



UNICAMP

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

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR Evaldo Cesário
Mundim E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 11/02/99.

Armando Zaupa Remacre
ORIENTADOR

Avaliação da Krigagem Fatorial na filtragem de atributos sísmicos: um filtro geoestatístico aplicado à caracterização de reservatórios.

Autor: Evaldo Cesário Mundim
Orientador: Armando Zaupa Remacre

Fevereiro/1999

06/99

M923a

37515/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

9909893



UNICAMP

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

Avaliação da Krigagem Fatorial na filtragem de atributos sísmicos: um filtro geoestatístico aplicado à caracterização de reservatórios.

**Autor: Evaldo Cesário Mundim
Orientador: Armando Zaupa Remacre**

Curso: Ciências e Engenharia do Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 1999
S.P. - Brasil

UNIDADE	BC
CHAMADA:	
NUMERO DE:	37515
DOC.	229/99
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
REGO	R\$ 11,00
DATA	29/04/99
CPD	

CM-00122767-B

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

M923a Mundim, Evaldo Cesário
Avaliação da krigagem fatorial na filtragem de atributos sísmicos: um filtro geoestatístico aplicado à caracterização de reservatórios. / Evaldo Cesário Mundim.--Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientador: Armando Zaupa Remacre
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Prospeção – Métodos geofísicos. 2. Geologia – Estatística. 3. Reservatórios. 4. Filtros digitais lineares (Matemática). 5. Análise espectral. 6. Análise estocástica. I. Remacre, Armando Zaupa. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

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

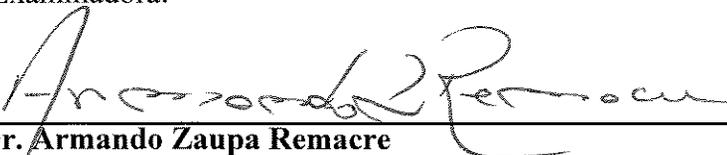
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Avaliação da Krigagem Fatorial na filtragem
de atributos sísmicos: um filtro geoestatístico
aplicado à caracterização de reservatórios.**

Autor: Evaldo Cesário Mundim

Orientador: Armando Zaupa Remacre

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre
UNICAMP



Prof. Dr. Paulo Roberto Schroeder. Johann
PETROBRAS S/A



Prof. Dr. Rogério Ferreira de Paiva
UENF

Campinas, 11 de fevereiro de 1999

Para Marina, Camila e o pequeno Alexandre

Agradecimentos

À Petrobras pelo apoio financeiro e pela liberação dos dados sem os quais este trabalho não teria sido possível.

Ao Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, meu orientador, pelo constante apoio e estímulo.

Ao Dr. Paulo Johann, pela disponibilização do banco de dados de sua tese de doutorado e pela sua presteza no esclarecimento das dúvidas.

Aos amigos Carmo, Grochau, Joclean, Marcia, Martinho, Pires, Rocha e Rômulo, companheiros desta empreitada pelos bons momentos...

À Marina, pelo incentivo, pelo amor... e, também pela paciência e competência que teve em revisar este texto.

Depois de doze minutos
Do seu drama *O Marinheiro*
Em que os mais ágeis e astutos
Se sentem com sono e brutos,
E de sentido nem cheiro,
Diz uma das veladuras
Com langorosa magia:

De eterno e belo há apenas o sonho

Por que estamos nós falando ainda?

Ora isso mesmo é que eu ia
Perguntar a essas senhoras...

(Álvaro Campos à Fernando Pessoa)

Resumo

MUNDIM, Evaldo Cesário, *Avaliação da Krigagem Fatorial na filtragem de atributos sísmicos: um filtro geoestatístico aplicado à caracterização de reservatórios*. Universidade Estadual de Campinas, 1998, 87 p. Dissertação (Mestrado).

Neste trabalho, avalia-se a técnica da Krigagem Fatorial na filtragem de atributos sísmicos aplicada à caracterização de reservatórios. A decomposição por Krigagem Fatorial opera no domínio do espaço de forma análoga à análise espectral no domínio da frequência. Discute-se a incorporação dos atributos filtrados via krigagem com deriva externa e krigagem colocalizada na estimativa de propriedades do reservatório, avaliando-se, ainda, o impacto da filtragem dos atributos no cálculo do volume poroso total do reservatório por meio de análises comparativas das curvas de volume de risco obtidas via simulações estocásticas condicionais com variável colocalizada e simulações estocásticas com deriva externa. Os resultados obtidos atestam a eficiência da Krigagem Fatorial na filtragem de imagens de atributos sísmicos. A filtragem ressalta o caráter geológico dessas imagens e melhora as correlações entre os atributos e os dados de poços, otimizando as estimativas das propriedades reservatório obtidas com a incorporação dos atributos pós-filtragem além de minimizar as diferenças entre as estimativas obtidas por Krigagem com deriva externa e Krigagem colocalizada.

Palavras Chave

Atributos Sísmicos, Caracterização de Reservatórios, Geoestatística, Filtragem, Krigagem Fatorial, Simulação Estocástica.

Abstract

MUNDIM, Evaldo Cesário, *Evaluating Factorial Kriging for seismic attributes filtering: a geostatistical filter applied to reservoir characterization*. Universidade Estadual de Campinas, 1998 87 p. Dissertação (Mestrado)

In this dissertation the Factorial Kriging analysis for the filtering of seismic attributes applied to reservoir characterization is considered. Factorial Kriging works in the spatial domain in a similar way to the Spectral Analysis in the frequency domain. The incorporation of filtered attributes via External Drift Kriging and Collocated Cokriging in the estimate of reservoir characterization is discussed. Its relevance for the reservoir porous volume calculation is also evaluated based on comparative analysis of the volume risk curves derived from stochastic conditional simulations with collocated variable and stochastic conditional simulations with external drift. Results prove Factorial Kriging as an efficient technique for the filtering of seismic attributes images, of which geologic features are enhanced. The attribute filtering improves the correlation between the attributes and the well data and the estimates of the reservoir properties. The differences between the estimates obtained by External Drift Kriging and Collocated Cokriging are also reduced.

Key words

Seismic attributes, Reservoir characterization, Geostatistics, Filtering, Factorial Kriging, Stochastic Simulations.

Índice

Agradecimentos	iv
Resumo	vi
Abstract.....	vii
Índice	viii
Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
Lista de Anexos	xiii
Abreviaturas	xiv
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Objetivos	3
1.2 A organização da dissertação	3
Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica	5
2.1 Krigagem Fatorial	5
2.2 Atributos sísmicos na caracterização de reservatórios.....	8
Capítulo 3 - Krigagem Fatorial.....	13
3.1 Decomposição de uma variável regionalizada.....	13
3.2 Krigagem dos componentes espaciais.....	16
3.3 Implementação da filtragem via Krigagem Fatorial	17
3.4 Interpretação dos componentes em funções regionalizadas com média diferente de zero ou com deriva	18
3.5 O efeito do arranjo dos dados na krigagem.....	19
3.6 A equivalência entre Krigagem Fatorial e Análise Espectral	21
Capítulo 4 - Apresentação e Análise dos Dados.....	25
4.1 Geologia do reservatório	25
4.2 Caracterização dos dados de poços	26
4.3 Dados Sísmicos	32
4.4 Os atributos sísmicos.....	33
4.4.1 Tempo Duplo de Trânsito	34
4.4.2 Impedância Acústica média do intervalo.....	38

4.4.3 Amplitude Mínima do coeficiente de reflexão	41
4.4.4 Síntese da análise exploratória dos atributos sísmicos	44
Capítulo 5 - Filtragem dos Atributos Sísmicos	45
5.1 Ajuste e interpretação dos modelos de regionalização.....	45
5.2 Definição da vizinhança	49
5.3 Implementação da Filtragem.....	49
5.3.1 Filtragem do TDT	50
5.3.2 Filtragem da impedância acústica média do intervalo (Imp).....	52
5.3.3 Filtragem da Amplitude Mínima (AmMin).....	55
5.3.4 Análise comparativa das imagens filtradas.....	58
Capítulo 6 - Estimativa das Propriedades Reservatório e Abordagem Estocástica.....	59
6.1 Técnicas de estimativa e simulação utilizadas	60
6.1.1 Krigagem com deriva externa e krigagem colocalizada.....	60
6.1.2 Simulação estocástica condicional.....	61
6.2 Análise dos coeficiente de correlação	61
6.3 Análise qualitativa da estimativa de Hr.....	63
6.3.1 Definição de uma área representativa para as comparações.....	64
6.3.2 Análise das diferenças	68
6.4 Análise estocástica na estimativa de $H\phi$	73
Capítulo 7 - Conclusões.....	80
Referências bibliográficas	82
Anexos.....	88
Apêndice a.....	108
Apêndice b.....	113
Apêndice c.....	122

Lista de Figuras

3.1: Exemplo de decomposição de uma imagem..	15
3.2: Três configurações dos dados em relação ao ponto estimado.....	20
3.3: Comparação de KO e NFK utilizando-se vizinhança móvel.....	21
4.1: Distribuição de Hr no intervalo Z3.....	30
4.2: Distribuição de Hr no intervalo Z2.....	30
4.3: Distribuição de Hr no intervalo Z1.....	31
4.4: Seção sísmica E-W do campo em questão	33
4.5: Imagem dos atributos sísmicos abordados nesta dissertação.	34
4.6: Tempo duplo de trânsito no intervalo Z3.	36
4.7: TDT no intervalo Z2.....	37
4.8: TDT no intervalo Z1.....	37
4.9: Impedância acústica no intervalo Z3.....	39
4.10: Imp no intervalo Z2.....	40
4.11: Imp no intervalo Z1.....	40
4.12: Amplitude mínima negativa no intervalo Z3	42
4.13: AmMin no intervalo Z2.....	43
4.14: AmMin no intervalo Z1.....	43
5.1: Variogramas ajustados para o TDT, nos intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente.	46
5.2: Variogramas ajustados para a Imp, nos intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente	47
5.3: Variogramas ajustados para a AmMin, nos intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente.....	47
5.4: TDT no intervalo Z3 após filtragem por KF	51
5.5: TDT no intervalo Z2 após filtragem por KF	51
5.6: TDT no intervalo Z1 após filtragem por KF	52
5.7: Imp no intervalo Z3 após filtragem por KF.	54
5.8: Imp no intervalo Z2 após filtragem por KF.	54
5.9: Imp no intervalo Z1 após filtragem por KF.	55
5.10 : AmMin no intervalo Z3 após filtragem por KF	56
5.11: AmMin no intervalo Z2 após filtragem por KF	57
5.12: AmMin no intervalo Z1 após filtragem por KF	57
6.1: <i>Cross-plots</i> entre os atributos sísmicos pré e pós-filtragem vs. Hr.....	62
6.2: Mapas de Hr estimados em sistemas de krigagem colocalizada e KDE com o TDT pré e pós-filtragem como variável secundária.....	65
6.3: Mapas de Hr estimados em sistemas de krigagem colocalizada e KDE com a Imp pré e pós-filtragem como variável secundária.....	66
6.4: Mapas de Hr estimados em sistemas de krigagem colocalizada e KDE com a AmMin pré e pós-filtragem como variável secundária.....	67
6.5: Mapas das diferenças entre o valor de Hr estimado por KO com 44 poços e o estimado com o conjunto de dados de 11 poços por krigagem colocalizada utilizando cada um dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré e pós-filtragem.....	70

6.6: Mapas das diferenças entre o valor de Hr estimado por KO com 44 poços e o estimado com o conjunto de dados de 11 poços por krigagem com deriva externa (KDE), utilizando como variável secundária cada um dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré e pós-filtragem.....	71
6.7: Mapa das diferenças entre os valores estimados de Hr com o conjunto de dados de 11 poços via KDE e via krigagem colocalizada com cada um dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré e pós-filtragem.	72
6.8: Curva de Volume de Risco de $H\phi$ com o conjunto de dados de 11 poços, geradas via SDE e via SVC.....	75
6.9: Curvas de Volume de Risco de $H\phi$ para o conjunto de dados de 44 poços, obtidas via SDE e SVC.....	76
6.10: Histograma do volume poroso total para o conjunto de dados de 11 poços.	78
6.11: Histograma do volume poroso total da área selecionada do reservatório	79

Lista de Tabelas

4.1: Síntese da análise discriminante, dos parâmetros acústicos e petrofísicos dos fácies perfil.	27
4.2: Medidas estatísticas das totalizações para o conjunto de dados de 11 poços.....	32
5.1 : Razão sinal/ruído	48
6.1: Coeficientes de correlações entre os atributos sísmicos em estudo e as variáveis petrofísicas no intervalo Z3.	62
6.2: Valores médios e desvio padrão das diferenças pixel a pixel (metros) entre o valor de Hr estimado por KO com 44 poços e o estimado com o conjunto de dados de 11 poços por krigagem colocalizada e KDE utilizando cada um dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré e pós-filtragem.	69
6.3: Estatísticas de 100 simulações para o conjunto de dados de 11 poços	75
6.4: Estatísticas de 100 simulações para o conjunto de dados de 44 poços	77

Lista de Anexos

Anexo I: Distribuição de $H\phi$ no intervalo Z3	89
Anexo II: Distribuição de $H\phi$ no intervalo Z2	90
Anexo III: Distribuição de $H\phi$ no intervalo Z1	91
Anexo IV: Componente de curto alcance do TDT no intervalo Z3	92
Anexo V: Componente de curto alcance do TDT no intervalo Z2	93
Anexo VI: Componente de curto alcance do TDT no intervalo Z1	94
Anexo VII: Componente de curto alcance da Imp intervalo Z3	95
Anexo VIII: Componente de curto alcance da Imp no intervalo Z2	96
Anexo IX: Componente de curto alcance da Imp no intervalo Z1	97
Anexo X: Componente de curto alcance da AmMin no intervalo Z3	98
Anexo XI: Componente de curto alcance da AmMin no intervalo Z2	99
Anexo XII: Componente de curto alcance da AmMin no intervalo Z1	100
Anexo XIII: Mapas de $H\phi$ krigados com <i>dataset</i> de 11 poços, incorporandos os três atributos (TDT, Imp e AmMin, de cima para baixo , respectivamente) pré-filtragem como variável colocalizada.	101
Anexo XIV: Mapas de $H\phi$ krigados com <i>dataset</i> de 11 poços, incorporandos os três atributos (TDT, Imp e AmMin, de cima para baixo , respectivamente) pós-filtragem como variável colocalizada.	102
Anexo XV: Mapas de $H\phi$ krigados com <i>dataset</i> de 11 poços, incorporandos os três atributos (TDT, Imp e AmMin, de cima para baixo , respectivamente) pré-filtragem como deriva externa.	103
Anexo XVI: Mapas de $H\phi$ krigados com <i>dataset</i> de 11 poços, incorporandos os três atributos (TDT, Imp e AmMin, de cima para baixo , respectivamente) pós-filtragem como deriva externa.	104
Anexo XVII: Histogramas de 100 simulações de $H\phi$ com os <i>datasets</i> de 44 e 11 poços, à direita e a esquerda respectivamente	105
Anexo XVIII: Dataset 11 poços. Histogramas de 100 simulação de $H\phi$ utilizando TDT pré e pós filtragem como variável secundaria em sistemas de simulação com deriva externa e simulação com variável colocalizada.	106
Anexo XIX: Dataset 11 poços. Histogramas de 100 simulação de $H\phi$ utilizando Imp pré e pós filtragem como variável secundaria em sistemas de simulação com deriva externa e simulação com variável colocalizada.	106
Anexo XX: : Dataset 44 poços. Histogramas de 100 simulação de $H\phi$ utilizando o TDT pré e pós filtragem como variável secundaria em sistemas de simulação com deriva externa e simulação com variável colocalizada.	107
Anexo XXI: : Dataset 44 poços. Histogramas de 100 simulação de $H\phi$ utilizando Imp pré e pós filtragem como variável secundaria em sistemas de simulação com deriva externa e simulação com variável colocalizada	107

Abreviaturas

AmMin	Máxima amplitude negativa do coeficiente de reflexão em um intervalo, pré-filtragem
AmMinF	Máxima amplitude negativa do coeficiente de reflexão em um intervalo, pós-filtragem
Esf	Modelo variográfico Esférico
Exp	Modelo variográfico exponencial
Hn	Espessura de rochas não reservatório
Hr	Espessura de rocha reservatório
Hϕ	Espessura porosa
Imp	Impedância acústica média de um intervalo pré-filtragem
ImpF	Impedância acústica média de um intervalo pós –filtragem.
KC	Krigagem colocalizada
KDE	Krigagem com deriva externa
KF	Krigagem Fatorial
KO	Krigagem ordinária
Linear	Modelo variográfico linear
SDE	Simulação estocástica condicional com variável secundária incorporada como deriva externa

SN	Razão Sinal ruído
SVC	Simulação estocástica condicional com variável secundária incorporada como variável colocalizada
TDI	Tempo duplo de trânsito em un intervalo pré-filtragem
TDIF	Tempo duplo de trânsito em un intervalo pós-filtragem
Z1	Intervalo basal do reservatório
Z2	Intervalo intermediário do reservatório
Z3	Intervalo superior do reservatório
m	metro
ms	millessegundos
s	segundo
ϕ_n	Perfil de porosidade neutrônica corrigida
ρ_c	Perfil de densidade corrigido

Capítulo 1

Introdução

O uso de ferramentas geoestatísticas para a caracterização de reservatório de hidrocarbonetos é quase sempre limitado pelo pequeno número de poços disponíveis. Por outro lado, os atributos de programas sísmicos 3D são normalmente disponibilizados em malha fina, regularmente distribuídos por toda a área de interesse. O tratamento conjunto destas informações em sistemas de krigagem multivariados e simulações condicionadas tem, como relatado em grande número de publicações, aumentado a acurácia das estimativas.

A confiabilidade de um atributo sísmico é função da qualidade dos dados dos quais ele foi extraído e conseqüentemente função da resposta sísmica da área em questão, da qualidade da aquisição, da qualidade do processamento e qualidade da picagem¹ dos horizontes interpretados. Todas estas etapas introduzem erros e distorções que, na seção sísmica final, nem sempre podem ser individualizados.

A aquisição de dados sísmicos vem evoluindo velozmente e os ganhos de qualidade são notáveis, principalmente em função dos modernos sismógrafos, que hoje já registram com uma faixa dinâmica de 24 bits com até 0,5 milissegundos (ms) de intervalo de amostragem, permitindo a utilização de parâmetros de aquisição que privilegiem a recuperação das altas freqüências.

¹ Picar, jargão técnico derivado do inglês *pick*. Ação de rastrear uma reflexão ao longo de uma seção de reflexão sísmica anotando, de espaço em espaço, o valor do tempo de reflexão (Duarte, 1997).

O processamento de dados sísmicos é uma etapa complexa em que os dados de campo são tratados a partir de vários algoritmos numéricos, visando a construção de uma imagem, ou de um volume sísmico que retrate, o mais fielmente possível, a geologia, possibilitando o reconhecimento das camadas de rochas ou horizontes refletivos.

