . .	38
Fig. 4.10 - Curvas de Proporção Horizontal e Vertical do Afloramento - Km 99 . . . . .	39
Fig. 4.11 A - Variogramas Horizontais das Indicadoras das Eletrofácies - Afloramento Km 99 . . . . .	40
Fig. 4.11 B - Variogramas Verticais das Indicadoras das Eletrofácies - Afloramento Km 99 . . . . .	41

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

Fig. 4.12 A - Variogramas Cruzados Horizontais das Indicadoras das Eletrofácies - Afloramento Km 99 . . .	42
Fig. 4.12 B - Variogramas Cruzados Verticais das Indicadoras das Eletrofácies - Afloramento Km 99 . . .	43
Fig. 4.13 - Variogramas Horizontais e Verticais da Variável Gaussiana Y ( <b>x</b> ) - Afloramento Km 99 . . . . .	45
Fig. 4.14 - Elipsóide de Anisotropia Geométrico do Afloramento Km 99 . . . . .	46
Fig. 4.15 - Elipses de Anisotropia Geométrica das Duas Faces do Afloramento - Variabilidade 0,6 . . . . .	46
Fig. 4.16 - Modelo de Ajuste do Variograma Horizontal da Variável Gaussiana Y( <b>x</b> ) para a Face Esquerda do Afloramento - Km 99 . . . . .	49
Fig. 4.17 - Exemplo da Anamorfose Gaussiana . . . . .	53
Fig. 4.18 - Histograma de Ocorrência das Eletrofácies - Imagem Simulada x Dados Amostrais . . . . .	54
Fig. 4.19 - Variograma Experimental x Variograma da Imagem Simulada . . . . .	55
Fig. 4.20 - Seções Transversais da Imagem Gerada nas Direções <b>x</b> e <b>y</b> . . . . .	56
Fig. 5.1 - Permeabilidade Relativa Água - Óleo das Eletrofácies 1 e 2. . . . .	61
Fig. 5.2 - Pressão Capilar das Eletrofácies 1 e 2. . . . .	61
Fig. 5.3 - Razão de Solubilidade Gás - Óleo ( $R_s$ ). . . . .	62
Fig. 5.4 - Fator Volume de Formação do Óleo ( $B_o$ ) . . . . .	63
Fig. 5.5 - Viscosidade do Óleo ( $\mu_o$ ) . . . . .	63
Fig. 5.6 - Malha de Simulação Original e Grosseira . . . . .	65
Fig. 5.7 - BSW x Tempo - Imagens 31 a 40 - Malha Grosseira . . . . .	68
Fig. 5.8 - Produção de Água Acumulada ( $W_p$ ) x Tempo - Imagens 31 a 40 - Malha Grosseira . . . . .	69
Fig. 5.9 - Pressão x $N_p$ - Imagens 31 a 40 - Malha Grosseira . . . . .	69

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

Fig. 5.10 - Produção de de Água Acumulada (Wp) x Tempo - Imagens Seleccionadas - Malha Grosseira . . . . .	71
Fig. 5.11 - Produção de Água Acumulada (Wp) x Tempo - Imagens Seleccionadas - Malha Original . . . . .	72
Fig. 5.12 - BSW x Tempo - Malha Original . . . . .	74
Fig. 5.13 - Produção de Água Acumulada (Wp) x Tempo - Malha Original . . . . .	75
Fig. 5.14 - Pressão x Np - Malha Original . . . . .	75
Fig. 5.15 - Produção de Água Acumulada (Wp) - Malha Original x Malha Grosseira. Tempos 1200, 1600, 2000, 2300 e 2588 dias: . . . . .	77
Fig. 5.16a - Curva de Distribuição de Frequência Acumulada para a Produção de Água Acumulada (Wp) - Real x Aproximada por Malha Grosseira. Tempos 1200, 1600 e 2000 dias. . . . .	78
Fig. 5.16b - Curva de Distribuição de Frequência Acumulada para a Produção de Água Acumulada (Wp) - Real x Aproximada por Malha Grosseira. Tempos 2300 e 2588 dias. . . . .	79
Fig. 5.17 - Produção de Água Acumulada (Wp) x Tempo - Imagens Seleccionadas - Malha Original. Imagens Percentis 10, 25, 50, 75 e 90%. . . . .	80
Fig. 6.1 - Fatores de Recuperação de Óleo no Final da Extrapolação de Produção . . . . .	85
Fig. 6.2 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 10% . . . . .	86
Fig. 6.3 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 25% . . . . .	86
Fig. 6.4 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 50% . . . . .	87
Fig. 6.5 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 75% . . . . .	87
Fig. 6.6 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 90% . . . . .	88

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

---

Fig. 6.7 - Localização dos Poços para Extrapolação de Produção . . . . .	89
Fig. 6.8 - Fator de Recuperação de Óleo ( $F_{ro}$ ) x Tempo - Espaçamento de 400 m . . . . .	90
Fig. 6.9 - Produção de Água Acumulada ( $W_p$ ) x Tempo - Espaçamento 400 m . . . . .	91
Fig. 6.10 - Vazão de Líquido Total ( $Q_{liq}$ ) x Tempo - Espaçamento 400 m . . . . .	91
Fig. 6.11 - Comportamento de Pressão - Espaçamento 400 m . . . . .	92
Fig. 6.12 - Cdf Aproximada do Fator de Recuperação de Óleo - Espaçamento 400 m . . . . .	93
Fig. 6.13 - Fator de Recuperação de Óleo ( $F_{ro}$ ) x Tempo - Espaçamento de 280 m . . . . .	94
Fig. 6.14 - Produção de Água Acumulada ( $W_p$ ) x Tempo - Espaçamento 280 m . . . . .	95
Fig. 6.15 - Vazão de Líquido Total ( $Q_{liq}$ ) x Tempo - Espaçamento 280 m . . . . .	96
Fig. 6.16 - Comportamento de Pressão - Espaçamento 280 m . . . . .	96
Fig. 6.17 - Cdf Aproximada do Fator de Recuperação de Óleo - Espaçamento 280 m . . . . .	97
Fig. 6.18 - Fator de Recuperação de Óleo ( $F_{ro}$ ) x Tempo - Espaçamento de 200 m . . . . .	99
Fig. 6.19 - Produção de Água Acumulada ( $W_p$ ) x Tempo - Espaçamento 200 m . . . . .	101
Fig. 6.20 - Vazão de Líquido Total ( $Q_{liq}$ ) x Tempo - Espaçamento 200 m . . . . .	101
Fig. 6.21 - Comportamento de Pressão - Espaçamento 200 m . . . . .	102
Fig. 6.22 - Cdf Aproximada do Fator de Recuperação de Óleo - Espaçamento 200 m . . . . .	103
Fig. 6.23 - Fator de Recuperação de Óleo ( $F_{ro}$ ) x Tempo - Espaçamento de 140 m . . . . .	104
Fig. 6.24 - Produção de Água Acumulada ( $W_p$ ) x Tempo - Espaçamento 140 m . . . . .	105
Fig. 6.25 - Comportamento de Pressão - Espaçamento 140 m . . . . .	105
Fig. 6.26 - Cdf Aproximada do Fator de Recuperação de Óleo . . . . .	

**LISTA DE ILUSTRAÇÕES**

---

- Espaçamento 140 m . . . . .	106
Fig. 6.27 - Variação dos $F_{TOS}$ a Partir do Início da Extrapolação de Produção para Diversos Espaçamentos	107
Fig. 6.28 - Faixas de Variação dos $F_{TOS}$ para Diversos Espaçamentos . . . . .	108

## LISTA DE TABELAS

Tab. 5.1 - Propriedades das Eletrofácies . . . . .	60
Tab. 5.2 - Imagens Selecionadas para a Malha Grosseira . .	70
Tab. 5.3 - Imagens Selecionadas para a Malha Original . . .	80
Tab. 6.1 - Limites de Vazão e Pressão para a Extrapolação de Produção . . . . .	83

## SIMBOLOGIA

$B_o$	fator volume de formação do óleo - ( $m^3 / m^3$ std)
cdf	curva de distribuição de frequência acumulada
$C_j(\mathbf{h}; l_j; l_j)$	covariância da eletrofácies $j$ para uma distância $\mathbf{h}$
CRO	correção da relação de ordem
$E\{A\}$	esperança da variável indicadora $A$
$F_{ro}$	fator de recuperação da fase óleo (%)
IPCK	krigagem dos componentes principais das variáveis indicadoras
$I_j(\mathbf{x}, l)$	variável indicadora para a eletrofácies $j$ no ponto $\mathbf{x}$
$k_{ro}$	permeabilidade relativa ao óleo - (fração)
$M$	razão de mobilidade água-óleo
$N_p$	volume de óleo produzido acumulado - ( $m^3$ std)
$P_c$	pressão capilar - ( $kgf/cm^2$ )
$P_{Fro}$	percentis das imagens classificadas segundo o comportamento do $F_{ro}$
$P_{Wp}$	percentis das imagens classificadas segundo o comportamento do $W_p$
$P_h(A B)$	probabilidade condicional de, ao se abandonar a variável indicadora $B$ , encontrar-se a $A$ para uma distância $h$
$P_j$	proporção global de ocorrência da eletrofácies $j$
$Q_{liq}$	vazão de líquido total ( $m^3/dia$ )
$R_s$	razão de solubilidade gás-óleo - ( $m^3$ std/ $m^3$ std)
SGT	simulação gaussiana truncada
SIS	simulação indicadora sequencial
$S_w$	saturação de água - (%)
$t_j(\mathbf{x})$	valor de truncamento da variável gaussiana reduzida $Y(\mathbf{x})$ no ponto $\mathbf{x}$ , para indicadora da eletrofácies $j$
$W_p$	volume de água produzida acumulada - $m^3$ std.

## SIMBOLOGIA

---

$Y(\mathbf{x})$	variável gaussiana reduzida obtida da anamorfose gaussiana das indicadoras das eletrofácies
$\mu_o$	viscosidade do óleo - (cp)
$\pi_j(\mathbf{x})$	proporção global de ocorrência acumulada das indicadoras
$\gamma_{AB}(\mathbf{h})$	semivariograma cruzado das variáveis indicadoras A e B
$\gamma_A(\mathbf{h})$	semivariograma direto da indicadora A

## 1 - INTRODUÇÃO

Um dos objetivos de um programa de desenvolvimento de um campo de petróleo é determinar o espaçamento ótimo entre poços, ou seja, o menor número de poços necessários para extração economicamente eficaz das reservas de hidrocarbonetos. Esta decisão é de fundamental importância, pois além de envolver elevados custos devido à perfuração de poços adicionais, irá também determinar a recuperação final da jazida.

Uma boa caracterização das heterogeneidades do reservatório é necessária para a definição do seu esquema de drenagem ideal, pois são elas que controlam o fluxo de fluidos no meio poroso. Porém, devido as informações disponíveis serem poucas, esta tarefa assume um forte caráter interpretativo, não fornecendo um resultado único e real. Este fato torna alto o grau de incerteza inerente a descrição das propriedades do reservatório e todo o processo de caracterização assume um caráter misto, determinístico e estocástico, no qual as propriedades observadas fornecem o cunho determinístico e as interpretadas, o estocástico.

A medida que a quantidade de informações sobre o reservatório aumenta, a confiabilidade na descrição de suas propriedades cresce, e a característica aleatória e o grau de incerteza do fenômeno diminuem. Informações advindas de afloramentos de reservatórios análogos se tornam importantes, para tentar suprir a pequena quantidade de dados disponíveis, diminuindo assim o grau de aleatoriedade do modelo interpretado.

## 1 - INTRODUÇÃO

---

As técnicas geoestatísticas de descrição dos reservatórios contemplam estes dois aspectos - determinístico e estocástico -, permitindo a geração de imagens equiprováveis do reservatório que refletem as propriedades observadas e o grau de incerteza geológico a elas associado (Haldorsen & Damsleth, 1990).

Para quantificação destas incertezas, é necessário que se proceda a ordenação das imagens equiprováveis geradas fundamentada em parâmetros de desempenho, que reflitam bem as diferenças entre as mesmas. A utilização de parâmetros de desempenho dinâmicos para esta ordenação é bastante apropriada, pois permitirá também a ordenação do comportamento de produção, que está diretamente associado ao objetivo final almejado pela engenharia de reservatório: a exploração da jazida de maneira econômica.

Embora atrativo, este método não é realístico, devido ao grande tempo necessário para simular o fluxo de fluidos em um grande número de imagens, muitas vezes, descritas numa malha muito refinada.

Uma das maneiras de se contornar este problema é a utilização de funções de transferência (Ballin, 1992a), que classificariam as imagens mais rapidamente. A seguir, selecionar-se-ia algumas imagens deste conjunto ordenado para simulação de fluxo através de simuladores numéricos convencionais, obtendo-se uma curva de distribuição de frequência acumulada (cdf) aproximada, do comportamento de produção desejado, possibilitando economia de esforço computacional.

A Zona 400, do Campo de Canto do Amaro, foi selecionada para objeto de análise, devido à abundância de informações disponíveis, à existência de um projeto piloto de recuperação secundária já implantado, e à grande importância exploratória que ela tem para a Região de Produção do Nordeste Setentrional, RPNS.

## 1 - INTRODUÇÃO

---

Objetivando o maior detalhamento das heterogeneidades existentes, restringiu-se a análise a uma área de 900 x 900 m interna a Zona 400, correspondente a quatro *five spots* com espaçamento de 400 m, envolvendo nove poços perfurados que atravessaram este reservatório e, doravante, será chamada área de interesse.

Os dados de continuidade horizontal foram obtidos de um afloramento da Formação Açú, situado em um corte ao longo da rodovia BR-304, Km-99, entre as cidades de Açú e Mossoró.

No Capítulo 2, procura-se localizar esta dissertação na literatura pesquisada e comenta-se os trabalhos que a embasaram nas áreas de redução de espaçamento, modelagem estocástica, quantificação das incertezas através métodos dinâmicos e caracterização de reservatórios. Já no Capítulo 3, encontram-se a análise geológica, tanto da Zona 400 como do afloramento, e a discussão acerca de suas similaridades.

No Capítulo 4, efetua-se a modelagem estocástica das distribuições das eletrofácies no reservatório, ressaltando-se o tratamento dado para a reconstituição das anisotropias dos reservatórios aflorantes e a implementação de um algoritmo de simulação gaussiana truncada, **SGT**, utilizando a curva de proporção vertical para definir o truncamento, para cada profundidade, da variável gaussiana simulada.

O Capítulo 5 é dedicado à quantificação das incertezas geológicas através de parâmetros de desempenho dinâmicos. Testa-se também, para o modelo físico proposto, a utilização como função de transferência, de um simulador numérico de fluxo tridimensional com uma malha mais grosseira (9 x 9 x 13). Esta malha é obtida através de um processo de transferência de escala da malha original (36 x 36 x 13), concluindo-se pela sua não adequação para o modelo físico proposto. Para ordenação do

## 1 - INTRODUÇÃO

---

comportamento de produção, simulou-se o fluxo de fluidos nas imagens na malha original.

No Capítulo 6, é feita a análise da redução de espaçamento. Utilizam-se cinco imagens que representam a curva de distribuição de frequência acumulada (cdf) do comportamento de produção, de todo o conjunto de imagens. As conclusões e recomendações estão relacionadas no Capítulo 7.

## **2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Neste capítulo serão comentados trabalhos que embasaram a elaboração desta dissertação, sempre objetivando situá-la em relação à literatura disponível.

Para um melhor encadeamento, eles foram divididos segundo os seguintes temas: redução de espaçamento entre poços, modelagem estocástica, metodologia de quantificação das incertezas através de métodos dinâmicos e análise das heterogeneidades dos reservatórios.

### **2.1. - REDUÇÃO DO ESPAÇAMENTO ENTRE POÇOS**

Este assunto já foi abordado em vários trabalhos, ora analisando os mecanismos relacionados com o aumento da recuperação final devido ao adensamento da malha de poços perfurados, ora apresentando casos reais. Bobar (1985), Gould & Sam Sarem (1989) e Câmara (1991) realizaram amplas revisões bibliográficas sobre o tema, analisando e discutindo a evolução histórica do seu desenvolvimento.

O primeiro trabalho foi feito por Cutler (1924), o qual determinou empiricamente, após verificar o histórico de produção de diversos campos, que a recuperação final de um poço seria proporcional à distância média que o óleo teria que percorrer até chegar ao mesmo e que, apesar da recuperação por poço diminuir com o adensamento da malha, a recuperação total do campo

## 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

---

aumentaria.

A partir deste artigo houve muitas discussões sobre a influência ou não do espaçamento na recuperação final de óleo. Somente nos anos sessenta, com a aquisição de históricos de produção mais completos e confiáveis, com o grande desenvolvimento da simulação numérica e com o aumento das facilidades computacionais, chegou-se ao consenso de que o espaçamento entre poços realmente determina a melhor ou pior drenagem dos reservatórios e, portanto, a recuperação final dos hidrocarbonetos (Aderaldo, 1992a).

Um trabalho clássico foi elaborado por Driscoll (1974), no qual são analisados nove mecanismos físicos que influenciam o aumento da recuperação final devido ao adensamento de malha de drenagem. Driscoll constatou também que a razão do questionamento sobre a influência ou não do espaçamento entre poços nesta recuperação era devido às deficiências na caracterização das heterogeneidades dos reservatórios estudados.

Já Gould e Muñoz (1982) analisaram estes mesmos mecanismos quando associados à recuperação secundária demonstrando os benefícios obtidos através da perfuração de novos poços em projetos de injeção de água quer pela reorientação das linhas de fluxo, quer pela melhor seletividade na produção.

Mangunkusumo (1982) relatou o resultado obtido através do adensamento de malha em um campo antigo sujeito somente a recuperação primária. Ele observou um aumento da ordem de dez vezes na produção e um incremento no fator de recuperação estimado em 30%, após o início de produção dos novos poços, reiterando o aumento de recuperação devido ao adensamento de malha, mesmo em reservatórios não submetidos à recuperação secundária.

## **2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

---

De Rossi (1988) apresentou uma "técnica de engenharia para incluir o efeito das heterogeneidades nos desempenhos de produção e econômica dos reservatórios de hidrocarbonetos, visando à otimização do espaçamento entre poços". Baseado em um estudo realizado por Zeito (1965), onde a continuidade das intercalações de folhelhos é quantificada para vários sistemas deposicionais, o autor determinou um coeficiente de abrangência em função do espaçamento que representa o óleo recuperável do reservatório.

Rabinovitz (1989) apresenta um método capaz de avaliar economicamente a perfuração de novos poços em campos parcialmente desenvolvidos, considerando a produção de óleo e gás associado, as heterogeneidades, a interferência entre os poços e a antecipação de produção. Este método é aplicável para reservatórios sedimentares com produção primária e cujo mecanismo de produção seja gás em solução. As heterogeneidades são consideradas sob a forma de curvas de continuidade lateral em função do espaçamento.

Fogg & Lucia (1990) utilizaram técnicas geoestatísticas para caracterizar as heterogeneidades do Campo de Dune, Texas, EUA. Eles fizeram simulações de fluxo de um sistema de injeção de água em várias imagens equiprováveis de uma seção transversal (2D) do campo. As imagens foram geradas através de simulações estocásticas para se obter uma relação entre o espaçamento e o fator de recuperação, quantificando também as incertezas associadas através das diferentes respostas de produção apresentadas.

O modelo bidimensional utilizado neste artigo tende a superestimar a recuperação final de óleo e a produção de água, pois ao se simular uma seção entre os poços, analisa-se somente a menor distância que a água injetada e o óleo varrido terão de percorrer entre o poço injetor e o produtor. Os autores sugerem

## **2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

---

a realização de trabalhos semelhantes utilizando modelos tridimensionais.

### **2.2. - MODELAGEM ESTOCÁSTICA**

A respeito da técnica de modelagem estocástica utilizada nesta dissertação, simulação gaussiana truncada, **SGT**, pode-se ressaltar os seguintes trabalhos:

A primeira aplicação do método **SGT** foi feita por Journel & Isaaks (1984). Os autores modelaram dois tipos de rocha ou fases de mineralização em uma mina de urânio. A partir da transformação dos valores amostrais em uma variável gaussiana, foi utilizado um único e constante valor de truncamento para gerar uma distribuição espacial de duas fácies complementares.

Matheron *et alii* (1987) baseados na identificação de três litofácies em um afloramento, propuseram a sua transformação em uma única variável gaussiana. Os autores fizeram esta opção devido a falta de estacionaridade na direção vertical observada. Assim, não foi necessário solucionar uma matriz de covariância para cada profundidade analisada. Os autores analisaram também a obtenção da permeabilidade equivalente para vários suportes. Para isto, fizeram mudanças de escala dos blocos com permeabilidades constantes obtidos através da simulação estocástica a duas dimensões, o que mostrou a grande operacionalidade e flexibilidade do método proposto.

Galli *et alii* (1990) fizeram uma aplicação do modelo **SGT** para caracterização de um reservatório flúvio-deltáico do Mar do Norte. Os autores simularam o fluxo de um sistema de injeção de água em um modelo *five-spot*. Ressalta-se neste estudo a utilização de informações obtidas de afloramentos análogos e de uma curva de proporção vertical para contornar o problema da

## 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

---

falta de estacionaridade nesta direção.

Xu & Journel (1993) propuseram também um algoritmo para aplicação do método **SGT**. Os autores utilizaram um modelo variográfico para a variável gaussiana diferente do modelo fatorizável empregado pelo software desenvolvido pelo Instituto Francês de Petróleo e do Centro de Geoestatística de Fontainebleau (Heresim). O rendimento do método foi inferior em termos de velocidade computacional, porém com melhor representação das variáveis desejadas. O método foi testado em uma aplicação prática com simulação em quatro fácies a três dimensões, mostrando-se adequado.

Ressalta-se neste trabalho a possibilidade de obtenção dos valores de truncamento da variável gaussiana simulada em um ponto qualquer, tanto através da utilização da curva de proporção vertical dos dados amostrais, como da probabilidade de ocorrência de cada fácies estimada através da krigagem das indicadoras para este ponto.

Os autores compararam também o **SGT** com o método de simulação da indicadora sequencial, **SIS**, e obtiveram os seguintes resultados: os dois métodos reproduziram bem as proporções e os variogramas das indicadoras das amostras condicionantes. O método gaussiano truncado apresentou um "comportamento mais globalmente suavizado" (sic!).

Concluíram que o **SGT** é uma boa alternativa para a simulação de variáveis categóricas desde que se conheçam as suas propriedades e limitações. Suas principais vantagens são, segundo Xu & Journel, a velocidade, a ordenação espacial das fácies simuladas e a possibilidade de utilização da probabilidade de ocorrência de cada fácies em cada ponto a ser simulado. Como principal limitação, citaram o fato de todas as fácies apresentarem a estrutura espacial da variável gaussiana simulada,

## **2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

---

não sendo possível caracterizar uma estruturação específica em uma fácies em particular.

### **2.3. - MÉTODOS DINÂMICOS DE QUANTIFICAÇÃO DAS INCERTEZAS**

As diferenças entre as múltiplas imagens equiprováveis de um reservatório, obtidas através de simulações estocásticas, exprimem o grau de incerteza na caracterização das suas propriedades. Conseqüentemente se refletem no comportamento de produção esperado destas realizações. Portanto, a quantificação destas incertezas é uma das principais metas para um bom gerenciamento de produção.

Ballin (1992a) propôs um método para transferir as incertezas geológicas para o comportamento de produção. Para isto, usou a simulação numérica de fluxo de várias imagens geradas estocasticamente sem que fosse necessário submeter todas a um simulador convencional de fluxo. Este método possibilitou uma substancial economia de tempo computacional.

Inicialmente, o conjunto de imagens equiprováveis é ordenado em relação as suas respostas de produção quando submetidas a um simulador numérico de fluxo expedito. Em seguida, somente algumas realizações selecionadas são submetidas a um simulador numérico convencional, obtendo-se assim uma curva de distribuição de frequência acumulada (cdf) aproximada da resposta de produção do reservatório.

O autor testou a utilização de uma malha grosseira como função de transferência em uma aplicação de campo usando um modelo tridimensional e bifásico, obtendo uma redução de tempo de processamento de 85 a 93%.

Outro aspecto testado foi a sensibilidade do método à

## **2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

---

variações das curvas de permeabilidade relativa, pressão capilar e valores de mobilidade água-óleo, definindo limites de aplicabilidade do método para estes parâmetros.

Também baseados em critérios dinâmicos, Guerillot & Morelon (1992) propuseram um método similar ao anterior para seleção de um número de imagens de um reservatório a ser analisado. A originalidade deste trabalho está na possibilidade de se obter as simulações de fluxo simplificadas através de uma minimização das atualizações do campo de pressão. A proposta é se solucionar a equação de pressão uma única vez para um fluxo permanente, mantendo-a constante no tempo para as condições de contorno especificadas, e encontrando a saturação explicitamente para cada intervalo de tempo.

O método foi aplicado em dois casos bidimensionais e os critérios de seleção utilizados - tempo de erupção e a produção acumulada de óleo - mostraram-se eficientes para a classificação do comportamento de fluxo das imagens geradas, com substancial redução do tempo computacional.

### **2.4. - ANÁLISE DAS HETEROGENEIDADES**

Damsleth *et alii* (1990) compararam os impactos causados pelas heterogeneidades de larga e pequena escala no fluxo de fluidos, representadas pelas variações das eletrofácies e das propriedades petrofísicas respectivamente. Os autores conseguiram identificar os efeitos no comportamento de fluxo destas duas escalas de heterogeneidades em um modelo tridimensional de um reservatório portador de altas variabilidades do Mar do Norte através da proposição do modelo de simulação estocástica híbrido.

As informações referentes às variabilidades verticais foram obtidas dos perfis dos poços perfurados na área analisada e as

## 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

horizontais de afloramentos de reservatórios análogos. Concluiu-se que o modelo homogêneo é sempre otimista em relação ao tempo de erupção e ao comportamento da curva de produção de água; e que o efeito do arranjo arquitetônico das fácies é mais importante do que a variabilidade de pequena escala no comportamento de fluxo.

Na mesma linha do trabalho anterior, Suro-Pérez *et alii* (1991) analisaram a importância da caracterização das heterogeneidades geológicas para obtenção de uma previsão de produção confiável em uma seção transversal de um sistema de injeção de água com um poço produtor e um injetor. Para isto, foram construídas várias imagens do reservatório através de simulações estocásticas utilizando o método IPCK (krigagem dos componentes principais das variáveis indicadoras).

As propriedades petrofísicas foram modeladas em algumas realizações considerando-se as informações acerca da distribuição das litofácies; e em outras, sem considerá-las, observando-se o impacto que as duas abordagens teriam na previsão de produção do caso analisado. O exame de vários parâmetros de produção indicou que a arquitetura geológica do reservatório é o fator predominante nas características de fluxo apresentadas pelas realizações analisadas. Indicou também que a modelagem direta da permeabilidade sem considerar as diversas litofácies pode acarretar grande imprecisão dos resultados obtidos na extrapolação de produção, especialmente após os primeiros anos.

O arranjo espacial entre as variáveis categóricas que se deseja reproduzir é uma característica importante do fenômeno que se está analisando, sendo a sua identificação fundamental para a definição do método de simulação estocástica mais apropriado. Para equacionar este tipo de problema, Rivoirard (1992) propôs uma ferramenta simples, constando da análise dos variogramas simples e cruzados das indicadoras obtidas pelo truncamento de uma função aleatória estacionária.

## 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

---

A ideia é que ao se dividir o variograma cruzado entre duas indicadoras pelo variograma simples de uma delas, tem-se diretamente a probabilidade condicional de, ao se abandonar esta última, encontrar-se a outra.

$$\frac{\gamma_{AB}(\mathbf{h})}{\gamma_B(\mathbf{h})} = P_h(A|B) \quad (2.1)$$

onde  $P_h(A|B)$  é a probabilidade condicional de, ao se abandonar a indicadora B, encontrar-se a A para uma distância  $\mathbf{h}$ .

Uma análise global dessas diversas probabilidades irá fornecer um melhor entendimento da estrutura espacial das fácies, esperando-se com isto, obter uma melhor definição de qual o algoritmo de simulação estocástica é mais apropriado para o caso analisado.



### 3 - ANÁLISE GEOLÓGICA

A sua coluna sedimentar é composta da base para o topo pelas Formações Pendência, Alagamar, Açú, Jandaira e pelo Grupo Barreiras (Fig. 3.2). Os reservatórios produtores do campo pertencem à Formação Açú, que é a principal em termos de produção e reservas da bacia.

A Zona 400 ocupa uma área de 85 km<sup>2</sup>, sendo a maior em extensão e reservas do campo com 28% da reserva de hidrocarbonetos e 25% da produção (Rel. Interno de Reservas Jun/92).

A faixa aflorante da Formação Açú recobre o embasamento cristalino e as exposições estudadas pertencem à Unidade 3 desta formação. A área aflorante selecionada situa-se em um corte ao longo da rodovia BR-304, Km 99, entre as cidades de Açú e Mossoró (Fig. 3.3), constando de paredes rochosas, de ambos os lados da estrada, de cerca de 380 m de extensão e altura de 5 a 7 m (Becker *et alii*, 1991).

Para um entendimento do comportamento das heterogeneidades existentes, será realizada a seguir uma análise geológica da Formação Açú, da Zona 400 do Campo de Canto do Amaro e dos reservatórios aflorantes. O capítulo será encerrado com uma discussão sobre a similaridade existente entre o reservatório em subsuperfície e a parte aflorante.

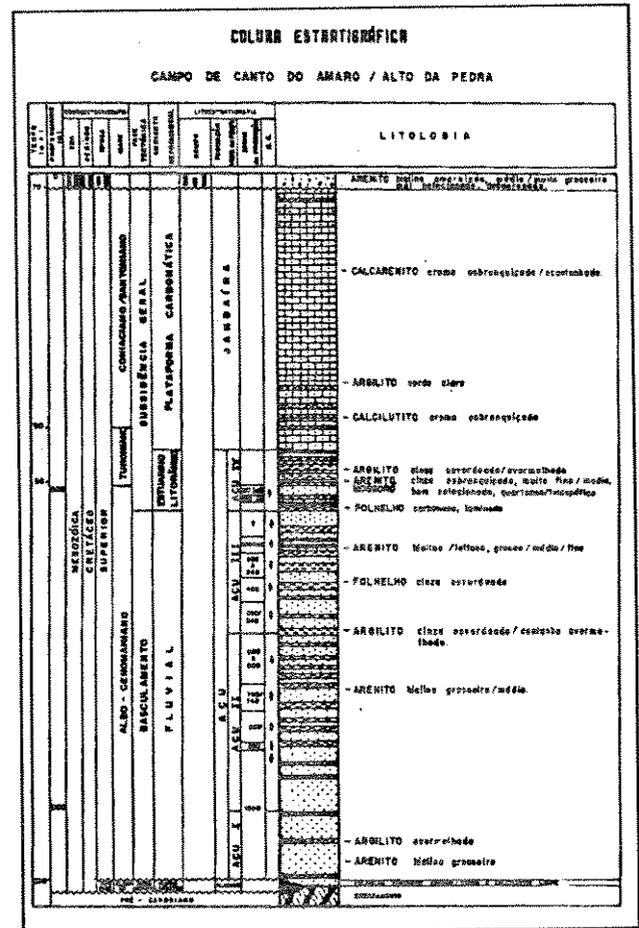


Fig. 3.2 - Coluna Estratigráfica da Bacia Potiguar - Área de Canto Amaro. Adaptado de Preda (1991).

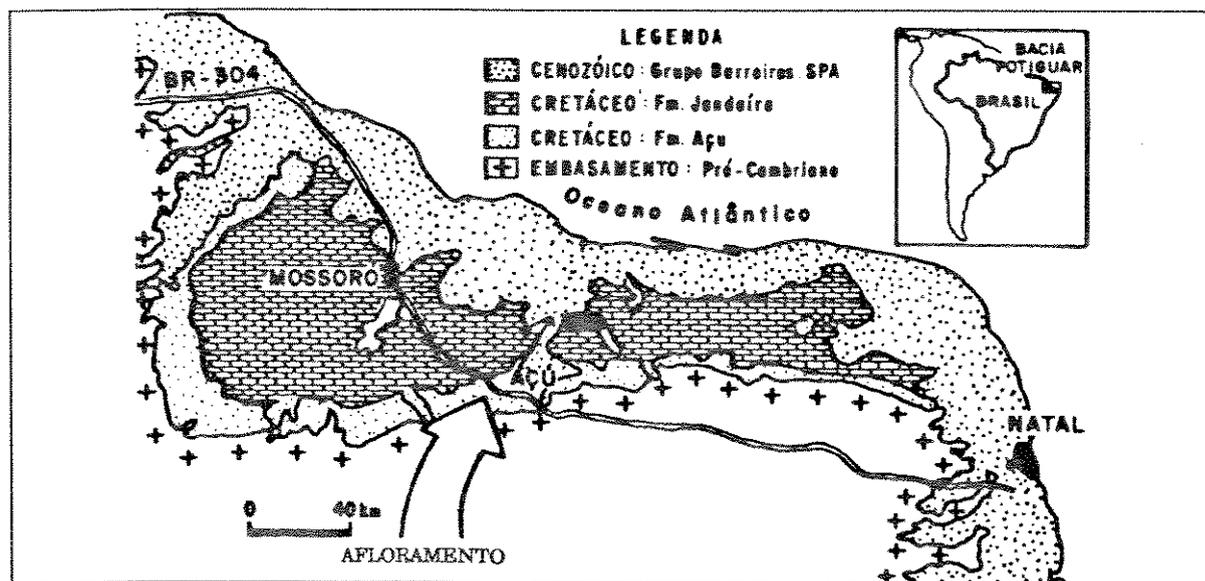


Fig. 3.3 - Localização dos Afloramentos

### 3.1. - FORMAÇÃO AÇU

A Formação Açú é uma sequência Albo-Cenomaniana encontrada nas áreas emersas e submersas da Bacia Potiguar, com extensão de 40.000 Km<sup>2</sup> e atingindo até 900 m de espessura no seu depocentro. É formada predominantemente por arenitos com intercalações de siltitos, argilitos e folhelhos. O ambiente deposicional é fluvial, gradando para transicional e marinho raso no topo da seção.

Vasconcelos & Lima (1990) a subdividiram em quatro unidades com significado cronoestratigráfico, tendo como base as características definidas nos perfis elétricos, sendo da mais antiga para a mais nova: Açú 1, Açú 2, Açú 3 e Açú 4.

A Unidade Açú 3, Cenomaniana, é composta por sedimentos do sistema meandrante grosseiro com eventuais retornos ao meandrante clássico e abrange as zonas de produção 500, 400, 300, 200 e 100 do campo. As curvas dos perfis de raios gama apresentam um padrão de caixa devido ao amalgamento das barras de pontal, existindo uma boa extensão lateral e não ocorrendo a preservação das fácies

### **3 - ANÁLISE GEOLÓGICA**

---

finas. As características permoporosas destes reservatórios são boas, principalmente na base da seção devido à maior energia deposicional do sistema neste nível (Souto et alii, 1990).

#### **3.2 - ZONA 400**

Os limites desta acumulação são controlados por falhas na porção N/NW do campo e pelo contato óleo-água nas outras direções. A Zona 400 é cortada por falhamentos de pequenos rejeitos, normalmente inferiores a 10 m, de direções preferenciais NE e NW que, aparentemente, não exercem nenhuma influência sobre a acumulação. O trapeamento é basicamente estrutural com um forte componente hidrodinâmico e o contato óleo-água é inclinado para NE e SW, apresentando uma inclinação média 7 m/Km no sentido nordeste, acompanhando o mergulho das camadas (Santos, 1990).

As fácies arenosas exibem a evolução de um sistema meandrante grosseiro, gradando para um meandrante clássico no topo. Os canais fluviais estão empilhados lateralmente na base e verticalmente no topo e apresentando baixa a média sinuosidade. Como resultado deste processo de empilhamento, os arenitos dessa zona são corpos parcialmente interligados, apresentando descontinuidades como camadas e/ou bolsões de baixa permeabilidade. A comunicação lateral é boa, principalmente na base das camadas onde o sistema apresentou maior energia deposicional. A vertical, no entanto, é pouco efetiva, observando-se que, em direção ao topo de cada camada, os níveis pelíticos são mais frequentes.

O folhelho capeador desta zona mostra boa continuidade e sua espessura varia de 2,0 a 7,0 m. O Marco 500, que separa a Zona 400 da sotoposta 500, é geralmente descontínuo, permitindo a comunicação vertical entre estas duas zonas e, como a Zona 500

### 3 - ANÁLISE GEOLÓGICA

---

é saturada por água, este fato tende a aumentar a incerteza sobre as dimensões do aquífero existente na base da Zona 400.

Esse reservatório foi dividido em três subzonas denominadas do topo para a base de subzonas 410, 420 e 440, que apresentam propriedades distintas e que geralmente se comunicam devido à descontinuidade dos marcos capeadores. Devido a rastreabilidade destes marcos em toda a extensão do campo, eles foram tratados como folhelhos determinísticos durante a etapa de caracterização das heterogeneidades do reservatório.

A subzona 410 é mais delgada e apresenta maior variabilidade lateral e pior característica permoporosa. Possui maior incidência de folhelhos estocásticos internamente aos corpos arenosos, ocorrendo áreas com ausência total de reservatório. As outras duas, 420 e 440, apresentam reservatórios de melhor qualidade, com menor ocorrência dos folhelhos estocásticos. Os maiores volumes de óleo estão localizados na Subzona 420, pois, embora a 440 apresente maiores espessuras de areia encontra-se geralmente saturada de água (Leitão, 1991).

Portanto, observa-se na escala megascópica (Dreyer *et alii*, 1990, *apud* Becker, 1991) três tipos de heterogeneidades (Fig. 3.4) que controlam o comportamento do fluxo de fluidos no reservatório: os folhelhos determinísticos, que separam a Zona 400 em três subzonas; os folhelhos estocásticos, que ocorrem principalmente na Subzona 410; e as mudanças faciológicas dos arenitos.

Santos & Poletto (1993) identificaram três canais principais de baixa a média sinuosidade na área de interesse, correspondendo da base para o topo às subzonas 440, 420 e 410.

Os arenitos são compostos, predominantemente, por quartzo (33 - 41%), feldspatos potássicos (14 - 22%) e intraclastos

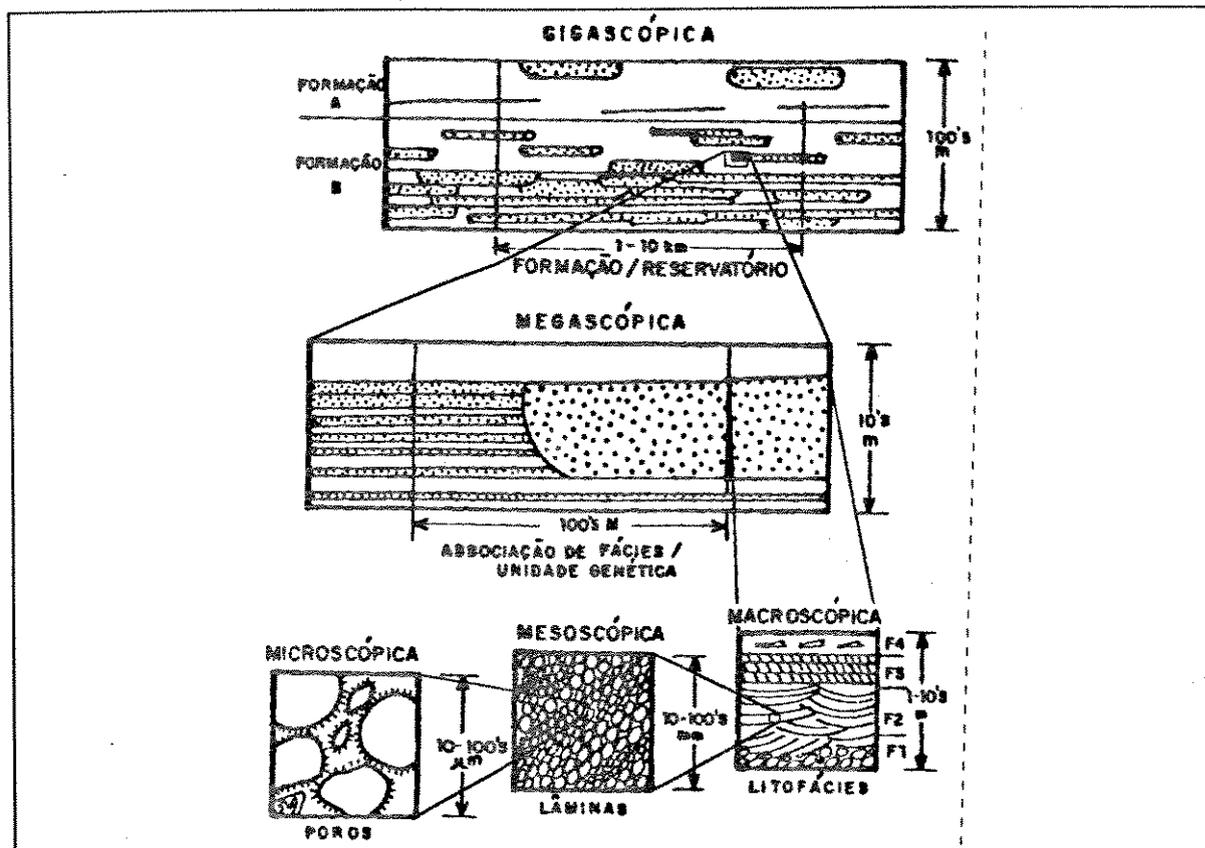


Fig. 3.4 - Escalas de Heterogeneidades em Reservatórios Fluviais. Adaptado de Dreyer et al.(1990), por Becker et alii(1991).

argilosos. O arenito é classificado como arcossiano (Preda et alii, 1991). A porosidade é principalmente intergranular de origem primária e/ou secundária e os cimentos mais frequentes são os carbonáticos e os formados por filmes de ilita, que envolvem os grãos detritais. Apesar da diagênese ter atuado ativamente, existe um forte controle deposicional com a distribuição da porosidade intimamente relacionada as fácies deposicionais.

### 3.3. - DESCRIÇÃO DO AFLORAMENTO

A descrição detalhada das rochas aflorantes esta na pesquisa "Estudo das Geometrias e Heterogeneidades de Reservatórios Fluviais: Formação Açu, Bacia Potiguar" desenvolvida pela empresa Petróleo Brasileiro S.A. Este estudo visa analisar os arenitos e conglomerados fluviais da Formação

### 3 - ANÁLISE GEOLÓGICA

---

Açu, em especial as rochas geradas por sistemas entrelaçados ou meandrantas grosseiros.

O afloramento do Km 99 corresponde a rochas do sistema meandrante grosseiro com as camadas arenosas estando amalgamadas, sem ciclicidade evidente, padrão caixa nos perfis de raios gama e razão arenito/lamito elevada. A perfuração de 10 poços rasos (25m) adjacentes ao afloramento, muitos dos quais com testemunhagem contínua ou parcial, permitiu uma análise tridimensional das anisotropias do sistema.

Nos afloramentos e testemunhos dos poços rasos foram caracterizadas nove litofácies básicas, utilizando os aspectos texturais e estruturais dos corpos sedimentares (Becker *et alii*, 1993). Através da aplicação da técnica de análise de dados multivariados, Assis (1993) agrupou estas litofácies em três eletrofácies, ou seja, grupamentos de litofácies que apresentam respostas semelhantes nos perfis elétricos:

- Eletrofácies 1 - litofácies 1 a 6 (conglomerado arenoso à arenito grosso maciço);
- Eletrofácies 2 - litofácies 7 e 8 (arenito médio a fino);
- Eletrofácies 3 - litofácies 9 (lamito, siltito e arenito fino argiloso).

