

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ÁREA DE GEOLOGIA DO PETRÓLEO

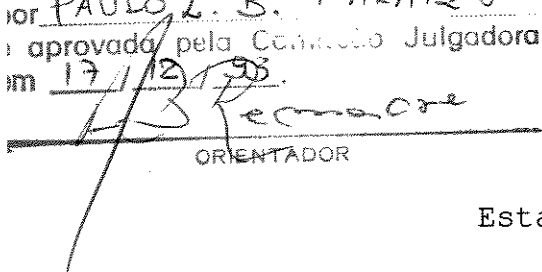
Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências
como requisito parcial à obtenção do
Título de Mestre em Geoengenharia de Reservatório

**MODELAGEM NUMÉRICA PARA TRATAMENTO
DE DADOS GEOLÓGICOS**

Autor : PAULO LOPES BRANDÃO PARAIZO

Orientador: ARMANDO ZAUPA REMACRE

Este exemplar corresponde a
edição final da tese defendida
por PAULO L. B. PARAIZO
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 17/12/93.


ORIENTADOR

CAMPINAS

Estado de São Paulo - Brasil

Dezembro, 1993

P212m

20650/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

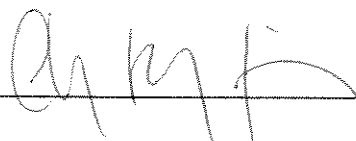
A dissertação "Modelagem Numérica para Tratamento de Dados Geológicos", elaborada por Paulo Lopes Brandão Paraizo e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Subcomissão de Pós-graduação em Geoengenharia de Reservatório como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Geoengenharia de Reservatório.

Campinas, 17 de dezembro de 1993

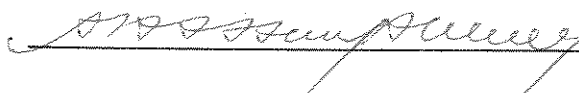
Banca Examinadora:



Armando Z. Remacre
(Orientador)



Chang H. Kiang
(Examinador)



Alberto S. Almeida
(Examinador)

*Para Maria, José,
Marcos (para sempre), André,
Carlos e Wânia.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor e orientador Armando Zaupa Remacre pelo apoio e confiança transmitido durante a execução deste trabalho.

Agradeço aos colegas e funcionários do DENEST/DIRGEO/SERTRAG, DENEST/DIREX/SEGED e do Instituto de Geociências da Unicamp que, de alguma forma, colaboraram para a execução deste trabalho.

O meu muito obrigado ao amigo Cláudio Borba, pelo apoio paciente a curta e longa distância.

Agradeço especialmente à Wânia pelo apoio, confiança e companheirismo de todas as horas.

À Petróleo Brasileiro S. A. - PETROBRÁS - pelo apoio financeiro e o fornecimento de dados, sem os quais este trabalho não teria sido possível.

MODELAGEM NUMÉRICA PARA TRATAMENTO DE DADOS GEOLÓGICOS (Tese de Mestrado : Dez/93)

PAULO LOPES BRANDÃO PARAIZO

Orientador: Armando Zaupa Remacre

Instituto de Geociências - Curso de Geoengenharia de Reservatório
Convênio UNICAMP / PETROBRÁS

RESUMO

Neste trabalho foi utilizada uma metodologia geoestatística, - a simulação condicional-, em duas escalas de heterogeneidades geológicas do reservatório, tendo como objetivo poder medir as incertezas associadas a estas escalas num modelo simplificado de fluxo de fluidos. A primeira escala se refere à distribuição espacial das eletrofácies, que foi simulada com o algoritmo de componentes principais indicadores, e a segunda à distribuição espacial das propriedades petrofísicas, internamente à cada eletrofácies, tendo sido utilizado um algoritmo gaussiano sequencial. Para cada escala de heterogeneidade foram selecionadas 10 imagens para a simulação de fluxo, onde se verificou, através de um modelo simples, que as incertezas dos parâmetros geológicos dependem não só da sua variabilidade, mas sim da forma como eles interagem com as condições de fluxo as quais o reservatório é submetido.

Foi efetuado também um estudo do empilhamento vertical das eletrofácies, onde através de ferramentas simples como curvas de proporção vertical e variogramas, foi possível identificar padrões de comportamento vertical distintos para as várias zonas do reservatório em estudo. Esta abordagem forneceu uma visão abrangente do pacote sedimentar, e se mostrou útil para auxiliar a interpretação de caráter exploratório da área.

NUMERICAL MODELING FOR GEOLOGICAL DATA TREATMENT (MASTER THESIS : Dec/93)

PAULO LOPES BRANDÃO PARAIZO

Adviser: Armando Zaupa Remacre

Instituto de Geociências - *Curso de Geoengenharia de Reservatório*
Convênio UNICAMP / PETROBRÁS

ABSTRACT

A geostatistical method - conditional simulation - was used in two scales of geological heterogeneity, with the objective of assessing the uncertainty of these scales in a simplified fluid flow model. The first scale is associated with spatial distribution of eletrofacies, simulated with a indicator principal component algorithm, and the second with the spatial distribution of petrophysical properties for each eletrofacies independently, simulated with a gaussian sequential algorithm. Ten realizations of each scale were chosen for fluid flow simulation, revealing that the uncertainties are not only associated with the variability of the images, but also with the interaction of these with the conditions of flow to which reservoir is submitted.

A study of the vertical stacking of eletrofacies was done with the use of simple tools like proportion curves and variograms. It was possible to recognize different patterns of vertical stacking. The approach proved to be useful by providing a general view of the reservoir, and helpful for the explotatory interpretation.

SUMÁRIO

RESUMO

ABSTRACT

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Trabalhos Anteriores	4
1.3 Metodologia	8
1.4 Origem dos Dados	12
1.5 Escalas de Heterogeneidades	15
2 EMPILHAMENTO VERTICAL DAS ELETROFÁCIES	19
2.1 Horizontalização e Regularização Vertical	19
2.2 Análise da Curva de Proporção Vertical Global	21
2.3 Análise Variográfica	24
2.4 Interpretações	32
3 BASE DO MODELO NUMÉRICO	36
3.1 Mapas e Curvas de Proporção Locais	36
3.2 Variogramas Diretos	43
3.3 Relação Cruzada entre as Eletrofácies	47

3.4 Análise de Transição Vertical	57
4 SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DAS ELETROFÁCIES	61
4.1 Escolha do Algoritmo	63
4.2 Implementação do Algoritmo e Escolha das Imagens	67
4.3 Imagens geradas e Comentários	78
5 SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DOS PARÂMETROS PETROFÍSICOS	85
5.1 Estrutura de Dados e Algoritmo	85
5.2 Análise Variográfica	91
5.3 Imagens Geradas	97
6 SIMULAÇÃO DE FLUXO	101
6.1 Descrição do Modelo Base	102
6.1.1 Discussão dos Resultados	104
6.1.2 Alterações no Modelo	110
6.2 Modelo com um "Layer"	117
7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	123
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.3.1 - Fluxogramas dos passos executados	10
Figura 1.5.1 - Classificação das heterogeneidades de Petijohn et al.	17
Figura 1.5.2 - Classificação das heterogeneidades de Weber	18
Figura 2.2.1 - Curva de proporção vertical global	23
Figura 2.3.1 - Variogramas verticais das curvas de proporção	26
Figura 2.3.2 - Variogramas verticais - zona inferior	28
Figura 2.3.3 - Variogramas verticais - zona intermediária	29
Figura 2.3.4 - Variogramas horizontais - eletrofácies 1	31
Figura 2.3.5 - Variogramas da porosidade nas três zonas	33
Figura 3.1.1 - Mapa de percentagem da eletrofácies 1	39
Figura 3.1.2 - Mapa de percentagem da eletrofácies 2	39
Figura 3.1.3 - Mapa de percentagem da eletrofácies 3	39
Figura 3.1.4 - Mapa de percentagem da eletrofácies 4	39
Figura 3.1.5 - Curva de proporção horizontal local - direção x	41
Figura 3.1.6 - Curva de proporção horizontal local - direção y	41
Figura 3.1.7 - Curva de proporção vertical local	42
Figura 3.2.1 - Variogramas diretos horizontais	45
Figura 3.2.2 - Variogramas diretos verticais	46
Figura 3.3.1 - Variogramas cruzados horizontais	53

Figura 3.3.2 - Variogramas cruzados verticais	54
Figura 4.2.1 - Variogramas cruzados dos componentes principais	71
Figura 4.2.2 - Modelo variográfico IPC 1	72
Figura 4.2.3 - Modelo variográfico IPC 2	73
Figura 4.2.4 - Modelo variográfico IPC 3	74
Figura 4.2.5 - Localização das áreas de simulação	77
Figura 4.3.1 - Seções de imagens geradas	79
Figura 4.3.2 - Comparação da curva de proporção vertical dados x simulada	80
Figura 4.3.3 - Comparação dos variogramas diretos hor. dado x simulado	83
Figura 4.3.3a - Comparação dos variogramas diretos vert. dado x simulado	84
Figura 5.1.1 - Histograma da porosidade por eletrofácies	87
Figura 5.1.2 - Correlações log K x ϕ por eletrofácies	88
Figura 5.1.3 - Exemplo de transformação gaussiana	90
Figura 5.2.1 - Modelo variográfico da porosidade da eletrofácies 1	93
Figura 5.2.2 - Modelo variográfico da porosidade da eletrofácies 2	94
Figura 5.2.3 - Modelo variográfico da porosidade da eletrofácies 3	95
Figura 5.2.4 - Modelo variográfico da porosidade da eletrofácies 4	96
Figura 5.3.1 - Histogramas simulados	98
Figura 5.3.2 - Comparação dos variogramas dos dados com o simulado	99
Figura 5.3.3 - Seções de imagens geradas	100
Figura 6.1.1 - Gráfico Np x tempo	105
Figura 6.1.2 - Gráfico Np x Vol. poroso injetado	106
Figura 6.1.3 - Gráfico Wcut x tempo	107

Figura 6.1.4 - Gráfico W_{cut} x Vol. poroso injetado	108
Figura 6.1.5 - Saídas por "layer"	111
Figura 6.1.6 - Gráfico N_p x vol. por. injetado - alteração na vazão	113
Figura 6.1.7 - Gráfico N_p x vol. por. injetado - introdução de capilaridade	114
Figura 6.1.8 - Gráfico N_p x vol. por. injetado - alteração na geometria de injeção.	116
Figura 6.1.9 - Gráfico N_p x vol. por. injetado - permeabilidade vertical nula	118
Figura 6.2.1 - Comparação modelo homogêneo com três heterogêneos por "layer"	120
Figura 6.2.2 - Mapas de pressão e saturação - reservatório heterogêneo	122
Figura 6.2.3 - Mapas de pressão e saturação - reservatório heterogêneo	122

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.3.1 - Amplitudes verticais e horizontais de algumas relações entre eletrofácies	56
Tabela 4.3.1 - Comparação das matrizes de probabilidade de transição vertical dos dados com a simulada	81
Tabela 4.3.2 - Comparação das proporções globais dos dados condicionantes com o simulado	81

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1-Objetivos

Uma das tendências mais marcantes da atualidade na indústria do petróleo é o refinamento da pesquisa de campos em fase de produção, em função basicamente de dois aspectos: dificuldade de apropriação de reservas devido à redução do número de campos novos descobertos; e um menor volume de investimentos necessários associado a uma redução substancial no risco.

Com esta finalidade têm-se desenvolvido bastante as ferramentas que possibilitam uma melhor compreensão dos fenômenos envolvidos na produção de óleo. Esses fenômenos vão desde os processos relacionados a formação da rocha armazenadora (reservatório), até os mecanismos de recuperação suplementar e especial, passando por uma quantidade muito grande e variada de atividades e áreas específicas do conhecimento, requerendo dos profissionais envolvidos uma

grande capacidade de integração e multidisciplinaridade.

Dentre as ferramentas mais importantes podemos citar a estatística multivariada, a modelagem geoestatística, a sísmica de reservatório (alta resolução, poço), simuladores de reservatório mais potentes e específicos, novas técnicas de perfuração (poços horizontais), estimulação, completação, perfilagem e testes de formação.

A geologia têm um papel importante neste contexto, que é o de reconhecer a necessidade de elaborar modelos geológicos mais refinados, procurando abranger os vários níveis de heterogeneidade do reservatório, e também compreender de que forma estas heterogeneidades podem influir no fluxo de fluidos. Isto requer uma grande interação com a engenharia de reservatórios, num trabalho paulatino de aperfeiçoamento de modelos.

Esta dissertação se insere dentro desta filosofia, procurando abordar a caracterização das heterogeneidades geológicas com modelos numéricos, desde uma visão mais abrangente, relacionado ao empilhamento vertical das eletrofácies, até a modelagem numérica aplicada ao desenvolvimento da produção.

O objetivo principal do trabalho foi utilizar uma metodologia geoestatística

para a transferência de informações geológicas para um simulador de fluxo, e com isso permitir a avaliação das incertezas associadas a estas informações. Esta abordagem está de acordo com a nova visão da atividade de gerenciamento de reservatório, que requer a capacidade de avaliar a influência de cada um dos parâmetros nela envolvidos, para que, de posse de uma visão mais integrada, permita a elaboração da estratégia de exploração mais apropriada.

As informações geológicas se referem a escalas de heterogeneidades do reservatório. Para o estudo de modelagem geoestatística, cuja ferramenta básica foi a simulação condicional, foram definidos dois níveis de heterogeneidades. O primeiro, de escala maior, está relacionado a distribuição espacial das eletrofácies e, o segundo, à distribuição das propriedades petrofísicas internamente a cada eletrofácies. A vantagem desta metodologia, é que ela permite uma abordagem probabilística dos parâmetros geológicos, e portanto, fornece alternativas equiprováveis da distribuição destes parâmetros, fazendo com que a incerteza associada a eles possa ser melhor avaliada no que se refere ao comportamento de produção do reservatório. Foi utilizado um modelo simples de simulação de fluxo, para avaliar a incerteza de cada um destes níveis no comportamento de produção.

Uma terceira escala de heterogeneidade surge no estudo de empilhamento vertical das eletrofácies, e seu estudo é o objetivo secundário deste trabalho. Ela

têm um caráter mais abrangente, pois está relacionado a mudanças no padrão deste empilhamento, e foi abordada com modelagens numéricas mais simples, como curvas de proporção e variogramas, mas que fornecem alguns elementos importantes que podem auxiliar na exploração do reservatório.

1.2 - Trabalhos Anteriores

A utilização da metodologia geoestatística em reservatórios de petróleo tem se tornado bastante comum nos últimos anos, devido não só a uma valorização da abordagem probabilística, como também a um importante desenvolvimento de métodos de simulação estocástica. Haldorsen & Damsleth (1990) e Dubrule (1989) apresentam uma descrição bastante completa de alguns métodos e sua utilização em petróleo.

Podemos ressaltar basicamente três famílias de métodos de simulação estocástica: booleano, indicatriz e gaussiano.

O método booleano, também classificado como método orientado ao objeto, é mais utilizado para a reprodução de aspectos geométricos dos corpos de

reservatório e não reservatório, e durante muito tempo apresentou dificuldades na condicionalização aos dados reais. Procurando minimizar este problema, Haldorsen & Lake (1984) apresentam uma abordagem estatística para estimar a disposição espacial de folhelhos, baseado em dados de poços e afloramento. Haldorsen & McDonald (1987) descrevem técnicas para modelagem geométrica de reservatórios arenosos, como também falhas, fraturas e aquíferos. Suro-Pérez (1991) apresenta uma metodologia para simular corpos de areia a 2D, num ambiente deltaico, discutindo aspectos de condicionalização e extensão a 3D. Schnetzler (1993) apresenta proposta para o desenvolvimento de um algoritmo para simulação booleana a 3D, pretendendo reproduzir aspectos como forma e dimensão dos corpos, interação entre fácies e condicionalização.

Os métodos indicatrizes se prestam mais a simulação de variáveis discretas, podendo ser não paramétricas (fácies) ou paramétricas ("cut-off's" de uma variável contínua). Journel e Suro-Perez (1990) e Suro-Perez(1991,1992) apresentam e ilustram a modelagem e simulação pelo método das componentes principais indicadoras, discutindo aspectos positivos e negativos em relação aos demais métodos. Journel e Gomez-Hernandez (1989) discutem um método de simulação indicatriz sequencial para gerar imagens da distribuição espacial de arenitos e folhelhos. Matheron et alli. (1987) utilizam um método de simulação para variável discreta a partir de sua relação com um campo gaussiano. Langlais & Doyle (1992)

comparam três métodos de simulação de variável discreta, levando em consideração parâmetros de reprodutibilidade das imagens e tempo de processamento.

Os métodos gaussianos são os mais tradicionais na área de simulação de variáveis contínuas. Dentre eles podemos destacar o "turning-bands" ou bandas rotativas, médias móveis e decomposição LU. Mais comum na literatura hoje em dia tem sido o método de simulação gaussiana sequencial. Baldissera (1992) utiliza o método gaussiano sequencial para gerar uma simulação de porosidade, enquanto Ferreira (1988) gera imagens de distribuição espacial de volume de argila em reservatórios turbidíticos a partir do método de bandas rotativas.

Uma tendência atual tem sido a utilização de modelos híbridos, entendida como uma abordagem em duas etapas, uma relacionada a distribuição das fácies e outra a distribuição interna dos parâmetros petrofísicos. Haldorsen & Damsleth (1990) demonstram as vantagens da utilização desta técnica. Baldissera (1992) ilustra esta abordagem, discutindo aspectos relevantes no que se refere ao volume de informações disponíveis para a caracterização - principalmente variográfica - de cada etapa.

Alguns trabalhos tem surgido utilizando modelagem estocástica para a avaliação de incertezas de alguns parâmetros controladores do fluxo de fluidos no

reservatório. Waggoner, Castillo e Lake (1992) discutem a influência de diferentes padrões de distribuição de permeabilidade no comportamento de fluxo. Ballin, Journel e Aziz (1992) utilizam dois simuladores de fluxo, um simples e rápido e outro complexo, para avaliar a incerteza associada a distribuição de permeabilidades geradas por algoritmos estocásticos. Araktingi (1992) estuda a influência direta de parâmetros variográficos, como anisotropia e amplitude, no comportamento de uma injeção de água.

A geoestatística têm também sido utilizada para auxiliar em estudos de transferência de escala. Gomez-Hernandez (1991) utiliza simulação condicional gaussiana e não gaussiana para gerar imagens em pequena escala da condutividade hidráulica de aquíferos, nas quais testa posteriormente métodos de transferência de escala. Cruz (1991) gera campos de permeabilidade com simulação não condicional para vários tipos de heterogeneidades, e avalia sua influência em alguns métodos de transferência de escala.

Para finalizar, vale ressaltar o surgimento de novos métodos de simulação estocástica, utilizando conceituações teóricas visando atender a demanda de modelos mais refinados. Dentre eles podemos citar o "Annealing", simulação de campo de probabilidade, simulação de variáveis com padrão de distribuição fractal, e utilização de estatística de múltiplos pontos.

1.3 - Metodologia

A primeira parte do trabalho tratou da reunião e avaliação do grupo de dados disponíveis, permitindo a verificação do grau de extensão e aprofundamento de cada etapa a ser efetuada como função destes dados.

Para o atendimento do objetivo principal, de proceder uma caracterização geológica em duas escalas para avaliar a sua incerteza na produção, foi selecionado um intervalo referente a uma zona de produção do campo ao qual pertencem os dados. Esta zona se insere no contexto da terceira escala de heterogeneidade referida anteriormente. Procedeu-se então a modelagem geoestatística em dois níveis, tendo sido utilizada a técnica de simulação condicional, que procura reproduzir a variabilidade original dos dados, respeitando leis de correlação espacial dos fenômenos (variogramas). Esta modelagem foi então submetida ao fluxo de fluidos para avaliação das incertezas. Após esta etapa, desenvolveu-se o estudo relacionado ao empilhamento vertical das eletrofácies, de caráter mais abrangente, e empregando ferramentas mais simples como curvas de proporção e variogramas verticais.

Os principais passos, na sequência em que foram executados, são os

seguintes: tratamento dos dados, simulação estocástica das eletrofácies, simulação estocástica dos parâmetros petrofísicos, simulação de fluxo e empilhamento vertical de eletrofácies (ver figura 1.3.1).

O tratamento de dados teve como função preparar os dados originais, para adequar à sistemática da caracterização espacial. Desta fase constaram as etapas de horizontalização, regularização e definição do intervalo a ser estudado para o objetivo principal. Uma outra função desta fase foi elaborar estudos preliminares de modelagem matemática visando fornecer elementos para subsidiar o procedimento de simulação estocástica das eletrofácies. Dentre estes podemos destacar a obtenção dos mapas de eletrofácies, curvas de proporção local em várias direções, análise das relações espaciais entre as eletrofácies e análise de probabilidade de transição vertical.

A fase seguinte, de simulação estocástica das eletrofácies, foi extremamente dependente do tratamento de dados, pois dele é que surgiu o embasamento para a escolha do método de simulação estocástica a ser utilizado, além da maioria dos critérios estabelecidos para a aceitação das imagens. Nesta fase foram efetuados os procedimentos de transformação dos dados brutos em componentes principais, análise variográfica dos componentes principais, simulação dos componentes principais, e por fim, selecionamento das imagens através dos critérios descritos e

também comparação com seções interpretadas.

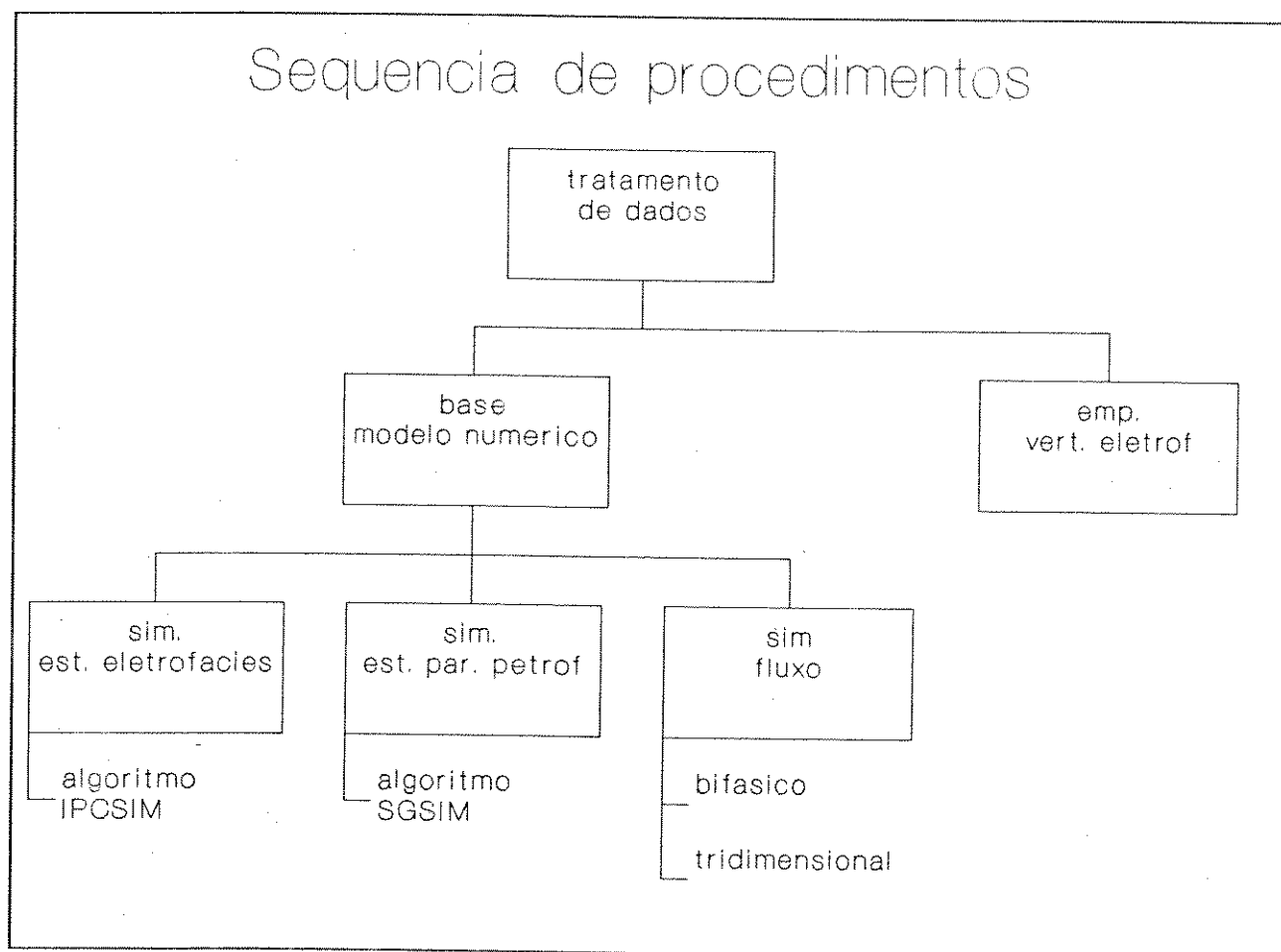


Fig 1.3.1 - Fluxograma esquemático dos passos

Em seguida foi efetuada a simulação estocástica de propriedades petrofísicas, que exigiu, além do tratamento das informações disponíveis nos dados, o estabelecimento de correlações com um trabalho previamente publicado na área, onde foram tratados dados de petrofísica em testemunhos. Foram efetuadas estatísticas básicas dos dados petrofísicos, escolha do método de simulação

gaussiana sequencial, transformação dos dados em distribuições gaussianas, análises variográficas das variáveis bruta e gaussiana, simulação propriamente dita, correlação com dados de permeabilidade retirados do trabalho acima referido, e análise visual das imagens obtidas. Esta fase teve uma interação com a fase seguinte, uma vez que houve a necessidade da escolha de uma imagem de distribuição espacial de eletrofácies com comportamento de produção médio.

A fase de simulação de fluxo, que teve como objetivo testar a análise de incertezas, constou da montagem de um modelo simples aonde foram simuladas dez imagens de cada uma das duas escalas de heterogeneidades estudadas.

A última fase, que corresponde ao capítulo 2, constou da utilização de algumas ferramentas numéricas como curvas de proporção global, variogramas verticais e horizontais, com o intuito de fornecer elementos para uma interpretação de caráter exploratório. O posicionamento deste ítem no início do trabalho, se deveu ao seu caráter mais abrangente, fornecendo uma visão mais geral do reservatório.

Os recursos computacionais utilizados foram: todas as modelagens envolvendo tratamentos estatísticos e geoestatísticos, como histogramas, análise variográfica, simulações estocásticas e gráficos tipo "gray-scale" foram efetuados

pela biblioteca de programas geoestatísticos GSLIB; o simulador de fluxo utilizado foi o SIMBEST-I da SSIPROC, de caráter comercial, disponível no computador de grande porte IBM-3090 operado pela Unicamp.

1.4 - Origem dos Dados

Os dados utilizados para o desenvolvimento deste trabalho são referentes a uma pequena porção, em área, na região central de um campo de petróleo em produção, numa bacia da margem costeira do nordeste brasileiro. Eles perfazem um total de 90 poços, dos quais foram utilizados 60, com informações a cada 20cm de profundidade, e representam uma parte do intervalo produtor na região, correspondendo a três das quatro zonas em que é subdividido.

Os dados, na forma como são utilizados neste trabalho, se originam de dois trabalhos anteriores. Candido(1984), faz um detalhamento litofaciológico e petrofísico do reservatório, fornecendo um mapeamento das 4 litofácies detectadas, e suas correlações de permeabilidade e porosidade. As características geológicas da área aqui referenciadas, são também retiradas deste trabalho. Estudos posteriores de correlação rocha x perfil e estatística multivariada, transformaram as 4 litofácies

em 4 eletrofácies, permitindo obter uma distribuição destas nos poços da área estudada.

O pacote é de idade Aptiano, e foi depositado num sistema de leques aluviais em clima semi-árido progradando em direção a um lago intrabacinal.

Os leques proximais e coalescentes gradam distalmente para um padrão de canais "braided" em que o processo de avulsão retrabalha os sedimentos lateral e longitudinalmente. Esses canais podem evoluir para um padrão mais sinuoso a medida que se afastam da área fonte, dando lugar a deposição em sistema meandrante caracterizado por barras de pontal. Na região mais distal surgem os depósitos mais finos relacionados a influência do lago.

Estruturalmente a área consiste em um domo alongado de direção SW-NE, cortado por um sistema de falhas principais de mesma direção e um sistema de falhas secundárias transversais com alinhamento SE-NW.

Dois tipos básicos de informação foram utilizadas. A primeira diz respeito a eletrofácies e a segunda a porosidade.

Para a obtenção dos dados eletrofáciológicos foram necessários a integração

de informações de natureza petrográfica, envolvendo tipos litológicos estudados em testemunhos, com estudos de perfis elétricos e, a partir do estabelecimento de correlações rocha-perfil, foi possível implementar um projeto de análise multivariada de dados e gerar uma classificação em poços não testemunhados. Os passos básicos deste projeto foram:

- definição, em testemunho, das principais litofácies presentes no reservatório e seu agrupamento (Candido,1984);
- definição, em laboratório, das correlações $\log K \times \phi$ para cada agrupamento definido (Candido,1984);
- estabelecimento das características de perfis identificáveis para cada agrupamento;
- determinação de uma função para identificação dos agrupamentos, através da técnica de análise multivariada denominada análise discriminante, nos poços testemunhados;
- determinação destes agrupamentos, doravante denominados eletrofácies, em todos os poços não testemunhados, com a utilização das funções acima definidas;
- reobtenção dos parâmetros de perfis necessários para o cálculo da porosidade em cada eletrofácies separadamente, buscando uma maior precisão na determinação desta propriedade.

Os agrupamentos eletrofaciológicos são coerentes com os litológicos sugeridos por Candido(op.cit), que procurou identificar os graus de heterogeneidade deste complexo reservatório conglomerático. Segundo Candido (op.cit), podemos definir estes agrupamentos da seguinte maneira:

- eletrofácies 1: conglomerados suportados por seixos e de aspecto maciço e desorganizado;

- eletrofácies 2: arenito conglomerático a grosseiro, representando a porção mais proximal do sistema de leques aluviais;

- eletrofácies 3: arenito médio a fino, representando a porção mais distal do sistema de leques aluviais;

- eletrofácies 4: folhelhos, siltitos, e subordinadamente calcilutitos, que representam os tipos litológicos não reservatório, e que estão associados aos períodos ou áreas de mais baixa energia do sistema.

1.5 - Escalas de Heterogeneidade

Um reservatório apresenta vários níveis de heterogeneidades geológicas, cada um deles causando efeitos distintos e influenciando o comportamento do mesmo sob vários prismas. Uma visão geral destes níveis é importante para situar as escalas de trabalho.

Vários autores tem se dedicado ao estudo das heterogeneidades em seus diversos níveis, destacando-se Alpay(1972), Pettijohn et alli. (1972), Graaff & Ealey (1979), Haldorsen & Lake (1984), Haldorsen & Mc.Donald (1987), Weber (1986), Lewis (1988), Moraes (1991), Bruhn & Moraes (1989) etc.

Em termos de classificação das heterogeneidades podemos destacar dois trabalhos, que proporcionam uma boa visão da variabilidade deste fator.

Pettijohn et alli. propõe uma divisão em termos de escala, conforme pode ser observado na figura 1.5.1, variando as heterogeneidades da ordem de quilômetros até micra. A maior delas, a gigaescala, se refere a uma escala de sistema deposicional, podendo envolver até vários campos, e que é importante na montagem de um modelo de acumulação para uma área. Ela pode ser estudada por poços e métodos sísmicos. Em seguida temos a megaescala, que se refere a uma unidade geneticamente relacionada (reservatório), e que pode refletir uma escala de campo de petróleo. Detalhando-a chegamos a macroescala, aonde pode ser estudada a faciologia do reservatório normalmente derivado da análise de testemunhos e correlações rocha-perfil. Internamente as fácies surge a mesoescala, que se refere as estruturas e texturas apresentadas pela rocha, e também a microescala, que se caracteriza por heterogeneidades observadas em microscópios óticos e até eletrônicos (dimensões em micra).

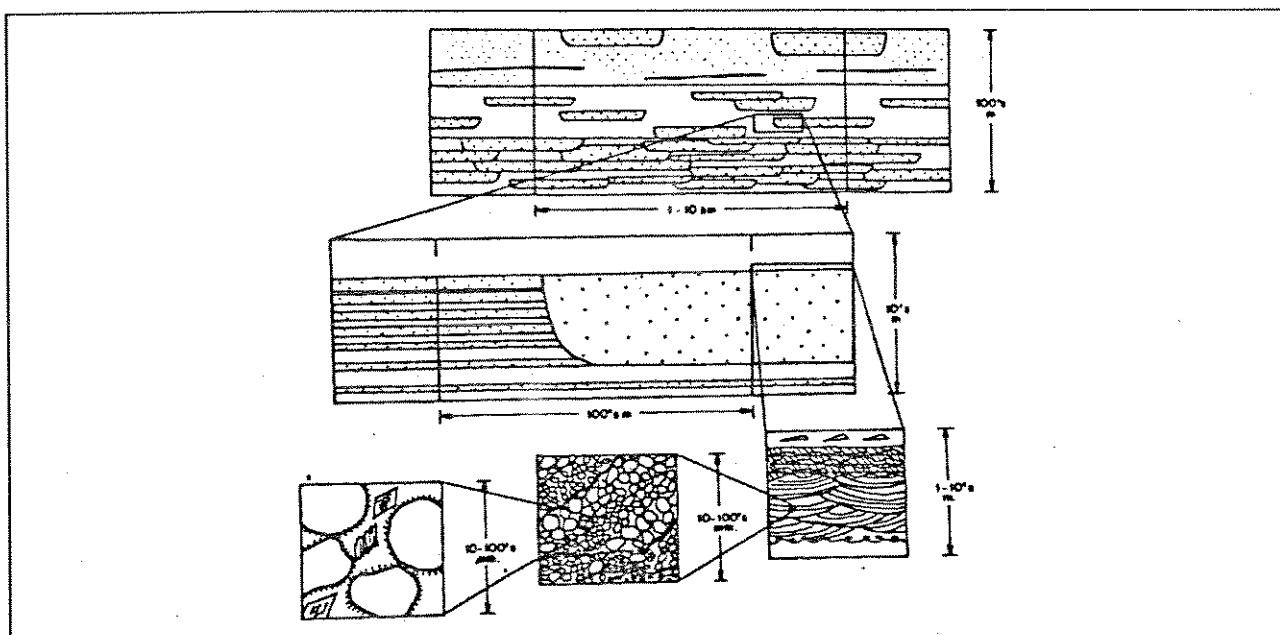


Fig 1.5.1 - Classificação de Pettijohn et al. (*apud* Weber, 1986)

A classificação de Weber, por sua vez, se baseia nos tipos de heterogeneidades, podendo as correlações com as escalas descritas serem feitas com facilidade. A figura 1.5.2 ilustra os tipos por ele descritos, variando desde falhamentos, comumente associados a megaescala, até heterogeneidades microscópicas. Podemos dizer que, por ser baseada nos tipos, esta classificação apresenta maior nível de detalhamento.