Todo o tratamento de sinal nesta fase é operado no domínio do traço sísmico, a 1D, e no domínio de seções verticais 2D, mas nunca de forma tridimensional e nem no plano horizontal. A própria migração 3D não é aplicada por um algoritmo tridimensional, mas através de duas operações de migração bidimensional ortogonais. Entretanto, os atributos sísmicos são disponibilizados pelas estações de trabalho em volume ou em mapas médios bidimensionais e são geralmente utilizados sem nenhum tratamento adicional tanto como uma imagem em planta do horizonte como na correlação com variáveis de poço. Logo, a imagem de um atributo sísmico pode contemplar além da média de uma propriedade reservatório, toda uma gama de ruídos e distorções incorporados durante a sua geração.

O tratamento dessas imagens, executado pelas técnicas de filtragem convencionais, tipo filtros de frequência, filtros de direções parametrizados no domínio da transformada de Fourier (plano K_xK_y) ou, conforme se propõe nesta dissertação, através da Krigagem Fatorial (KF), pode propiciar uma maior definição à imagem e incrementar as correlações atributo sísmico vs. variáveis de poços, possibilitando-se uma melhor caracterização do reservatório.

Na análise por Krigagem Fatorial, método geoestatístico desenvolvido por Matheron (1982), um fenômeno regional é entendido como a soma linear de diversos subfenômenos (componentes) independentes em diferentes escalas, cada qual com seu variograma que linearmente somados compõem o variograma ou o modelo de covariância do fenômeno regional.

Apesar da equivalência entre Análise por Krigagem Fatorial e a Análise Espectral, a parametrização do filtro por Krigagem Fatorial tem a grande vantagem de poder ser feita pelo ajuste de um modelo variográfico, no qual pode-se incorporar o conhecimento geológico do campo em estudo, enquanto na Análise Espectral o filtro é parametrizado de uma forma um tanto quanto abstrata em um domínio transformado.

1.1 Objetivos

Pretende-se, neste estudo, investigar a atuação da Krigagem Fatorial (KF) na filtragem de imagens de atributos sísmicos, bem como avaliar o efeito do uso destes atributos pós-filtragem na determinação de propriedades petrofísicas do reservatório em sistemas de krigagem com deriva externa e krigagem colocalizada. O problema será abordado de forma qualitativa e quantitativa a partir do estudo de um conjunto de dados de um reservatório de petróleo composto por dados de perfil de 45 poços e 2 volumes sísmicos tridimensionais, sendo um em impedância acústica e outro em coeficiente de reflexão.

Na análise qualitativa serão avaliados os aspectos morfológicos das imagens dos atributos pré e pós-filtragem, bem como a adequação dos mapas de propriedades petrofísicas obtidos com a utilização destes atributos.

Na análise quantitativa, o impacto do uso dos atributos filtrados na determinação do volume poroso do reservatório será avaliado através de simulações condicionais.

1.2 A organização da dissertação

A presente dissertação está organizada da seguinte forma: este **Capítulo** apresentou as razões que motivaram este trabalho, expondo os objetivos pretendidos. O **Capítulo 2** traz a revisão bibliográfica que focaliza trabalhos que fazem uso da Krigagem Fatorial nas mais diferentes áreas assim como trabalhos que descrevem a utilização de atributos sísmicos na caracterização de reservatórios. Os fundamentos teóricos da Krigagem Fatorial são apresentados no **Capítulo 3**. No **Capítulo 4** é feita a apresentação e a análise exploratória dos dados, e fornecida uma descrição sucinta da geologia do reservatório em estudo. A técnica de Krigagem Fatorial é implementada no **Capítulo 5** e seus resultados apresentados. O **Capítulo 6** discute os resultados obtidos na utilização dos atributos sísmicos pré e pós-filtragem para a determinação das propriedades petrofísicas do reservatório. Finalmente no **Capítulo 7** são sumarizadas as principais conclusões deste trabalho.

Seguem-se, ainda, vinte e um anexos, onde estão disponibilizadas figuras que não fazem parte do corpo desta dissertação mas que podem ser de interesse de um leitor mais detalhista e três apêndices.

O Apêndice **A** é um artigo aceito para publicação na revista *The Leading Edge*. O Apêndice **B** contempla um breve resumo sobre a transformada de Fourier e filtros clássicos de imagens. O Apêndice **C** é um relatório de um estudo de laboratório no qual se aplica a KF para separar três componentes conhecidos de uma imagem modelada como a soma de três outras. Neste estudo, são também implementados os filtros da média e da mediana.

Capítulo 2

Revisão bibliográfica

2.1 Krigagem Fatorial

A krigagem fatorial foi desenvolvida por Matheron (1982) (apud Galli, Gerdil-Neuillet & Dadou (1984)), tendo sido aplicada às mais diversas áreas do conhecimento, tais como geofísica, análise de solos, hidrologia, geoquímica, prospecção de petróleo e tratamento de imagens.

Um exemplo de aplicação na geofísica é o trabalho de Galli, Gerdil-Neuillet & Dadou (1984) no qual a técnica da krigagem fatorial é utilizada na análise de dados magnéticos. Estes foram modelados com o ajuste de um variograma imbricado, composto pela soma linear de dois variogramas cúbicos de alcance 6 e 20 (Km). As estruturas imbricadas, denominadas de Y1 e Y2 foram separadas por Krigagem Fatorial. Os autores trabalharam, também, com os dados transformados via anamorfose gaussiana, tendo os variogramas sofrido pequenas modificações.

Durante o processo de estimativa, foi observado que a estrutura de menor alcance, Y1, mostrava-se bastante estável em relação à variação do número de pontos na vizinhança, tanto nos dados originais como nos transformados, demonstrando a sua independência em relação à média, o que não se verificava com a estrutura de maior alcance, Y2, e tampouco com a média, bastante dependentes do número de pontos da vizinhança.

Os autores verificam que o mapa do componente Y1 corresponde ao mapa de gradiente vertical reduzido ao pólo obtido pelos métodos análise espectral. Ressaltam que a análise por

Krigagem Fatorial, ao trabalhar com malhas irregulares, apresenta vantagens, já que evita os problemas de suavização e filtragens típicos dos métodos de análise espectral.

Na prospecção de petróleo, pode-se citar os trabalhos de Jaquet (1989), Cortez (1996) e Schwedersky Neto et al (1997). O primeiro utiliza a Krigagem Fatorial na estimativa da espessura de reservatório a partir da análise de dados de 214 poços em um campo de gás em reservatório carbonático no noroeste da Europa. A técnica permitiu a identificação e mapeamento de duas estruturas regionais, com alcances de 10 e 30 km, associadas, respectivamente, com ambientes deposicionais de alta e baixa energia.

Cortez (1996) identifica e mapeia, via Krigagem Fatorial, duas estruturas imbricadas, uma associada à variabilidade local e outra ao *background* regional, nos fácies sedimentares que compõem o arenito Água Grande no compartimento central da bacia do Recôncavo. A autora afirma que os mapas regionais de isópacas permitiram prever zonas de maior espessura dos fácies e os mapas de variabilidade local constituem evidências do retrabalhamento eólico dos sedimentos.

Schwedersky Neto et al (1997) aplicam a Krigagem Fatorial e filtros de mediana móvel em perfis de porosidade neutrônica com o objetivo de se compatibilizar seu suporte com o da impedância acústica oriunda de inversão sísmica.

O tratamento de imagens é o foco do trabalho de Ma & Royer (1988), que apresenta um estudo do comportamento dos ponderadores de Krigagem Fatorial para diversos modelos de covariância, comparando-o com o desempenho dos filtros clássicos de tratamento de imagens. Os autores afirmam haver equivalência entre a Krigagem Fatorial e a análise espectral para fenômenos estacionários de segunda ordem, sendo que a KF apresenta-se como uma generalização dos métodos de filtragem, com a vantagem de poder ser usada em processos não estacionários a partir do conceito de funções de FAI-k (funções aleatórias intrínsecas de ordem k).

Sandjivy (1984) aplica a técnica da KF na análise de dados geoquímicos de solo (Cu, Zn e Pb) coletados na região de Munster, França em duas abordagens, monovariada e bivariada, sendo identificados e estimados três componentes: o primeiro correlacionado com aspectos

erráticos, o segundo com estruturas locais e o terceiro com “*background regional*” determinado pela litologia.

Goovaerts & Sonnet (1993) aplicam, numa abordagem multivariada, a Krigagem Fatorial em hidrogeoquímica para estudar a variação espacial e temporal dos íons de Ca, Cl e NO_3 em nascentes na região de Dyle, Bélgica. A variável tempo, assumida como uma variável corregionalizada, é decomposta por Krigagem Fatorial em componentes espaciais associados a diferentes escalas. O componente temporal da propriedade de interesse é estudado em cada escala espacial identificada, gerando-se, por cokrigagem, mapas das características permanentes e temporais.

Na mesma região, Goovaerts, Sonnet e Navarre (1993) empreendem um estudo em que a Krigagem Fatorial e a análise de componentes principais são utilizadas como ferramentas na análise de componentes em solução (Ca, Sr, Mg, K, Na, SO_4 , NO_3 , Cl) e propriedades relacionadas (pH, condutividade elétrica). Através da análise de componentes principais, três componentes foram identificados, sendo dois desses correlacionados à atividade humana e um a fatores geológicos. Na análise variográfica, identificaram-se duas escalas de variação espacial (1 e 9 Km), sendo que os dois primeiros componentes foram correlacionados com a estrutura de curto alcance e o terceiro com a estrutura de alcance 9 Km. A separação dos círculos de componentes principais nas escalas de variação espacial aumentou as correlações entre as variáveis identificadas e possibilitou uma melhor compreensão do fenômeno, pois esta metodologia, ao contrário da estatística clássica (análise de componentes principais da matriz de correlação), considera a distribuição espacial da variável.

A classificação de solos também pode ser otimizada pelo uso da Krigagem Fatorial, conforme demonstram Goovaerts e Webster (1994) em um estudo na região sudoeste da Escócia. As 3000 medições disponíveis não possibilitavam a identificação de uma correlação entre os teores de cobre e cobalto das amostras. A partir do reconhecimento, pela análise variográfica de três estruturas imbricadas, sendo um efeito pepita e duas esféricas com alcances de 1,5 e 20 km, foi possível isolar o componente regional (estrutura de 20 Km), encontrando-se, então, nesta escala, uma boa correlação entre os elementos estudados (68 %). O efeito pepita foi associado, pelos autores, a erros de medida.

Carr (1990), a partir da constatação da equivalência entre a krigagem e a teoria dos filtros espaciais, demonstra o caráter de filtro passa-baixas da krigagem ordinária e propõe um sistema de krigagem que incorpore as altas frequências e garanta a reprodução do variograma na imagem krigada.

A robustez da Krigagem Fatorial é avaliada em situações não ideais (ruídos correlacionáveis e baixa densidade de informações) por Bourgaunt (1994). São modelados três diferentes ruídos aditivos que perturbam uma imagem de distribuição lognormal, um independente, o segundo heterocedástico, isto é, um ruído cuja variância depende do sinal, embora não exista correlação sinal/ruído, e o terceiro, modelado como heterocedástico e linearmente correlacionado com o sinal. Concluiu-se que a Krigagem Fatorial é robusta mesmo na presença de ruído heterocedástico, desde que não linearmente correlacionável com o sinal. Por outro lado, aponta-se que a baixa densidade de informações diminui a precisão da Krigagem Fatorial.

Marcotte (1995) avalia a aplicação da Krigagem Fatorial como ferramenta capaz de evitar a incorporação de erros de medição em simulações condicionais. É testada a filtragem pré e pós-simulação, por Krigagem Fatorial e MFK (*modified factorial kriging*), técnica esta que impõe ao sistema de krigagem a condição adicional de que a variância da variável estimada seja igual à variância da variável subordinada. Conclui-se que a filtragem pré-simulação é ineficiente na reprodução do variograma da variável subordinada (o variograma pós-filtragem apresenta uma redução na variância *a priori* e comportamento parabólico na origem). Por outro lado, a filtragem pós-simulação, especialmente por MFK, é bastante eficiente.

2.2 Atributos sísmicos na caracterização de reservatórios

Ao longo das duas últimas décadas foram propostas várias metodologias que enfocam a integração entre a sísmica e os dados de poços, buscando-se tirar proveito da densa amostragem obtida em um levantamento sísmico tridimensional. Entretanto, os problemas oriundos da menor resolução sísmica e da diferença de suporte de amostragem, que na sísmica é da ordem de dezenas de metros, enquanto nas técnicas de poço fica na ordem de centímetros a metros, impossibilitam uma utilização direta.

Stanulonis e Tran (1992), por exemplo, estabelecem uma equação que relaciona diretamente a amplitude com o produto entre a espessura e porosidade ($h\phi$), aplicando-a em um campo no Alasca. O mesmo método foi aplicado com sucesso por Blauth, Oliveira e Silva (1994) em um reservatório da bacia de Campos.

Vernick e Nur (1992) conseguiram, em laboratório, boas correlações entre ondas compressionais e porosidade de rochas siliciclásticas. A correlação, entretanto, não é única, varia com o tipo de arenito e com o conteúdo de argila na matriz.

Neff (1990) desenvolveu um método de cálculo da espessura de reservatório com hidrocarboneto através de modelagem da amplitude sísmica a partir de dados de poços, buscando, num processo iterativo, o ajuste da seção sintética com o dado sísmico real através de alterações dos parâmetros petrofísicos. Em Neff (1993), essa técnica é aplicada em campos de petróleo no Golfo do México, Alasca, Arábia e Texas.

Menciona-se, ainda, Buyl, Guidish e Bell (1988) que derivaram parâmetros petrofísicos da sísmica através de modelagem litológica, na qual procurava-se uma resposta sintética que convergisse para o dado sísmico real, através de atualizações de um modelo litológico perturbado iterativamente. Os resultados obtidos com a incorporação da sísmica foram mais acurados do que os gerados a partir, exclusivamente, de dados de perfis de poços.

Vale salientar que esse tipo de abordagem apresenta a desvantagem de não considerar a variação espacial das propriedades de rochas, que são tratadas como espacialmente independentes. Por conseguinte, as relações encontradas apresentam uma validade restrita à área estudada.

Levando-se em consideração que a sísmica disponibiliza uma grande variedade de atributos, tem-se verificado um intenso uso da estatística multivariada para se fazer uma integração em estudos multiatributos. A partir de um conjunto de atributos sísmicos, Dumay e Fournier (1988), por exemplo, desenvolvem uma metodologia para o reconhecimento de fácies sísmicas, utilizando a análise discriminante para reconhecer os atributos e as suas associações com as fácies geológicas. Em um segundo passo, os atributos selecionados são calculados nos dados sísmicos e associados com as fácies discriminadas. Esta metodologia foi

aplicada com sucesso em um reservatório clástico com a finalidade de se discriminar fácies relacionadas à qualidade do reservatório (razão areia/argila) e a um reservatório carbonático, com o objetivo de se discriminar fácies oolíticas de oncolíticas.

Fournier e Derain (1995) aplicaram, no reconhecimento de fácies em um reservatório no Congo, uma metodologia que combina análise de fácies sísmicas com técnicas de calibração estatística. As relações estatísticas são construídas entre os dados de poços e os atributos dos traços vizinhos através de análise canônica.

Johann et al (1996) e Johann (1997) aplicam a metodologia de Fournier e Derain (1995) na construção de um modelo estocástico 3-D não-estacionário condicionado por dados de poços e por dados sísmicos em um reservatório turbidítico. As informações petrofísicas, extraídas dos traços sísmicos por análise de correlação canônica entre o conjunto de atributos sísmicos e as propriedades do reservatório, foram utilizadas na construção das curvas de proporção vertical, restringindo-se assim a liberdade do estocástico na geração das matrizes de proporção 3-D, incorporando, porém, a modelagem não-estacionária para reproduzir o reservatório turbidítico confinado a baixos paleogeográficos.

A integração entre dados sísmicos e dados de poços via geoestatística tem sido intensamente explorada, resultando em uma vasta literatura sobre o assunto, na qual se encontram vários estudos de caso.

Um dos primeiros trabalhos publicados nessa linha é o de Haas & Viallix (1976). Os autores propõem o uso da krigagem como ferramenta de apoio na interpretação de dados sísmicos, desenvolvendo uma metodologia de conversão de tempo para profundidade de mapas de topo de horizontes em programas sísmicos 2D. É sugerida a construção de mapas krigados de velocidade e tempo de picagem que são combinados para se obter o mapa de profundidade.

Araking et al (1992) apresentam um procedimento para a integração de dados sísmicos e dados de perfis de poços. Os métodos de krigagem com deriva externa, cokrigagem da indicatriz e simulação seqüencial gaussiana são comparados, concluindo-se que os mapas

gerados com a incorporação da sísmica apresentaram diferenças razoáveis daqueles gerados com perfis de poços somente.

O impacto da integração da sísmica (impedância acústica) e dados de poços na caracterização de um reservatório é apresentado em Chambers et all (1994). O reservatório é estudado em três fases de sua vida (inicial, desenvolvimento e produção) através das técnicas de krigagem com deriva externa e simulação condicional. Conclui-se que a incorporação da sísmica aos dados de poços nas fases iniciais de desenvolvimento do campo poderia ter evitado a perfuração de poços secos.

Demonstra-se uma maior acurácia da abordagem geoestatística na caracterização de reservatórios em Wolf et all (1994), a partir de um estudo de caso em que se utiliza a amplitude sísmica em um sistema de krigagem com deriva externa para se estimar a espessura de areia com óleo em um campo de petróleo. O autor defende o uso de simulações condicionais para se acessar as incertezas das estimativas.

Outro estudo reportado é o de Doyen et all (1996), no qual se utiliza a krigagem colocalizada para gerar mapas da distribuição de porosidade 3D a partir de um cubo de impedância convertido de tempo para profundidade.

O estudo de Castro (1996) estimou os valores de espessura de rocha não-reservatório utilizando a média de cinco krigagens com deriva externa realizadas a partir de cinco atributos derivados da amplitude sísmica (amplitude do envelope, amplitude negativa máxima, amplitude negativa média, amplitude média do envelope e amplitude absoluta). As incertezas foram acessadas a partir da geração de mapas de probabilidade através de simulação condicional.

Um outro ponto que tem merecido destaque, principalmente nos últimos anos, diz respeito aos principais erros que podem ser cometidos no uso da geoestatística de forma pouco criteriosa.

Hirsche, K. et all (1997), por exemplo, chamam a atenção, em um estudo de caso, para as conseqüências do uso indiscriminado da geoestatística. O volume poroso de um campo de

petróleo foi superestimado tanto por krigagem ordinária como por krigagem colocalizada com amplitude média do intervalo como variável secundária devido a desatenção com o caráter não estacionário da porosidade na área. As simulações condicionais também apresentaram médias superestimadas. A solução é alcançada dividindo-se o campo em duas áreas estacionárias, estimadas separadamente. Os autores alertam que a caracterização geoestatística de um reservatório não pode ser feita isoladamente, mas deve integrar as demais áreas de conhecimento, observando-se as limitações teóricas do método.