Estas eletrofácies correspondem a dois, dos três tipos de heterogeneidades identificadas no reservatório. A Eletrofácies 3 corresponde aos folhelhos estocásticos que ocorrem intercalados aos corpos arenosos. As eletrofácies 1 e 2 correspondem às mudanças faciológicas dos arenitos, onde a 1 representa os melhores e a 2 os piores reservatórios em termos de permoporosidade.

Estes arenitos são constituídos por quartzo monocristalino

### **3 - ANÁLISE GEOLÓGICA**

---

(45%), quartzo policristalino (10%), feldspatos potássicos (15%) e intraclástos de argila (5%) e fragmentos de rocha graníticas-gnáissicas (3%), sendo classificados como arcóseos e subarcóseos (Carrasco, 1993), como os da Zona 400.

#### **3.4. - SIMILARIDADE RESERVATÓRIO - AFLORAMENTO**

Para se fazer este tipo de analogia entre uma unidade aflorante e uma em subsuperfície, idealmente, seria necessário que ambas tivessem sido geradas no mesmo sistema deposicional, tivessem mesma litologia, sofrido processos diagenéticos semelhantes e pertencessem a mesma unidade estratigráfica (formação).

Entretanto, na comparação do afloramento do km 99 com a Zona 400, observou-se uma diferença na energia do sistema fluvial meandrante que os depositou. Enquanto que no afloramento predominam sedimentos grosseiros e raros folhelhos (pelitos), nota-se na Zona 400, além do aumento da frequência de folhelhos, uma gradação de arenitos grosseiros na base para finos no topo. A diferença entre as proporções globais de ocorrências das eletrofácies no afloramento e no reservatório (Fig. 3.5) reitera esta análise e conseqüentemente fica prejudicada a utilização de parâmetros do afloramento como representativos do reservatório e vice-versa.

Porém, como alguns destes lamitos que fecham os ciclos deposicionais na Zona 400 podem ser tratados como determinísticos, a modelagem geoestatística foi aplicada as fácies arenosas e aos folhelhos estocásticos. Com essa medida, o efeito anterior foi amenizado, mas o problema ainda não foi solucionado.

Como não se pode esperar uma grande similaridade entre

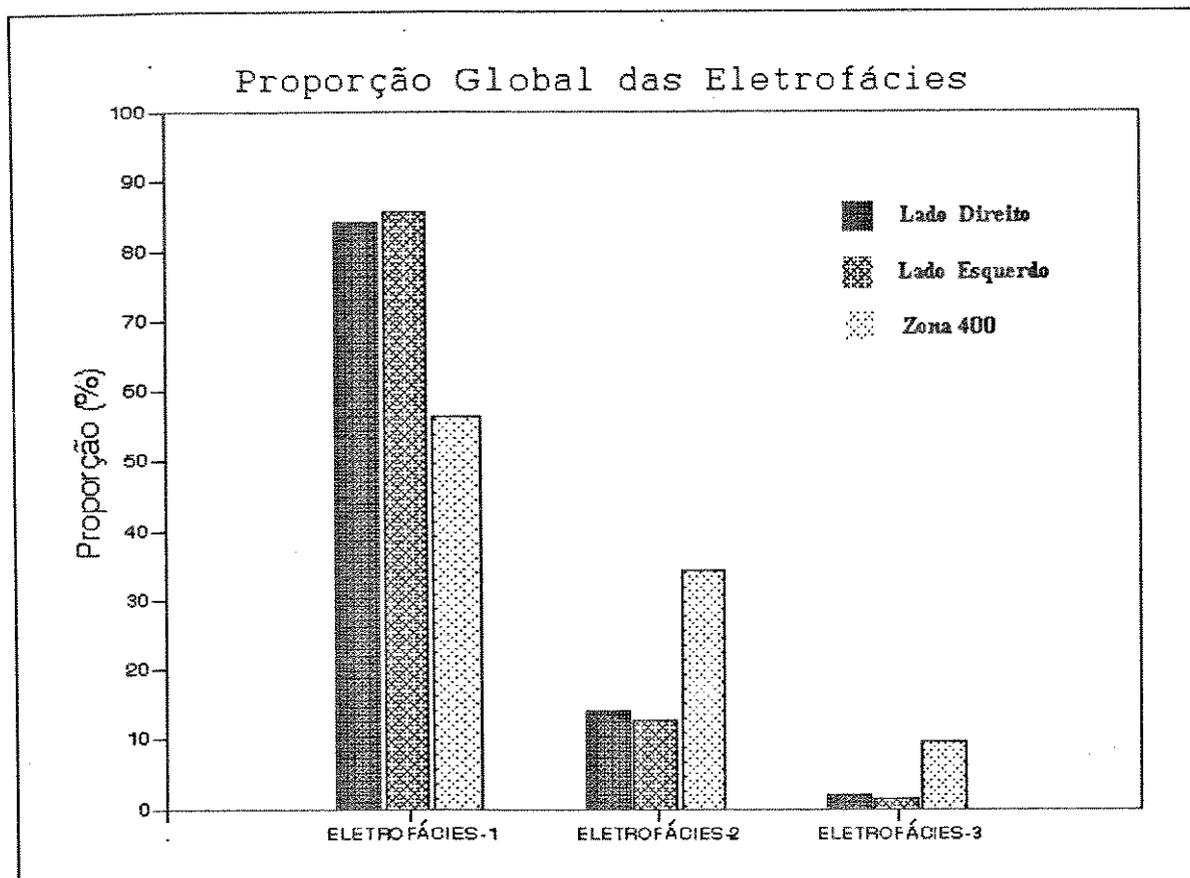


Fig. 3.5 - Proporções Globais das Eletrofácies.

reservatórios distintos, torna-se necessária melhor definição sobre os parâmetros a serem considerados para determinação da existência ou não desta analogia e como quantificá-la. Este problema não será aprofundado por fugir aos objetivos deste trabalho, porém fica patente a necessidade de uma análise mais acurada para que se possa selecionar as informações possíveis de serem transferidas e se respeitem as diferenças observadas.

Apesar das constatações acima mencionadas, optou-se pela utilização das informações do afloramento do Km 99. Esta opção deveu-se à completa falta de informações sobre a continuidade horizontal das eletrofácies na Zona 400 para as distâncias menores que o espaçamento entre os poços e ao desejo de se analisar o procedimento de transporte das anisotropias observadas em superfície para os reservatórios em subsuperfície.

### 3 - ANÁLISE GEOLÓGICA

---

A estratégia utilizada neste trabalho foi transformar, através de uma anamorfose gaussiana, as três eletrofácies identificadas em uma única variável contínua, que por ser uma síntese das eletrofácies representa melhor o ambiente deposicional como um todo. Este aspecto desta variável torna viável a hipótese de que ela apresente o mesmo comportamento no reservatório e no afloramento.

Esta tarefa foi muito enriquecedora, pois demonstrou ser possível, mesmo em casos não tão favoráveis, aproveitar informações de afloramentos para suprir a ausência de dados em campos de hidrocarbonetos, desde que sejam respeitadas as diferenças observadas entre os mesmos.

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

Para análise do comportamento do fluxo de fluidos no meio poroso é importante que o modelo utilizado para reproduzir este meio apresente uma variabilidade semelhante à real, pois a heterogeneidade é um fator que tem grande influência nas propriedades dinâmicas do reservatório.

Utilizou-se o algoritmo de simulação gaussiana truncada, **SGT**, para através da simulação estocástica de 50 imagens equiprováveis destas eletrofácies, reproduzir-se o arranjo arquitetônico dos folhelhos estocásticos e as mudanças faciologicas internas aos arenitos da Zona 400.

A continuidade espacial das três eletrofácies identificadas foi determinada pela análise variográfica dos dados dos poços perfurados na área de interesse. Foram utilizados também informações oriundas de afloramentos de reservatórios análogos, para suprir a ausência de dados na direção horizontal para distâncias menores que o espaçamento entre poços.

Na definição da malha para a simulação estocástica, optou-se pelo modelo stratigráfico, ou seja, as camadas seguem a geometria externa do reservatório com a primeira coincidindo com o topo da Zona 400, base do folhelho capeador. Este procedimento teve como meta correlacionar pacotes sedimentares depositados em uma mesma época e, por isto com maior possibilidade de analogia.

Esta malha foi orientada na direção N68E (Fig. 4.1) devido



$$I_j(\mathbf{x}; l) = \begin{cases} 1, & \text{se } l = j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.1)$$

onde  $I_j(\mathbf{x}; l)$  é a indicadora para a eletrofácies  $j$  no ponto  $\mathbf{x}$  e  $l$  é a eletrofácies neste mesmo ponto.

Por se tratar de uma distribuição binomial, a variável indicadora tem as seguintes propriedades:

$$\begin{aligned} E\{I_j(\mathbf{x}; l)\} &= p_j \\ C_j(\mathbf{h}; l_j; l_j) &= E[(I_j(\mathbf{x}; l) - E[I_j(\mathbf{x}; l)]) \times \\ &\quad (I_j(\mathbf{x}+\mathbf{h}; l) - E[I_j(\mathbf{x}+\mathbf{h}; l)])] \\ C_j(\mathbf{0}; l_j; l_j) &= p_j (1-p_j) \end{aligned} \quad (4.2)$$

onde  $p_j$  é a proporção global de ocorrência da eletrofácies  $j$  e  $C_j(\mathbf{h}; l_j; l_j)$  a sua covariância para uma distância  $h$ .

Já o seu variograma é definido por:

$$2\gamma_I(\mathbf{h}) = E[(I_j(\mathbf{x}, l) - I_j(\mathbf{x}+\mathbf{h}, l))^2] \quad (4.3)$$

ou em termos de covariância teremos:

$$2\gamma_I(\mathbf{h}) = 2C_j(\mathbf{0}, l_j, l_j) - 2C_j(\mathbf{h}, l_j, l_j) \quad (4.4)$$

Das equações anteriores observa-se que as médias, as variâncias e, conseqüentemente, os patamares dos variogramas das indicadoras das eletrofácies estão diretamente associados às proporções de ocorrências globais destas eletrofácies.

Assim sendo, a diferença observada entre estas proporções de ocorrências globais das eletrofácies nos dados do afloramento e do reservatório (Fig. 3.5) não recomenda a utilização direta dos variogramas horizontais das indicadoras das eletrofácies obtidos no afloramento na Zona 400.

Este fato torna pouco prático a utilização, para o caso da Zona 400, de qualquer tipo de algoritmo de simulação estocástica que necessite de informações variográficas de cada indicadora separadamente. Isso porque, não sendo possível a utilização de dados do afloramento, os variogramas horizontais dos poços apresentariam um comportamento pepítico em função da impossibilidade de se obter a estruturação dos dados para distâncias menores que o espaçamento entre os poços.

Como já comentado, utilizou-se uma variável gaussiana reduzida obtida através de uma anamorfose gaussiana das três eletrofácies. A partir deste fato, toda a análise variográfica e a simulação estocástica foi realizada neste domínio de dados transformados gaussianos. A variável gaussiana simulada foi submetida a uma transformação inversa através do seu truncamento, utilizando a curva de proporção vertical de ocorrências das eletrofácies da Zona 400.

##### **4.1.1. - ANÁLISE VARIOGRÁFICA DA ZONA 400**

A primeira etapa para a análise estrutural do reservatório foi o tratamento dos dados dos perfis elétricos corridos nos poços perfurados na área de interesse.

Para identificação das eletrofácies nos intervalos perfilados da Zona 400, utilizou-se um conjunto de equações discriminantes obtidas através da aplicação da técnica de análise de dados multivariados (Assis, 1993). Estas equações foram desenvolvidas para caracterização destas mesmas eletrofácies nos perfis dos poços perfurados na área do projeto piloto de vapor do Campo de Alto do Rodrigues, localizado também na Bacia Potiguar cujos reservatórios produtores pertencem a mesma Formação Açu (Fig. 3.1).

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

A aplicação deste conjunto de equações discriminantes nos perfis da Zona 400 foi testada no poço testemunhado 7-CAM-079-RN, localizado próximo à área de interesse (Fig. 4.2). O resultado foi considerado satisfatório, pois o teste permitiu uma boa identificação da eletrofácies 3, apesar da possibilidade de se classificar a eletrofácies 1 como sendo 2. Mas tal fato foi facilmente detectado e corrigido através de uma inspeção visual dos perfis.

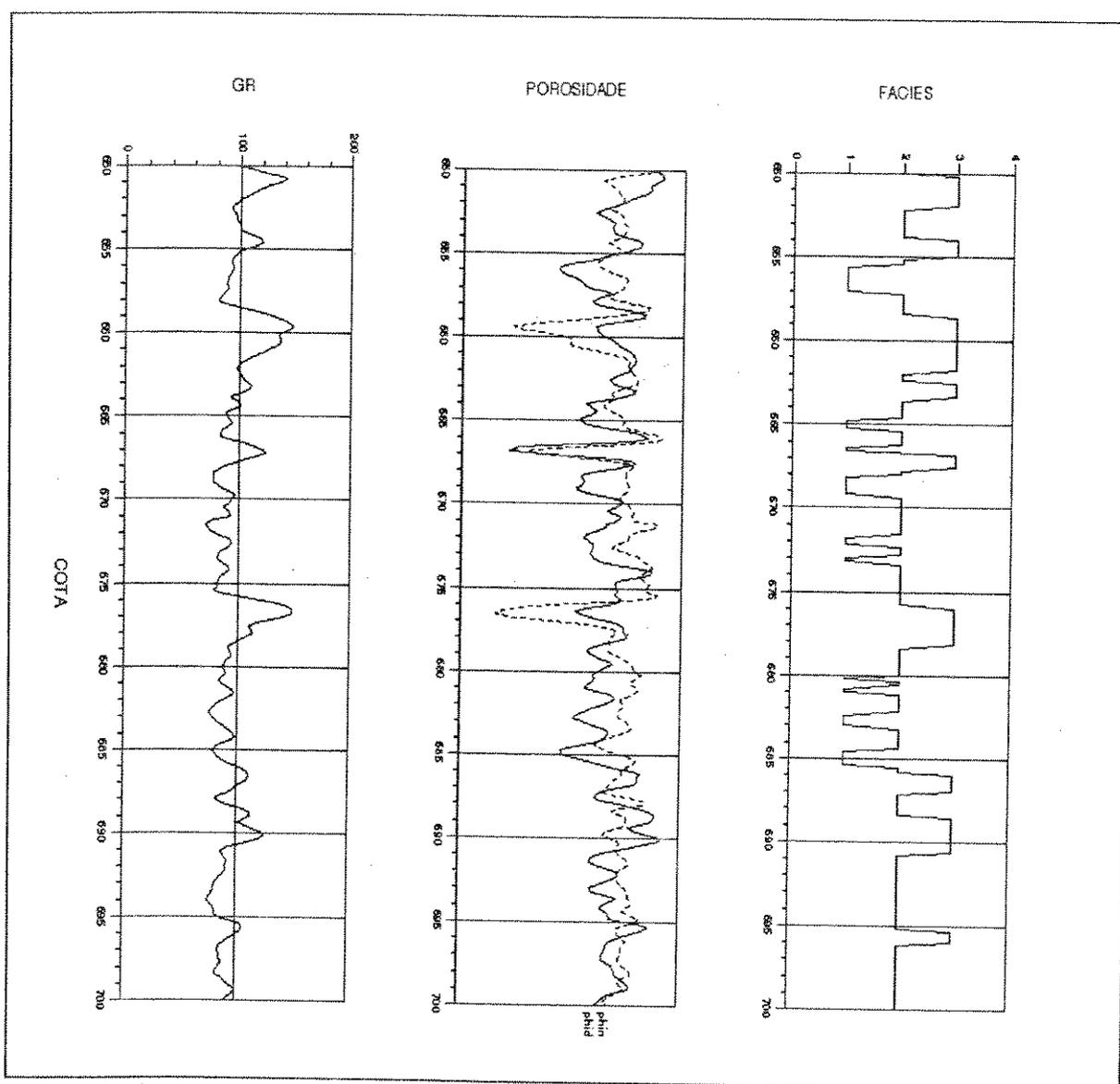


Fig. 4.2 - Análise discriminante no poço 7-CAM-079-RN.

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

Este procedimento foi adotado para os nove poços condicionantes, sendo os resultados analisados por uma observação visual dos perfis e algumas correções feitas quando necessárias, alterando-se a eletrofácies 2 para a 1. As proporções globais obtidas das eletrofácies 1, 2 e 3 foram respectivamente 56,3; 34,2 e 9,5%. Apesar da predominância da 1, ela já não é tão acentuada como no afloramento (Fig. 3.5).

Visando adequar os dados ao suporte utilizado na simulação estocástica das eletrofácies, fez-se uma regularização na direção vertical dos dados de perfis de um intervalo de 0,2 m para um suporte de 2 m, predominando a eletrofácies de maior representatividade em cada intervalo. Só então foi realizada a identificação nos dados regularizados dos três níveis de heterogeneidades presentes no reservatório, para o seu posterior uso como dados condicionantes.

Os folhelhos determinísticos que separam o reservatório em três subzonas foram identificados empregando-se a interpretação realizada por Santos & Poletto (1993), (Fig. 4.3). Os intervalos com eletrofácies 3 restantes, após a identificação anterior, correspondem aos folhelhos estocásticos que ocorrem internamente aos corpos arenosos; e as eletrofácies 1 e 2 representam as mudanças faciológicas destes arenitos.

Para a caracterização

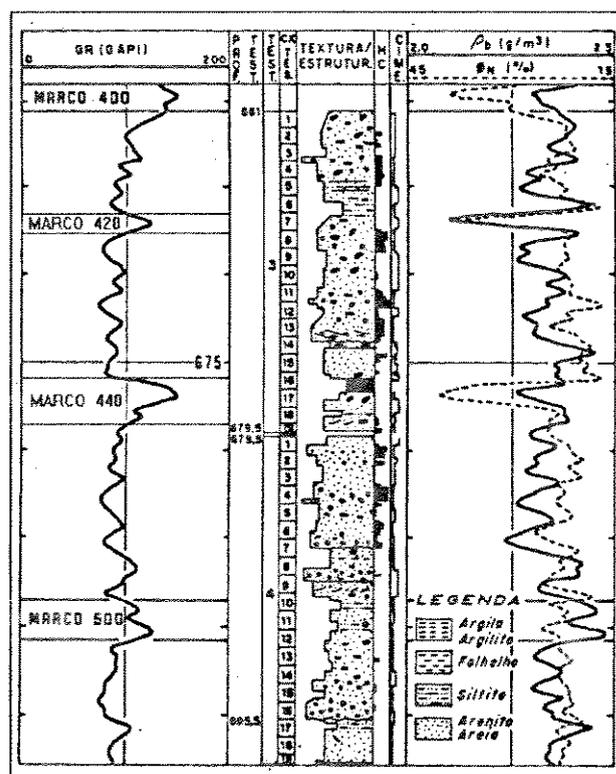


Fig. 4.3 - Perfil de um Poço Típico da Área de Interesse - Poço 7-CAM-079-RN. Adaptado de Santos & Poletto (1993).

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

---

destas heterogeneidades em todo o reservatório, primeiro estimou-se a distribuição espacial dos folhelhos determinísticos e, em seguida, a simulação estocástica dos outros dois tipos.

Na estimativa da distribuição espacial dos dois folhelhos determinísticos, calculou-se o topo e a base de cada um ao longo de todo o reservatório utilizando-se a técnica geoestatística da krigagem, que fornece uma estimativa ótima, não tendenciosa e que honra os dados amostrais. Nas células em que a espessura deste folhelho apresentou valores maiores que 0,5 m, ele foi considerado selante e, conseqüentemente, servindo como barreira vertical ao fluxo de fluidos no reservatório.

Para a descrição da variabilidade espacial dos outros dois tipos de heterogeneidades, procedeu-se à análise variográfica e, posteriormente, a simulação estocásticas das três eletrofácies presentes no reservatório.

A hipótese de estacionaridade dos dados foi testada através da construção de curvas de proporção vertical e horizontais (Fig.4.4). Os resultados indicaram a inexistência de estacionaridade na vertical, cujo reservatório tende a ficar mais argiloso, granolodecrescente, na direção do topo. Na horizontal, a estacionaridade está presente. Deve-se ressaltar, entretanto, que este resultado pode ser também atribuído ao maior espaçamento entre os dados, o que pode provocar a perda de informações sobre a variabilidade a curtas distâncias.

Devido ao espaçamento entre poços ser de 400 m, os variogramas das indicadores das eletrofácies na horizontal na área de interesse (Fig. 4.5) apresentam somente dois pontos, sendo portanto incapazes de captar qualquer estruturação espacial. Para isso necessitam de informações adicionais sobre as variabilidades a curtas distâncias.

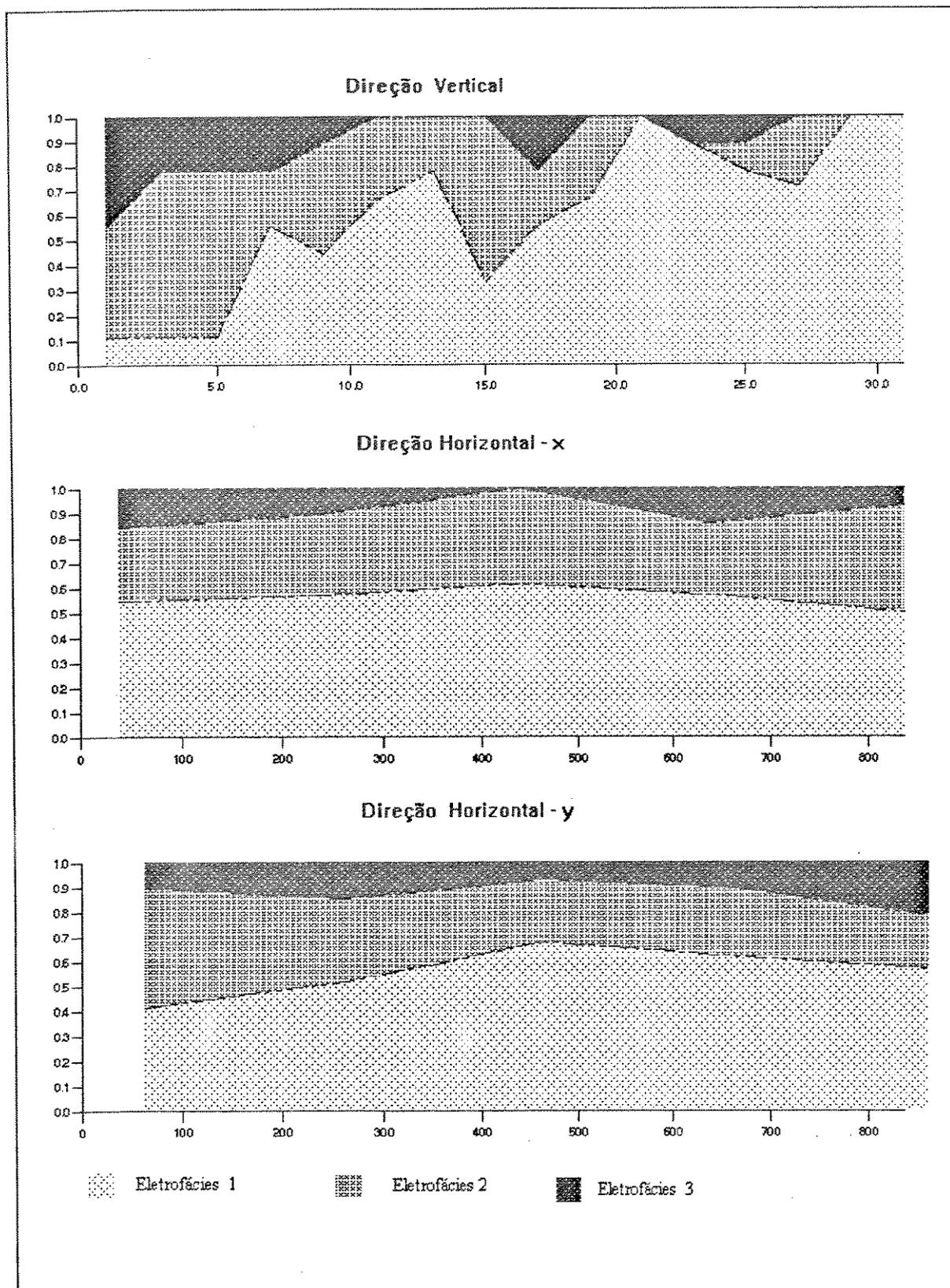


Fig. 4.4 - Curvas de Proporção Vertical e Horizontais - Zona 400.

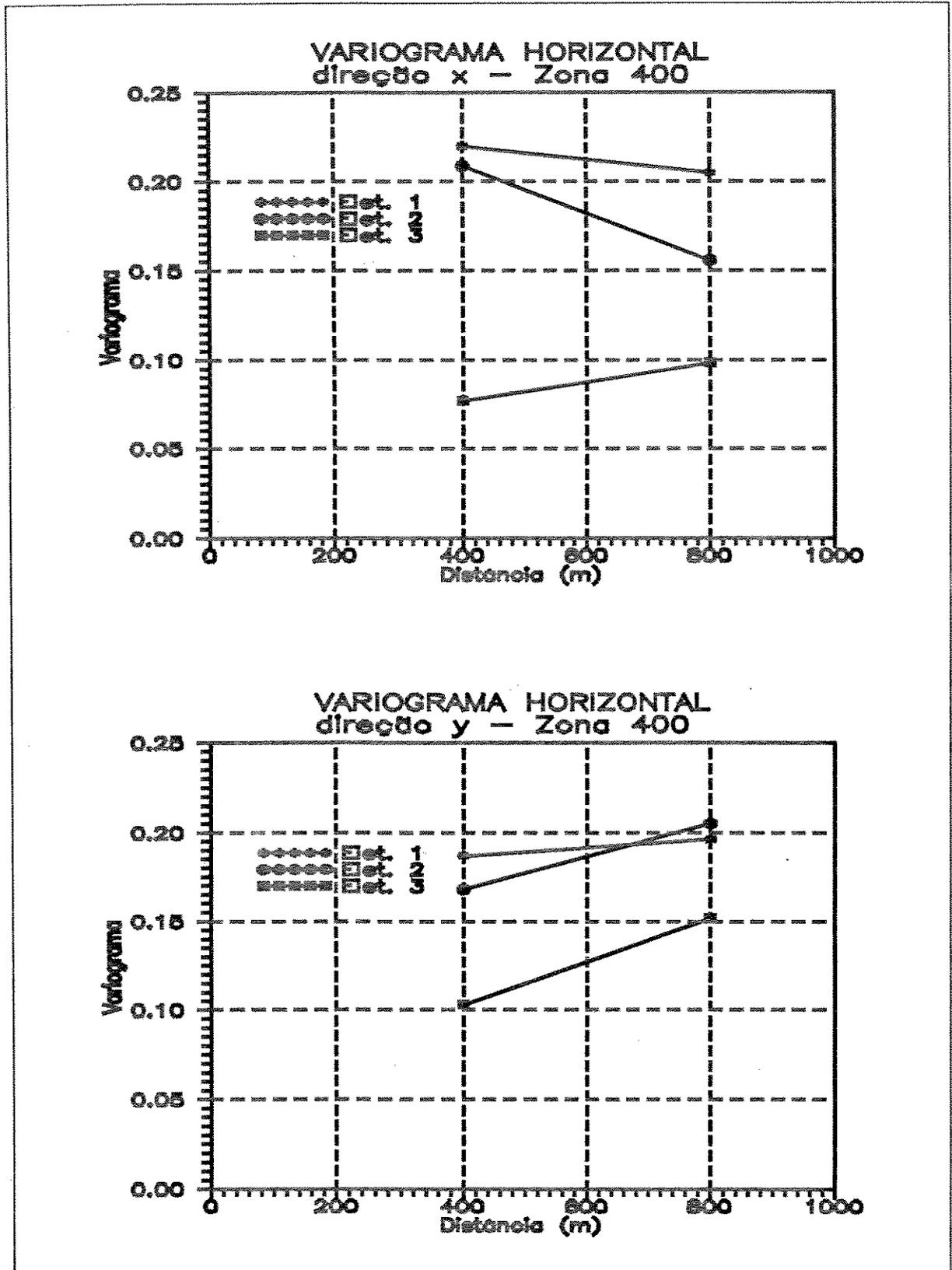


Fig. 4.5 - Variogramas Horizontais das Indicadoras das Eletrofácies - Zona 400.

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

Já na direção vertical os resultados foram bons, pois os variogramas das indicadores foram capazes de medir bem as variabilidades espaciais (Fig. 4.6). Tanto a eletrofácies 1 como a 2 apresentaram uma amplitude vertical em torno de 6 m enquanto na 3 ela mostrou-se menor que 2 m. Como as variâncias das eletrofácies 1, 2 e 3 são respectivamente 0,246; 0,225 e 0,086, vemos que a variabilidade nesta direção tende, como esperado, a ser igual as variâncias.

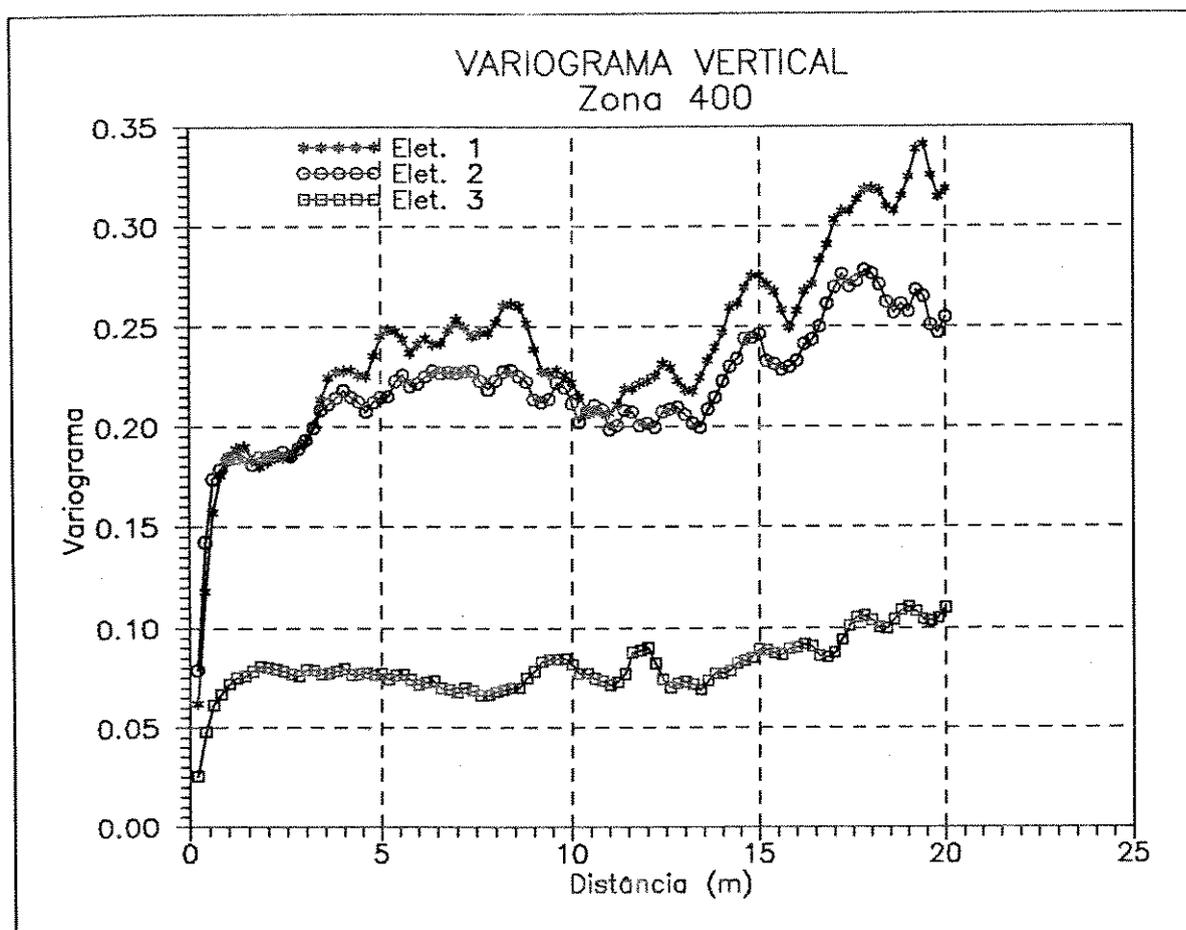


Fig. 4.6 - Variogramas Verticais das Indicadoras das Eletrofácies - Zona 400.

O arranjo espacial foi analisado pela metodologia proposta por Rivoirard (1992) de obtenção da probabilidade condicional de, ao se sair da variável categórica A, encontrar-se uma B (Fig. 4.7). Observa-se uma tendência da eletrofácies 3 localizar-se

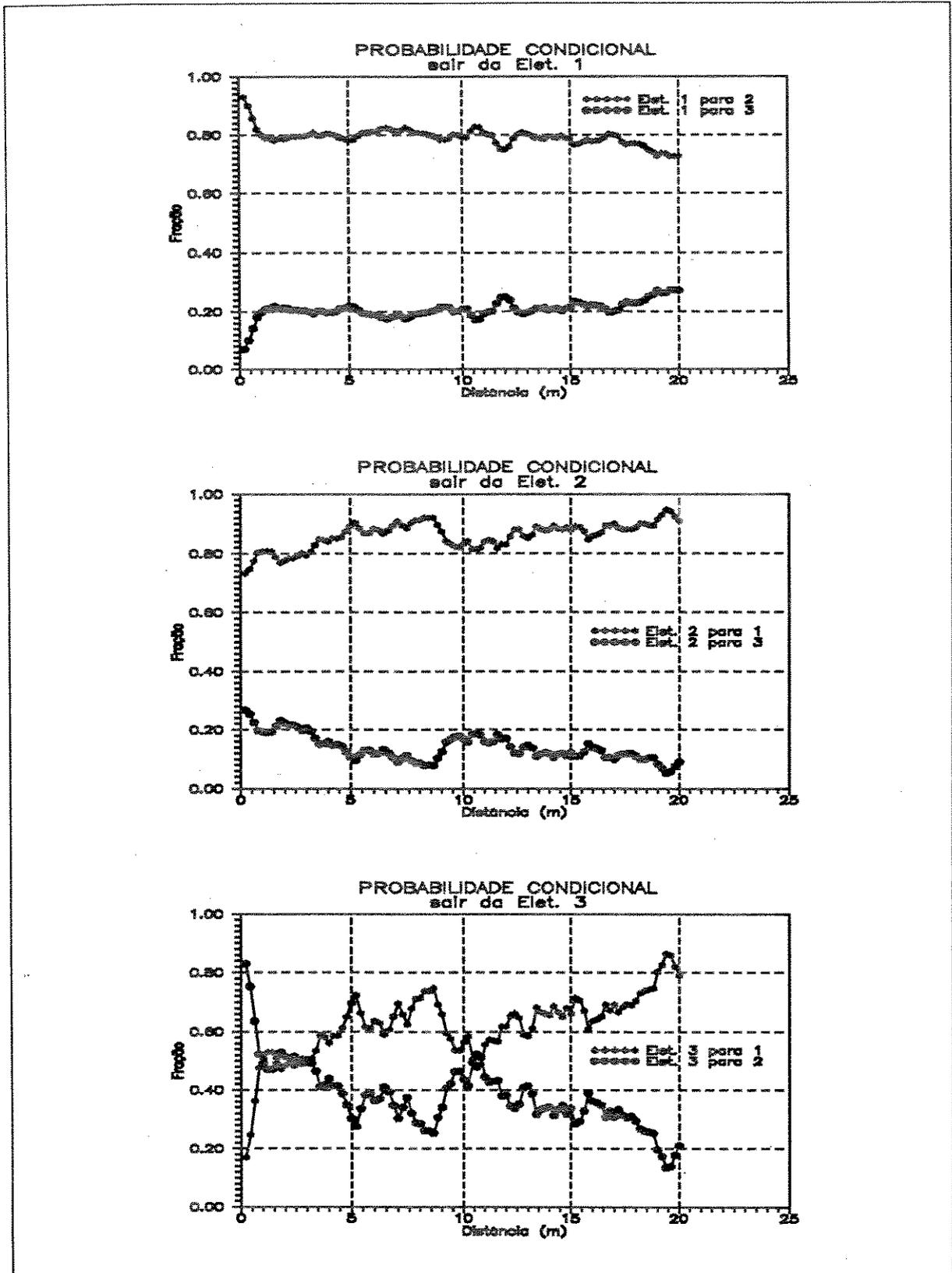


Fig. 4.7 - Probabilidade Condicional de Vizinhança das Eletrofácies.

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

---

mais próxima da 2 e esta da 1, ou seja, que existe uma tendência das eletrofácies 1 gradar para a 2 e desta para a 3, refletindo a granulodecrescência ascendente observada nas curvas de proporções verticais.

Devido à já mencionada diferença entre as proporções globais das eletrofácies no reservatório e no afloramento, estes variogramas das indicadoras não foram utilizados diretamente na simulação geoestatística. Foram usados para uma comparação com os obtidos nas imagens geradas estocasticamente, servindo como um parâmetro de controle de qualidade.

Para transformação das indicadoras das eletrofácies em uma variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$ , a ser simulada estocasticamente, primeiro estas indicadoras foram transformadas em uma variável contínua  $Z(\mathbf{x})$  através da equação 4.5 e posteriormente realizou-se a anamorfose gaussiana de  $Z(\mathbf{x})$  em  $Y(\mathbf{x})$ .

$$I_j(\mathbf{x}; l) = \begin{cases} 1, & \text{se } l = j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4.5)$$

$$Z(\mathbf{x}) = \sum_{j=1}^n C_j I_j(\mathbf{x}; l)$$

onde  $C_j$  é igual a 1, 2, 3, ..., n.

O variograma vertical da variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$  e os ajustes conseguidos através de modelos teóricos esféricos são mostrados na Figura 4.8, onde observa-se a utilização de duas estruturas: uma com amplitude de 0,9 m e outra com 5 m. O variograma horizontal, devido ao mesmo problema de espaçamento entre os pontos amostrais apresentado pela variável indicadora, não conseguiu captar a estruturação espacial nesta direção, sendo utilizado o variograma obtido no afloramento da Formação Açu.

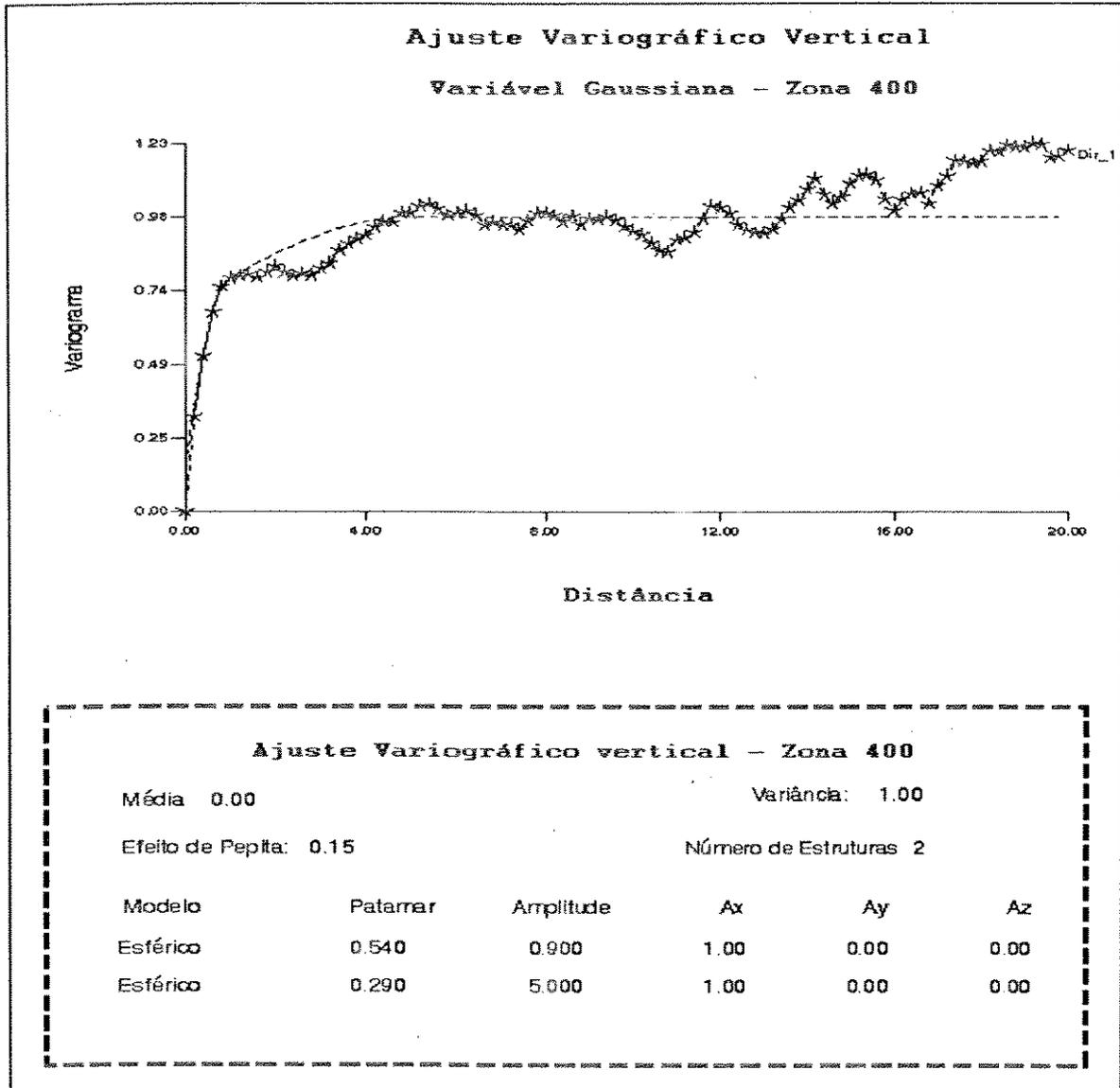


Fig. 4.8 - Modelo Teórico de Ajuste do Variograma Vertical da Variável Gaussiana  $Y(x)$  - Zona 400.

#### 4.1.2 - ANÁLISE VARIOGRÁFICA DO AFLORAMENTO

O conjunto de dados do afloramento foi obtido a partir de painéis foto-faciológicos das duas faces aflorantes do km 99, com informações de 5 em 5 cm, tanto na horizontal como na vertical, referentes às nove litofácies identificadas e, conseqüentemente, identificando as três eletrofácies. Devido ao alto nível de

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

---

detalhamento deste banco de dados, foi realizada uma regularização dos dados para um suporte de 2,5 m na horizontal por 0,20 m na vertical, facilitando a sua utilização. A escolha de um suporte destas dimensões baseou-se na capacidade de capturar a variabilidade de todas as eletrofácies, pois a de menor extensão, a eletrofácies 3, apresenta comprimento e altura médias de 5,2 e 0,27 m respectivamente (Beraldo, 1993).

Tanto a análise visual destes painéis (Fig. 4.9), onde a porção preta representa a presença da eletrofácies, como as proporções globais de ocorrência das eletrofácies (Fig. 3.5) revelam uma grande predominância da eletrofácies 1 em comparação com a 3. Tal fato se justifica por se tratar de um sistema deposicional de alta energia e, portanto, no qual as porções mais finas foram pouco depositadas. Esta pequena ocorrência de folhelhos estocásticos no afloramento, eletrofácies 3, faz com que a sua heterogeneidade se resuma à variação faciológica interna dos arenitos, eletrofácies 1 e 2.

A hipótese de estacionaridade dos dados foi testada através da construção de curvas de proporções horizontais e verticais, (Fig. 4.10) revelando a sua inexistência nestas duas direções.