Analisando a proposta deste trabalho, podemos dizer que os dois níveis de heterogeneidades anteriormente mencionados se referem a macroescala, quando trata da distribuição espacial das eletrofácies, e a microescala, quando estuda o com

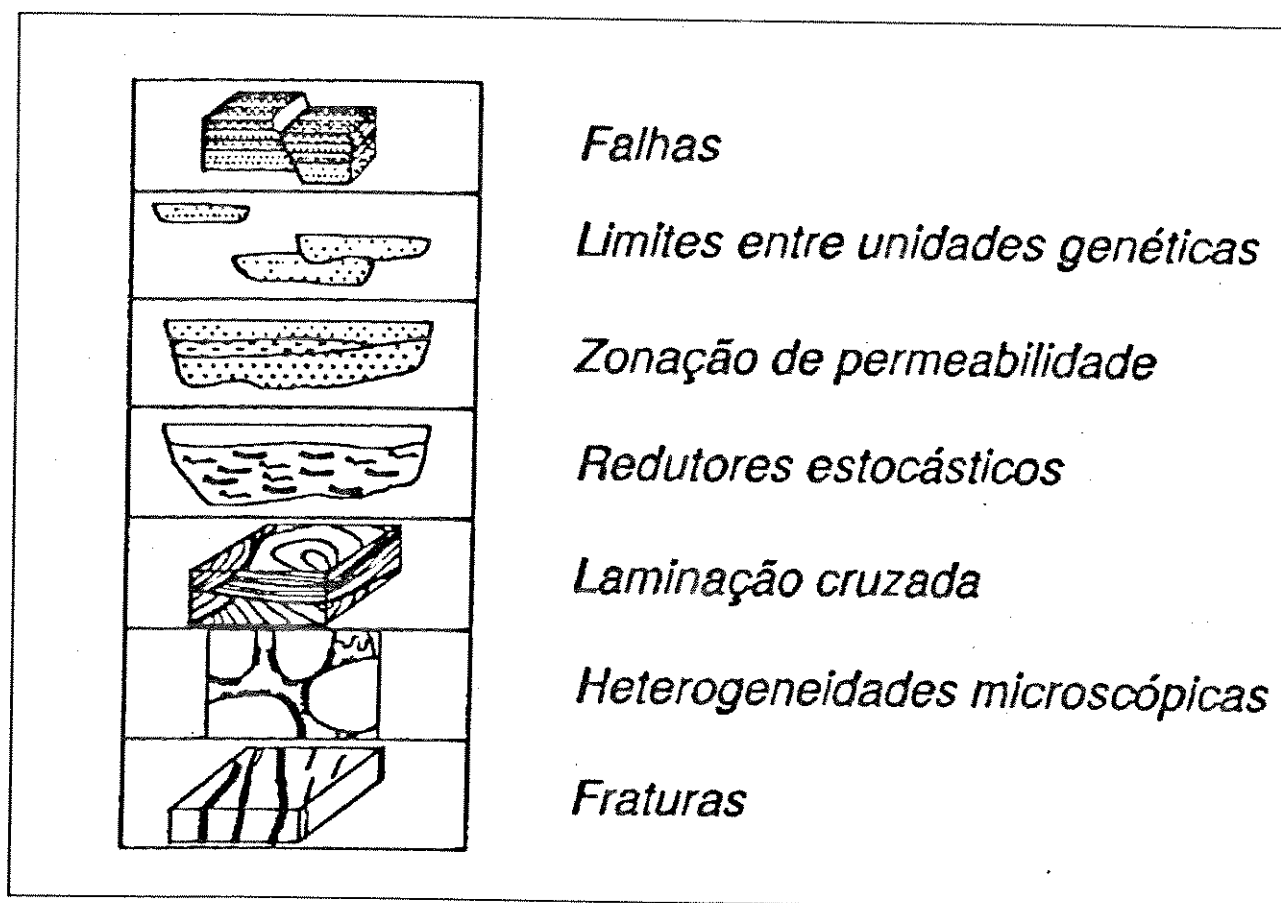


Fig 1.5.2 - Classificação de Weber (*apud* Baldissera, 1992)

portamento das propriedades petrofísicas. Podemos presumir que, devido a presença de falhamentos e fraturas cortando o campo, como já comentado no ítem 1.4, haja uma influência destas heterogeneidades no comportamento geral do reservatório, muito embora este efeito não vá ser tratado neste estudo.

CAPÍTULO 2

EMPILHAMENTO VERTICAL DE ELETROFÁCIES

Este capítulo encerra um estudo de caráter amplo, procurando focalizar os aspectos referentes ao empilhamento vertical das eletrofácies ao longo de toda a seção vertical disponível (presente nos dados).

Ele teve como objetivo utilizar ferramentas simples de modelagem matemática para fornecer uma visão mais abrangente do processo sedimentar ao longo do tempo, visão esta de caráter interpretativo, mas importante para a compreensão do fenômeno como um todo, e que pode representar um auxílio na elaboração de uma estratégia exploratória.

2.1 - Horizontalização e Regularização Vertical

Estes procedimentos de tratamento de dados são o passo inicial para a

execução de todo o trabalho, tanto no que se refere ao estudo do empilhamento vertical, quanto na abordagem mais localizada do reservatório visando o tratamento probabilístico.

A fase de horizontalização consiste na escolha de um marco cronoestratigráfico a partir do qual os dados serão considerados como horizontais (linhas de tempo), visando com isso tentar reproduzir as condições paleo-batimétricas na época da deposição, ou seja, simular a geometria das eletrofácies na forma que foram depositadas. Em suma, vamos tratar os dados no seu posicionamento estratigráfico. Isto é de fundamental importância pois vai permitir que as correlações estabelecidas tenham mais sentido geológico. Os 60 poços foram escolhidos por serem verticais e não estarem atravessados por falhas, o que também poderia comprometer as correlações.

A escolha do marco cronoestratigráfico foi feita atendendo uma comunicação verbal (Silva Filho), e é representado por um folheto de grande extensão que recobre toda a área estudada, e que marca um evento transgressivo com período de tempo bem delineado. Este folheto representa o topo de uma das zonas produtoras definidas no campo.

A etapa de regularização vertical, por sua vez, visa transformar as leituras a

cada 20cm, disponível nos perfis, para uma outra espessura que, mantendo a variabilidade principal dos dados, elimine os efeitos causados pela restrição imposta pela resolução vertical das ferramentas de perfilagem. Esta resolução, que representa a espessura mínima de uma camada que um perfil pode reconhecer, é da ordem de 60cm. Outro ponto a ser considerado para a regularização é a espessura média das camadas. Foi adotado como critério que a regularização não deve ser efetuada para espessura muito grandes, pois neste caso poderemos estar alterando informações, ou seja, admitindo-se espessuras inexistentes para uma determinada camada, ou simplesmente eliminando camadas.

Foi então efetuado um estudo de regularização a 60 e 100cm. Verificou-se que a perda de variabilidade entre elas não era muito significativa, optando-se pela última em função de quatro aspectos: não altera a variabilidade principal dos dados; é um valor condizente com as restrições existentes; tem um volume de dados suficiente para uma modelagem consistente; reduz o número de dados a serem tratados.

2.2 Análise da Curva de Proporção Vertical Global

Para se proceder o estudo do empilhamento vertical das eletrofácies, obteve-

se inicialmente a curva de proporção global na direção vertical.

A curva de proporção é uma ferramenta que se caracteriza pela simplicidade, e pode ser obtida para qualquer região ou direção dentro de um reservatório. Ela nada mais é do que uma visualização gráfica de como as eletrofácies se distribuem dentro de uma região ou direção, levando-se em consideração apenas a sua frequência relativa. No caso em questão, -a direção vertical-, o reservatório é fatiado em níveis, tomando-se como referência o marco cronoestratigráfico, sendo feita, para cada nível, uma contagem para verificar qual a frequência relativa de cada uma das delas.

A figura 2.2.1 mostra a curva de proporção vertical obtida para os dados do reservatório estudado.

Alguns aspectos interessantes chamam a atenção nesta curva. O primeiro deles é a ocorrência do folhelho transgressivo já referido (utilizado como marco cronoestratigráfico), entre 25 e 30m, chegando a perfazer 100% e caracterizando o recobrimento de toda a área.

O segundo aspecto é que, analisando a curva da base para o topo, conseguimos visualizar ciclos, que iniciam com uma sucessão progradante, em que

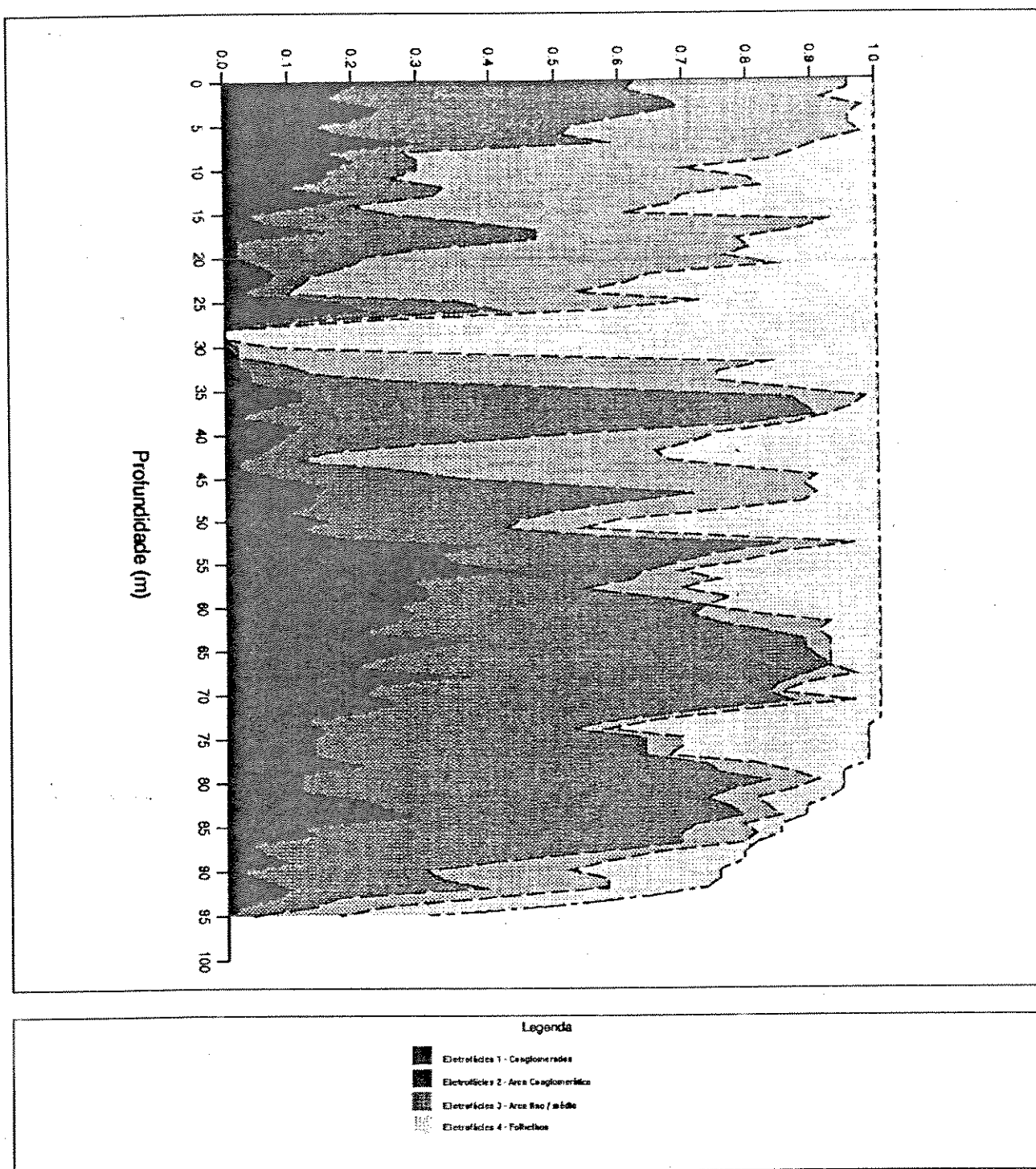


Fig 2.2.1 - Curva de proporção vertical global

a eletrofácies 1, mais grossa, aumenta bastante em percentagem para o topo, e a soma das percentagens das eletrofácies 1 e 2 (ambas grossas) perfazem 75% da seção em média. Em torno de 52-53m há uma aparente quebra nesta etapa progradacional, e o que podemos observar é um comportamento aparentemente retrogradacional, associado ao fato de que a soma, anteriormente referida, se situa agora em 50%. Esta fase termina com a transgressão dos folhelhos, acima da qual se instala novamente um sistema progradante, embora não apresente a mesma frequência relativa das eletrofácies observada na base da seção.

2.3 - Análise Variográfica

A análise variográfica vertical em cima das curvas de proporção é um procedimento simples mas até hoje pouco explorado. Ela serve para ressaltar alguns aspectos que podem ser observados na análise visual das curvas, e facilitar o seu tratamento numérico.

O variograma é a ferramenta básica de qualquer estudo geoestatístico, pois ela reflete o grau de organização espacial de um determinado fenômeno. Do ponto de vista matemático, ela representa uma variância calculada para várias distâncias, e é o comportamento desta variância com a distância que vai determinar o padrão

de continuidade do fenômeno.

O variograma tradicional pode ser estimado, a partir dos dados originais, pela seguinte equação:

$$2\gamma(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} (Z(x) - Z(x+h))^2$$

onde $N(h)$ = número de pares de pontos separados pela distância "h";

$Z(x)$ = valor da variável no ponto x

$Z(x+h)$ = valor da variável no ponto distante de "h" do anterior.

Ao tratarmos "h" como um vetor, podemos determinar o comportamento variográfico para cada direção dentro do grupo de dados. Isto vai permitir identificar direções mais e menos contínuas, e portanto refinar o estudo de distribuição espacial da variável. No caso das curvas de proporção temos apenas a direção vertical a variografar.

A análise de variografia vertical em cima das curvas de proporção foi efetuada inicialmente para toda a seção. O resultado pode ser observado na figura 2.3.1, onde podemos ressaltar dois aspectos. O primeiro deles é o caráter do variograma da eletrofácies 1, que apresenta um padrão de ciclicidade de grande

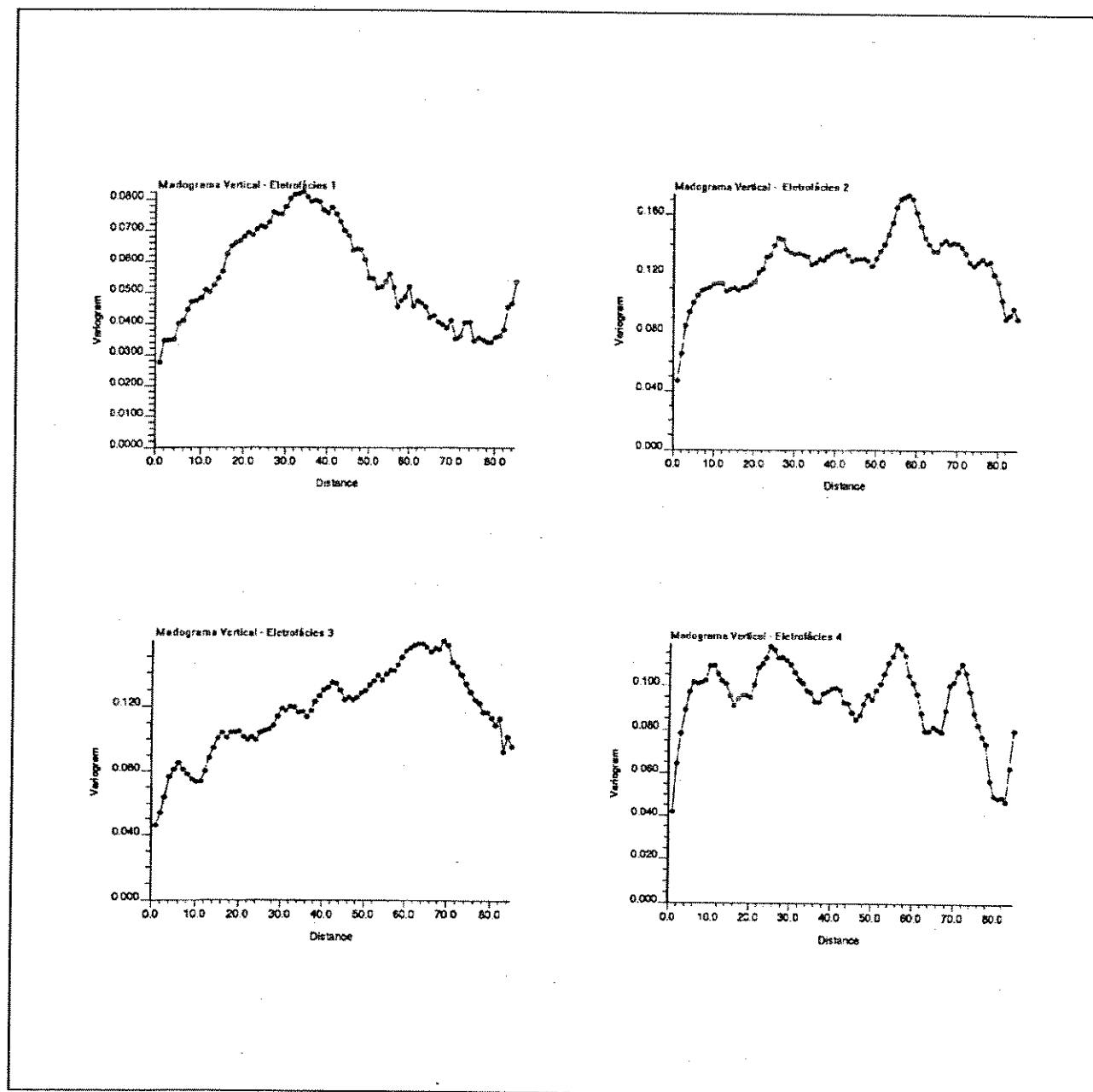


Fig 2.3.1 - Variogramas das curvas de proporção global

comprimento de onda, representado verticalmente por uma espessura de 80m. O segundo aspecto relevante é a ciclicidade do variograma da eletrofácies 4, que tem

um comprimento de onda menor, e pode ser observado aproximadamente a 20-40-60-80m. É evidente que não podemos falar em período, uma vez que a coordenada é espessura e não tempo, mas podemos, numa primeira aproximação, afirmar que a espessura reflete o tempo de deposição.

Vale ainda lembrar que, como as eletrofácies 1 e 4 são bastante distintas do ponto de vista litológico, é compreensível que os seus comportamentos na vertical sejam também diferentes.

A identificação das três regiões apresentando padrões distintos de empilhamento vertical, fez com que surgisse a idéia de as tratar separadamente. Para isso elas foram denominadas de zonas inferior, intermediária e superior. O estudo da zona superior ficou prejudicado em função de não se dispor de informações mais completas com relação ao topo real do reservatório, ficando a análise restrita as demais zonas. Estudando os variogramas verticais para essas zonas, podemos ver, nas figuras 2.3.2 e 2.3.3, padrões bastante distintos.

Na zona inferior, o que chama a atenção é o fato do variograma da eletrofácies 1 apresentar um caráter monotônico, sempre crescente, o que está de acordo com a curva de proporção na mesma região com padrão não estacionário. Esta curva influencia nitidamente as curvas das eletrofácies 2 e 3. Já a eletrofácies 4

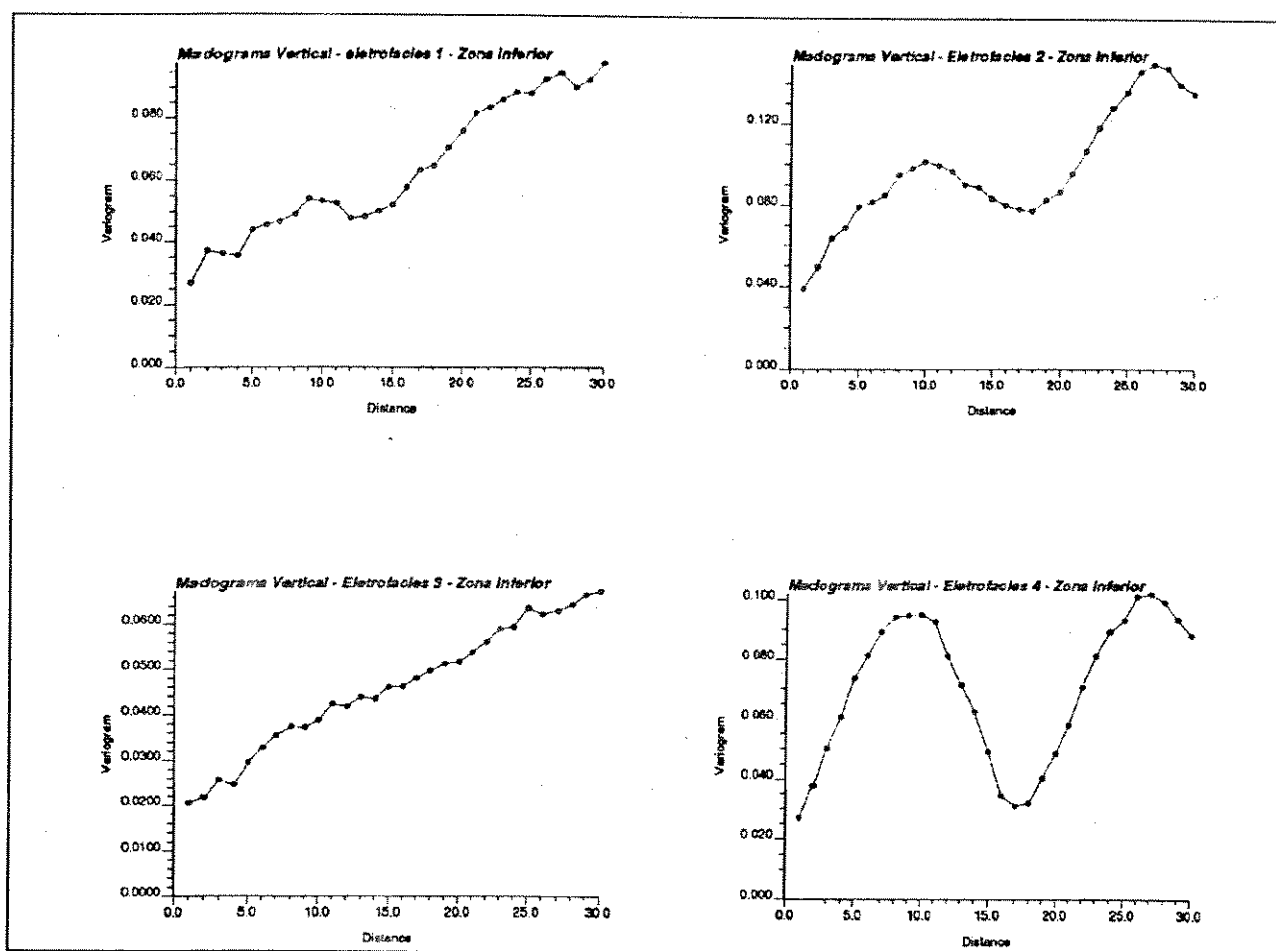


Fig 2.3.2 - Variogramas das curvas de proporção na zona inferior

apresenta um padrão totalmente diverso das demais, preservando o seu caráter cíclico com um comprimento de onda em torno de 16m. Isto pode sugerir uma certa independência do processo relacionado à deposição desta eletrofácies em relação as demais.

Na zona intermediária verificamos que as quatro eletrofácies apresentam o

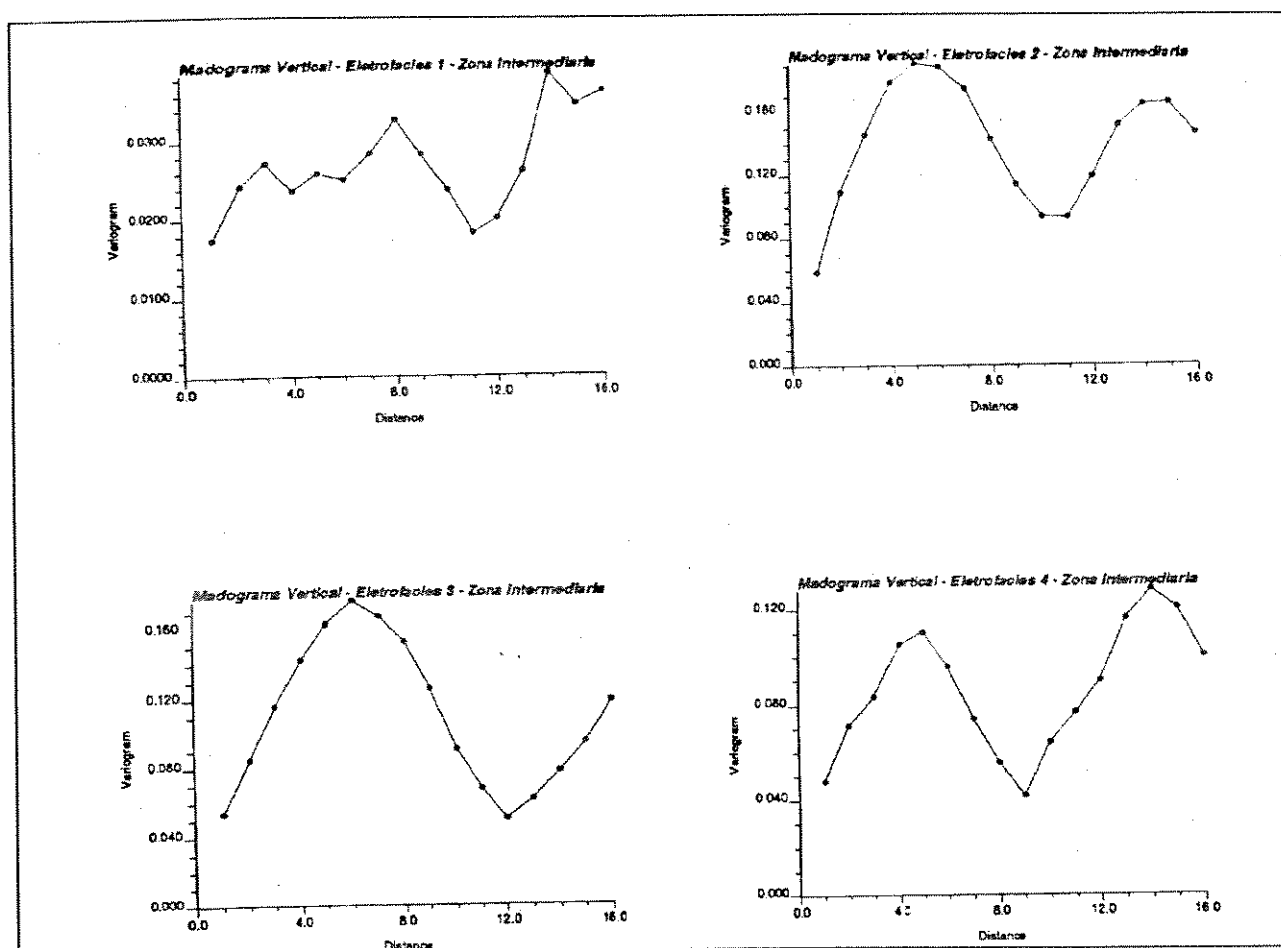


Fig 2.3.3 - Variogramas das curvas de proporção da zona intermediária

mesmo padrão, ou seja, ambas são essencialmente cíclicas, caracterizando uma mudança de comportamento vertical. É interessante notar que o comprimento de onda das eletrofácies 1,2 e 3 é aproximadamente o mesmo em torno de 11-12m, enquanto o da eletrofácies 4 é de 8-9m. Isto poderia novamente sugerir uma independência do fenômeno, ou refletir apenas uma diferença no empacotamento entre as rochas componentes das eletrofácies. Outro aspecto interessante é que a

única eletrofácies que não alterou o seu comportamento foi a 4, ou seja, aparentemente a mudança no comportamento das demais não foi suficiente para alterá-la. Há ainda a possibilidade de, em função da variação na taxa de sedimentação entre as duas zonas, os períodos (em tempo) das ciclicidades desta eletrofácies 4 serem os mesmos.

Para completar a análise variográfica, e com o objetivo de melhor compreender o que ocorreu para a mudança de comportamento vertical entre as zonas inferior e intermediária, foi efetuada uma análise variográfica horizontal da eletrofácies 1 para as duas zonas. Esta análise teve a intenção de caracterizar a direção de maior continuidade desta eletrofácies, uma vez que, sendo a mais próxima a área fonte, ela pode fornecer uma idéia acerca da direção de proveniência do material para a área.

A figura 2.3.4 mostra os variogramas horizontais nas direções mais contínuas desta eletrofácies nas duas zonas, e podemos perceber uma mudança de quadrante de sudeste na zona inferior para nordeste na intermediária. Isto pode caracterizar a mudança na direção principal de proveniência do material sedimentar, talvez até associado a uma maior distância da área fonte devido a redução na proporção do material grosseiro. Uma análise litológica, envolvendo a composição do arcabouço dos conglomerados, poderia auxiliar nesta interpretação.

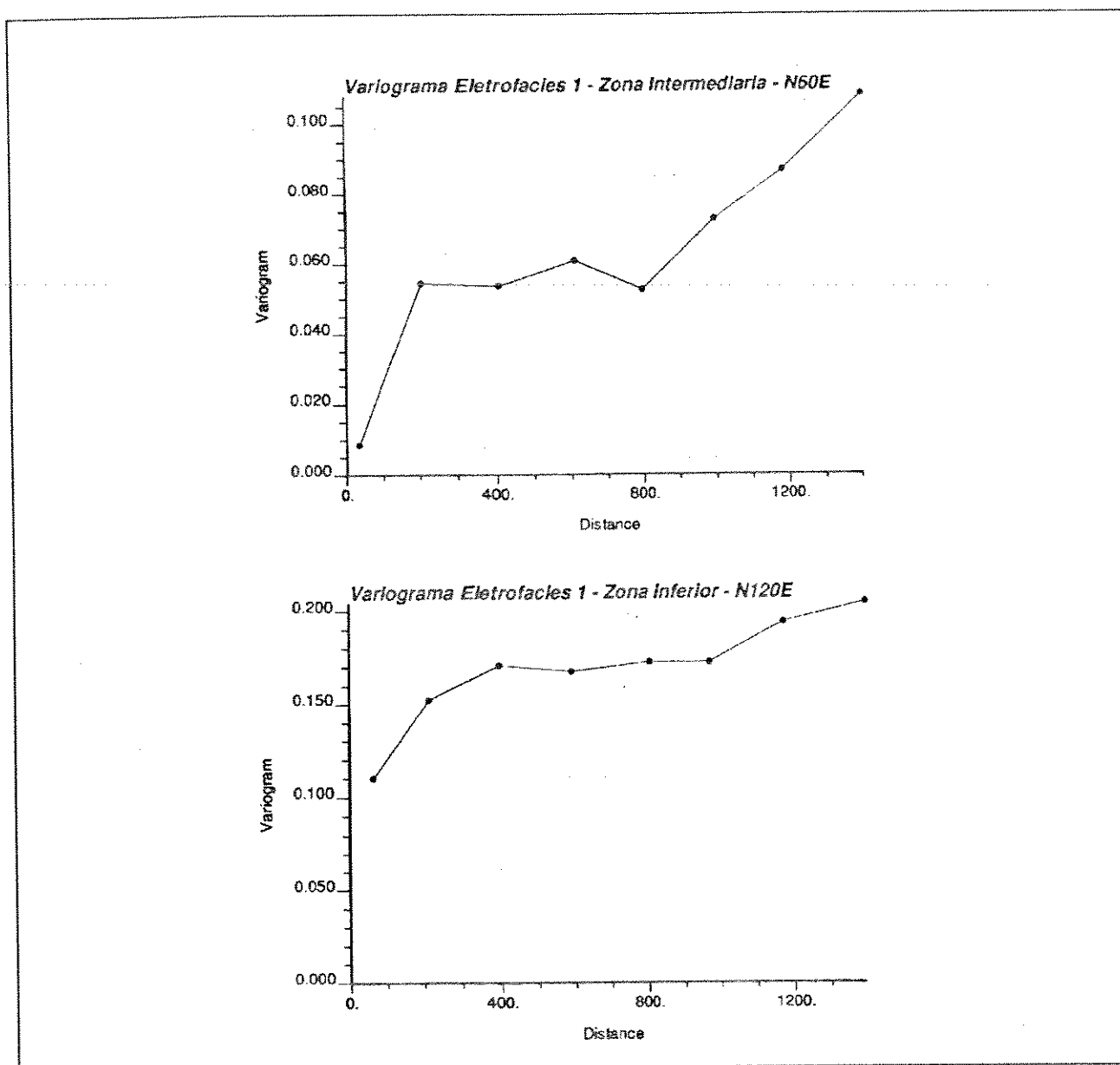


Fig 2.3.4 - Variogramas horizontais da eletrofácies 1 nas zonas inferior e intermediária

Outro ponto de interesse nesta abordagem é que os variogramas da

porosidade para as três zonas definidas apresentaram o mesmo padrão de correlação espacial, ou seja, a direção SW-NE, mais contínua, é a mesma para as três zonas, o que não ocorreu para as eletrofácies (figura 2.3.5). Esta direção coincide com o quadrante principal da orientação do sistema de falhas do campo, sugerindo um possível controle pós-deposicional no comportamento espacial da porosidade. Este fato, que necessita de uma investigação mais profunda para confirmá-lo, é de grande importância pois pode indicar um controle de paleo-fluxo de fluidos e que pode se manter ativo até hoje, exercendo influência no fluxo atual de fluidos no reservatório.

2.4 - Interpretações

O que podemos concluir deste tipo de estudo é que as ferramentas de modelagem matemática podem fornecer subsídios importantes para a interpretação de uma área, auxiliando a visão conceitual de conjunto dos processos envolvidos no mecanismo de formação da sequência sedimentar.