Rosseto (1998), a partir de três processamentos de um mesmo dado sísmico, utiliza técnicas geoestatísticas para quantificar as incertezas introduzidas no processo de caracterização de reservatórios pelo uso de informações sísmicas. Conclui-se que o processamento de dados sísmicos influi fortemente na estimativa dos volumes de rocha obtidos por técnicas geoestatísticas com a incorporação de atributos sísmicos via deriva externa. Os histogramas dos volumes obtidos a partir de simulação condicional com incorporação de atributos sísmicos, oriundos de cada um dos três processamentos, apresentaram diferenças significativas, tanto na média como na faixa de variação.

Capítulo 3

Krigagem Fatorial

A krigagem fatorial apóia-se no pressuposto de que um fenômeno regional (uma imagem por exemplo) pode ser entendido como uma soma linear de diversos subfenômenos independentes com diferentes escalas, cada qual com seu variograma ou modelo de covariância que, linearmente somados, compõem o variograma ou o modelo de covariância do fenômeno regional . Tal modelo é denominado de modelo imbricado.

3.1 Decomposição de um a variável regionalizada

Uma função aleatória $Z(x)$ estacionária de segunda ordem pode ser decomposta em uma média m , representativa de sua esperança, e uma soma de funções aleatórias estacionárias de segunda ordem, de média zero e não correlacionáveis $Y_u(x)$. Ou seja,

$$Z(x) = Y_0(x) + Y_1(x) + \dots + Y_u(x) + \dots + Y_S(x) + m \quad (3.1)$$

sendo que :

$$C[Y_u(x), Y_v(x+h)] = 0 \quad p/u \neq v \quad e$$

$$E[Y_u(x)] = 0 \quad (3.2)$$

Logo, pode ser demonstrado que o modelo de covariância e o modelo variográfico são descritos pela soma dos modelos de covariância ou dos variogramas de seus componentes conforme:

$$C(h) = C_0(h) + C_1(h) + \dots + C_u(h) + \dots + C_S(h) \quad (3.3)$$

Já para uma função regionalizada $Z(x)$ sob a hipótese da estacionariedade intrínseca, a função de covariância não é definida, mas o seu variograma o é, e também será decomposto como a soma dos variogramas dos componentes:

$$\gamma(h) = \gamma_0(h) + \gamma_1(h) + \dots + \gamma_u(h) + \dots + \gamma_S(h) \quad (3.4)$$

Uma função aleatória regionalizada localmente estacionária também será decomposta em uma soma de funções estacionárias de segunda ordem mais uma média $m(x)$, neste caso, representativa da deriva de $Z(x)$:

$$Z(x) = Y_0(x) + Y_1(x) + \dots + Y_u(x) + \dots + Y_S(x) + m(x) \quad (3.5)$$

Na figura 3.1 está ilustrado o processo de decomposição de um fenômeno regionalizado (neste caso uma imagem) em três componentes. Como se pode observar, a imagem inferior, $Z(x,y)$, foi construída como a soma de três imagens de média zero e não correlacionáveis (geradas por simulação não condicional) Y_0 , Y_1 e Y_2 , conforme equação 3.1. A média da imagem resultante, neste caso, é nula, ou seja, o termo $m(x)$ da equação supracitada apresenta valor zero. O componente $Y_0(x,y)$ tem modelo de covariância pepítico com patamar 30, o componente $Y_1(x,y)$ apresenta modelo de covariância esférico com alcance de três *pixels* e patamar 35, e o componente $Y_2(x,y)$ apresenta, também, modelo de covariância esférico, mas com alcance de 10 *pixels* e patamar 35. Pode-se observar que a imagem $Z(x,y)$ apresenta um variograma imbricado que é igual à soma dos variogramas dos três componentes.

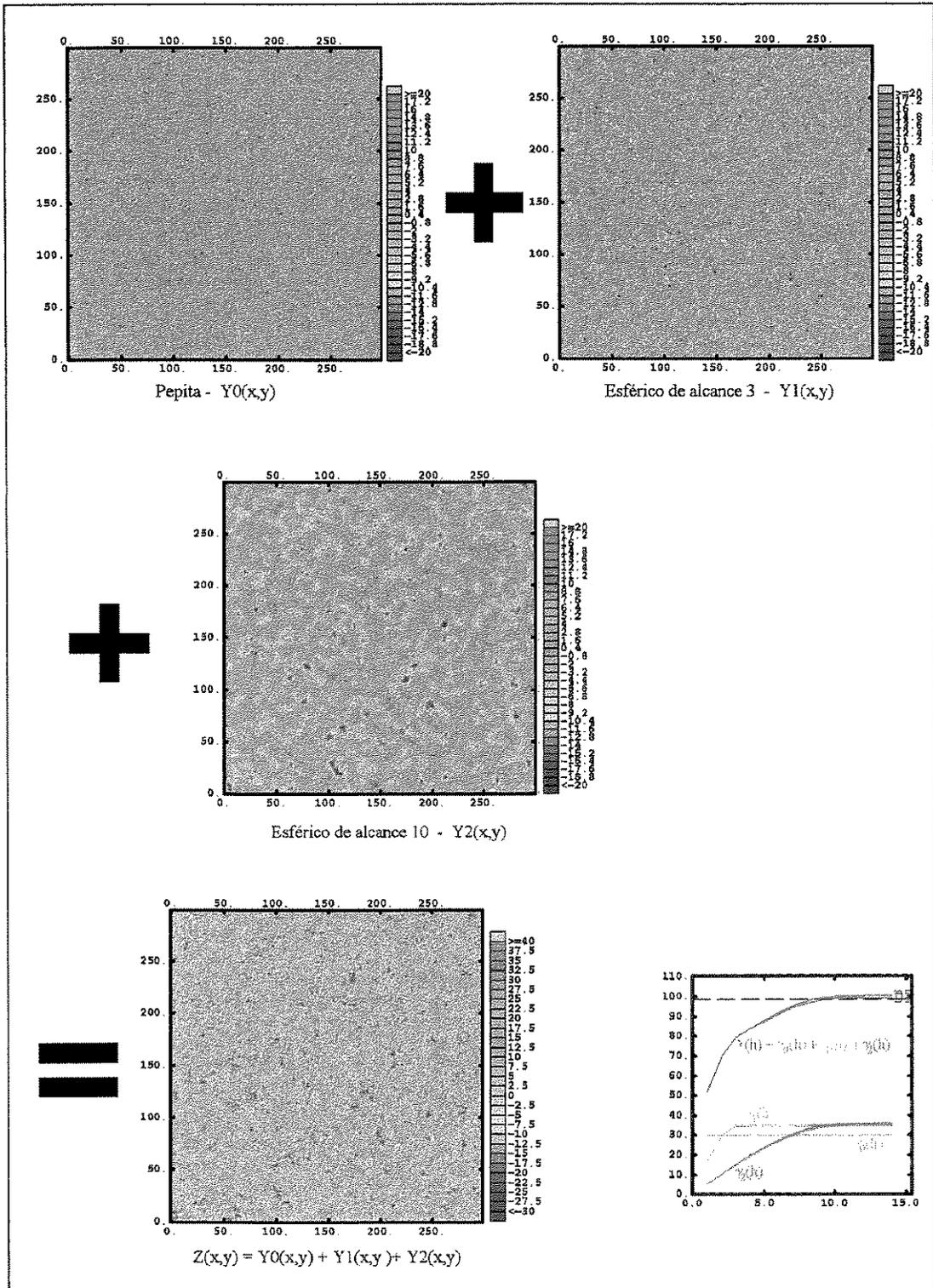


Figura 3.1: Exemplo de decomposição de uma imagem. A imagem $Z(x,y)$ foi construída como a soma das três imagens superiores $Y_0(x,y)$, $Y_1(x,y)$ e $Y_2(x,y)$. Observa-se que o seu variograma é também igual à soma dos variogramas de cada um dos componentes.

3.2 Krigagem dos componentes espaciais

Os modelos de regionalização, incluindo-se os componentes determinísticos tais como a média e a deriva, podem ser extraídos por krigagem. Para uma variável $Z(x)$, definida num modelo de regionalização estacionário de segunda ordem, pode-se estimar o componente $Y_s(x)$ em uma dada vizinhança pela combinação linear:

$$Y_{u_0}^*(x_0) = \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^{u_0} Z(x_{\alpha}) \quad (3.6)$$

Para que a média do erro de estimativa seja nula (não viés), impõe-se a condição da soma dos pesos ser igual a zero.

$$\begin{aligned} E[Y_{u_0}^*(x_0) - Y_{u_0}(x_0)] &= E\left[\sum_{u=0}^S \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^{u_0} Y_u(x_{\alpha}) - Y_{u_0}(x_0)\right] \\ &= E\left[\sum_{u=0}^{S-1} \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^{u_0} Y_u(x_{\alpha}) - Y_{u_0}(x_0) + \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^{u_0} Y_S(x_{\alpha}) - Y_S(0) \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^{u_0}\right] \\ &= \sum_{u=0}^{S-1} \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^{u_0} E[Y_u(x_{\alpha})] - E[Y_{u_0}(x_0)] + \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^{u_0} E[Y_S(x_{\alpha}) - Y_S(0)] \\ &= 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

A variância de estimativa é dada por:

$$\begin{aligned} \sigma_E^2 &= \text{var}[Y_{u_0}^*(x_0) - Y_{u_0}(x_0)] \\ &= C^{u_0}(x_0 - x_0) - \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n w_{\alpha}^{u_0} w_{\beta}^{u_0} \gamma(x_{\alpha} - x_{\beta}) + 2 \sum_{\alpha=1}^n w_{\alpha}^{u_0} \gamma^{u_0}(x_{\alpha} - x_0) \end{aligned} \quad (3.8)$$

Minimizando a variância sob a restrição da soma dos pesos igual a zero, o sistema de krigagem será resolvido por:

$$\sum_{\beta=1}^n w_{\beta}^{\mu_0} \gamma(x_{\alpha} - x_{\beta}) + \mu_{u_0} = \gamma^{\mu_0}(x_{\alpha} - x_0) \quad \text{para } \alpha = 1, \dots, n$$

$$\sum_{\beta=1}^n w_{\beta}^{\mu_0} = 0 \quad (3.9)$$

sendo μ o parâmetro de Lagrange.

Observa-se da equação 3.9 que a diferença entre a krigagem do componente estacionário de segunda ordem e a krigagem ordinária está no modelo de covariância entre o ponto a ser estimado e a variável $Z(x)$ que assume apenas a covariância do componente e na soma dos pesos, que é nula a fim de garantir que os componentes tenham média zero. Daí vem que a média da variável na vizinhança é também um componente. Quando a média de $Z(x)$ é igual a zero ou é conhecida *a priori* a restrição das somas dos pesos da 3.9 não se faz necessária.

É importante notar que a propriedade de decomposição das variáveis regionalizadas, equação 3.1, se reflete nos pesos da krigagem ordinária. Conforme mostram Ma & Royer (1988), a soma dos pesos de cada componente da Krigagem Fatorial com os pesos da krigagem da média é igual aos pesos da krigagem ordinária, ou seja:

$$w^{OK} = \sum_{u=0}^S w^u + w^{Km} \quad (3.10)$$

3.3 Implementação da filtragem via Krigagem Fatorial

A propriedade de decomposição das funções regionalizadas permite que se use a Krigagem Fatorial como filtro. Pode-se eliminar o componente $Y_1(x)$ de uma função $Z(x)$ com estacionariedade de segunda ordem, decomposta, por exemplo, em dois componentes $Y_1(x)$, $Y_2(x)$ mais a *média* e obter uma função filtrada $Y_f(x) = Y_2(x) + m$ através de um sistema de krigagem, conforme equação 3.11. A soma dos pesos, agora, igual a um, reflete a incorporação da média de $Z(x)$ na função filtrada $Y_f(x)$.

$$\sum_{\beta=1}^n w_{\beta}^{u_0} \gamma(x_{\alpha} - x_{\beta}) + \mu_{u_0} = \gamma^{u_0}(x_{\alpha} - x_0) \quad \text{para } \alpha = 1, \dots, n$$

$$\sum_{\beta=1}^n w_{\beta}^{u_0} = 1$$
(3.11)

O componente rejeitado do filtro $Y_f(x)$ pode ser obtido subtraindo-se de $Z(x)$ a função filtrada:

$$Y_1^*(x) = Z(x) - Y_f^*(x)$$
(3.12)

3.4 Interpretação dos componentes em funções regionalizadas com média diferente de zero ou com deriva

A Krigagem Fatorial separa componentes estacionários de médias nulas mesmo quando a variável de interesse apresenta média diferente de zero ou mesmo uma deriva, veja equações 3.1 e 3.2. Neste caso, a média da variável de interesse será mais um componente. Qual o significado físico deste componente e qual o papel da média ou da deriva?

Para esclarecer estas questões vamos acompanhar a seguinte situação hipotética:

Considere uma variável estritamente positiva $R(x)$, que se deseja conhecer mas que, devido a erros de medição, $\varepsilon(x)$, foi obtida como $Z(x)$, tal que:

$$Z(x) = R(x) + \varepsilon(x)$$
(3.13)

Considere, que o variograma de $Z(x)$ seja imbricado com duas estruturas, sendo uma pepítica, associada ao erro de medição. Considere, ainda que o erro de medição seja estacionário de segunda ordem.

Aplicando-se a análise de Krigagem Fatorial obtém-se três componentes desta variável: a pepita (Y_0), o componente (Y_1) e a média $m(x)$ de $Z(x)$, as duas primeiras com média zero.

$Z(x)$ é uma variável estritamente positiva, logo o componente Y_1 obtido via KF não pode representar a variável $R(x)$. Somando-se o componente Y_1 com a média obtém-se uma variável positiva. Pode-se afirmar, caso $R(x)$ seja estacionário de segunda ordem, que o componente Y_1 ou a soma $Y_1+m(x)$ representam qualitativamente a sua distribuição, ou seja a variações relativas entre diferentes regiões do espaço são válidas. No caso da variável $R(x)$ ser quasi-estacionária, apenas a soma de $Y_1+m(x)$ pode ter esta interpretação, já que a sua deriva foi decomposta por KF junto a $m(x)$. Na hipótese do erro de medição ter média nula, a soma do componente Y_1 com a média representa quantitativamente $R(x)$. Na ausência desta condição, a média estimada por KF incorpora além do valor médio de $R(x)$, o valor médio do erro, conferindo à soma de $Y_1+m(x)$ um valor superior ao real.

3.5 O efeito do arranjo dos dados na krigagem

Em um sistema de krigagem ordinária, a vizinhança de krigagem adotada pode funcionar como filtro, retirando componentes do variograma imbricado ajustado.

Considere um ponto a ser estimado por um modelo de covariância imbricado composto por três estruturas², uma pepita $C_0(h)$ e duas estruturas esféricas $C_1(h)$ e $C_2(h)$, de alcances a_1 e a_2 , respectivamente, sendo $a_2 > a_1$ segundo os três arranjos da figura 3.2. O sistema de krigagem ordinária pode ser escrito em termos de covariância :

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(x_{\alpha} - x_{\beta}) + \mu = C_0(x_{\alpha} - x_0) + C_1(x_{\alpha} - x_0) + C_2(x_{\alpha} - x_0) \quad p/ \quad \alpha = 1, \dots, n$$

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} = 1 \tag{3.14}$$

Para o primeiro arranjo, onde não existem dados dentro do alcance do modelo variográfico, o segundo membro da equação 3.14 se anula e o valor estimado será igual à krigagem da média.

² Exemplo extraído de Wackernagel (1984)

Para o segundo arranjo, apenas o modelo de covariância $C_2(h)$ estará presente, e no terceiro as estruturas $C_1(h)$ e $C_2(h)$ serão computadas no segundo membro da equação 3.14, mas não a estrutura $C_0(h)$. Isto significa que estes modelos variográficos estão sendo filtrados pelo processo de estimativa. No caso particular em que o dado coincide com o ponto a ser estimado, nada será filtrado já que a krigagem, por ser um interpolador, exato preserva o valor do dado.

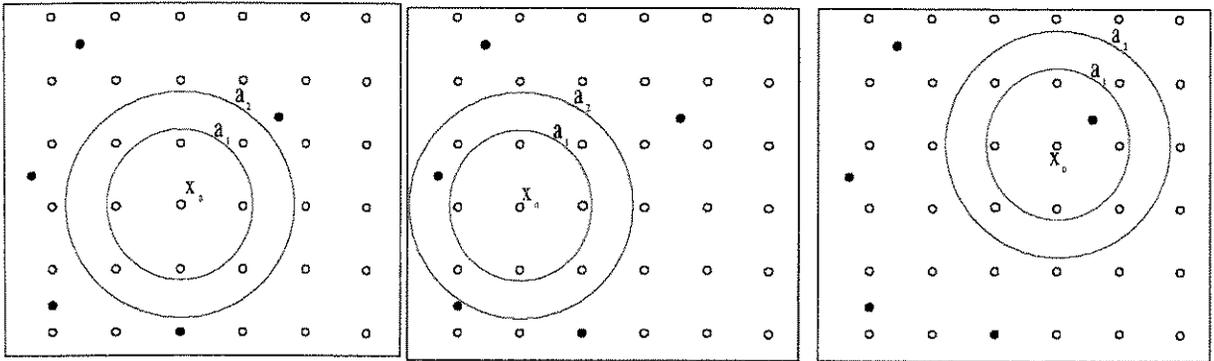


Figura 3.2: Três configurações dos dados em relação ao ponto estimado. É considerado um modelo de covariância imbricado com três estruturas, uma pepita C_0 e dois modelos esféricos $C_1(h)$ e $C_2(h)$ com alcances a_1 (azul) < a_2 (vermelho), respectivamente. Adaptado de Wackernagel (1995).

A krigagem na presença de efeito pepita em situações em que ocorre a coincidência dos dados com o grid de krigagem foi discutida por Bourgault (1994). O autor mostra que a característica da krigagem em honrar os dados cria, nos pontos amostrados, descontinuidades indesejáveis. Uma estimativa sem tais descontinuidades pode ser obtida removendo-se o efeito pepita do membro direito do sistema de krigagem, ou seja, filtrando-o. Tais descontinuidades não se verificam em nenhum outro ponto que não seja os dos dados, de forma que se pode afirmar que a estimativa obtida pela filtragem do efeito pepita via técnica da Krigagem Fatorial, ou NFK (*nugget filter kriging*), é igual à estimativa obtida por krigagem ordinária, exceto nos pontos de localização dos dados, vide figura 3.3.