A análise estrutural das três eletrofácies foi realizada através da variografia de suas indicadoras. As duas faces do afloramento foram tratadas como bancos de dados distintos e analisados separadamente. As eletrofácies apresentaram, com exceção das amplitudes dos seus variogramas, comportamentos semelhantes em ambas as faces. O paralelismo e a proximidade dos variogramas das eletrofácies 1 e 2 refletem a pequena ocorrência da 3, pois apresentam um comportamento quase que de indicadoras complementares (Fig. 4.11A e B). Por sua vez, o variograma da indicadora da eletrofácies 3 representa bem a sua pequena ocorrência e continuidade lateral.

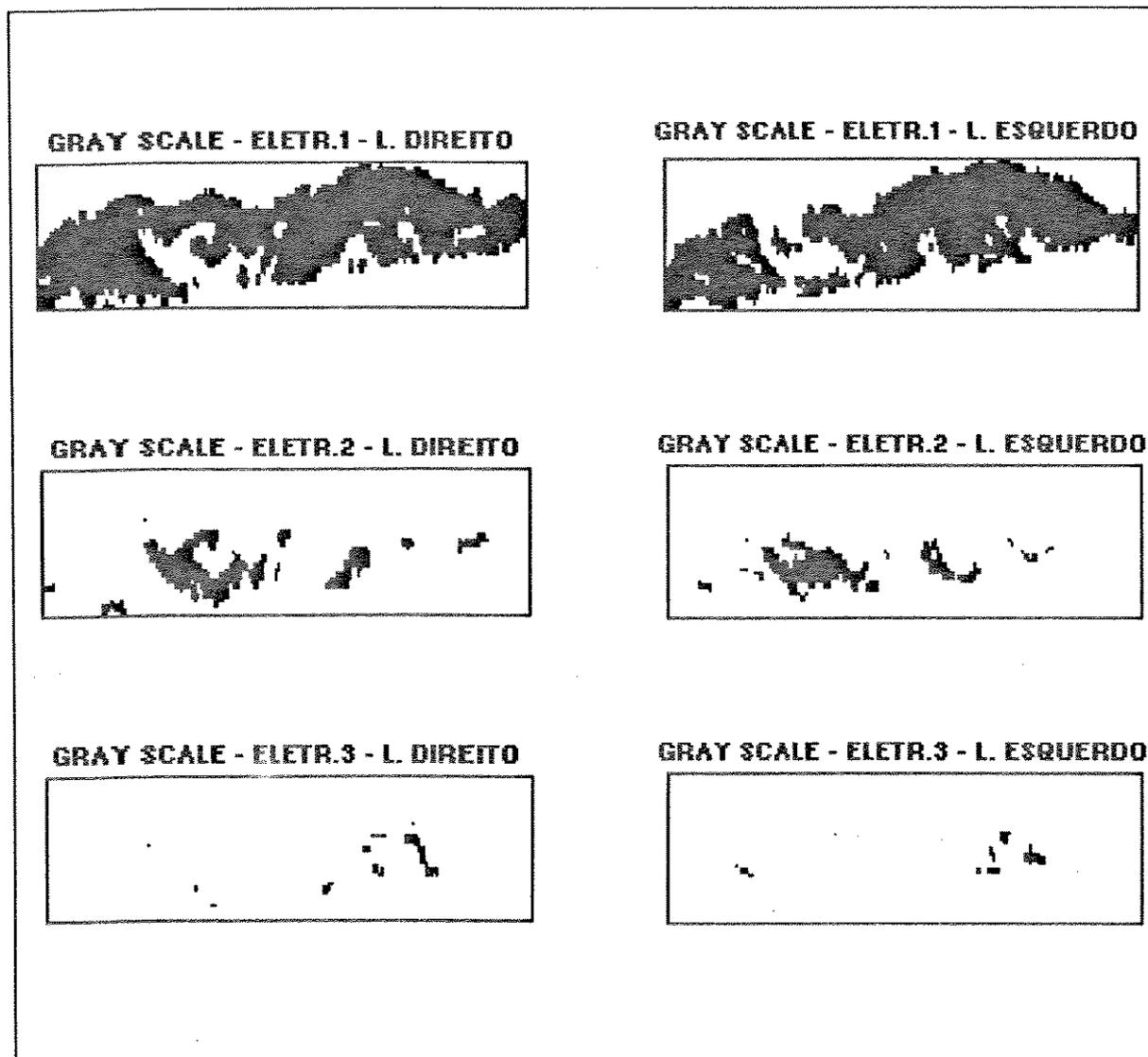


Fig. 4.9 - Gray Scale das Eletrofácies do Afloramento - Km 99.

A análise dos variogramas cruzados destas indicadores mostra que as eletrofácies 2 e 3 estão distribuídas aleatoriamente no interior da 1 e sem nenhuma estruturação aparente entre as mesmas (Fig. 4.12A e B), pois, existe uma correlação espacial da eletrofácies 1 com as outras duas e nenhuma estruturação entre as eletrofácies 2 e 3.

Pelas mesmas razões e seguindo os mesmos procedimentos adotados para os dados de perfis da Zona 400 efetuou-se a transformação das indicadores das eletrofácies do afloramento em uma variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$  e foi feita a análise

4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

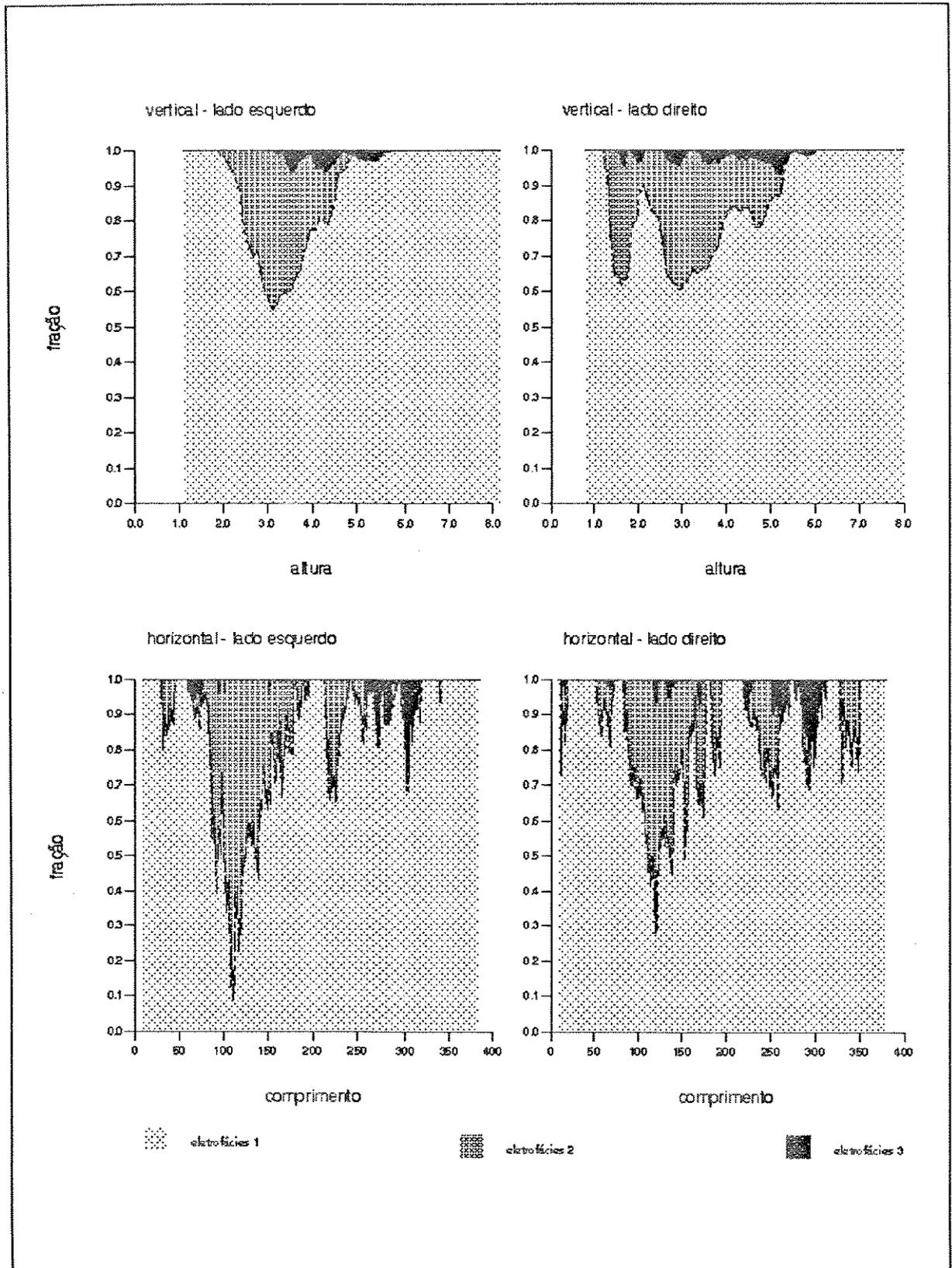


Fig. 4.10 - Curvas de Proporção Horizontal e Vertical do Afloramento - Km 99.

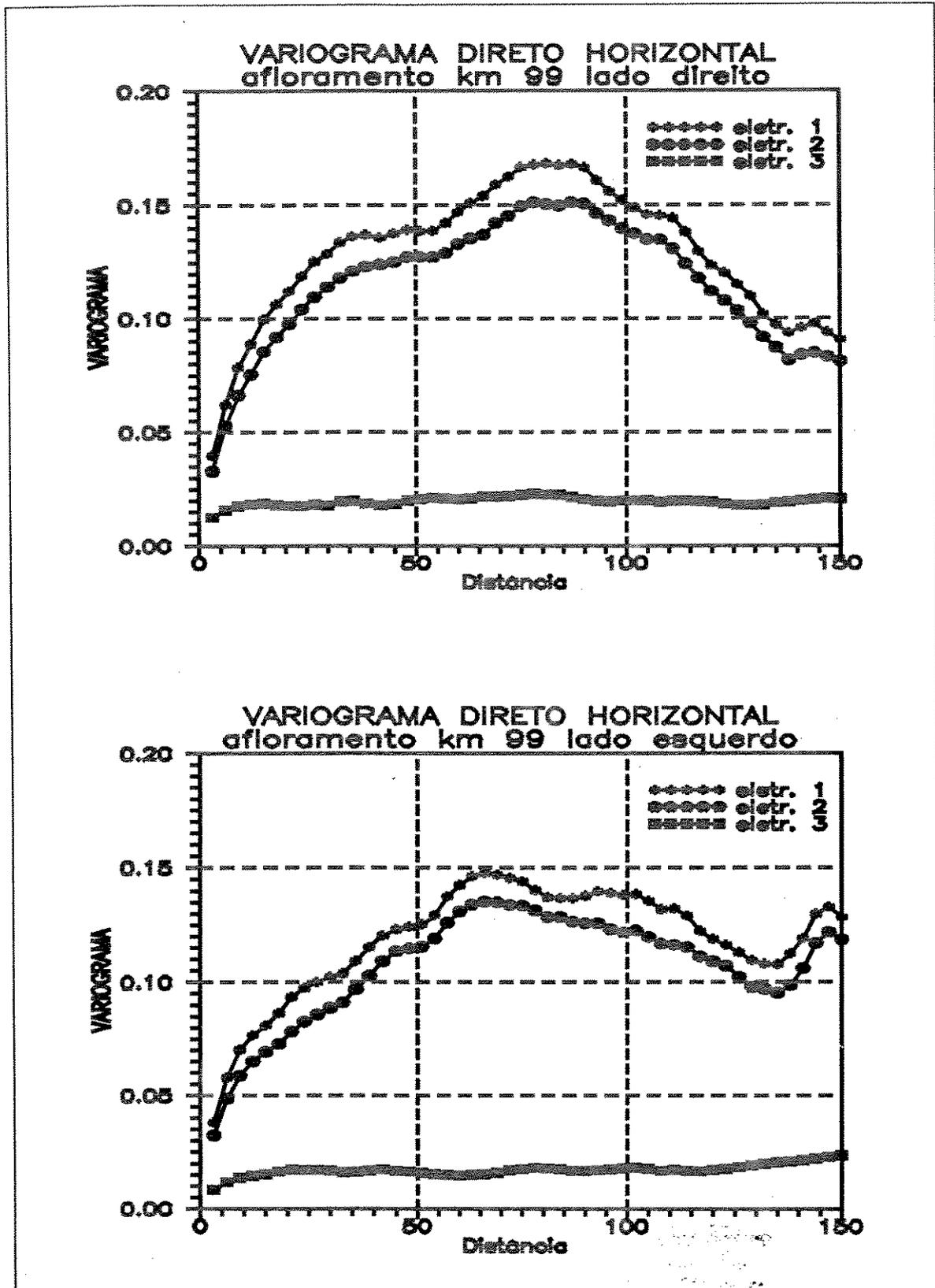


Fig. 4.11A - Variogramas Horizontais das Indicadoras das Eletrofácies - Afloramento Km 99.

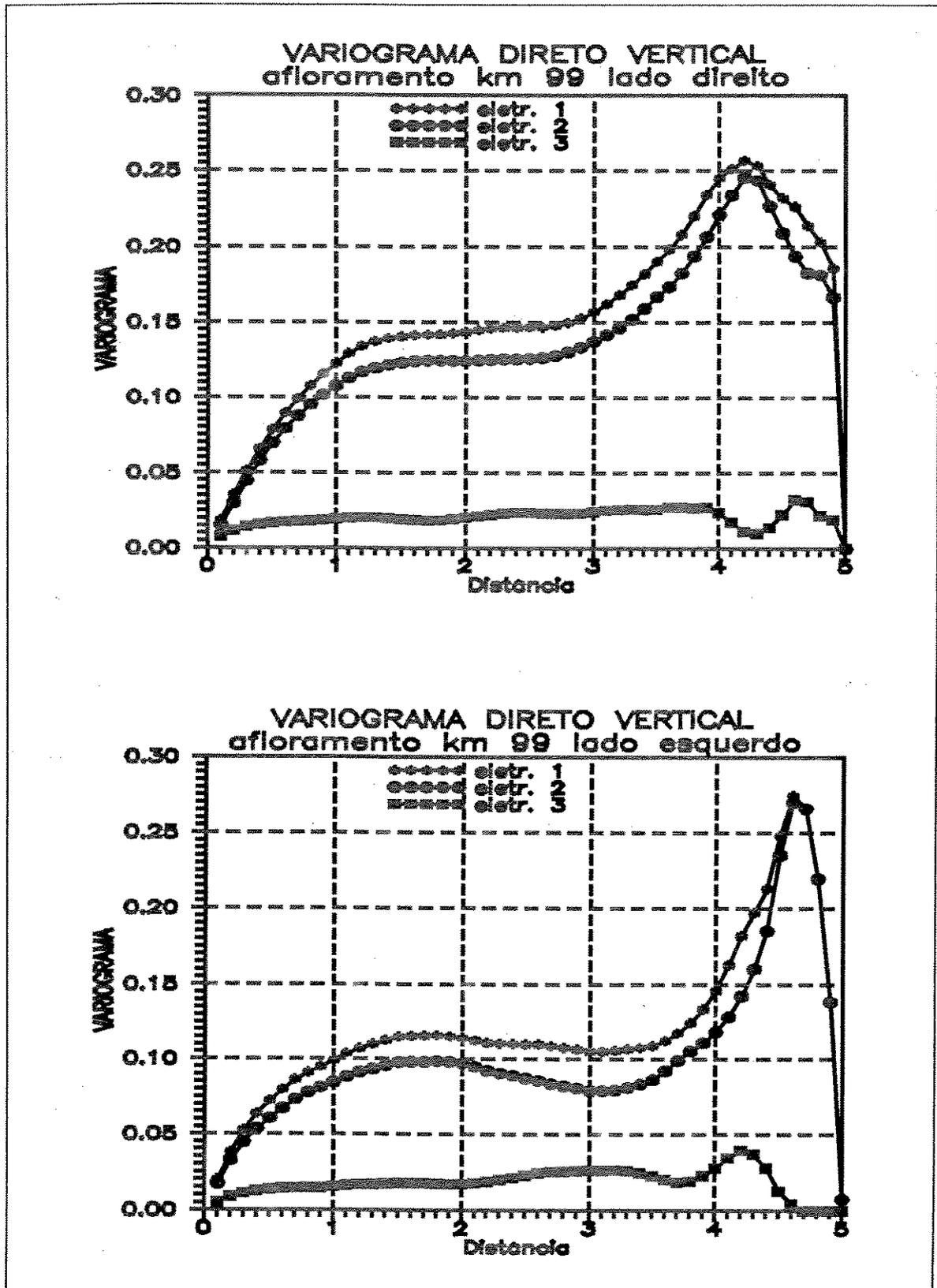


Fig. 4.11B - Variogramas Verticais das Indicadoras das Eletrofácies - Afloramento Km 99.

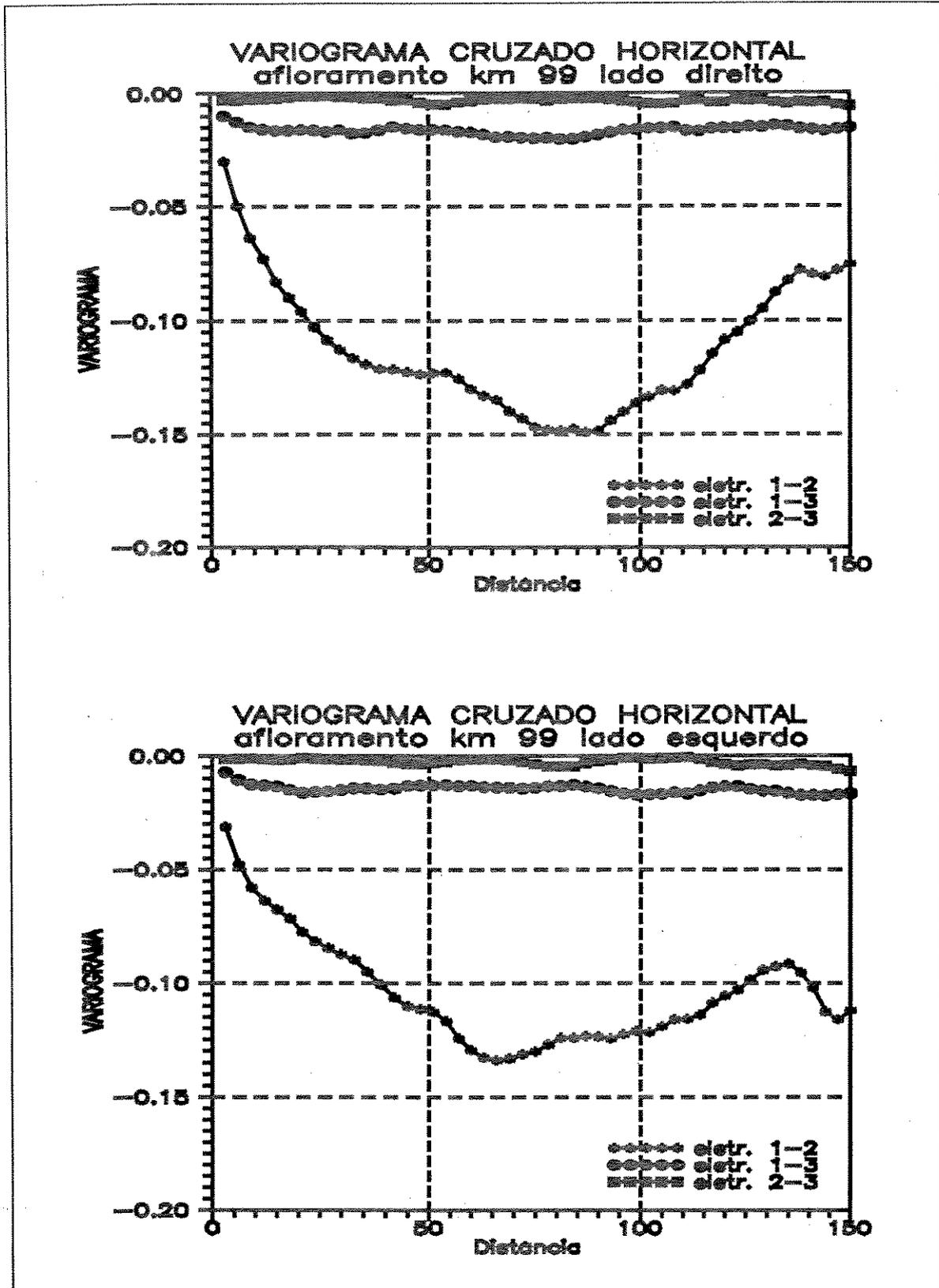


Fig. 4.12A - Variogramas Cruzados Horizontais das Indicadoras das Eletrofácies - Afioramento - Km 99.

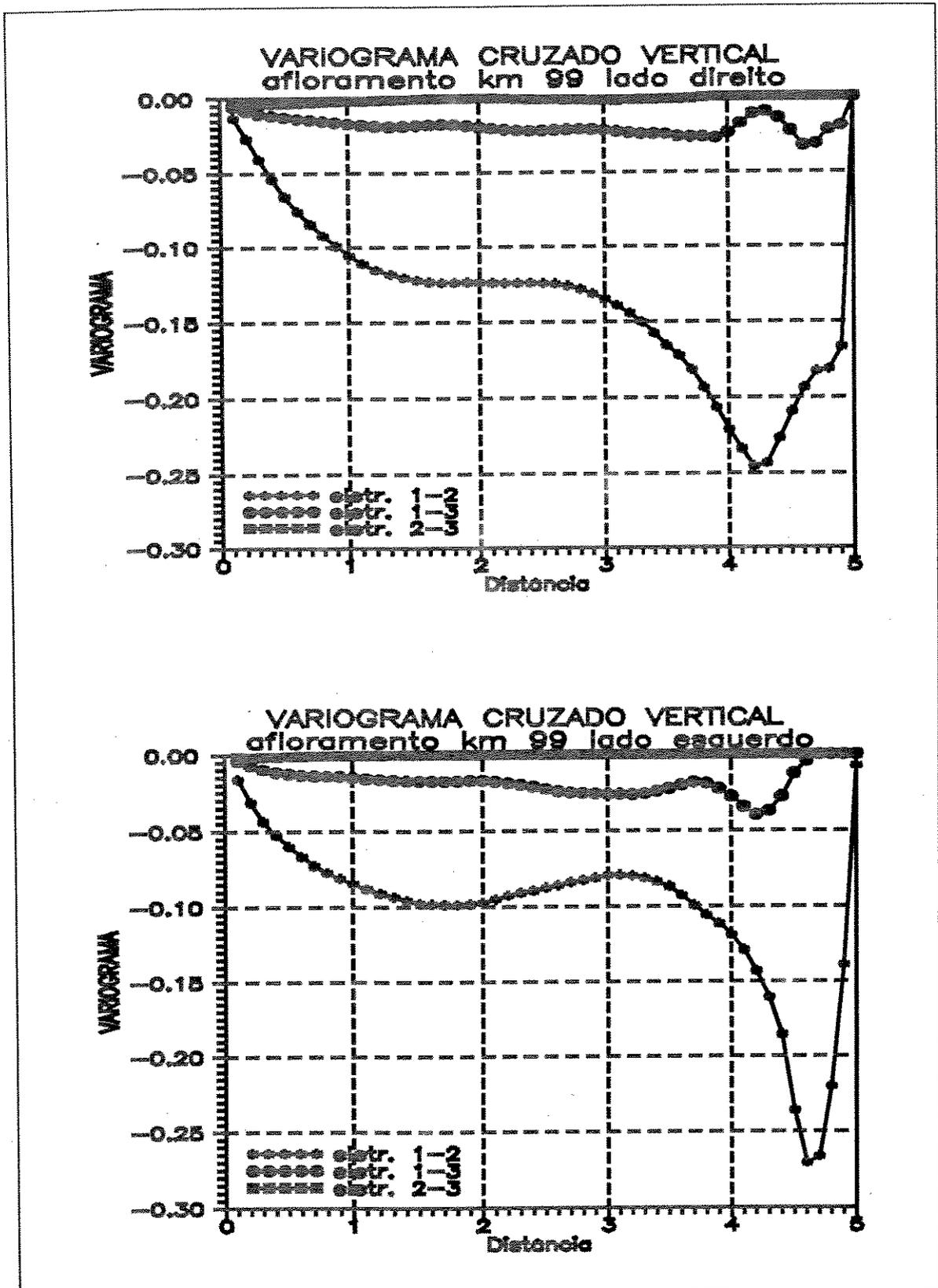


Fig. 4.12B - Variogramas Cruzados Verticais das Indicadoras das Eletrofácies - Afloramento - Km 99.

variográfica da mesma. Os seus variogramas (Fig. 4.13) apresentaram, como os das indicadoras das eletrofácies, comportamento semelhantes em ambos os lados do afloramento com exceção das amplitudes. Esta diferença foi utilizada para obtenção da anisotropia na direção transversal a estas duas faces e para a recomposição da variografia do eixo principal de deposição dos corpos aflorantes.

#### 4.1.3 - ELIPSÓIDE DE ANISOTROPIA GEOMÉTRICA - AFLORAMENTO

A análise variográfica de um afloramento apresenta dois problemas difíceis de serem contornados. O primeiro é que a variografia da face aflorante permite somente a obtenção das anisotropias nas duas direções principais desta face, faltando informações sobre a direção transversal da mesma. O segundo é o fato de possivelmente esta face não conter o eixo principal de anisotropia do reservatório aflorante e, conseqüentemente, os alcances dos variogramas calculados não corresponderão aos reais do fenômeno analisado.

A diferença nas amplitudes apresentadas pelos variogramas da variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$  nas duas faces paralelas aflorantes do Km 99, lado direito e esquerdo da estrada, revela bem os efeitos destes dois tipos de problemas. Porém, no caso citado podem ser corrigidos por se ter duas faces aflorantes paralelas do mesmo reservatório e pela utilização das seções transversais entre os poços rasos adjacentes.

Para obtenção da anisotropia transversal e da recomposição da variografia das três direções principais de variabilidade dos corpos aflorantes, construiu-se o seu elipsóide de anisotropias geométricas. Ele sintetiza as informações sobre a distribuição espacial da propriedade analisada nestas três direções (Fig. 4.14).

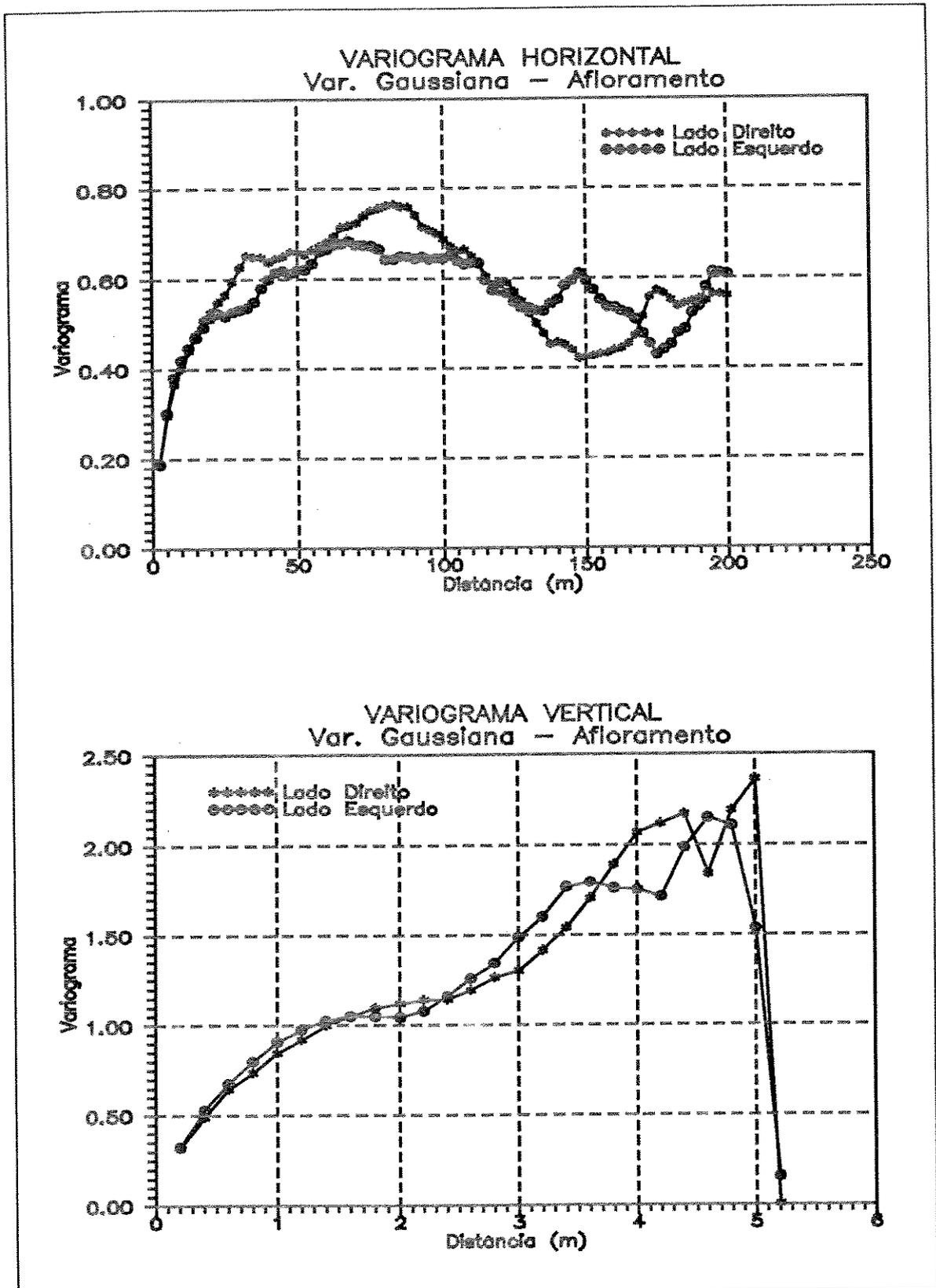


Fig. 4.13 - Variogramas Horizontais e Verticais da Variável Gaussiana  $Y(\mathbf{x})$  - Afloramento Km 99.

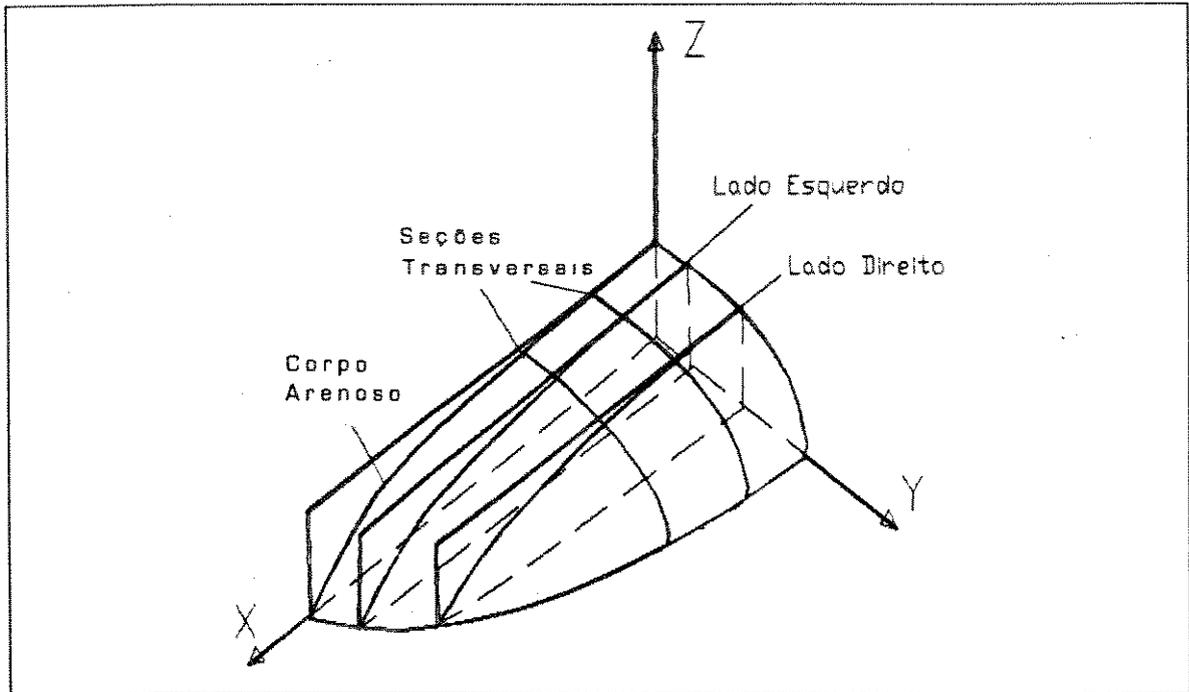


Fig. 4.14 - Elipsóide de Anisotropia Geométrica - Afloramento Km 99.

Para esta construção considerou-se que as elipses de anisotropias geométricas das faces do afloramento (Fig. 4.15) fossem cortes paralelos ao eixo principal do elipsóide de anisotropia geométrica procurado (Fig. 4.14). Esta interpretação pode ser adotada em função das duas faces do afloramento serem sub-paralelas às paleocorrentes que depositaram os ciclos de arenitos e lamitos aflorantes, Becker *et alii* (1991).

Com estas duas elipses e o coeficiente de excentricidade na direção transversal, obtido nas seções entre os poços rasos

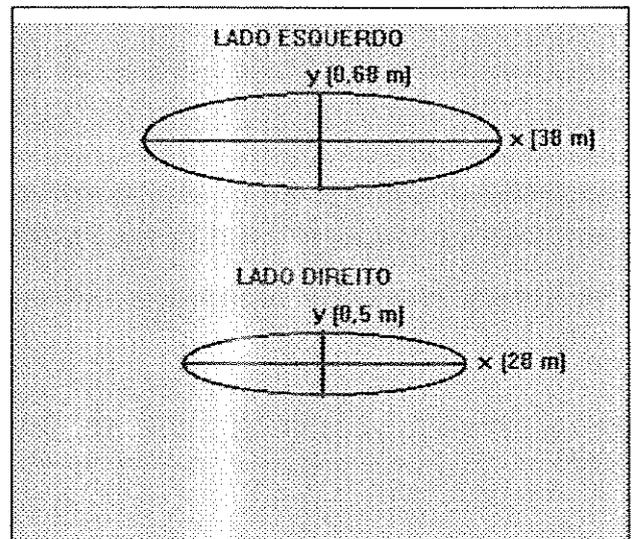


Fig. 4.15 - Elipses de Anisotropia Geométrica das Duas Faces do Afloramento Km 99. Variância = 0,6.

#### **4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA**

---

adjacentes, conseguiu-se definir o elipsóide e, conseqüentemente, a distribuição espacial a três dimensões da variável gaussiana.

Definindo o fator de anisotropia como a razão entre as amplitudes da direção de menor e maior continuidade, foram encontrados fatores de anisotropia de 0,298 e 0,077 correspondentes à direção horizontal transversal, à face aflorante e à vertical, respectivamente.

##### **4.1.4 - TRANSFERÊNCIA DE INFORMAÇÕES**

Como a única informação confiável sobre a continuidade espacial do reservatório é o variograma vertical dos poços perfurados na área de interesse (Fig. 4.8), o alto grau de detalhamento das informações na direção horizontal das rochas aflorantes foi utilizado nesta etapa para suprir a sua ausência na Zona 400, principalmente na escala entre os poços. O objetivo foi transferir para o reservatório em subsuperfície as informações sobre a continuidade espacial da variável gaussiana reduzida na direção horizontal obtidas no afloramento.

Tendo em vista que a variável analisada obedece uma distribuição gaussiana reduzida, não foi necessário a correção do nível de variabilidade entre os dados do afloramento e do reservatório. Teoricamente, o resultado da variância dos dois conjuntos é igual a um.

O fato acima permitiu utilizar-se diretamente os variogramas horizontais obtidos do afloramento, corrigindo-se somente as suas amplitudes para os padrões de continuidade espacial da Zona 400. Esta correção foi realizada através da aplicação dos fatores de anisotropia obtidos do elipsóide de anisotropia geométrica do afloramento à amplitude do variograma vertical dos poços desta Zona. Assim, as amplitudes dos

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

---

variogramas nas três direções principais de anisotropias da Zona 400 ficaram 67,0 m na direção **x**; 20,0 m na **y** e 5,0 m na **z**.

Portanto, o modelo variográfico final utilizado para simulação estocástica da variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$  na vertical foi obtido diretamente dos dados dos poços (Fig. 4.8). Na horizontal, direção **x**, utilizou-se o obtido para o afloramento (Fig. 4.16), com a amplitude corrigida para 67,0 m, usando-se um fator de anisotropia de 0,298 para a direção **y**.

#### 4.2. - SELEÇÃO DO MODELO DE SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA

Como nenhum algoritmo é capaz de contemplar todas as características possíveis das variáveis envolvidas em um processo de simulação estocástica, deve-se selecionar as características mais importantes a serem reproduzidas e só então definir o modelo a ser utilizado.

No caso da simulação da Zona 400, deve-se escolher um modelo que se adapte bem à simulação de variáveis categóricas tipo eletrofácies e utilize como dados condicionantes as transformadas gaussianas destas. O algoritmo selecionado foi o de simulação gaussiana truncada, **SGT**.

Neste caso pressupõe-se a existência de uma ordenação espacial entre as variáveis, o que possibilita uma organização das eletrofácies em uma curva de distribuição de frequência (cdf) acumulada, que sofrerá uma transformação gaussiana. Os dados transformados serão condicionantes para a simulação estocástica da variável a ser truncada. Esta característica é observada nos dados de perfis, porém não identificada no afloramento. Contudo, a adoção desta hipótese para o afloramento é viável.

A distribuição espacial da variável gaussiana simulada será

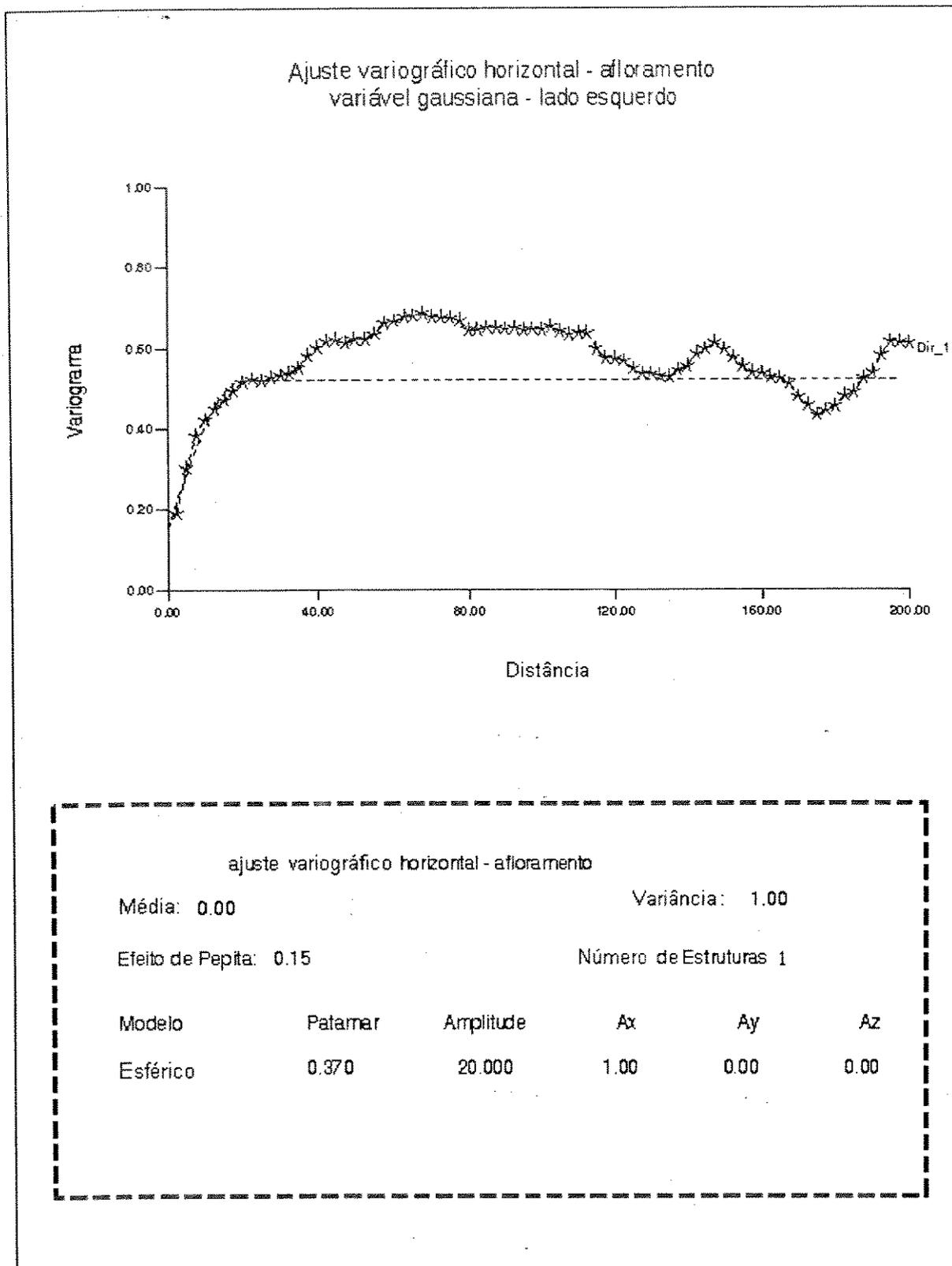


Fig. 4.16 - Modelo de Ajuste do Variograma Horizontal da Variável Gaussiana  $Y(x)$  para a Face Esquerda do Afloramento Km 99.

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

---

refletida em todas as variáveis categóricas geradas pelo método, não sendo possível obter variáveis com anisotropias diferentes umas das outras. A hipótese de mesma anisotropia para todas as eletrofácies é válida para a Zona 400 devido à falta de confiabilidade nas informações sobre a organização espacial na horizontal de cada eletrofácies.

O SGT, além de contemplar todos estes aspectos, é um método computacionalmente rápido e que permite a utilização de dados interpretativos, "soft", como por exemplo da curva de proporção vertical das variáveis. As etapas a serem seguidas neste método são:

(1) transformação da variável indicadora para cada eletrofácies numa variável contínua  $Z(\mathbf{x})$  conforme a Equação 4.5;

(2) definição dos valores de truncamento da variável gaussiana para cada indicadora para cada nível:

$$\pi_j(\mathbf{x}) = \sum_{j'=1}^j p_{j'}(\mathbf{x}) \in [0, 1], j=1, \dots, n$$

onde

$$\pi_0(\mathbf{x}) = 0 \leq \pi_1(\mathbf{x}) \leq \dots \leq \pi_n(\mathbf{x}) = 1 \quad (4.6)$$

então

$$t_j(\mathbf{x}) = G^{-1}(\pi_j(\mathbf{x})), j = 1, \dots, n-1$$

onde  $G^{-1}(\cdot)$  é a função inversa da distribuição normal reduzida;  $p_{j'}(\mathbf{x})$  é a probabilidade de ocorrência da eletrofácies  $j'$  no ponto  $\mathbf{x}$  e  $t_j(\mathbf{x})$  é o ponto de truncamento da variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$  para a indicadora da eletrofácies  $j$ ;

(3) transformação gaussiana da variável contínua  $Z(\mathbf{x})$  na gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$ ;

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

---

- (4) análise variográfica da variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$ ;
- (5) simulação sequencial condicional da variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$ ;
- (6) truncamento da variável gaussiana simulada com os valores calculados no passo 2 para definição das variáveis categóricas desejadas.