Para o caso estudado puderam ser questionados alguns aspectos ressaltados a seguir:

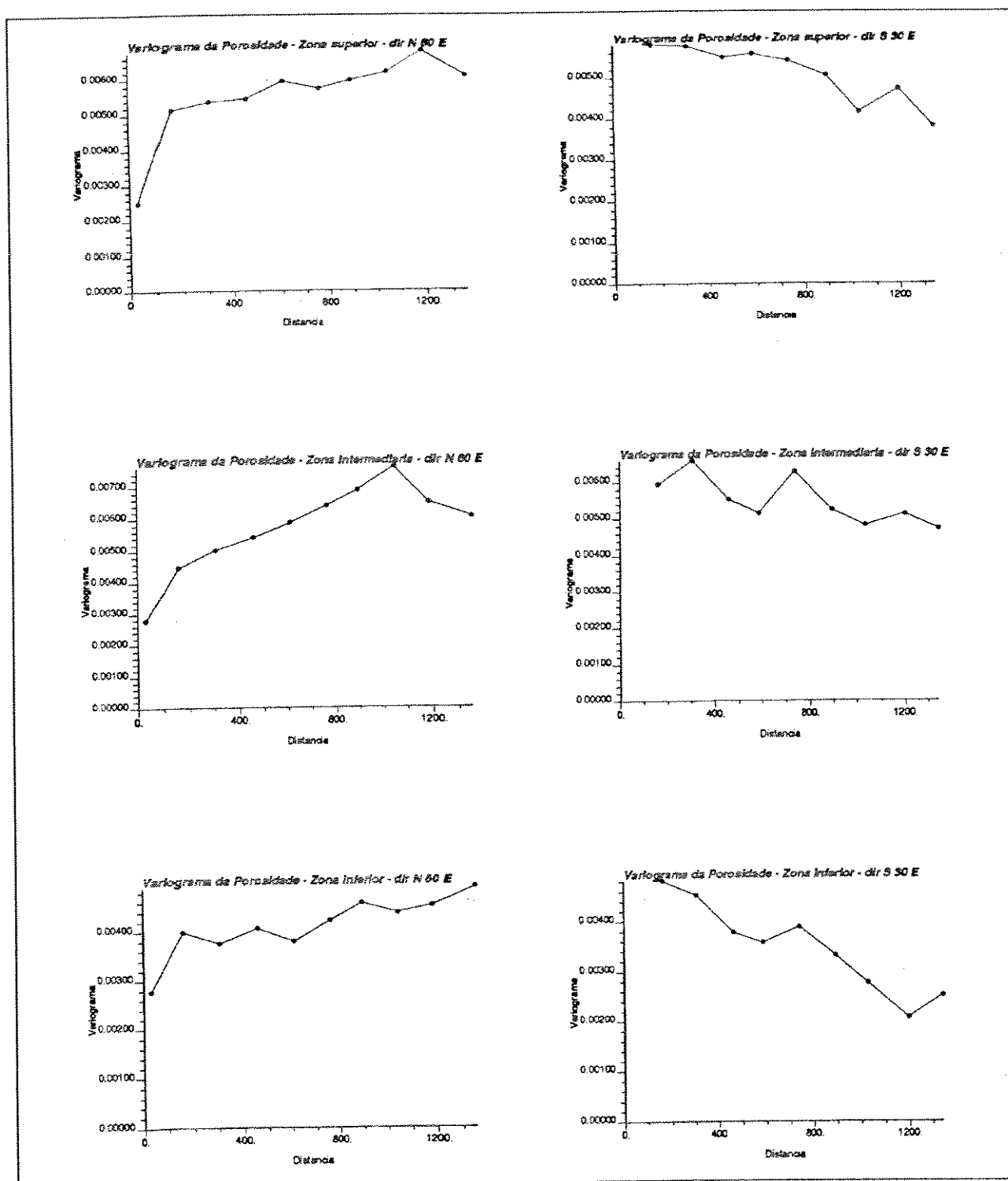


Fig 2.3.5 - Variogramas horizontais da porosidade nas três zonas (sup, int e inferior)

- foi possível, através da curva de proporção global vertical, identificar padrões de empilhamento vertical e separar o reservatório em zonas distintas;
- esta separação foi confirmada pelos variogramas verticais por zona que apresentaram características distintas entre si;
- a mudança na direção preferencial de deposição das eletrofácies 1 é mais um elemento para caracterizar a mudança que marca o fim da zona inferior;
- as eletrofácies 1 e 4 apresentam caráter cíclico global com padrões distintos, sendo a eletrofácies 1 associada a uma frequência (em ciclos/metro) baixa e a 4 a uma frequência mais alta;
- a diferença nas direções preferenciais de deposição tem ainda uma influência importante quanto ao aspecto de gerenciamento do reservatório, pois podem exercer um controle no fluxo de fluidos;
- as relações espaciais entre as eletrofácies, conforme descrita no item 3.3, em cada zona definida, devem apresentar diferenças significativas;
- as zonas intermediária e superior estão relacionadas a uma maior percentagem de eletrofácies finos, com prováveis consequências no comportamento de produção;
- a visão global do reservatório pode auxiliar na compreensão das macro heterogeneidades, e consequentemente na definição de "layers" para um modelo de simulação de fluxo mais completo;
- a identificação e correlação de ciclos é importante para o gerenciamento da

produção no sentido de fornecer idéias acerca da continuidade de reservatórios;

- devido a natureza dos processos envolvidos na formação de cada eletrofácies, poderíamos associar os folhelhos da eletrofácies 4 a possíveis variações no nível do corpo d'água, e com isso, a sua ciclicidade estaria refletindo efeitos de natureza global com possíveis correlações ao longo da bacia. A transformação deste período de espessura para tempo é importante para correlacionar esta ciclicidade com as variações do nível do mar conhecidas para esta idade, e com isso permitir identificar os ciclos aos quais devem estar associados. Esta hipótese é interessante pois explicaria, em parte, a independência desta eletrofácies em relação as demais;

- com relação a eletrofácies 1 poderíamos tentativamente associá-la a processos de natureza tectônica, não só em função de sua composição litológica, mas também por ser responsável pela mudança no padrão de sedimentação, evoluindo num sequenciamento progradante-retrogradante-progradante. O seu período poderia estar associado a épocas de ativação dos falhamentos da área;

- uma última associação poderia ser feita, uma vez conhecidos os períodos em tempo, com ciclicidades relacionadas aos fenômenos astronômicos (Ciclos de Milankovitch), associados as variações de excentricidade da órbita da Terra (140-400ka), na inclinação do eixo da Terra (29-42ka), e de precessão deste eixo (19-22ka);

- é importante frisar que as interpretações se baseiam apenas na modelagem numérica e, portanto, dados de natureza geológica devem ser incorporados ao

processo, para fornecer elementos mais consistentes que venham enriquecer, alterar, ou até modificar as interpretações aqui sugeridas. O mais importante é ressaltar a potencialidade da ferramenta como elemento de visualização global dos fenômenos.

CAPÍTULO 3

BASE DO MODELO NUMÉRICO

Este capítulo dá início ao tratamento probabilístico do reservatório, objetivo principal do trabalho, e se refere não mais a totalidade dos dados como no capítulo anterior, mas apenas a uma porção vertical do mesmo, onde se procedeu o detalhamento das heterogeneidades. Este trecho engloba a zona intermediária e o topo da zona inferior, como definidas anteriormente, representando uma das zonas de produção do campo.

O objetivo do capítulo é fornecer, através da aplicação de algumas técnicas de modelagem numérica, uma visão abrangente das relações espaciais das eletrofácies na região escolhida, de forma a auxiliar na fase de simulação estocástica.

3.1 - Mapas e Curvas de Proporção Locais

Este ítem visa fornecer uma idéia global das disposições das eletrofácies na área que será submetida à simulação estocástica e posteriormente de fluxo.

Para iniciar o estudo da distribuição espacial das eletrofácies foram feitos os mapas mostrados nas figuras 3.1.1 a 3.1.4, um para cada eletrofácies, e que foram gerados a partir de uma interpolação pelo método do inverso do quadrado da distância aos pontos de controle.

O mapa da eletrofácies 1 demonstra uma concentração de pontos de maior valor na região S-SW, indicando ser esta provavelmente a porção onde a área fonte foi mais ativa. Em direção a N-NE esta percentagem diminui, apesar de não haver nenhuma estrutura bem delineada.

O mapa da eletrofácies 2 se apresenta com maiores valores na porção centro-sul, mas se caracteriza por não apresentar um "trend" bem delineado.

O mapa da eletrofácies 3 apresenta um comportamento diverso da eletrofácies 1, mostrando um aumento nas percentagens de S-SW para N-NE.

O mapa da eletrofácies 4 mostra uma concentração de valores mais altos com uma direção NW-W para SE-E, indicando ser esta provavelmente uma área mais

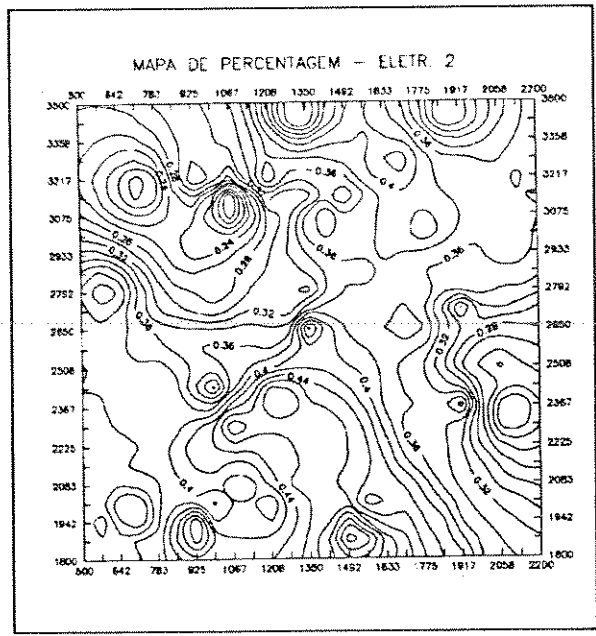


Fig 3.1.2 - Mapa da eletrofácies 2

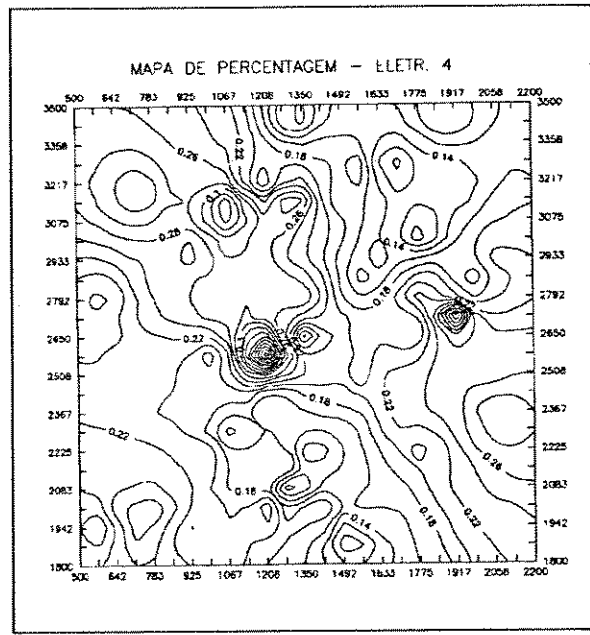


Fig 3.1.4 - Mapa da eletrofácies 4

sujeita a atuação de processos de baixa energia.

De uma forma global, a análise da distribuição das eletrofácies 1 e 4 permite identificar as zonas de concentração dos processos de alta e baixa energia respectivamente, enquanto as eletrofácies 2 e 3 estão mais relacionadas as variações locais de gradiente, mas com predomínio das direções preferenciais em torno de E-NE que parece ser a direção mais proeminente de estruturação das variáveis.

Uma outra técnica para o estudo da distribuição espacial das eletrofácies foi a curva de proporção , agora com uma abrangência apenas da zona escolhida para o procedimento de simulação estocástica.

Numa primeira etapa foram geradas as curvas de proporção horizontais, tanto na direção X quanto na direção Y. As figuras 3.1.5 e 3.1.6 mostram o comportamento destas curvas. O fato mais notável é que as proporções não apresentam variações significativas na área estudada, o que pode ser explicado pelo posicionamento da mesma na porção central do campo, e também pela pequena extensão. A partir destas observações foi assumida a hipótese de estacionaridade destas curvas na horizontal.

Em seguida procedeu-se a execução da curva de proporção vertical local

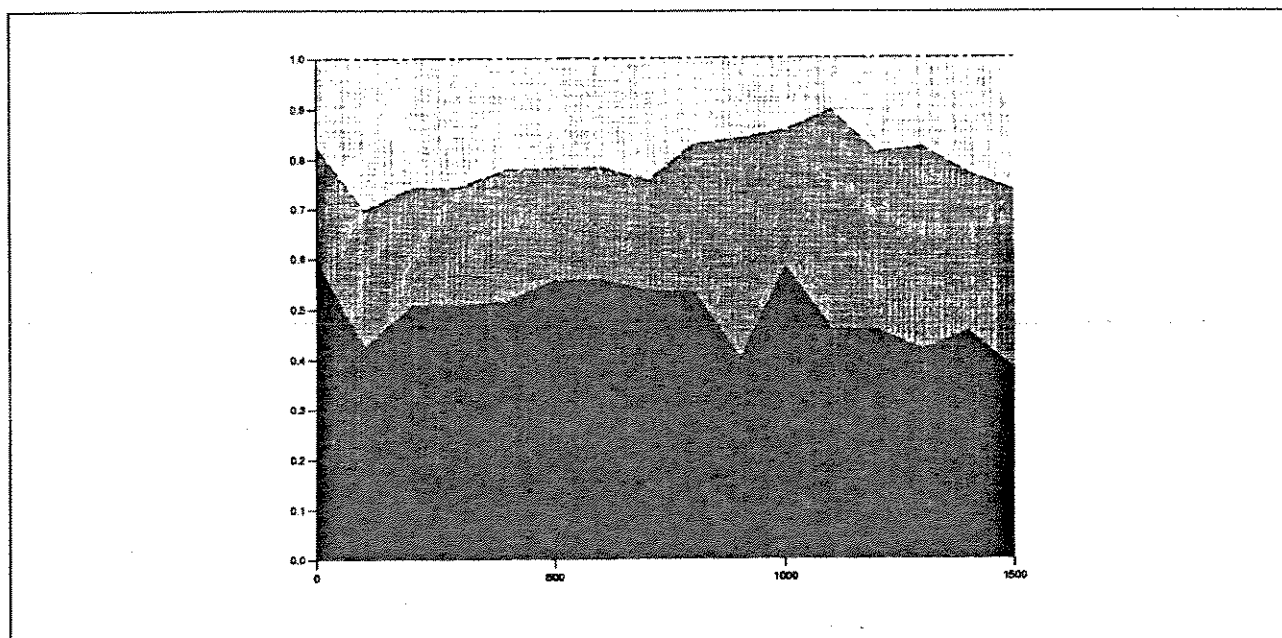


Fig 3.1.5 - Curva de proporção horizontal - direção X

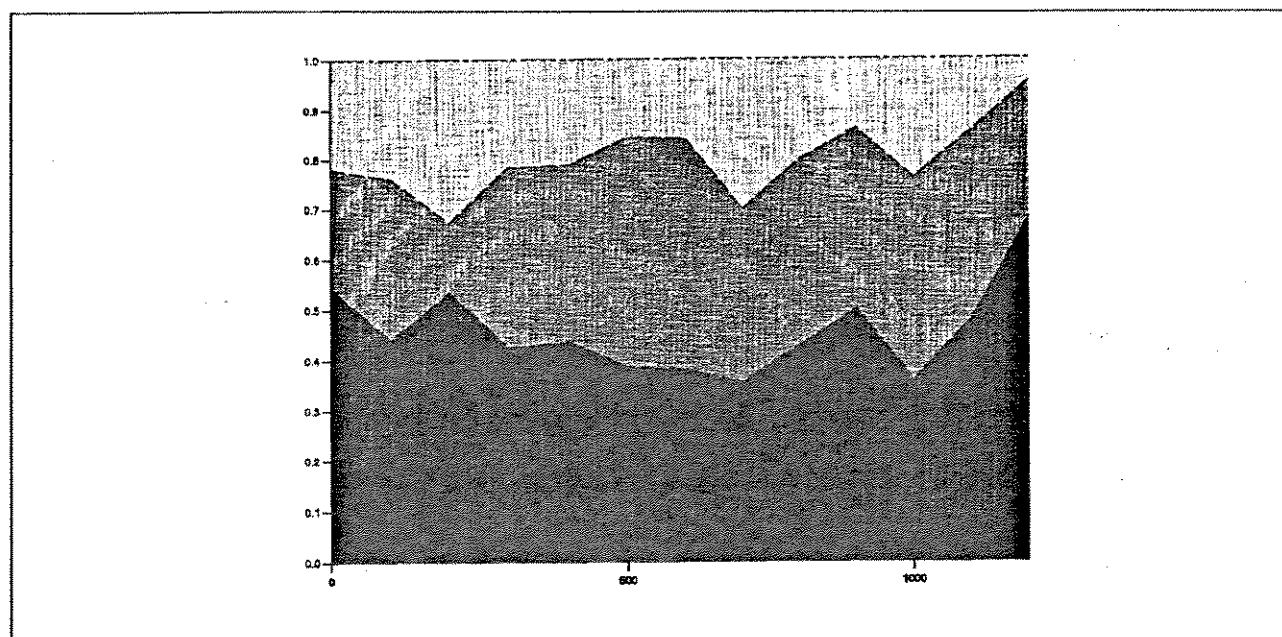


Fig 3.1.6 - Curva de proporção horizontal - direção Y

(figura 3.1.7), que, como esperado, demonstra um padrão nitidamente não

estacionário. Pode-se notar a ocorrência de três ciclos progradantes-retrogradantes ao longo da sequência, sendo esta representada predominantemente pela porção intermediária referida no capítulo anterior.

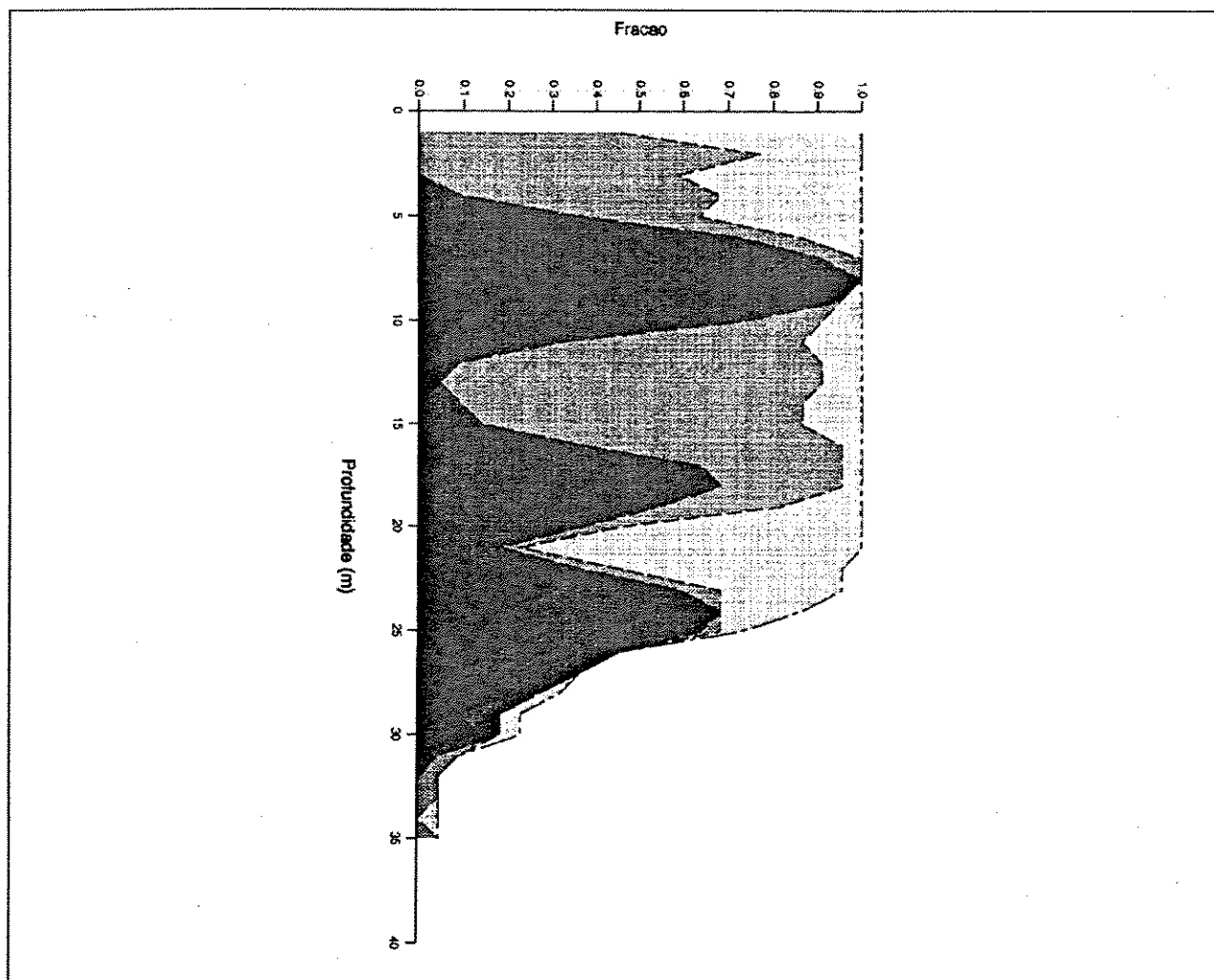


Fig 3.1.7 - Curva de proporção vertical local

3.2 - Variogramas Diretos

Assim como o anterior, este ítem visa auxiliar na montagem da concepção global do fenômeno através do estudo variográfico de cada eletrofácies, destacando suas continuidades mais importantes.

O variograma direto de uma eletrofácies é obtido acima de uma variável que assume apenas dois valores: 1 se o ponto pertence a eletrofácies que se quer estudar, e 0 se não pertence. Em função desta característica, o variograma assume valores entre 0 e 1 (ver ítem 2.3), e representa, portanto, uma probabilidade, qual seja a de, para cada par de pontos separados pela distância "h", apenas um pertencer a eletrofácies em estudo. Como consequência, o seu patamar teórico é função da frequência relativa da eletrofácies em questão da seguinte forma: $C(0) = m_p \times (1 - m_p)$, onde $C(0)$ é o patamar e m_p a média da eletrofácies estudada. Este tipo de variograma fornece então uma idéia da continuidade da variável, ou seja, quanto menor a probabilidade de sairmos de uma determinada eletrofácies, mais contínua ela é.

Foram efetuados os variogramas diretos das quatro eletrofácies em várias direções na horizontal e também na vertical. Dentre todas as feições observadas vamos destacar algumas julgadas mais importantes para a montagem do modelo e

que podem ser observadas nas figuras 3.2.1 (horizontal) e 3.2.2 (vertical):

- a direção mais contínua observada para a eletrofácies 1 na horizontal foi SW-NE , condizente com o mapa;
- a eletrofácies 2 apresentou um caráter marcante de isotropia, ou seja, não houve uma direção preferencial bem definida, talvez em função de sua maior percentagem e ocorrência quase que exclusiva em algumas camadas;
- a eletrofácies 3 apresenta uma direção de maior continuidade à SW-NE, embora bem menos marcante que a eletrofácies 1;
- a eletrofácies 4 apresenta maior continuidade nas direções associadas ao primeiro quadrante, variando entre N-NE-E;
- a análise dos variogramas verticais mostra claramente a periodicidade das eletrofácies 2 e 3, o que poderia ser previsto na curva de proporção vertical. O variograma da eletrofácies 1 mostra um comportamento monotônico crescente, talvez devido a sua concentração na base da zona estudada. O variograma da eletrofácies 4 exibe uma correlação até a distância de 4m, atingindo aparentemente um patamar. É interessante que, apesar desta compreender boa parte da zona intermediária referida no capítulo anterior, a ciclicidade desta eletrofácies não tenha sido captada pelo variograma.

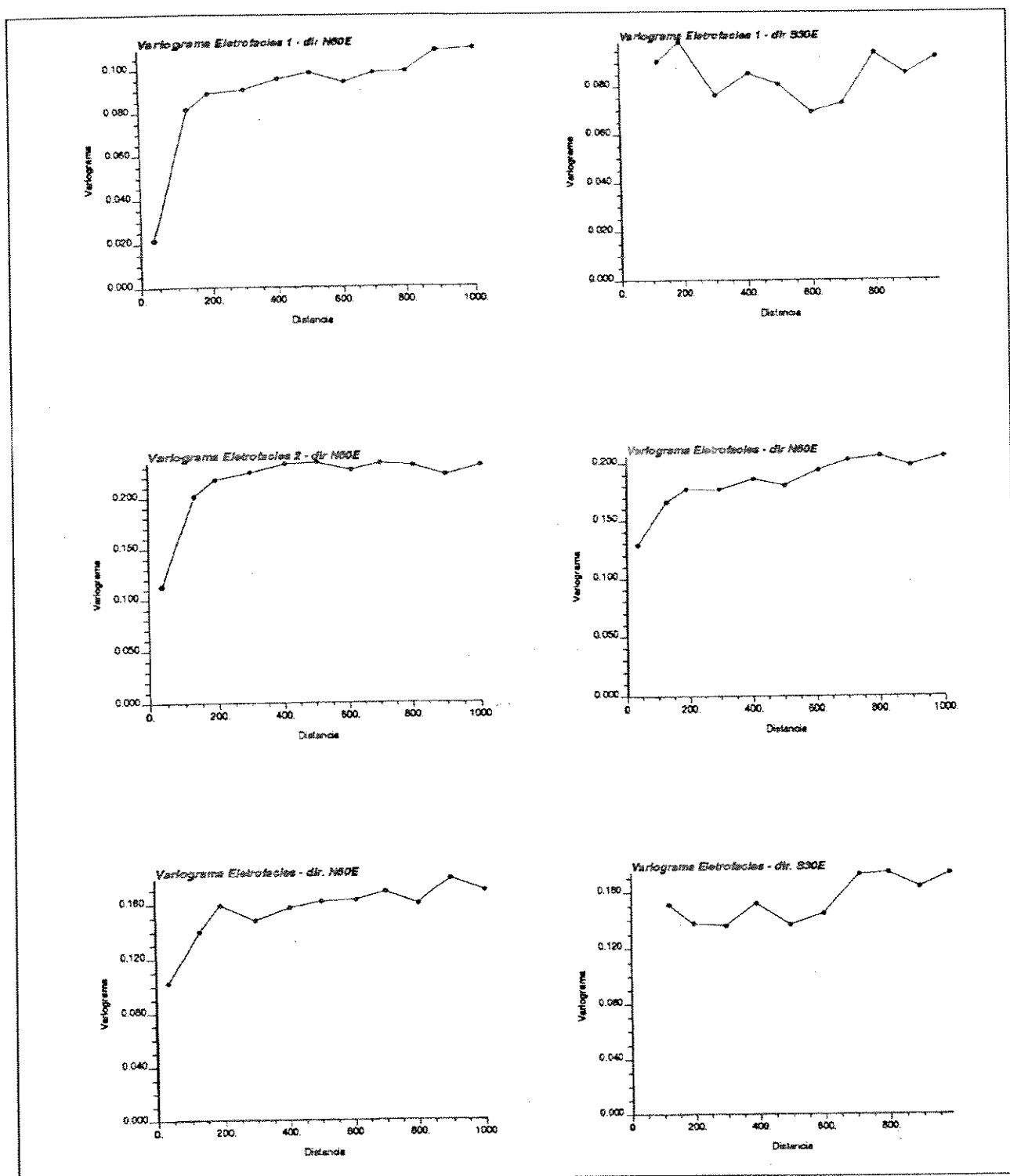


Fig 3.2.1 - Variogramas diretos horizontais

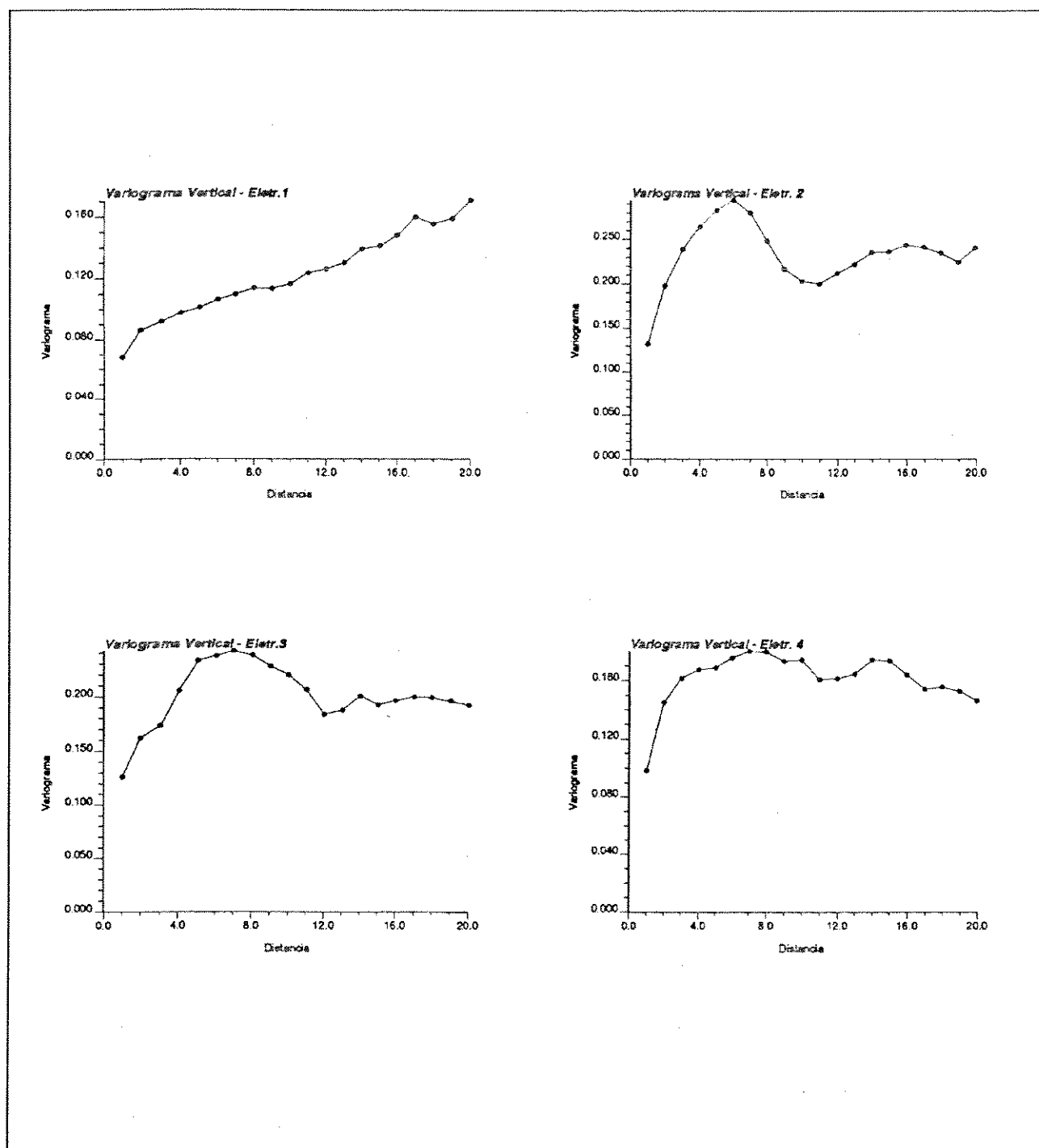


Fig 3.2.2 - Variogramas diretos verticais

3.3 - Relação Cruzada entre as Eletrofácies

Este ítem trata do estabelecimento das relações espaciais entre as eletrofácies e não mais da eletrofácies com ela mesma como vimos na etapa anterior. Para isso é utilizado o conceito de variograma cruzado entre as eletrofácies (duas a duas) e também o de variograma direto. Este tratamento foi proposto por Rivoirard (1992), onde estuda o relacionamento de fácies de uma maneira cumulativa e elabora alguns modelos de distribuição espacial.

O variograma cruzado pode ser entendido como uma extensão do conceito de variograma direto (ítem 2.3), no qual estão envolvidas duas variáveis. O que se mede, neste caso, é como varia a função covariância com a distância. Podemos estimar o variograma cruzado pela seguinte fórmula:

$$2\gamma_c(h) = \frac{1}{N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} (Z(x_i) - Z(x_i+h)) (Y(x_i) - Y(x_i+h))$$

onde Z e Y são duas propriedades distintas.

Para melhor compreensão desta abordagem é necessário uma pequena revisão do conceito de probabilidade condicional elementar, e que pode ser encontrado mais aprofundadamente em livros de estatística básica.

O termo probabilidade condicional se refere a probabilidade de ocorrência de um determinado evento, dado que um outro evento já ocorreu. Como exemplo poderíamos citar dois casos:

(a) qual a probabilidade de ocorrer "cara" num lançamento de dados não viciado dado que no lançamento anterior o resultado foi "coroa"?

(b) qual a probabilidade de retirarmos uma carta do naipe "copas" de um baralho completo, dado que já retiramos anteriormente uma deste mesmo naipe (sem reposição)?

Vemos nitidamente, nestes dois casos, resultados bastante distintos. No caso (a), sabemos intuitivamente que o valor previamente obtido não influencia o novo valor, ou seja, estamos diante de um processo sem memória, ao passo que no caso (b), temos claramente uma influência do valor previamente obtido, caracterizando um processo com memória.

Do ponto de vista matemático podemos descrever a probabilidade condicional da seguinte maneira:

$$P(A | B) = P(A \cap B) / P(B) , \text{ onde}$$

$$P(A | B) = \text{prob. da ocorrência de A tendo ocorrido B}$$

$$P(A \cap B) = \text{prob. da ocorrência conjunta de A e B}$$

$$P(B) = \text{prob. da ocorrência de B}$$

Quando os eventos são independentes esta equação se resume a

$$P(A|B) = P(A).P(B)/P(B) = P(A), \text{ que é o que ocorre no caso (a).}$$

Feita esta pequena revisão podemos demonstrar como este conceito pode ser aplicado ao estudo de eletrofácies.

Inicialmente devemos relembrar que as variáveis do tipo eletrofácies são tratadas como indicadoras, ou seja, assumem valor 1 aonde ocorrem e 0 aonde não ocorrem. Portanto, como vimos, o variograma direto de uma eletrofácies representa, para cada "h", a probabilidade de um dos pontos pertencer a eletrofácies e o outro não pertencer, ou seja, a probabilidade de sairmos da eletrofácies, como demonstramos a seguir:

$$\gamma_a(h) = \text{Prob} \{ Z(\underline{x}) = a ; Z(\underline{x+h}) \neq a \} + \text{Prob} \{ Z(\underline{x}) \neq a ; Z(\underline{x+h}) = a \}$$

sendo a uma eletrofácies qualquer.

Analogamente, o variograma cruzado entre duas eletrofácies a e b representa a probabilidade de um dos pontos pertencer a eletrofácies a e o outro ponto, distante de "h" do ponto anterior, pertencer a eletrofácies b , conforme demonstrado a seguir:

$$\gamma_{ab}(h) = \text{Prob} \{ Z(\underline{x}) = a , Z(\underline{x+h}) = b \} + \text{Prob} \{ Z(\underline{x}) = b , Z(\underline{x+h}) = a \}$$

sendo a e b duas eletrofácies quaisquer.