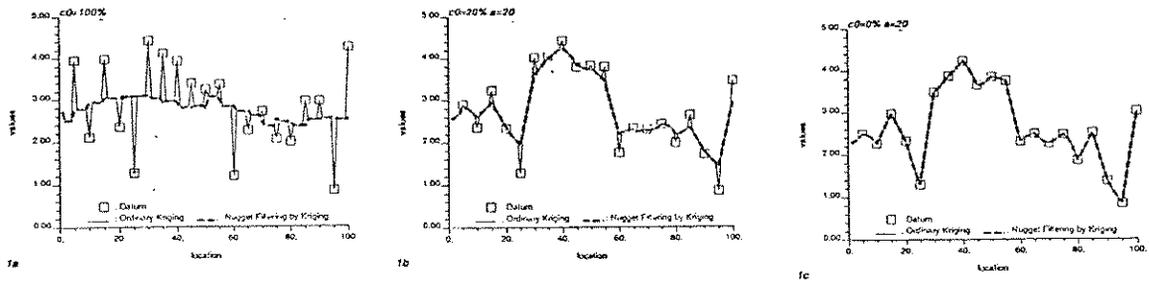


Figura 3.3: Nas três figuras acima, compara-se a KO e KF utilizando-se vizinhança móvel. A primeira foi estimada na presença de efeito pepita puro, a segunda com variograma esférico de alcance 20 m e 20% de efeito pepita e a terceira com zero de efeito pepita. Observa-se que as discontinuidades são proporcionais à intensidade do efeito pepita, e só ocorrem nos pontos amostrados (in Bourgault, 1994).

3.6 A equivalência entre Krigagem Fatorial e Análise Espectral

A análise espectral é matematicamente fundamentada nas séries de Fourier que permitem a decomposição de uma função periódica em uma série de componentes harmônicos. Tal decomposição é implementada via transformada de Fourier. Esta metodologia, como afirmam Gonzalez & Woods (1993), tem larga aplicação no processamento de imagens. Por outro lado, a geoestatística prevê a decomposição de uma função aleatória regionalizada, conforme visto ao longo deste Capítulo. Segundo a exposição que se segue, veremos que as duas metodologias são análogas.

Considere as funções aleatórias regionalizadas estacionárias de segunda ordem de média zero e não correlacionáveis $Z_1(x)$, $Z_2(x)$... $Z_n(x)$, cujas transformadas de Fourier sejam, respectivamente, $F_1(\omega)$, $F_2(\omega)$... $F_n(\omega)$ e cujas funções de covariância sejam respectivamente $C_1(h)$, $C_2(h)$... $C_n(h)$. Define-se a função $Z(x)$ como a soma das $Z_i(x)$ componentes:

$$Z(x) = \sum_{i=1}^n Z_i(x) \quad (3.15)$$

com transformada de Fourier $F(\omega)$ e covariância $C(h)$.

conforme prevê a equação 3.3, pode-se afirmar que a covariância da função $Z(x)$ será igual à soma das covariâncias de cada um dos componentes $Z_i(x)$, ou seja:

conforme prevê a equação 3.3, pode-se afirmar que a covariância da função $Z(x)$ será igual à soma das covariâncias de cada um dos componentes $Z_i(x)$, ou seja:

$$C(h) = \sum_{i=1}^n C_i(h) \quad (3.16)$$

Pela propriedade da linearidade da transformada de Fourier pode-se afirmar que a transformada de Fourier de $Z(x)$ será igual à soma das transformadas de cada um dos componentes $Z_i(x)$, ou seja:

$$\mathcal{F}(\omega) = \sum_{i=1}^n \mathcal{F}_i(\omega) \quad (3.17)$$

A autocorrelação da função $Z(x)$ será dada por:

$$\begin{aligned} R_{FF} &= Z(x) \otimes Z(x) \\ &= Z(x) * Z(-x) \\ &= \sum_{i=1}^n Z_i(x) * \sum_{i=1}^n Z_i(-x) \end{aligned} \quad (3.18)$$

O símbolo \otimes representa o operador de autocorrelação e o símbolo $*$ representa o operador de convolução.

Desenvolvendo a equação 3.18:

$$R_{FF} = \sum_{i=1}^n Z_i(x) * Z_i(-x) + 2 \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ i < j}}^n Z_i(x) * Z_j(-x) \quad (3.19)$$

Já que as funções não são correlacionáveis, o segundo membro da 3.19 é nulo, logo a autocorrelação de $Z(x)$ é igual à soma das autocorrelações dos componentes $Z_i(x)$, ou seja:

$$R_{ZZ} = \sum_{i=1}^n Z_i(x) * Z_i(-x) \quad (3.20)$$

A densidade espectral ($P(\omega)$) da função $Z(x)$ é definida como transformada de Fourier da sua autocorrelação:

$$P(\omega) = \mathcal{F}(R_{ZZ}) \quad (3.21)$$

Como a autocorrelação é uma função par, a sua transformada é real e igual ao quadrado do valor absoluto da transformada da função que a gerou, ou seja:

$$\begin{aligned} \mathcal{F}(R_{ZZ}) &= |\mathcal{F}(Z)|^2 \\ P(\omega) &= |\mathcal{F}(Z)|^2 \end{aligned} \quad (3.22)$$

A partir das equações 3.20 e 3.22 aplicado-se a propriedade da linearidade da transformada de Fourier demonstra-se que a densidade espectral de $Z(x)$ será, também, igual à soma das densidades espectrais dos seus componentes:

$$P(\omega) = \sum_{i=1}^n |\mathcal{F}_i(\omega)|^2 \quad (3.23)$$

Como a covariância de uma função estacionária de média zero é igual à sua autocorrelação, pode-se verificar que existe uma analogia entre a decomposição de uma função regionalizada em modelos de covariância e em bandas de frequência. Cada modelo de covariância é pois representativo de um espectro de amplitude, que pode ser estimado pela transformada de Fourier. Entretanto a covariância não pode refletir a fase da função (por ser uma função par sua transformada de Fourier é real), o que permite que um único variograma

Como a estimativa de um componente por Krigagem Fatorial em uma imagem pode ser descrita como uma operação de convolução dos pesos de krigagem com a imagem, tais ponderadores (pesos) podem ser entendidos como funções de transferência de filtros convolucionais

Capítulo 4

Apresentação e Análise dos Dados

O banco de dados do campo de petróleo em questão é composto por dois volumes sísmicos 3D com inversão sismoestratigráfica, um em coeficiente de reflexão e outro em impedância acústica e dados de perfis de 45 poços (com os valores de espessura dos litotipos já totalizados (Johann (1997))).

4.1 Geologia do reservatório

O reservatório em questão inclui-se na megasequência marinha transgressiva da margem continental leste (Albiano Superior ou Paleoceno Inferior). É formado por turbiditos de idade Albiano Superior/Cenomaniano Inferior depositados em um *paleocanyon* escavado em uma plataforma carbonática.

A acumulação tem uma área de 23 Km² e se encontra a uma profundidade de 2940 a 3300 m, numa lâmina d'água que varia entre 110 e 250 m. Está assentada sobre carbonatos Albianos e é recoberta por uma espessa camada de argilas radioativas, depositadas em regime de mar alto. Apresenta-se estruturada segundo um domo alongado de direção NW-SE, com espessuras que variam entre 90 a 180 m (Souza Jr., 1997). O campo é limitado ao norte e ao sul por *pinch out* das camadas e a NW e SE por um sistema de falhamentos, controlados por halocinese. Esta tectônica, bastante importante na sua estruturação, é responsável pela inversão do depocentro das areias que hoje se encontram em cotas mais rasas.

A acumulação é composta por arenitos arkosianos de granulometria fina a grossa, localmente conglomeráticos, com porosidade que varia de 15 a 32% e permeabilidade

variando de 60 a 2500 mD, médias de 26% e 400 mD respectivamente. Intercaladas às areias reservatório são encontradas camadas de folhelhos e margas.

4.2 Caracterização dos dados de poços

A partir de análise discriminante de dados de perfis de poços, Johann (1997) identificou 8 classes, ou fácies perfil, para o reservatório, tabela 4.1. Numa análise supervisionada por descrição de testemunhos, na qual haviam sido individualizadas sete fácies sedimentares (Souza Jr., 1997), as oito fácies perfil foram reagrupadas em 4 classes litológicas (litotipos) de forma a privilegiar a separação entre rochas reservatório e não-reservatório:

- I. **Fácies arenitos muito porosos** (fácies perfil 2 e 4)
- II. **Fácies Arenitos** (fácies perfil 1, 3 e 8)
- III. **Fácies turbiditos finos e argilas** (fácies perfil 6)
- IV. **Fácies carbonatos** (fácies perfil 5 e 7)

Do ponto de vista acústico, como se pode observar na tabela 4.1, os litotipos I e II compõem uma única fácies que apresenta valores menores de impedância acústica, enquanto os litotipos III e IV, uma outra, com valores maiores. A classe 8, tipicamente arenitos cimentados, agrupada por Johann (1997) no litotipo II, será, acusticamente discriminada como pertencente ao litotipo IV, o que em termos práticos não afeta a separação em rochas reservatório e rochas não-reservatório, devido a sua pequena ocorrência. A classe 1 do litotipo II, tipicamente arenitos e arenitos conglomeráticos, não é bem discriminada acusticamente da classe 6 do litotipo III, tipicamente caracterizada pela alternância de argilas e arenitos finos.

Tabela 4.1: Síntese da análise discriminante, dos parâmetros acústicos e petrofísicos dos fácies perfil. As cores ressaltam a divisão em litotipos: amarelo I, azul II, magenta III e verde IV. Adaptado de Johann(1997).

	Variáveis discriminantes	Raios Gama (API)	Neutrão(%)	Densidade (g/cm ³)	Parâmetros Acústicos	Velocidade intervalar(m/s)	Impedância acústica(g/cm ³ .m/s)	Parâmetros Petrofísicos	Porosidade de laboratório(%)	Permeabilidade (mD)
Classe 1	N	920	920	920		430	430		66	66
	MÉDIA	58.2	20.8	2.26		3623	8267		25	611
	σ	7.4	2.0	0.06		418	1018		3.4	439
Classe 2	N	983	983	983		334	334		50	50
	MÉDIA	59.4	24.2	2.18		3414	7545		26.6	1011
	σ	7.3	1.5	0.05		408	959		2.1	646
Classe 3	N	1010	1010	1010		816	816		24	24
	MÉDIA	65.9	27.1	2.23		3345	7466		27.2	839
	σ	7.1	2.1	0.06		347	826		3.6	540
Classe 4	N	412	412	412		351	351		31	31
	MÉDIA	49.9	27.7	2.14		3285	7052		27.7	447
	σ	4.8	3.0	0.06		418	929		2.7	332
Classe 5	N	1141	1141	1141		696	696		3	3
	MÉDIA	54.2	20.2	2.49		3747	9343		23.7	261
	σ	8.5	3.0	0.06		340	894		2.6	268
Classe 6	N	1526	1526	1526		775	775		16	16
	MÉDIA	83.7	22.8	2.40		3488	8367		21.5	511
	σ	11.1	3.6	0.08		284	787		4.7	8.07
Classe 7	N	501	501	501		337	337		5	5
	MÉDIA	44.6	11.3	2.56		4235	10841		3.6	6.4
	σ	7.8	4.4	0.05		460	1157		3.2	13.6
Classe 8	N	443	443	443		217	217		5	5
	MÉDIA	62.6	15.4	2.37		3907	9298		9.8	50.0
	σ	8.4	3.1	0.06		352	895		8.0	74.4

Souza Jr. (1997) identificou no reservatório, com base em estudo de poços, três unidades genéticas de alta resolução que, graças ao aumento da resolução sísmica, proporcionado pela inversão, puderam ser correlacionadas a fácies sísmicas e rastreadas por

todo o reservatório em Johann (1997). Estas três unidades são a base para o estudo do reservatório e serão informalmente identificadas neste trabalho, da base para o topo, como unidade Z1, unidade Z2 e unidade Z3, respectivamente.

Adams (1989) afirma que o cálculo do volume de argila não pode ser efetuado, neste campo, com base em perfis radioativos, devido a ocorrências de anomalias, radioativas provocadas pela presença dos elementos Tório, Potássio e Urânio nos arenitos do reservatório. Seu cálculo foi efetuado com base no afastamento das curvas dos perfis de densidade vs. neutrão (DRDN)³, tendo sido definidas para o campo 4 fácies:

Fácies 1: Arenitos sem Argilosidade	DRDN < -2
Fácies 2: Arenitos Argilosos	-2 <= DRDN < -0,4
Fácies 3: Cimento Calcífero	$\phi_n \leq 15 \%$
Fácies 4: Rochas não-reservatório	DRDN >= -0,4

Nesta dissertação, foram calculados a partir dos dados de perfis, segundo o critério de Adams (1989), em cada unidade do reservatório, a espessura porosa ($H\phi$) e a espessura de dois tipos litológicos, rochas reservatório (Hr), composto pelas fácies 1 e 2 e rochas não reservatório (Hn), composto pelas fácies 3 e 4.

Foi observado que os valores de Hr , aqui obtidos, apresentam altos coeficientes de correlação com a soma das fácies I e II definidas por Johann (1997), excetuando-se os poços com valores significativos de arenito cimentado, validando-se assim a análise das propriedades acústicas discutidas anteriormente.

Os valores de Hr e $H\phi$, nos poços, foram krigados em cada um dos intervalos a fim de se observar a distribuição espacial dos dados. Considerando o grande número de poços disponíveis na área (fato bastante incomum na indústria do petróleo) pode-se afirmar que os mapas obtidos são uma boa aproximação da realidade geológica da área.

³ $DRDN = DR - DN$, sendo $DR = \frac{\rho_C - 2}{0.05}$ e $DN = \frac{45 - \phi_N}{3}$

Nas figuras 4.1 a 4.3 podem ser observados os mapas krigados de Hr, acompanhados do histograma, do *box-plot* e do variograma dos dados dos 45 poços em cada um dos três intervalos do reservatório.

No intervalo Z3, figura 4.1, a espessura de fácies reservatórios (Hr) apresenta valor médio de 18,22 m, variando de zero a 66,40 m, com desvio padrão de 14,54 m. Pode ser claramente identificado, no mapa deste intervalo, o caráter confinado das areias do reservatório que ocorrem em dois grandes bolsões. Tal confinamento é também evidenciado pelo histograma dos dados de poços, no qual se destacam duas classes de dados, uma com moda entre zero e 10 m, associada a poços na borda do canal e outra com moda em 30 m associada a poços do centro do canal. Destaca-se ainda um *outlier*, que se refere ao poço 41. O variograma é isotrópico tendo sido ajustado o seguinte modelo: 182Esf_{1500} .

No intervalo Z2, figura 4.2, a espessura de fácies reservatório apresenta um valor médio de 24,10 m, variando entre zero e 58,00 metros, com desvio padrão de 16,03 m. No seu mapa é possível definir um grande canal de direção EW onde se concentram as maiores espessuras de Hr. Do mesmo modo que no intervalo superior, neste nível, os altos valores do histograma estão associados a poços no centro do canal e os baixos valores a poços de borda. O variograma apresenta anisotropia zonal, associadas ao caráter acanalado da variável. A direção EW, apresenta menor variância que a direção NS. Foi ajustado o seguinte modelo: $315(0,83\text{Esf}_{1400}+0,17\text{Esf}_{\infty;1400})$.

No intervalo Z1, figura 4.3, a espessura de fácies reservatório apresenta um valor médio de 24,39 m variando entre zero e 53,40 m com desvio padrão de 15,65 m. O acanalamento é bastante claro, entretanto é possível notar pelo menos três compartimentos distintos ao longo do canal, separados por áreas de menor espessura de areia, além de um outro, bem definido à NE (área do poço 6). Seu histograma apresenta 3 classes, os valores mais baixos relacionados à borda, a moda a poços no canal e os valores maiores ao centro dos compartimentos. A exemplo do nível Z2, o variograma também apresenta anisotropia zonal relacionadas ao acanalamento, com maior variância na direção NS, ao qual foi ajustado o modelo variográfico: $288(0,75\text{Esf}_{1200}+ 0,25 \text{Esf}_{\infty;1200})$

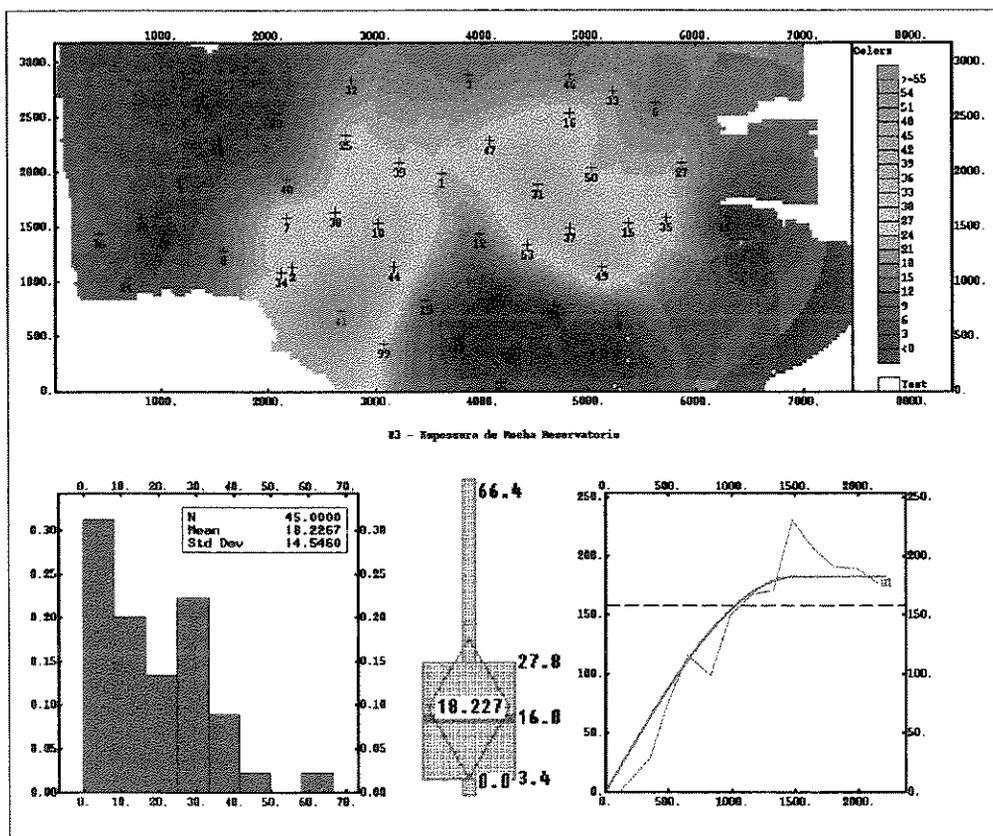


Figura 4.1: Distribuição de Hr no intervalo Z3.