##### 4.2.1. - IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO SGT

Para implementação do método **SGT** utilizou-se o algoritmo de simulação gaussiano sequencial existente na biblioteca do programa GSLIB (Deutsch & Journel, 1992) com algumas mudanças na sua lógica. O fluxograma simplificado do programa após as modificações encontra-se no Anexo 1. Serão comentadas a seguir as principais modificações realizadas.

Adotou-se a estratégia proposta por Baldissera (1992) e Beraldo (1993) de utilização de uma matriz de domínio para definição da região a ser simulada. Ela torna o algoritmo mais rápido e evita que nós externos à malha de simulação ou considerados como determinísticos sejam utilizados como condicionantes no modelo sequencial adotado. Esta matriz deve ter as mesmas dimensões do bloco a ser simulado, com o valor 1 (um) nas posições dos nós a serem simulados, e 0 (zero) na dos nós considerados inativos. No caso da Zona 400, esta matriz foi utilizada para definir os limites externos da malha de simulação e também a localização dos dois folhelhos determinísticos internos a este bloco, que dividem o reservatório em três subzonas.

Implementou-se também a utilização de uma curva de proporção vertical das eletrofácies, visando corrigir o problema

#### 4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA

---

de falta de estacionaridade observada na Zona 400 nesta direção. Neste algoritmo, as proporções das indicadoras foram utilizadas na definição dos valores de truncamento da variável gaussiana simulada a cada profundidade, segundo a equação 4.6, definindo, assim o posicionamento de cada indicadora.

O uso de proporções diferentes no truncamento para a mesma indicadora, variando de acordo com o nível estratigráfico, gera problemas de condicionalização dos dados amostrais. Isso ocorre em função da transformação gaussiana desses dados ter se baseado em valores únicos para cada eletrofácies e iguais às suas proporções globais.

Supondo, por exemplo, um domínio com somente duas variáveis indicadoras, A e B, e com proporções globais iguais a 50%. A variável gaussiana reduzida  $Y(\mathbf{x})$  obtida através da transformação gaussiana destas indicadoras dividiria os dados amostrais bem ao meio, com os correspondentes à indicadora A apresentando valores de  $-\infty$  a zero. Se para um dado nível a curva de proporção vertical mostrasse para esta mesma indicadora A uma proporção de 25%, o seu valor de truncamento da variável gaussiana reduzida simulada para este nível estratigráfico seria  $-0,494$ . Consequentemente, todos os dados amostrais da indicadora A situados neste nível que tivessem o seu valor entre  $-0,494$  e zero seriam classificados como indicadora B em vez de A (Fig. 4.17).

Para solucionar parcialmente o problema de condicionalização, utilizaram-se as proporções globais das indicadoras das eletrofácies para o cálculo do valor de truncamento dos dados amostrais. Para isto, foi inserido no programa um sinalizador para indicar a cada nó da malha de simulação se o dado era amostral ou simulado.

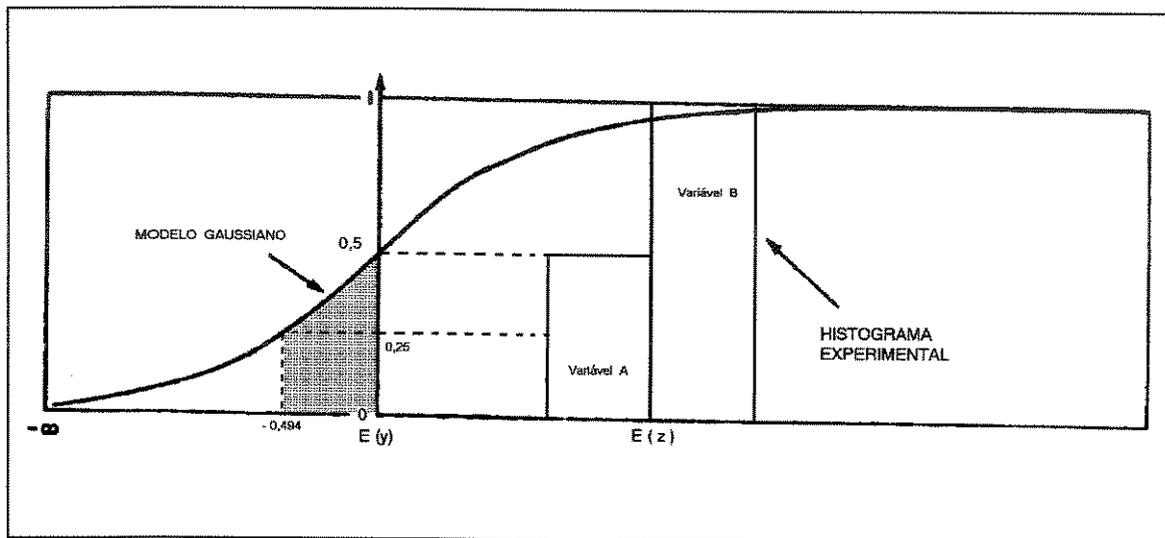


Fig. 4.17 - Exemplo da Anamorfose Gaussiana.

### 4.3 - GERAÇÃO DAS IMAGENS

A malha de simulação estocástica tem 20736 blocos distribuídos espacialmente em 36 x 36 x 16 células de 25 x 25 x 2 m, perfazendo um cubo de 900 x 900 x 32 m em uma área interna da Zona 400. O domínio a simular consta do arranjo anterior a menos dos blocos inativos definidos na matriz de controle.

O controle para verificação se as propriedades das imagens geradas reproduziram o comportamento estrutural esperado para a Zona 400 foi feito através de exame dos seus histogramas de ocorrência das eletrofácies, dos variogramas das suas indicadores nas três direções principais e de análises visuais das seções transversais geradas. Observou-se que a curva de proporção vertical não era um bom parâmetro de seleção, pois por construção todas as imagens reproduziam a curva dos dados amostrais.

O histograma de ocorrências das eletrofácies das imagens geradas reproduziram bem o dos dados amostrais. A Figura 4.18 exemplifica o resultado de uma das imagens.

Como o variograma teórico utilizado na simulação foi

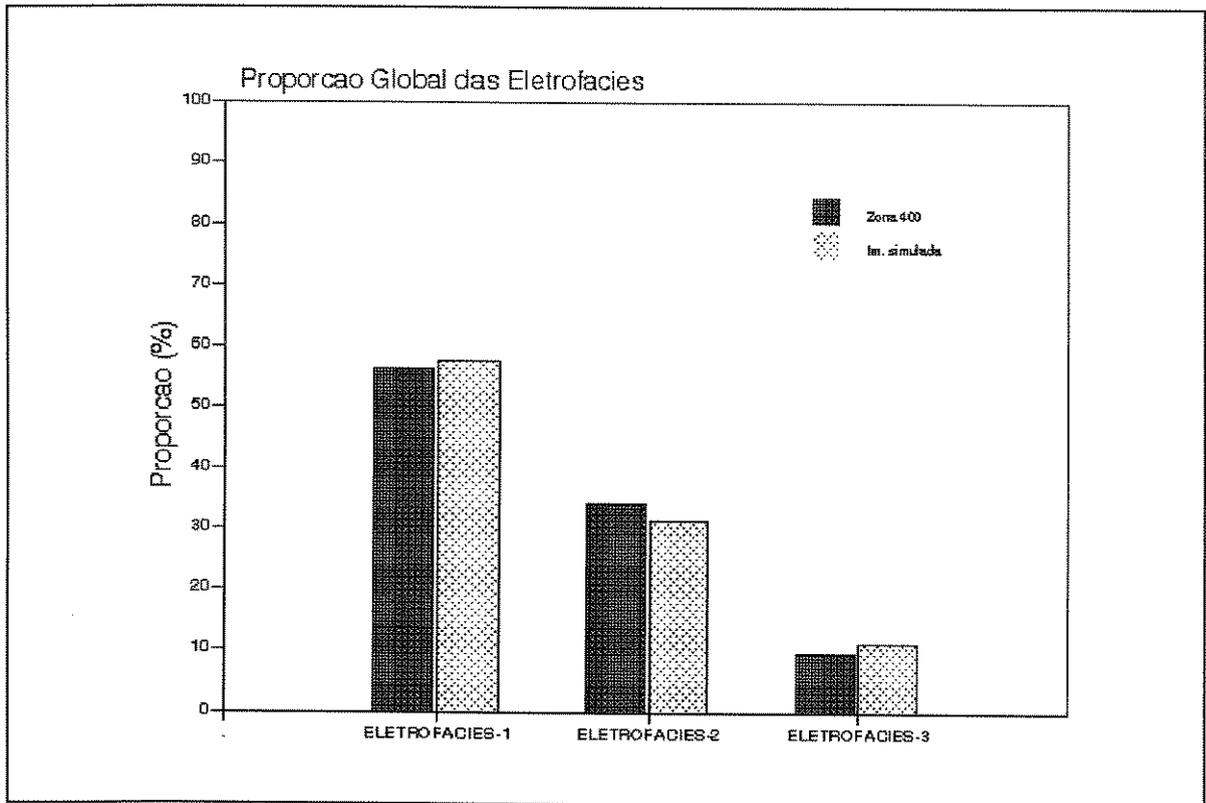


Fig. 4.18 - Histograma de Ocorrência das Eletrofácies. Imagem Simulada x Dados Amostrais.

ajustado para a variável gaussiana, preferiu-se utilizar os próprios variogramas experimentais das indicadoras dos dados amostrais dos poços da Zona 400 para comparação com os obtidos nas imagens geradas. Devido ao fato de somente os variogramas experimentais na direção vertical serem confiáveis, utilizou-se principalmente esta direção para a comparação (Fig. 4.19). Nas duas direções horizontais, o controle foi mais em relação à reprodutibilidade do coeficiente de anisotropia.

A análise visual de seções transversais das imagens simuladas (Fig. 4.20) permite a introdução de um aspecto subjetivo no controle de qualidade, levando em consideração a experiência do geólogo de desenvolvimento do campo em aceitar o comportamento estrutural da imagem gerada como válido para o reservatório a ser reproduzido.

Nestas seções as células pretas representam a eletrofácies

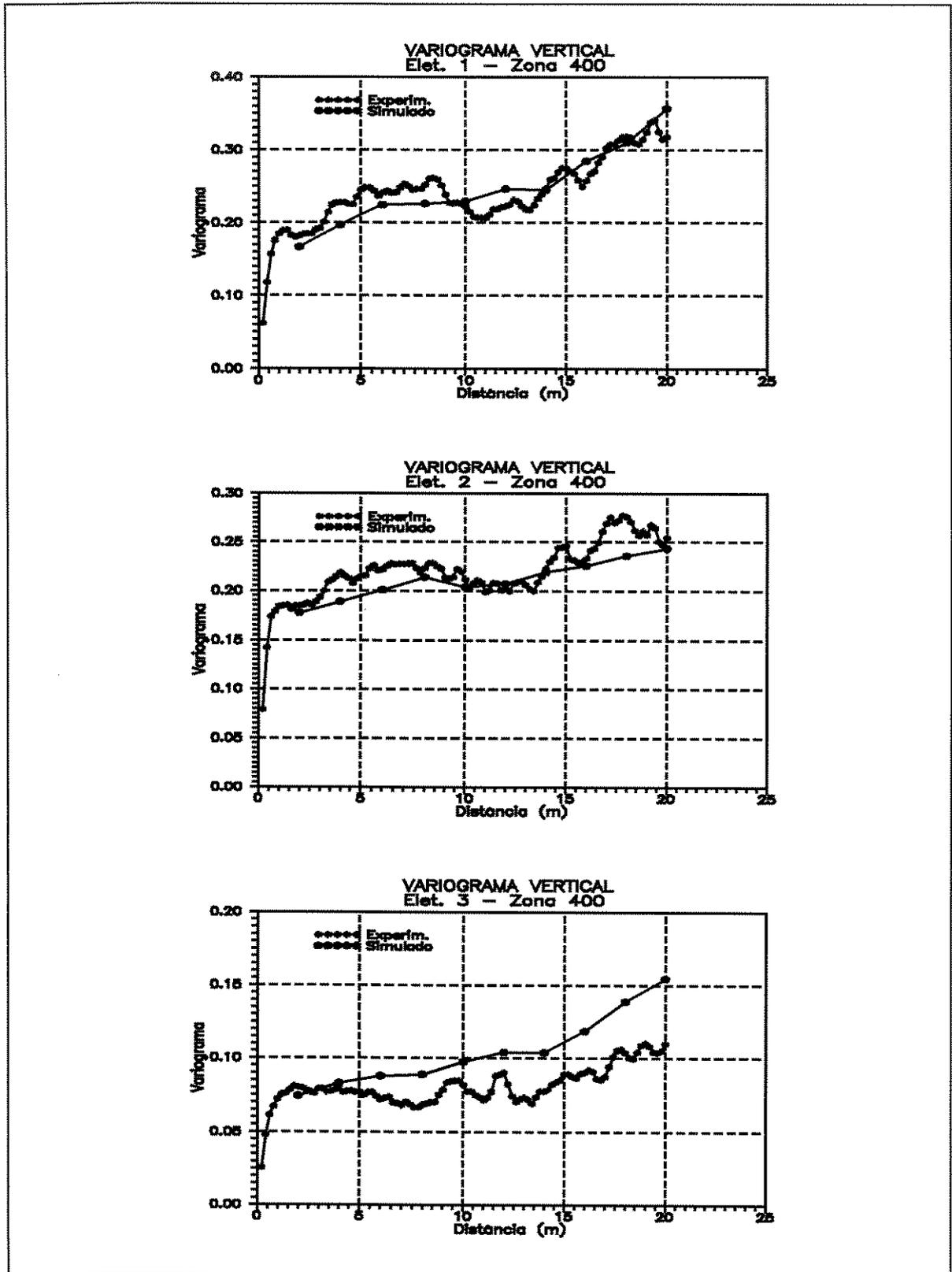


Fig. 4.19 - Variograma Experimental x Variograma da Imagem Simulada.

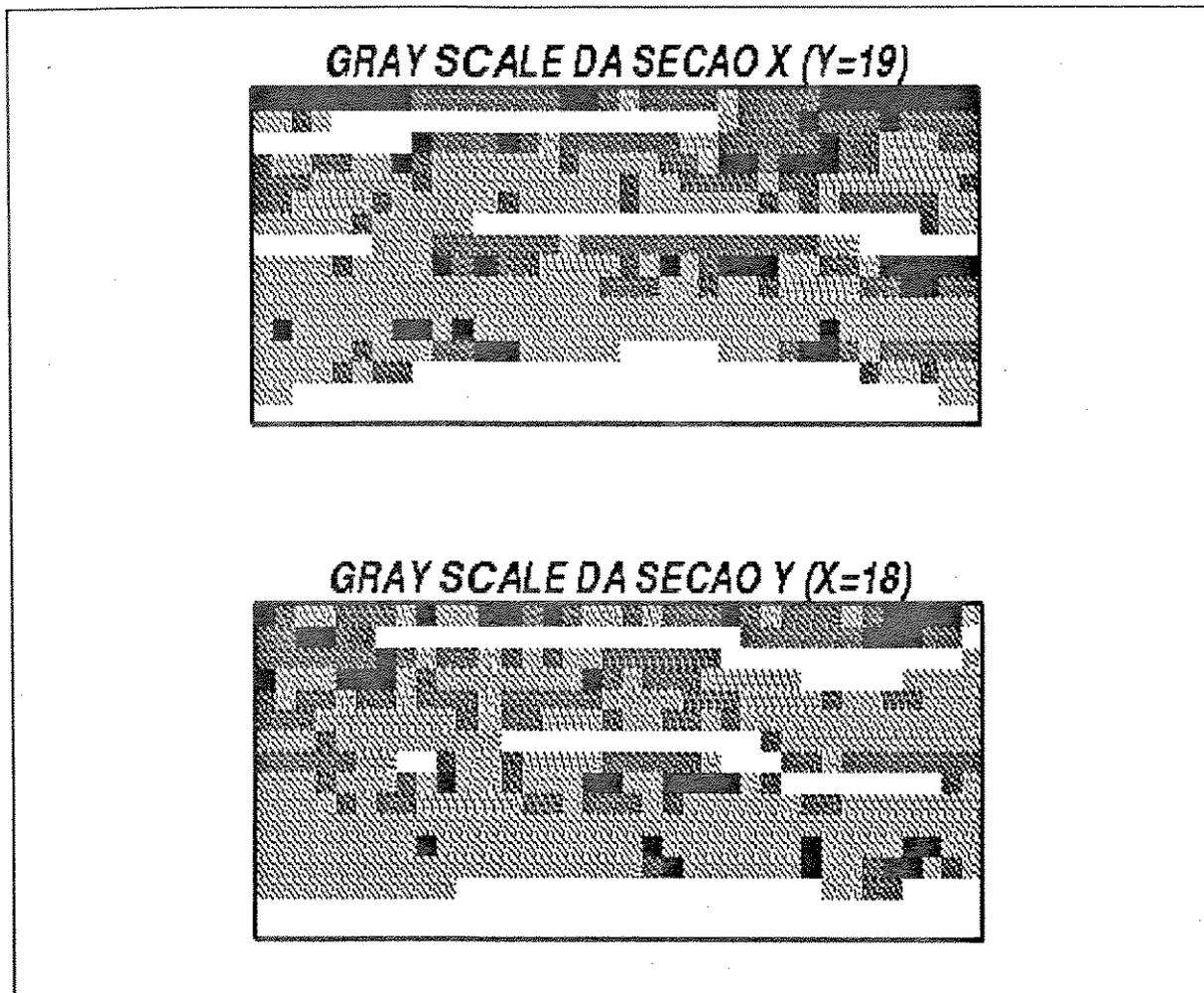


Fig. 4.20 - Seções Transversais da Imagem Gerada nas Direções **x** e **y**.

3 (folhelhos estocásticos), as de tonalidades cinzas claro e médio representam as eletrofácies 1 e 2, respectivamente, e as brancas os folhelhos determinísticos ou a ausência de reservatório.

As imagens só foram consideradas como válidas ao serem aceitas pelos três pontos de controle de qualidade anteriores.

## 5 -SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

A variabilidade apresentada pelas 50 imagens equiprováveis está diretamente associada ao grau de incerteza envolvido na caracterização das heterogeneidades da Zona 400. Logo, ao se processar a ordenação destas imagens, baseando-se em algum parâmetro de desempenho, se estará quantificando as incertezas envolvidas neste processo de caracterização.

Para isto, optou-se pela utilização de parâmetros de desempenho dinâmicos por representarem diretamente o comportamento de fluxo de fluidos nestas imagens que é, em última análise, o fenômeno que se deseja reproduzir. O parâmetro escolhido foi o volume de água acumulada produzida ( $W_p$ ), obtido através de simulações numéricas de fluxo nas imagens equiprováveis. Em todas as simulações, as vazões de óleo dos poços foram mantidas iguais às do histórico de produção real do campo. Com este procedimento quantificou-se a facilidade com que a água do aquífero atingia os poços produtores, esperando-se nas futuras extrapolações maiores recuperações de óleo nas realizações que produzissem com menores vazões de água.

A malha de simulação de fluxo utilizada foi a mesma da simulação estocástica das eletrofácies, com exceção das três últimas camadas, ou seja,  $36 \times 36 \times 13$ . As camadas inferiores foram eliminadas pois, a partir da décima segunda, o modelo já se encontrava no aquífero e para simulá-lo bastaria aumentar a espessura da décima terceira camada. Assim sendo, esta malha foi lançada segundo um modelo estratigráfico paralelo ao folhelho capeador da Zona 400 e está orientada na direção N68E (Fig. 4.1).

## **5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO**

---

Visando evitar o excessivo esforço computacional, necessário à realização da simulação numérica de fluxo de cada uma das imagens, tentou-se utilizar como função de transferência um modelo de simulação com uma malha em uma escala maior do que a original, chamada doravante de malha grosseira. Porém, não foi possível aplicar esse método devido a um problema de manutenção da ordenação do comportamento de produção obtido por esta função de transferência, quando comparado com o resultado da malha original.

Em função deste fato, optou-se por simular o fluxo de fluidos com a malha original em 30 das 50 imagens geradas estocasticamente para obtenção da ordenação das respostas de produção, abrindo-se mão do princípio de rapidez do procedimento anterior.

Baseado nos volumes de água acumulada produzida ( $W_p$ ), obtidos das simulações numéricas de fluxo nas 30 imagens anteriores, construiu-se uma curva de distribuição de frequência acumulada (cdf). Foram então selecionadas cinco realizações, de tal maneira que representassem uma aproximação de toda esta curva. As imagens selecionadas foram as de percentis 10, 25, 50, 75 e 90%.

Tanto para a malha original como para a grosseira utilizou-se um simulador numérico de fluxo tipo *black oil*, Simbest, versão 1.0, tridimensional e trifásico. A formulação adotada foi a IMPES.

### **5.1 - TRATAMENTO DOS DADOS**

Neste item serão apresentados os parâmetros de rocha e fluidos fornecidos ao simulador numérico de fluxo e discutidos os procedimentos adotados na sua aquisição.

## **5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO**

---

A porosidade e a permeabilidade absoluta da rocha foram obtidos das análises petrofísicas de testemunho das três eletrofácies; as propriedades do óleo, da análise PVT do poço 7-AP-131-RN; e as demais características de rocha e fluidos, dos valores utilizados por Leitão (1991) no estudo preliminar de reservatórios realizado para esta mesma zona de produção.

### **5.1.1 - PROPRIEDADES DAS ELETROFÁCIES**

Para o cálculo das porosidades e permeabilidades absolutas médias das eletrofácies da Zona 400, empregou-se os valores obtidos pelas análises petrofísicas de testemunhos em um Estudo Integrado realizado para caracterização deste reservatório (Preda *et alli*, 1991). Com este intuito, correlacionaram-se as três eletrofácies com as litofácies identificadas no Estudo Integrado, da maneira a seguir:

- Eletrofácies 1 → Litofácies 2;
- Eletrofácies 2 → Litofácies 2A e 3;
- Eletrofácies 3 → Litofácies 4, 5 e 6.

A relação entre as permeabilidades verticais e horizontais foi obtida nos resultados de análise de testemunho do poço 7-CAM-79-RN, situado próximo à área de interesse. Para a eletrofácies 1, esta relação assume o valor de 0,838 e para a 2, de 0,71, ressaltando-se, que a eletrofácies 3 não é permeável, agindo como barreira de transmissibilidade. A Tabela 5.1 resume as principais propriedades de cada eletrofácies.

### **5.1.2 - CARACTERÍSTICAS DE ROCHA**

As curvas de permeabilidade relativa água-óleo obtidas por Leitão (1991), para este reservatório, através da aplicação do

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

Tab. 5.1 - Propriedades das Eletrofácies.

ELETROFÁCIES	1	2	3
POROSIDADE (%)	19,1	14,0	0
PERMEABILIDADE HORIZONTAL (mD)	359,8	37,9	0
PERMEABILIDADE VERTICAL (mD)	301,5	26,9	0

método de Molina, foram utilizadas para os valores das duas eletrofácies permeáveis. Para isto, determinou-se em qual das cinco classes de permeabilidade absoluta definidas por Leitão, se enquadravam as eletrofácies, obtendo-se as respectivas curvas de permeabilidade relativa (Fig. 5.1). Os expoentes  $N_w$  e  $N_o$  usados neste método foram de 3,5 e 2,9 respectivamente. Das curvas de permeabilidade relativa gás-óleo foram informados somente seus pontos terminais, sem nenhum tratamento especial dos valores, pois em função do reservatório encontrar-se sempre subsaturado, não haveria gás livre.

As curvas de pressão capilar foram utilizadas no cálculo das saturações de água irredutível, sendo os valores encontrados de 27,4% para a eletrofácies 1 e 42,4% para a eletrofácies 2. A curva de pressão capilar média para cada eletrofácies foi conseguida através da utilização da função J de Leverett e está apresentada na Figura 5.2.

O cálculo da compressibilidade da rocha apresentou um valor de  $479,6 \times 10^{-6} \text{ cm}^2/\text{kgf}$ , cerca de dez vezes maior do que o usual para rochas consolidadas. Porém, uma análise de sensibilidade tanto nesta dissertação como no Estudo Preliminar de Reservatório feito por Leitão (1991), mostrou que estes valores altos são realmente necessários durante a fase de ajuste das curvas de produção.

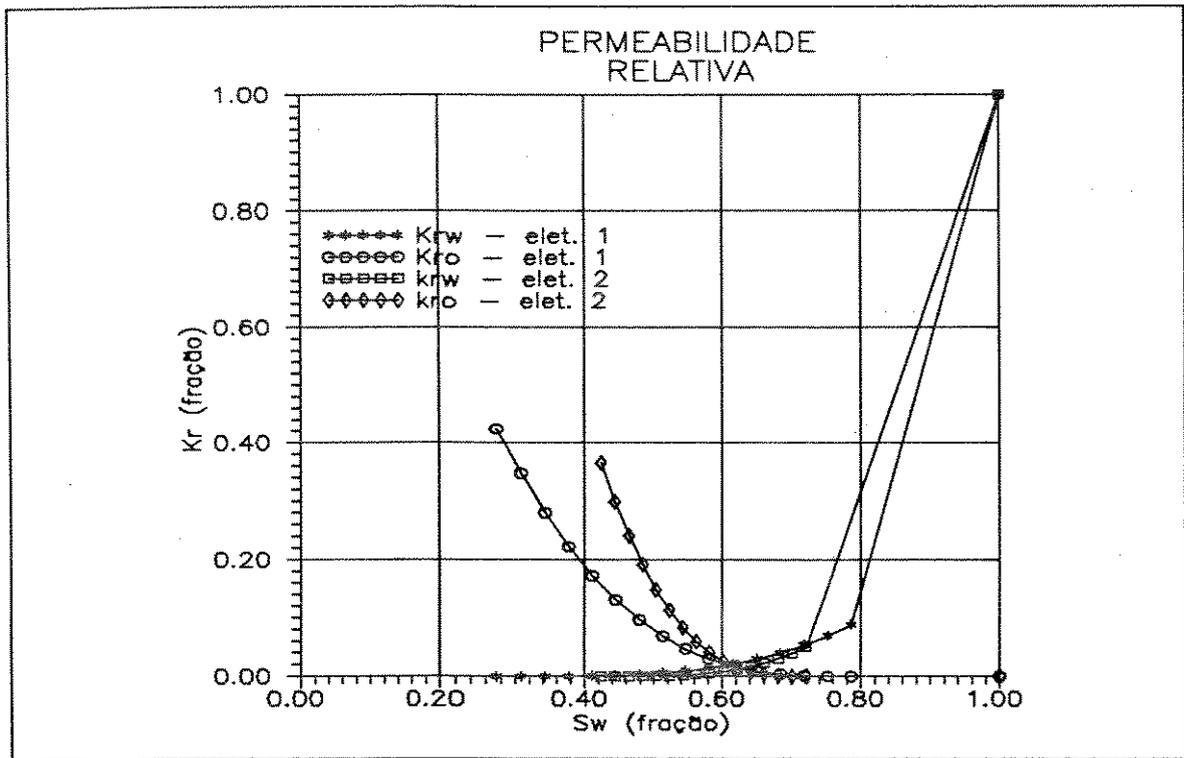


Fig. 5.1 - Permeabilidade Relativa Água-Óleo das Eletrofácies 1 e 2.

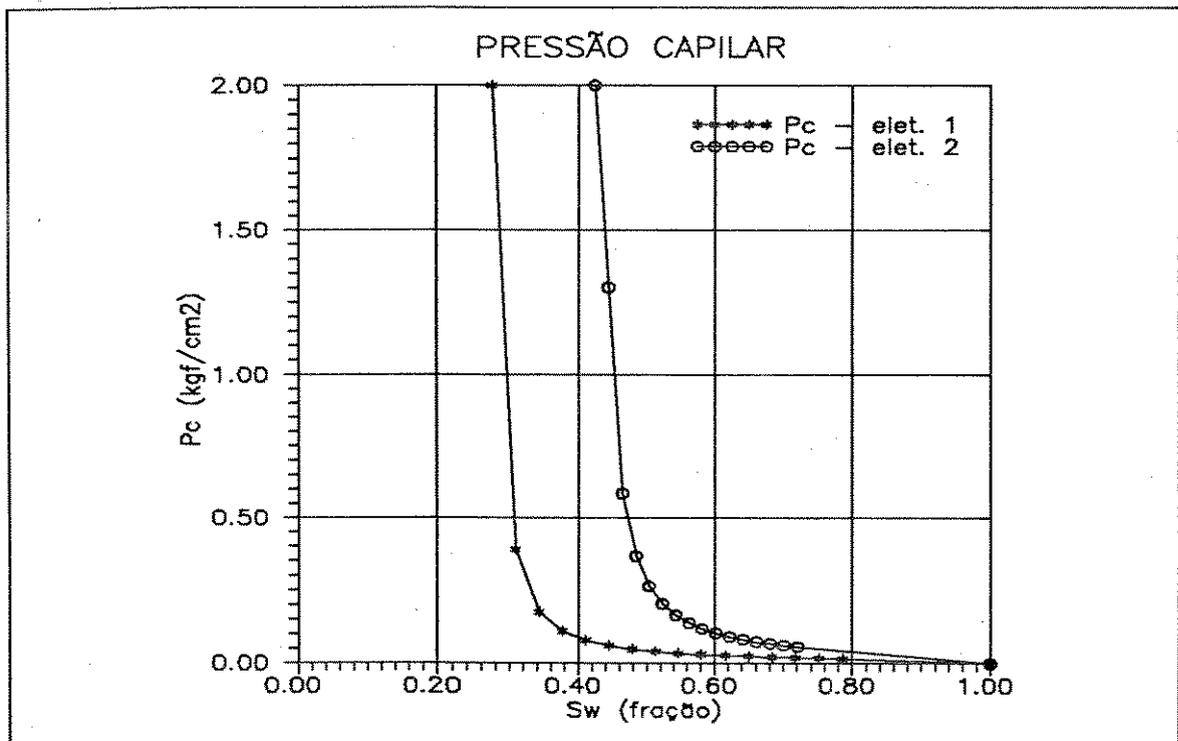


Fig. 5.2 - Pressão Capilar das Eletrofácies 1 e 2.

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

### 5.1.3 - PROPRIEDADES DO ÓLEO

As propriedades médias do óleo foram obtidas da análise PVT do poço 7-AP-131-RN e são as seguintes:

- Pressão de bolha: 1,67 kgf/cm<sup>2</sup>
- Razão de solubilidade inicial: 1 m<sup>3</sup> std / m<sup>3</sup> std
- Temperatura do reservatório: 60 °C
- Densidade do óleo: 35° API
- Viscosidade do óleo na temperatura do reservatório: 7,8 cp
- Densidade do gás: 0,95
- Compressibilidade do óleo:  $62,9 \times 10^{-6}$  cm<sup>2</sup>/kgf

Devido à baixa pressão de bolha do óleo, todo o fluxo se processa como bifásico, já que a pressão média do sistema nunca é menor do que este valor. As curvas de  $R_s$ ,  $B_o$  e  $\mu_o$  informadas ao simulador estão apresentadas nas Figuras 5.3 a 5.5.

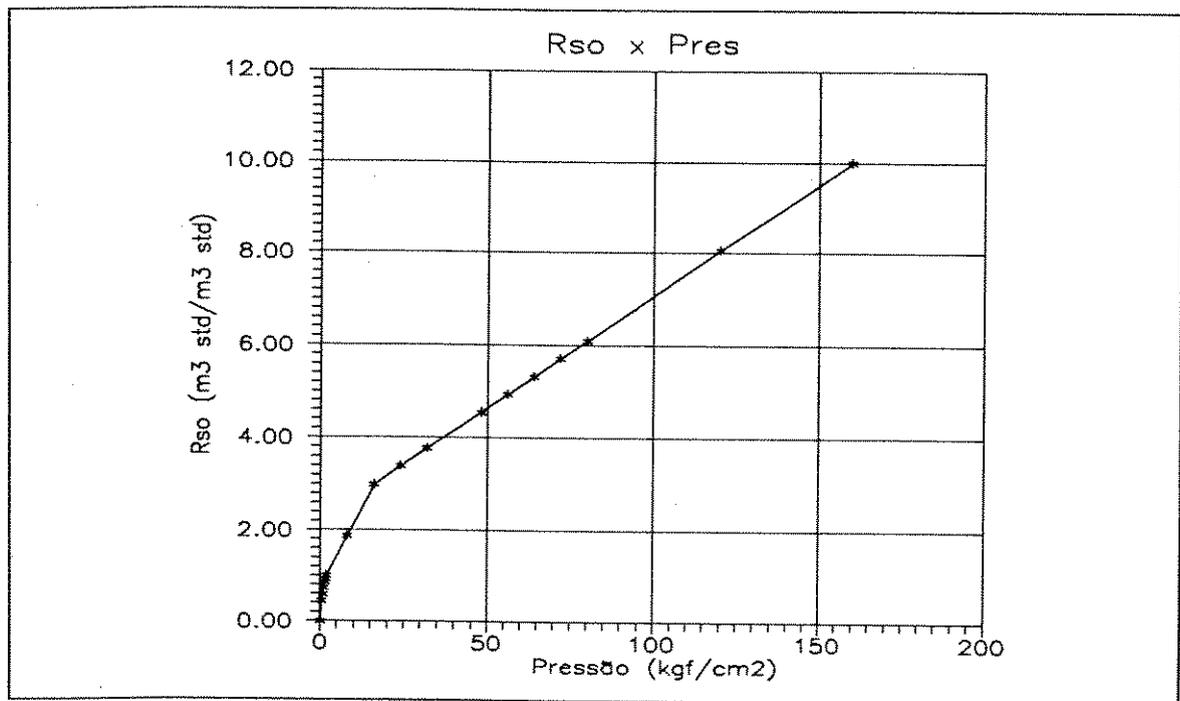


Fig. 5.3 - Razão de Solubilidade Gás-Óleo ( $R_s$ ).

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

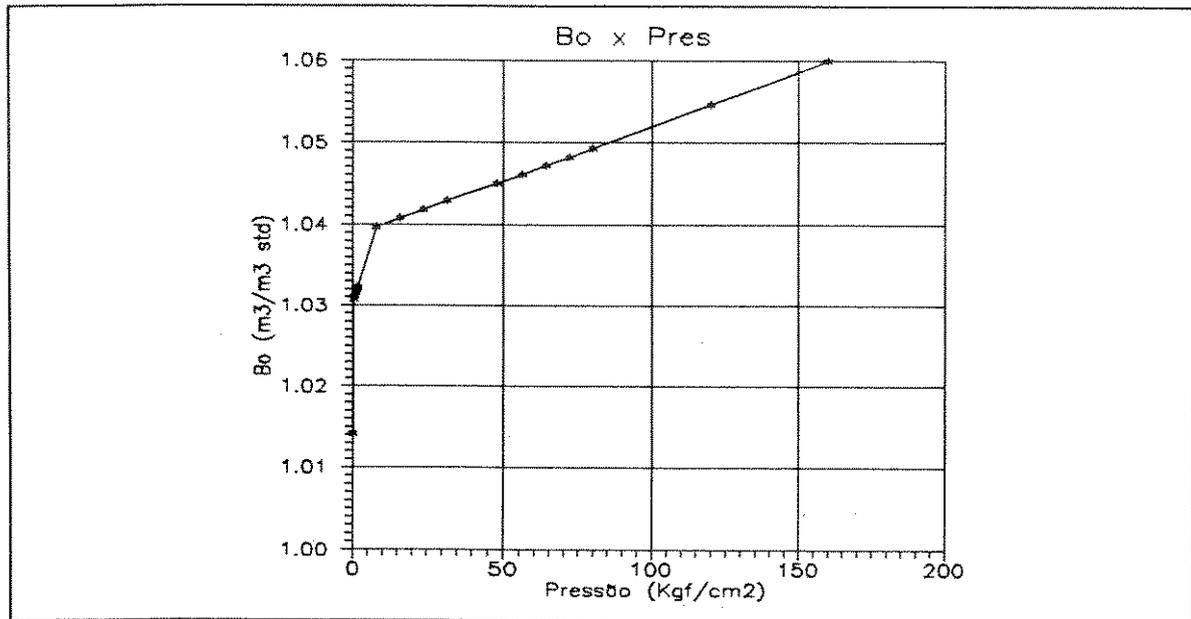


Fig. 5.4 - Fator Volume de Formação do Óleo (Bo).

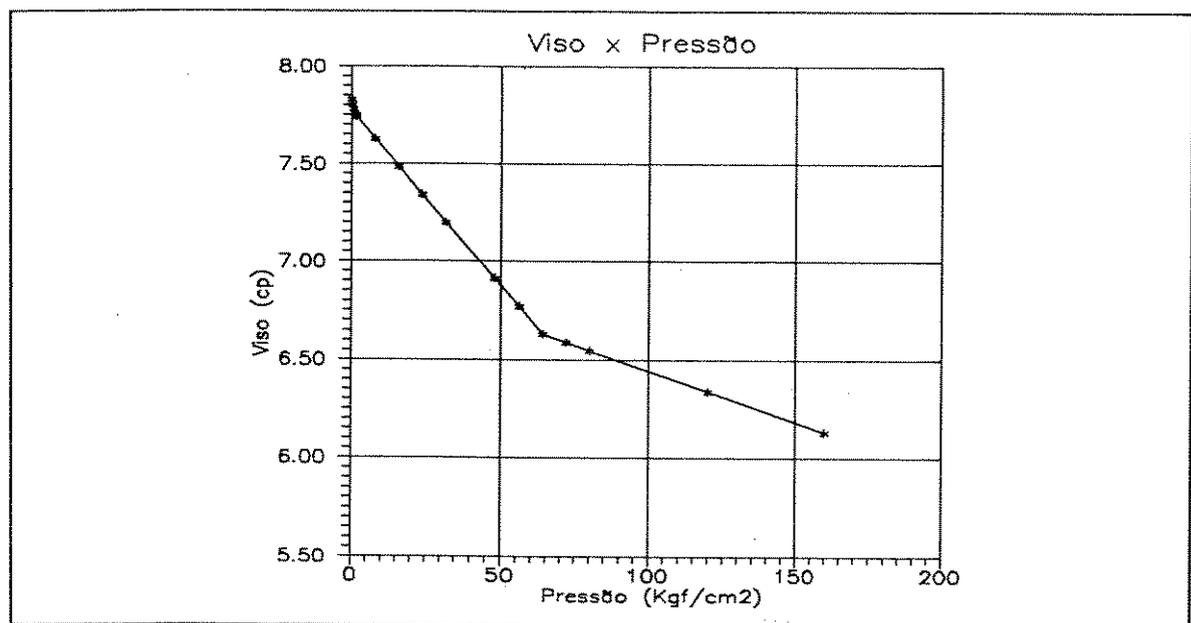


Fig. 5.5 - Viscosidade do Óleo ( $\mu_o$ ).

### 5.1.4 - PROPRIEDADES DA ÁGUA E DO GÁS

Como não havia ocorrência de gás livre, as propriedades do gás foram calculadas internamente no simulador através de correlações em função da densidade do gás e temperatura do reservatório. Para a água, foram utilizados os seguintes valores

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

---

obtidos de correlações empíricas:

- Densidade: 1
- Fator volume de formação: 1,02 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> std
- Compressibilidade: 37,8 x 10<sup>-6</sup> cm<sup>2</sup>/kgf
- Viscosidade: 0,5 cp
- Salinidade: sempre abaixo de 1000 ppm.

A razão de mobilidade água-óleo (M) é um fator importante a ser analisado, pois o principal mecanismo de manutenção da pressão do reservatório é a atuação de um aquífero de fundo. Definindo esta razão como a Equação 5.1, tem-se para a eletrofácies 1 uma razão de 2,7 e para a eletrofácies 2, um valor de 1,8.

$$M = \frac{\frac{K_{rw}(S_{or})}{\mu_w}}{\frac{K_{ro}(S_{wi})}{\mu_o}} \quad (5.1)$$

### 5.2 - FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA

Como simulador numérico de fluxo expedito utilizou-se um modelo com uma malha mais grosseira, obtido por um processo de transferência de escala. Este modelo grosseiro tem uma malha de simulação de 9 x 9 x 13, cujas células têm dimensões de 100 x 100 x 2 m cada uma, ou seja cada célula da malha grosseira corresponde a 16 da malha original. A Figura 5.6 mostra estas duas malhas, onde as linhas mais cheias representam a mais grosseira.

Por serem simples e rápidos, os métodos utilizados para esta mudança de escala foram a média aritmética para a porosidade, e o estimador de Lemouzy para a permeabilidade absoluta, estando desta maneira adequados à filosofia de

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

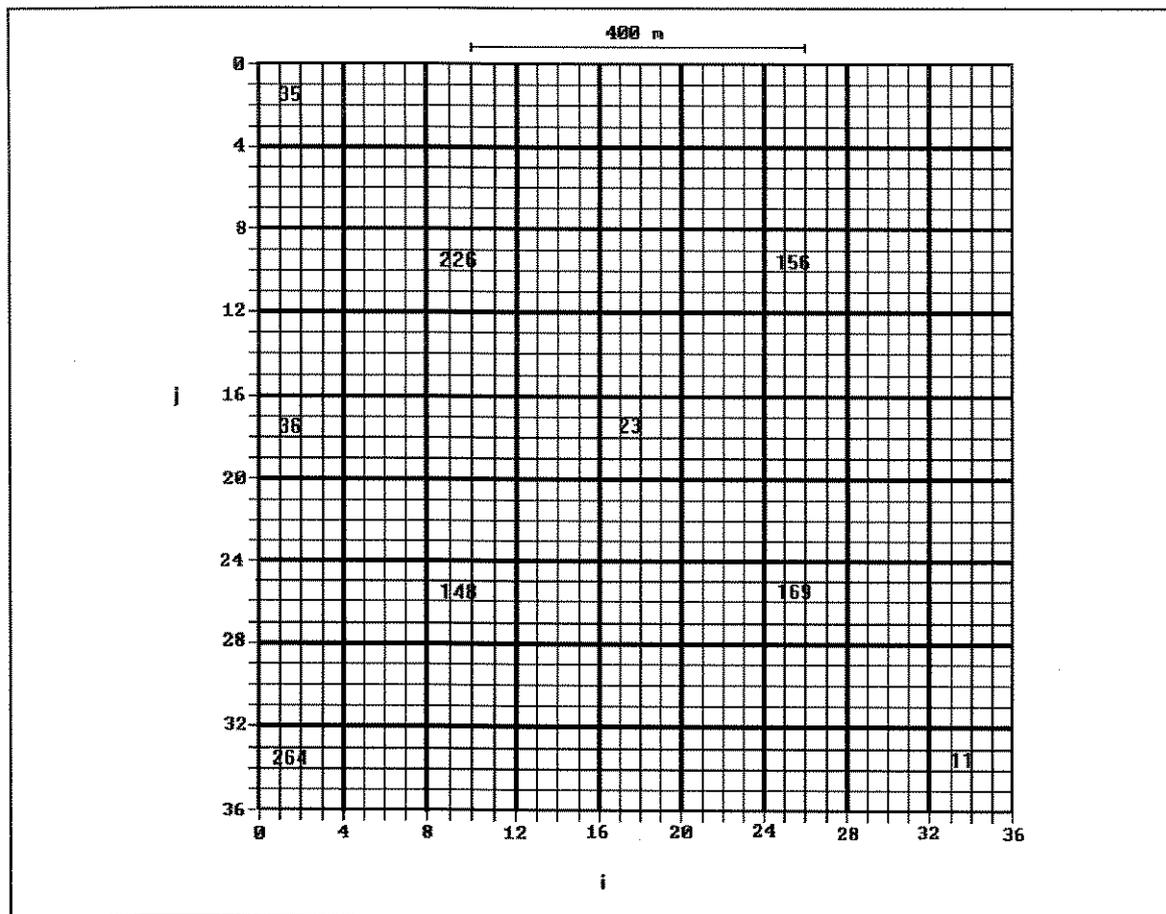


Fig. 5.6 - Malha de Simulação Original e Grosseira.

praticidade inerente ao uso de funções de transferência.