Ao dividirmos o variograma cruzado pelo variograma direto, estaremos na realidade efetuando um cálculo de probabilidade condicional na forma descrita a seguir:

$$\frac{\gamma_{ab}(h)}{\gamma_a(h)} = \frac{P(Z(\underline{x}) = a; Z(\underline{x+h}) = b)}{P(Z(\underline{x}) = a; Z(\underline{x+h}) \neq a)} = \frac{P(a \cap b)}{P(a)} = P(b/a)$$

É interessante observar que, dependendo do variograma direto pelo qual se divide o cruzado, os resultados serão diferentes, como mostra a equação abaixo:

$$\frac{\gamma_{ab}}{\gamma_a} \neq \frac{\gamma_{ab}}{\gamma_b}$$

A aplicação deste tratamento simples ao estudo faciológico permite interpretar alguns aspectos do conjunto de dados, como por exemplo:

- visualização do arranjo interno das eletrofácies, ou seja, elaboração de uma hierarquia de transições no espaço(horizontal) e no tempo(vertical);

- elaboração de um modelo numérico para as transições destas eletrofácies duas a duas e para cada "h", analisando aonde ocorrem relações de proximidade ou distanciamento espacial e qual a sua amplitude;
- comparação do modelo numérico com o modelo geológico conceitual, no sentido de dar robustez ao arranjo geométrico idealizado pelo geólogo;
- o modelo fornecerá uma concepção que indicará, dependendo do nível de relação entre as eletrofácies, qual o algoritmo de simulação estocástica que mais condições terá para reproduzir o fenômeno geológico em questão;
- as relações obtidas deverão ser utilizadas como instrumento para a seleção e escolha das imagens estocásticas geradas pelo algoritmo;
- as relações poderão servir também para se criar uma idéia a "priori" dos problemas relacionados ao fluxo de fluidos no reservatório;
- é importante observar que este estudo vai gerar uma visão macroscópica das relações, devendo-se ter cuidado com o aspecto da generalidade;
- no estudo de Rivoirard(1992), que foi utilizado como base para este tratamento, as relações aqui denominadas de distanciamento e proximidade são tratadas como efeitos de borda, e são mostrados graficamente através de modelos de correlação espacial dos dados.

A aplicação da técnica no conjunto de dados da tese foi feita inicialmente na horizontal e posteriormente na vertical, destacando-se os itens abaixo listados.

Algumas destas feições mais importantes podem ser observadas nas figuras 3.3.1 (horizontal) e 3.3.2 (vertical)¹ :

- há uma relação de proximidade acentuada para pequenos valores de "h" quando saímos da eletrofácies 1 para 2, assumindo um caráter mais aleatório na transição inversa (2 para 1). Isto pode ser explicado pelo posicionamento aglutinado (não estacionário) da eletrofácies 1;
- há uma relação de distanciamento espacial tanto da eletrofácies 1 para a 3 quanto da 3 para a 1, indicando provavelmente existir um outro elemento entre elas (eletrofácies 2);
- uma relação também de distanciamento ocorre entre as eletrofácies 1 e 4;
- não há um comportamento de distanciamento ou proximidade bem definido nas transições entre as eletrofácies 2 para 3 e 3 para 2, talvez devido a proporção de ambas;
- há uma relação de proximidade entre as eletrofácies 3 para 4 e 4 para 3;
- na vertical, há uma relação de proximidade entre as eletrofácies 1 e 2, mostrando ainda um efeito de ciclicidade, evidente também na curva de proporção vertical;
- há uma relação de distanciamento da eletrofácies 1 para 3 e da 3 para a 1, da mesma forma que na horizontal;
- há, também na vertical, uma relação de distanciamento entre as eletrofácies

¹Exemplo de Nomenclatura : 1 >2 Prob. de saindo da el.1 encontrar el.2

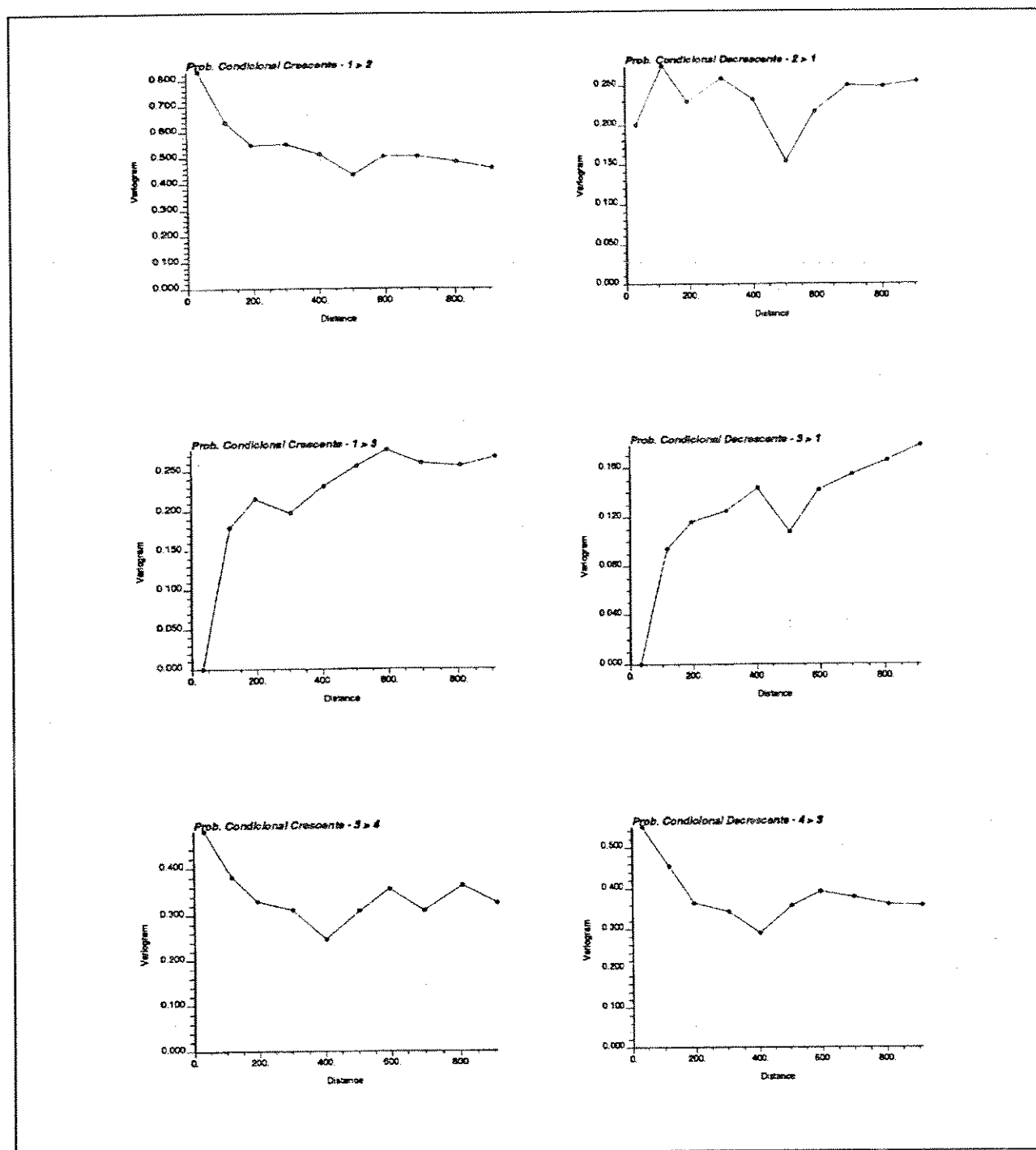


Fig 3.3.1 - Prob. condicional horizontal

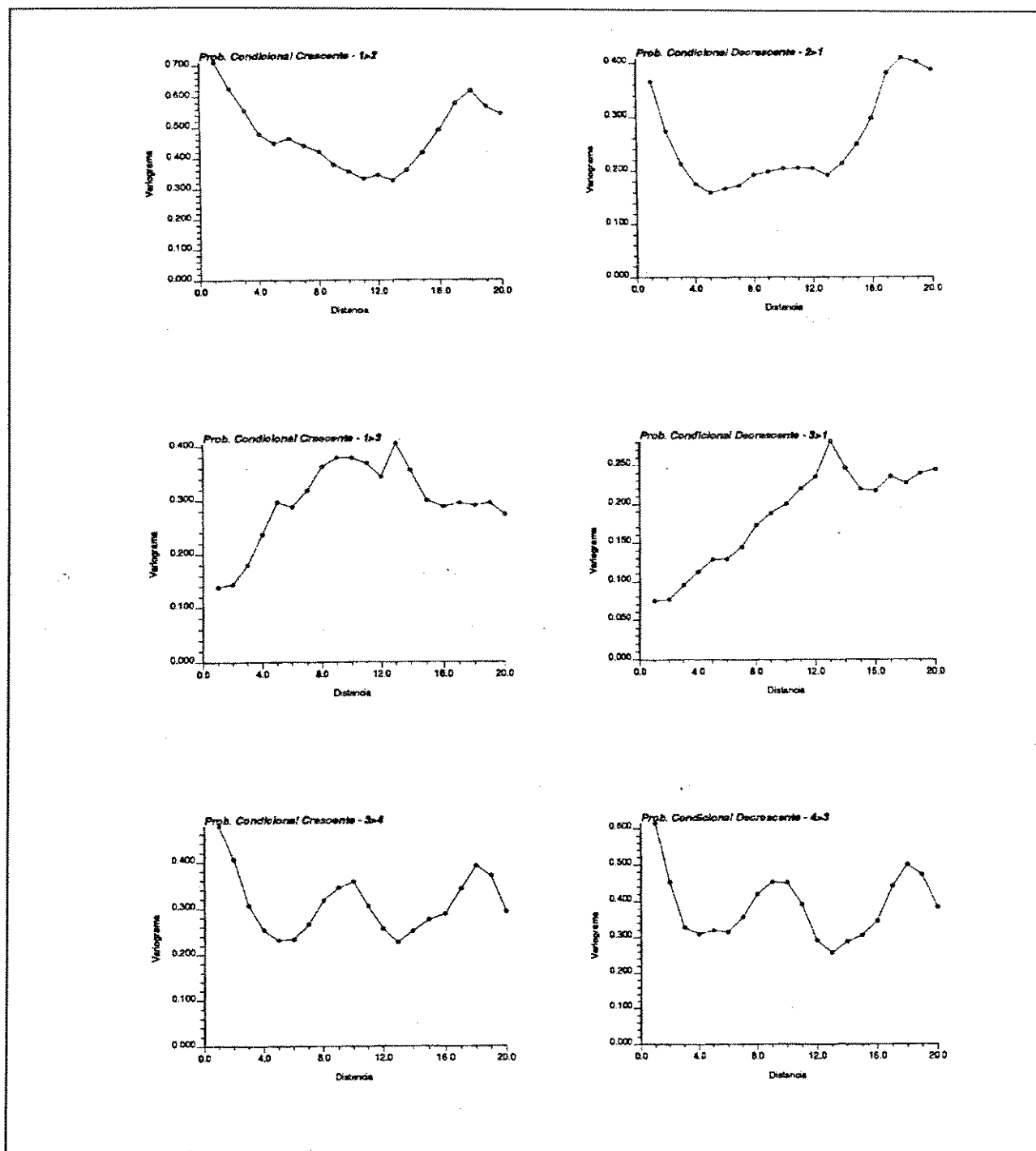


Fig 3.3.2 - Prob. condicional vertical

1 e 4, apesar desta ser aparentemente menor que entre as eletrofácies 1 e 3;

- o mesmo efeito da horizontal ocorre também na vertical na relação entre as eletrofácies 3 e 4, além de uma ciclicidade bem pronunciada.

Como conclusões deste estudo podemos ressaltar:

- as principais feições de proximidade e distanciamento entre as eletrofácies estão preservadas ao nível horizontal e vertical, permitindo supor que existe uma forte correlação, neste contexto geológico, entre os fenômenos no espaço e no tempo. Esta observação guarda relação com a Lei de Walter, na qual os processos tendem a se repetir horizontal e verticalmente;

- existe uma forte relação de proximidade entre as eletrofácies 1 e 2 e também as eletrofácies 3 e 4, bem como uma relação de distanciamento entre as eletrofácies 1 e 3 e também 1 e 4. Isto demonstra uma componente importante na deposição da eletrofácies 1, quase sempre proximal e associada a eletrofácies 2;

- os efeitos de ciclicidade ficam muito evidentes neste tipo de análise, principalmente no que se refere as relações entre as eletrofácies 1 com 2 e 3 com 4.

As amplitudes das relações de proximidade e distanciamento podem fornecer informações do grau de anisotropia (continuidade) do processo deposicional. Alguns exemplos são mostrados na tabela 3.3.1 abaixo:

	HORIZONTAL	VERTICAL
1-2	200	5
1-3	700	7
1-4	400	4
3-4	300	4
4-3	200	3

Tabela 3.3.1 - Amplitudes de algumas relações entre eletrofácies

Apesar destas amplitudes serem inferidas, podemos observar que a menor anisotropia está relacionada as eletrofácies 1-2, ou seja, este evento se caracteriza mais fortemente por um empilhamento vertical (relação $\approx 1/40$) quando comparado aos demais (relação $\approx 1/100$). Isto pode ser explicado pelo caráter grosseiro destas eletrofácies (litofácies associada), que necessitam de ambiente de mais alta energia (maior gradiente).

Do ponto de vista do fluxo de fluidos podemos imaginar que a ocorrência de algumas porções da eletrofácies 4 intercaladas a 3 e eventualmente a 2 poderão servir como regiões de aprisionamento ou retenção de óleo, muito embora, como podemos observar nas curvas de proporção vertical, este tipo de heterogeneidade tenha um comportamento muito mais acentuado como barreira vertical.

Para finalizar, podemos utilizar estes conceitos para a escolha do algoritmo de simulação estocástica de eletrofácies (ver capítulo seguinte) e também impor que estas realizações estocásticas obedeçam a este padrão de relacionamento entre as eletrofácies.

3.4 - Análise de Transição Vertical

O estudo de transição das eletrofácies na vertical fornece uma idéia acerca das variações nas condições deposicionais ao longo do tempo, permitindo ao geólogo raciocinar acerca da evolução tectono-sedimentar de uma determinada região em um intervalo de tempo.

Um dos mecanismos utilizados para este estudo é a abordagem estocástica ou probabilística, do qual faz parte o tratamento markoviano. O processo markoviano é definido como aquele cuja realização de uma variável aleatória é apenas dependente de seu estado imediatamente anterior, ou seja, se caracteriza por ser um processo com memória. Do ponto de vista da análise sedimentológica, isto se traduz pela elaboração de uma matriz de transição de eletrofácies, ou seja, uma matriz cujos elementos representem o número de vezes que uma determinada eletrofácies sucedeu outra.

A construção desta matriz pode ter dois aspectos. O primeiro deles é quando estamos interessados em estudar as variações de condição de deposição na seção, e portanto as transições de uma eletrofácies para ela mesma não fazem sentido, ocasionando assim uma matriz cujos elementos da diagonal principal são nulos. Esta é denominada na literatura como "Embedded Markov Chains". O segundo enfoque é gerar uma matriz de transições definindo um determinado intervalo de espessura, intervalo este que terá grande influência na resposta obtida. Este tipo de análise pode ser interessante quando se pretende estudar um modelo de espessura das camadas.

O objetivo deste tipo de tratamento neste trabalho foi utilizar a matriz de probabilidade de transição gerada para auxiliar na escolha das imagens estocásticas (ítem 4.2). Como subproduto, ela poderia ser também utilizada para discutir aspectos relacionados ao modelo geológico. O tipo de matriz gerada foi o primeiro, aonde não se aceitam transições entre mesmas eletrofácies. A construção se dá pela divisão do número de cada transição específica pela soma de todas as transições de uma determinada eletrofácies (soma das linhas), construindo assim uma matriz de probabilidade de transições.

A matriz obtida com os dados foi a seguinte:

0.00	0.61	0.11	0.28
0.20	0.00	0.57	0.23
0.06	0.40	0.00	0.54
0.16	0.31	0.53	0.00

A definição desta tabela, que representa a matriz de probabilidade de transições, permite perceber algumas sucessões bastante mais presentes que outras, estando este tipo de análise influenciado pela frequência de cada uma delas. Mesmo assim é possível filtrar o efeito destas frequências e obter um padrão de sucessões que tenha respaldo no modelo geológico da área. No caso em questão, esta matriz servirá apenas para cheque das imagens geradas no simulador estocástico de distribuição eletrofaciológica, pretendendo com isso dar maior sentido físico ao seu produto.

CAPÍTULO 4

SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DAS ELETROFÁCIES

Este capítulo trata da produção das imagens de distribuição espacial das eletrofácies (configurações 3D do reservatório), desde o processo de escolha e implementação do algoritmo até o selecionamento dos resultados. Ele representa o fechamento do estudo relacionado a heterogeneidade de maior escala do tratamento probabilístico.

A simulação estocástica é uma das ferramentas do estudo geoestatístico, e têm como objetivo gerar uma distribuição que tenha um determinado nível de variabilidade definido a "priori", e também reproduza o padrão de correlação espacial (variograma) desejado.

Em atividade de petróleo, os métodos mais comumente utilizados para obter representações numéricas são as estimativas, que se baseiam nas informações prévias dos dados e que podem ser de diversos tipos, como krigagem, inverso do

quadrado da distância, etc. Todos estes métodos visam obter, de acordo com determinados procedimentos, o valor mais provável, e para isso causam uma redução na variabilidade total dos dados. A simulação têm um enfoque diferente, pois procura reproduzir uma determinada variabilidade definida, fazendo com que o conjunto final respeite este parâmetro.

A simulação estocástica pode ser de dois tipos: não-condicional e condicional. A simulação não-condicional é utilizada quando se pretende gerar distribuições com parâmetros definidos. A simulação condicional visa também reproduzir estes parâmetros, mas incorpora a restrição de respeitar também os dados existentes.

O procedimento de simulação condicional pode ser enxergado como duas etapas distintas. A primeira diz respeito a estimativa propriamente dita, utilizando o método de krigagem, e a segunda é a introdução de uma perturbação nos dados estimados, de forma a fazê-los recuperar a variabilidade original. Uma das equações que define a simulação condicional é a seguinte:

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

onde $Z_{sc}(x)$ = valor da simulação condicional no ponto x

$Z_k(x)$ = valor krigado no ponto x

$Z_s(x)$ = valor da simulação não-condicional

$Z_{sk}(x)$ = valor krigado após simulação não-condicional

Em simulação condicional, o procedimento de krigagem é feito utilizando os variogramas modelados com os dados originais, fazendo com que o produto gerado atenda a esta estrutura definida.

É importante ressaltar que, por ser um mecanismo de reprodução da variabilidade, a simulação estocástica condicional não pretende obter, para cada ponto, o valor mais provável, mas reproduzir, através da geração de várias imagens, a incerteza associada as estimativas.

4.1 - Escolha do Algoritmo

Para se discorrer acerca da escolha do algoritmo de simulação estocástica de eletrofácies é necessário que se faça inicialmente um resumo dos principais métodos disponíveis, abordando suas vantagens e desvantagens. É importante também ressaltar aspectos quanto a natureza do fenômeno geológico em questão.

Partindo-se da natureza do fenômeno, que dará suporte a escolha do algoritmo, podemos dividir os eventos em sequenciais, marcados pelo alto grau de previsibilidade, e os não sequenciais, que possuem uma maior influência da aleatoriedade. Entre os sequenciais, podemos dar como exemplo geológico os depósitos em barra de pontal, típico de ambiente fluvial meandrante, ou também a sequência de Bouma presente em depósitos turbidíticos. Como não sequenciais podemos citar aqueles relacionados a eventos episódicos do tipo depósitos gravitacionais, associados a tectonismo, ou até mesmo os de origem vulcânica.

É interessante esta distinção entre a natureza dos eventos uma vez que ela influenciará nas relações entre os tipos litológicos e faciológicos (item 3.3). Apenas com a análise dos variogramas diretos e cruzados não se pode inferir totalmente a natureza dos eventos, mas poderá ser estabelecido um padrão de correlação que deverá necessariamente ser honrado pelo simulador estocástico.

Em termos de algoritmos podemos ressaltar três que possuem características distintas, e que tem sido muito citados na literatura.

O primeiro deles, o de simulação indicatriz sequencial, apresenta como característica principal o fato de simular cada eletrofácies de forma totalmente

independente das demais, e portanto a relação cruzada duas a duas das eletrofácies não tem necessariamente nenhum comprometimento do ponto de vista do algoritmo. A vantagem deste algoritmo é permitir que se faça uma modelagem variográfica distinta para cada eletrofácies e com isso conseguir captar estruturas e informações de cada uma de uma forma bem ampla, além de permitir a introdução de informações "soft"¹. De uma maneira geral, poderá ser utilizado quando o estudo das relações entre as eletrofácies não apresentar correlações de proximidade ou distanciamento muito importantes.

O segundo método de simulação é o de componentes principais, que tem como característica transformar os dados brutos em componentes principais (ortogonais entre si) e depois simulá-los independentemente. A vantagem em relação ao anterior é que, ao transformar os dados em componentes principais, estamos incorporando covariâncias cruzadas entre as eletrofácies. A desvantagem é que a modelagem variográfica é feita em cima dos componentes principais, e isso faz com que se perca, em parte, o efeito interpretativo direto da análise variográfica, e também, pelo mesmo motivo, não permite a introdução de dados "soft". É importante ainda observar que a independência (ortogonalidade) entre as componentes principais é assumida como válida para todos os passos "h".

¹Informações de caráter qualitativo

O terceiro método a ser abordado é o da simulação gaussiana truncada. Este método tem como característica principal simular as eletrofácies com um único variograma, pois assume que as eletrofácies tem um sequenciamento e as trata como se fossem truncamentos de uma variável gaussiana (contínua). Os dois principais problemas deste método são que ele assume o sequenciamento eletrofaciológico como um pressuposto básico, o que nem sempre é verdadeiro, e também o fato de ele utilizar apenas o variograma gaussiano da suposta variável contínua, o que pode fazer com que estruturas internas a cada eletrofácies venham a ser negligenciadas. Mesmo assim, este método é aplicado a conjuntos cuja a hipótese do sequenciamento eletrofaciológico seja considerado aceitável, o que frequentemente é verdadeiro para variáveis geológicas de caráter sedimentar, especialmente quando a área de trabalho é pequena comparado a ocorrência do sistema deposicional em questão.

Feita esta introdução com respeito aos métodos, passamos a analisar a composição dos dados do trabalho de forma a tentar avaliar qual aquele que melhor poderia reproduzir as feições geológicas observadas. A escolha recaiu no segundo método, o de componentes principais, pois algumas covariâncias cruzadas se revelaram bastante importantes, e havia também um conhecimento, a "priori", de que os variogramas diretos apresentaram feições distintas. Para tentar minimizar as desvantagens do método, foram criadas algumas restrições a serem atendidas

(ítem 4.2), de forma a fazer com que a imagem aceita tivesse um bom grau de confiabilidade.

4.2 - Implementação do Algoritmo e Escolha das Imagens

Para a implementação do algoritmo de simulação estocástica pelo método dos componentes principais é necessário, inicialmente, a transformação dos dados reais em suas componentes principais, cujo conteúdo teórico requer um conhecimento elementar de operação com matrizes, e que pode ser resumida como a seguir.

Uma matriz simétrica qualquer pode ser decomposta em uma matriz ortogonal e uma matriz diagonal da seguinte forma:

$$C(h) = A D A^T, \text{ sendo}$$

$C(h)$ = matriz simétrica

A = matriz ortogonal

D = matriz diagonal

A^T = matriz ortogonal transposta

Neste caso, a matriz D conterá os autovalores da matriz simétrica, enquanto

a matriz A conterá os autovetores. Na verdade o que se pretende com esta operação é fazer com que os principais componentes sejam ortogonais entre si, ou seja, é descobrir os eixos linearmente independentes, ao imaginarmos a matriz simétrica original $C(h)$ representada espacialmente.

No estudo de eletrofácies para simulação, a matriz $C(h)$ é a matriz de covariâncias entre as diferentes eletrofácies presentes no reservatório, e cuja expressão, para " h " = 0 pode ser escrita como:

$$C(0) = \begin{vmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & C_{24} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} & C_{34} \\ C_{41} & C_{42} & C_{43} & C_{44} \end{vmatrix}$$

Para a transformação dos dados brutos em componentes principais, basta multiplicá-los pela matriz ortogonal transposta da seguinte forma:

$$Y(x) = A^T I(x), \text{ sendo:}$$

$I(x)$ = vetor de eletrofácies no ponto $\underline{x}$, sendo composto por três elementos de valor 0 e um elemento de valor 1 correspondente a eletrofácies do ponto

$Y(x)$ = vetor de componente principal na posição $\underline{x}$

Ao montarmos a matriz de covariâncias para a nova variável $Y(x)$, o que

esperamos é encontrar uma matriz diagonal da seguinte forma:

$$C_y(h) = \begin{vmatrix} C_{y11} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & C_{y22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & C_{y33} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & C_{y44} \end{vmatrix}$$

onde C_{yaa} é a covariância direta da componente principal a.

Isto permitirá efetuar o passo da krigagem dos componentes principais de forma bastante simplificada, uma vez que se elimina a necessidade da cokrigagem (devido as covariâncias cruzadas terem sido projetadas na diagonal), e as relações duas a duas entre as eletrofácies tendem a se manter na matriz de componentes principais.

É importante ressaltar que a matriz de componentes principais é gerada para " h "=0, e é assumido que o comportamento para os demais passos permite zerar os elementos fora da diagonal principal. Em função disto, se faz necessário verificar a validade desta hipótese, o que é feito através da plotagem dos variogramas cruzados dos componentes principais (fig 4.2.1), onde se observa que os valores se aproximam muito de zero para " h " > 0, tornando a hipótese aceitável.

O passo seguinte à geração das variáveis componentes principais é a modelagem variográfica das mesmas. A modelagem necessitará ser efetuada apenas em três das quatro variáveis, uma vez que as variáveis são mutuamente excludentes.

Os modelos variográficos ajustados para as três componentes principais podem ser visualizados nas figuras 4.2.2, 4.2.3 e 4.2.4 . A variável IPC 1 tem direção preferencial N45E e razão de anisotropia horizontal 0.50. A IPC 2 e 3 tem direção preferencial N60E, e razões de anisotropia 0.3 e 0.5 respectivamente.

Após a modelagem variográfica passa-se então a simulação estocástica propriamente dita. A área escolhida para a simulação tem 1000m x 800m, com 35m de profundidade, e o "grid" é 50m x 50m x 1m, perfazendo 20 x 16 x 35 nós, ou seja, um total de 11.200 nós a simular. Como a simulação foi feita em coordenadas estratigráficas, precisou-se fazer uma krigagem ordinária da base da zona, de forma a se poder identificar os nós inativos na base da seção. Esta krigagem teve como pontos condicionantes as espessuras dos poços.

É importante comentar que foi incorporado ao algoritmo de simulação a curva de proporção vertical dos dados (Baldissera,1992), e com isso a reprodução desta função se mostrou bastante facilitada e satisfatória. As curvas de proporção

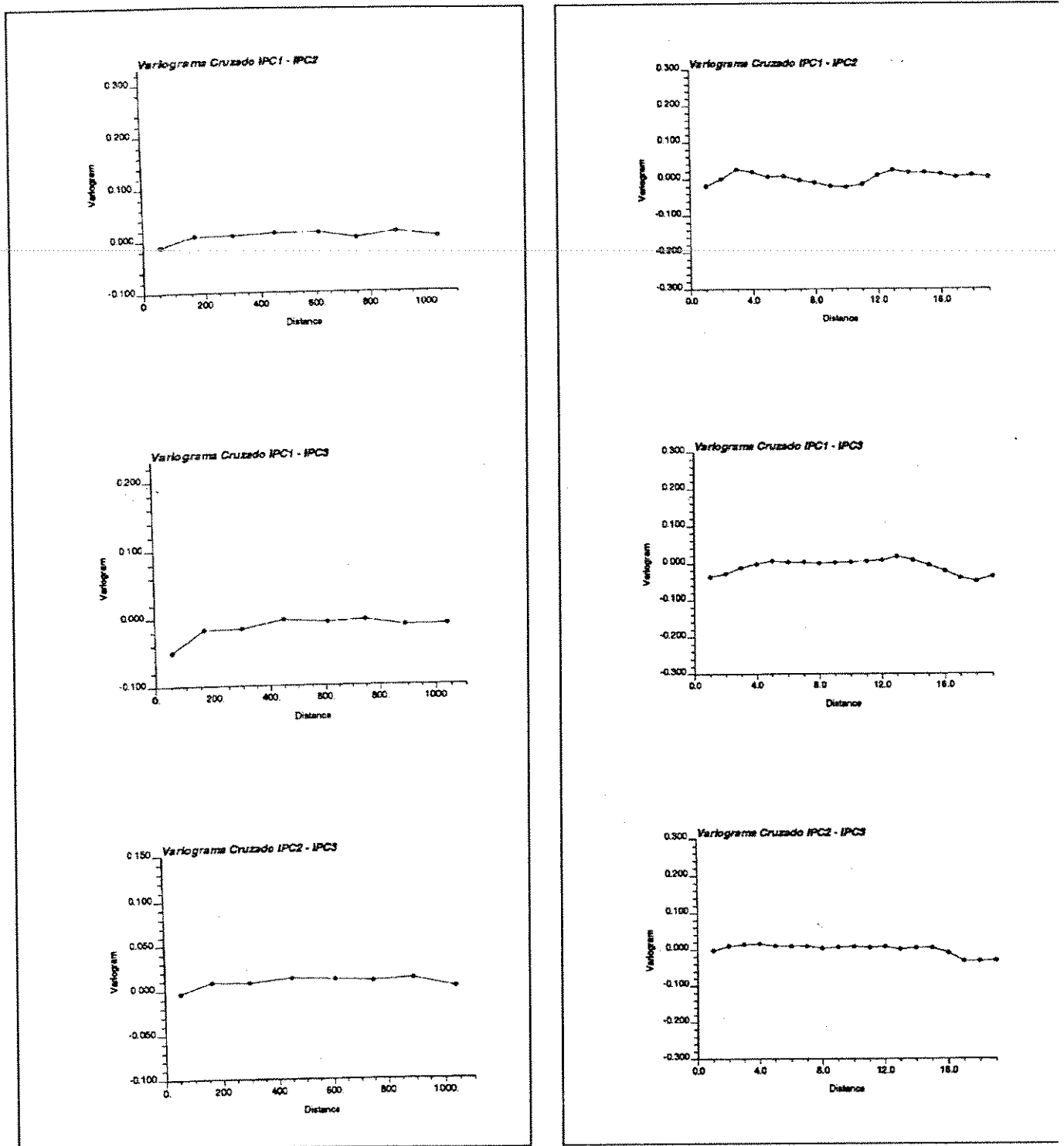


Fig 4.2.1 - Variogramas cruzados das componentes principais - horizontais e verticais

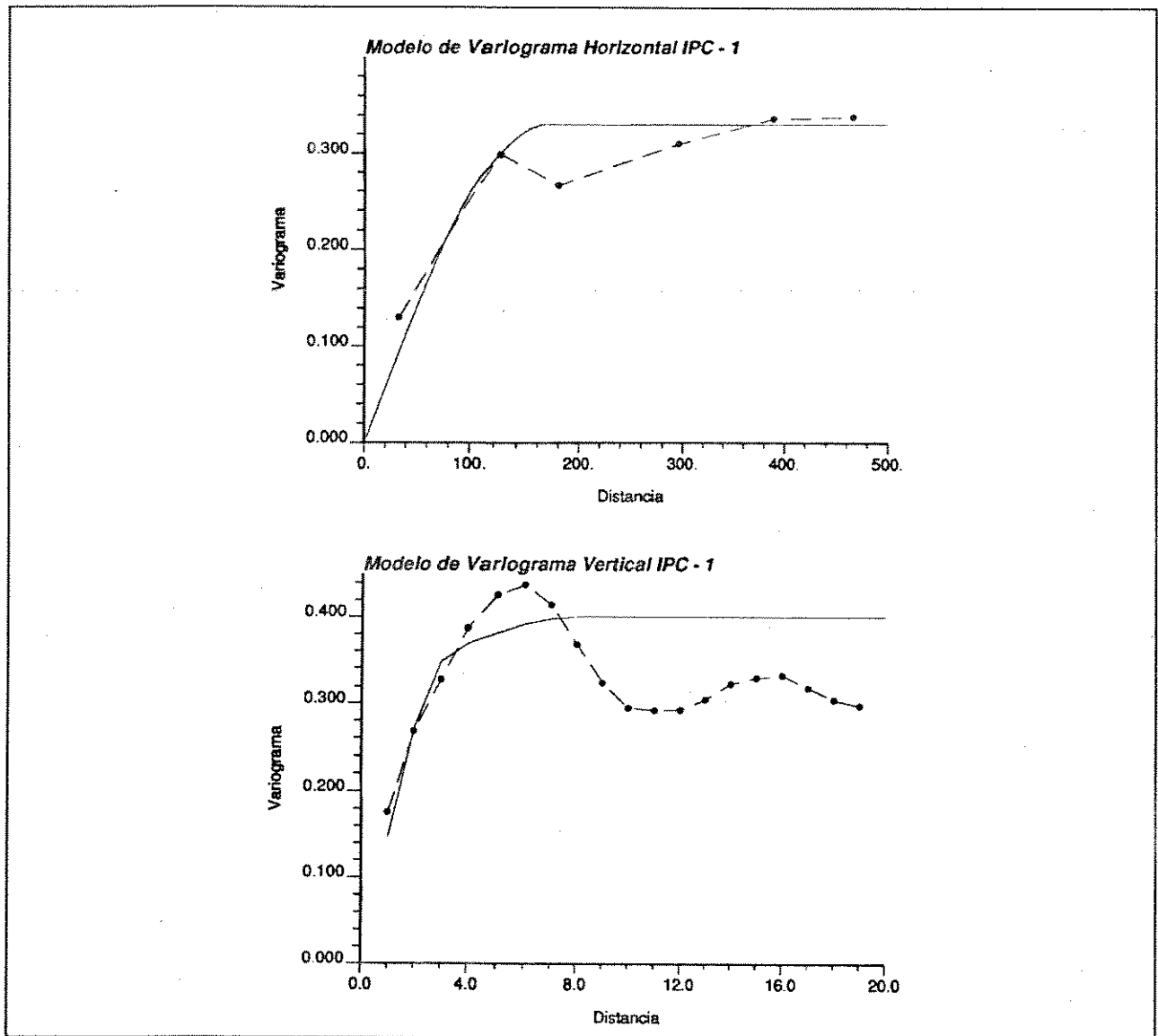


Fig 4.2.2 - Modelo da variável IPC 1

horizontais, por terem caráter estacionário, não foram introduzidas no algoritmo. Esta introdução da curva se faz através da utilização desta informação quando do procedimento de krigagem, interno ao algoritmo de simulação, e que as utiliza

espacialmente, ou seja, as curvas de proporção. Foi gerada uma saída que mostra a curva de proporção da imagem gerada e a compara com a curva dos dados, permitindo assim uma análise visual para a sua aceitabilidade. Evidentemente foi dada maior importância a reprodução da curva de proporção vertical devido ao seu caráter menos estacionário.

- o segundo critério a ser atendido pela imagem foi a reprodução da matriz de probabilidade de transição vertical. Esta matriz representa a frequência com que cada eletrofácies esta superposta a uma outra qualquer(exceto ela mesma), e revela aspectos do processo sedimentar que devem ser honrados pela imagem. Para este critério foi adotado um mecanismo de aceitabilidade automatizado, fazendo com que cada elemento da matriz tivesse um "range" de frequência aceitável, e somente o atendimento a este "range" permitiu o selecionamento da imagem.