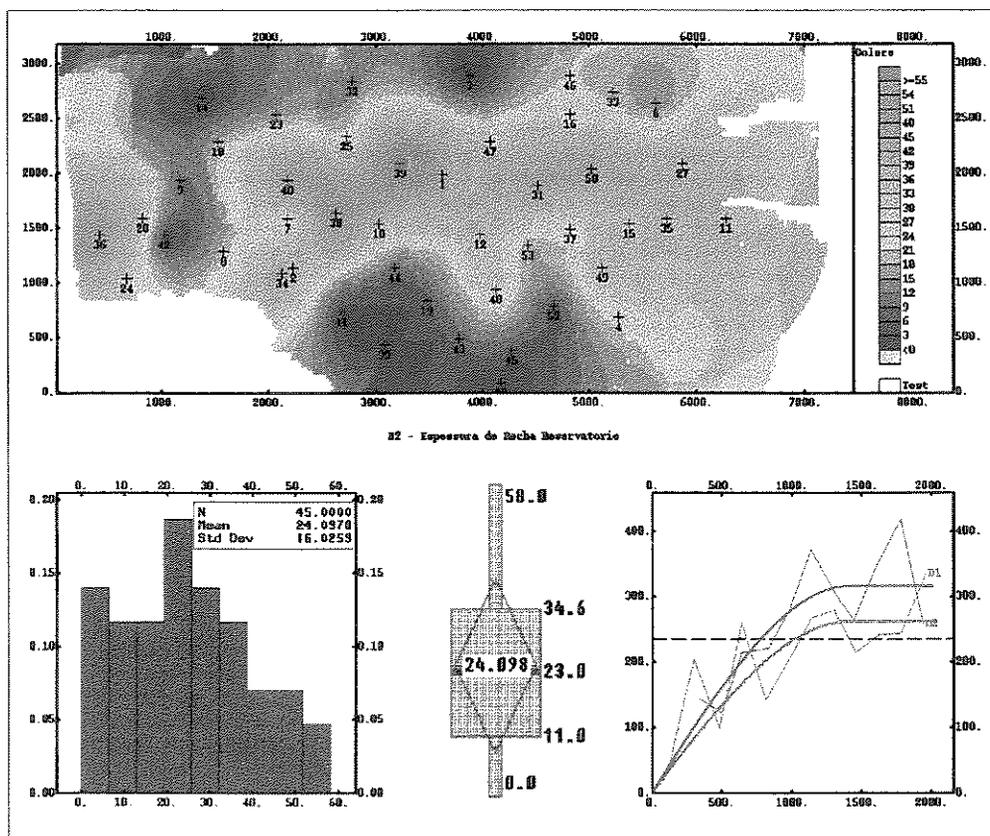


Figura 4.2: Distribuição de Hr no intervalo Z2.

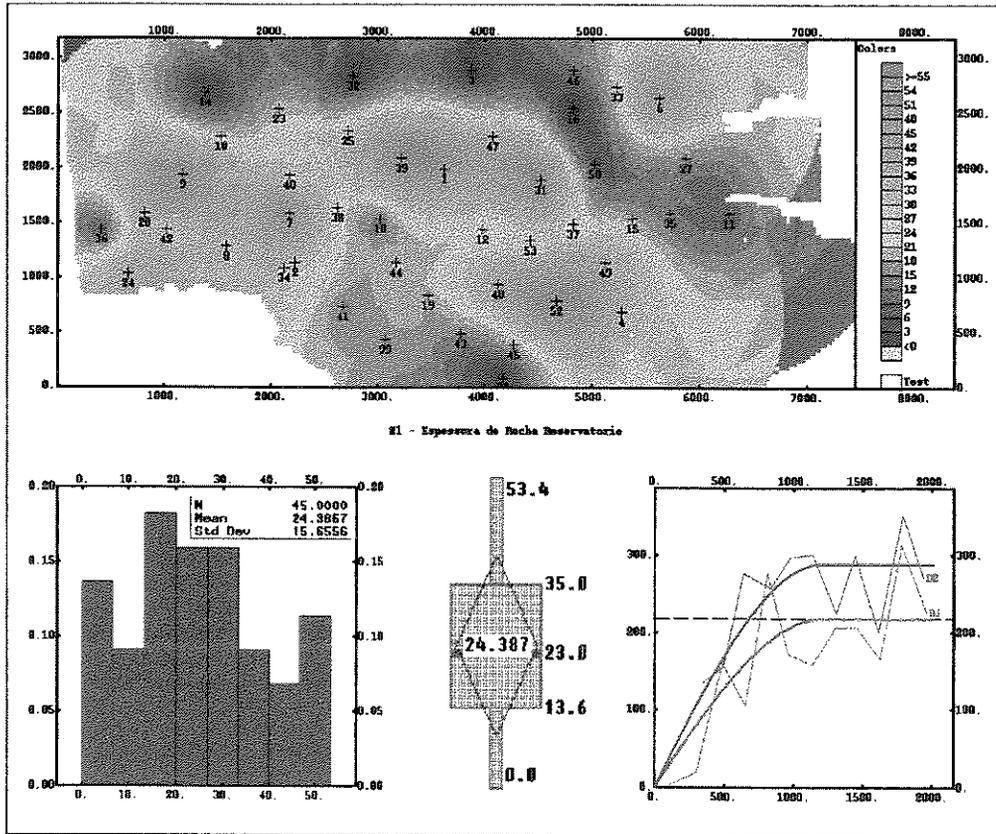


Figura 4.3: Distribuição de Hr no intervalo Z1.

A espessura porosa ($H\phi$) apresenta valores médios de 5,47, 7,76 e 6,22m para os intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente. Sua distribuição espacial é bastante semelhante a distribuição de Hr, exceto por fator de escala, motivo pelo qual não se demorará mais em sua análise. Os mapas krigados, acompanhado do histograma, do *box-plot* e do variograma dos dados dos 45 poços, no mesmo padrão dos apresentados para Hr podem ser observados nos anexos I a III.

Como já comentado, o conjunto de dados disponível apresenta um grande número de poços de forma que a influência, na estimativa das propriedades do reservatório, da introdução de algum atributo sísmico como variável secundária, pode não ser tão evidente como o desejável para a validação da metodologia discutida neste trabalho. Por este motivo foi, então, definido um conjunto de dados com um número mais restrito de poços. Procurando-se simular o estágio inicial de desenvolvimento do campo, foram selecionados os 11 primeiros poços perfurados, cujas estatísticas, para o intervalo Z3 (o único analisado, as justificativas serão apresentadas no Capítulo 5) encontram-se na tabela 4.2. Salienta-se, entretanto, que tal conjunto de dados, na verdade não reflete o real estágio de conhecimento

da companhia sobre o campo neste tempo. É comum a existência de uma carteira de locações com mais de um poço por campo cuja perfuração obedece, também, uma logística operacional.

Tabela 4.2: Medidas estatísticas das totalizações para o conjunto de dados de 11 poços

	Hr (m)	H ϕ (m)
	Z3	Z3
Média	15.82	4.55
Desvio Padrão	11.13	3.33
Mínimo	1.20	0.52
Máximo	34.40	10.16

4.3 Dados Sísmicos

Os dados sísmicos utilizados foram gerados por uma inversão sismoestratigráfica processada por Johann (1997) a partir de um bloco de sísmica 3D com 1326 Km de linhas (121 Km²) adquirido com cela de 25 m na direção *in-line* e 33.43 m na direção *cross-line*, a 4 ms e migrados em tempo por diferenças finitas. No intervalo do reservatório, que possui uma espessura média de 100 ms, a inversão sismoestratigráfica proporcionou uma elevação na banda de frequência sísmica de 10-50 Hz para 10-65 Hz.

A interpretação das três unidades sismoestratigráficas de alta resolução (Z1, Z2 e Z3) concordantes com as três unidades genéticas de alta resolução definidas com base nos poços (Souza Jr.,1997), apresentou, segundo Johann (1997), diferentes graus de dificuldade, tendo sido o topo e a base da unidade basal, Z1, e o topo do reservatório rastreados de forma relativamente fácil, não ocorrendo o mesmo com a base da unidade superior, Z3.

Estes dados estão, ainda, intensamente afetados por reflexões múltiplas tipo *peg-leg*, alinhadas aproximadamente na direção N-S com mergulho para leste, figura 4.4. Este evento sísmico, formado pelo aprisionamento da energia entre o fundo do mar e o topo da seção terciária, certamente dificultou a interpretação, comprometendo a sua acurácia. Outra questão a se considerar é que a soma da energia das múltiplas com a energia proveniente do intervalo do reservatório certamente introduz distorções nos atributos posteriormente extraídos.

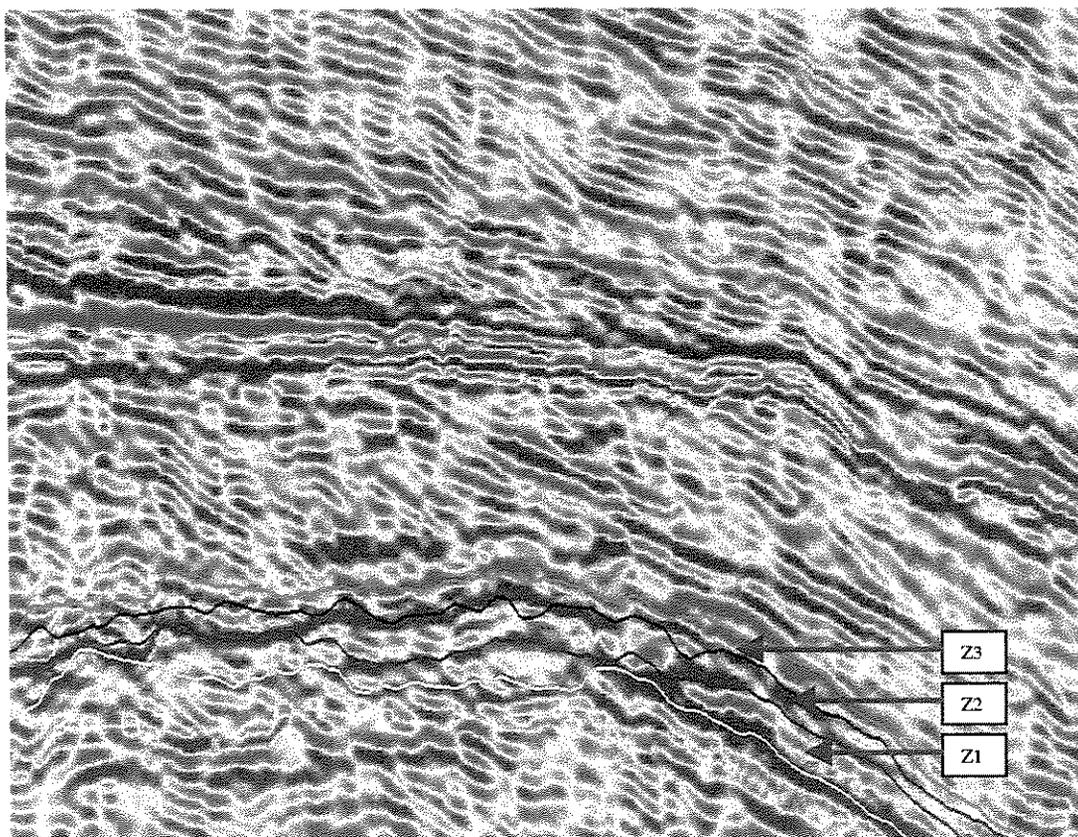


Figura 4.4: Seção sísmica E-W do campo em questão. A base do reservatório está interpretada em amarelo e o topo em verde (seção interpretada por Johann (1997)).

4.4 Os atributos sísmicos

Foi extraído do volume sísmico 3D, para cada intervalo do reservatório, um conjunto de atributos sísmicos⁴ que fisicamente refletisse as variáveis petrofísicas em estudo. Após uma análise preliminar foram selecionados os seguintes atributos sísmicos que melhor correlações apresentaram com as variáveis petrofísicas :

- tempo duplo de trânsito (TDT) no intervalo ,
- impedância acústica (Imp) média do intervalo extraída do volume sísmico 3D em impedância acústica,
- amplitude máxima negativa (AmMin) do intervalo, extraída do volume sísmico 3D em coeficiente de reflexão.

⁴ Os atributos foram extraídos via seiswork da *Landmark*, vide Referências Bibliográficas.

Como se pode notar, abordam-se três atributos sísmicos em três intervalos do reservatório, num total de nove imagens, figura 4.5. As análises que serão desenvolvidas ao longo desta dissertação derivaram, para cada imagem de atributo em cada intervalo do reservatório, outras duas, de tal forma que, ao final terá sido analisado um total de 27 imagens de atributos sísmicos.

Como o número de imagens é elevado e a fim de se facilitar a exposição, a análise dos dados será, neste e nos próximos Capítulos, organizada por atributo, ou seja, será adotada uma leitura por colunas da matriz de atributos vs. intervalos do reservatório, representada pela figura 4.5.

Cabe observar, que em função das diferenças entre o *range* dos atributos em cada intervalo do reservatório, a fim de se preservar a definição das imagens serão apresentadas, foi necessário variar a escala. Entretanto as três imagens de um mesmo atributo em um determinado intervalo(a imagem original e as duas que serão derivadas) sempre estarm na mesma escala.

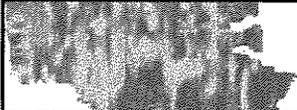
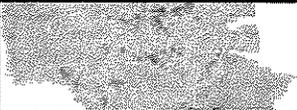
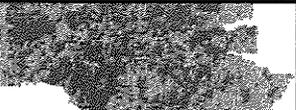
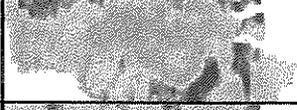
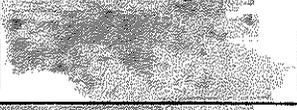
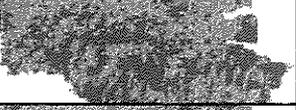
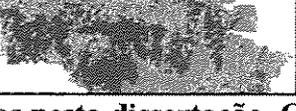
	TDT	Imp	AmMin
Z3			
Z2			
Z1			

Figura 4.5: Imagem dos atributos sísmicos abordados nesta dissertação. Os atributos estão na horizontal e os níveis estratigráficos na vertical.

4.4.1 Tempo Duplo de Trânsito

O tempo duplo de trânsito (TDT) é um atributo que mede o tempo gasto pela energia sísmica no percurso topo-base-topo do horizonte considerado. É função da velocidade de propagação da energia sísmica no meio, sendo que a velocidade é, por sua vez, função do próprio meio e, geralmente, apresenta-se crescente na escala de rochas: arenito - folhelho –

carbonato – sal. Vernick & Nur (1992) mostram que a velocidade de propagação sísmica (ondas compressionais) diminuem com o aumento da porosidade dos arenitos e aumenta com o grau de litificação. Considerando as diferenças de velocidade entre as rochas reservatório e não-reservatório, vide tabela 4.1, espera-se uma correlação positiva do TDT com as variáveis petrofísicas H_r e H_ϕ , haja visto que quanto mais arenosas e mais porosas forem as camadas atravessadas, menor será a velocidade sísmica e conseqüentemente maior o TDT.

Os valores do TDT em um intervalo são muito sensíveis à interpretação dada, uma vez que um pequeno desvio na picagem dos horizontes reflete diretamente no valor medido do atributo. Outro problema para a sua utilização na discriminação de fácies reservatório é que se faz necessário assumir a hipótese em que a espessura de rocha reservatório aumenta de forma concordante com o aumento da espessura do intervalo considerado, ou seja, que exista uma correlação entre a espessura total e a espessura de rocha reservatório.

As imagens deste atributo, bem como seu histograma, *box plot* e variograma experimental encontram-se nas figuras 4.6 a 4.8.

Pode-se observar nas imagens do TDT, principalmente no intervalo Z3, a influência de ruído de direção N-S. Apesar de esperado, esta imagem não consegue refletir o caráter geológico do reservatório, conforme se pode comprovar, comparando-se as imagens das figuras 4.6 e 4.1. Tal ruído, que reflete um viés na picagem dos horizontes provocado pelas reflexões múltiplas, que possuem este alinhamento, diminui de intensidade no intervalo Z2, sendo menos perceptível no intervalo Z1 de tal forma que nestas duas últimas imagens é possível reconhecer o caráter acanalado do reservatório.

O TDT apresenta valores médios de 17,57, 58,46 e 28,08 ms, com desvio padrão de 6,57, 13,77 e 11,67 ms. para os intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente. O histograma do intervalo Z3 é assimétrico com cauda à direita, apresentando uma maior concentração em valores próximos a 12 ms. No intervalo Z2, o histograma apresenta aspecto gaussiano e, no intervalo Z1, trimodal.

Em todos os intervalos, os eixos de anisotropia coincidem com as direções preferencias da imagem (EW, direção D1 e NS, direção D2). O variograma do intervalo Z3 é imbricado e

anisotrópico nos primeiros 500 m, com eixo maior na direção NS. Para os intervalos Z2 e Z1, destacam-se uma anisotropia zonal, reflexo da forma acanalada das imagens, e o comportamento parabólico na origem. Tal comportamento na origem era esperado para o TDT, devido à continuidade naturalmente imposta pela interpretação sísmica, na qual o intérprete liga de forma suave traços sísmicos sucessivos.

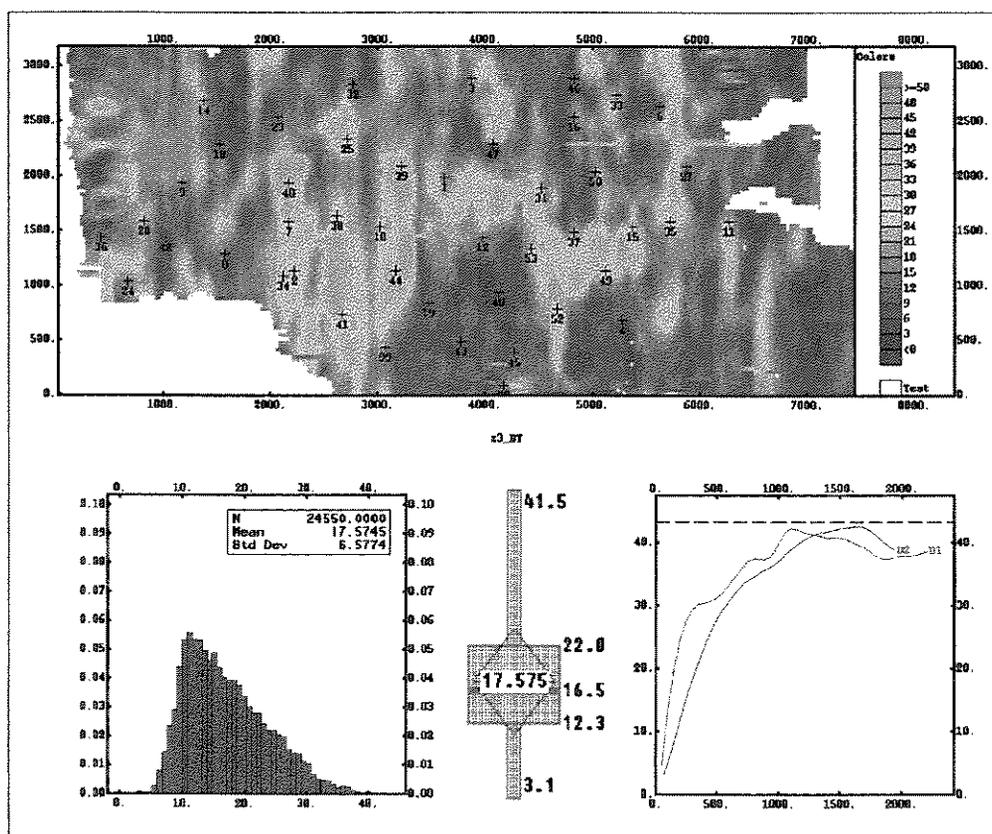


Figura 4.6: Tempo duplo de trânsito no intervalo Z3.