A área de interesse foi atravessada por nove poços (Fig 5.6). Devido à simetria em relação ao restante do campo, admitiu-se que não haveria fluxo de fluidos nas fronteiras do modelo, ou seja, que se consideraria somente a área de drenagem dos poços envolvidos.

A utilização da malha mais grosseira proporcionou uma economia de esforço computacional em torno de 85%. Em média, o modelo com malha original precisou de 14 minutos de CPU, em um computador IBM 3090-VM com dois processadores, para simular o tempo de histórico de produção, enquanto o com malha grosseira necessitou de somente 2 minutos.

### 5.2.1 - INICIALIZAÇÃO DO MODELO

As propriedades de rocha foram inicializadas segundo o processo de transferência de escala descrito anteriormente. Mantêve-se a utilização de duas regiões de rocha, com as curvas de permeabilidades relativas óleo-água e gás-óleo e pressão capilar da eletrofácies, que predominasse em cada célula da malha grosseira.

Adotou-se um valor de corte de 10% para a porosidade, impondo-se as permeabilidades verticais como nulas para as células com porosidade abaixo deste valor. Este procedimento foi necessário por causa da grande produção de água quando tal estratégia não era utilizada.

O volume de óleo *in place* médio obtido pelas imagens foi de 0,790 MM m<sup>3</sup> std para uma área de 0,81 Km<sup>2</sup>, estando de acordo com o esperado para o reservatório. A inclinação do contato óleo-água foi reproduzida por quatro regiões com contatos diferentes, variando de 668,5 a 673,0 m com intervalos de 1,5 m. Foram empregadas barreiras de transmissibilidades horizontais para evitar a migração de fluidos de uma região para outra. Uma corrida inicial sem produção confirmou o equilíbrio do modelo.

A simulação numérica de fluxo foi iniciada em 01/01/1986, dez meses antes do início da produção do reservatório e o histórico utilizado foi até 31/12/1992, totalizando 2588 dias. Todos os nove poços que atravessaram a Zona 400 nesta área drenaram o reservatório em algum momento durante o período analisado. A vazão de óleo dos poços foi proporcional à área drenada por cada um. Os poços internos (CAM-23, 148, 156, 169 e 226) tiveram as vazões informadas ao simulador de fluxo iguais às reais apresentadas nos seus históricos de produção; para o poço CAM-36, situado na fronteira, informou-se a metade dos valores reais; e para os poços situados nos vértices (CAM-11, 35 e 264),

## **5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO**

---

valores iguais a um quarto.

O principal controle inicial, tomado após a simulação de fluxo das primeiras imagens, foi a observação dos desvios do comportamento de produção em relação ao histórico. Foram utilizadas como ponto de controle para esta comparação as curvas de produção de água e pressão globais e não a produção de cada poço separadamente. Isso porque desejava-se alterar o comportamento de produção global de todas as imagens e não só localmente cada uma delas.

Para estas primeiras imagens, observou-se que as curvas de BSW e pressão apresentavam valores acima da realidade do campo. Para correção deste efeito, aumentou-se a continuidade lateral dos folhelhos determinísticos e diminuiu-se as dimensões iniciais do aquífero, sem que fossem necessárias alterações dos parâmetros da simulação estocástica.

### **5.2.2 - ORDENAÇÃO E SELEÇÃO DAS IMAGENS**

Após definidos os parâmetros de continuidade lateral dos folhelhos determinísticos e dimensões do aquífero de fundo, todas as cinquenta imagens foram submetidas à simulação de fluxo com o modelo de malha grosseira.

Do histórico de completações e recompletações dos nove poços que drenaram a Zona 400 no período de tempo analisado, chama-se atenção para os seguintes fatos: até 822 dias estava em produção somente o poço CAM-23, que foi fechado no tempo de 913 dias por pertencer à malha de drenagem de outro reservatório (Arenito MO-II); na maior parte do histórico de produção (de 913 até 2374 dias) o reservatório foi drenado por quatro poços (CAM-148, 156, 169 e 226), numa malha de 400 m de espaçamento entre os mesmos; e a partir de 2374 dias, teve início um programa de

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

recompletações dos poços da área para adequá-los ao projeto piloto de injeção de água, ocorrendo uma inversão na malha de drenagem com os poços produtores de óleo passando a ser injetores de água.

O comportamento do crescimento do BSW, da produção de água acumulada ( $W_p$ ) e da queda pressão de dez imagens na malha grosseira podem ser observados nas Figuras 5.7 a 5.9, ressaltando-se que as outras 40 imagens apresentaram comportamentos semelhantes. Nota-se que houve um bom ajuste do comportamento global de pressão e produção de água do reservatório. Vale salientar que a grande quantidade de oscilações na curva de BSW real, deve-se a problemas operacionais relacionados, principalmente, a vazamentos no *packer* que separa a Zona 400 do reservatório Arenito MO-II, onde se está injetando água por estes mesmos poços através de completação dupla.

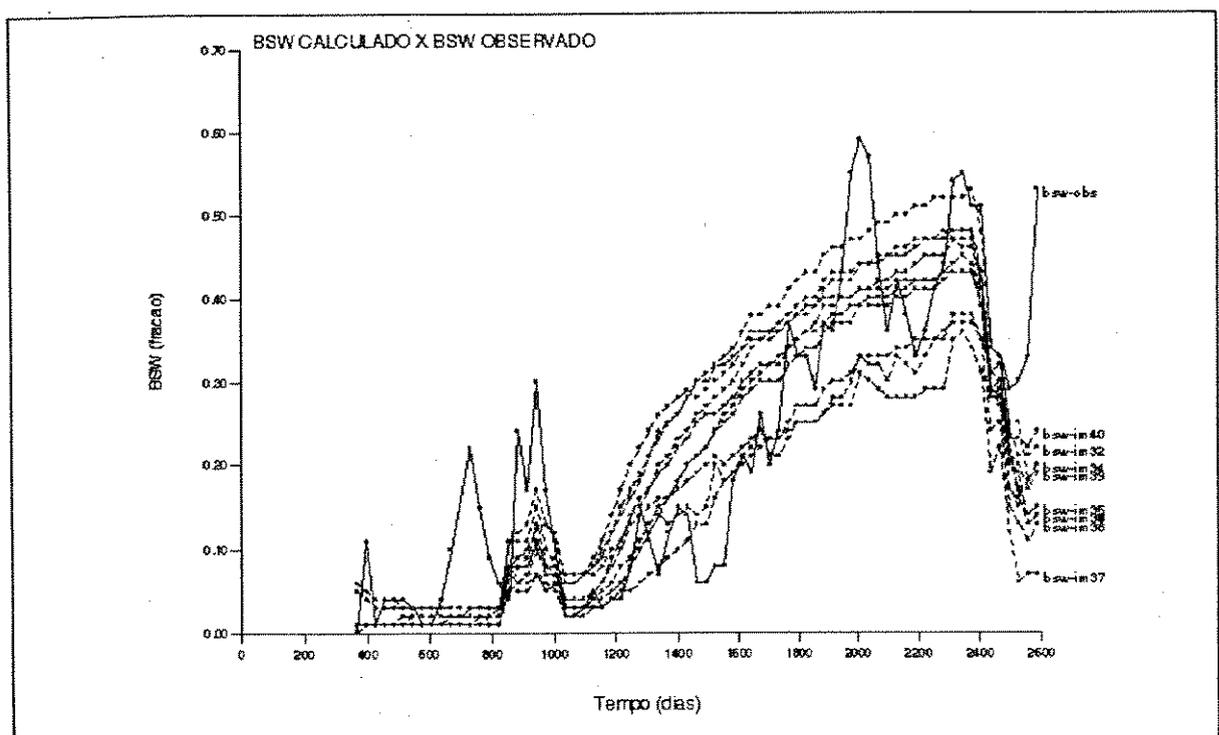


Fig. 5.7 - BSW x Tempo - Imagens 31 a 40 - Malha Grosseira.

5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

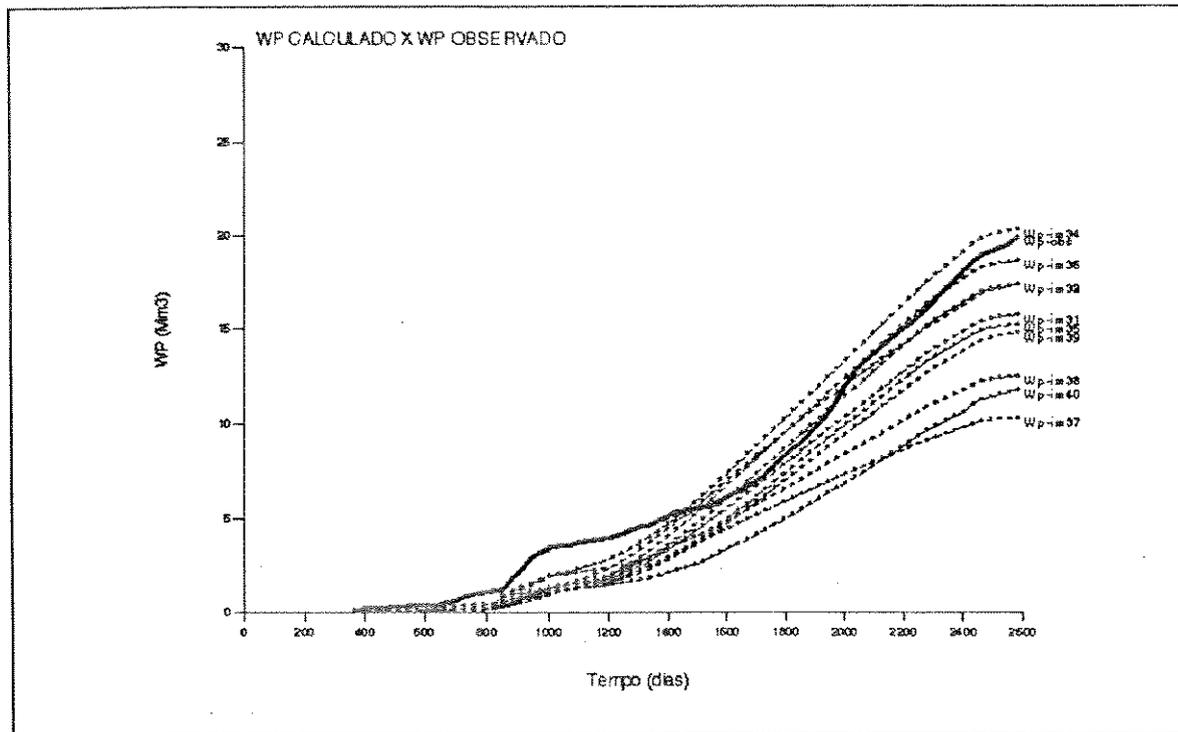


Fig. 5.8 - Produção de Água Acumulada x Tempo - Imagens 31 a 40 - Malha Grosseira.

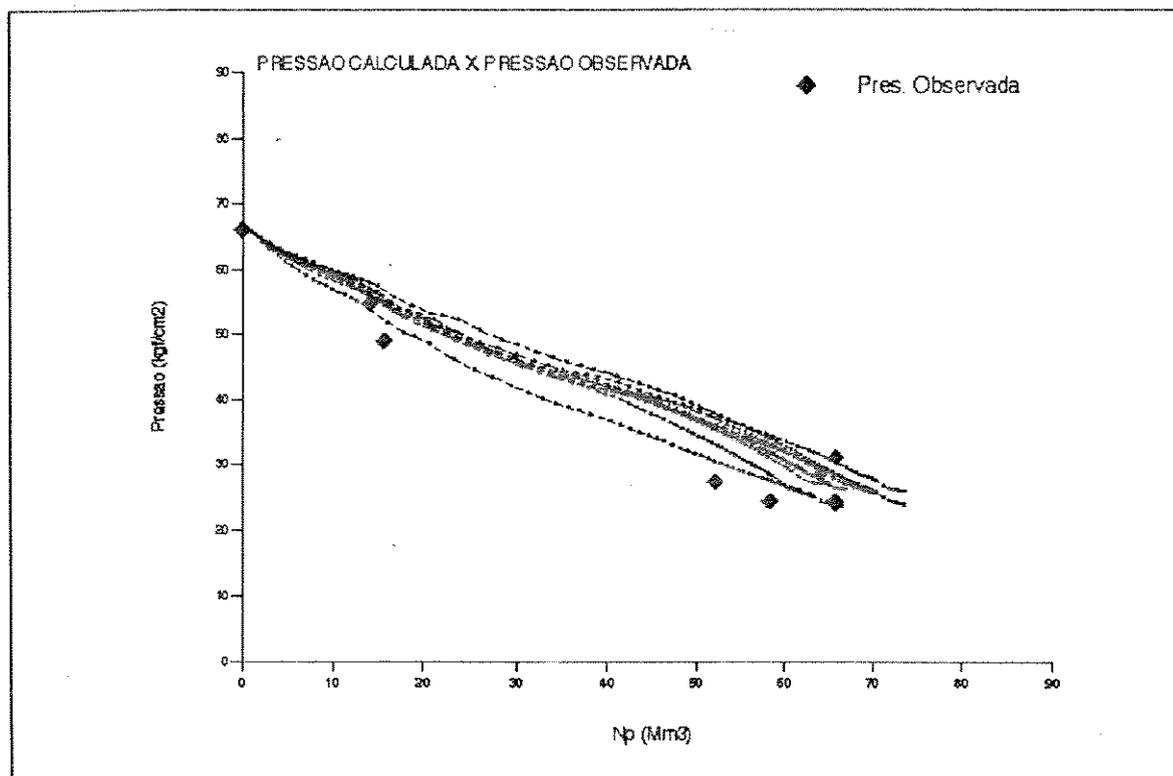


Fig. 5.9 - Pressão x Np - Imagens 31 a 40 - Malha Grosseira.

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

---

Uma vez que a análise anterior permitiu aceitar o comportamento de produção das 50 imagens geradas estocasticamente como representativo da Zona 400, partiu-se para a ordenação destas imagens. O parâmetro utilizado para esta tarefa foi o volume de água acumulada produzida ( $W_p$ ) devido às menores variabilidades das curvas apresentadas. Mesmo assim, observa-se pela Figura 5.8 que ao longo do tempo existem cruzamentos entre estas curvas, sugerindo que uma ordenação destas imagens em um certo momento não seria, necessariamente, mantida nos períodos seguintes.

Como procurava-se imagens que apresentassem um comportamento, ao longo de todo o histórico de produção, representativo dos percentis 10, 25, 50, 75 e 90%, procedeu-se a ordenação em cinco tempos diferentes (1200, 1600, 2000, 2300 e 2588 dias), selecionando-se as imagens que melhor reproduzissem em média os percentis acima nestes cinco tempos. Esta seleção baseou-se na média simples das classificações das imagens nestes tempos e numa inspeção visual da variabilidade destas curvas. As imagens selecionadas estão na Tabela 5.2 e os seus comportamentos da produção de água acumulada com o tempo na Figura 5.10.

Tab. 5.2 - Imagens Selecionadas para a Malha Grosseira.

---

PERCENT. (%)	IMAGEM	ORDENAÇÃO				
		1200	1600	2000	2300	2588
10	48	5	4	6	7	7
25	46	16	12	14	13	13
50	24	20	26	27	26	24
75	45	35	41	41	40	40
90	43	44	47	46	46	45

---

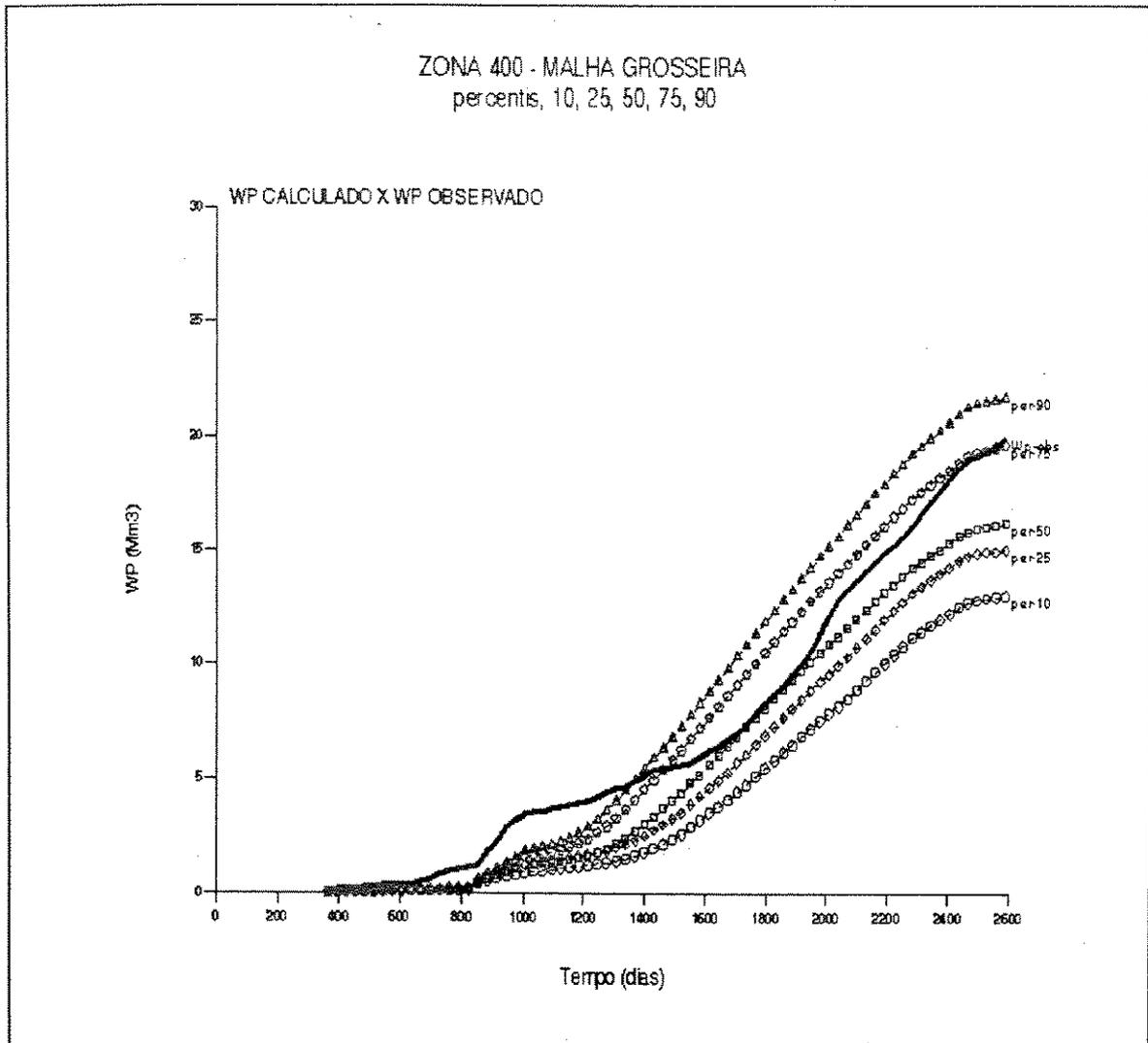


Fig. 5.10 - Produção da Água Acumulada x Tempo - Imagens Seleccionadas - Malha Grosseira.

### 5.2.3 - MANUTENÇÃO DA ORDENAÇÃO

Para obtenção de uma curva de distribuição de frequência acumulada (cdf) aproximada, do volume de água produzida acumulada (Wp) das imagens na malha original bastaria simular numericamente o fluxo nas cinco imagens seleccionadas no item anterior e utilizar as respostas de produção para esta

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

aproximação.

Este procedimento assume que a ordenação conseguida com o modelo de malha grosseira seja mantida para o modelo com a malha original. Porém, os resultados obtidos não confirmam esta manutenção da ordenação anterior, observando-se quase que uma inversão total do comportamento de produção das mesmas, com uma nítida tendência de aumento de produção de água (Fig. 5.11).

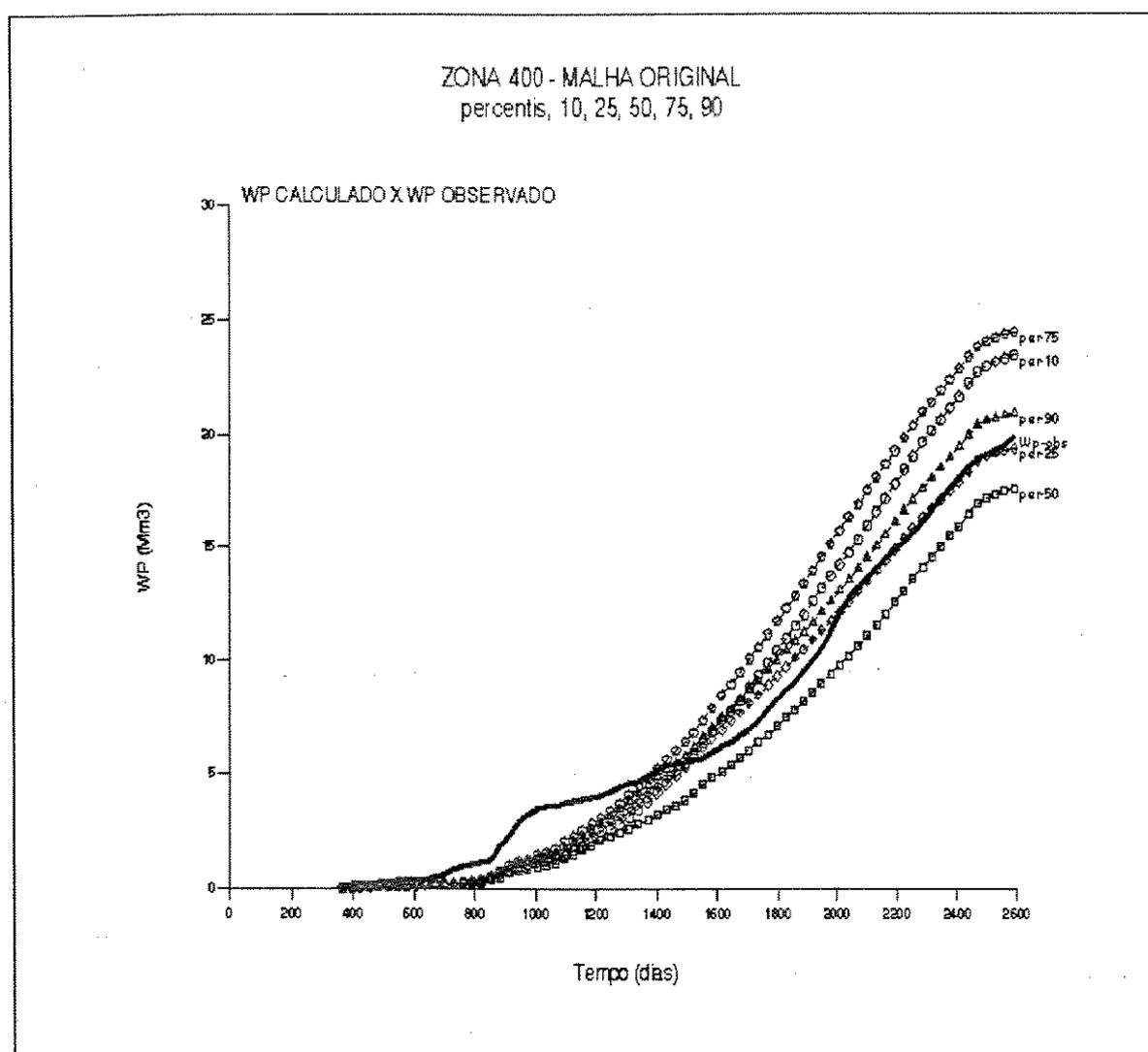


Fig. 5.11 - Produção de Água Acumulada x Tempo - Imagens Seleccionadas - Malha Refinada.

Visto que os valores das curvas de permeabilidade relativa,

## **5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO**

---

pressão capilar e de mobilidade água-óleo utilizados na simulação de fluxo da Zona 400 estão de acordo com os limites de aplicabilidade deste tipo de função de transferência definidos por Ballin (1992), procedeu-se uma análise para definição de outros parâmetros, que também estariam afetando os resultados obtidos.

O motivo identificado para a ocorrência deste fato foi a existência de folhelhos determinísticos no modelo da Zona 400, que servem de barreiras verticais ao fluxo de fluidos e que não estavam sendo bem representados na mudança de escala efetuada. Vale salientar que este tipo de heterogeneidade não foi testado pelos modelos utilizados por Ballin.

Como o princípio subjacente à utilização de funções de transferência é a rapidez e a praticidade, não seria coerente aplicar procedimentos de mudança de escala mais precisos, porém, mais onerosos em termos de tempo, sendo portanto preferível a simulação de fluxo na malha original. Por esta razão e por fugir ao escopo do trabalho, o problema de transferência de escala apresentado não foi analisado partindo-se para a construção da cdf real dos  $W_p$  das imagens na malha original.

### **5.3 - MODELO COM MALHA ORIGINAL**

Para obtenção da cdf real dos  $W_p$  das imagens na malha original, modelou-se numericamente o fluxo em 30 das 50 imagens equiprováveis disponíveis. Reduziu-se o número de imagens devido ao maior tempo de processamento do simulador de fluxo na malha original.

Os históricos de produção de óleo, completação e recompletação dos poços, bem como as propriedades de fluidos utilizadas para inicialização destes modelos foram os mesmos

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

empregados com a malha grosseira. Os parâmetros de rocha é que divergiram, já que neste caso foram utilizadas diretamente para cada célula as propriedades médias da eletrofácies correspondente (Tab. 5.1), não se fazendo necessário o processo de transferência de escala.

### 5.3.1 - ORDENAÇÃO E SELEÇÃO DAS IMAGENS

O comportamento do crescimento do BSW, do volume de água acumulada produzida ( $W_p$ ) e da queda da pressão de 9 das 30 imagens podem ser observados nas Figuras 5.12 a 5.14, ressaltando-se que as outras 21 apresentaram resultados semelhantes. Novamente houve um ajuste razoável do comportamento global de produção de água do reservatório; porém, o comportamento de pressão ficou acima do real, preferindo-se privilegiar os pontos finais da curva, já que não se conseguiu fitar todo o comportamento.

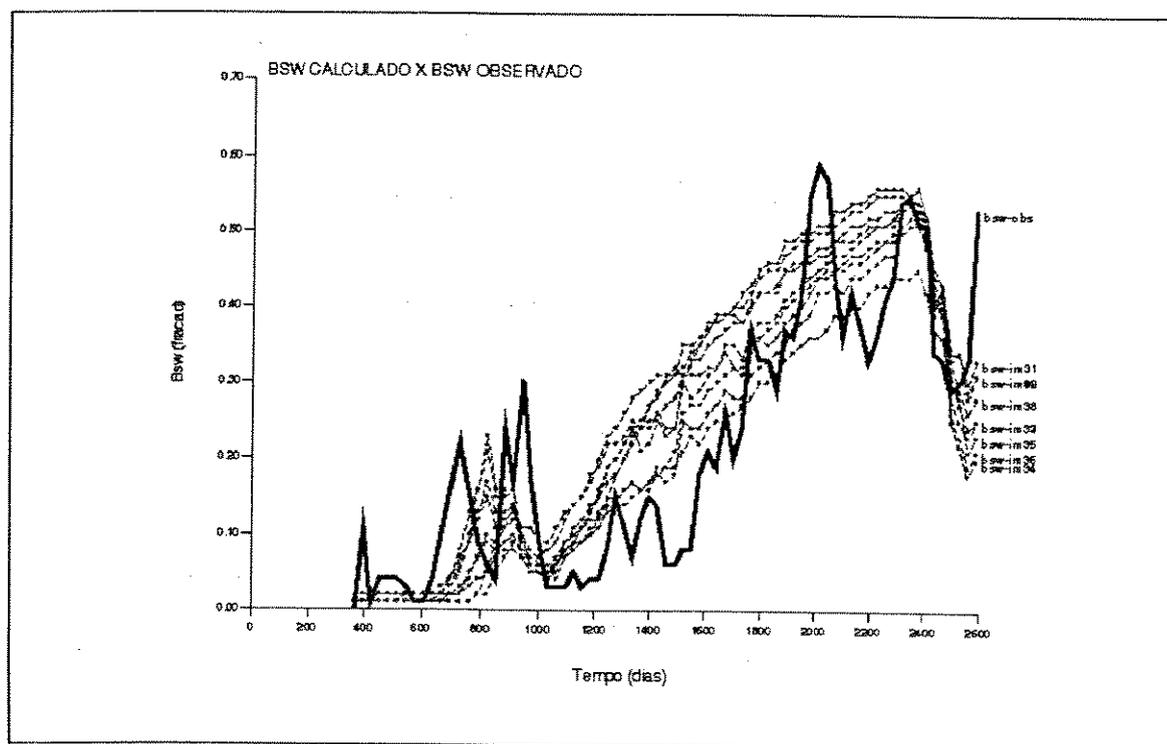


Fig. 5.12 - BSW x Tempo - Malha Original.

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

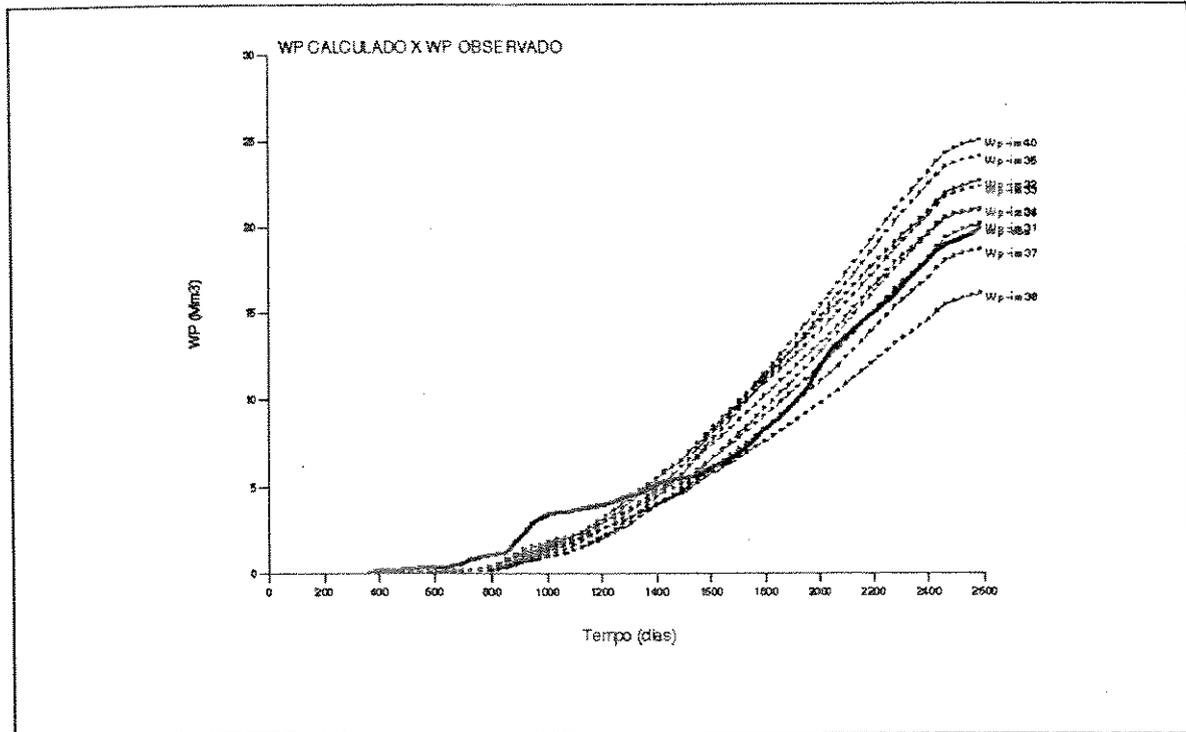


Fig. 5.13 - Produção de Água Acumulada x Tempo - Malha Original.

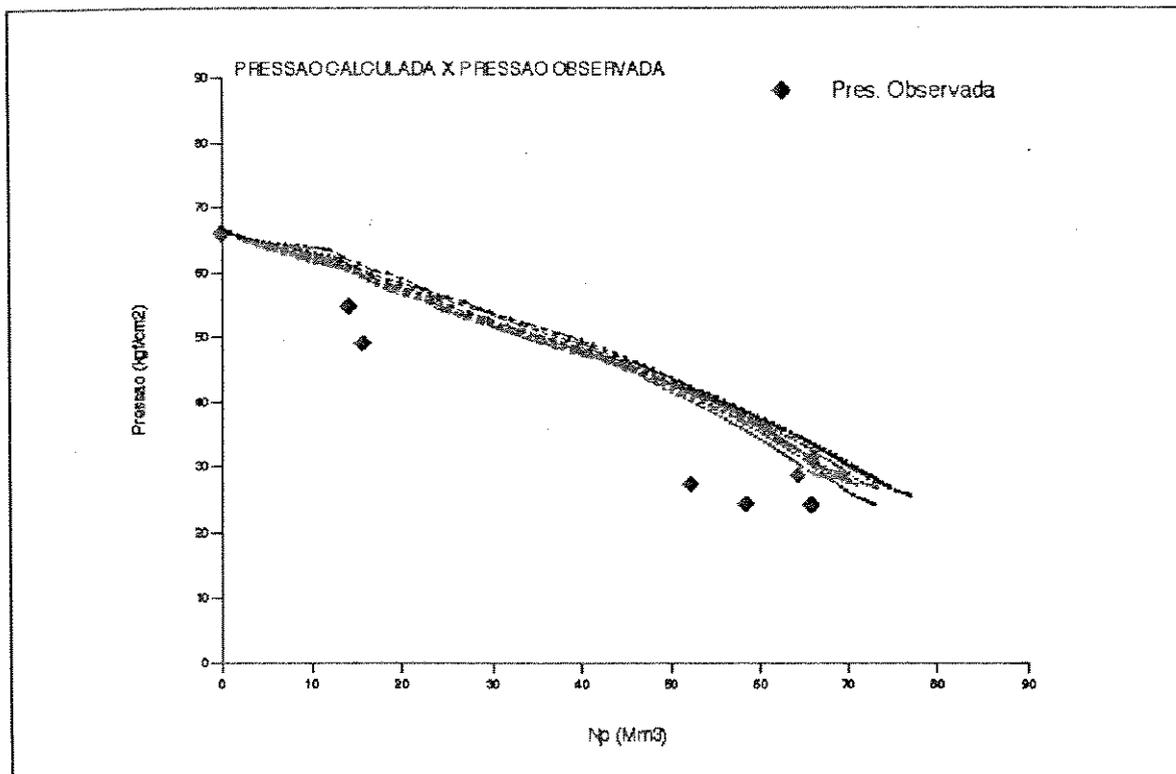


Fig. 5.14 - Pressão x Np - Malha Original.

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

---

Em comparação com a malha grosseira, observa-se que de maneira geral ocorreu um aumento nos níveis de produção de água e de pressão média do reservatório, reiterando o problema de representação dos folhelhos determinísticos no processo de transferência de escala, já que estes são barreiras de transmissibilidades verticais à atuação do aquífero de fundo. Este resultado indica que o aquífero de fundo está mais isolado do reservatório na malha grosseira do que na original, demonstrando que o valor de corte 10% para a porosidade foi uma restrição muito forte ao fluxo.

Existe uma baixa correlação entre as distribuições dos  $W_p$  das 30 imagens quando simuladas com a malha original e com a grosseira (Fig. 5.15). Nota-se que quanto maior o tempo de produção, menor será esta correlação. O índice de correlação ordinal (*rank correlation*) apresenta um valor máximo de 0,632 no tempo de 1200 dias de produção. Vale ressaltar que Ballin (1992a) definiu como valor mínimo aceitável, para obtenção de uma boa manutenção de ordenação entre duas distribuições, o índice de correlação ordinal de 0,78.

As Figuras 5.16a e 5.16b mostram que não seria possível construir a cdf aproximada dos  $W_p$  do conjunto de imagens na malha original utilizando as cinco imagens selecionadas na malha grosseira (Tab. 5.2). Isso porque a hipótese de uma função monótona crescente seria fortemente violada, não permitindo sequer correções das relações de ordenação (CRO).

O processo usado para ordenação do comportamento de produção das 30 imagens na malha original foi igual ao anterior; o parâmetro utilizado foi novamente o volume de água acumulada produzida ( $W_p$ ), selecionando-se as imagens que melhor representavam em média os percentis 10, 25, 50, 75 e 90% nos mesmos cinco tempos (1200, 1600, 2000, 2300 e 2588 dias), ou seja, ao longo de todo o histórico de produção. As imagens

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

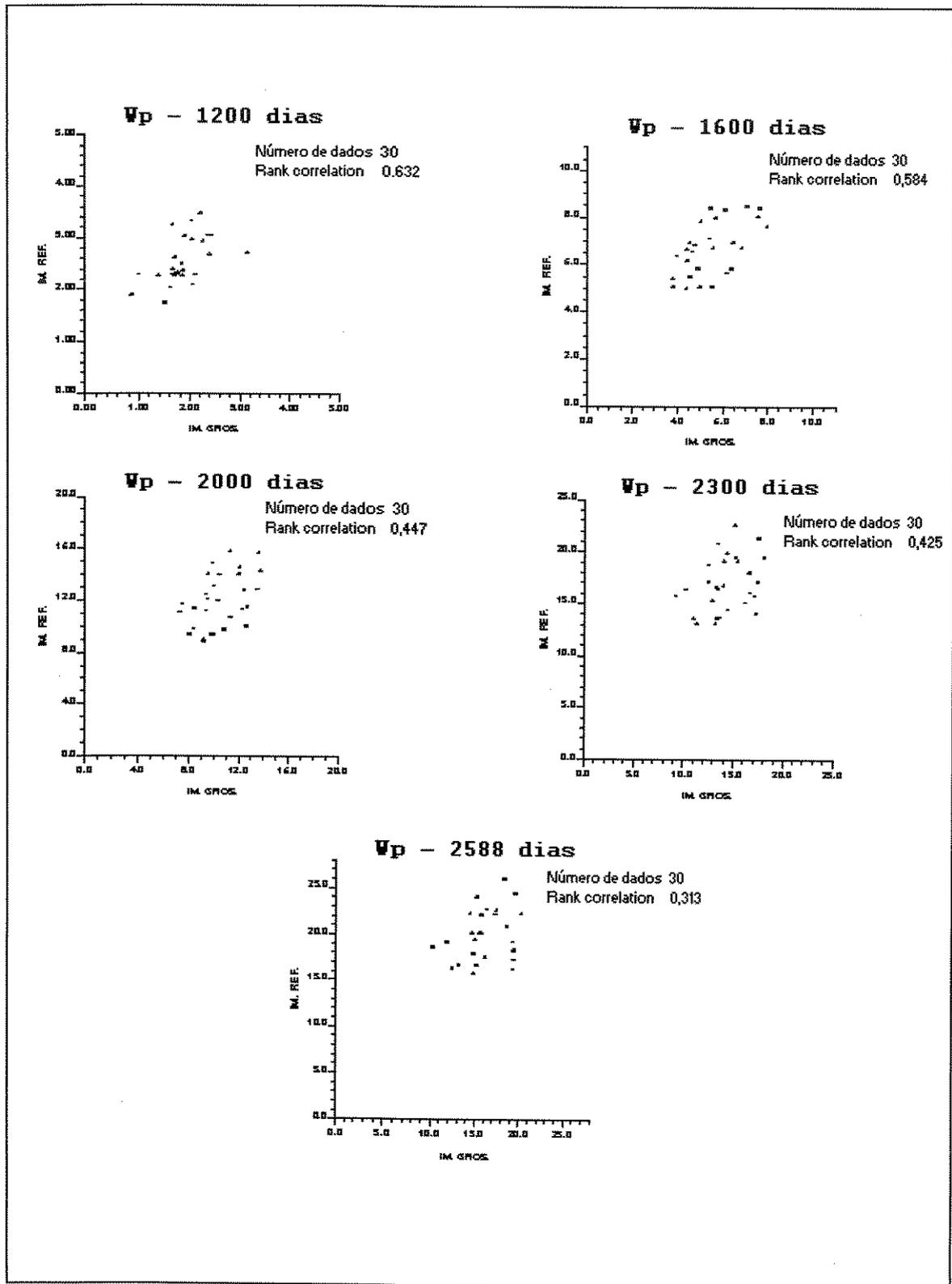


Fig. 5.15 - Produção de Água Acumulada - Malha Original x Malha Grosseira para os Tempos de Produção de 1200, 1600, 2000, 2300 e 2588 dias.

5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

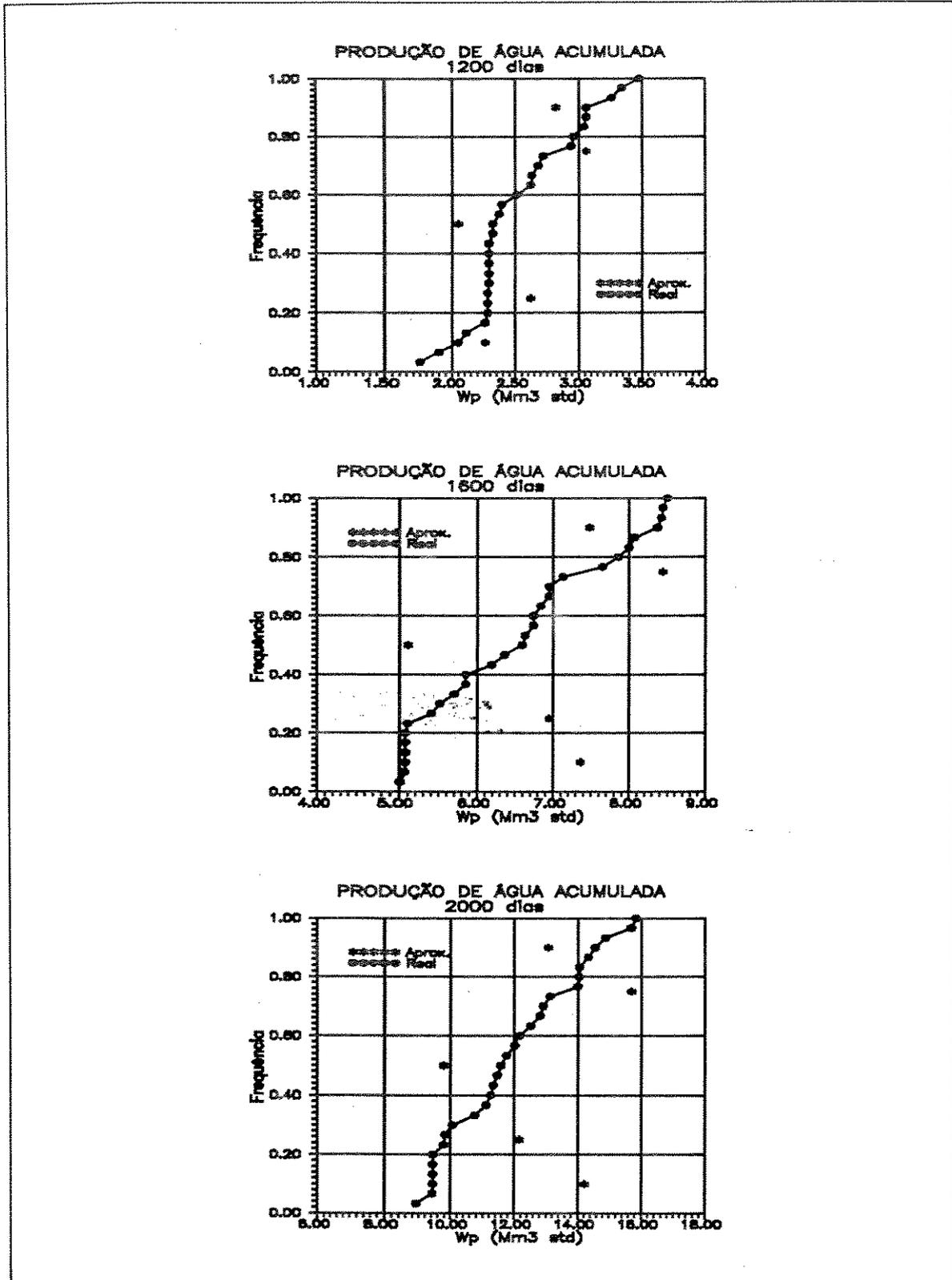


Fig. 5.16a - Curva de Distribuição de Frequência Acumulada para a Produção de Água Acumulada (WP) - Real x Aproximada por Malha Grosseira. Tempos 1200, 1600 e 2000 dias.