- o terceiro critério de aceitação das imagens está relacionado aos variogramas diretos das eletrofácies, que, uma vez produzidos acima das imagens, puderam ser comparados com os obtidos para os dados. Deve-se ressaltar que, como a área do estudo variográfico de dados é maior que a área simulada, as frequências relativas de cada um não foram exatamente as mesmas, o que reflete no patamar do variograma.

- o último critério para a aceitação das imagens foi o da relação cruzada entre as eletrofácies, que teve uma influência muito grande na montagem do modelo numérico.

É interessante observar que, com o desenvolvimento do trabalho de selecionamento das imagens, verificou-se que o critério primordial foi o da matriz de probabilidade de transição vertical, de difícil atendimento devido a restrição dos "ranges", mas que, do ponto de vista prático, praticamente garantia o atendimento as demais restrições.

Ainda em relação aos dados, é importante comentar que a modelagem variográfica foi toda efetuada numa área maior que a utilizada, em função de uma maior quantidade de dados que permitiu obter maior consistência dos modelos. Em relação a área simulada houve apenas uma diminuição relativa na frequência da eletrofácies 1, o que não altera o macromodelo definido pela análise dos dados globais. A área simulada dispõe aproximadamente de 30 poços condicionantes. O posicionamento dos poços e o limite das áreas, inclusive a de simulação de fluxo, pode ser observado na figura 4.2.5.

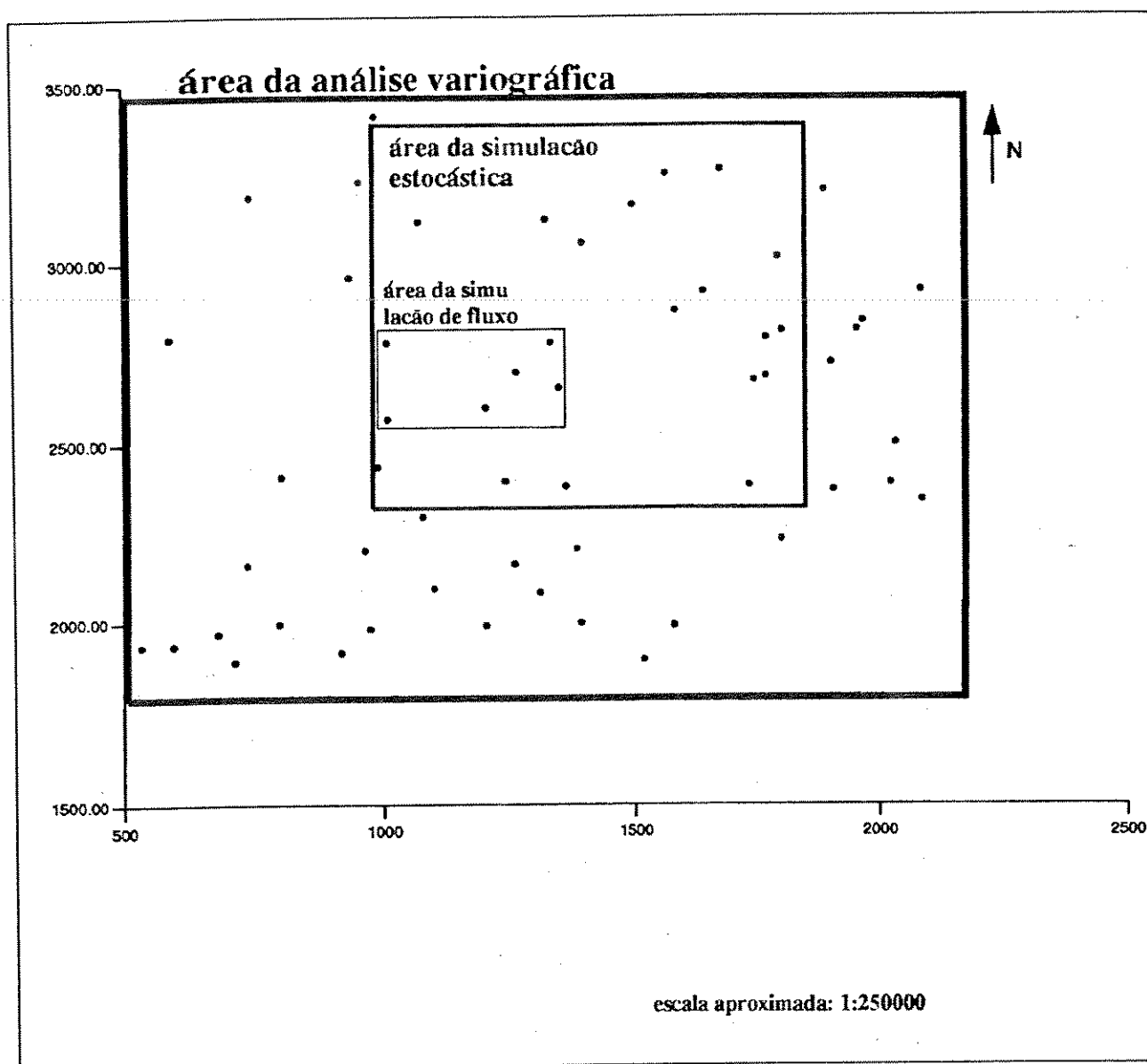


Fig 4.2.5 - Localização das áreas de simulação

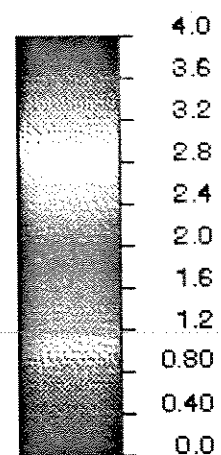
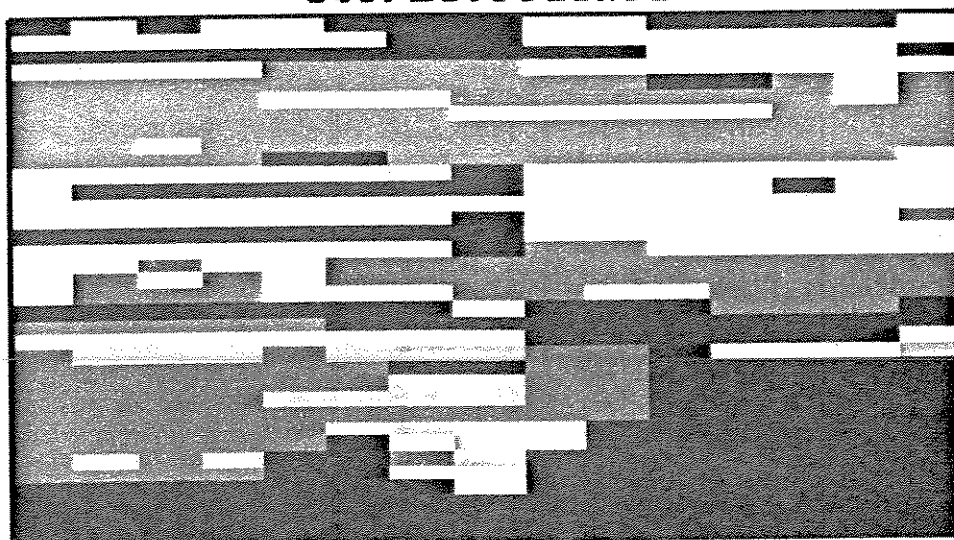
4.3 - Imagens Geradas e Comentários

A figura 4.3.1 mostra duas seções estocásticas aceitas pelo critérios estabelecidos e que, quando comparadas a uma seção interpretada, mostraram resultados bastante satisfatórios. Podemos notar que a abordagem probabilística apresenta vantagens pois permite, de forma rápida, fornecer uma série de configurações equiprováveis e também utiliza, quando do procedimento de krigagem já mencionado, informações a 3D, o que nem sempre é viável nas seções interpretadas.

As figuras 4.3.2 e a tabela 4.3.1 comparam, respectivamente, as curvas de proporção vertical e as matrizes de probabilidade de transição de uma imagem aceita e dos dados, demonstrando o atendimento de ambos os critérios. A tabela 4.3.2 mostra a comparação das proporções globais dos dados e da média dos valores simulados.

Do ponto de vista da geração das imagens estocásticas, o que podemos notar é que o algoritmo possui uma grande liberdade na produção de suas respostas, uma vez que os parâmetros de entrada a serem obedecidos são apenas os três variogramas das componentes principais, além das proporções globais das eletrofácies. Isto ocorreu apesar da quantidade de poços condicionantes,

Sec. Estocastica



Sec. Estocastica

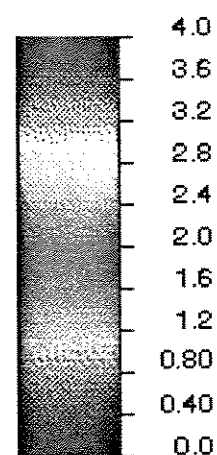
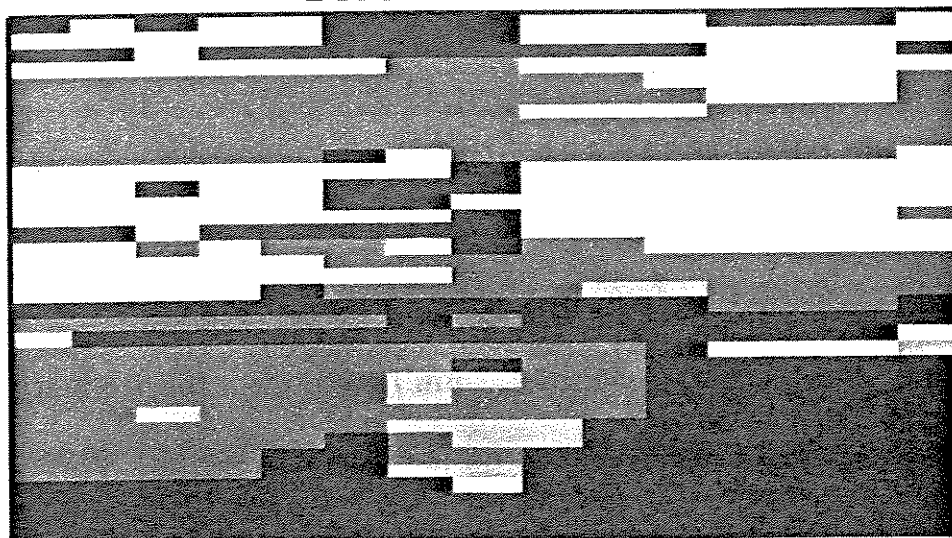


Fig 4.3.1 - Seções Estocásticas de Eletrofácies

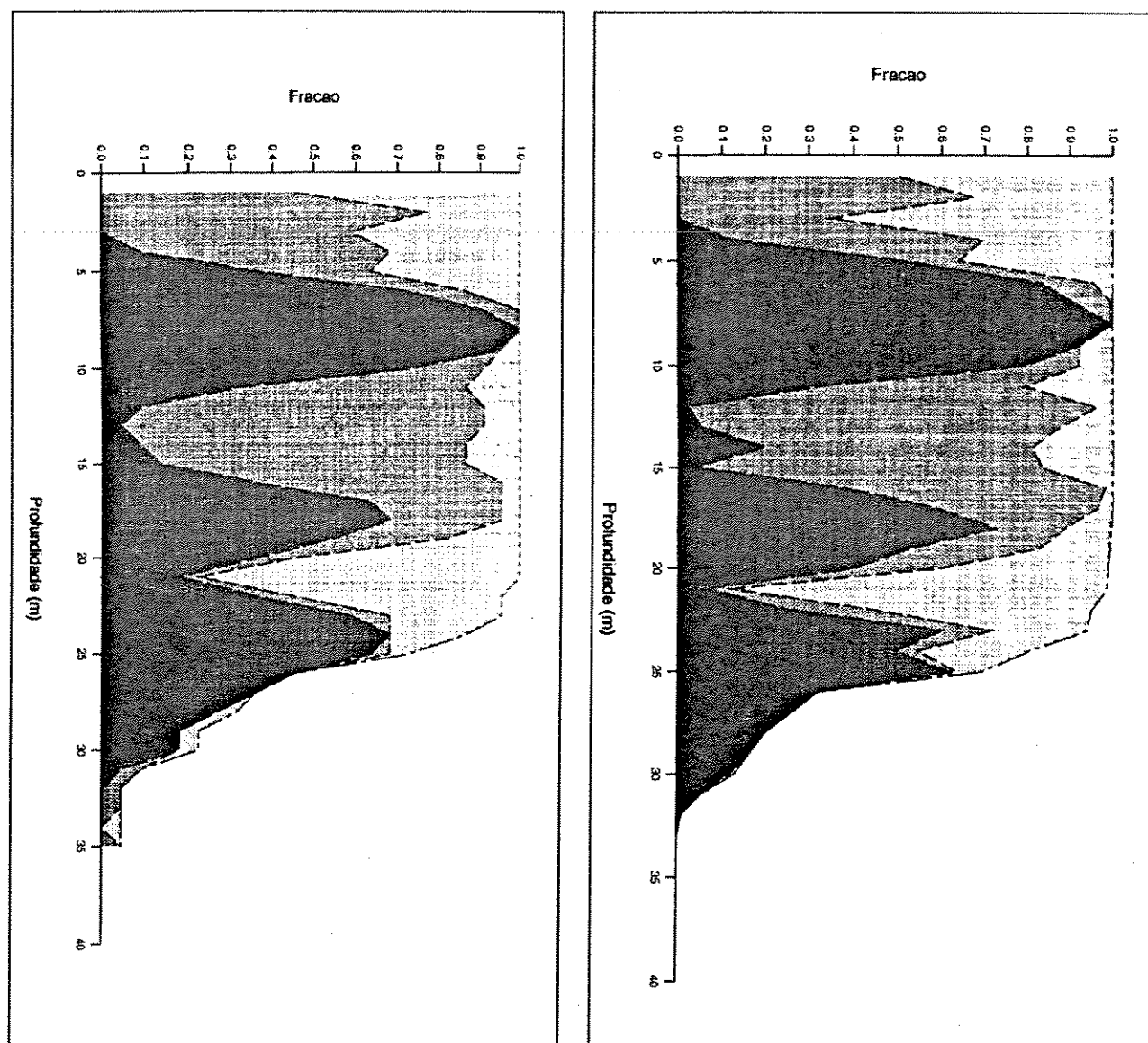


Fig 4.3.2 - Comparação das curvas de proporção (simulada - dados)

considerada grande na atividade petrolífera. Em função disto foi necessário montar todo o critério de aceitabilidade das imagens já descrito.

	> 1	> 2	> 3	> 4
1 >	0.00	0.610 0.587	0.110 0.114	0.280 0.299
2 >	0.200 0.215	0.00	0.570 0.535	0.230 0.250
3 >	0.060 0.061	0.400 0.432	0.00	0.540 0.507
4 >	0.160 0.156	0.310 0.293	0.530 0.551	0.00

Tabela 4.3.1 - Comparação da matriz de prob. de transição (dados - simulado)

	eletrofácies 1	eletrofácies 2	eletrofácies 3	eletrofácies 4
Dados	0.083	0.359	0.348	0.210
Simulados	0.089	0.359	0.332	0.220

Tabel 4.3.2 - Comparação das proporções globais

A figura 4.3.3 e 4.3.3a mostra uma comparação entre variogramas diretos dos dados e simulados.

Como sugestões para análise de confiabilidade do algoritmo poderiam ser feitas:

- geração de imagens com menos critérios restritivos e comparação dos variogramas diretos e cruzados;
- utilização dos mesmos critérios restritivos em algoritmos de simulação indicatriz sequencial e gaussiana truncada;
- elaboração de um modelo híbrido de simulação estocástica, identificando os elementos com covariância cruzada não nula e simulando-os separadamente dos elementos com covariância cruzada nula;
- incorporar informações "soft" no algoritmo indicatriz sequencial para tentar fazer com que ele reproduza as covariâncias cruzadas.

A obtenção de imagens representativas do reservatório, extrapola as especificidades teóricas dos algoritmos disponíveis, ou seja, não existe um método que consiga reproduzir a multiplicidade de características de um reservatório complexo. Neste raciocínio, é cada vez mais importante valorizar a interpretação qualitativa do produto gerado, visando gerar imagens que sejam geologicamente possíveis e prováveis. Isto pode ser feito através de métodos que permitam a introdução de informações "soft" a "priori", ou por um critério, não necessariamente numérico, a "posteriori", tendo como claro o objetivo de que, sendo uma abordagem probabilística, devemos buscar a aproximação com um modelo determinístico ao reduzir o erro das estimativas.

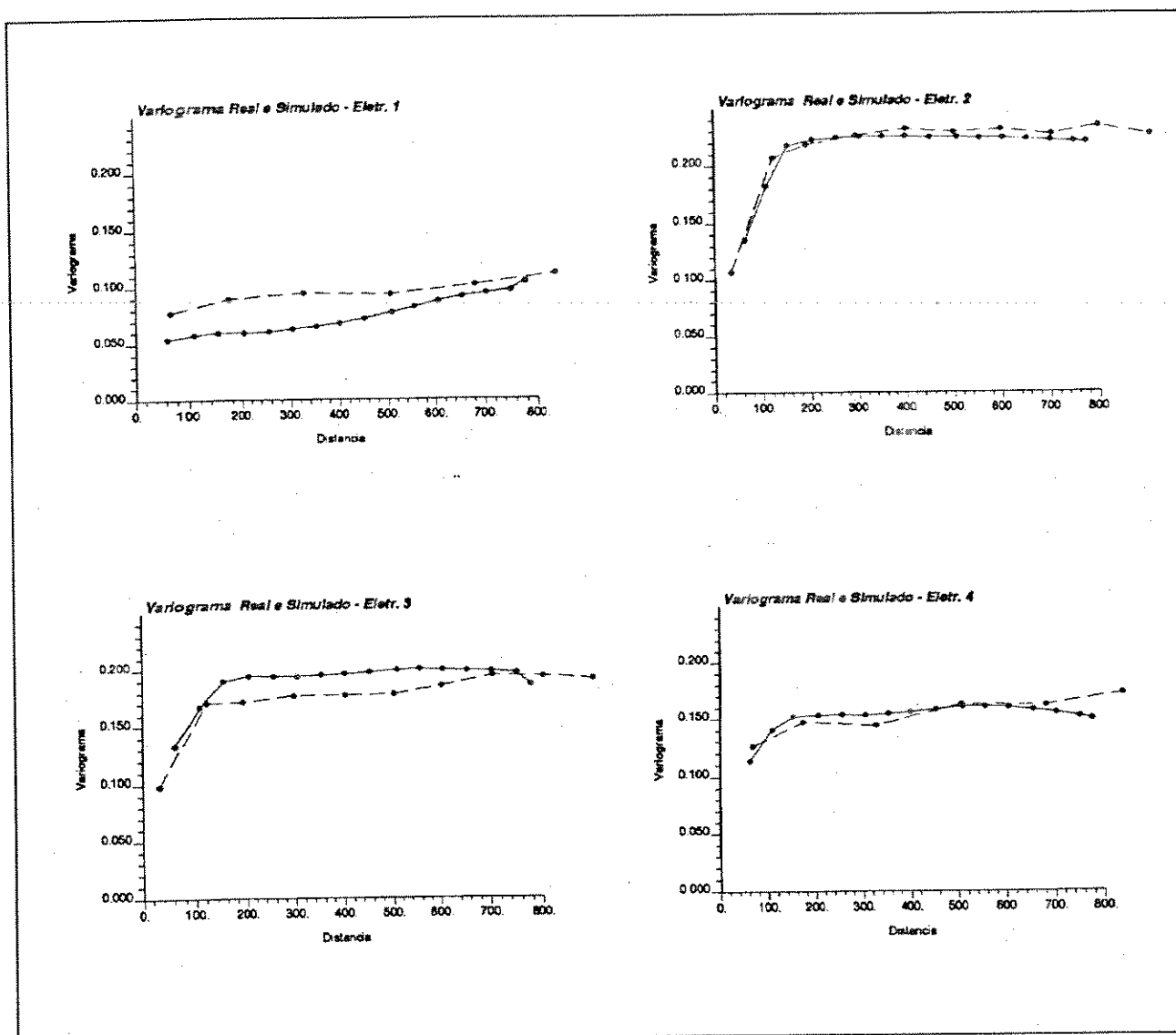


Fig 4.3.3 - Comparação dos variogramas diretos horizontais dos dados e simulados

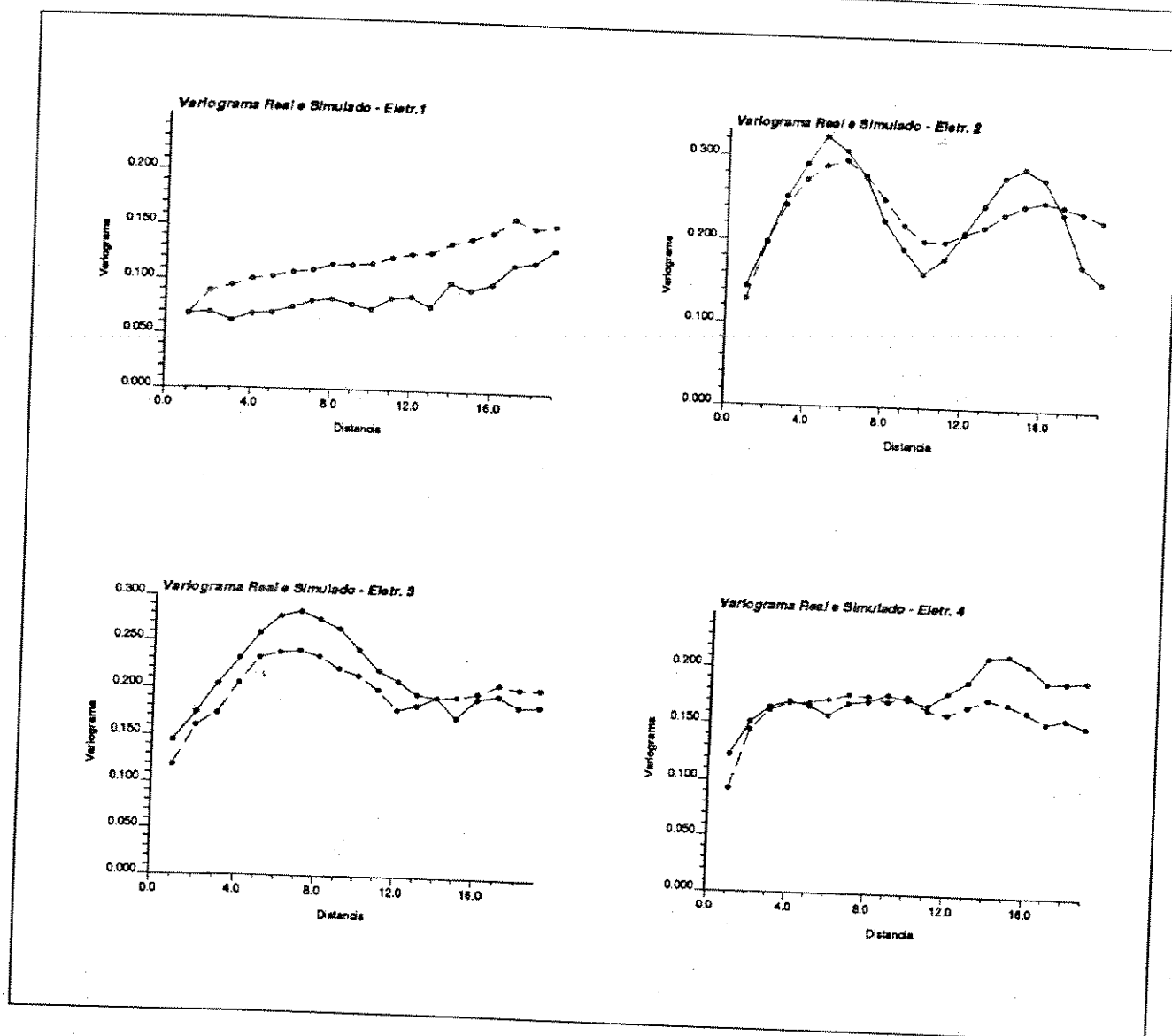


Fig 4.3.3a - Comparação dos variogramas diretos verticais dos dados e simulados

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DE PARÂMETROS PETROFÍSICOS

Este capítulo trata da simulação estocástica dos parâmetros petrofísicos tendo como base uma das imagens geradas na etapa anterior. A escolha desta imagem base foi feita após submetê-las a simulação de fluxo com propriedades petrofísicas constantes por eletrofácies.

Os passos executados neste capítulo foram desde a análise de dados até o selecionamento das imagens geradas.

5.1 - Estrutura de Dados e Algoritmo

Conforme já descrito no item 1.4, os dados de petrofísica foram obtidos de

formas distintas. A porosidade foi calculada através dos perfis, levando-se em consideração os parâmetros necessários ao seu cálculo obtidos para cada eletrofácies. Isto fez com que o cálculo se tornasse mais preciso em função do tratamento diferenciado para cada agrupamento.

Os dados de permeabilidade foram obtidos a partir de correlações de $\log K$ x ϕ estabelecidas em estudos de laboratório (Candido, 1984). Estes estudos levam em consideração a separação eletrofaciológica utilizada neste trabalho, sendo os graus de correlação dos resultados considerados como aceitáveis. Outro aspecto importante é que as médias e variâncias de porosidade neste estudo de laboratório e a dos perfis por eletrofácies foram muito parecidas, fazendo prever que temos um coeficiente de correlação de $\phi_{\text{perfil}} \times \phi_{\text{lab}}$ em torno de 1, propiciando uma situação confortável para a utilização das correlações com a permeabilidade absoluta.

A figura 5.1.1 mostra os histogramas das porosidade por eletrofácies, e podemos notar que a distribuição mais distante de uma curva normal se refere a eletrofácies 4, considerada como não reservatório, mas que engloba alguns valores altos de porosidade devido não conter somente folhelhos, mas também siltitos e subordinadamente calcilutitos.

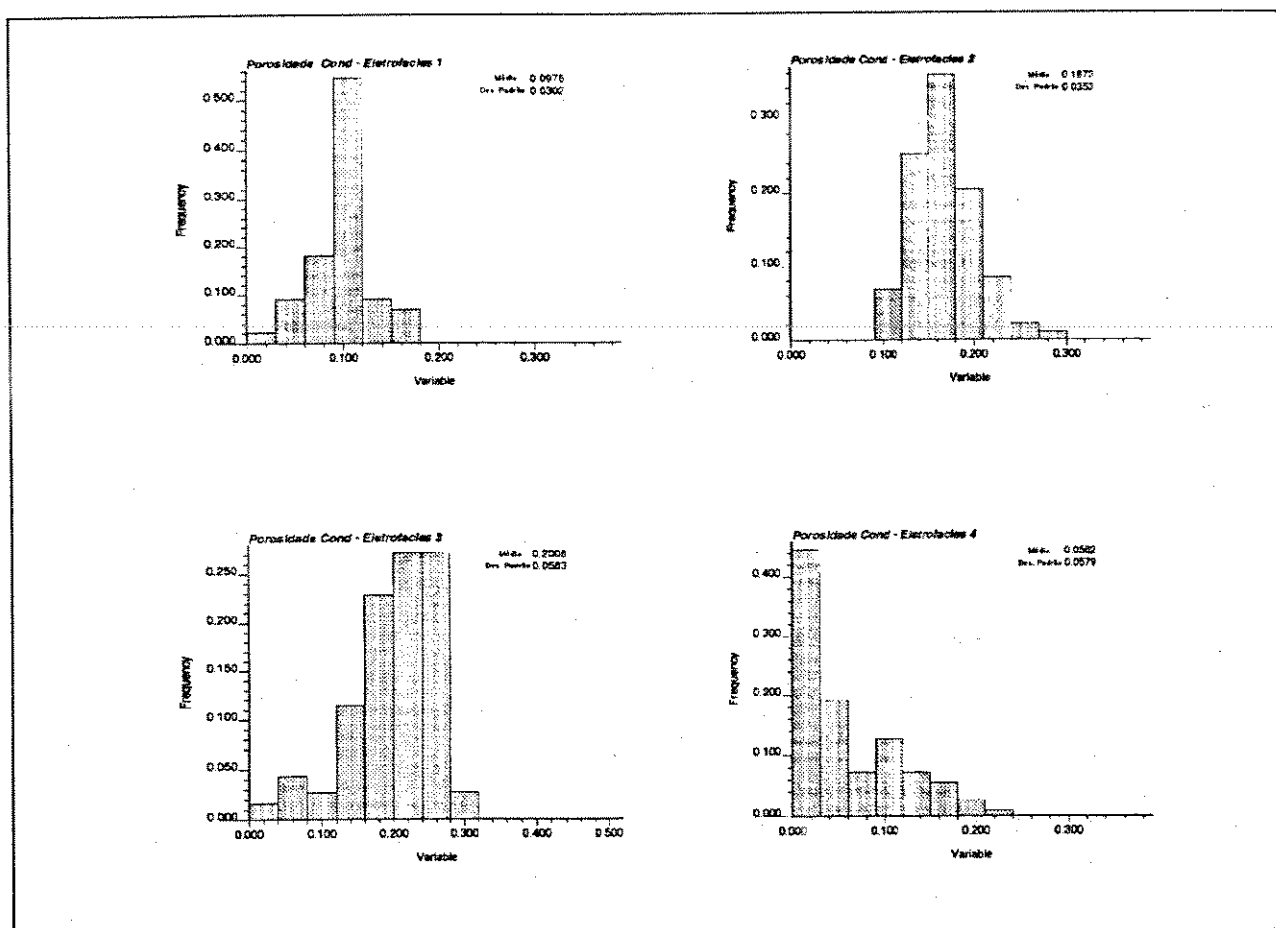


Fig 5.1.1 - Histograma dos dados por eletrofácies

Observando a nuvem de correlação $\log K \times \phi$ para esta eletrofácies (fig5.1.2) verificamos que são muito baixos os valores de permeabilidade por ela assumida, e portanto, em função do apresentado, foi escolhido um algoritmo para a simulação de porosidade de natureza gaussiana, uma vez que é o que melhor condições terá de reproduzir os histogramas originais.

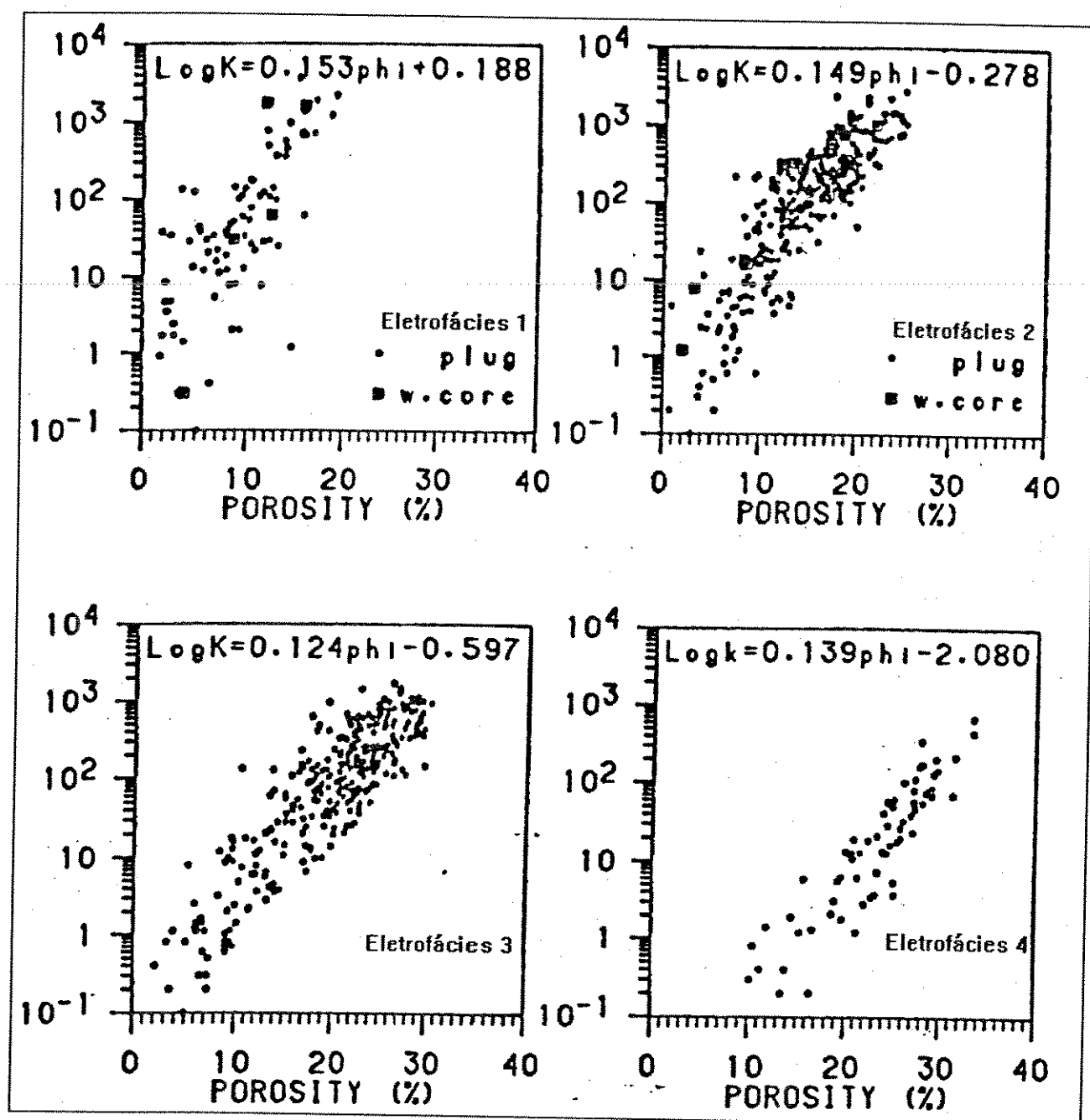


Fig 5.1.2 - Correlações log da permeabilidade x porosidade por eletrofácies (mod. Candido, 1984)

É interessante observar que, como dados de permeabilidade absoluta só existem em testemunhos, seu volume é muito pequeno para se proceder uma análise da distribuição espacial, e em função disto, optou-se por realizar um estudo da distribuição espacial da porosidade, obtendo-se a permeabilidade por correlação. Ao fazermos isto, estamos deixando de considerar um fator de muita importância, pois a caracterização da variabilidade da permeabilidade é afetada devido ao fato de obtermos o parâmetro por um método de estimativa (regressão linear). Como consequência temos uma variabilidade de permeabilidade bastante atenuada.

O método de simulação gaussiana sequencial necessita uma transformação dos dados brutos por eletrofácies para o campo gaussiano, gerando uma população normalmente distribuída com média 0 e variância 1, conforme demonstra a figura 5.1.3. O passo seguinte é proceder a análise variográfica da variável transformada, o que, no caso em questão, representa a modelagem variográfica de quatro variáveis tridimensionais, uma para cada eletrofácies. Este passo é interessante pois permite reproduzir, na imagem final, variações do comportamento espacial da porosidade internamente a cada eletrofácies, uma vez que o controle da distribuição interna nem sempre se dá da mesma forma para todos os agrupamentos.