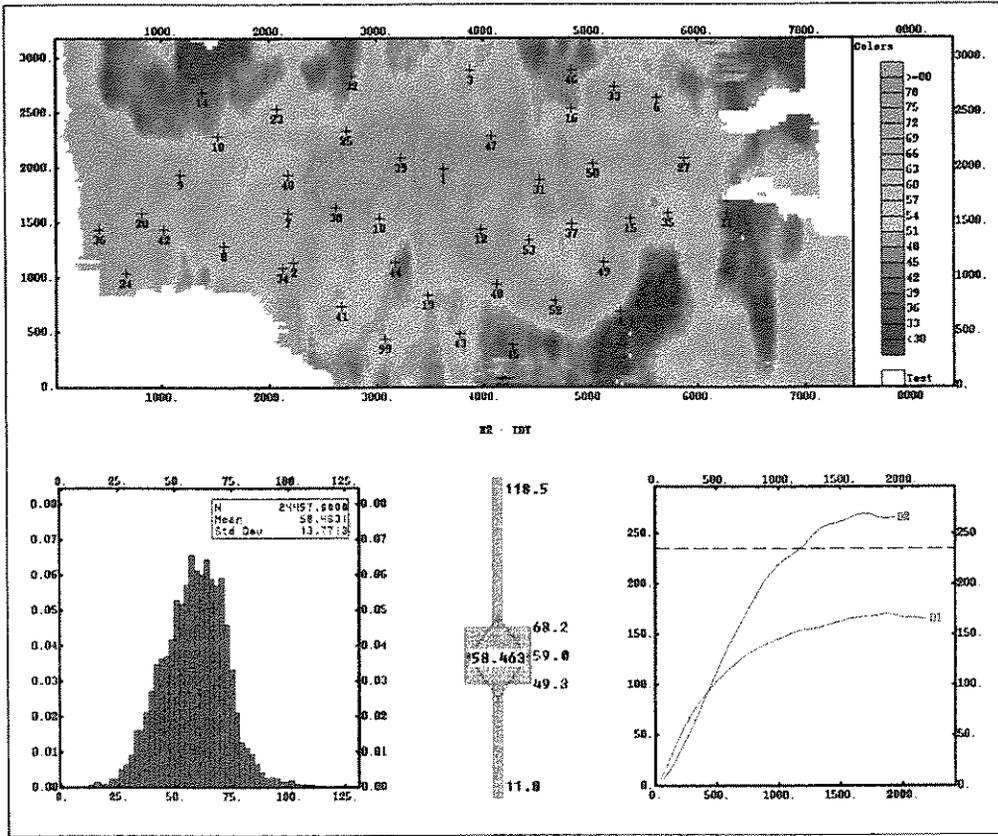


Figura 4.7: TDT no intervalo Z2.

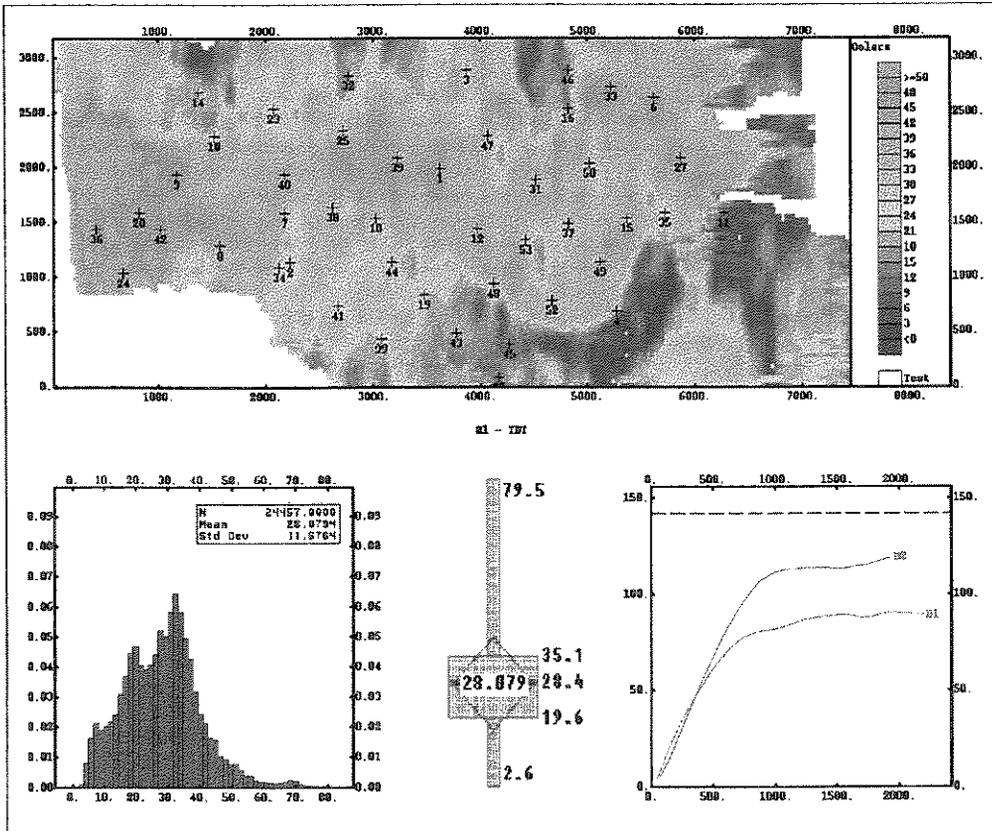


Figura 4.8: TDT no intervalo Z1.

4.4.2 Impedância Acústica média do intervalo

A impedância acústica (produto da densidade pela velocidade) é um atributo obtido de um volume sísmico após inversão sismoestratigráfica. A inversão é um algoritmo que busca incorporar aos dados sísmicos bandas de frequência não amostradas a partir das informações dos perfis sônico e de densidade, obtidos em poço. O algoritmo de inversão busca de forma iterativa, a partir de um modelo de impedância acústica *a priori*, gerado da impedância de poço, a minimização de uma função objetivo composta pelos termos de impedância e pelos termos sísmicos.

Trata-se de um atributo com forte conotação litológica, pois é função da densidade e da velocidade sísmica do meio, podendo-se esperar uma correlação negativa entre este atributo e a espessura de fácies reservatório (H_r) e a espessura porosa H_ϕ . Na tabela 4.1, pode-se observar que a impedância acústica de poço é discriminante de fácies reservatório, com exceção da eletrofície 6.

O atributo Imp, utilizado neste estudo, foi extraído como o valor médio da impedância acústica em cada um dos intervalos do reservatório. Suas imagens, bem como seu histograma, *box plot* e variograma experimental podem ser observados nas figuras 4.9 a 4.11.

Assim como nas imagens de TDT, as imagens da impedância acústica (Imp), refletem mais fielmente o caráter geológico do reservatório nos intervalos Z2 e Z1, sendo possível identificar o traçado do *paleocanyon*. Entretanto, no intervalo Z3, um padrão reticulado mascara a imagem. Em todos os intervalos é visível um ruído alinhado de direção E-W, certamente gerado na interpretação dos dados, que foi executada linha a linha.

A impedância acústica apresenta valores médios de 8116, 8532 e 9395 g/cm³.m/s com desvio padrão de 400, 598, e 1031 g/cm³.m/s para os intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente. O aumento do valor médio da impedância acústica com a profundidade reflete uma diminuição, com a profundidade, na razão H_r/H_n .

O histograma da unidade Z3 é tem aparência gaussiana. No intervalo Z2, é assimétrico, apresentando uma longa cauda em direção a valores mais altos, associada à área externa ao

canal. No intervalo Z1, o histograma é claramente bimodal refletindo o acanalamento do reservatório; os valores mais altos de Imp estão relacionados à borda calcárea do *canyon* e os menores ao preenchimento arenoso.

Da mesma forma que para o TDT, a análise variográfica da Imp mostra um imbricamento claro no intervalo Z3, que se torna mais sutil nos demais. Os variogramas dos três intervalos mostram uma acentuada deriva na direção N-S à grandes distâncias ($h > 2000$ m), que, nos intervalos Z2 e Z1, pode ser associada, juntamente com a anisotropia zonal, com o caráter acanalado do reservatório. A anisotropia geométrica da estrutura de curto alcance está rotacionada de 90 graus, quando comparado com os variogramas do TDT, refletindo o forte impacto do ruído alinhado de direção EW.

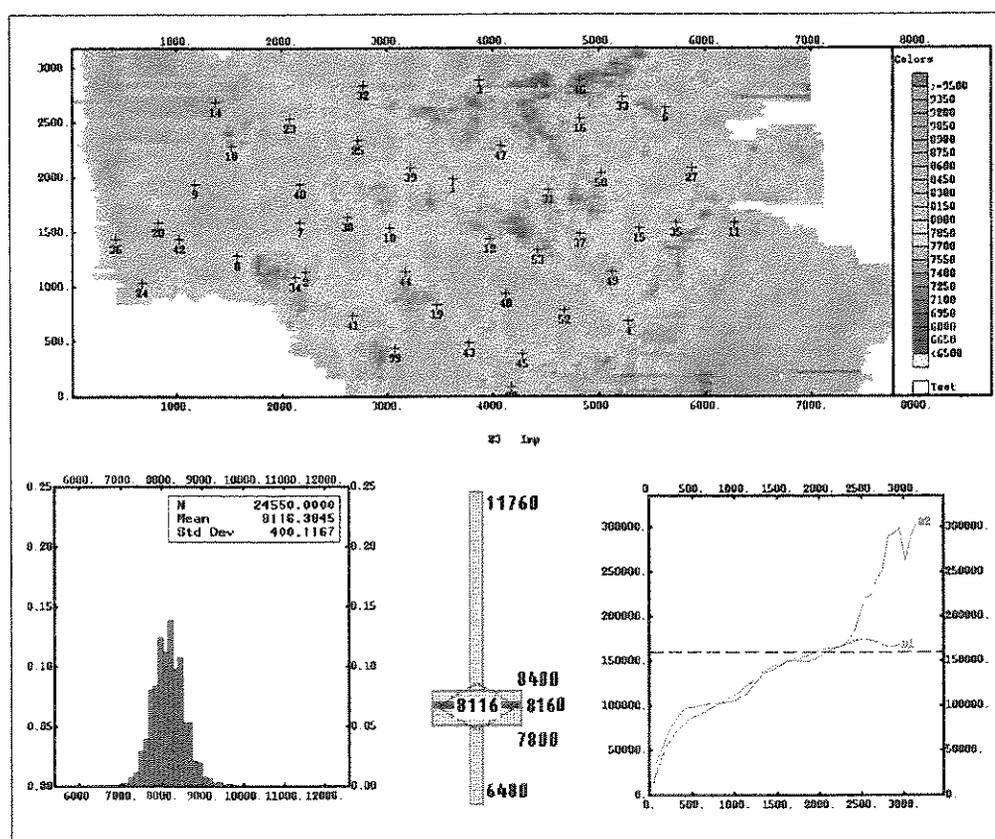


Figura 4.9: Impedância acústica no intervalo Z3.

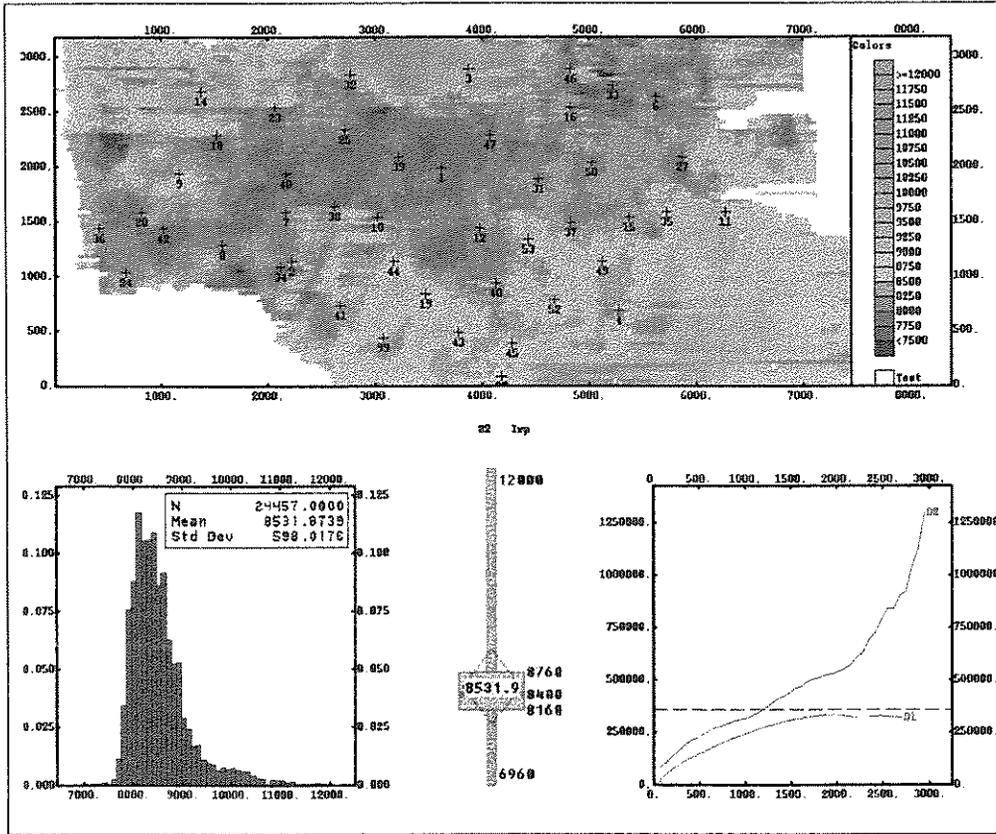


Figura 4.10: Imp no intervalo Z2.

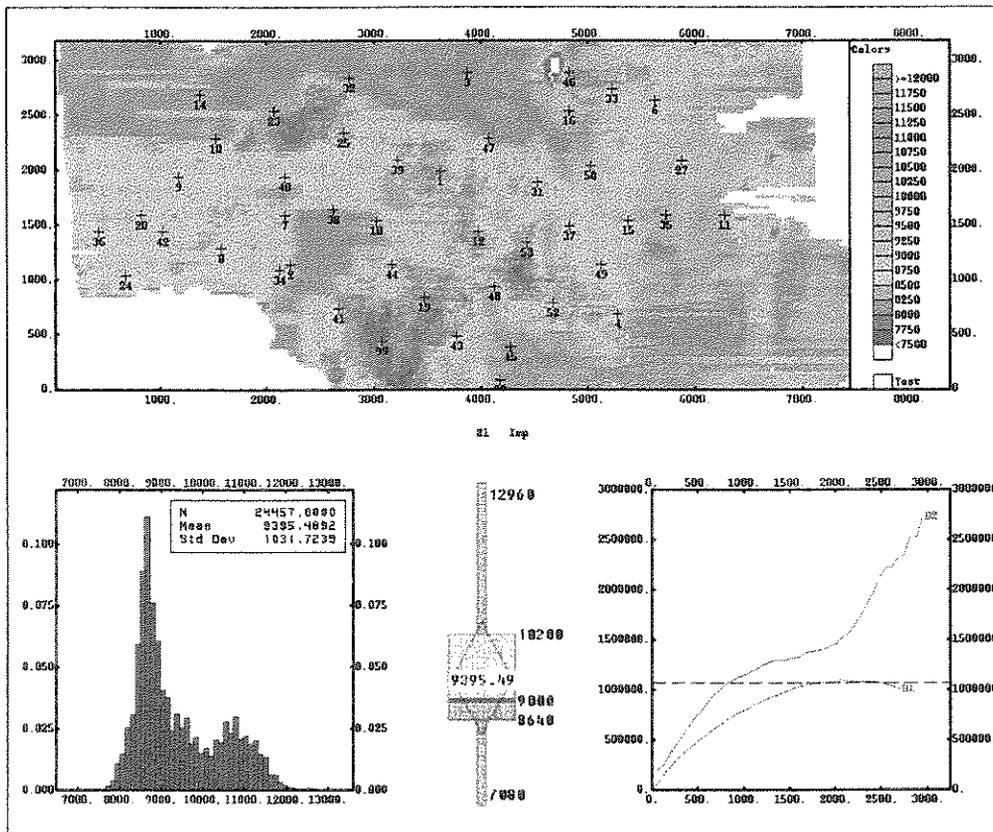


Figura 4.11: Imp no intervalo Z1.

4.4.3 Amplitude Mínima do coeficiente de reflexão

Segundo Sheriff (1975) o coeficiente de reflexão depende da velocidade da onda P, da densidade do meio e da razão de Poisson, variáveis que estão diretamente relacionadas a litologia, porosidade e ao conteúdo de fluidos das rochas em ambas os lados da interface. Para incidência normal, o coeficiente de reflexão é definido como a razão da amplitude da onda refletida em relação a onda incidente e está diretamente relacionado a impedância acústica do meio conforme:

$$Cr = \frac{\textit{Amplitude onda refletida}}{\textit{Amplitude onda incidente}}$$

$$= \frac{\text{Imp}_{\text{Inf}} - \text{Imp}_{\text{Sup}}}{\text{Imp}_{\text{Inf}} + \text{Imp}_{\text{Sup}}} \quad (4.1)$$

O coeficiente de reflexão é positivo quando a impedância acústica da camada superior (Imp_{Sup}), é menor que a impedância acústica da camada inferior (Imp_{Inf}), por exemplo um arenito sobreposto a um calcário, e negativo caso contrário, por exemplo um folhelho sobre um arenito.

Foi extraído para este estudo o valor máximo negativo do coeficiente de reflexão, o qual recebeu a denominação de amplitude mínima (AmMin), nos três intervalos do reservatório, cuja imagens, histogramas, *box plot* e variogramas experimentais podem ser observados nas figuras 4.12 a 4.14.

Não é possível reconhecer nas imagens deste atributo nenhum caráter geológico, exceto no intervalo Z1, onde se pode identificar a morfologia do *paleocanyon*. Todas as imagens estão mascaradas por um forte ruído de aspecto aleatório (pepítico).

A AmMin apresenta valores médios de -97, -87 e -60 com desvio padrão de 41, 50 e 71 para os intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente. Da mesma forma que na impedância acústica, o aumento do valor médio da AmMin pode refletir a diminuição, com a profundidade, na razão rocha reservatório/rocha não-reservatório.

Os histogramas do atributo mostram em todos os três intervalos do reservatório uma alta concentração de valores na classe de -127 , reflexo da conversão dos dados para 8 bits durante seu carregamento na estação de trabalho. Os valores menores⁵ que -127 são artifícios do processo de extração de atributos, gerados pela extrapolação do valor de amplitude entre duas amostras.