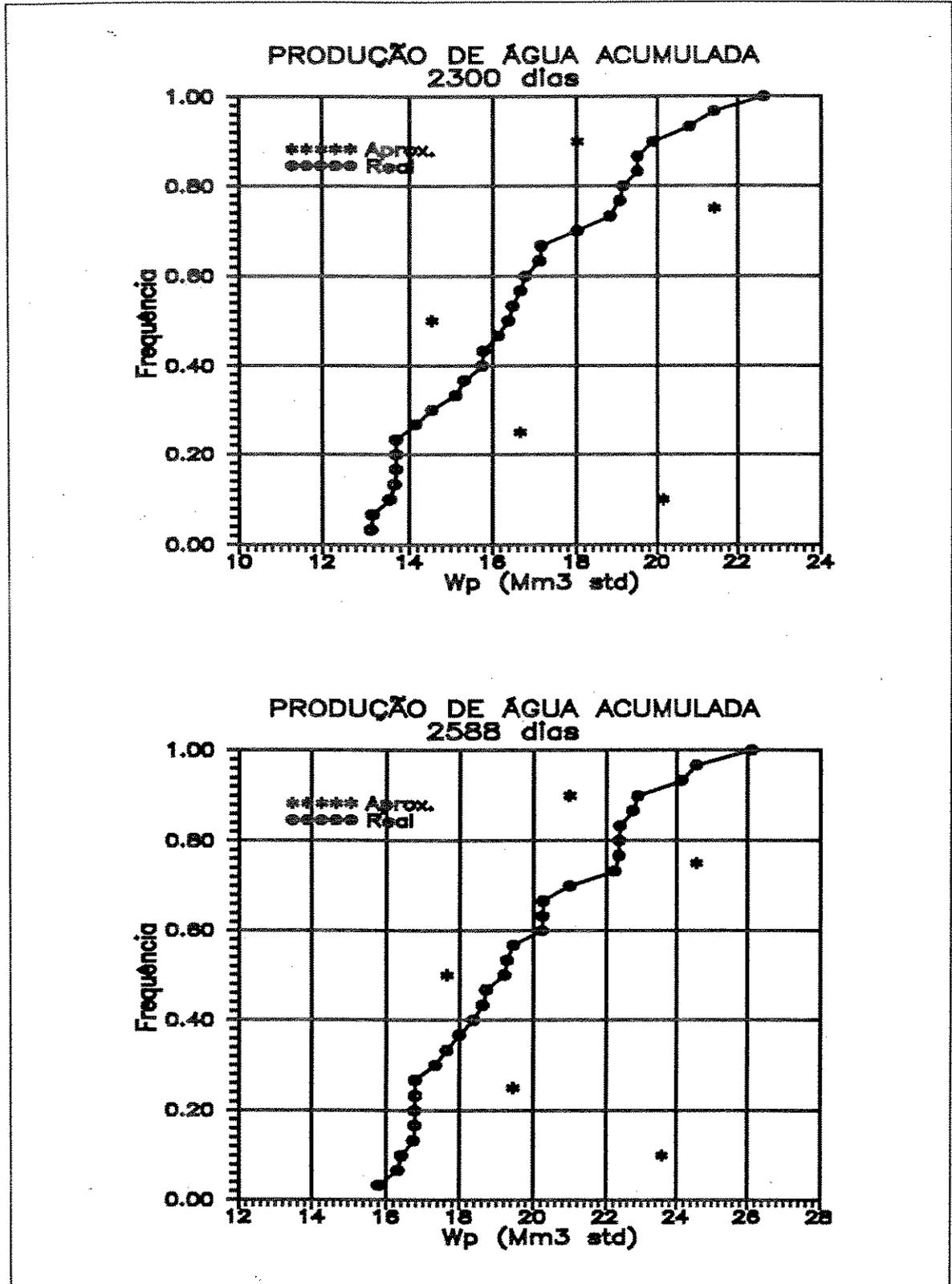


Fig. 5.16b - Curva de Distribuição de Freqüência Acumulada para a Produção de Água Acumulada (WP) - Real x Aproximada por Malha Grosseira. Tempos 2300 e 2588 dias.

## 5 - SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE FLUXO

selecionadas estão na Tabela 5.3 e os seus comportamentos de produção de água acumulada com o tempo na Figura 5.17.

Tab. 5.3 - Imagens Selecionadas para a Malha Original.

PERCENTIL (%)	IMAGEM	ORDENAÇÃO				
		1200	1600	2000	2300	2588
10	20	5	5	3	5	6
25	12	6	9	10	10	9
50	46	18	19	17	16	16
75	15	23	26	26	26	24
90	45	26	28	29	29	29

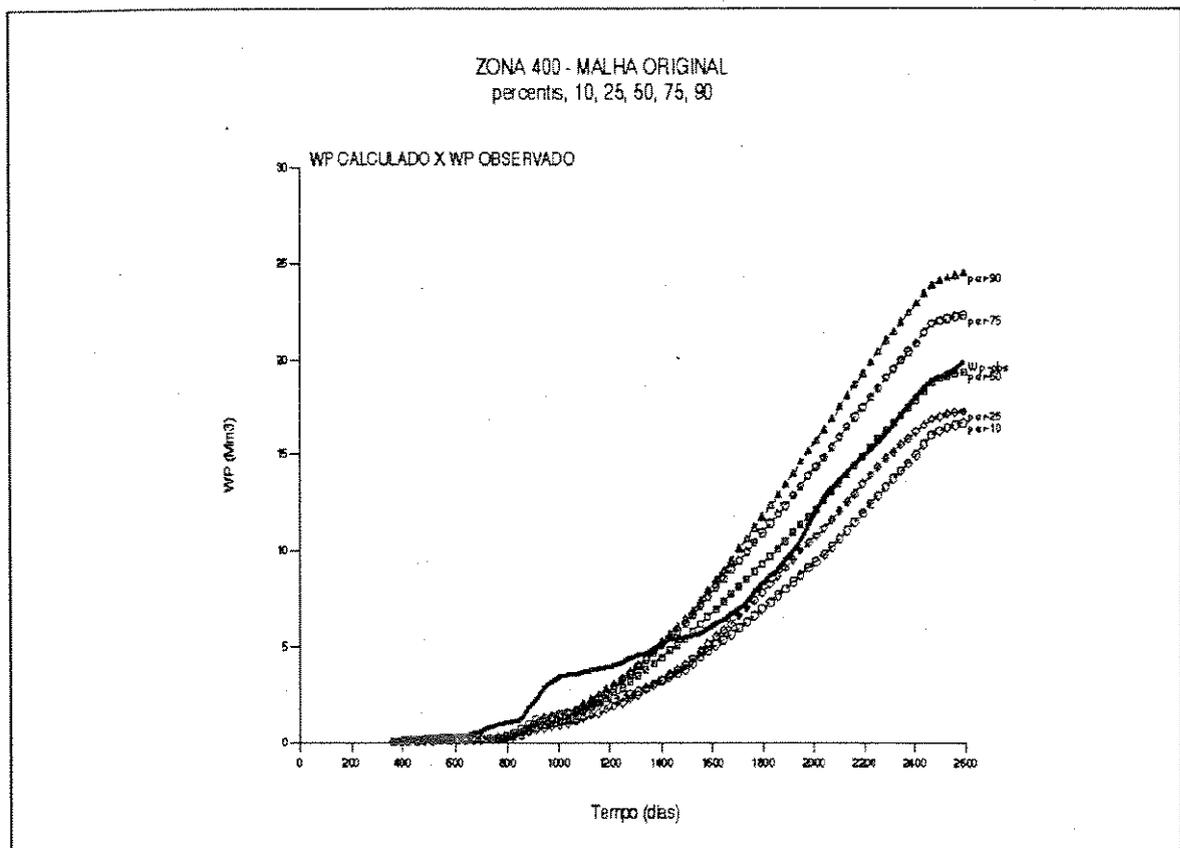


Fig. 5.17 - Produção da Água Acumulada x Tempo - Imagens Selecionadas - Malha Original. Imagens Percentis 10, 25, 50, 75 e 90%.

### 5.4 - ANÁLISE FINAL

A ordenação das imagens equiprováveis através de parâmetros de desempenho dinâmicos faz com que se tenha uma maior objetividade na análise dos resultados obtidos, já que esta ordenação se baseará no próprio fenômeno que se deseja examinar.

A utilização, como função de transferência, de um modelo de simulação de fluxo com malha mais grosseira que a original acarretou uma economia, em termos de tempo de processamento computacional, em torno de 85%. Porém, a ordenação dos volumes de água acumulada ( $W_p$ ) obtidos através deste processo apresentou problemas de manutenção desta ordenação quando comparado com o resultado da malha original, inviabilizando a utilização destas funções para classificar as imagens.

Este problema de perda de ordenação, deveu-se a existência de folhelhos determinísticos na Zona 400 que servem de barreiras verticais ao fluxo de fluidos e que não foram bem representados, no processo da mudança de escala efetuado.

A classificação das imagens em cinco diferentes instantes do histórico de produção foi essencial para obtenção das realizações que apresentassem um comportamento médio representativo de cada percentil desejado, pois foram observadas variações na ordenação das curvas no transcorrer do histórico.

O comportamento de produção de água na simulação de fluxo utilizando a malha original representou bem o histórico global dos poços da área de interesse. Já as pressões ficaram acima dos valores reais, porém o resultado foi considerado bom pois privilegiou os pontos finais da curva.

## **6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO**

As cinco imagens selecionadas no capítulo anterior foram utilizadas para a análise do efeito de adensamento da malha de drenagem na recuperação primária de óleo da Zona 400. Obteve-se uma curva de distribuição de frequência acumulada (cdf) aproximada do fator de recuperação de óleo, para cada um dos quatro espaçamentos testados: 400, 280, 200 e 140 m. A partir destas cdf foi possível calcular as recuperações de óleo mais prováveis, bem como, faixas de variação em torno deste valor com o grau de incerteza desejado.

Neste reservatório, observou-se a existência de um espaçamento ótimo, a partir do qual haveria uma diminuição na recuperação final de óleo. Tal situação decorreu principalmente do retardamento da atuação do aquífero de fundo na manutenção de pressão com o aumento da taxa de drenagem do reservatório. Foram registrados problemas de manutenção da ordenação original das imagens nas extrapolações de produção realizadas com a violação da hipótese de a cdf ser uma função monótona crescente. As correções das relações de ordenação (CRO) foram possíveis nestes casos, obtendo-se resultados satisfatórios.

### **6.1 - COMPORTAMENTO DE PRODUÇÃO DAS IMAGENS**

Considerou-se uma extrapolação de dez anos de produção a partir de 01/07/1992 (2374 dias de histórico). Este tempo de extrapolação corresponde a aproximadamente duas vezes o histórico

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

---

de produção disponível.

Os parâmetros de rocha e fluido foram os mesmos utilizados na simulação do histórico de produção das imagens na malha original (Item 5.3). Adotou-se a política de abrir à produção todas as células dos poços com condições de fluxo (eletrofácies 1 e 2), a exceção das que estivessem abaixo da sétima camada, por causa da proximidade do contato óleo-água. Foi utilizada a opção de fechamento automático do intervalo canhoneado que apresentasse valores de BSW acima de 90%. Os limites de vazões e pressão de fluxo estão apresentados na Tabela 6.1.

Tab. 6.1 - Limites de Vazão e Pressão para a Extrapolação de Produção.

---

Vazão Bruta Máxima (m <sup>3</sup> /dia)	Limite Econômico de Vazão Óleo (m <sup>3</sup> /dia)	Pressão de Fluxo Mínima (Kgf/cm <sup>2</sup> )
20,0	0,5	2,0

---

O número de poços produtores utilizados variou de acordo com a malha de drenagem analisada, sendo igual a 4, 13, 25 e 41 poços para os espaçamentos de 400, 280, 200 e 140 m respectivamente. Considerou-se a entrada simultânea em operação de todos os poços no início da extrapolação, com a vazão inicial de óleo por poço sendo a mesma para os quatro casos. Esta vazão foi proporcional à área de drenagem de cada poço e igual à média obtida no final do histórico para os poços localizados internamente à área de interesse.

Assim, a vazão total de óleo no instante inicial da extrapolação não foi a mesma para todos os espaçamentos. Ocorreu, então, um incremento de produção muito grande, sendo respectivamente de 20, 40, 80 e 160 m<sup>3</sup>/dia para as malhas de

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

---

drenagem anteriores.

Ao se classificar as imagens com base nos volumes de água acumulada produzida ( $W_p$ ) se está, na realidade, ordenando o grau de facilidade com que a água do aquífero possa atingir os poços produtores e, conseqüentemente, prejudicar a produção de óleo. A expectativa, então, é de que a tendência de crescimento da recuperação de óleo ( $F_{ro}$ ) seja inversamente proporcional à classificação das imagens, já que as com percentis mais elevados, por construção, apresentam maiores produções de água.

A adoção da estratégia de fixar a vazão de óleo por poço e não a de líquido total ( $Q_{liq}$ ) mostrou-se bastante adequada, pois provocou a existência de maiores  $Q_{liq}$  nas imagens em que ocorre maior invazão de água, ou seja, naquelas classificadas com percentis maiores. Este fato se deve aos poços destas imagens apresentarem um nível de BSW mais elevado, realçando mais rapidamente a atuação das diferenças de heterogeneidades no comportamento de produção.

Ao final do tempo de extrapolação de produção (6027 dias), a análise dos fatores de recuperação de óleo (Fig. 6.1), para os diversos espaçamentos ressalta dois comportamentos: a não manutenção da tendência crescente dos  $F_{ro}$  com a diminuição dos percentis, e a ocorrência de um espaçamento ótimo onde obteria-se um fator de recuperação de óleo máximo.

Por ser um problema mais específico para cada malha de drenagem analisada, a perda da tendência esperada de crescimento dos  $F_{ro}$  será discutida nos itens seguintes, nos quais serão construídas as cdf dos  $F_{ro}$  para todos os espaçamentos entre poços considerados.

Quanto à existência de uma recuperação máxima de óleo para cada imagem, observa-se que ela está diretamente associada ao

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

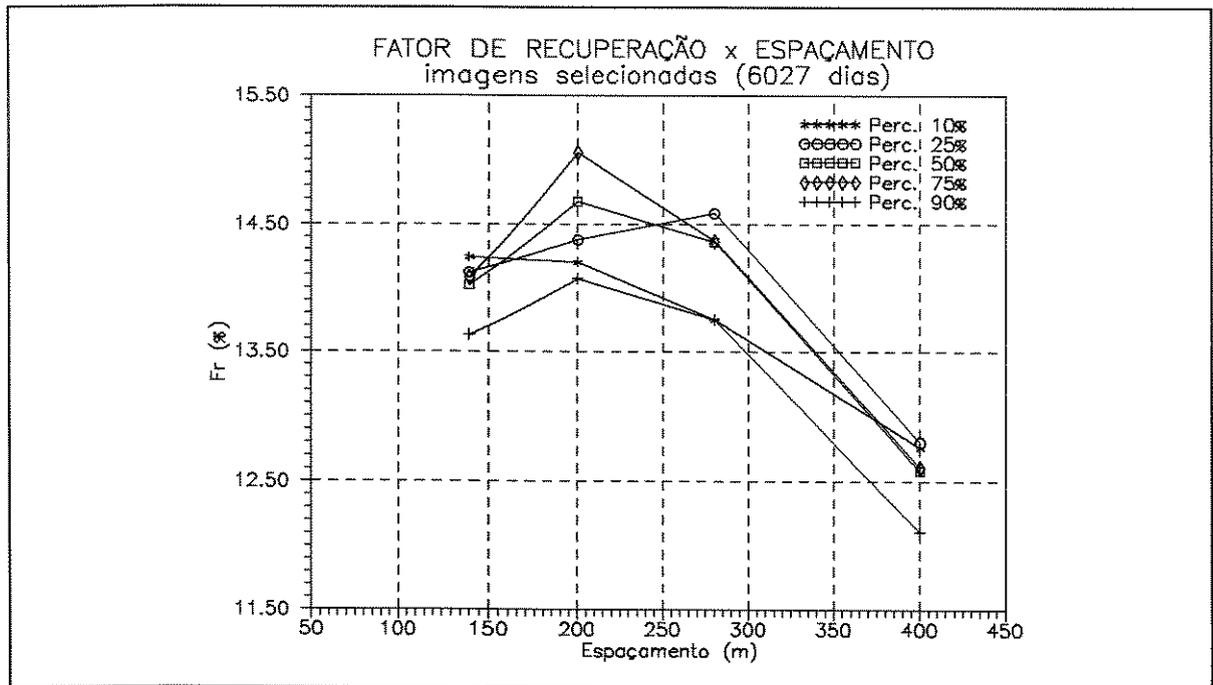


Fig. 6.1 - Fatores de Recuperação de Óleo no Final da Extrapolação de Produção.

retardamento da atuação do aquífero como mecanismo de manutenção de pressão do reservatório. Este fato será discutido a seguir.

A capacidade de atuação do aquífero como mecanismo de manutenção da pressão do reservatório é limitada, visto que no final do histórico de produção o nível de pressão já era metade do valor original para um fator de recuperação de óleo ( $F_{r_o}$ ) de aproximadamente 7,7%. Esta limitação torna o comportamento de pressão bem sensível à taxa com que o reservatório está sendo drenado.

Observa-se, para a mesma imagem, maiores depleções à proporção que a vazão de líquido total ( $Q_{liq}$ ) aumenta. As curvas do comportamento de pressão de todas as imagens para os diversos espaçamentos (Fig. 6.2 a 6.6), confirmam este comportamento. Esta depleção muito rápida promove o atingimento do limite de pressão mínima para produção, reduzindo o benefício da atuação do aquífero e conseqüentemente promovendo um decréscimo no  $F_{r_o}$ .

6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

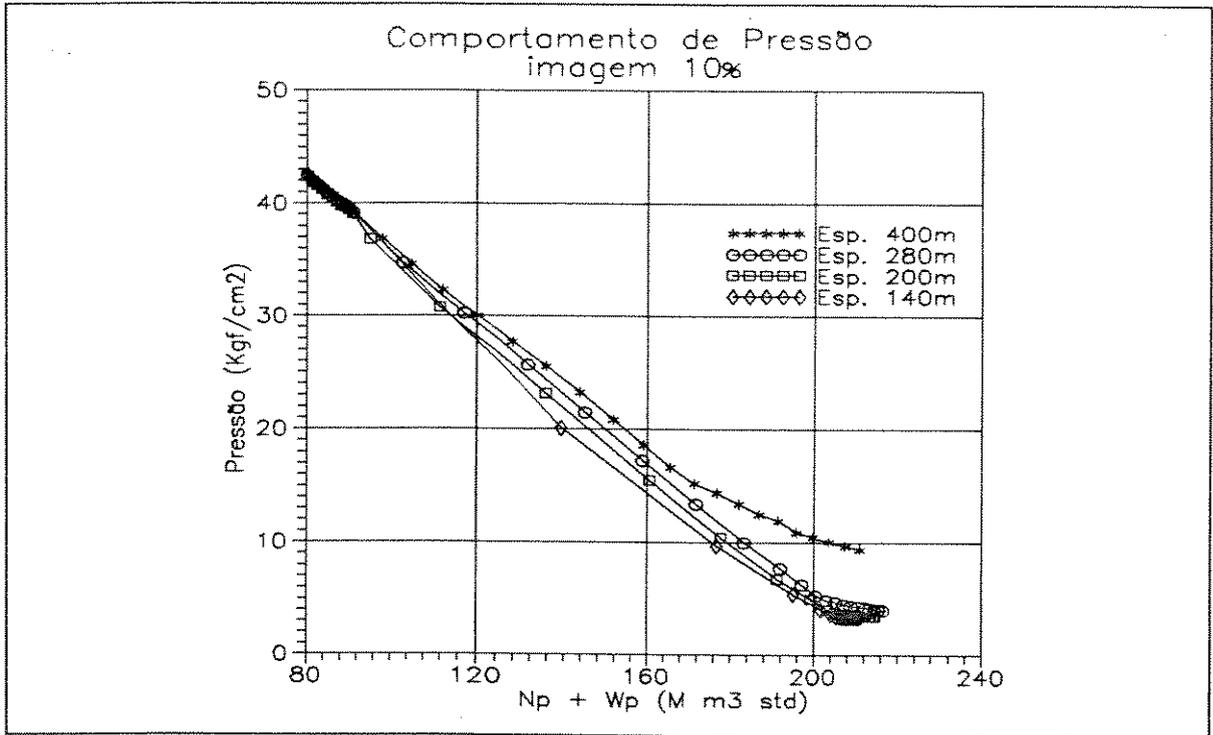


Fig. 6.2 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 10%.

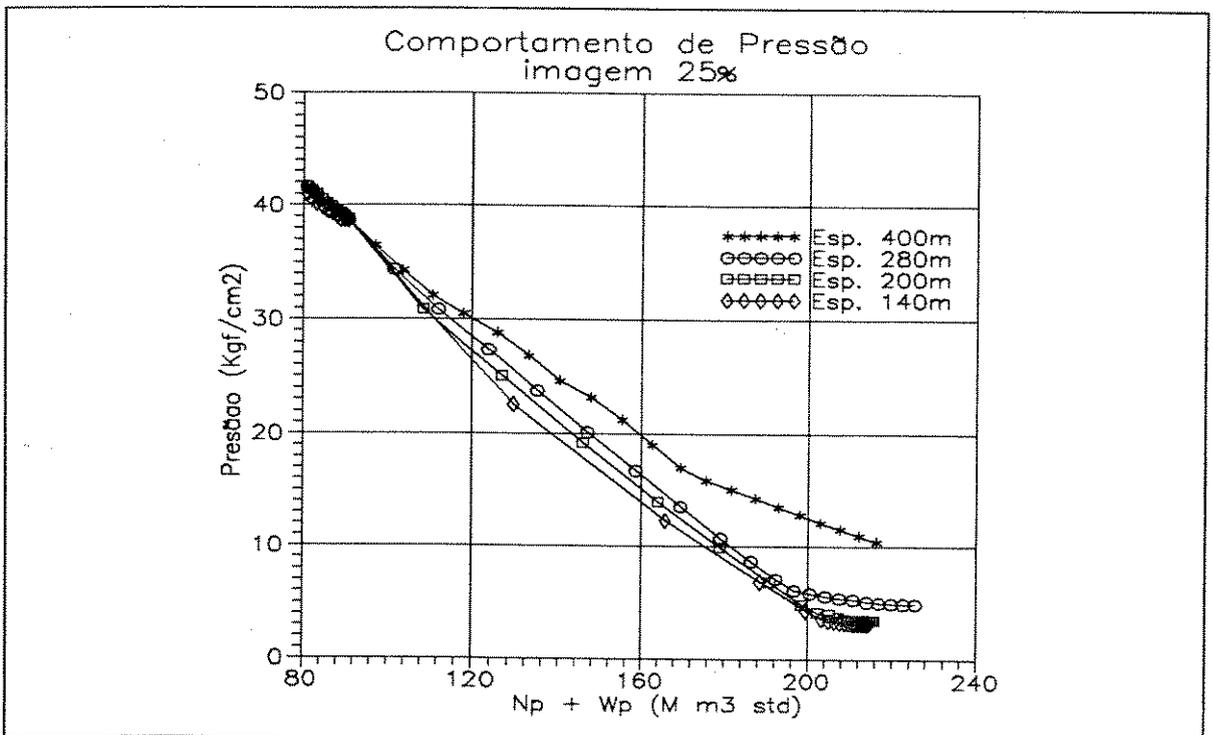


Fig. 6.3 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 25%.

6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

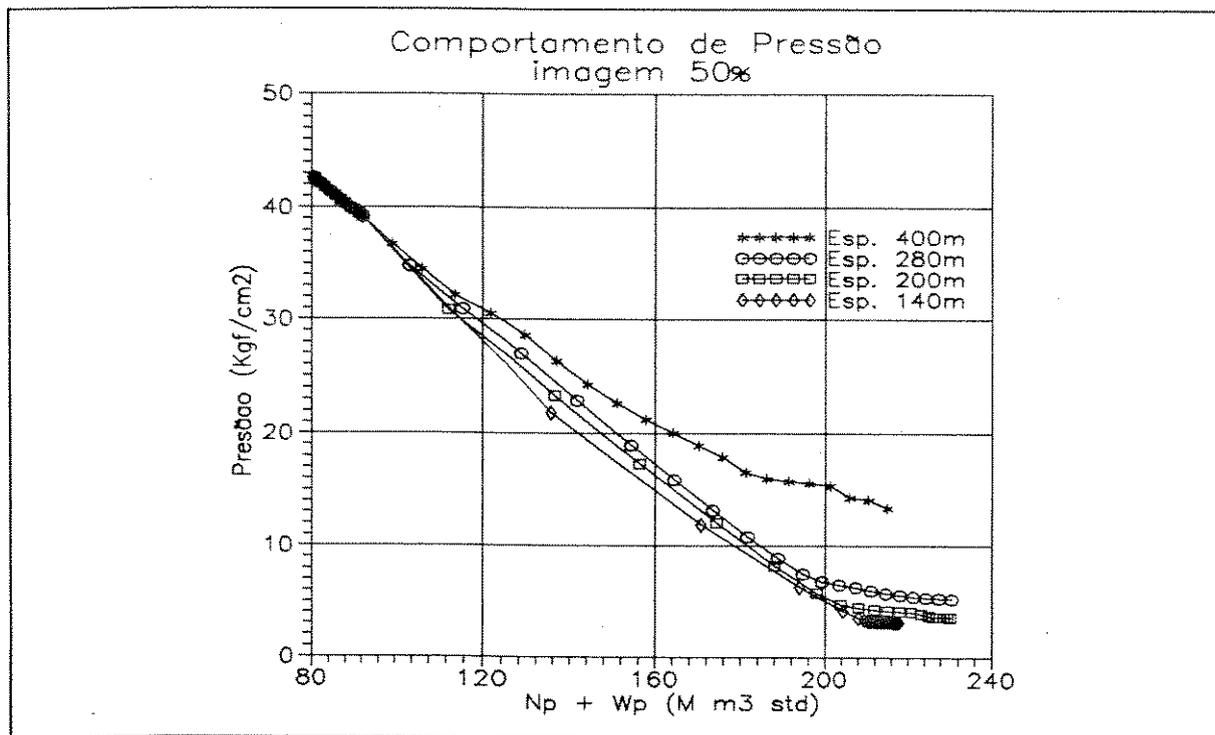


Fig. 6.4 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 50%.

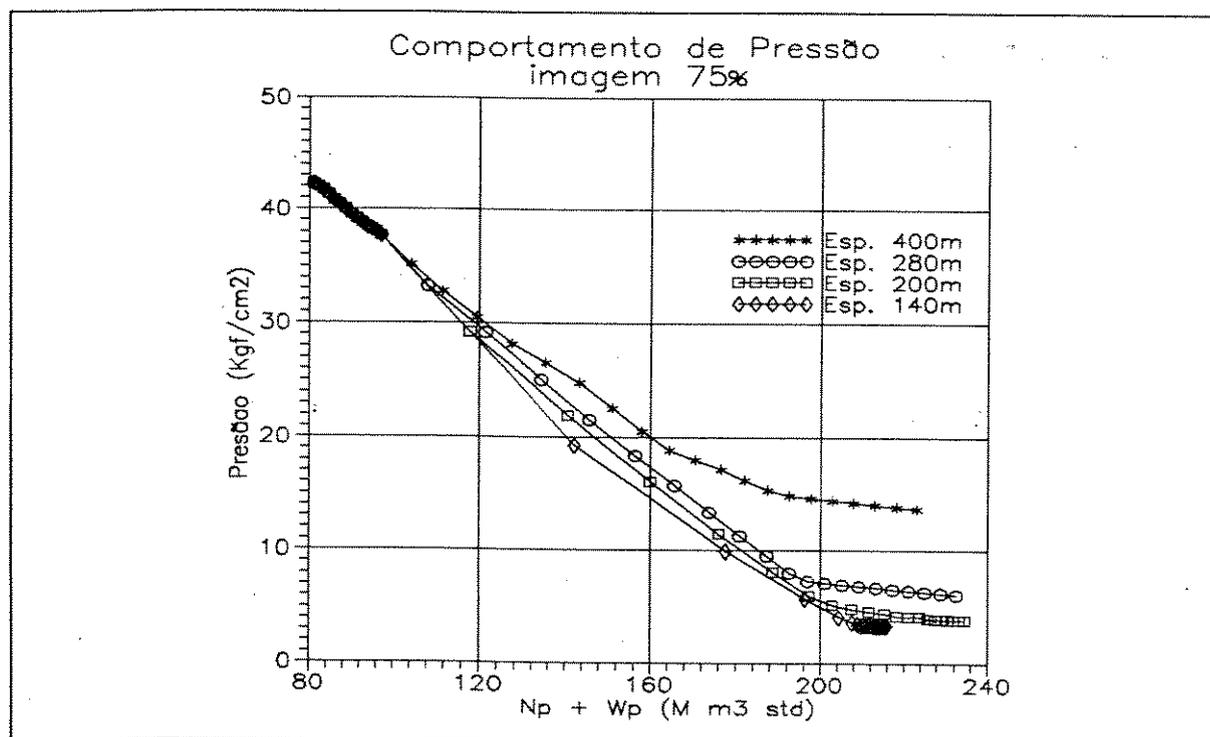


Fig. 6.5 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 75%.

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

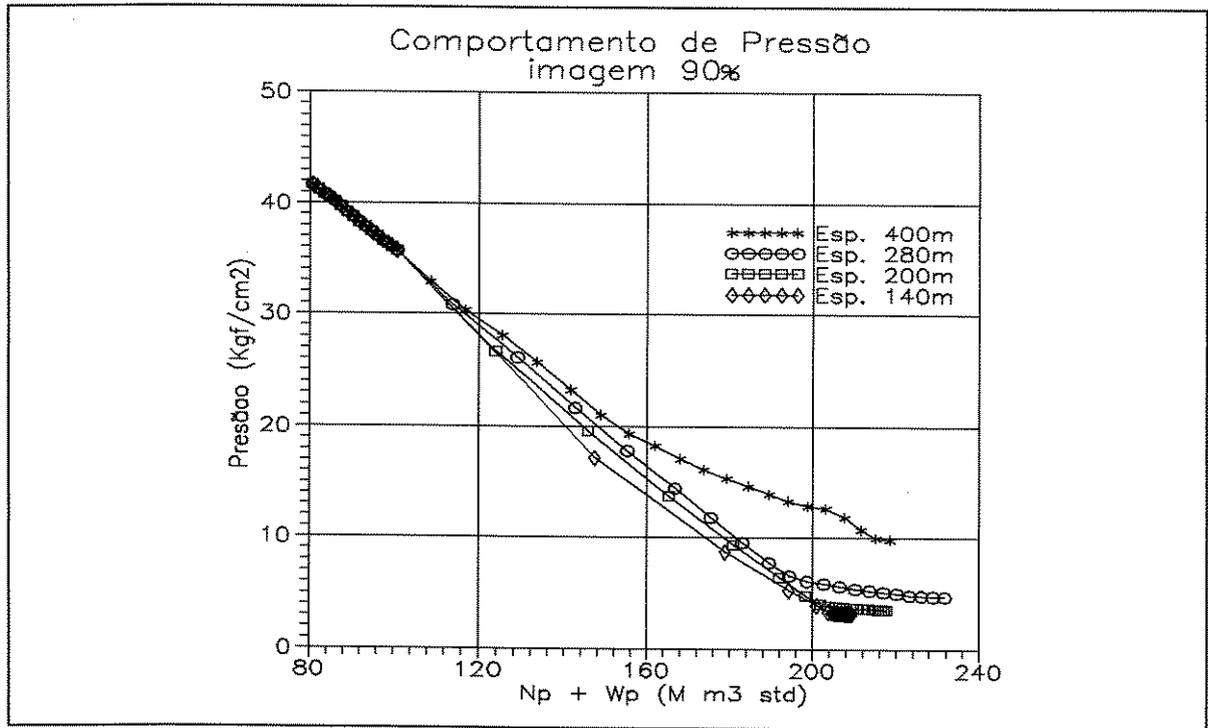


Fig. 6.6 - Comportamento de Pressão - Imagem Percentil 90%.

Corroborando esta análise, foi observado em todas as imagens um decréscimo do volume de água produzida acumulada ( $W_p$ ) à proporção que a malha de drenagem foi reduzida (itens 6.2 a 6.5), atestando a menor influência do influxo de água com o incremento da taxa de drenagem.

Todas as imagens, a menos da de percentil 10%, apresentaram o efeito da existência de um espaçamento que fornecia um valor máximo de recuperação de óleo. Este comportamento da imagem 10% pode ser compreendido ao se analisar as suas curvas de pressão (Fig. 6.2). Observa-se uma pequena atuação do aquífero já a partir do espaçamento de 280 m, não sendo notadas diferenças entre as curvas, principalmente para os tempos finais de extrapolação. Assim, os incrementos na recuperação de óleo deveram-se basicamente a melhor drenagem do reservatório do que no espaçamento anterior.

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

### 6.2 - ESPAÇAMENTO DE 400 m

Para o espaçamento de 400 m foram utilizados quatro poços drenando o reservatório, sendo que três (CAM-148, 156 e 226) já estavam em operação no final do histórico de produção. Considerou-se o retorno do poço CAM-169 com vazão de óleo de 5,0 m<sup>3</sup>/dia, por esta ser a vazão média dos três poços anteriores neste instante (Fig. 6.7).

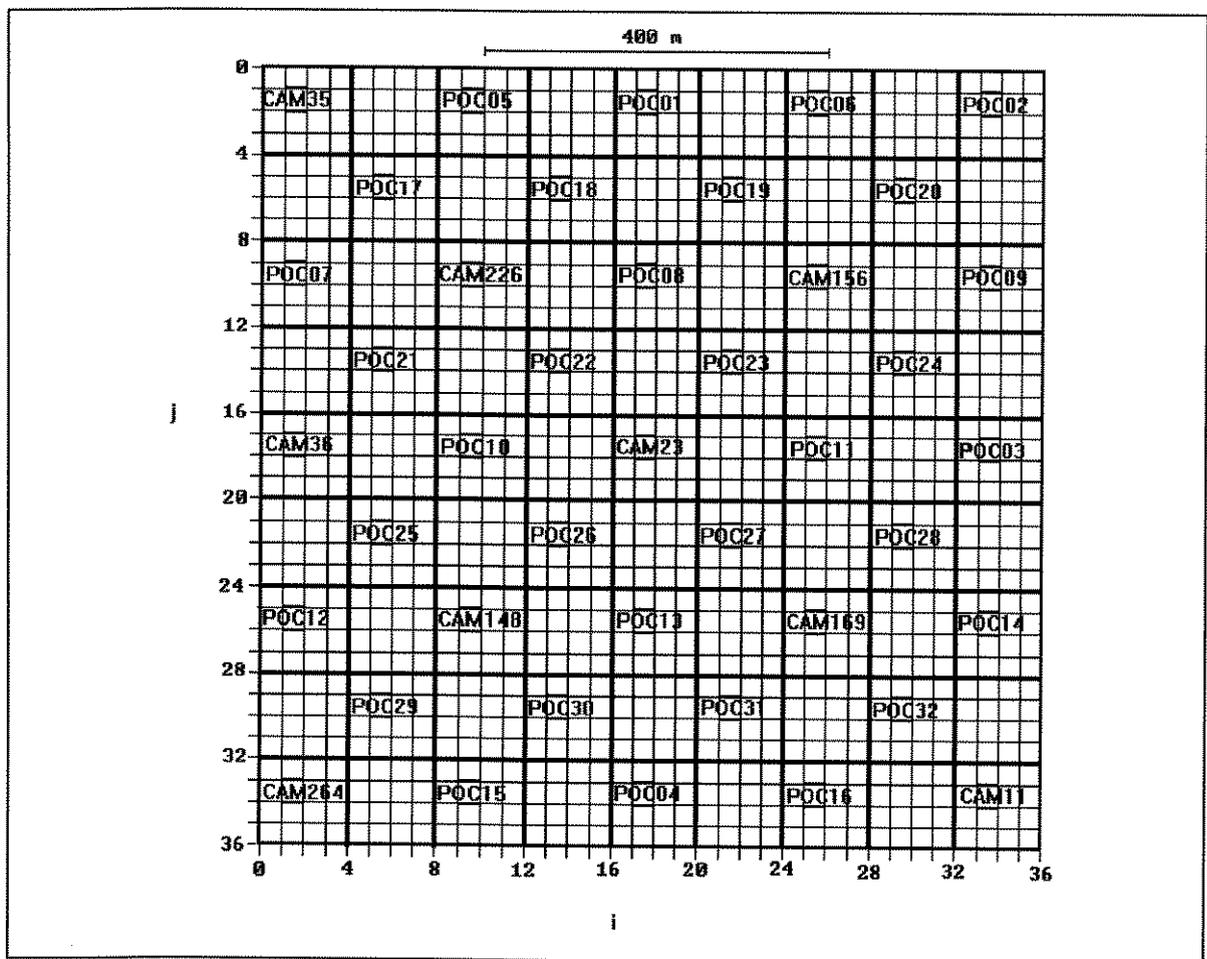


Fig. 6.7 - Localização dos Poços para Extrapolação de Produção.

O fator de recuperação de óleo ( $F_{ro}$ ) ao final da extrapolação de produção das cinco imagens analisadas variou de 12,11 a 12,80%, com a tendência de crescimento das imagens de percentis maiores para as menores (Fig. 6.8), portanto, coerente

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

com o comportamento esperado. As curvas de  $W_p$  (Fig. 6.9) mostram uma boa manutenção da ordenação obtida no capítulo anterior, o que é também um resultado previsível, já que as condições de fluxo do histórico e da extrapolação da produção são bastante semelhantes.

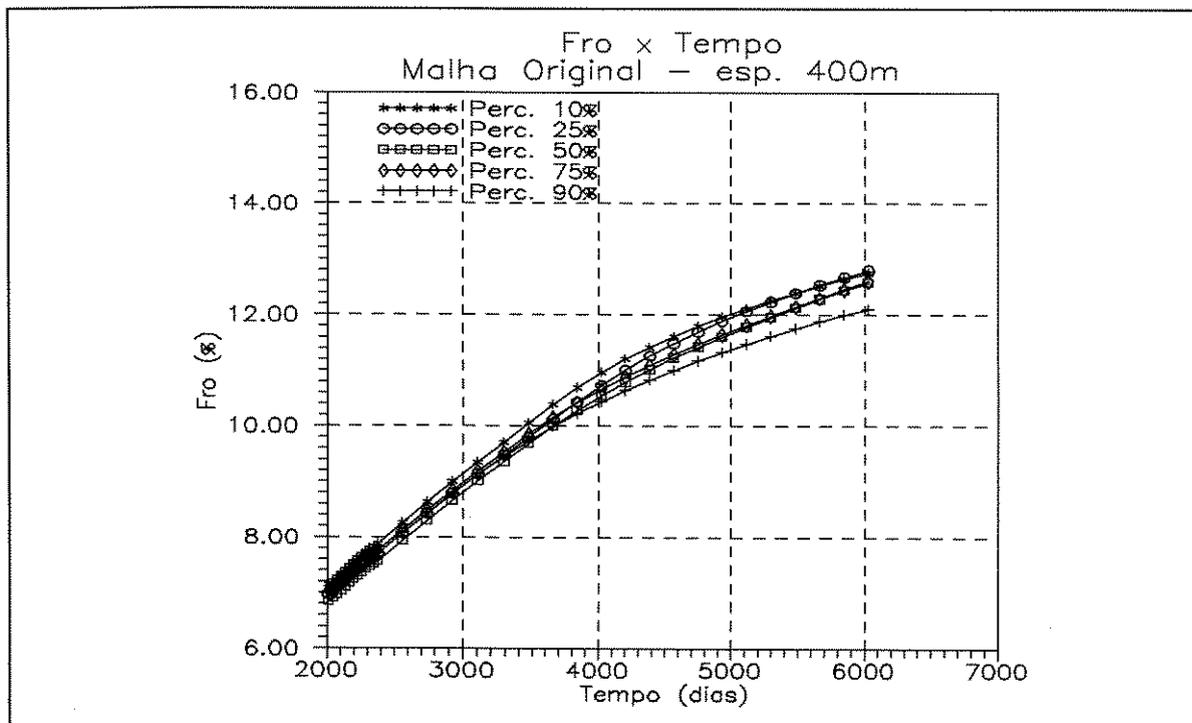


Fig. 6.8 - Fator de Recuperação de Óleo ( $F_{ro}$ ) x Tempo - Espaçamento de 400 m.

A observação das vazões de líquido totais ( $Q_{liq}$ ) para este espaçamento (Fig. 6.10) confirma o processo de maiores produções no início da extrapolação para as imagens com percentis mais altos. Somente a imagem de percentil 10% apresentou níveis mais elevados do que os esperados.

O comportamento de pressão (Fig. 6.11) confirma a maior facilidade de atuação do aquífero nas imagens de percentis mais elevados, a exceção da imagem 90%. Esta última, por produzir inicialmente com maiores  $Q_{liq}$ , já sente o efeito da redução de atuação do aquífero na manutenção da pressão.

6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

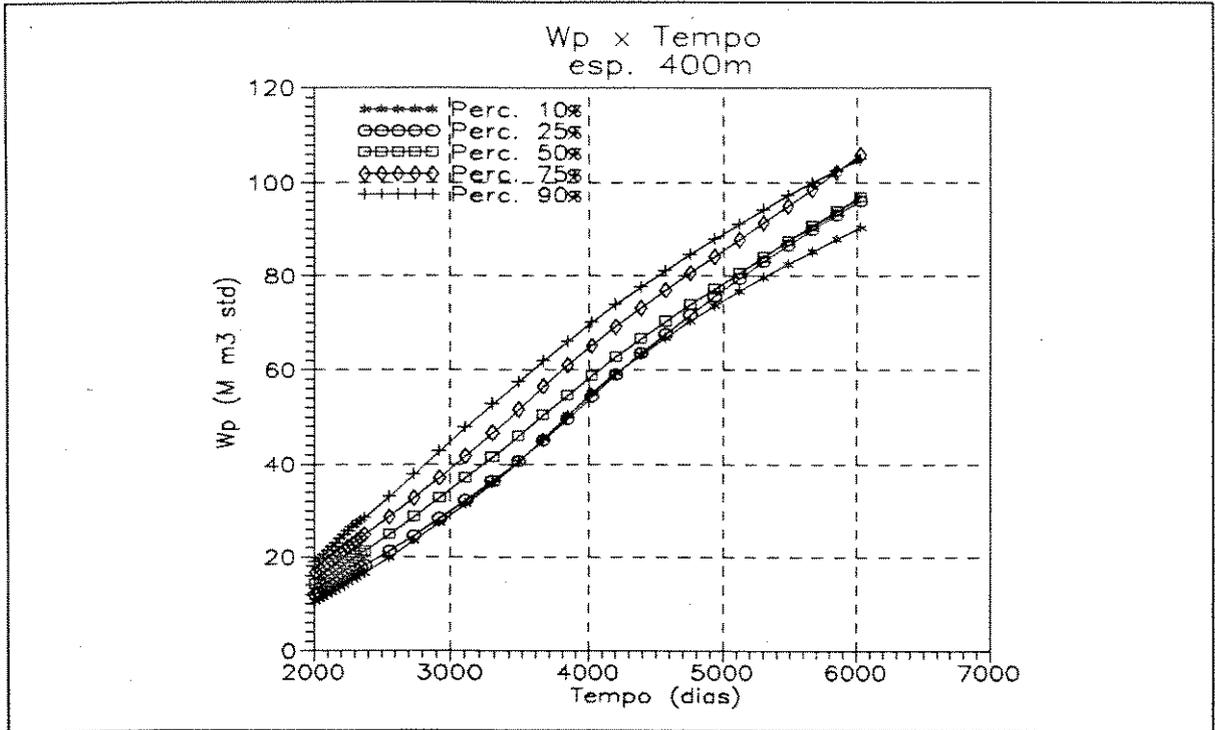


Fig. 6.9 - Produção de Água Acumulada ( $W_p$ ) x Tempo - Espaçamento 400 m.