O passo final é a simulação propriamente dita, que é feita levando-se em consideração uma imagem de distribuição eletrofaciológica. A malha foi refinada

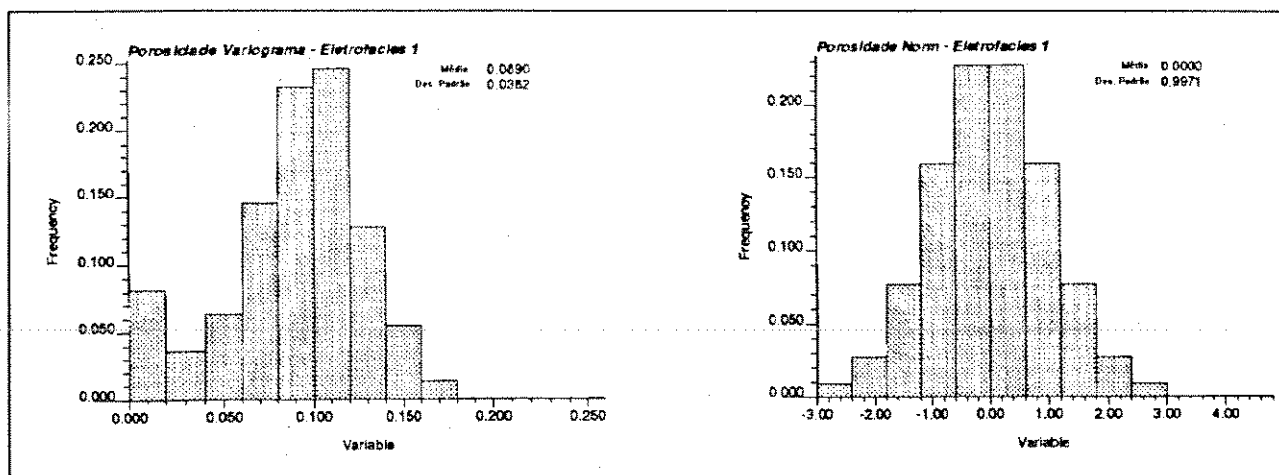


Fig 5.1.3 - Exemplo de transformação gaussiana

em relação a etapa anterior, passando a 25m x 25m x 1m, com 40 x 32 x 35 nós, o que totaliza 44.800. A simulação da porosidade de cada eletrofácies é feita independentemente, sendo o algoritmo responsável por identificar os nós a serem simulados para a eletrofácies sendo simulada, bem como suas vizinhanças para o procedimento de estimativa. O algoritmo seleciona também o modelo variográfico adequado. Após a simulação das quatro eletrofácies os arquivos são somados gerando o resultado final, que deve honrar os quatro variogramas e os histogramas dos dados.

Embutido no próprio algoritmo está o retorno do domínio gaussiano, no qual é feita a simulação, para o real, através do procedimento de transformação inversa. É importante observar que este procedimento nem sempre é eficiente em

termos de recuperar o mesmo histograma informado, necessitando uma checagem para aceitação da transformação ou a mudança de parâmetros para melhor eficiência.

5.2 - Análise Variográfica

O procedimento de análise variográfica foi feito em cima das variáveis transformadas (gaussianas) por eletrofácies de forma independente. Cada modelo gerado é referente à distribuição dos parâmetros internamente a cada eletrofácies, não guardando portanto relação com as demais.

Este tipo de metodologia é válida, uma vez que podemos interpretar os grupos como populações distintas, ou seja, cada conjunto de litofácies, expresso numa eletrofácies, exerce um controle na disposição de seu espaço poroso, e, conseqüentemente, da sua correlação espacial.

Esta argumentação, entretanto, não invalida a hipótese de podermos encontrar graus de correlação entre as porosidades das diversas eletrofácies, ou seja, entre as várias populações. Como este aspecto não é honrado no algoritmo utilizado, resolveu-se adotar o procedimento de checar a "posteriori" o

comportamento global do parâmetro através de um variograma global (todos os pontos), comparando-se com o variograma global dos dados. Apesar deste procedimento não garantir a reprodução de possíveis covariâncias cruzadas entre as populações, permite verificar se o comportamento da variável como um todo está de acordo com o esperado.

Os modelos obtidos para as eletrofácies podem ser observados nas figuras 5.2.1 a 5.2.4. O que se pode notar de comum é que todos os modelos apresentam anisotropias geométricas. Nas três primeiras eletrofácies observa-se uma direção preferencial em torno de N60E, e uma anisotropia na horizontal e também na vertical. Na eletrofácies 4 a anisotropia ocorre apenas na vertical, tendo na horizontal uma distribuição isotrópica. As razões de anisotropia na horizontal são 0.50 para a eletrofácies 1 e 3 e 0.30 para a eletrofácies 2. Podemos tentar estabelecer uma relação entre a direção de maior continuidade da porosidade nas três primeiras eletrofácies com a direção principal das próprias eletrofácies (item 3.2), indicando provavelmente que, para estas eletrofácies, existe um forte controle deposicional na porosidade atual. Isto evidentemente não invalida a hipótese de atuação de processos posteriores (diagênese) no controle da porosidade, como já sugerido quando do estudo do comportamento desta variável nas três zonas definidas no capítulo 2. Já na eletrofácies 4 não há anisotropia horizontal, permitindo disassociá-la no que diz respeito ao controle deposicional em função

provavelmente de ser constituída predominantemente de folhelhos.

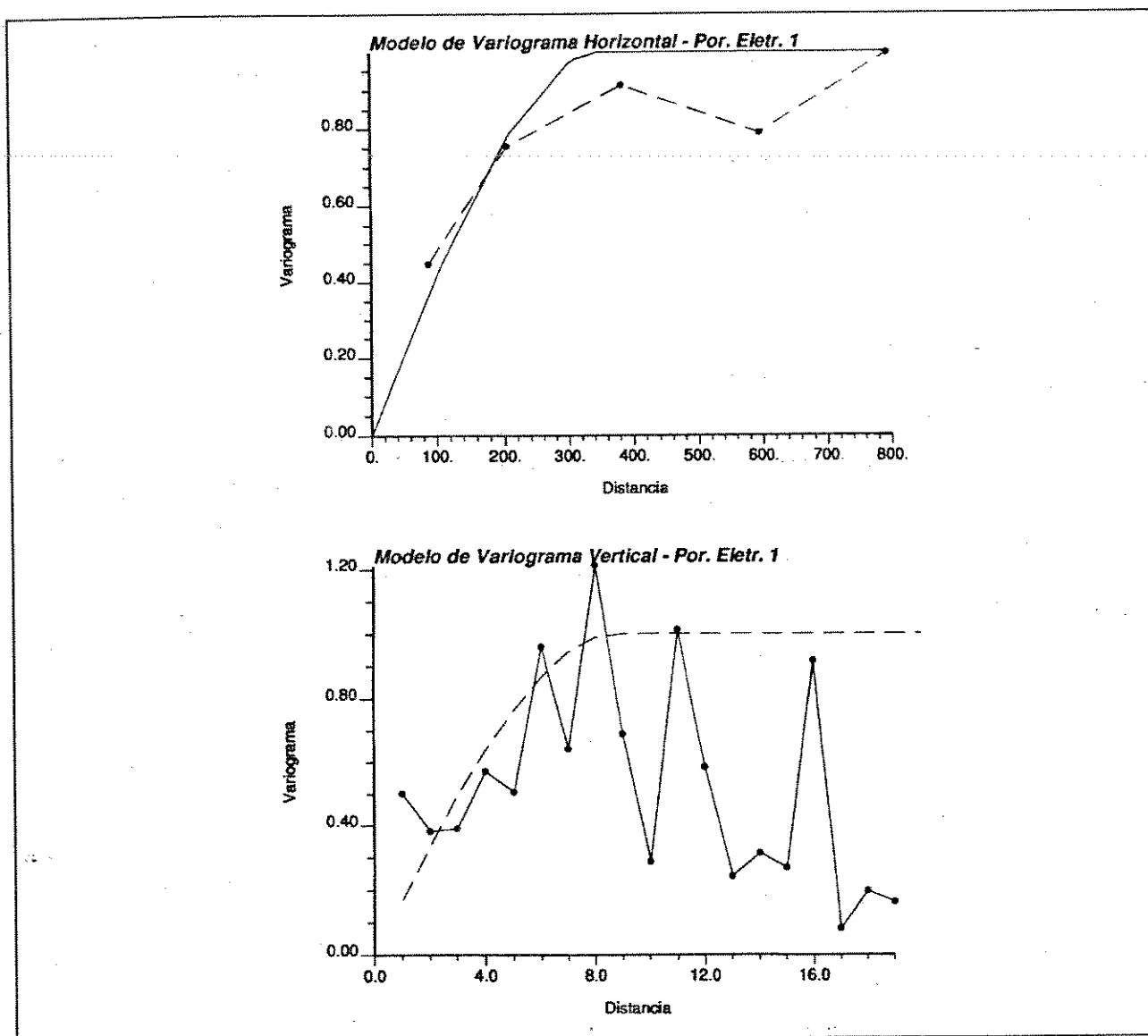


Fig 5.2.1 - Modelo da porosidade - eletr. 1

O variograma dos dados brutos reflete aproximadamente o mesmo que foi

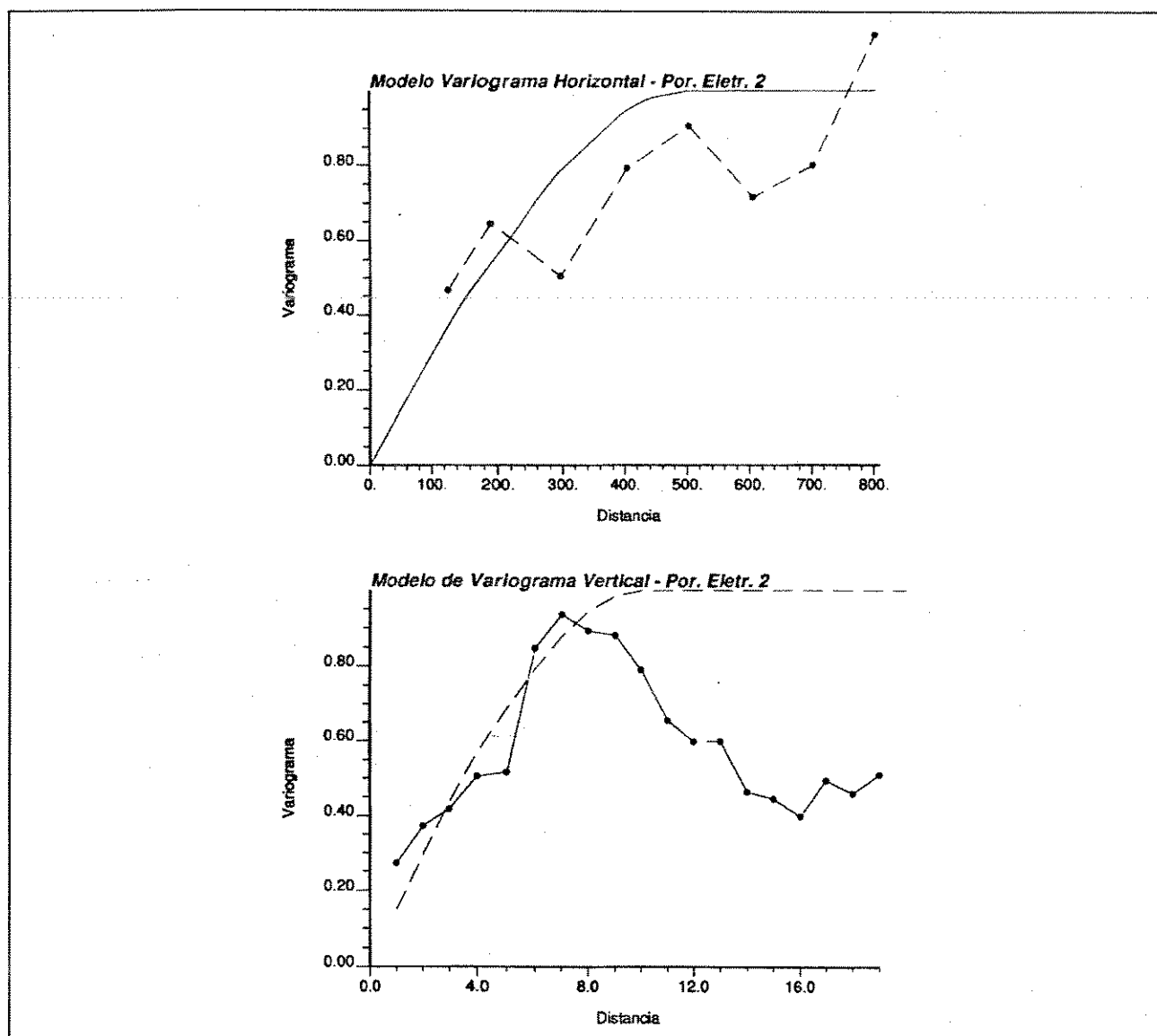


Fig 5.2.2 - Modelo da porosidade - eletr. 2

observado para os variogramas gaussianos por eletrofácies. Podemos definir uma direção de maior continuidade associado ao quadrante NE, onde não há evidência

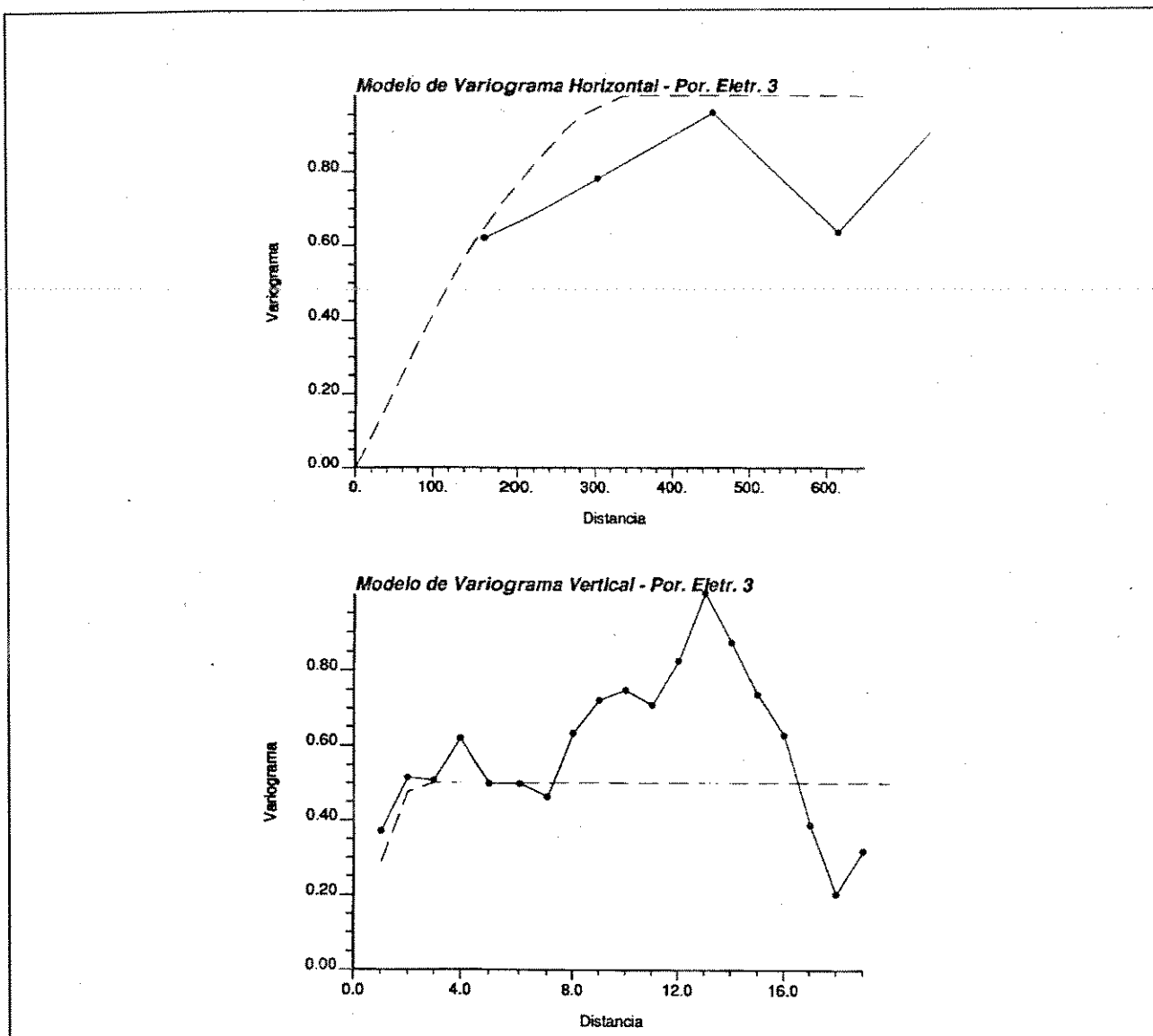


Fig 5.1.3 - Modelo da porosidade - eletr. 3

de patamar (caráter não estacionário), e uma direção de menor continuidade, ortogonal a anterior, onde se pode vislumbrar um patamar a uma distância relativamente pequena, caracterizando um evento fortemente anisotrópico. É

interessante observar ainda que este variograma global capta um pouco da variabilidade cruzada entre os padrões das eletrofácies, e portanto, é uma forma consistente de se checar, a "posteriori", as imagens geradas.

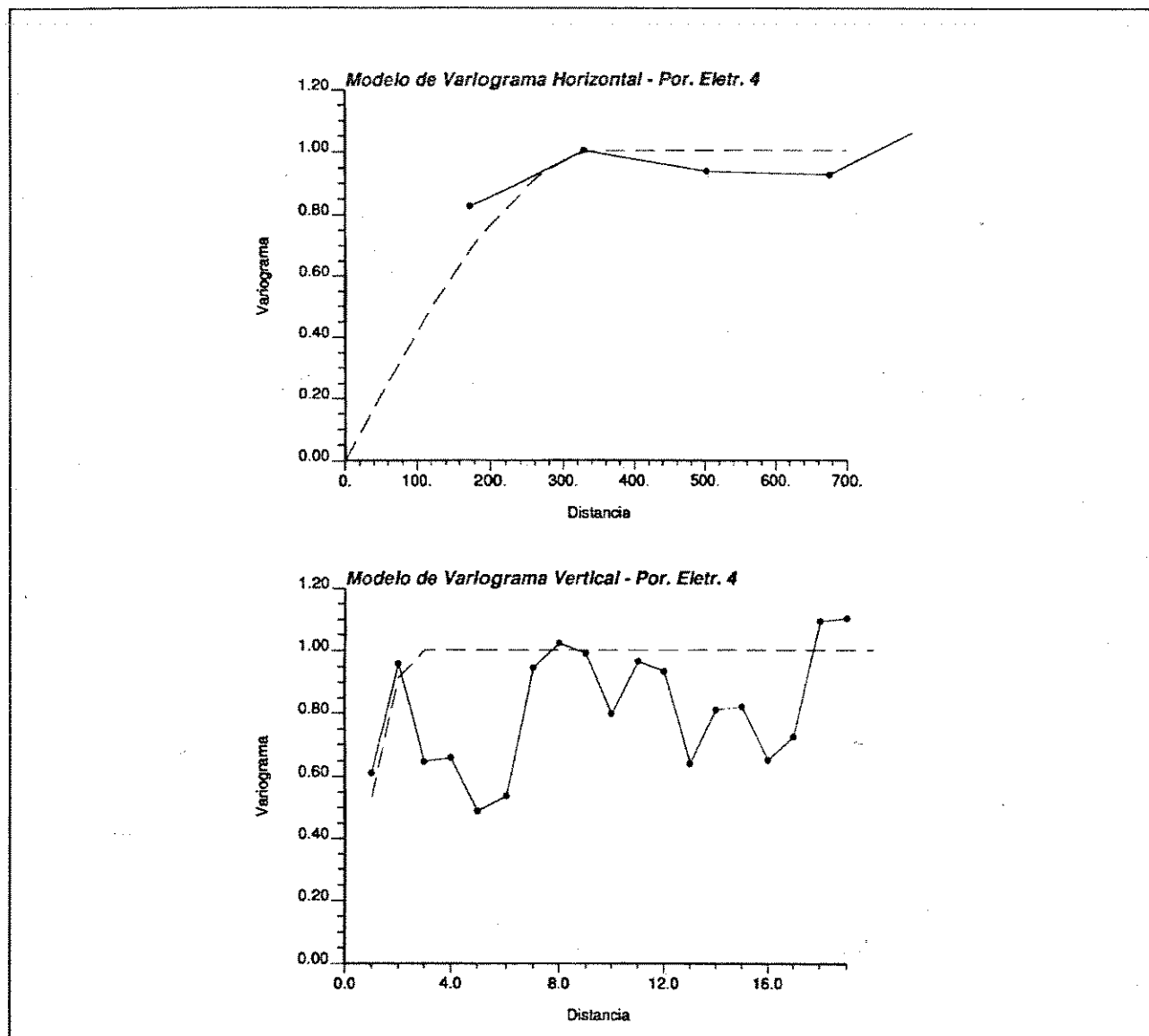


Fig 5.2.4 - Modelo da porosidade - eletr. 4

5.3- Imagens Geradas

As imagens geradas, conforme já mencionado, foram obrigadas a obedecer:

- condicionalização aos valores dos poços;
- histogramas brutos por eletrofácies;
- variogramas por eletrofácies;
- variograma bruto total.

A figura 5.3.1 mostra a reprodução dos histogramas brutos por eletrofácies. Observamos que a reprodução do histograma brutos da eletrofácies 4 foi o que apresentou maior dificuldade, em função de ter o aspecto a "priori" mais distinto de uma distribuição gaussiana.

Apesar de forçarmos a reprodução do variograma global (fig 5.3.2), podemos observar que a variabilidade apresentada entre as imagens ainda é muito grande (fig 5.3.3), e que, portanto, espera-se uma influência deste efeito na incerteza petrofísica no fluxo de fluidos. Para a tentativa de redução desta incerteza, que provavelmente influenciará na permeabilidade, sugerimos investigar métodos que consigam incorporar maior quantidade de informações, como por exemplo, covariogramas de porosidade entre duas eletrofácies (a exemplo do IPC utilizado

para simular eletrofácies), ou maior quantidade de dados "soft".

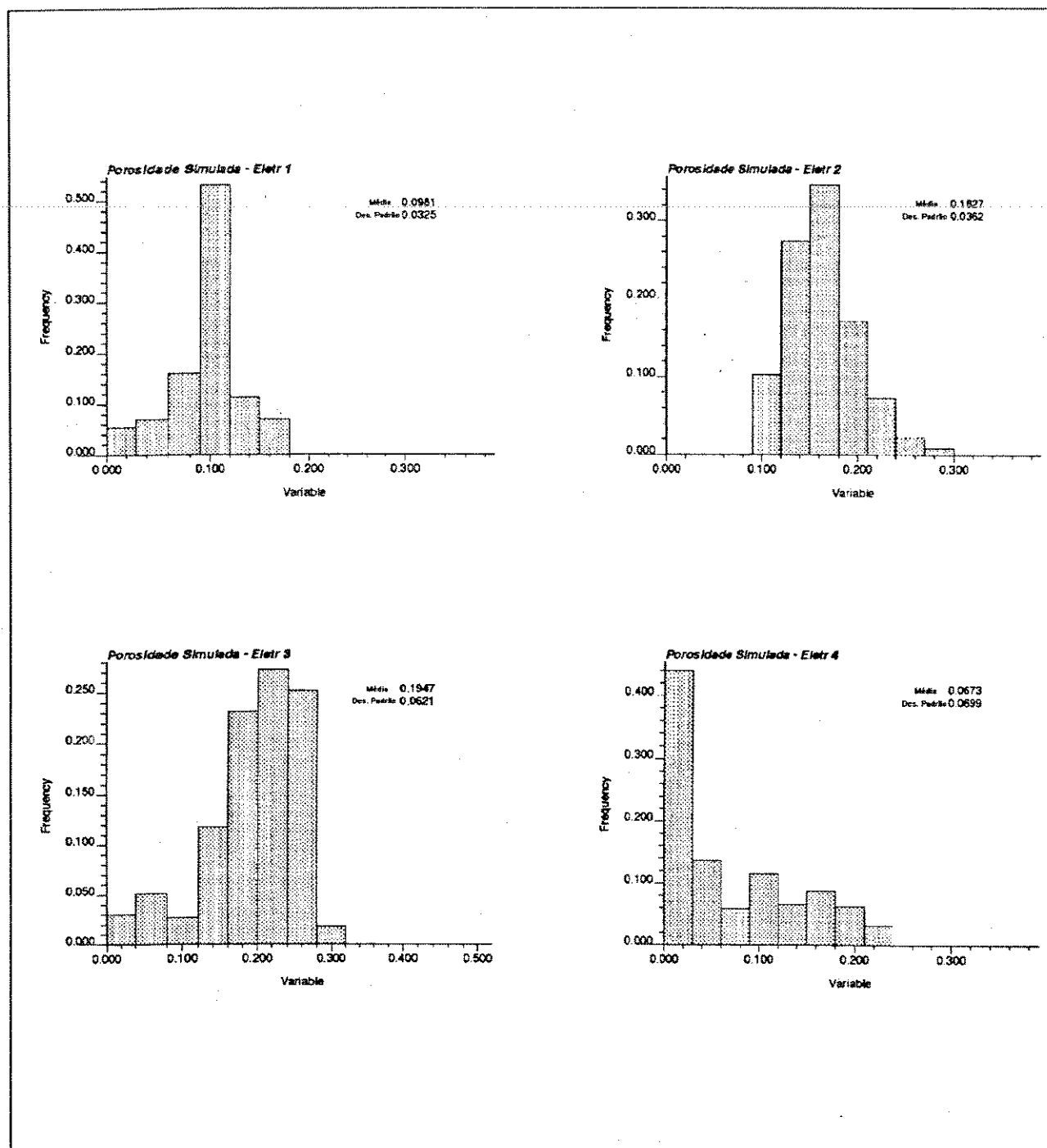


Fig 5.3.1 - Reprodução dos histogramas

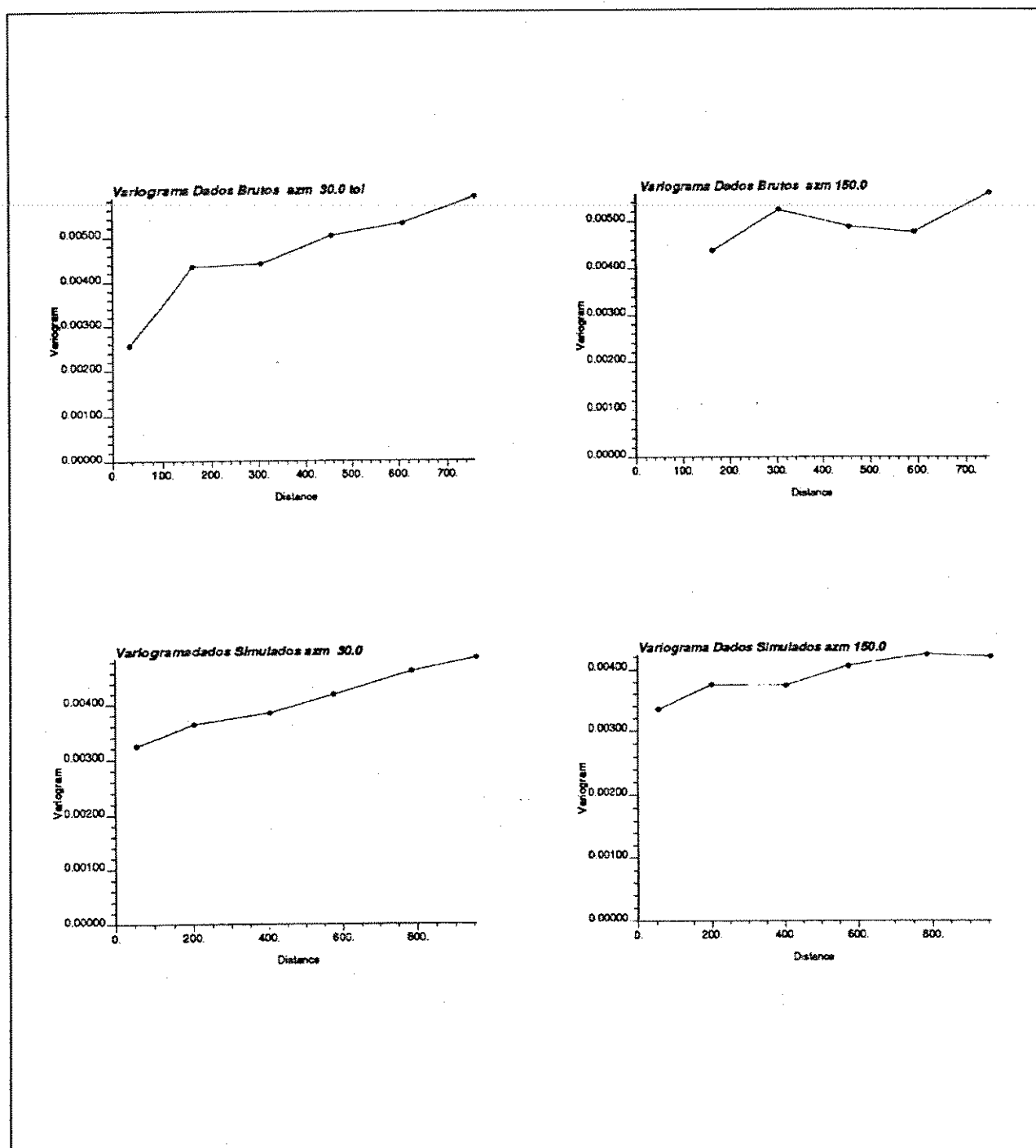
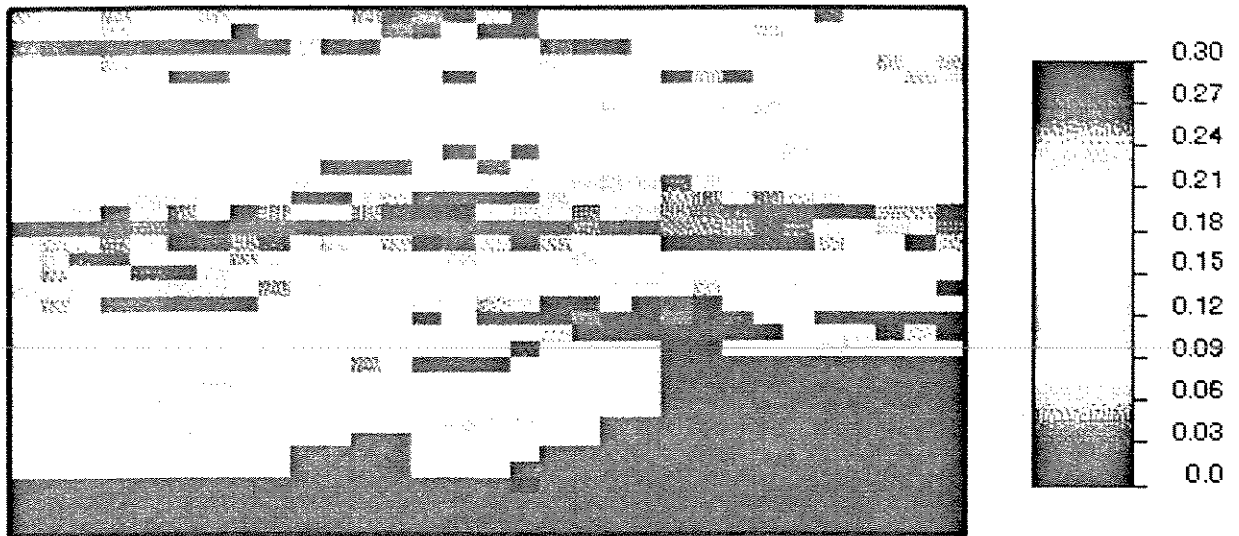


Fig 5.3.2 - Comparação dos variogramas dos dados e simulados

Sec. Estocastica Porosidade



Sec. Estocastica Porosidade

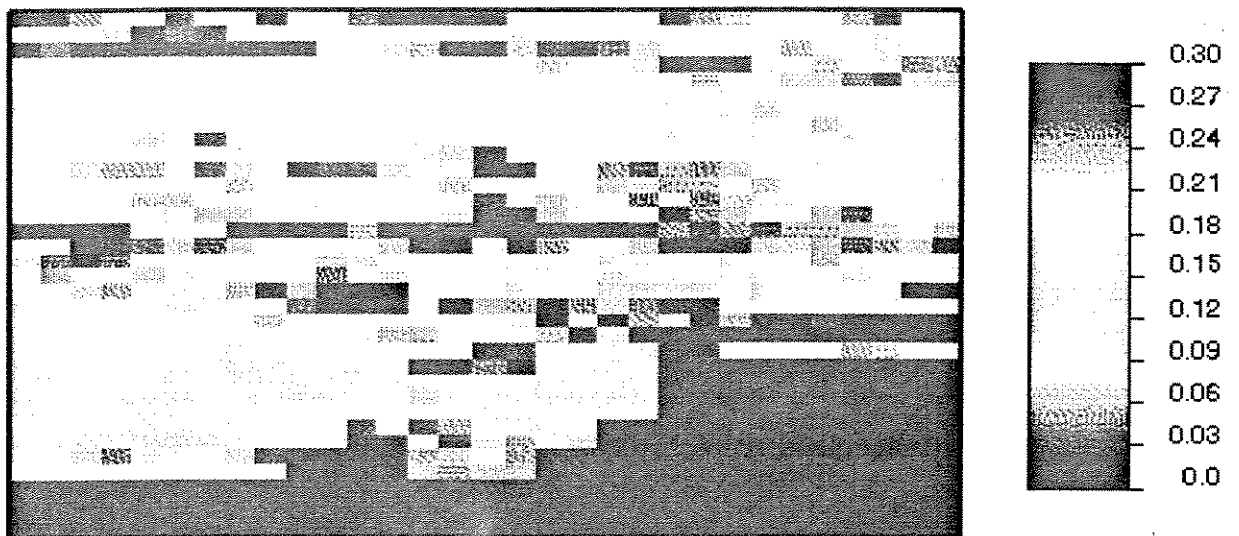


Fig 5.3.3 - Seções Estocásticas de Porosidade

CAPÍTULO 6

SIMULAÇÃO DE FLUXO

A etapa de simulação de fluxo teve como objetivo demonstrar a utilização da metodologia de modelagem estocástica para a avaliação do impacto das escalas de heterogeneidades geológicas no comportamento de produção do reservatório.

Para isso foram montados dois modelos, o primeiro mais completo, composto por 20 "layers", e um segundo mais simples, com apenas um "layer", cada um com objetivos próprios.

É importante salientar que os dados originais de propriedades de rocha e fluidos ficaram inalterados durante as simulações, variando-se apenas as imagens ou dados geológicos-petrofísicos. Como dado relevante podemos ressaltar que o óleo apresenta uma viscosidade muito elevada, característica da área em estudo.