A análise variográfica novamente evidencia uma clara estruturação imbricada no intervalo Z3, que não se reproduz com a mesma intensidade nos demais. Em todos os níveis é possível identificar uma discreta anisotropia zonal. O aspecto aleatório (pepítico) da imagem está associado a uma estrutura imbricada de alcance muito curto e alta variância.

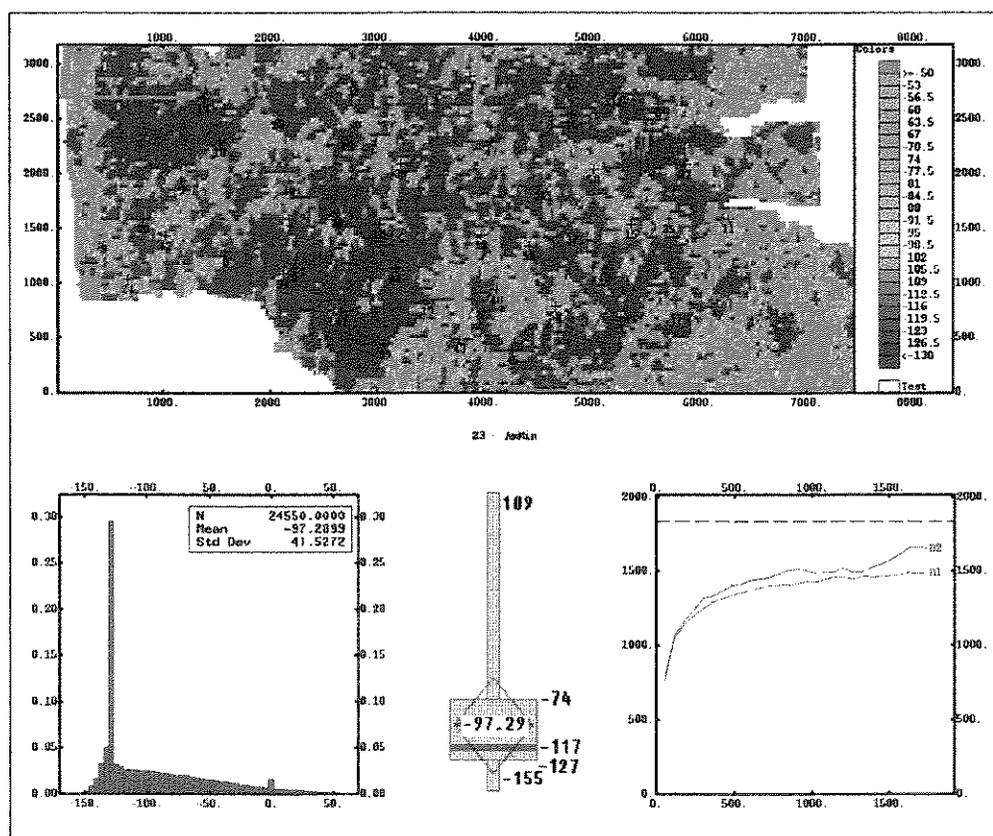


Figura 4.12: Amplitude mínima negativa no intervalo Z3

⁵ Qualquer comparação entre valores numéricos ao longo deste texto será feita com base no conjunto dos números Reais e não em valor absoluto.

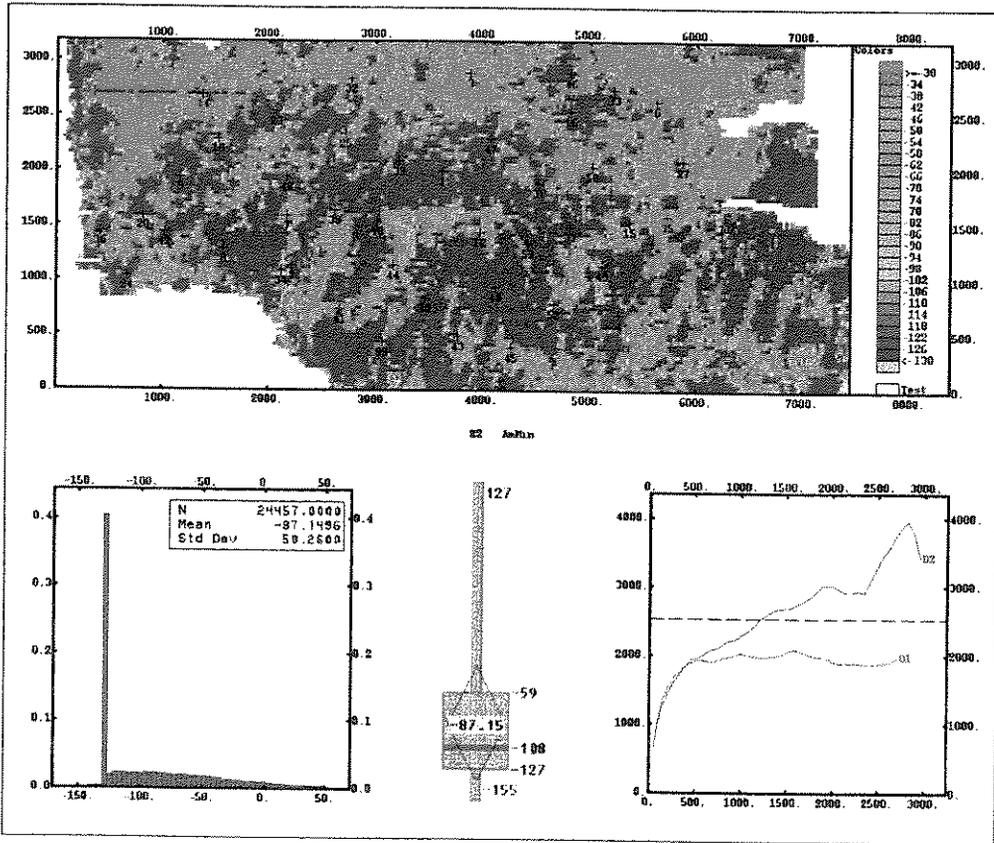


Figura 4.13: AmMin no intervalo Z2.

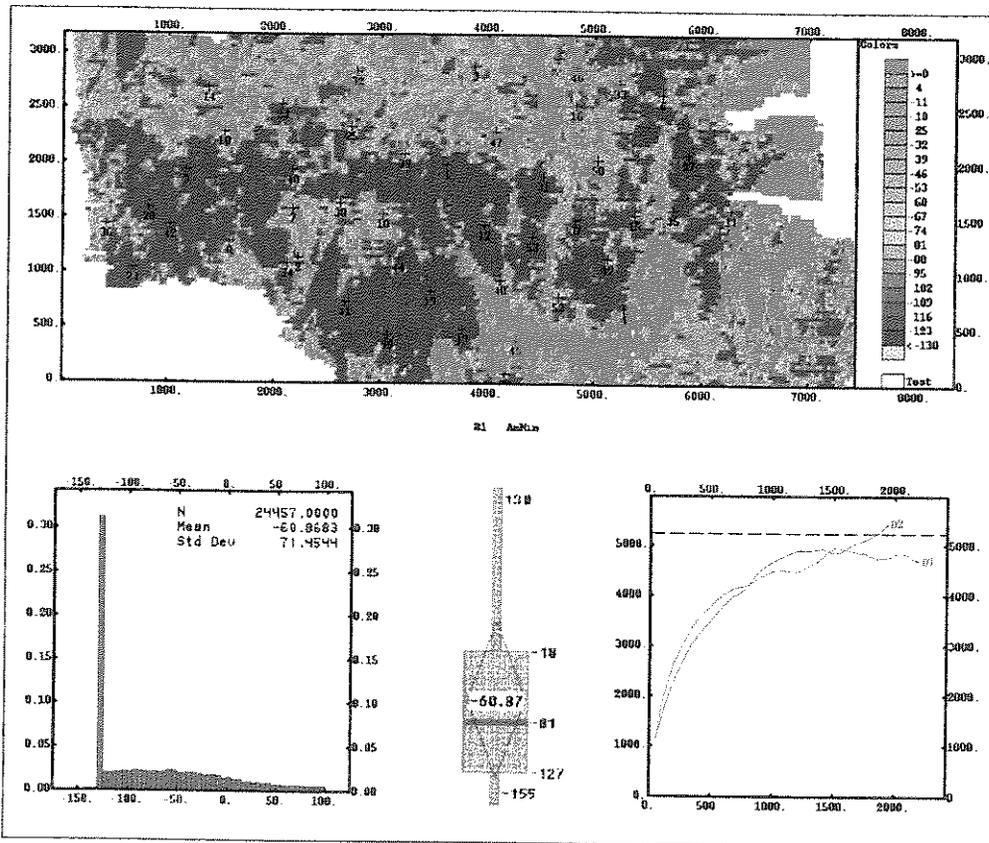


Figura 4.14: AmMin no intervalo Z1

4.4.4 Síntese da análise exploratória dos atributos sísmicos

Os três atributos sísmicos em estudo deveriam refletir, fisicamente, a espessura de rocha reservatório, conforme foi discutido. No intervalo Z1, os três atributos apresentam, de forma geral, o mesmo aspecto fisiográfico, sendo possível identificar o acanalamento do reservatório detectado no mapa derivado dos dados de poços, cf. as figuras 4.3, 4.8, 4.11 e 4.14. De forma um pouco mais sutil, tal relação pode ser também observada no intervalo Z2, principalmente para o TDT e a Imp, cf. as figuras 4.2, 4.7, 4.10 e 4. Já no intervalo Z3, não é possível identificar, nas imagens dos três atributos, nenhum caráter que as correlacione entre si nem com a imagem de espessura de Hr, cf. as figuras 4.1, 4.6, 4.9 e 4.12.

Visivelmente a Imp é o atributo que permite uma melhor delimitação do *paleocanyon* nos intervalos Z1 e Z2. Nas imagens do TDT o *paleocanyon* também pode ser reconhecido mas com menor nível de detalhe devido ao aspecto bastante suavizado desta imagem.

No intervalo Z3, é notável a contaminação da imagem de TDT por um ruído vertical, que diminui de intensidade nos demais intervalos do reservatório. A Imp é bastante afetada por um ruído horizontal em todos os níveis do reservatório, sendo que no intervalo Z3 apresenta-se com um evento de padrão reticulado superimposto. A AmMin, em todos os intervalos do reservatório mostra-se contaminada por um ruído de caráter aleatório (pepítico).

Os variogramas dos três atributos apresentam imbricamentos, que são mais notáveis no intervalo Z3. Os variogramas da Imp e da AmMin reproduzem, nos intervalos Z2 e Z1, em maior ou menor grau, a anisotropia zonal modelada nos dados de poços. Os variogramas do TDT são estacionários e os da Imp e da AmMin apresentam uma deriva na direção NS nos três intervalos do reservatório.

O desvio padrão, de forma geral, em todos os atributos, aumenta com a profundidade refletindo o aumento da complexidade geológica provocada pelo acanalamento do corpo turbidítico em direção à base do reservatório.

Capítulo 5

Filtragem dos Atributos Sísmicos

Foi constatado no Capítulo anterior que as imagens dos três atributos sísmicos encontram-se contaminadas por ruídos e, contrariamente ao que se poderia esperar, principalmente no intervalo Z3, não salientam o caráter geológico dos intervalos. Seus variogramas apresentam imbricamentos, demonstrando que tais imagens são formadas pela superposição de fenômenos regionais. Avalia-se, neste Capítulo a atuação da KF na remoção de ruídos e otimização de imagens. Na sua implementação foi utilizado o *software Isatis*⁶.

5.1 Ajuste e interpretação dos modelos de regionalização

Nesta etapa busca-se ajustar aos variogramas experimentais modelos variográficos que contemplem os imbricamentos identificados. De forma geral, foram ajustadas duas estruturas imbricadas, uma de curto alcance, γ_{Curto} e outra de longo alcance, γ_{Longo} , de tal forma que o modelo de regionalização dos fenômenos seja descrito por:

$$\gamma(\mathbf{h}) = \gamma_{\text{Curto}}(\mathbf{h}) + \gamma_{\text{Longo}}(\mathbf{h}) \quad (5.1)$$

Observe que cada uma das estruturas imbricadas do modelo de regionalização descrito acima podem ser também imbricada, por exemplo, a estrutura de longo alcance do TDT no intervalo Z2 é formada pela soma de dois modelos cúbicos de forma que se consiga modelar a sua anisotropia zonal. Para uma melhor visualização, os componentes ditos de curto alcance estarão gravados em azul na descrição de cada um dos variogramas ajustados.

⁶ Veja Referências Bibliográficas.

Os variogramas do TDT foram ajustados, nos três intervalos, com um modelo imbricado composto por duas estruturas estacionárias, uma de curto alcance e outra de longo, sendo que nos intervalos Z2 e Z1 foi modelada, ainda, uma terceira estrutura a fim de se ajustar a anisotropia zonal apresentada pelos dados, tudo conforme relação a seguir:

$$Z3 \quad 40,46(0,57\text{Esf}_{250;650} + 0,43\text{Cúbico}_{1500;1700}).$$

$$Z2 \quad 248,5(0,26\text{Esf}_{500;750} + 0,39\text{Cúbico}_{1700} + 0,35\text{Cúbico}_{\infty;1700})$$

$$Z1 \quad 117,56(0,29\text{Esf}_{400;600} + 0,48\text{Cúbico}_{1600} + 0,35\text{Cúbico}_{\infty;1600})$$

Conforme já relatado no Capítulo anterior, o imbricamento bem como a anisotropia geométrica próxima à origem estão mais evidentes no intervalo Z3.

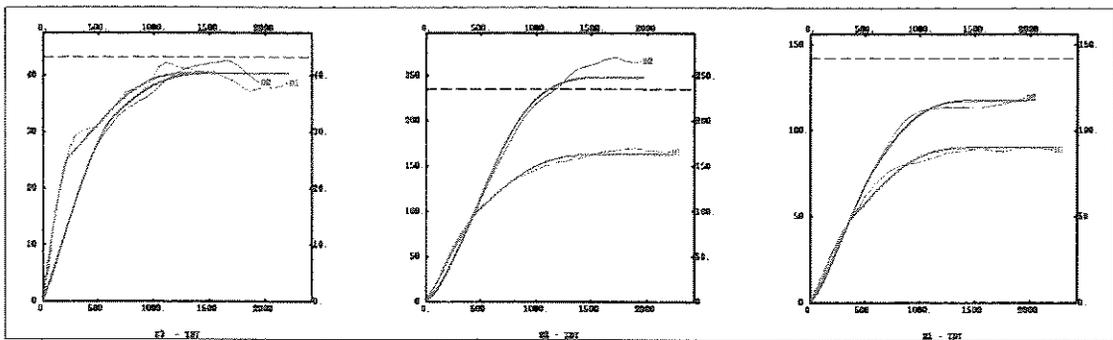


Figura 5.1: Variogramas ajustados para o TDT, nos intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente.

Os variogramas da Imp foram ajustados conforme relação a seguir:

$$Z3 \quad 173000(0,50\text{Exp}_{880;550} + 0,50\text{Linear}_{2500})$$

$$Z2 \quad 391203(0,18\text{Esf}_{600;290} + 0,64\text{Esf}_{2000;1500} + 0,18\text{Esf}_{\infty;2000})$$

$$Z1 \quad 1319267(0,16\text{Esf}_{710;430} + 0,65\text{Esf}_{2000;1500} + 0,19\text{Esf}_{\infty;2000})$$

No intervalo Z3, foi possível modelar razoavelmente a deriva através do ajuste de um modelo linear. Nos demais intervalos, isto não foi possível, tendo-se optado por modelá-los com estruturas estacionárias. As consequências da não inclusão da deriva no modelo variográfico serão discutidas nos próximos itens deste Capítulo.

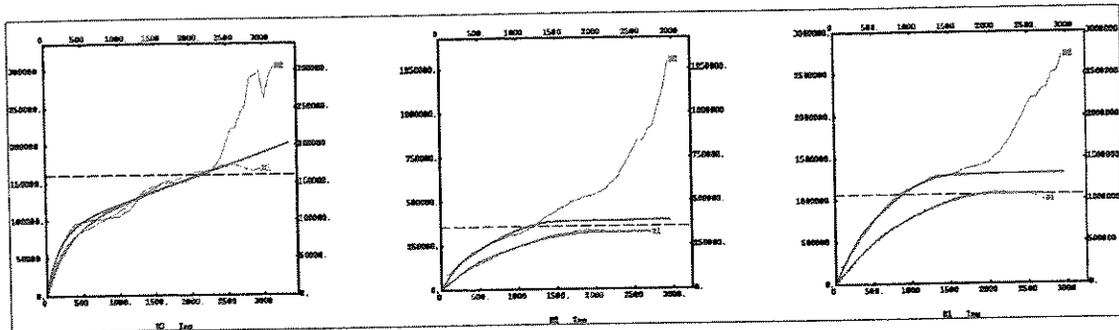


Figura 5.2: Variogramas ajustados para a Imp, nos intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente

Ao contrário dos demais atributos, na modelagem da AmMin foram ajustadas duas estruturas imbricadas de curto alcance nos intervalos Z3 e Z1, sendo que a primeira tem um alcance muito curto (100 m) e alta variância, sendo a responsável pelo aspecto pepítico da imagem.