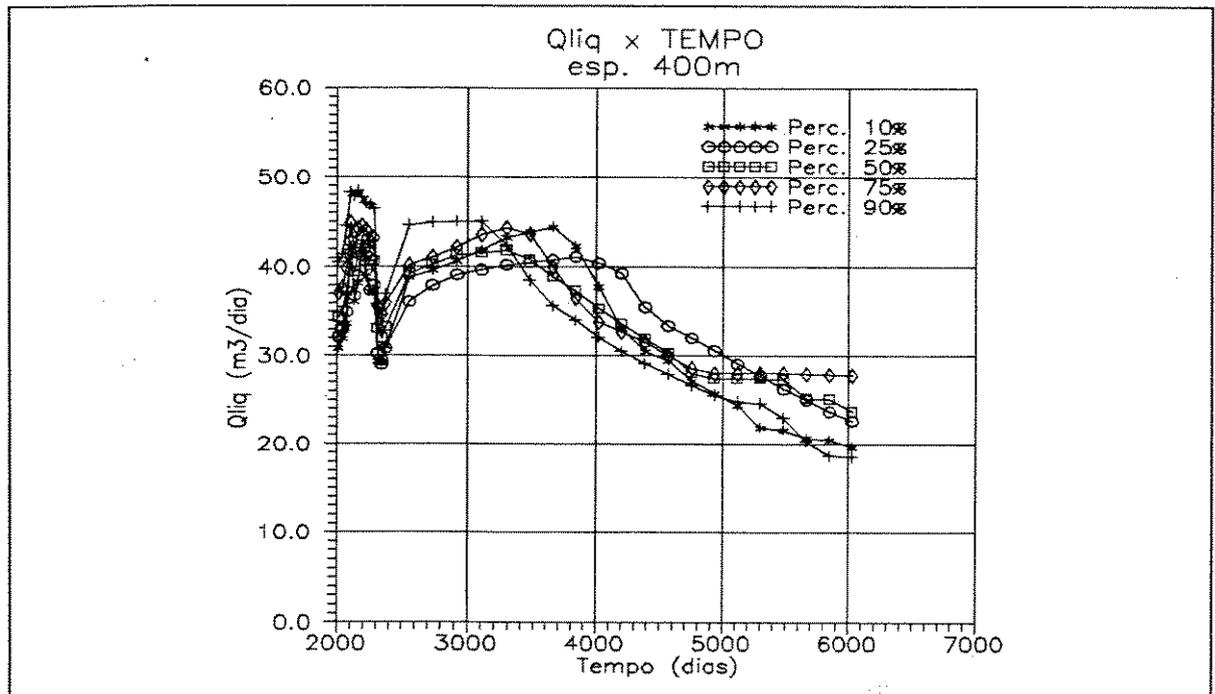


Fig. 6.10 - Vazão de Líquido Total ( $Q_{liq}$ ) x Tempo - Espaçamento 400 m.

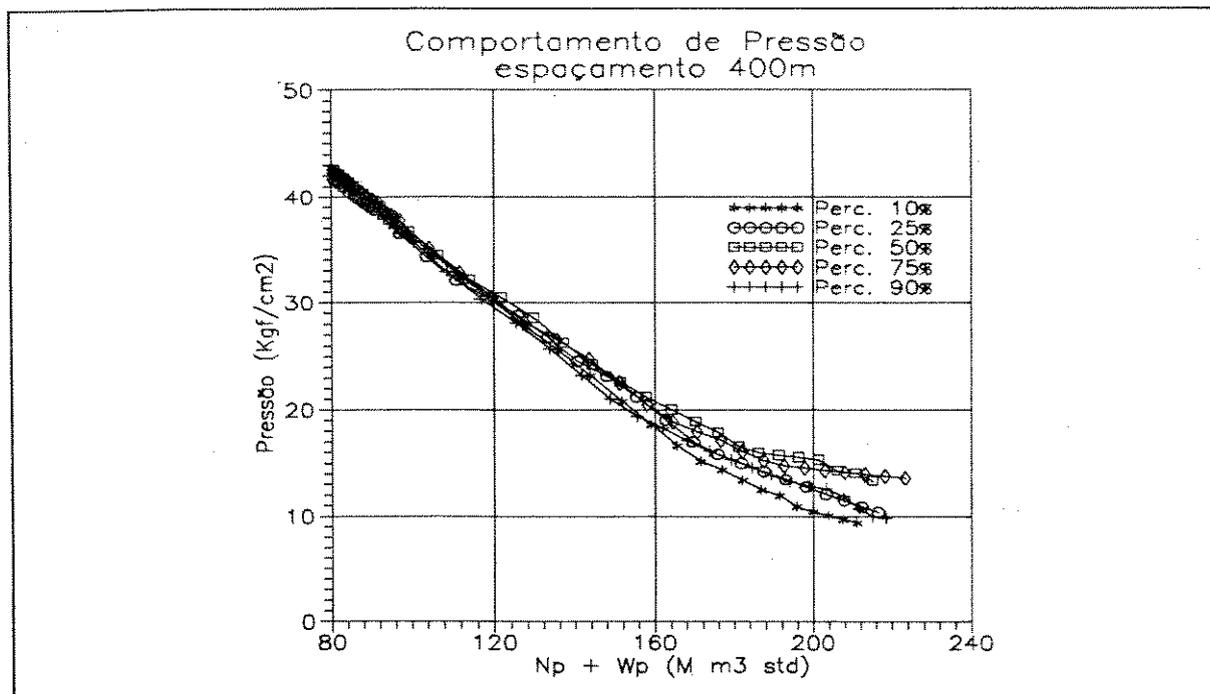


Fig. 6.11 - Comportamento de Pressão - Espaçamento 400 m.

Em função da recuperação de óleo ser inversamente proporcional ao  $W_p$ , foi necessária a inversão da classificação anterior das imagens para construção da cdf aproximada do  $F_{ro}$ . Desta maneira, elaborou-se um gráfico de  $P_{Fro} \times F_{ro}$  para o tempo final da extrapolação de produção (Fig. 6.12). Neste gráfico,  $P_{Fro} \approx 1 - P_{wp}$ , e  $P_{Fro}$  e  $P_{wp}$  representam os percentis das imagens classificadas segundo o comportamento de  $F_{ro}$  e  $W_p$ , respectivamente. Este procedimento foi realizado para todos os espaçamentos analisados.

A observação da Figura 6.12 mostra a tendência crescente do fator de recuperação de óleo com o  $P_{Fro}$ . Nota-se ainda a violação da hipótese de a cdf ser uma função monótona crescente com a imagens de percentis  $P_{Fro}$  25 e 75%, apresentando valores um pouco superiores as de 50 e 90%, respectivamente.

Para correção desta relação de ordenação (CRO), adotou-se a aproximação da cdf proposta por Ballin (1992a) para este tipo de problema de violação de ordenação. Utiliza-se os pontos médios

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

das retas que unem estes pontos problemáticos. Assim, a curva cheia representa a aproximação da curva de distribuição de frequência acumulada (cdf) do fator de recuperação de óleo ( $F_{ro}$ ), para um espaçamento de 400 m.

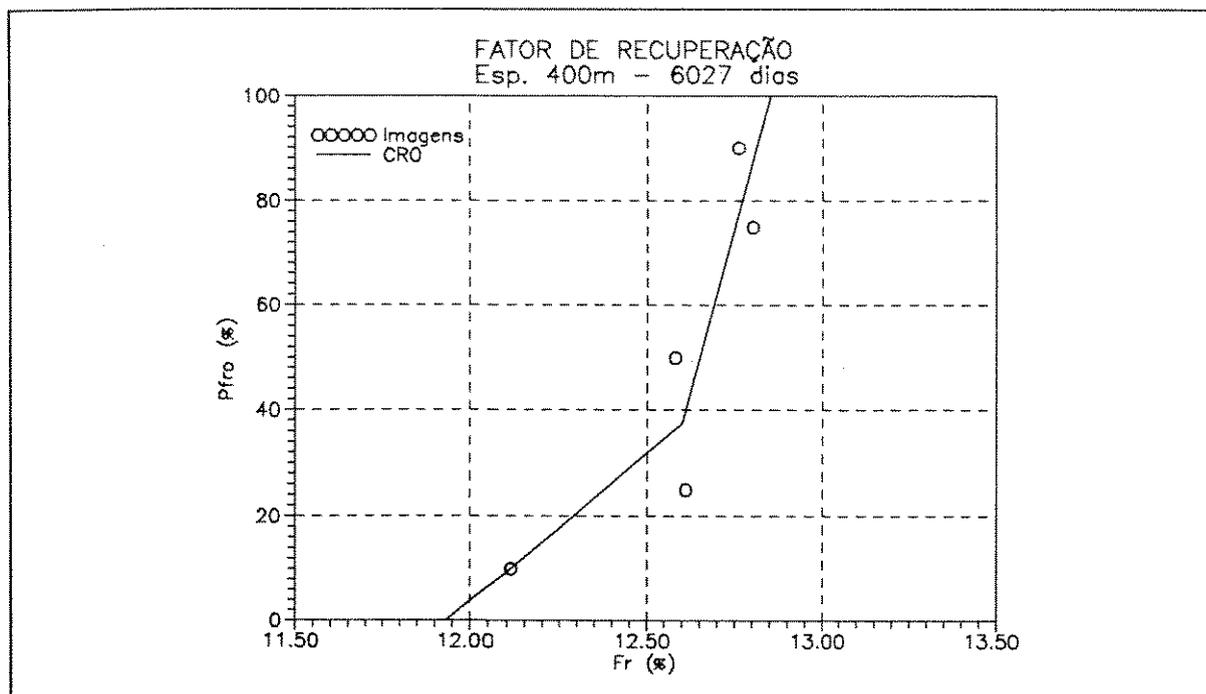


Fig. 6.12 - Cdf Aproximada do Fator de Recuperação de Óleo - Espaçamento 400 m.

### 6.3 - ESPAÇAMENTO DE 280 m

Para simulação de fluxo no espaçamento de 280 m foram utilizados 13 poços: os quatro do espaçamento anterior, os CAM-11, 23, 35, 36 e 364 e os poços novos POC-1 a 4 (Fig. 6.7). Os novos poços internos à área de interesse iniciaram a produção com vazões de óleo iguais a 5,0 m<sup>3</sup>/dia; os das fronteiras (CAM-36 e POC-1, 3 e 4) e os dos vértices (CAM-11, 35 e 264 e POC-2) com a metade e um quarto deste valor, respectivamente.

A faixa de variação do fator de recuperação de óleo ( $F_{ro}$ ) no tempo final de extrapolação foi de 13,75 a 14,59%,

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

apresentando a mesma tendência crescente esperada das imagens de percentis  $P_{wp}$  maiores para as menores. A única anomalia observada foi no comportamento de produção apresentado pela imagem 10% (Fig. 6.13). Em todas as imagens, ocorreu um aumento de recuperação de óleo em comparação com o espaçamento de 400 m. Em relação à água acumulada produzida ( $W_p$ ) aconteceu o inverso, obtendo-se valores menores para o espaçamento atual. Problemas de manutenção de ordenação com a imagem 10% foram notadas também nestas curvas (Fig. 6.14).

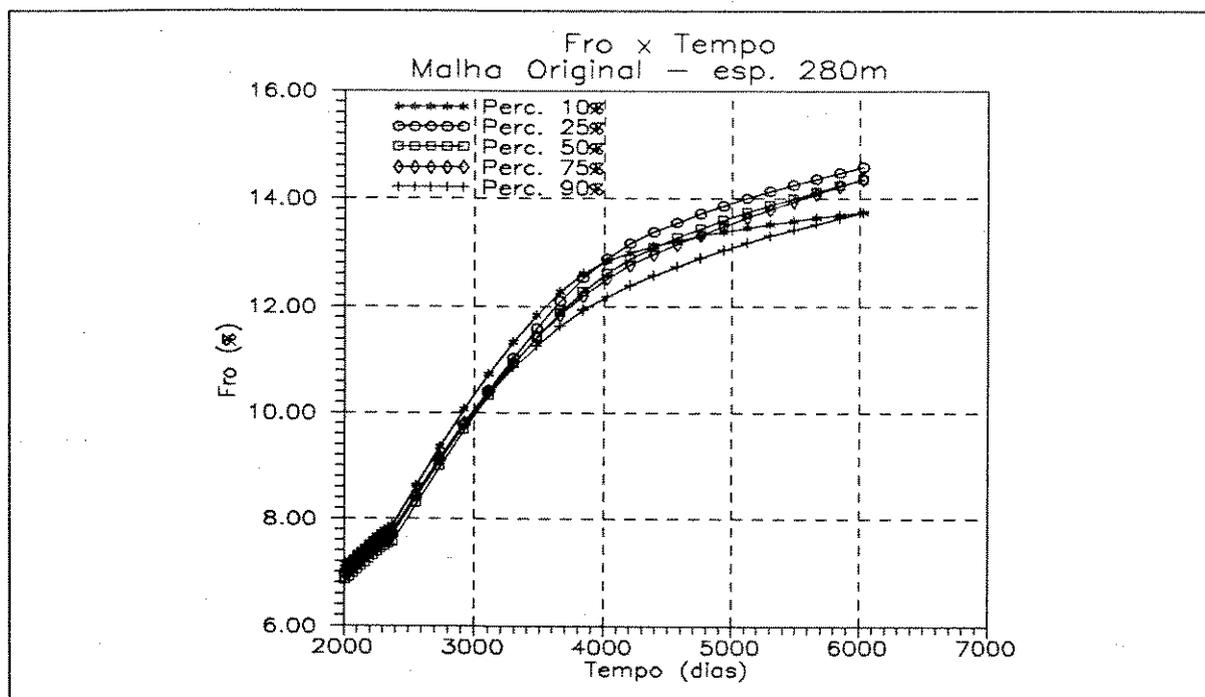


Fig. 6.13 - Fator de Recuperação de Óleo ( $F_{ro}$ ) x Tempo - Espaçamento de 280 m.

A perda de ordenação da imagem de percentil  $P_{wp}$  10% deveu-se aos seus distintos comportamentos de produção no período de histórico, no qual foi realizada a ordenação, e no de extrapolação de produção. Observou-se um grande incremento na vazão de água após a diminuição do espaçamento como se, em média, as novas áreas drenadas oferecessem maiores facilidades ao influxo de água. As curvas de vazão de líquido total corroboram este fato com esta imagem, produzindo a níveis tão altos como os

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

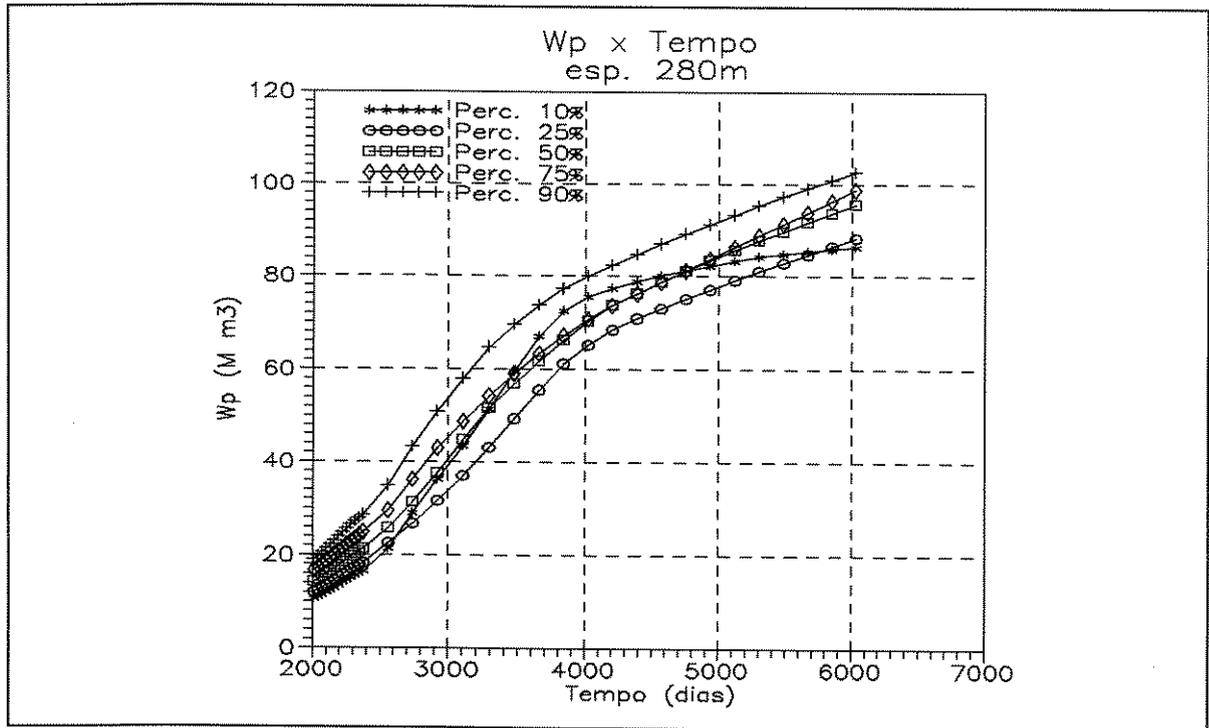


Fig. 6.14 - Produção de Água Acumulada ( $W_p$ ) x Tempo - Espaçamento 280 m.

da imagem 90%, indicando a maior facilidade de atuação do aquífero após o densamento de malha (Fig. 6.15).

Ao se ordenar as imagens baseado em parâmetros de desempenho dinâmicos, considera-se a combinação de dois efeitos: as heterogeneidades existentes no reservatório e as condições sob as quais o fluxo se processa. Alterações em qualquer um desses parâmetros podem modificar a ordenação obtida. No caso atual, as condições de fluxo foram mudadas, modificando tanto os gradientes de pressão devido ao aumento da taxa de drenagem do reservatório, como alterando as linhas de fluxo devido à introdução de novos poços. Apesar destas mudanças, houve somente a perda da ordenação de uma das cinco imagens, o que não chegou a prejudicar a construção da cdf aproximada do fator de recuperação de óleo para este espaçamento.

O comportamento de pressão (Fig. 6.16) apresentou níveis abaixo dos obtidos com espaçamento 400 m. As curvas tenderam a um

6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

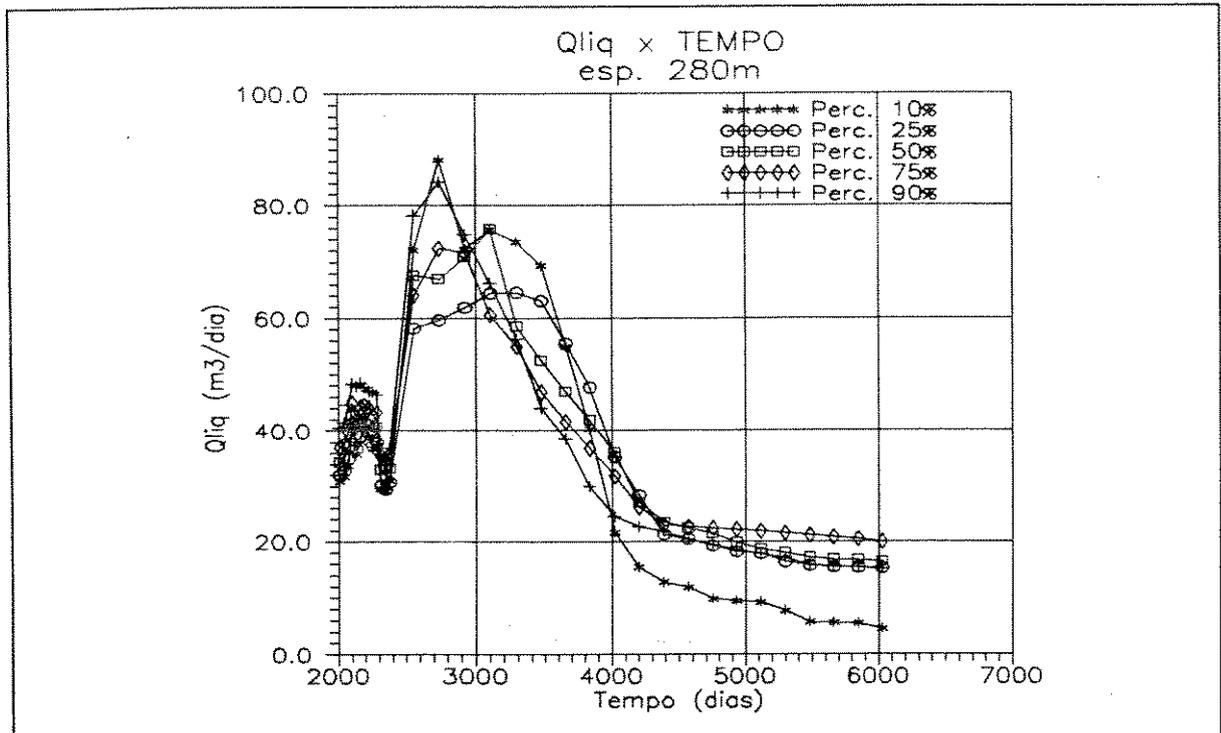


Fig. 6.15 - Vazão de Líquido Total ( $Q_{liq}$ ) x Tempo - Espaçamento 280 m.

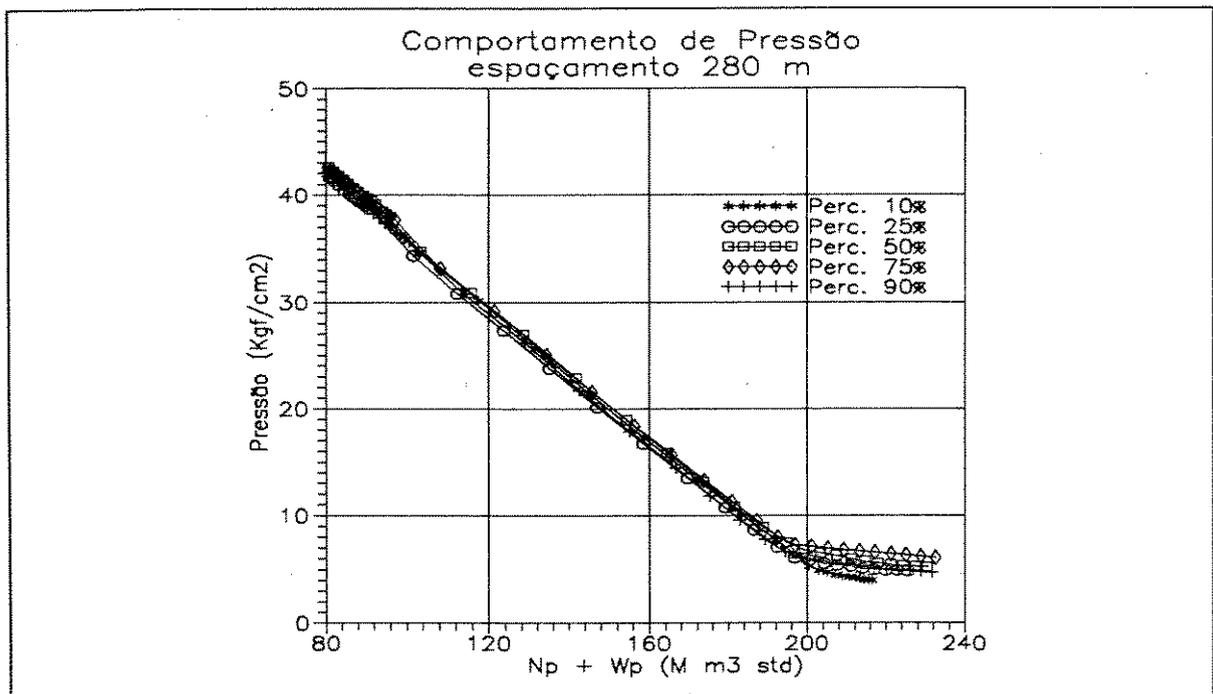


Fig. 6.16 - Comportamento de Pressão - Espaçamento 280 m.

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

comportamento mais uniforme, principalmente no final da extrapolação, enfatizando a diminuição de atuação do aquífero.

A construção da cdf aproximada do  $F_{ro}$  (Figura 6.17) revela os seguintes aspectos: uma tendência crescente do  $F_{ro}$  com o  $P_{Fro}$  até o percentil  $P_{Fro}$  de 75% ( $P_{wp} = 25\%$ ); a violação da hipótese de uma função monótona crescente para a cdf, com a imagem de percentil  $P_{Fro}$  25% apresentando valor um pouco superior a de  $P_{Fro}$  50%; e a completa inversão de comportamento da imagem  $P_{Fro}$  90%.

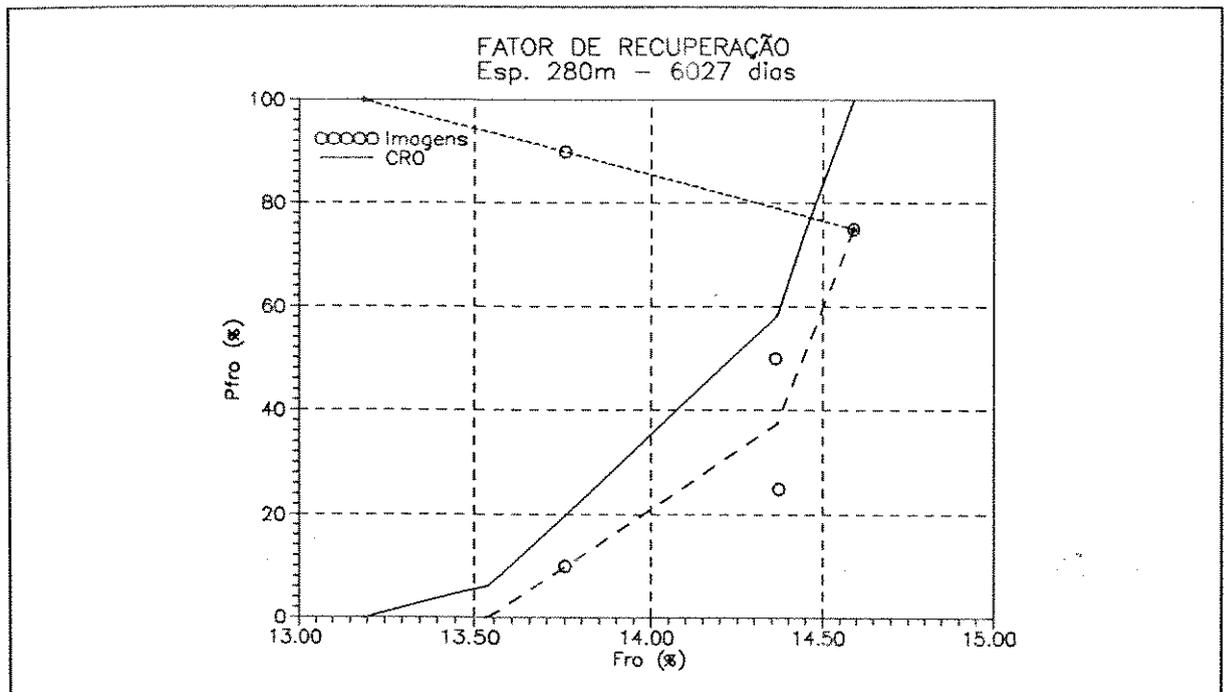


Fig. 6.17 - Cdf Aproximada do Fator de Recuperação de Óleo - Espaçamento 280 m.

A análise individual deste espaçamento poderia induzir a errônea interpretação da perda de representabilidade da imagem 90% e que a construção da cdf poderia ser realizada simplesmente desconsiderando o seu valor. Porém, ao ser analisada em conjunto com os espaçamentos seguintes, observa-se que este comportamento é resultante da redução da atuação do aquífero na manutenção de pressão devido ao aumento da taxa de drenagem. Este efeito irá provocar no espaçamento de 200 m uma inversão quase que total na

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

tendência de crescimento dos  $F_{ro}$ .

Devido a esse processo de inversão no crescimento dos  $F_{ro}$  (ver item 6.4), considerou-se a imagem  $P_{Fro}$  90% como representativa do complemento de sua probabilidade, ou seja, do percentil 10%. Em função disto, foi proposto um procedimento de correção da relação de ordenação (CRO).

Este procedimento pode ser dividido em duas partes. Inicialmente, até a imagem de percentil 75% traçou-se uma curva usando o método de utilização do ponto médio entre os pontos problemáticos (linha tracejada). Para o último quartil, uniu-se os pontos representativos das imagens de percentis 75 e 90% (linha pontilhada).

A segunda etapa consistiu na reconstituição da cdf aproximada através de uma composição das curvas tracejadas e pontilhadas. Acrescentou-se à curva tracejada o complemento para 100% do percentil obtido na curva pontilhada para o mesmo  $F_{ro}$ , obtendo-se a cdf aproximada (linha cheia).

Este procedimento considera que o crescimento dos  $F_{ro}$  possa acontecer de duas maneiras: através da tendência de crescimento esperada, curva tracejada; ou do efeito de inversão desse crescimento, complemento para 100% da curva pontilhada. Esta inversão está relacionada com a forma de atuação do aquífero, conforme discutido no item 6.1.

O procedimento proposto é conservador, onde o maior valor de  $F_{ro}$  obtido (percentil  $P_{Fro}$  75%) passa a representar o percentil 100%. Apesar dos problemas de ordenação ocorridos, conseguiu-se resultados satisfatórios, ressaltando-se que os mesmos só foram detectados devido a utilização de pelo menos cinco imagens. Caso contrário, tais problemas poderiam ter passado despercebidos ou não permitido nenhum tipo de correção.

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

### 6.4 - ESPAÇAMENTO DE 200 m

Foram utilizados 25 poços na simulação desta malha de drenagem: os treze do espaçamento anterior e os poços novos POC-05 a 16 (Fig. 6.7). As vazões de óleo iniciais dos poços seguiram a mesma estratégia utilizada para os espaçamentos anteriores.

Os valores dos fatores de recuperação de óleo ( $F_{r_o}$ ) para o tempo final de extrapolação variaram de 14,07 a 15,06%. Observou-se quase uma inversão total na sua tendência de crescimento, quando comparado com os espaçamentos anteriores. No caso atual, contrariando todas as expectativas, o crescimento ocorreu das imagens de percentis  $P_{wp}$  menores para os maiores, exceto a imagem de percentil 90%, que continuou a apresentar os piores resultados (Fig. 6.18). Outro aspecto relevante é que ao contrário de todas as outras, a imagem  $P_{wp}$  25% apresentou uma diminuição na recuperação de óleo, quando comparada com a malha de drenagem anterior.

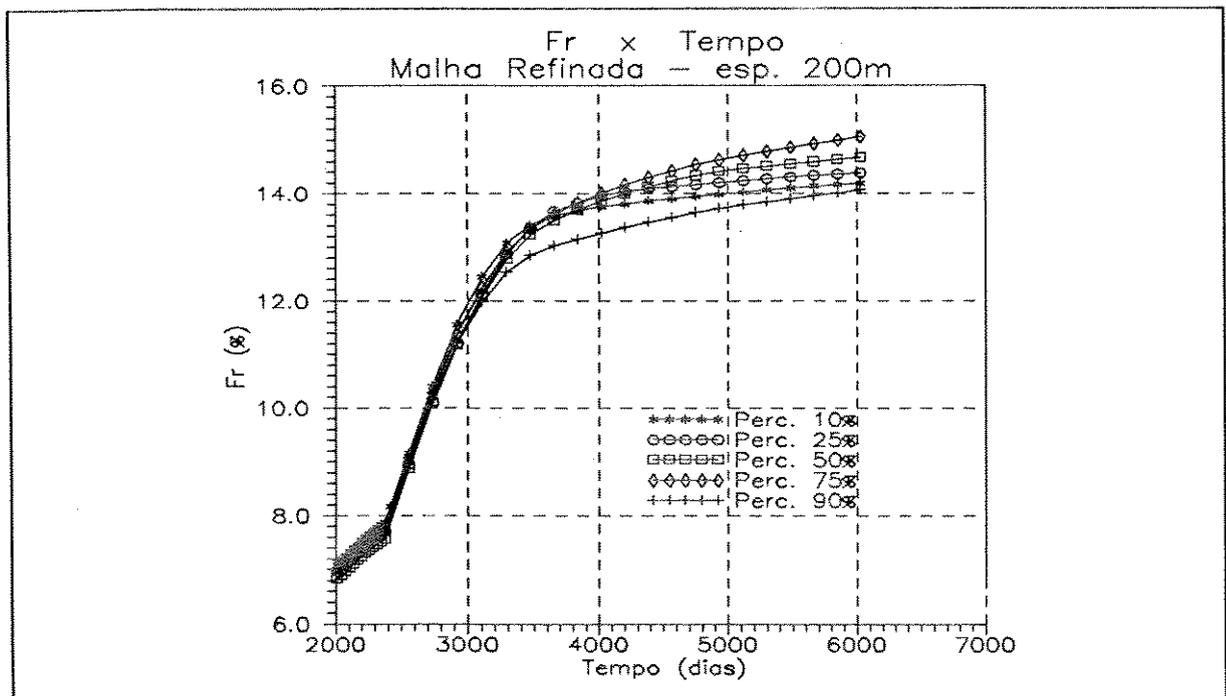


Fig. 6.18 - Fator de Recuperação de Óleo ( $F_{r_o}$ ) x Tempo - Espaçamento de 200 m.

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

A análise das curvas de  $W_p$  e  $Q_{liq}$  para este espaçamento, Fig. 6.19 e 6.20, respectivamente, mostra que a imagem de percentil  $P_{wp}$  25% foi a que mais impôs restrições à atuação do aquífero. Em função disto foi nela também que mais fortemente revelou-se o efeito da diminuição do influxo de água com o aumento da taxa de drenagem do reservatório, fazendo até com que o valor calculado para o  $F_{ro}$  caísse em relação ao espaçamento anterior. As curvas do comportamento de pressão desta imagem, para os diversos espaçamentos (Fig. 6.3), confirmam esta análise. Foi observada uma pequena atuação do aquífero em todos os casos, porém para os espaçamentos de 200 e 140 m os valores nos tempos finais de extrapolação atingem níveis muito baixos, com quase todos os poços sendo fechados por baixa pressão de fluxo.

As curvas de  $W_p$  (Fig. 6.19) mostraram que o mesmo problema de perda de ordenação da imagem  $P_{wp}$  10%, detectada no item anterior, estendeu-se para a de 90%. Esta situação deve-se, novamente, ao fato já comentado do aumento excessivo da vazão de líquido total no início da extrapolação de produção (Fig. 6.20). Vale salientar que todas as imagens continuaram a apresentar o comportamento de diminuição do volume de água acumulada produzida, quando comparado com o espaçamento anterior. Observa-se a acentuação da tendência de homogeneização dos comportamentos de pressão das imagens analisadas (Fig. 6.21), principalmente para os tempos finais da extrapolação.

O efeito de inversão quase total da tendência esperada de crescimento do  $F_{ro}$  (Fig. 6.18) não foi observado nas curvas de  $W_p$  (Fig. 6.19), onde detectam-se somente anomalias em relação à classificação original nas imagens percentis  $P_{wp}$  10 e 90%. Tal fato mostra que as baixas recuperações de óleo observadas nas imagens 25 e 50% não foram causadas por altas produções de água. A principal causa deste resultado é a atuação limitada do aquífero, que se revela mais rapidamente nas imagens em que as próprias heterogeneidades já impõem maiores dificuldades a sua

6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

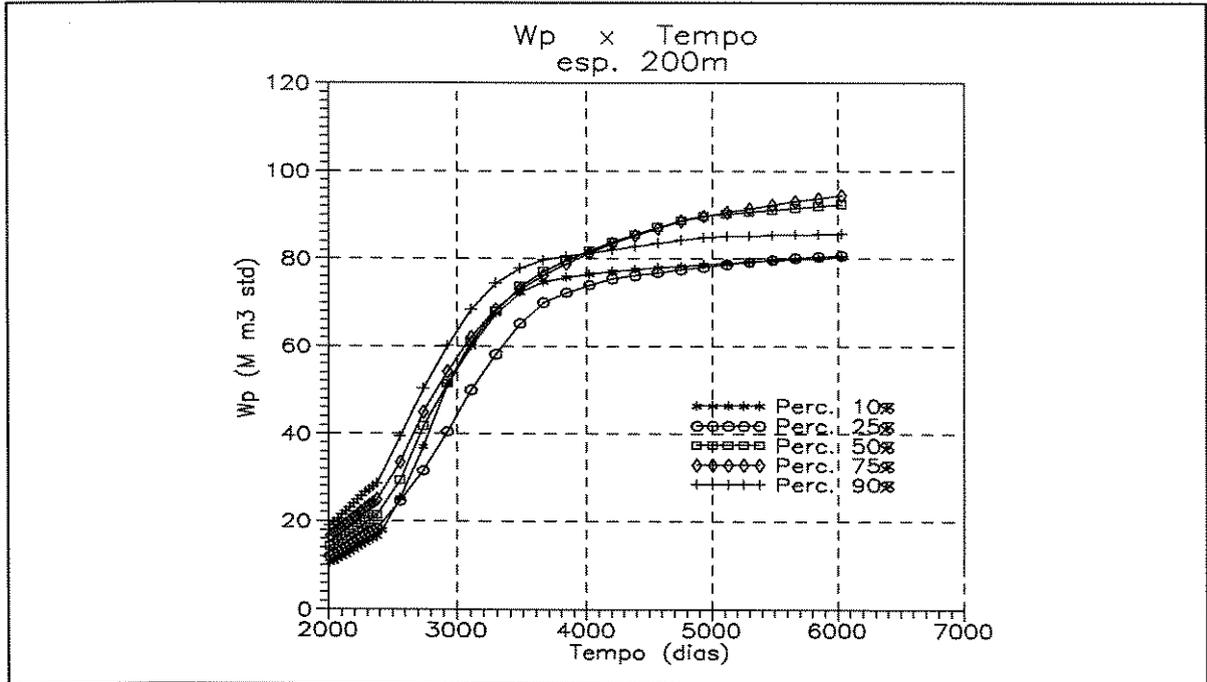


Fig. 6.19 - Produção de Água Acumulada ( $W_p$ ) x Tempo - Espaçamento 200 m.

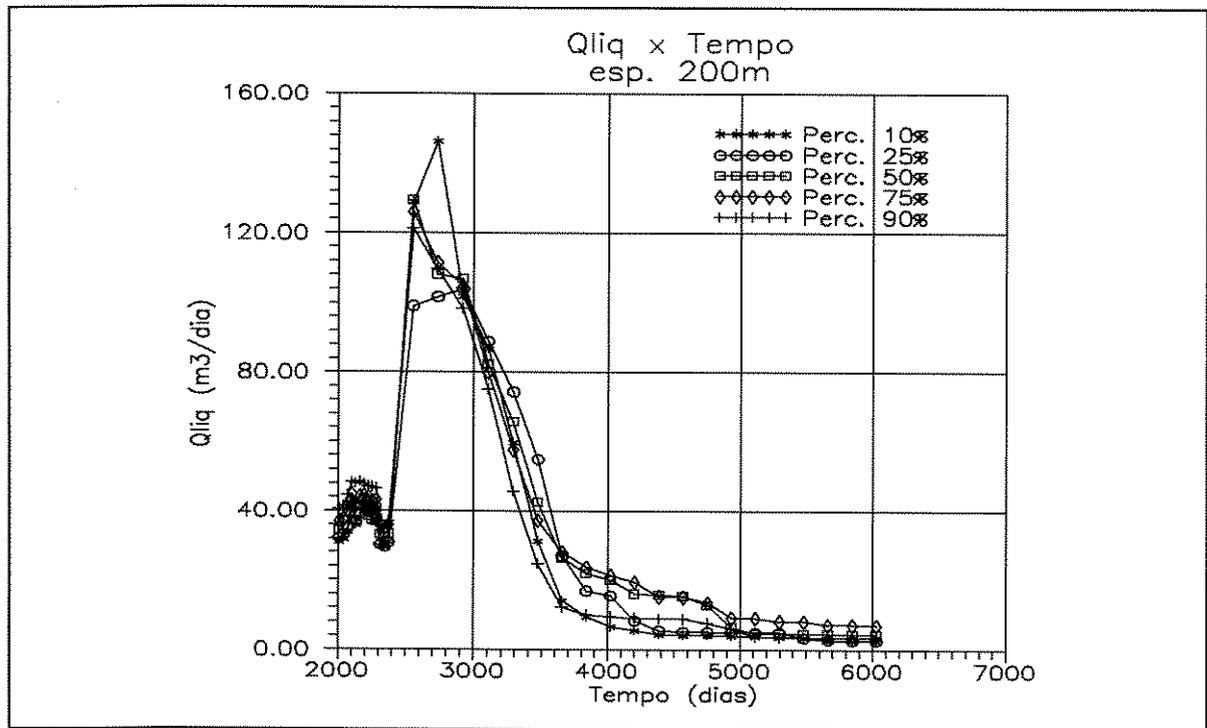


Fig. 6.20 - Vazão de Líquido Total ( $Q_{liq}$ ) x Tempo - Espaçamento 200 m.

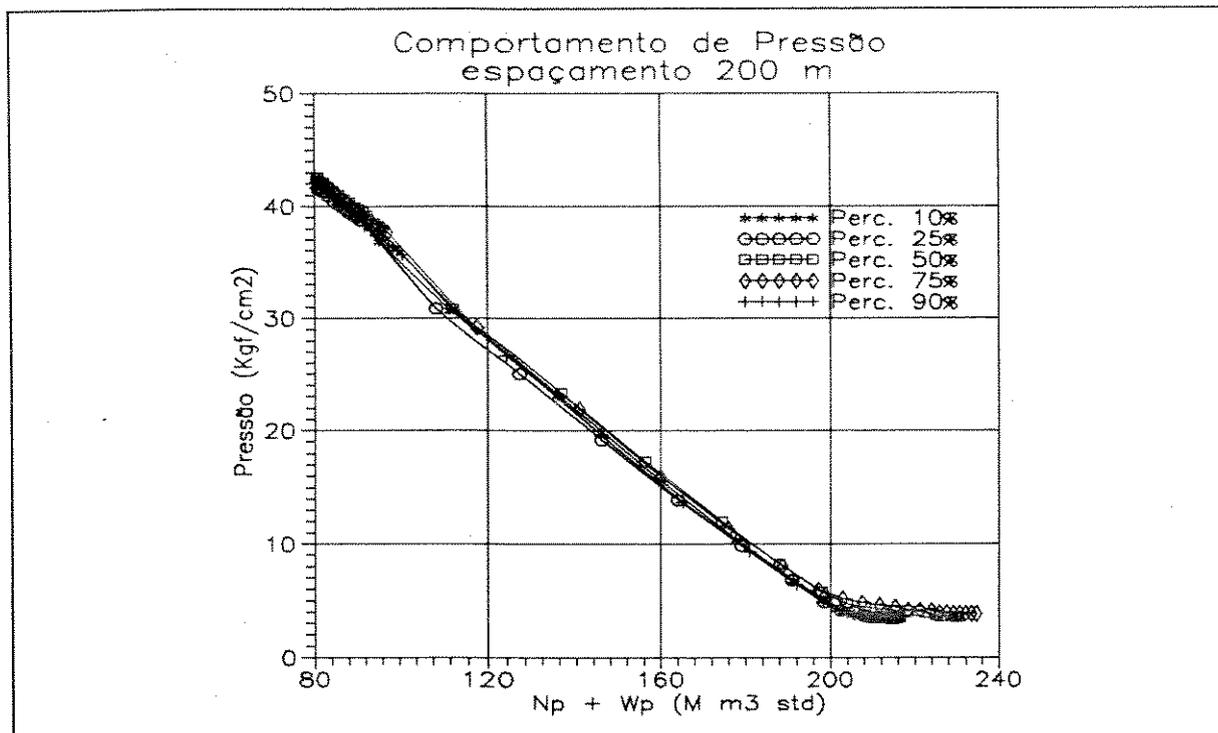


Fig. 6.21 - Comportamento de Pressão - Espaçamento 200 m.

atuação. Este é o caso das imagens 25 e 50%, que foram penalizadas por baixa pressão de fluxo e não por produção de água.