Um outro aspecto importante a ser ressaltado é que todas as simulações foram efetuadas em coordenadas estratigráficas, e que não houve procedimento de

transferência de escala, ou seja, a simulação de fluxo foi processada com a mesma malha utilizada para a simulação estocástica de parâmetros petrofísicos, qual seja 25m x 25m x 1m.

6.1 - Descrição do Modelo Base

O modelo base tem uma área retangular com dimensões de 400m x 300m , ou 16 x 12 células, que com 20 "layers" perfaz um total de 3840 células.

O problema a ser estudado é o da injeção de água e a escolha da malha se deu em função de permitir que, com a distância a ser percorrida entre o poço injetor e o produtor, o efeito das heterogeneidades pudesse ser sentido. A escolha das células do poço injetor e produtor foi feita de forma a que representassem células com poço real, pois como os poços reais são condicionalizantes das imagens estocásticas, fica garantido que estas células não se alteram de uma imagem para outra, fazendo com que não se alterem as condições de fronteira entre as imagens. Os poços injetor e produtor foram considerados como canhoneados em toda a extensão, independente do valor de permeabilidade e porosidade de cada célula.

A condição de fronteira escolhida foi de vazão constante de injeção e de

produção (líquidos) de 5m³/dia, e o simulador foi rodado até 3000 dias. A pressão inicial do reservatório foi elevada de forma a não permitir que o reservatório atingisse, em nenhuma célula, a pressão de saturação, garantindo assim a não entrada de gás no sistema, o que acarretaria uma grande alteração na compressibilidade total. Desta forma, o problema ficou reduzido a um modelo bifásico tridimensional, "black-oil", e resolvido pela formulação IMPES.

Como condição inicial assumiu-se saturação irreducível de 20% de água em todas as células, e as pressões calculadas pelo gradiente e o valor fornecido no "datum". A pressão capilar foi considerada nula.

Os valores de permeabilidade horizontal e porosidade foram obtidos das simulações geoestatísticas, e os valores de permeabilidade vertical, em função da ausência de informações, foram estimados como 1/3 da permeabilidade horizontal.

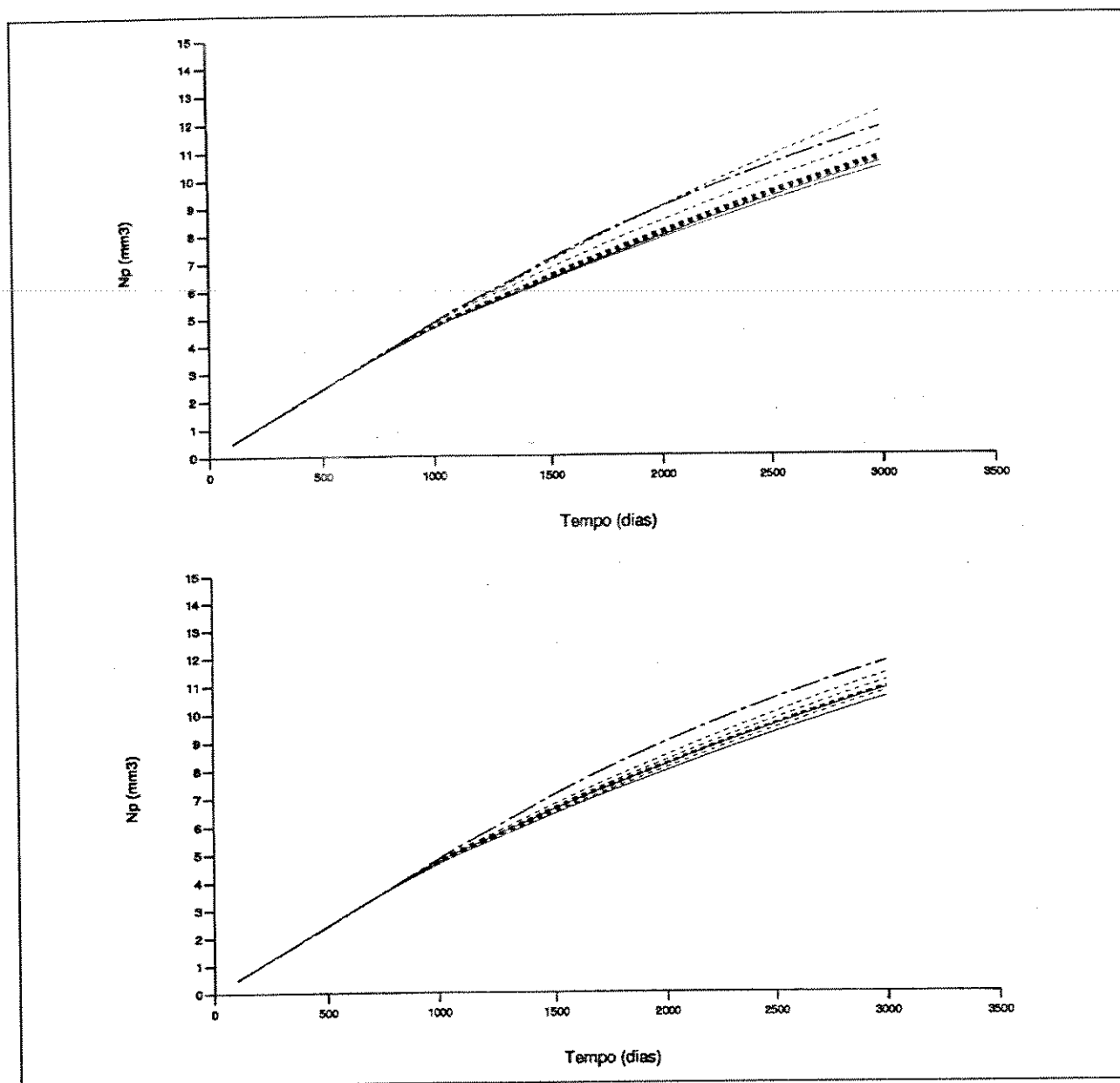
Para este problema básico foram montados três grupos de imagens distintas: um modelo homogêneo por eletrofácies, que se caracteriza por conter uma distribuição espacial de eletrofácies com valores médios de porosidade e permeabilidade, e representa a escala maior de heterogeneidade; um modelo totalmente heterogêneo, que se baseia em uma imagem de distribuição eletrofaciológica, e têm um valor distinto de porosidade e permeabilidade para

cada célula, condicionada a eletrofácies a qual pertence, e representa a menor escala de heterogeneidade estudada; um modelo totalmente homogêneo que apresenta um valor único de porosidade e um único de permeabilidade para todas as células.

6.1.1 - Discussão dos Resultados

Para os modelos homogêneo por eletrofácies (parte inferior das figuras) e totalmente heterogêneo (parte superior das figuras) foram selecionadas dez imagens para o procedimento de simulação de fluxo, e os resultados são apresentados na forma gráfica sempre com a utilização da curva do modelo totalmente homogêneo (simbologias distintas) para melhor visualização e comparação. Os gráficos gerados foram: N_p x Tempo, N_p x V_{pinj} , W_{cut} x Tempo e W_{cut} x V_{pinj} , sendo N_p o volume acumulado de óleo produzido, V_{pinj} a percentagem do volume poroso injetado e W_{cut} a razão entre a produção de água e a produção total de líquidos. A análise das figuras 6.1.1 até 6.1.4 permite as seguintes observações:

- existe, nos quatro gráficos, uma maior incerteza quanto ao comportamento de produção das imagens totalmente heterogêneas, fato este que pode estar relacionado a utilização de um critério menos rígido na aceitação destas imagens em relação aos critérios das imagens homogêneas por eletrofácies;

Fig 6.1.1 - N_p x tempo

- analisando apenas as imagens homogêneas por eletrofácies, na figura 6.1.2, podemos observar que a distribuição de eletrofácies não incorpora uma incerteza

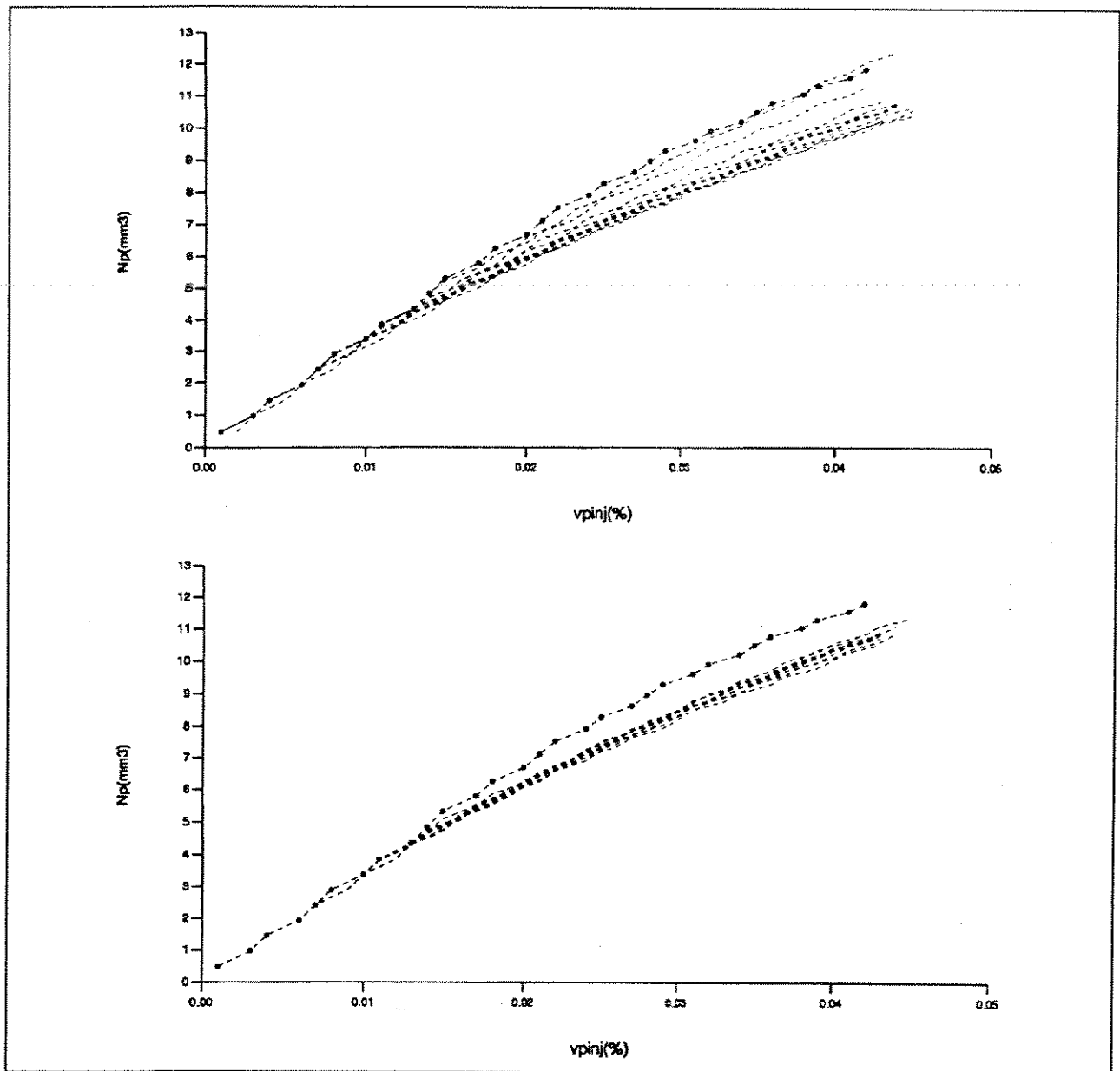


Fig 6.1.2 - N_p x Vol. poroso injetado

significativa no volume de óleo recuperado, ou seja, o conhecimento do volume poroso injetado permite uma boa previsão do volume de óleo recuperado e

consequentemente do fator de recuperação. Isto é válido, como veremos, para este problema base;

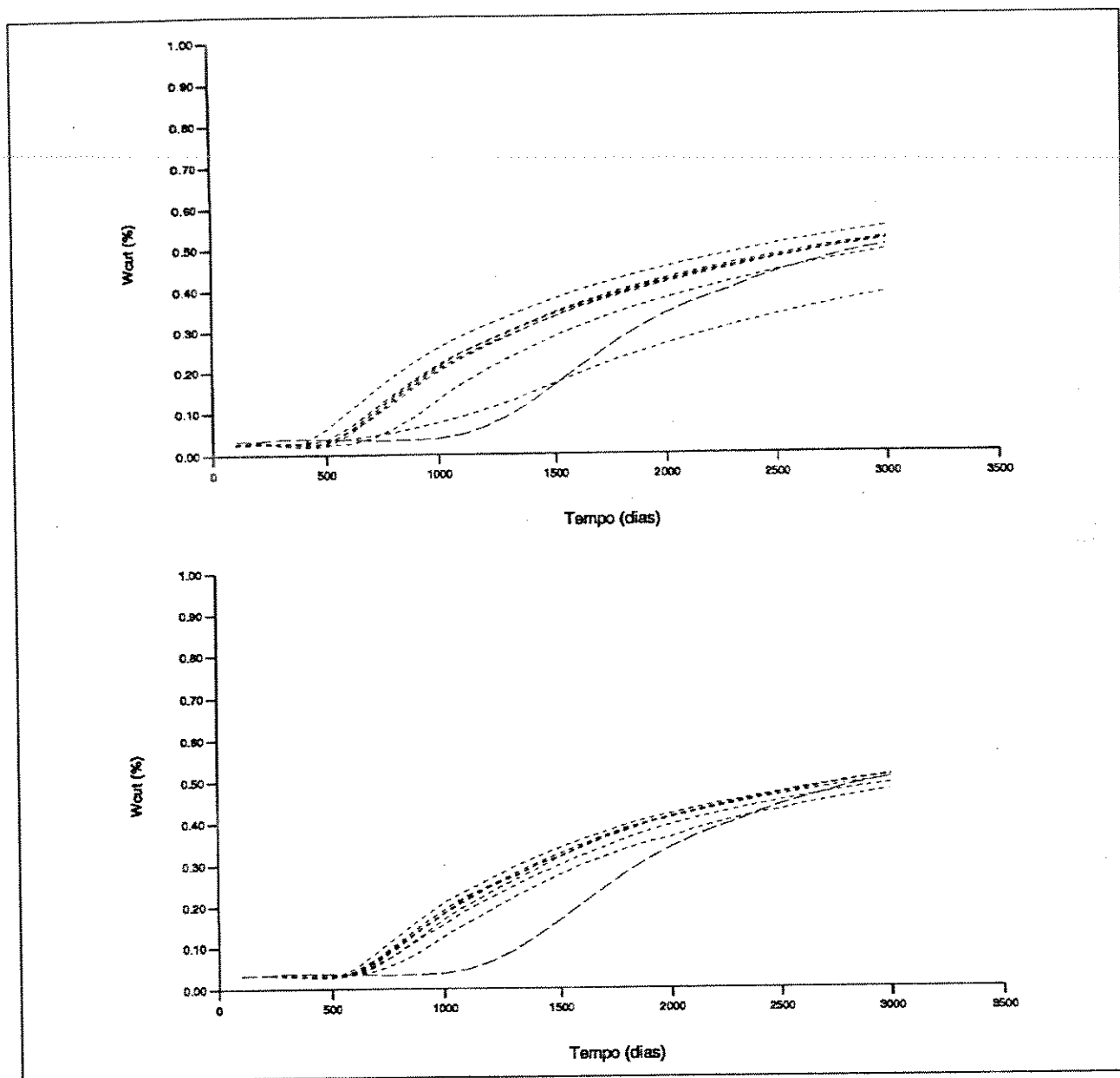


Fig 6.1.3 - Corte de água x tempo

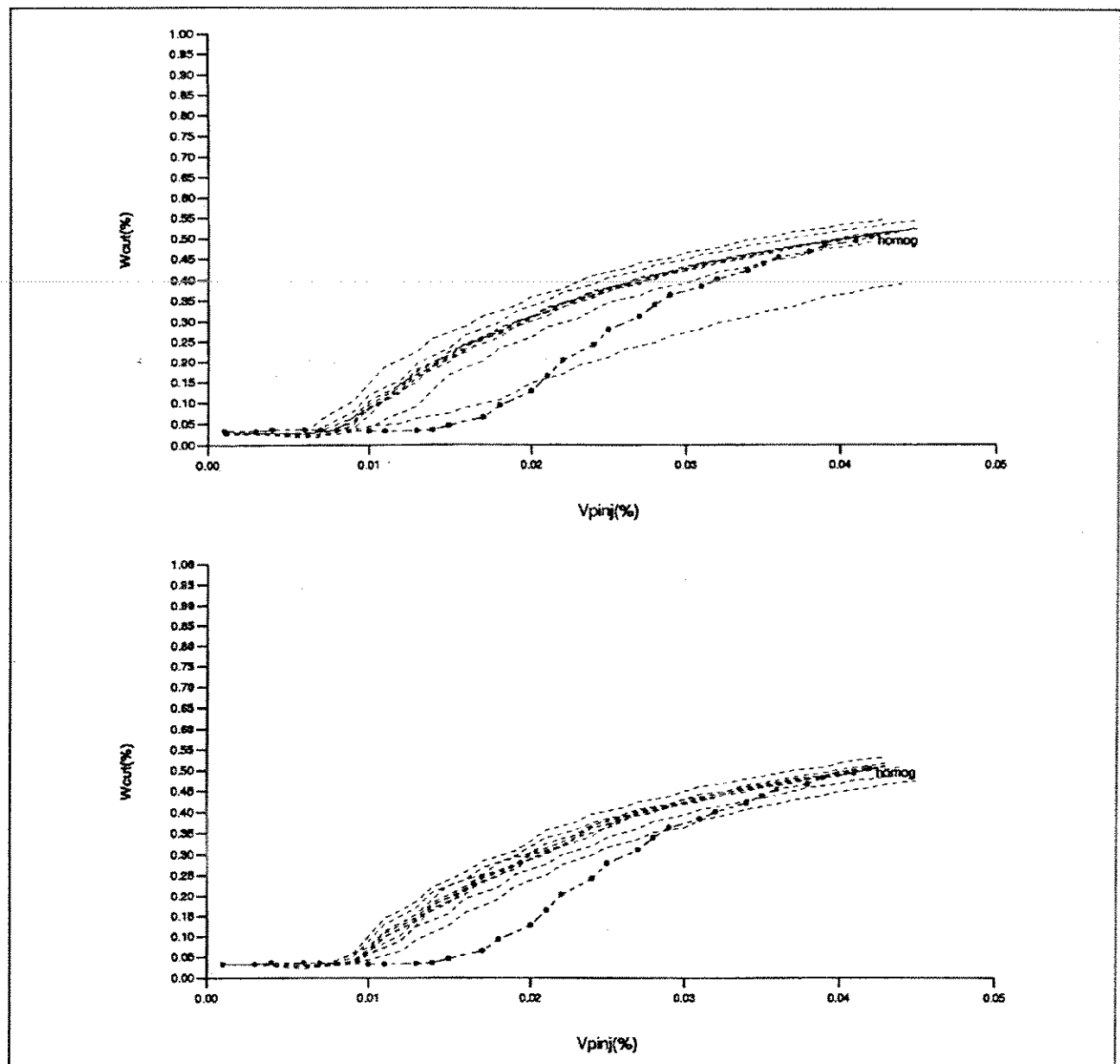


Fig 6.1.4 - Corte de água x Vol. poroso injetado

- a análise das figura 6.1.3 e 6.1.4 permite perceber que existe uma grande diferença entre o tempo de "breakthrough" dos modelos totalmente heterogêneo e

homogêneo por eletrofácies quando comparados ao modelo totalmente homogêneo. Ainda nestas figuras podemos observar que o tempo para as imagens totalmente heterogêneas é ligeiramente menor que os das imagens homogêneas por eletrofácies;

- é interessante observar que o padrão de dispersão da frente de água é relativamente o mesmo para as imagens totalmente heterogêneas e homogêneas por eletrofácies, sendo apenas um pouco mais disperso na primeira. Já o padrão de dispersão para o modelo totalmente homogêneo é bem distinto, apresentando uma dispersão bem menos acentuada como era de se esperar. Podemos então concluir que a heterogeneidade de maior escala, ou seja, as imagens homogêneas por eletrofácies são, por si só, capazes de reproduzir o padrão global de dispersão da frente de água, e que as propriedades petrofísicas internas tendem apenas a acentuar estas feições principais. Do ponto de vista do gerenciamento da produção, uma caracterização da distribuição eletrofaciológica vai exercer um controle muito forte nas feições principais, que poderão ficar mais ou menos acentuadas com a caracterização de suas propriedades internas.

Aproveitando estas simulações foram geradas saídas por "layer" mostradas na figura 6.1.5. Esta figura apresenta resultados interessantes, que demonstram existir uma forte heterogeneidade vertical, responsável pelo efeito de canalização. Há um aparente agrupamento de "layers" com características comuns na curva de

Qo x volume poroso injetado. Este tipo de efeito era esperado, pois uma simples análise na curva de proporção vertical indica não só uma grande heterogeneidade nesta dimensão, como também a predominância de uma determinada eletrofácies em alguns "layers", o que confere um caráter homogêneo aos mesmos, e influenciam o fluxo de fluidos ao longo deles.

Este tipo de análise se reveste de grande importância pois permite, através de simulações simples, investigar novas estratégias de produção que possam incrementar a eficiência de varrido e com isso aumentar o fator de recuperação da área.

6.1.2 - Alterações no Modelo

Aproveitando o modelo base, foram feitas algumas alterações visando efetuar algumas análises de sensibilidade.

A primeira delas foi uma redução nas vazões de produção e injeção para 2.5m³/dia, fazendo com que a velocidade do fluxo fosse alterada. A figura 6.1.6 mostra o comportamento de produção para dez imagens homogêneas por eletrofácies (a parte superior das figuras de alteração se referem ao caso base), onde podemos observar que não houve alteração significativa na variabilidade. Em

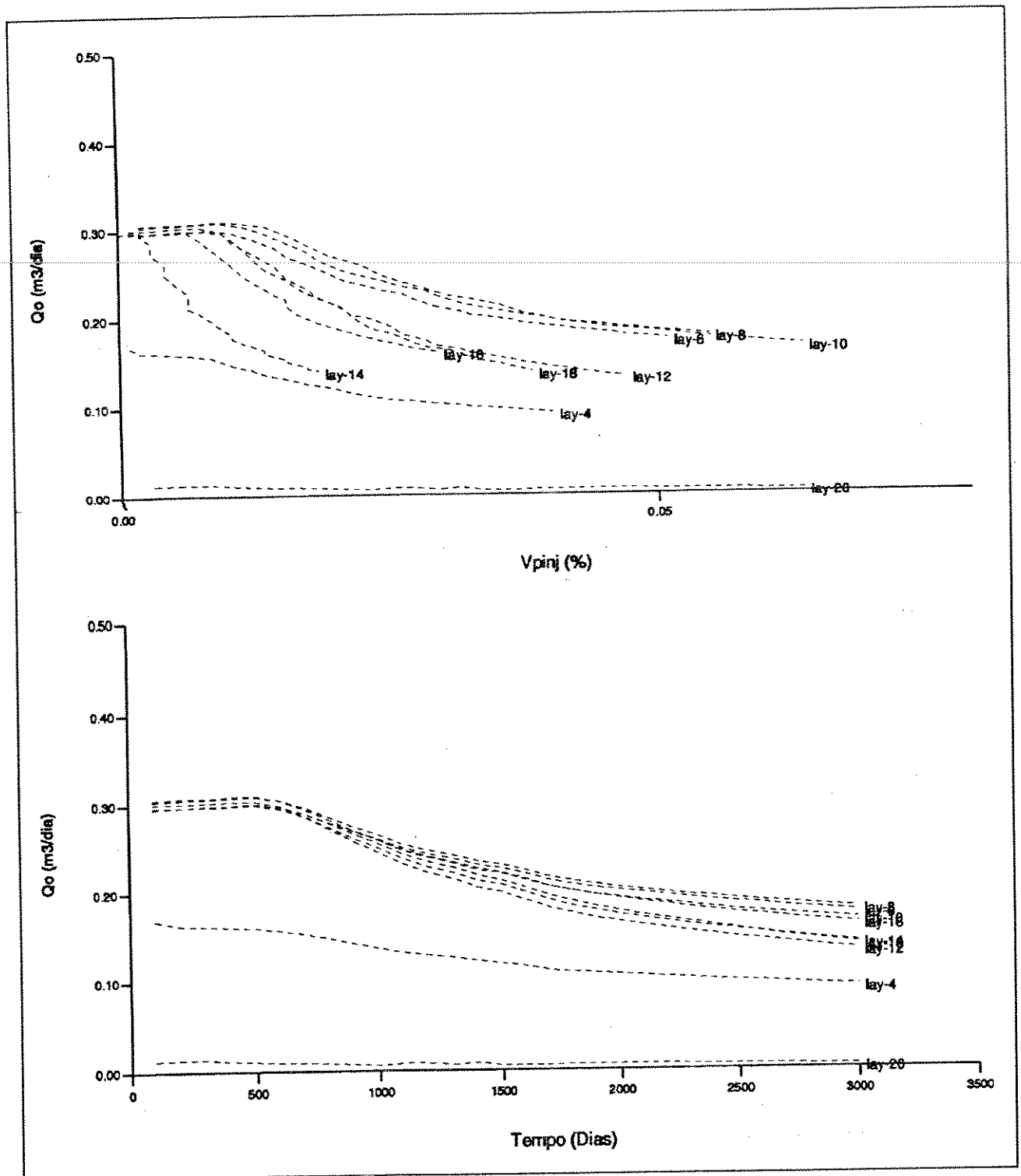


Fig 6.1.5 - Saídas por "layer"

compensação, o "ranking" das imagens, ou seja, a sequência em ordem crescente de produção de óleo, foi alterada, indicando que a mudança de velocidade interagiu com a heterogeneidade, causando variações no comportamento relativo entre elas. Esta mesma alteração no "ranking" ocorreu para a simulação com a introdução de forças capilares, podendo-se perceber ainda, na figura 6.1.7, que houve um pequeno aumento na variabilidade das imagens.

Uma segunda alteração introduzida no modelo base foi quanto a geometria de injeção e produção. Esta alteração surgiu em função de se ter percebido que o maior grau de heterogeneidade do reservatório estava associado ao seu empilhamento vertical e, portanto, foi proposto que se procedesse a injeção nos dez "layers" inferiores e a produção nos dez superiores, de forma a que a água injetada necessitasse percorrer não só uma maior distância no reservatório, mas também que o fluxo tivesse uma maior componente vertical, e com isso pudesse garantir que a água fluísse por uma direção com maior grau de heterogeneidade.

Os resultados destas simulações podem ser observados na figura 6.1.8, onde mostramos as curvas de produção para injeção normal e na base do reservatório separadamente, de forma que possamos observar que, ao atravessar uma região de maior grau de heterogeneidade, a incerteza aumenta em relação ao modelo original, o que era esperado em função da maior heterogeneidade. Podemos perceber ainda

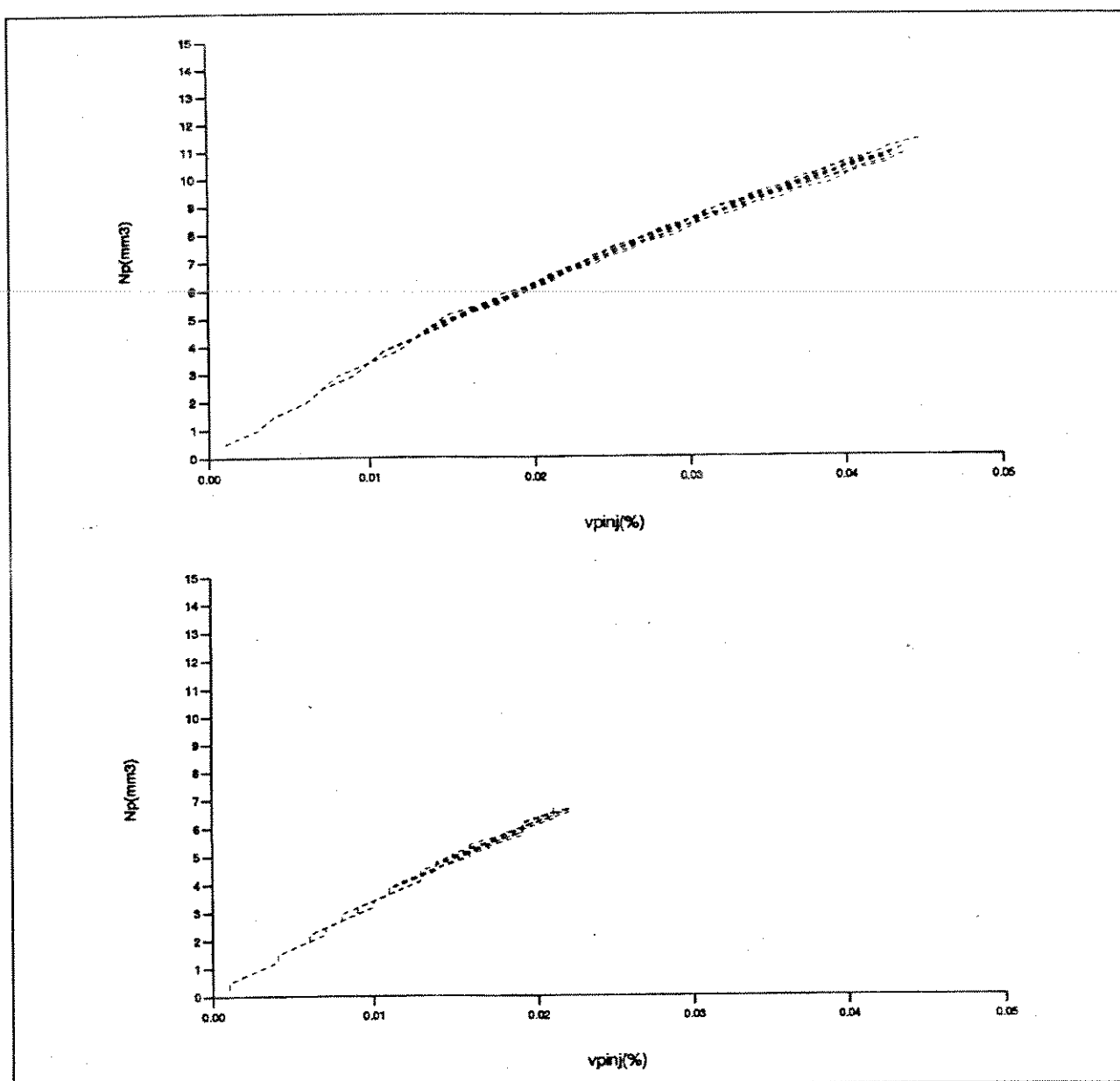


Fig 6.1.6 - Comparação do modelo base - mudança na vazão

que a nova estratégia apresenta, estatisticamente, uma tendência a aumentar o volume de óleo recuperado em comparação com o esquema de injeção anterior (5%

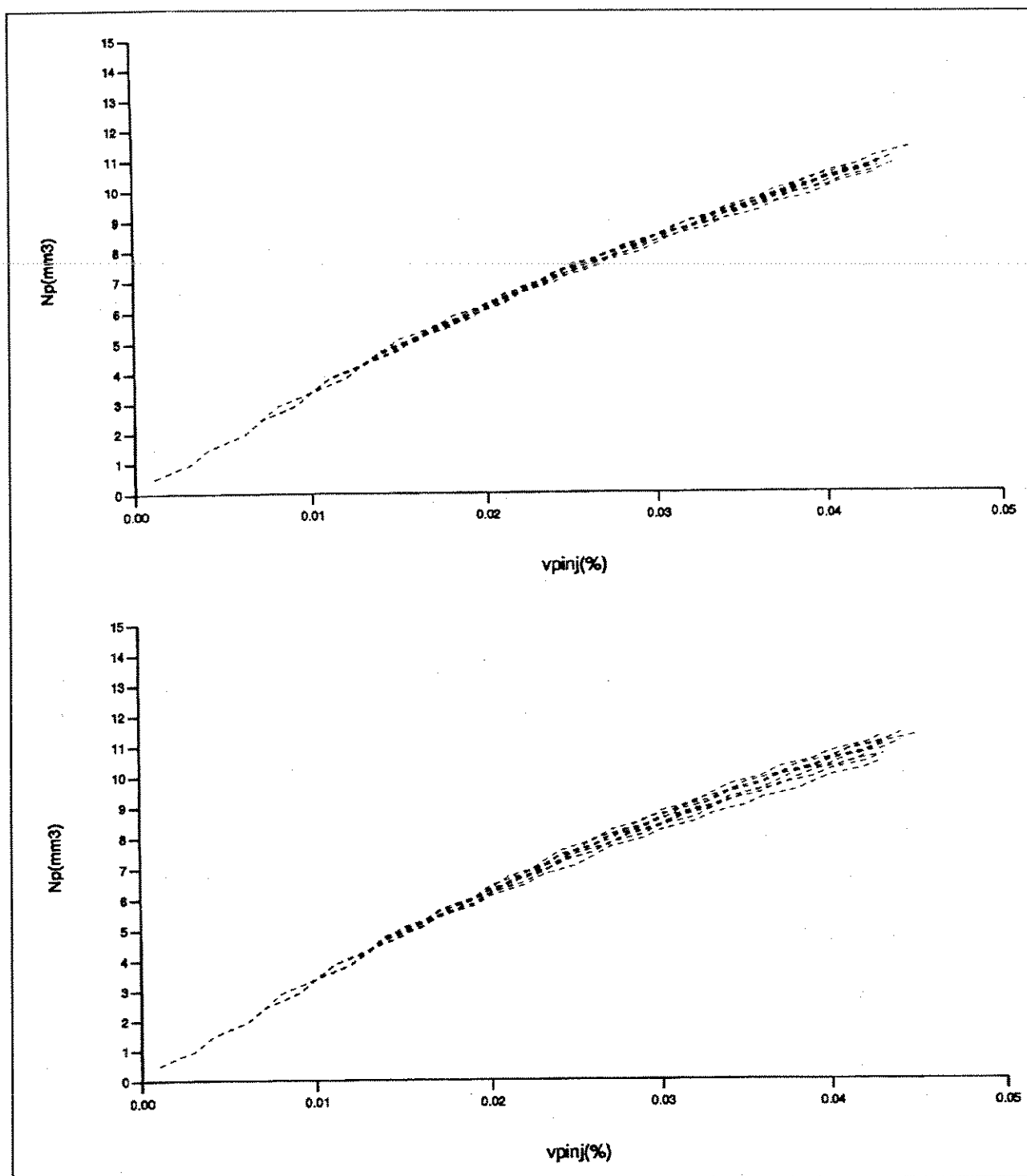


Fig 6.1.7 - Comparação do modelo base - introdução de capilaridade

em média). Apesar deste aumento no volume produzido ser pequeno, este exemplo serve para ilustrar que o conhecimento da disposição das heterogeneidades, permite elaborar estratégias que, apesar de alterarem a incerteza associada, podem resultar em maiores eficiências de varrido, e conseqüentemente um mais alto fator de recuperação para a área.