Na construção da cdf aproximada do  $F_{ro}$  (Fig. 6.22) fica clara a quase completa inversão da tendência esperada de crescimento do  $F_{ro}$  com o  $P_{Fro}$ , com exceção da imagem de percentil  $P_{Fro}$  10% ( $P_{wp} = 90\%$ ). Este fato justifica o procedimento proposto no item anterior de correção da relação de ordenação (CRO) o qual foi novamente utilizado para esse espaçamento. O resultado foi a cdf aproximada para o espaçamento de 200 m (linha cheia).

Assumiu-se novamente uma posição conservadora, na qual o maior valor de  $F_{ro}$  obtido (no caso o percentil  $P_{Fro}$  25%) passou a representar o percentil 100%. A utilização de pelo menos cinco imagens mostrou-se mais uma vez útil, pois permitiu uma correção da inversão de ordenação de uma maneira mais conservadora, o que talvez não fosse possível com um número menor de imagens.

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

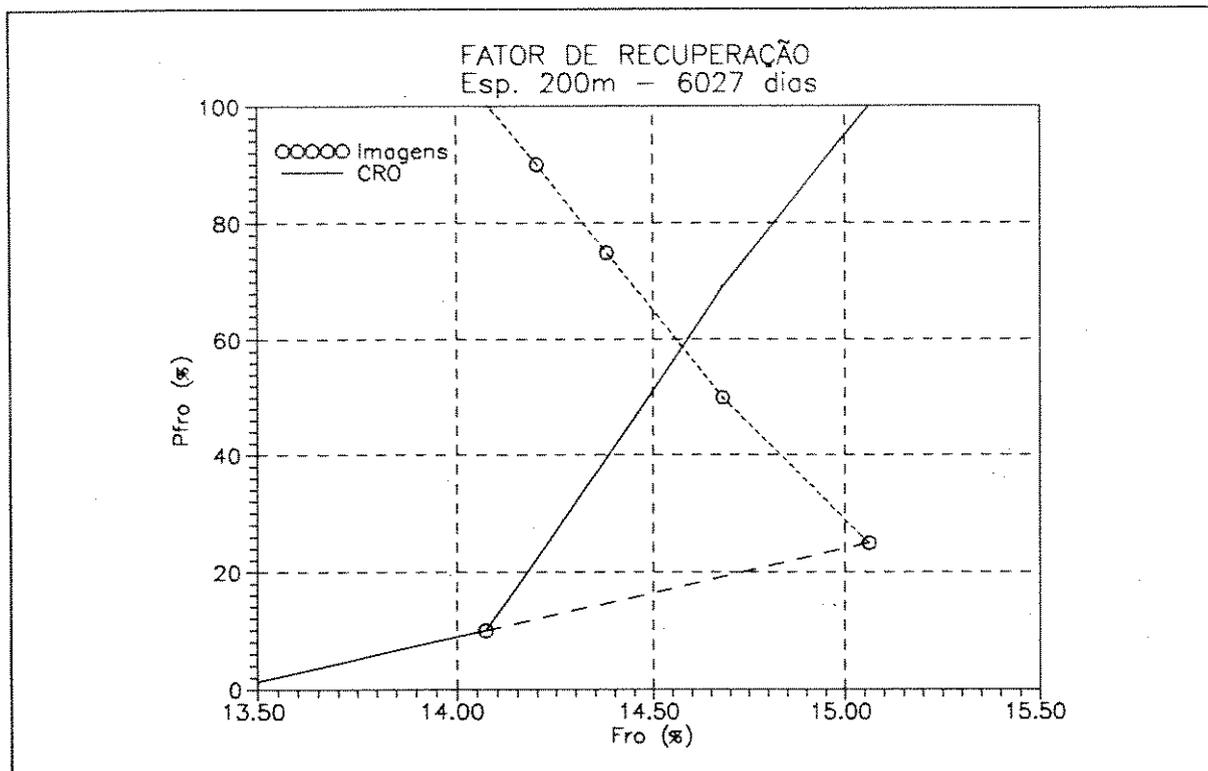


Fig. 6.22 - Cdf Aproximada do Fator de Recuperação de Óleo - Espaçamento 200 m.

### 6.5 - ESPAÇAMENTO DE 140 m

Foram utilizados 41 poços na simulação desta malha de drenagem: os vinte e cinco do espaçamento anterior e os poços novos POC-17 a 32 (Fig. 6.7), com as vazões de óleo iniciais dos poços seguindo a mesma estratégia utilizada para os espaçamentos anteriores.

Os valores dos fatores de recuperação de óleo ( $F_{ro}$ ) para o tempo final de extrapolação variaram de 13,63 a 14,24%, apresentando uma retomada da tendência esperada de crescimento das imagens de percentis  $P_{wp}$  maiores para as menores (Fig. 6.23). Ressalta-se nestes resultados, quando comparados com os do espaçamento de 200 m, os efeitos da diminuição do fator de recuperação de óleo para todas as imagens, exceto a de percentil

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

10%, como já discutido no Item 6.1. Nota-se também a diminuição da faixa de variação dos resultados obtidos.

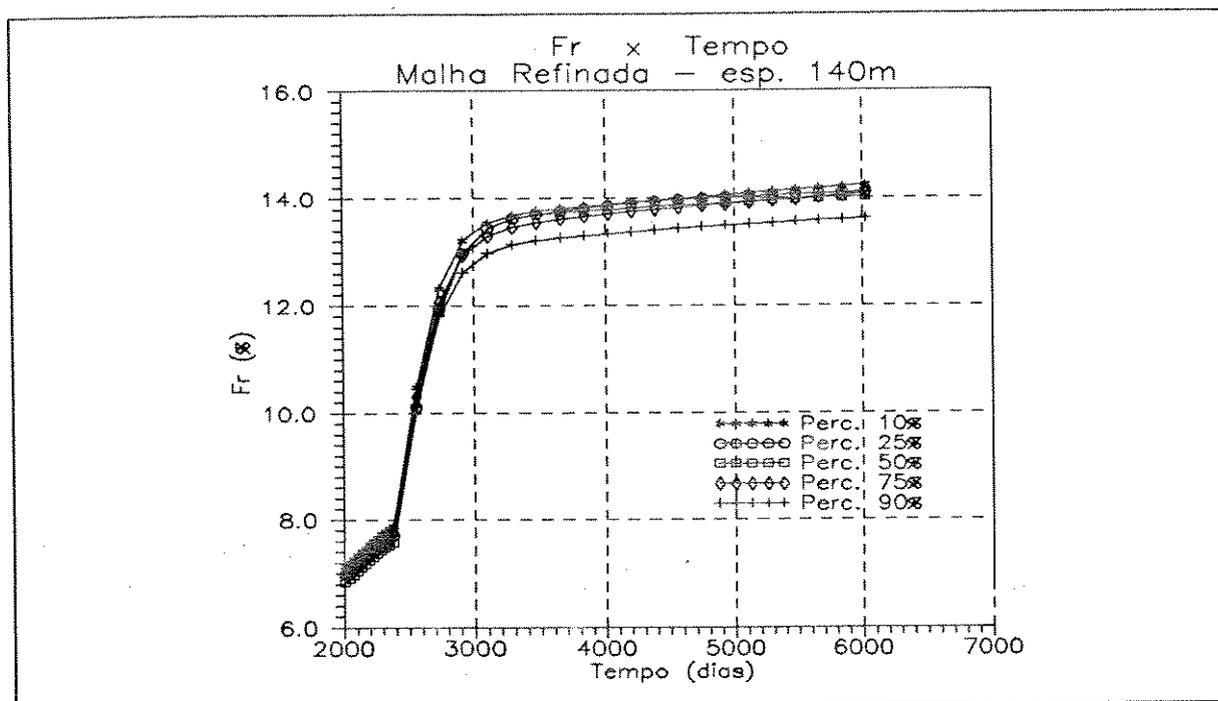


Fig. 6.23 - Fator de Recuperação de Óleo ( $F_{ro}$ ) x Tempo - Espaçamento de 140 m.

As curvas de  $W_p$  (Fig. 6.24) mostram que o mesmo problema de perda da ordenação inicial das imagens de percentis  $P_{wp}$  10 e 90%, detectado no item anterior, estendeu-se à imagem 75%. Este fato deve-se novamente ao aumento excessivo da vazão de líquido total no início da extrapolação de produção. Mantiveram-se o comportamento de diminuição do volume de água acumulada produzida, quando comparado com o espaçamento anterior, e o fenômeno de homogeneização dos comportamentos de pressões já detectados nos espaçamentos anteriores (Fig. 6.25).

Para o espaçamento de 140 m, o efeito da diminuição do influxo devido à taxa de drenagem foi tão forte, que propiciou a retomada da ordenação esperada para o  $F_{ro}$ . Este resultado ocorre porque em função das altas taxas de drenagem do reservatório, os diferenciais de pressão tornaram-se tão predominantes, que as

6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

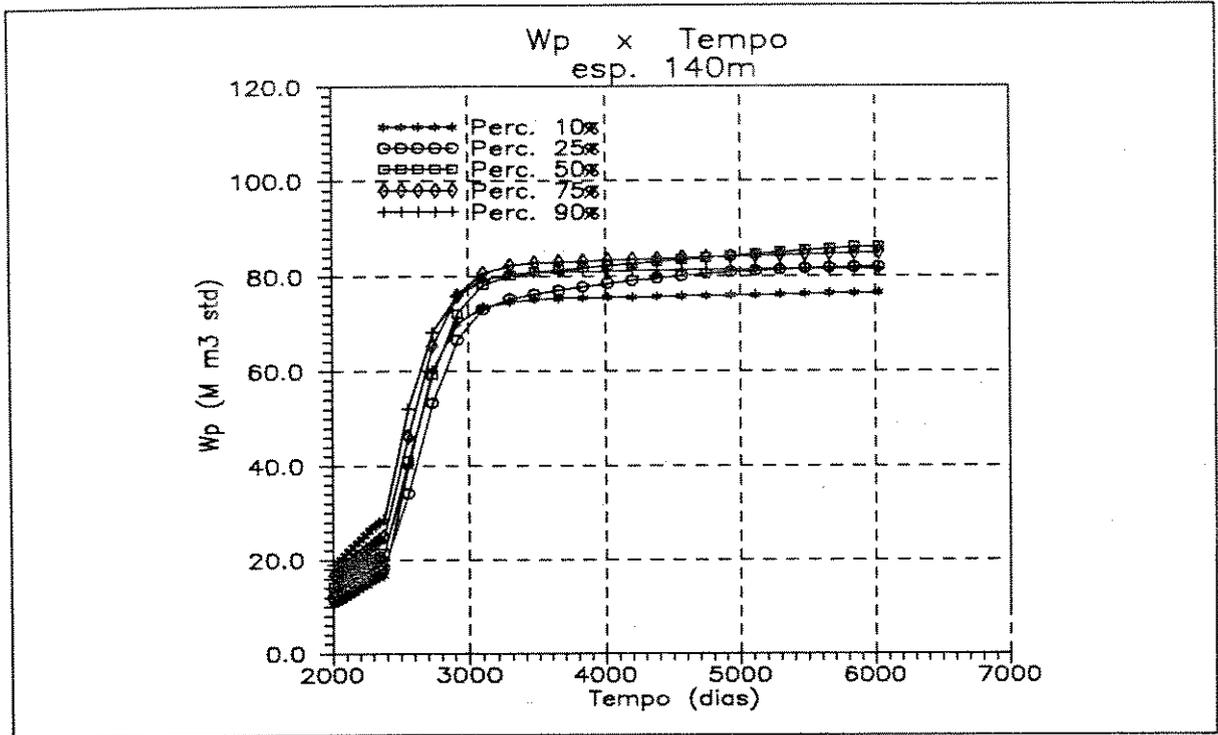


Fig. 6.24 - Produção de Água Acumulada (Wp) x Tempo - Espaçamento 140 m.

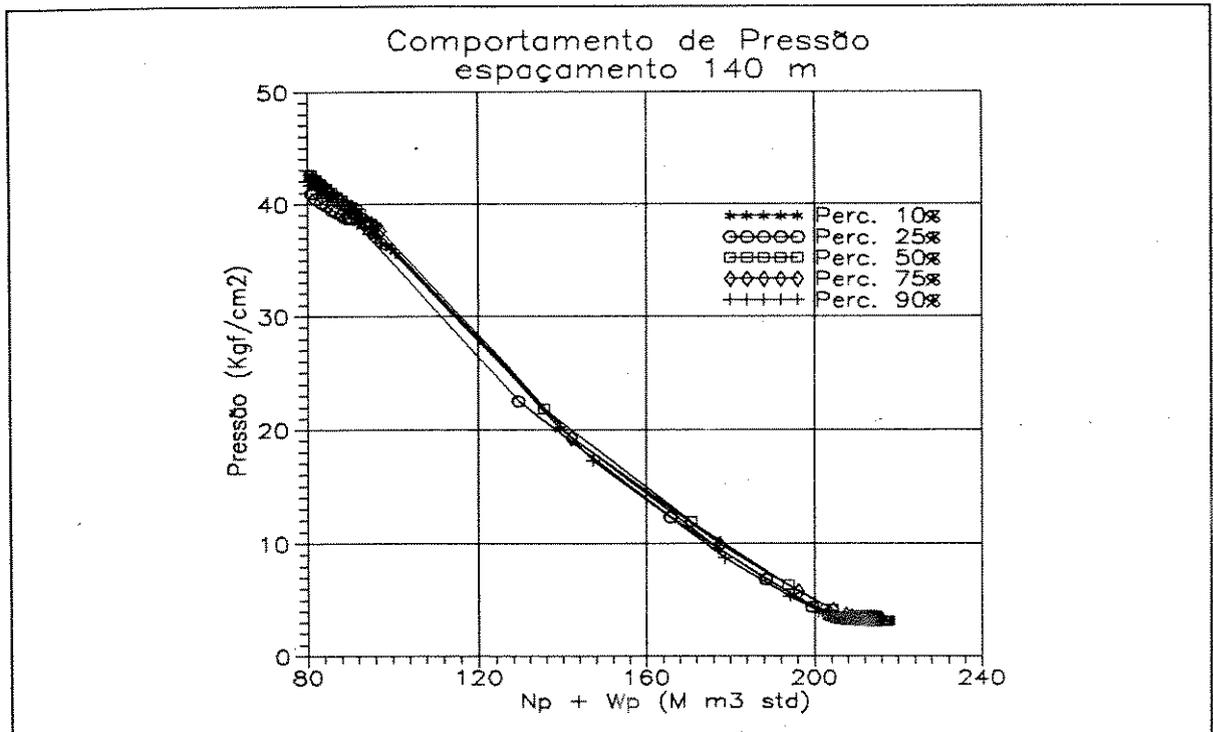


Fig. 6.25 - Comportamento de Pressão - Espaçamento 140 m.

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

diferenças de heterogeneidades entre as imagens deixaram de atuar nas respostas de produção, prevalecendo neste caso, a ordenação obtida no final do histórico de produção. A Figura 6.23 mostra a pequena faixa de variação dos  $F_{ro}$  para este espaçamento.

Na construção da cdf aproximada do  $F_{ro}$  (Fig. 6.26) fica claro o retorno à tendência crescente do  $F_{ro}$  com o  $P_{Fro}$ , com exceção da violação da hipótese de a cdf ser uma função monótona crescente, com a imagem de percentil  $P_{Fro}$  25% ( $P_{wp} = 75%$ ) apresentando valor um pouco superior a de  $P_{Fro}$  50%. O procedimento utilizado para a correção da relação de ordenação (CRO) foi a adoção do ponto médio da reta unindo os dois pontos problemáticos, obtendo-se a cdf aproximada para o espaçamento de 140 m (linha cheia).

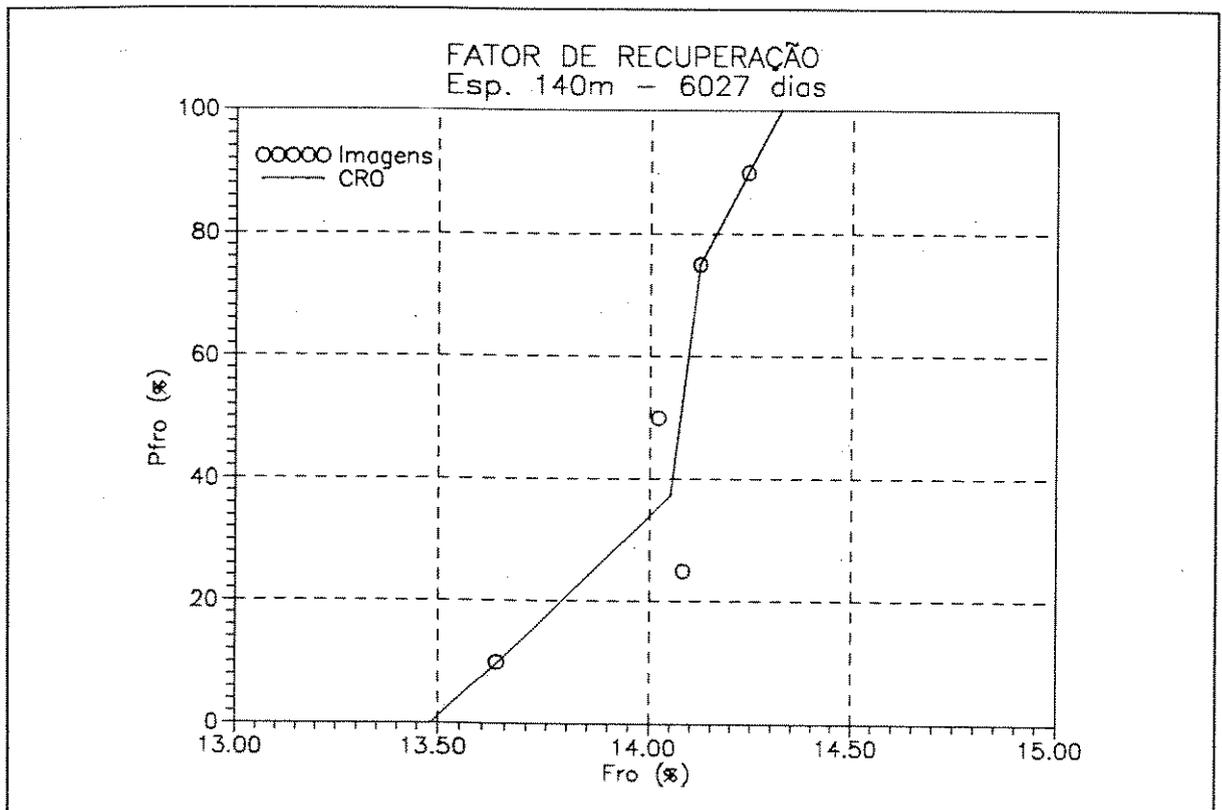


Fig. 6.26 - Cdf Aproximada do Fator de Recuperação de Óleo - Espaçamento 140 m.

6.6 - ANÁLISE FINAL

A Figura 6.27 mostra o comportamento da variação do  $F_{ro}$  a partir do início da extrapolação de produção para os diversos espaçamentos. Pode-se então observar o efeito da diminuição da faixa de variação para o espaçamento de 140 m, prevalecendo neste caso a ordenação obtida no final do histórico de produção, pois os comportamentos das imagens durante a extrapolação de produção quase se equivalem.

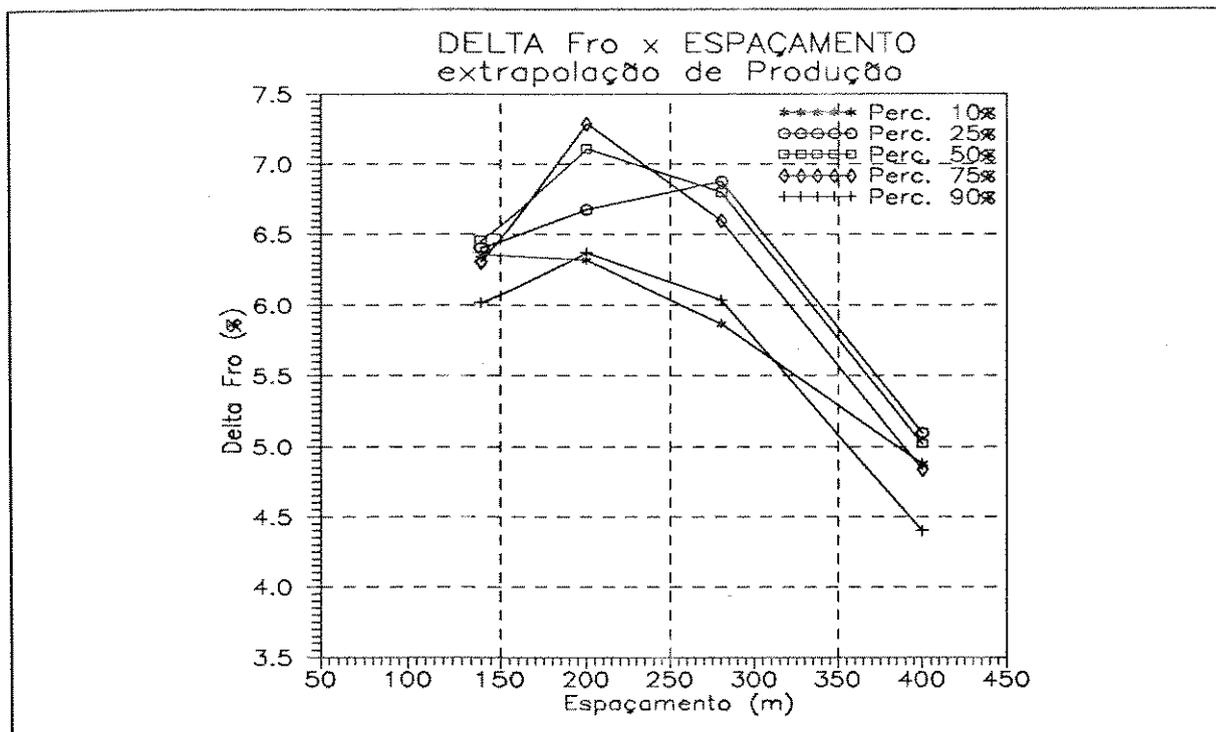


Fig. 6.27 - Variação dos  $F_{ro}$  a Partir do Início da Extrapolação de Produção para os Diversos Espaçamentos.

Os valores mais prováveis do fator de recuperação de óleo, para cada espaçamento, correspondem aos de percentis  $P_{Fro}$  50% nas suas correspondentes curvas de distribuição de frequências acumuladas aproximadas (Figs. 6.12; 6.17; 6.22 e 6.26). Através deste procedimento, podem ser obtidas também as variações em torno deste valor médio, com o grau de incerteza que se desejar.

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

Para a Zona 400 do Campo de Canto do Amaro, foram calculados a curva do fator de recuperação de óleo mais provável por recuperação primária (percentil 50%), e duas faixas de variações em torno destes valores médios (Fig. 6.28), com graus de incerteza de 50% (valores entre os de percentis 25 e 75%) e de 80% (entre os de percentis 10 e 90%).

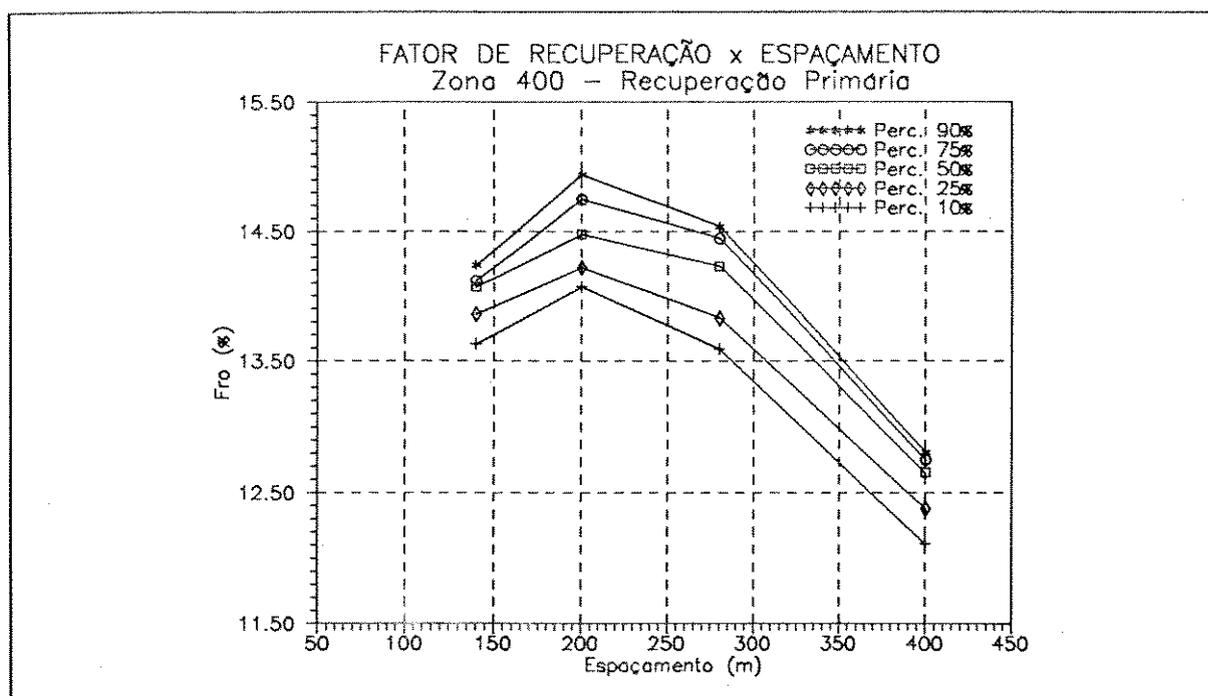


Fig. 6.28 - Faixas de Variações do  $F_{r0}$  para Diversos Espaçamentos.

Estas curvas foram contruídas para o tempo final de extrapolação de produção (10 anos), podendo ser obtidas curvas similares para vários instantes durante toda extrapolação. Esta estratégia permite a formação de superfícies de variação ao longo do tempo em vez de curvas instantâneas, o que traria um subsídio nos casos em se desejasse considerar as antecipações de produção nas análises realizadas.

Este resultado mostra que, apesar das variações nas condições de fluxo provocarem problemas de perda de ordenação das respostas de produção, é possível, através de poucas imagens,

## 6 - ANÁLISE DA REDUÇÃO DE ESPAÇAMENTO

---

construir cdf aproximadas da recuperação de óleo. Os resultados são satisfatórios e muito enriquecerão qualquer análise decisória sobre a melhor maneira de drenagem do reservatório. Quanto maior o número de imagens utilizadas na aproximação, maior será a confiabilidade das cdf calculadas, porém ao custo de um maior dispêndio de tempo. As cinco imagens usadas neste trabalho, mostraram-se capazes de detectar e solucionar os problemas de ordenação ocorridos.

Análises probabilísticas como a realizada nesta dissertação podem auxiliar os processos decisórios, possibilitando a utilização de análise de risco nas resoluções técnicas e econômicas, com grandes avanços na confiabilidade das decisões adotadas.

## 7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O desenvolvimento deste trabalho possibilitou as seguintes conclusões:

- 1 - Existe a necessidade de uma melhor definição sobre quais parâmetros devem ser considerados na análise de similaridade entre rochas aflorantes e em subsuperfície. Porém, mesmo em casos não tão favoráveis como o desta dissertação, é possível a transferência de informações desde que as diferenças observadas sejam respeitadas.
- 2 - Devido à grande distância entre poços, os variogramas das indicadoras das eletrofácies na direção horizontal da Zona 400 não foram capazes de captar qualquer estruturação espacial. Por sua vez, a diferença observada entre as proporções globais de ocorrência destas eletrofácies no afloramento e no reservatório não recomenda a utilização destes variogramas horizontais obtidos no afloramento como representativos do reservatório. Este fato torna pouco prático a aplicação de algoritmos de simulação estocástica que necessitem de informações variográficas de cada indicadora separadamente.
- 3 - A construção do elipsóide de anisotropia geométrica da variável gaussiana reduzida nos corpos aflorantes permitiu a obtenção dos coeficientes de anisotropia nas principais direções de variabilidade. Através da utilização do variograma vertical dos poços da Zona 400 e destes

## 7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

coeficientes de anisotropia, foi possível definir os variogramas da variável gaussiana nas três principais direções de variabilidade do reservatório em subsuperfície.

- 4 - O método de definição do arranjo espacial de variáveis tipo categóricas proposto por Rivoirard (1992) mostrou-se simples e eficaz, sendo capaz de fornecer um bom entendimento da estruturação espacial das eletrofácies analisadas. Este entendimento ajudou a orientar a escolha do algoritmo de simulação gaussiana truncada, **SGT**, para reprodução das eletrofácies da Zona 400.
- 5 - A utilização, no algoritmo de simulação gaussiana truncada, **SGT**, de curvas de proporções verticais das eletrofácies para o cálculo dos valores de truncamento da variável gaussiana reduzida simulada, acarreta problemas de condicionalização dos dados amostrais.
- 6 - A aplicação de um modelo com malha mais grosseira como função de transferência mostrou-se inadequada devido à má representação dos folhelhos determinísticos no processo de transferência de escala realizado.
- 7 - O espaçamento entre poços influencia diretamente a recuperação final de óleo do reservatório analisado. Observou-se o aumento do Fator de recuperação de óleo ( $F_{ro}$ ) com o adensamento da malha de drenagem até um valor ótimo, a partir do qual, ocorreu uma redução da recuperação. Esta redução aconteceu principalmente por causa de um efeito de retardamento da atuação do aquífero de fundo na manutenção de pressão ao se aumentar a taxa de drenagem do reservatório.
- 8 - A ordenação de imagens equiprováveis de um reservatório, com base em parâmetros de desempenho dinâmicos, é resultado

## 7 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

---

da combinação de dois efeitos. Primeiro, as diferenças de heterogeneidades existentes entre as imagens. Segundo, as condições sob as quais o fluxo se processa. Alterações em qualquer um destes aspectos podem modificar a ordenação obtida.

- 9 - Durante a análise da redução de espaçamento na Zona 400, ocorreram mudanças na ordenação original das imagens. A utilização de cinco imagens para construção das curvas de distribuição de frequências aproximadas das recuperações finais de óleo mostrou-se eficaz para detecção e solução destes problemas de ordenação ocorridos.
- 10 - Análises probabilísticas, como a realizada nesta dissertação, podem auxiliar bastante os processos decisórios. Elas possibilitam a utilização da metodologia de análise de risco nas resoluções técnicas e econômicas, com avanços na confiabilidade das decisões adotadas.

A análise das diversas etapas elaboradas fornece as seguintes sugestões:

- 1 - Investigar um melhor procedimento de condicionalização do algoritmo **SGT** ao se utilizar as curvas de proporções verticais no cálculo dos valores de truncamento.
- 2 - Estender este estudo da recuperação de óleo para vários tempos durante a extrapolação de produção e proceder a análise econômica dos diversos espaçamentos, considerando o efeito da antecipação da produção.
- 3 - Procurar incorporar aos processos decisórios, análises probabilísticas como a desta dissertação, possibilitando a realização de análises econômicas de risco.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADERALDO, R.C. *Simulação Gaussiana Sequencial*. In: Seminário da Disciplina Geoestatística II - Modelagem Estocástica de Fenômenos Geológicos, Campinas-SP, Universidade Estadual de Campinas, nov., 1992.
- ADERALDO, R.C. *Redução de Espaçamento Entre Poços*. In: Seminário da Disciplina Comportamento de Reservatórios, Campinas-SP, Universidade Estadual de Campinas, nov., 1992a.
- ASSIS, O.C. *Aplicação de Técnicas de Análise Multivariada nos dados de Perfis do Projeto Açú*. In: V Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios, Rio de Jan., Petrobrás, 1993, p. 579-586.
- ASSIS, O.C. *Estudo de Eletrofácies na área do Piloto de Vapor, Campo da Alto do Rodrigues. Bacia potiguar*. Relatório Interno PETROBRÁS, Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEPEX, 1993a.
- BALDISSERA, P.R. *Modelagem Estocásticas de Fácies para Caracterização da Distribuição Espacial das Heterogeneidades de Reservatórios*. Tese de mestrado, Campinas-SP, Universidade Estadual de Campinas, dez., 1992.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- BALLIN, P.R., JOURNEL, A.G. & AZIZ, K. *Prediction of Uncertainty in Reservoir Performance Forecast.* **J. of Canadian Pet. Tech.**, 31(4):52-62, abr., 1992.
- BALLIN, P.R. *Approximation of Flow Simulation for Uncertainty Assessment.* Ph.D. Thesis, Austin, The University of Texas, Dec., 1992a.
- BECKER, M.R. et alii. *Estudos de Afloramentos para Análise Quantitativa de Reservatórios.* **Boletim de Geociências da PETROBRÁS**, 5(1/4):115-117, Rio de Janeiro, jan./dez., 1991.
- BECKER, M.R. et alii. *Estudos de Afloramentos para Modelagem Geológica e Geoestatística do Reservatório Fluvial da Formação Açú, Bacia Potiguar.* In: V Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios, Rio de Janeiro, 1993, p. 45-56.
- BERALDO, V.T. *Estudo de Comportamento de Poço de Óleo com Aquífero de Fundo, Utilizando Modelagem Estocástica com Base em Afloramentos.* Tese de mestrado, Campinas-SP, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, jan., 1993.
- BOBAR, A.R. *Reservoir Engineering Concepts on Well Spacing.* **Society of Petroleum Engineers**, Jan., 1985, SPE 15338.
- CÂMARA, P.S. *Espaçamento e Redução de Espaçamento em Reservatórios.* Seminário da Disciplina de Comportamento de Reservatórios, Campinas-SP, Universidade Estadual de Campinas, dez., 1991.
- CAMPOZANA, F.P. *Modelagem Probabilística e Simulação de Reservatórios.* Tese de Mestrado, Campinas-SP, Universidade Estadual de Campinas, nov., 1990.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- CARRASCO, B.N. *Análise Petrográfica Comparativa entre Afloramentos Análogos e Reservatórios de Hidrocarbonetos no Campo de Alto do Rodrigues na Formação Açú, Bacia Potiguar.* In: V Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios, Rio de Janeiro, 1993, p. 521-530.
- CUTLER, W.W. *Estimation of Underground Reserves by Oil-Well Production Curves.* Bull. 228, U. S. Bureau of Mines, 1924.
- DAMSLETH, E. et alii. *A Two-stage Stochastic Model Applied to a North Sea Reservoir.* In: Proceedings of the 65<sup>th</sup> Annual Tech. Conf. and Exhib. of the SPE, New Orleans, LA, sept., 1990, SPE 20605.
- DE ROSSI, N.V.M. *Determinação do Espaçamento Ótimo entre Poços Considerando as Heterogeneidades do Reservatório.* Tese de Mestrado, Ouro Preto-Mg, U.F.O.P., abr., 1988.
- DEUTSCH, C.V. & JOURNAL, A.G. *GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide.* New York, Oxford University Press, 1992.
- DRISCOLL, V.J. *Recovery Optimization Through Infill Drilling - Concepts, Analysis and Field Results.* In: 49<sup>th</sup> Annu. SPE of AIME Fall Meeting, Houston, Tx, 6-9, Oct., 1974, SPE 4977.
- DUBRULE, O. *A Review of Stochastics Models for Petroleum Reservoirs.* In: Armstrong, M., ed., *Geostatistics Vol.2*, Dordrecht, Kluwer Academic Pub., 1989, pp. 493-506.
- FARIAS, P.R.C. *Evolução do Sistema Depositional da Formação Açú no Campo de Canto do Amaro/Alto da Pedra.* In: I Seminário da Linha de Charneira de Areia Branca, Natal, PETROBRAS, Natal, 1989.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- FOGG, G.E. & LUCIA, F.J. *Reservoir Modeling of Restricted Plataform Carbonates: Geologic/Geostatistical characterization of Interwell-Scale Reservoir Heterogeneity, Dune Field, Crane County, Texas.* Report of the Bureau of Economic Geology, Austin, Univ. of Texas, 1990.
- GALLI, A. et alii. *Combining Geology, Geostatistics and Multiphase Fluid Flow for 3D Reservoir Studies.* In 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Paris, 1990, p 11-19.
- GOULD, T.L. & MUÑOZ, M.A. *An Analysis of Infill Drilling.* In: 57<sup>th</sup> Annual SPE of AIME Fall Tech. Conf., New Orleans, LA, sept., 1982, p. 26-29, SPE 11021.
- GOULD, T.L. & SAN-SAREN, A.M. *Infill Drilling for Incremental Recovery.* **Journal of Petroleum Tecnology**, 41(3):229:37, mar., 1989, SPE 18941.
- GÓMEZ-HERNANDEZ, J.J. & JOURNEL, A.G. *Joint Sequential of Multigaussian Fields.* In: Fourth International Geostatistics Congress, sept., 1992.
- GUERILLOT, D.R. & MORELON, I.F. *Sorting Equiprobable Geostatistical Images by Simplified Flow Calculations.* In: 67<sup>th</sup> Annual Tecnical Conference and Exihibicion of the SPE, Washington, DC, Oct., 1992, SPE 2489.
- HALDORSEN, H.H. & DAMSLETH, E. *Stochastic Modeling.* **Journal of Petroleum Tecnology**. 42(4):404-412, 1990.
- JOURNEL, A. & ISAKS, E.H. *Condicional Indicator Simulation: Application to a Saskatchewan Uranium Deposit.* **Mathematical Geology**, 16(7):685-719, 1984.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- JOURNEL, A. & ALABERT, F. *Focusing on Spatial Connectivity of Extreme Value Attributes: Stochastic Indicator Models of Reservoir Heterogeneities.* In: 63<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Houston TX, oct., 1988, p. 621-632, SPE 18324 .
- JOURNEL, A. & ALABERT, F. *New Method for Reservoir Mapping.* **Journal of Petroleum Technology**, 42(2):212-218, Feb., 1990.
- LEITÃO, H.C. *Estudo Preliminar de Reservatórios da Zona CAM-400. Campo de Canto do Amaro. (Bacia Potiguar Emersa).* Relatório Interno PETROBRAS, Natal, PETROBRÁS/DEPRO/RPNS, 1991.
- LE Loc, H.G. *An Efficient Strategy for Combining the Permeabilities: Practical Application on a Simulated Reservoir.* In: *Geostatistics, vol.2, P 557-568, Kluwer Scademic Publishers, 1989.*
- LIMA, M.O. & TEIXEIRA, A.B.R. *Petrografia dos Arenitos da Formação Açú no Campo de Canto do Amaro/Alto da Pedra.* In: I Seminário da Linha de Charneira de Areia Branca, Natal, PETROBRAS, 1989.
- MANGUNKUSUMO, R.I. *In Fill Drilling in Old Fields.* In: Offshore South East Asia SPE Conference, Singapura, Feb., 1982, p. 9-12, SPE 10427.
- MATHERON, G. et alii. *Conditional Simulation of the Geometry of Fluvio-Deltaic Reservoirs.* In: Proceedings of the 62<sup>th</sup> Annual Tech. Conf. and Exib. of the SPE, Dallas, TX, Sept. 1987, SPE 16753.
- PARAIZO, P.L.B. *Simulação de Variáveis Indicatrizes.* In: Seminário da disciplina Geoestatística II - Modelagem

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- POLETTI, C.A. & SANTOS, A.V.Q. *Canto do Amaro - Seis Anos de Desenvolvimento*. In: V Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios, Rio de Janeiro, 1993, p. 245-255.
- PREDA, W.N. et alii. *Projeto Canto do Amaro/Alto da Pedra - Estudo dos Reservatórios da Zona 400 da Formação Açú*. Relatório interno da PETROBRÁS, Natal, PETROBRÁS/DEPEX/DEBAR, 1991.
- RABINOVITZ, A. *Avaliação de Locações Exploratórias de Óleo e Gás Associado em Reservatórios Heterogêneos de Campos Parcialmente Desenvolvidos*. Tese de Mestrado, Campinas-SP, Universidade Estadual de Campinas, mar., 1989.
- RIVOIRARD, J. *Relatios Between the Indicators Related to a Regionalised Variable*. In: 4<sup>th</sup> International Geostatistic Congress, Lisboa, Portugal, Sept., 1992.
- SANTOS, M.B.; TEIXEIRA, I.E.M. & WAICK, R.N. *A Importância da Hidrodinâmica no Campo de Canto do Amaro/Alto da Pedra*. In: IV Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios, Natal, Petrobrás, 1990, p. 279- 292.
- SANTOS, M.B. & POLETTI, C.A. *Análise Faciológica dos Arenitos Fluviais da Formação Açú, Zona 400 - Campo de Canto do Amaro*. In: V Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatórios, Rio de Janeiro, Petrobrás, 1993.
- SOUTO, D.L.A.N.; PREDA, W.N. & FARIAS, P.R.C. *Sistemas Depositionais e Geometria dos Reservatórios da Formação Açú no Alto do Mossoró, Bacia Potiguar*. In: XXXVI Congresso Brasileiro de Geologia, v. 1, Natal, 1990, p. 241-251.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- Deposicionais e Geometria dos Reservatórios da Formação Açú no Alto do Mossoró, Bacia Potiguar.* In: XXXVI Congresso Brasileiro de Geologia, v. 1, Natal, 1990, p. 241-251.
- SURO-PÉREZ, V. & JOURNEL, A.G. *Stochastic Simulation of Lithofacies: An Improved Sequential Indicator Approach.* In: European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Paris, 1990.
- SURO-PÉREZ, V.; BALLIN, P.R. & JOURNEL, A.G. *Modeling Geological Heterogeneities and Its Impact on Flow Simulation.* In: 66<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, Dallas, TX, oct., 1991, p. 399-410, SPE 22695.
- VASCONCELOS, E.P.; ROSS, S. & LIMA NETO, F.F. *Unidades de Correlação da Formação Açú.* In: XXXVI Congresso Brasileiro de Geologia, Natal, 1990.
- XU, W. & JOURNEL, A.G. *GTSIM: Gaussian Truncated Simulations of Lithofacies.* SCRF-Stanford Center of Reservoir Forecasting., School of Earth Sciences, 1993.
- Zeito, G.A. *Interbedding of Shale Breaks and Reservoir Heterogeneities.* **Journal of Petroleum Technology.** p.1223-1228, out.1965.

# ANEXO 1

## FLUXOGRAMA RESUMIDO DO ALGORITMO SGT