A terceira alteração introduzida no modelo base foi a eliminação da permeabilidade vertical, que foi efetuada para tornar o fluxo unicamente horizontal, internamente aos "layers". Esta alteração foi seguida também de alterações na vazão de injeção ($4\text{m}^3/\text{dia}$) e produção ($2\text{m}^3/\text{dia}$).

A figura 6.1.9 mostra o resultado da curva de corte de água x tempo para dez imagens totalmente heterogêneas (preto) e dez homogêneas por eletrofácies (tracejado). O que de mais importante podemos observar neste gráfico é que a diferença entre os padrões de dispersão entre os modelos é muito grande, fato que não acontecia quando o fluxo tinha componentes verticais. Isto demonstra que a incorporação dos parâmetros petrofísicos ao modelo aumentou significativamente a dispersão da frente, pelo fato de ter sido forçado um fluxo exclusivamente horizontal, e também, por outro lado, demonstra que a incorporação da permeabilidade vertical, faz com que a importância relativa dos parâmetros petrofísicos diminua, uma vez que passa a predominar, ao longo da vertical, a

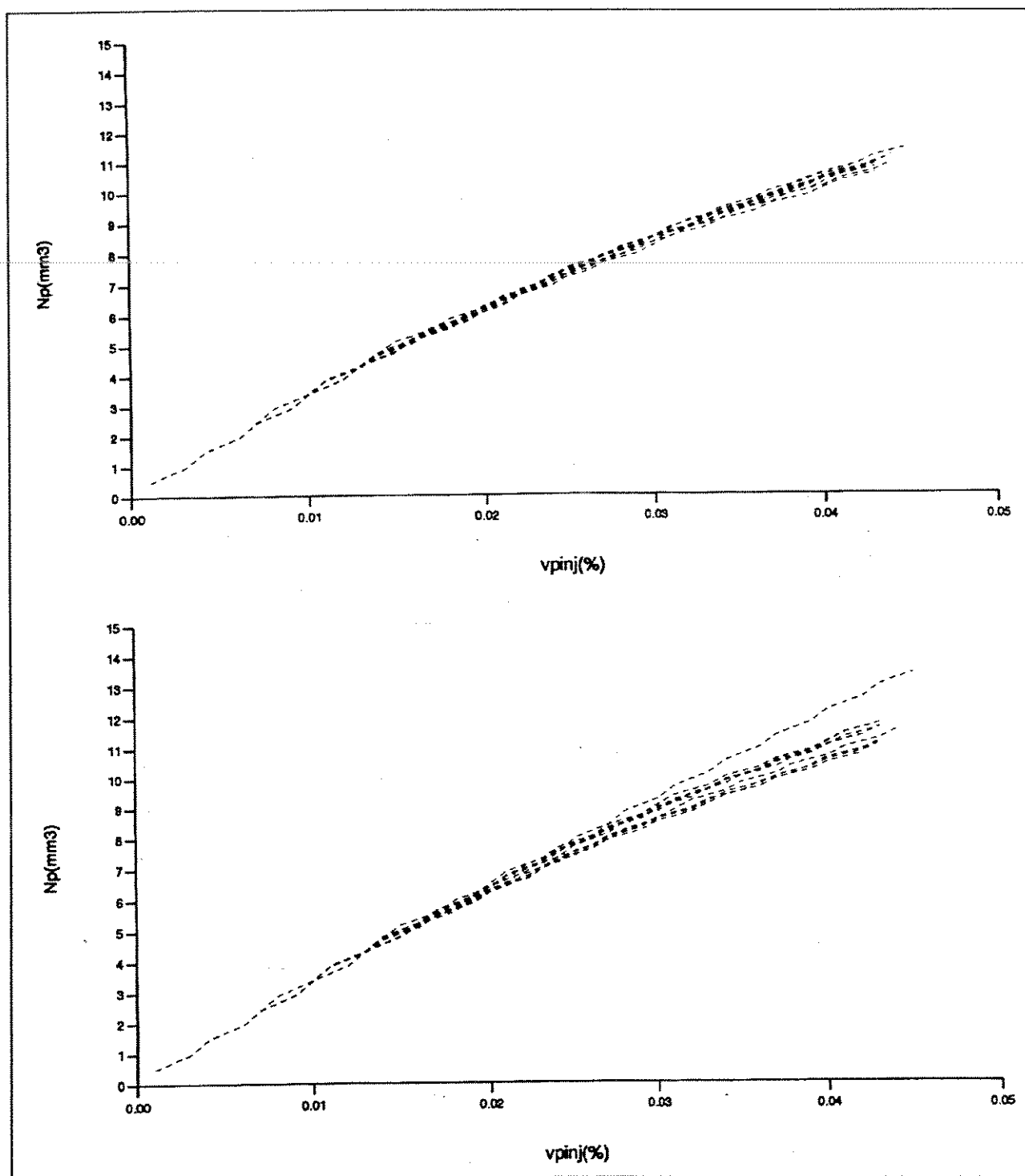


Fig 6.1.8 - Comparação do modelo base - geometria de injeção

heterogeneidade relacionada a distribuição espacial das eletrofácies.

Como conclusão, podemos dizer que o objetivo da elaboração deste modelo base foi cumprido na medida em que permitiu a avaliação das incertezas geológico-petrofísicas na produtividade do reservatório, e também possibilitou verificar efeitos muito importantes que ocorrem em função destas heterogeneidades como canalização, efeito de esquema de injeção e dispersão da frente de água.

Outro ponto importante foi verificar que a incerteza geológica é variável, e que não depende apenas de seus parâmetros, mas sim da sua interação com os fenômenos físicos e as direções predominantes de fluxo no reservatório. Vale ressaltar ainda o controle exercido pela heterogeneidade de maior escala no aspecto global do comportamento do reservatório para o caso base, bem como o efeito da menor escala em ampliar essas feições básicas. Esta visão permite otimizar o trabalho de caracterização de reservatório para o atendimento a objetivos operacionais.

6.2 - Modelo com um "Layer"

A necessidade de uma segunda modelagem ocorreu em função de não haver sido testada a influência ou o efeito das heterogeneidades na horizontal, ou seja, as

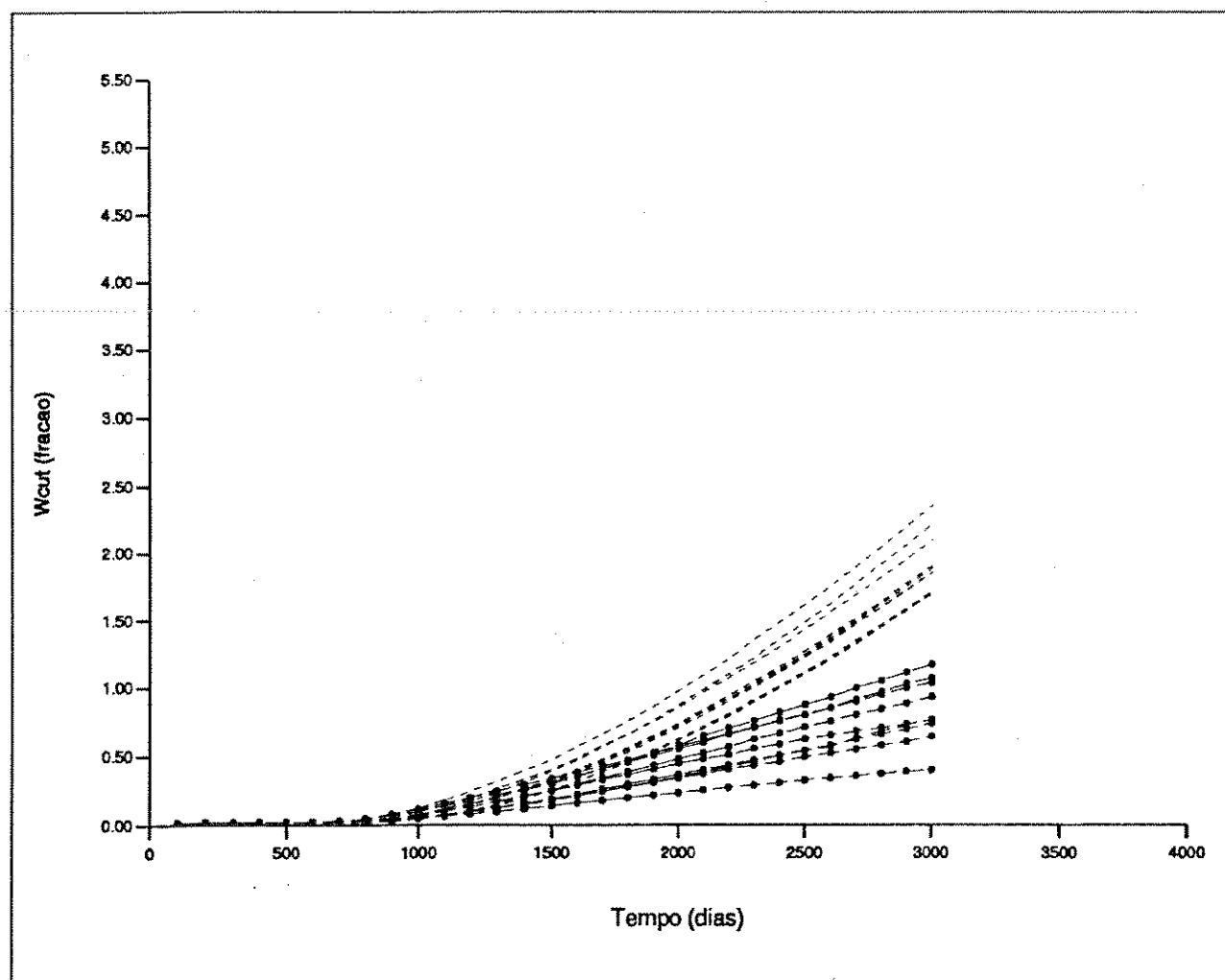


Fig 6.1.9 - Permeabilidade vertical nula

direções de maior e menor continuidade. O modelo de um "layer" foi escolhido devido ao fato de ser extremamente simples e permitir verificar os efeitos desejados. Foi montada uma malha de 19x19 compreendendo uma área de 450m x 450m. Os poços criados não correspondem necessariamente a poços reais.

No primeiro teste, que pode ser observado na figura 6.2.1, foi posicionado um poço no centro da malha produzindo a uma vazão constante, e são mostrados os mapas de pressão de um modelo totalmente homogêneo e três totalmente heterogêneos. O que se pode notar a princípio é o caráter estocástico das três imagens, que apresentam diferenças entre si apesar de guardarem semelhanças nas feições básicas. Vale ressaltar a influência da barreira na distribuição de pressões, mantendo uma direção SW-NE condizente com os variogramas modelados. A comparação com o modelo totalmente homogêneo mostra o erro embutido nas distribuições de pressões caso fosse assumido este modelo como representativo do reservatório. Outro fator importante a ser ressaltado é o maior alongamento das curvas de nível nas direções W-E SW-NE, coerente com as direções de maior continuidade definidas anteriormente.

No segundo teste, cujos resultados podem ser observados nas figuras 6.2.2 e 6.2.3, temos um poço injetor no centro da malha e quatro produtores nos cantos, tendo o injetor uma vazão especificada quatro vezes maior que as vazões de produção individual dos produtores. As duas imagens se referem ao mesmo "layer" e demonstram, como característica mais marcante, a influência da direção preferencial de permeabilidade a SW-NE no perfil de pressão. Isto pode ser notado pois, para produzir o mesmo volume de líquidos, os poços produtores a NW e SE do injetor necessitam de gradientes de pressão muito mais elevados. É digno

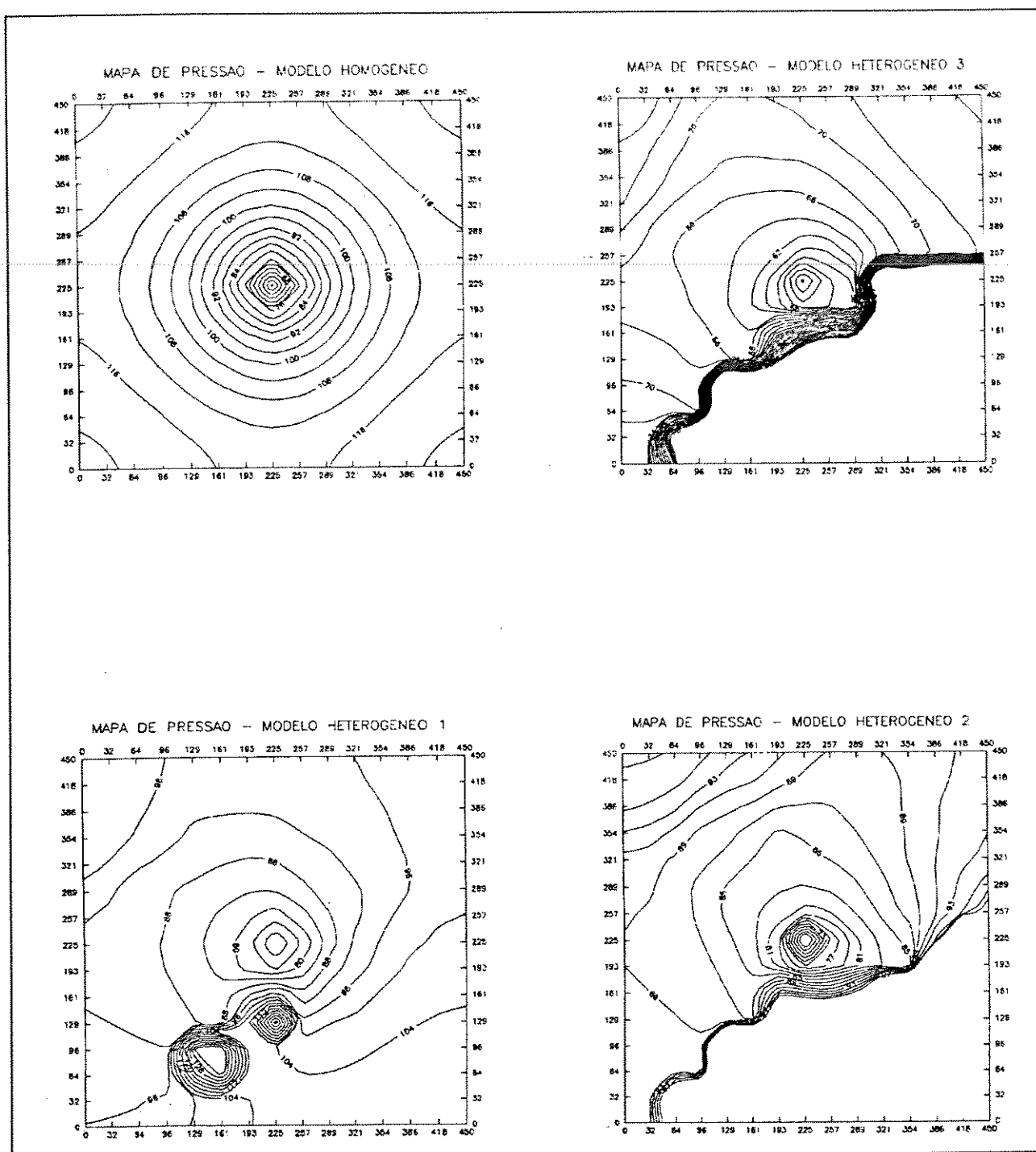


Fig 6.2.1 - Modelo homogêneo x heterogêneo

também de nota a influência da extensão da barreira no perfil de pressão e saturação das imagens.

Como conclusão, podemos dizer que além das heterogeneidades definidas com o modelo base, tem também influência a direção preferencial de fluxo dentro do reservatório, e que portanto, este tipo de heterogeneidade deve ser também levado em consideração quando se pretende explorar racionalmente o reservatório.

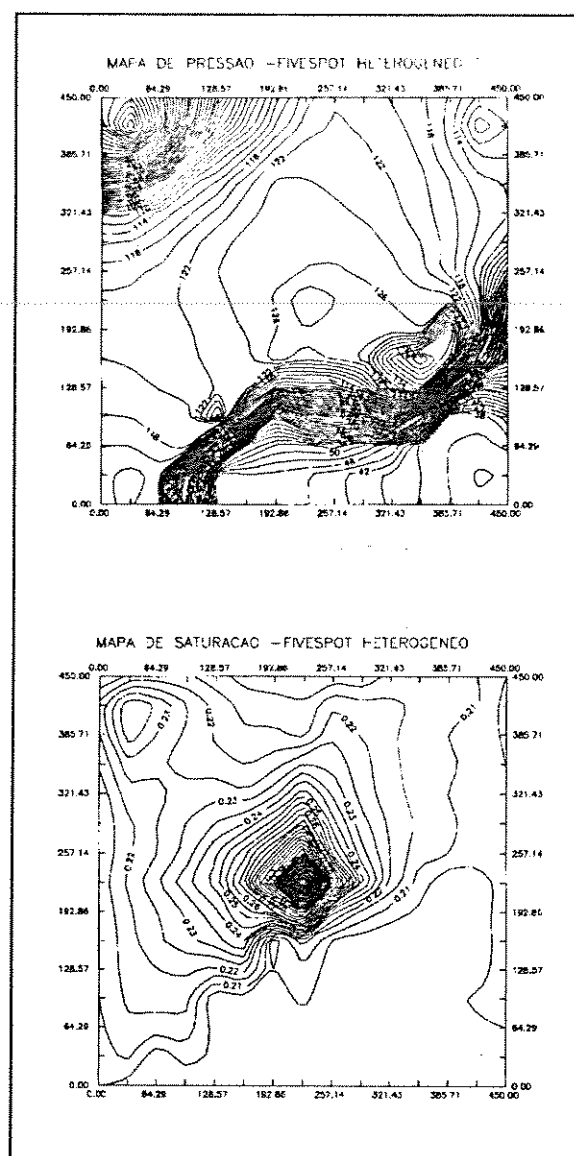
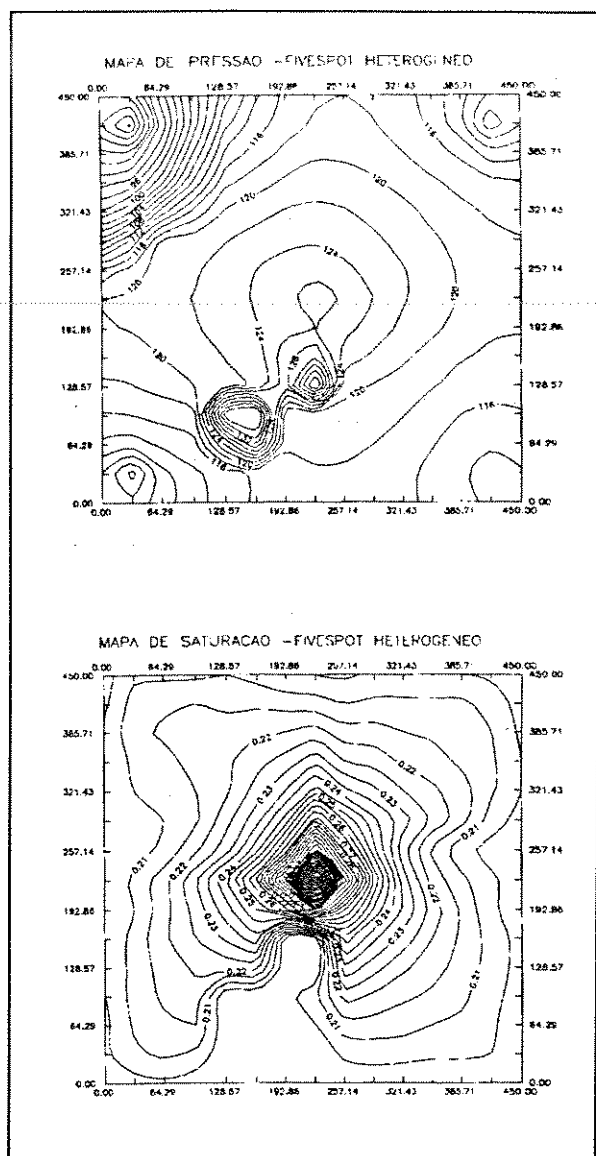


Fig 6.2.2 e 6.2.3 - Mapas de pressão e saturação - modelo heterogêneo

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O desenvolvimento do trabalho, que consistiu num estudo de espectro amplo da caracterização de reservatórios, permitiu entrar em contato com uma série de técnicas e ferramentas que, de uma maneira geral, tiveram o objetivo de traduzir os fenômenos geológicos de uma forma numérica. Acreditamos que essas ferramentas, quando manejadas com uma visão conceitual dos processos geológicos envolvidos, podem se tornar no futuro cada vez mais úteis, uma vez que estarão sendo aperfeiçoadas com uma concepção crítica dos objetivos a serem atendidos.

Dentre as etapas de execução deste trabalho, alguns aspectos mais relevantes podem e devem ser ressaltados. São eles:

- é possível utilizar ferramentas de modelagem numérica simples, como curvas de proporção vertical e variogramas, para melhor visualizar o empilhamento das eletrofácies e propor interpretações de caráter regional;

- os variogramas verticais se mostraram úteis no estudo das ciclicidades,

reproduzindo características observadas na curva de proporção, podendo ser ainda de maior valia quando se dispuser de informações em tempo absoluto (ao invés de profundidade);

- a visualização dos padrões de empilhamento no tempo é importante para o gerenciamento de produção do reservatório, uma vez que pode indicar variações nas direções principais de deposição, mudanças nas relações faciológicas espacialmente, como também, numa visão mais abrangente, auxiliar na compreensão do modelo de acumulação do reservatório;

- a determinação, em tempo absoluto, dos períodos de ciclicidade dos eventos observados, pode auxiliar no trabalho de correlação, não só dentro do campo, como também em relação a outros campos;

- a repetição na direção de maior continuidade da porosidade nas três zonas definidas (inferior, intermediária e superior), pode sugerir a atuação de eventos diagenéticos controlados por falhamentos que têm a mesma direção;

- o estudo prévio de uma zona do reservatório para posterior modelagem estocástica se mostrou de bastante utilidade, não só para auxiliá-la, como também para permitir a melhor visualização do fenômeno espacialmente;

- a incorporação da curva de proporção vertical no algoritmo de simulação estocástica de componentes principais é muito importante para reduzir a variabilidade das imagens geradas, e também para honrar esta forte ausência de estacionaridade;

- o algoritmo de componentes principais se mostrou hábil e reproduzir imagens estocásticas visualmente aceitáveis;

- a matriz de probabilidade de transição foi um critério de difícil atendimento pelo algoritmo, mas que praticamente garantia a aceitabilidade da imagem;

- a hipótese de covariâncias nulas para $h > 0$, comum neste tipo de algoritmo, foi atendida, como de resto nos demais trabalhos citados na literatura que utilizam este método;

- a simulação gaussiana da porosidade mostrou resultados satisfatórios para três das quatro eletrofácies, tendo sido mais difícil na eletrofácies 4 devido ao sua distribuição a "priori" ser mais distante de uma distribuição gaussiana;

- a ferramenta de simulação de fluxo permitiu a avaliação da incerteza dos parâmetros geológicos em um modelo simples;

- podemos dizer que, para o fenômeno estudado no modelo base, a heterogeneidade de maior escala controlou as principais feições observadas, cabendo a escala menor acentuar os efeitos observados;

- mais importante que a conclusão anterior é compreender que o que condiciona a incerteza dos parâmetros geológicos é a sua interação com as condições de fluxo do reservatório. A abordagem probabilística permite então medir esta incerteza para cada situação pesquisada e avaliar o seu grau de influência no processo como um todo;

- para finalizar, é importante chamar atenção para o fato de que este trabalho evoluiu até um modelo de fluxo devido ter partido de um estudo estritamente de caráter geológico, como a caracterização litológica e petrofísica do reservatório, e seguido de uma correlação rocha-perfil com auxílio de técnicas de estatística multivariada, todas elas anteriores a esta dissertação. Com isso quero chamar a atenção não só para a importância de cada etapa em si, como também para a continuidade das etapas, que se tornam enriquecidas por se aproximarem do seu objetivo final.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALABERT, F. G. & CORRE, B. 1991. Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: impact on field development. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 66. Dallas, 1991. *Proceedings ... Dallas, SPE*. p.177-190 (SPE 22902).
- ALABERT, F. G. & MASSONAT, G. J. 1990. Heterogeneity in a complex turbiditic reservoir: stochastic modeling of facies and petrophysical variability. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 65. New Orleans, 1990. *Proceedings ... New Orleans, SPE*. p.755-790 (SPE 20604).
- ALABERT, F. G. & MODOT, V. 1992. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivities and average permeabilities. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 67. Washington, 1992. *Proceedings ... Washington, SPE*. p.355-370. (SPE 24893).
- ALPAY, A. O. 1972. A practical approach to define reservoir heterogeneity. *Journal*

of Petroleum Technology. 24(7): 841-848.

ARAKTINGI, U. G. 1992. A sensitivity analysis of geostatistical parameters on oil recovery predictions. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICAL CONGRESS. Lisboa. 12p.

BALDISSERA, P. R. 1992. *Modelagem estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatório*. Tese de Mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas. 198p.

BALLIN, P.; JOURNAL, A. G.; AZIZ, K. 1992. Prediction of uncertainty in reservoir performance forecast. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. 31(4):52-62.

BRUHN, C. H. L. & MORAES, M. A. S. 1989. Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada: um laboratório de campo para estudos de reservatórios canalizados. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, 3(3):235-267.

CANDIDO, A. 1984. *Stratigraphy and reservoir geology of the Carmópolis oil field, Brazil*. Msc. Thesis. Alberta, The University of Calgary. 132p.

CANDIDO, A. & WARDLAW, N. C. 1985. Reservoir geology of the Carmópolis oil

field, Brazil. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*. 33(4): 379-395

CRUZ, P. S. 1991. *Análise crítica dos métodos de mudança de escala associados à simulação de reservatórios*. Tese de Mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas. 141p.

DAMSLETH, E.; TJØCEN, C. B.; OMRE, K. H.; HALDORSEN, H. H. 1990. A two-stage stochastic model applies to a north sea reservoir. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 65. New Orleans, 1990. *Proceedings ...* New Orleans, SPE. p.791-802. (SPE 20605).

DAVIS, C. J. 1986. *Statistics and data analysis in geology*. 2 ed. New York, John Wiley & Sons. 646p.

DEUTSCH, C. V. & JOURNAL, A. G. 1992. *Gslib: geostatistical software library and user's guide*. New York, Oxford University Press. 340p.

DIMITRAKOPOULOS, R. & DAGBERT, M. 1992. Sequential modeling of relative indicator variables: dealing with multiple lithologie types. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICAL CONGRESS. Lisboa. 12p.

DOWD, P. A. 1992. A review of recent developments in geostatistics. *Computers*

& *Geosciences*. 17(10): 1481-1500.

DUBRULE, O. 1989. A review of stochastic models for petroleum reservoirs. In: M. Armstrong ed. *Geostatistics*. Rijswijk, Kluwer Academic Publishers, 1989. v2, p493-450.

DUBRULE, O. 1992. Introducing more geology in stochastic reservoir modeling. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS. Lisboa. 14p.

EINSELE, G.; RICKEN, W.; SEILACHER, A. 1991. Cycles and events in stratigraphy - basic concepts and terms. In: EINSELE, G.; RICKEN, W.; SEILACHER, A. ed. *Cycles and events in stratigraphy*. Ed. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg, New York p1-19.

FERREIRA, A. A. 1988. *Caracterização de reservatórios de petróleo através de análise geoestatística*. Tese de Mestrado. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. 152p.

FINLEY, R. J. & TYLER, N. 1986. Geological characterization of sandstone reservoirs. In: LAKE, L. W. & CARROL JR, H. B. ed. *Reservoir characterization*. New York, Academic Press, Inc. p.487-543.

GALLI, A. ; GUÉRILLOT, D.; RAVENNE, C.; HERESIM GROUP. 1990. Combining

geology, geostatistics, and multiphase fluid flow for 3D reservoir studies. In: SECOND EUROPEAN CONFERENCE ON THE MATHEMATICS OF OIL RECOVERY. *Proceedings ... Arles. France.* p11-19.

HALDORSEN, H. H. & DAMSLETH, E. 1990. Stochastic Modeling. *Journal of Petroleum Technology.* 42(4):404-412.

HALDORSEN, H. H. & LAKE, L. W. 1984. A new approach to shale management in field-scale models. *Transaction of the Society of Petroleum Engineers.* 277(II):447-457.

HALDORSEN, H. H. & MACDONALD, C. J. 1987. Stochastic modeling of underground reservoir facies (SMURF). In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62. Dallas. 1987. *Proceedings ... Dallas, SPE.* p.99-113. (SPE 16751).

HEARN, C. L.; HOBSON, J. P.; FOWLER, M. L. 1986. Reservoir characterization for simulation, Hartzog Draw field, Wyoming. In: LAKE, L. W. & CARROL JR, H. B. ed. *Reservoir characterization.* New York, Academic Press, Inc. p.487-544.

HOVE, K.; OLSEN, G.; NILSSON, S.; TØNNESEN, M.; HATLØY, A. 1992. From

stochastic geological description to production forecasting in heterogeneous layered reservoirs. (SPE 24890).

JOURNAL, A. G. 1992. Geostatistics: Roadblocks and challenges. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS. Lisboa. 12p.

JOURNAL, A. G. & ALABERT, F. G. 1990. A new method of reservoir mapping. *Journal of Petroleum Technology*. 42(2):212-218.

JOURNAL, A. G. & GOMEZ-HERNANDEZ, J. J. 1989. *Stochastic imaging of the Wilmington clastic sequence*. SCRF- Stanford Center of Reservoir Forecasting. Stanford, School of Earth Sciences. 42p.

KAUFFMAN, E. G.; ELDER, W. P.; SAGEMAN, B. B.. 1991. High-resolution correlation: a new tool in chronostratigraphy. In: EINSELE, G.; RICKEN, W.; SEILACHER, A. ed. *Cycles and events in stratigraphy*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York p.795-819.

LANGLAIS, V. & DOYLE, J. 1992. Comparison of several methods of lithofacies simulation on the fluvial gypsiferous sandstone of Oklahoma. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS. Lisboa. 12p.

LEWIS, J. M. 1988. Outcrop-derived quantitative models of permeability heterogeneity for genetically different sand bodies. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 63. Dallas, 1988. *Proceedings ...* Houston, SPE, p.449-463 (SPE 18153).

MASSONAT, G. J.; ALABERT, F. G.; GIUDICELLI, C. B. 1992. Anguille Marine, a deep-sea fan reservoir off-shore Gabon: from geology to stochastic modeling. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 67. Washington, 1992. *Proceedings ...* Washington, SPE. p.477-492. (SPE 24709).

MATHERON, G.; BEUCHER, H.; FOUQUET, C. DE; GALLI, A.; GUERILLOT, D.; RAVENNE, C. 1987. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoir. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62. Dallas, 1987. *Proceedings ...* Dallas, SPE. p.123-131. (SPE 16753).

MIALL, A. D. 1989. *Principles of sedimentary basin analysis*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York. 668p.

MORAES, M. A. S. 1991. *Multiscale diagenetic heterogeneity and its influence on reservoir properties of fluvial, deltaic and turbiditic sandstone reservoir,*

Potiguar and Recôncavo rift-basins, Brazil. Ph. D. Thesis. Laramie, The University of Wyoming. 189p.

MURRAY, C. J. 1992. Indicator simulation of petrophysical rock types. In: **FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS**. Lisboa. 13p.

ØVREBERG, O.; DAMSLETH, E.; HALDORSEN, H. H. 1992. Putting error bars on reservoir engineering forecasts. *Journal of Petroleum Engineers* .(June 1992):732-738

PETTIJOHN, F. J.; POTTER, P. E.; SIEVER, R. 1973. *Sand and sandstone*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York.

RAVENNE, C.; ESCHARD, R.; GALLI, A.; MATHIEU, Y.; MONTADERT, L.;
RUDKIEWICZ, J. L. 1987. Heterogeneities and geometry of sedimentary bodies in a fluvial-deltaic reservoir. In: **ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS**, 62. Dallas, 1987. *Proceeding ... Dallas, SPE*. p. 115-122. (SPE 16752).

RIVOIRARD, J. 1992. Relations between the indicators related to a regionalised variable. In: **FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICAL CONGRESS**. Lisboa. 12p.

SALERI, N. G. & TORONYI, R. M. 1988. Engineering control in reservoir simulation: Part I. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 63. Houston, 1988. *Proceedings ...* Houston, SPE. p.421-435. (SPE 18305).

SCHNETZLER, E. 1993. Conditional boolean 3D simulation: Research Proposal.

SCRf - Stanford Center of Reservoir Forecasting. Stanford. School of Earth Sciences. 7p.

SCHWARZACHER, W. 1900. Milankovitch cycles and the measurements of time.

In: EINSELE, G. ed. *Cycles and events in stratigraphy*. Ed. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York. p 855-863.

SOUZA, M. J. & MARCOTE, D. 1992. Geoestatística: aplicação das técnicas de krigagem e simulação condicional nos reservatórios CPS-2 do campo de Carmópolis, Sergipe, Brasil. *Boletim de Geociências da Petrobrás*. 6(3/4):177-189.

SURO-PÉREZ, V. 1991. A boolean approach for modeling heterogeneous reservoirs.

SCRf - Stanford Center of Reservoir Forecasting. Stanford, School of Earth Sciences. 37p.

SURO-PÉREZ, V. 1992. Indicator principal component kriging: the multivariate

case. In: FOURTH INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS.
Lisboa. 14p.

SURO-PÉREZ, V. & JOURNEL, A. G. 1990. Stochastic simulation of lithofacies: an improved sequential indicator approach. In: EUROPEAN CONFERENCE ON THE MATHEMATICS OF OIL RECOVERY, 2. Paris, 1990. Ed. Technip, Paris. p. 3-10.

SURO-PÉREZ, V. & JOURNEL, A. G. 1991. Indicator Principal Component Kriging. *Mathematical Geology*. 23(5): 759-787.

TORONYI, R. M. & SALERI, N. G. 1989. Engineering control in reservoir simulation: Part II. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 64.

VAIL, P. R.; AUDERMARD, F.; BOWMAN, S. A.; EISNER, P. N.; PEREZ-CRUZ, C. 1990. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy, and sedimentology - an overview. In: EINSELE, G. ed. *Cycles and events in stratigraphy*. Ed. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York. 617-659.

WAGGONER, J. R.; CASTILLO, J. L.; LAKE, L. W. 1992. Simulation of EOR processes in stochastically generated permeable media. *SPE Formation Evaluation*. (June 1992): 173-180.

WEBER, K. J. 1986. How heterogeneity affects oil recovery. In: LAKE, L. W. & CARROL JR, H. B. ed. *Reservoir characterization*. New York, Academic Press, Inc. p.487-544.

WEEDON, G. P. 1900. The spectral analysis if stratigraphic time series. In: EINSELE, G. ed. *Cycles and events in stratigraphy*. Ed. Springer-Verlag , Berlin, Heidelberg, New Yorkp.840-854.