Foram ajustados os seguinte modelos de regionalização:

$$Z3 \quad 1594(0,45\text{Esf}_{100} + 0,37\text{Exp}_{450;500} + 0,18\text{Linear}_{2500;1500})$$

$$Z2 \quad 2718(0,49\text{Exp}_{250} + 0,26\text{Exp}_{1200} + 0,25\text{Linear}_{\infty;1700})$$

$$Z1 \quad 5007(0,09\text{Exp}_{100} + 0,54\text{Exp}_{500} + 0,34\text{Esf}_{1700} + 0,03\text{Esf}_{\infty;1700})$$

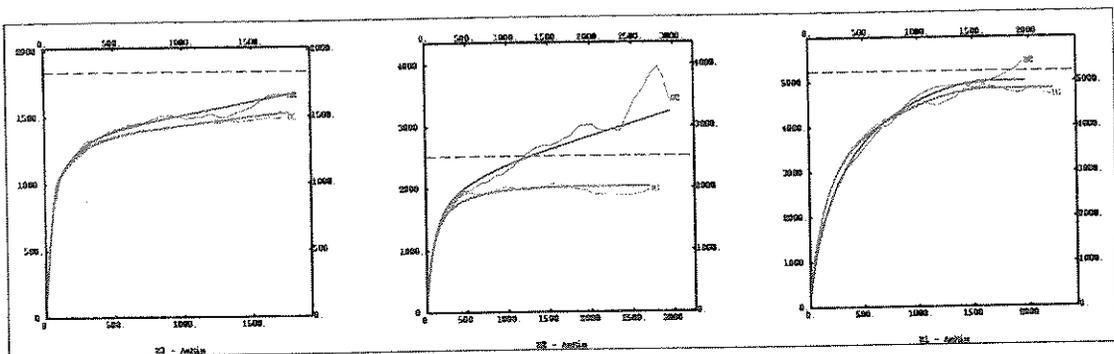


Figura 5.3: Variogramas ajustados para a AmMin, nos intervalos Z3, Z2 e Z1, respectivamente

Pode-se observar nos modelos ajustados que a contribuição da estrutura de curto alcance na variância total dos dados diminui com a profundidade, em conformidade com a constatação já relatada de que a influência das múltiplas, em seção sísmica, é maior no intervalo Z3. Por outro lado, as estruturas de longo alcance apresentam *range* da mesma ordem que os verificados na variografia das variáveis de poço. Tais constatações permitem

que se relacione as estruturas de longo alcance com a distribuição de H_r e H_ϕ e as estruturas de curto alcance com o ruído que contamina as imagens, em sua maior parte gerado, possivelmente, pelas reflexões múltiplas

Pode-se, então, representar cada uma das imagens dos atributos sísmicos em questão pela expressão:

$$Z(x,y) = Y_{\text{Ruído}}(x,y) + Y_{\text{Sinal}}(x,y) + m(x,y), \quad (5.2)$$

na qual, a média local ou a deriva do sinal é representada por $m(x,y)$, o componente sinal (Y_{Sinal}) está associado ao modelo variográfico de longo alcance $\gamma_2(h)$, e o componente ruído ($Y_{\text{Ruído}}$) ao modelo variográfico de curto alcance $\gamma_1(h)$, de tal forma que se pode definir uma razão sinal/ruído (SN)⁷ como a relação:

$$SN = \frac{\gamma_2}{\gamma_1} \quad (5.3)$$

Considerando a existência de anisotropia zonal, a razão SN apresenta valores diferentes em cada direção. Na tabela 5.1, pode-se observar que a razão sinal/ruído aumenta com a profundidade.

Tabela 5.1 : Razão sinal/ruído calculadas usando equação 5.3

	TDT		Imp		AmMin	
	NS	EW	NS	EW	NS	EW
Z3	0,75	0,75	1	1	0,22	0,22
Z2	1,5	2,85	3,56	4,56	0,53	1,04
Z1	1,66	2,86	4,06	5,25	0,54	0,59

⁷ A rigor, em geoestatística o termo ruído se refere apenas ao efeito pepita. No jargão da geofísica, o termo ruído é empregado para descrever qualquer sinal aditivo que contamine os dados, classificando-se em ruído branco e ruído coerente.

5.2 Definição da vizinhança

Galli et alli (1984) discutem a influência do tamanho da vizinhança nas estimativas dos componentes por Krigagem Fatorial e concluem, com base em um estudo de caso com dois componentes, que a estimativa de todos os componentes é afetada pelo tamanho da vizinhança, entretanto a média é o componente mais sensível. Para se estimar o componente de longo alcance é desejável que a vizinhança tenha um raio coerente com o seu alcance.

O *software Isatis* disponibiliza um índice estatístico, denominado “Razão Sinal/Ruído”(S) após filtragem, cuja maximização determina o tamanho ótimo da vizinhança. Tal índice é definido como:

$$S = \frac{C'(0)}{\text{Var}(Z - Z^*)} \quad (5.3)$$

onde $C'(0)$ é a parte da covariância na origem da imagem original que não inclui o efeito pepita e o denominador é a variância de estimativa ou variância de krigagem.

Para as imagens em estudo foram realizados alguns testes e definida uma vizinhança tipo imagem (veja os manuais do *Isatis*) com 33 pontos na direção EW e 24 na direção NS, com um *skip* de 5. O algoritmo do *software Isatis* administra a razão de *skip* de tal forma que a densidade dos dados seja alta, próximo ao ponto a ser estimado, e se torne mais esparsa com o aumento da distância.

5.3 Implementação da Filtragem

A filtragem foi implementada em duas etapas, primeiro estimava-se, por KF o componente de curto alcance (ruído) $\gamma_1(h)$, para depois subtrai-lo da imagem. Tal algoritmo, apesar de apresentar duas etapas, tem a vantagem de ser computacionalmente mais rápido do que a filtragem por KF do ruído, pois necessita de uma vizinhança menor ao aproveitar a característica de menor dependência da vizinhança do componente mais curto.

5.3.1 Filtragem do TDT

As imagens do tempo duplo de trânsito com seus respectivos histogramas, *box plot* e variogramas, de cada um dos três intervalos, obtidas após filtragem por KF, podem ser observadas nas figuras 5.4 a 5.6. A imagem do intervalo Z3 foi bastante modificada, o ruído de direção N-S removido, sugerindo, agora, a existência de um corpo acanalado que entra pela face sul do reservatório (altos valores de TDT, cores frias) em concordância com o mapa de dados de poços, figura 4.1. As alterações das imagens dos demais intervalos não tem este caráter marcante, o que é plenamente justificado pela menor variância relativa da estrutura de curto alcance que foi removida. Entretanto pode-se notar que o ruído de direção N-S foi removido.

A filtragem do atributo manteve a sua média e reduziu sua variância. É notável a modificação sofrida pelo histograma do intervalo Z3, que se tornou bimodal, sendo que a menor moda é espacialmente representativa da parte externa do canal e a maior moda, da parte interna. O intervalo interquartil (25 - 75), bem como os limites extremos da variável, foram significativamente reduzidos no intervalo Z3, os demais intervalos do reservatório foram menos afetados.

Os variogramas experimentais dos atributos nos três intervalos apresentam aspecto parabólico na origem e efeito buraco na direção vertical (NS). O aspecto parabólico na origem reflete o modelo de correionalização da estrutura de maior alcance que foi ajustado como cúbico e a atenuação típica de qualquer método de filtragem. O efeito buraco reflete o fato de que as extremidades N e S da imagem possuem características semelhantes.

As imagens assim como os dados estatísticos do componente de curto alcance podem ser observados no anexo IV a VI.

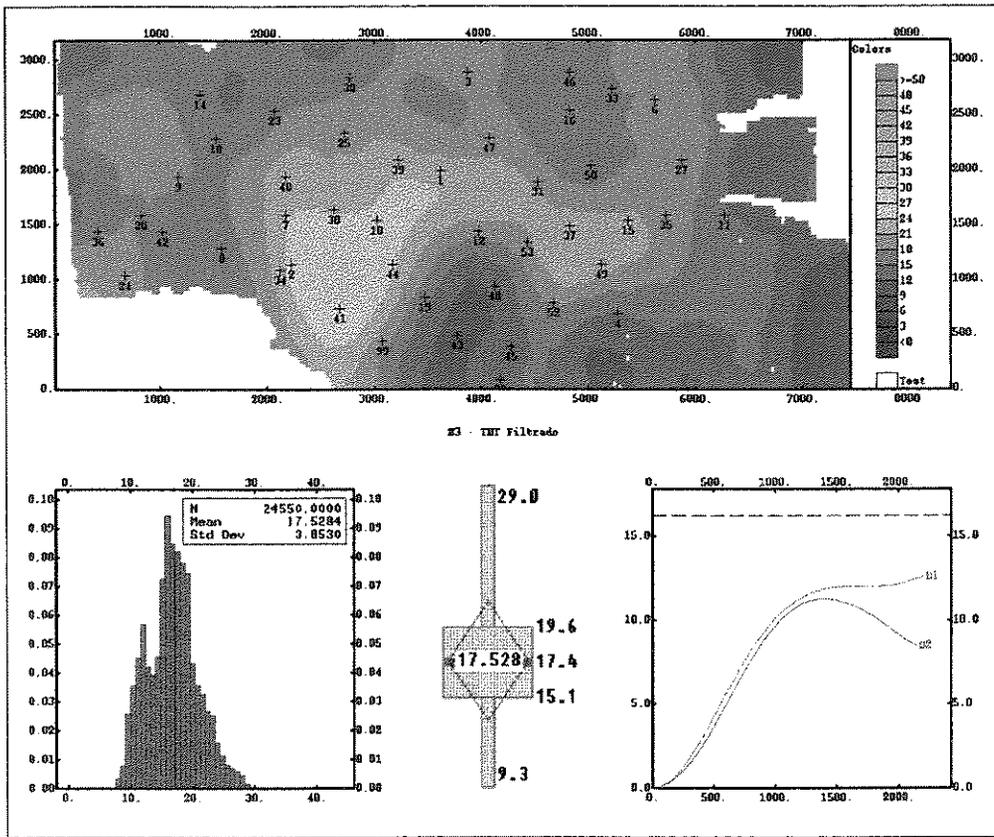


Figura 5.4: TDT no intervalo Z3 após filtragem por KF

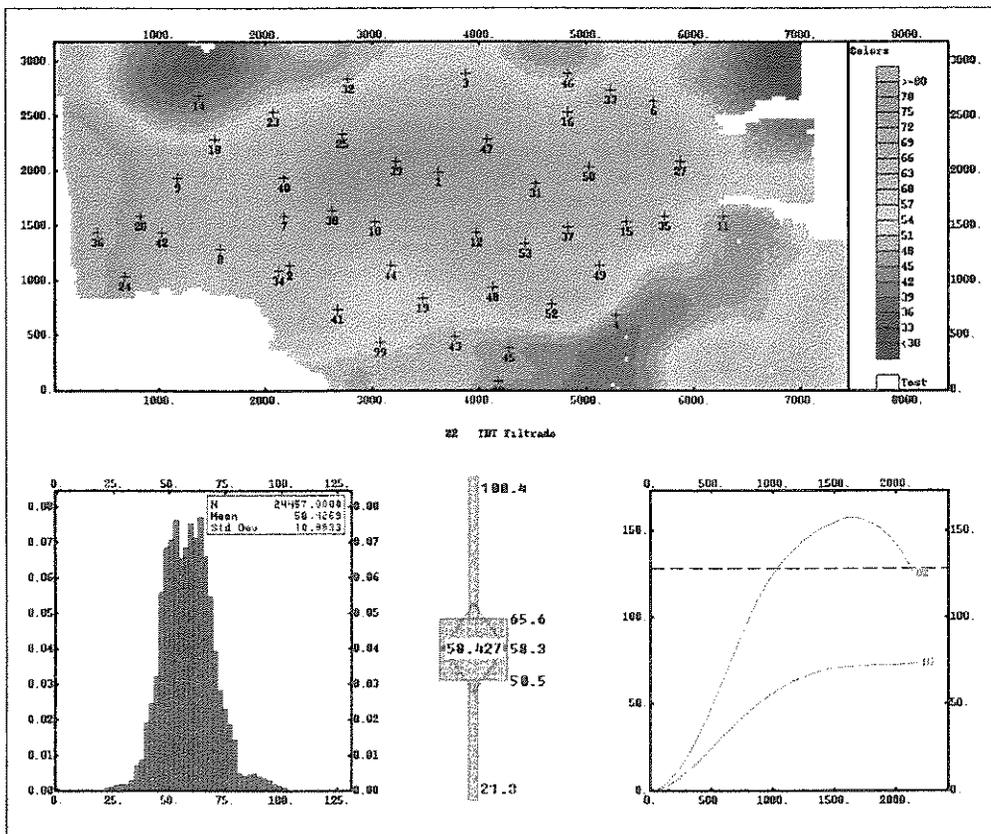


Figura 5.5: TDT no intervalo Z2 após filtragem por KF

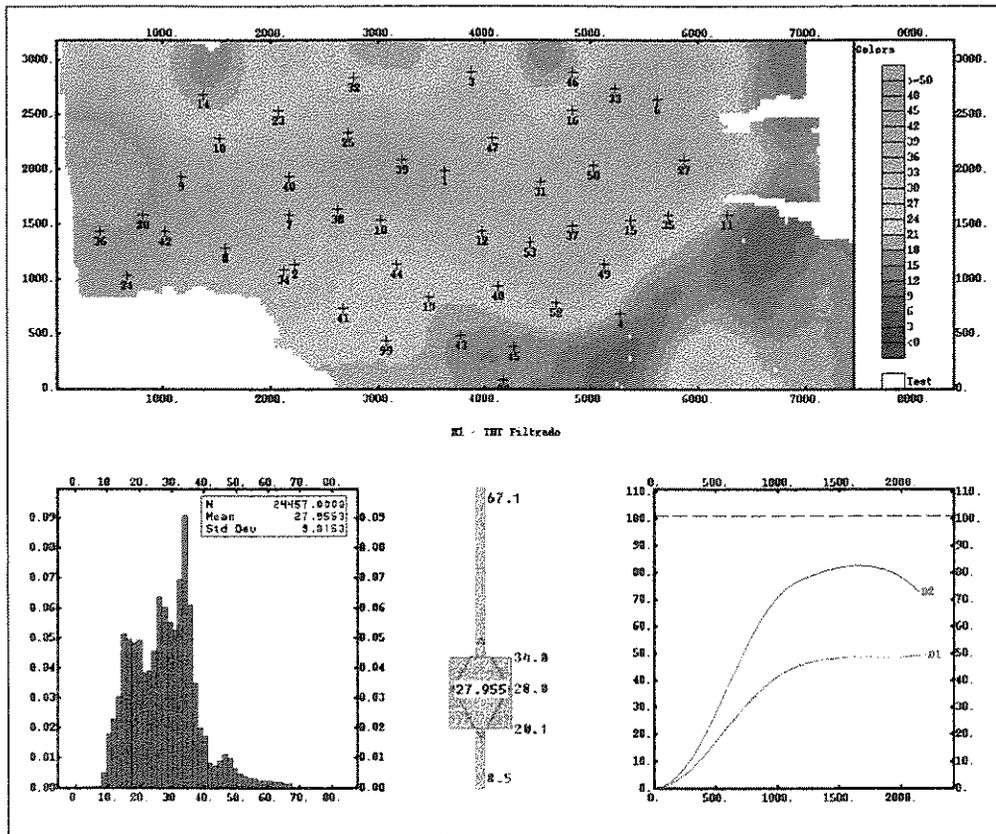


Figura 5.6: TDT no intervalo Z1 após filtragem por KF

5.3.2 Filtragem da impedância acústica média do intervalo (Imp).

As imagens da impedância acústica média do intervalo, Imp, obtidas após filtragem por KF, com seus respectivos histogramas, *box plot* e variogramas, de cada um dos três intervalos, podem ser observadas nas figuras 5.7 a 5.9.

Da mesma forma que na filtragem do TDT, e pelas mesmas razões, os efeitos da KF foram mais notáveis no intervalo superior do reservatório (Z3), onde o caráter reticulado da imagem foi retirado tornando-se possível delimitar uma área de baixa impedância acústica que apresenta alguma semelhança com a imagem do TDT filtrado, figura 5.4, e com o mapa de espessura de Hr do intervalo, figura 4.1. Nos intervalos Z2 e Z1, os maiores ganhos são provenientes da atenuação do ruído de alinhamento E-W (viés de interpretação).

A média foi mantida e a variância reduzida, mais fortemente nos intervalos Z3 e Z2, conforme se pode notar pela análise dos *box plots*. O intervalo interquartil (Q25 – Q75), apesar de ter sido reduzido em valores absolutos, mostra que as variáveis filtradas reduziram a

dispersão, concentrando-se entre os mesmos quartis. Os histogramas também refletem este fato através da sensível redução das caudas das distribuições.

No histograma do intervalo Z3, nota-se uma forte redução na variância do atributo. A bimodalidade no histograma da Imp no intervalo Z1, figura 4.11, foi bastante descaracterizada pela filtragem, figura 5.9, sugerindo que o pequeno ganho na definição da imagem, propiciado pela remoção dos ruídos horizontais, neste intervalo, possa não ser suficiente para justificar a sua filtragem.

O variograma do intervalo Z3 apresenta um acentuado comportamento parabólico na origem, refletindo a atenuação típica dos métodos de filtragem.

Conforme visto no item 5.1, os variogramas da Imp apresentavam uma forte deriva que não foi completamente modelada, entretanto, na filtragem por KF implementada, remove-se apenas o componente de menor alcance, $Y_{\text{Ruído}}$ da 5.2, de tal forma que a deriva, representada pelo componente da média local, $m(x,y)$, seja mantida após a filtragem. Tal fato é constatado nos variogramas da Imp filtrada que reproduzem o componente de longo alcance, inclusive a deriva.

As imagens assim como os dados estatísticos do componente de curto alcance podem ser observados nos anexos VII a IX.

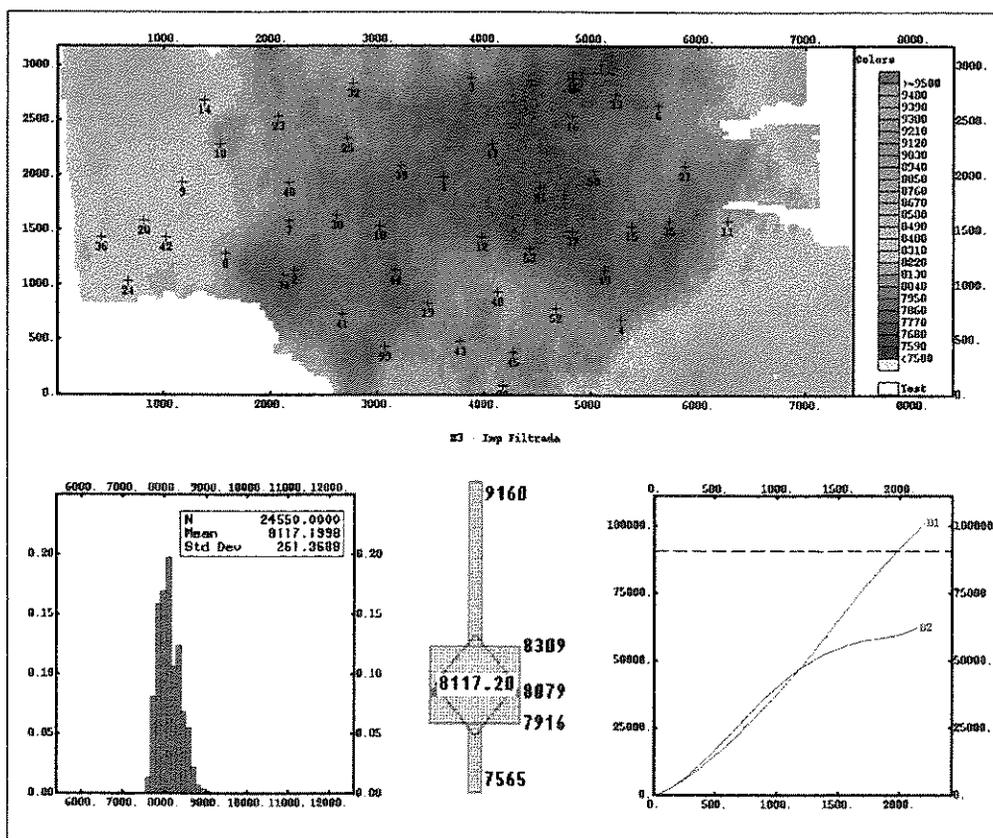


Figura 5.7: Imp no intervalo Z3 após filtragem por KF.

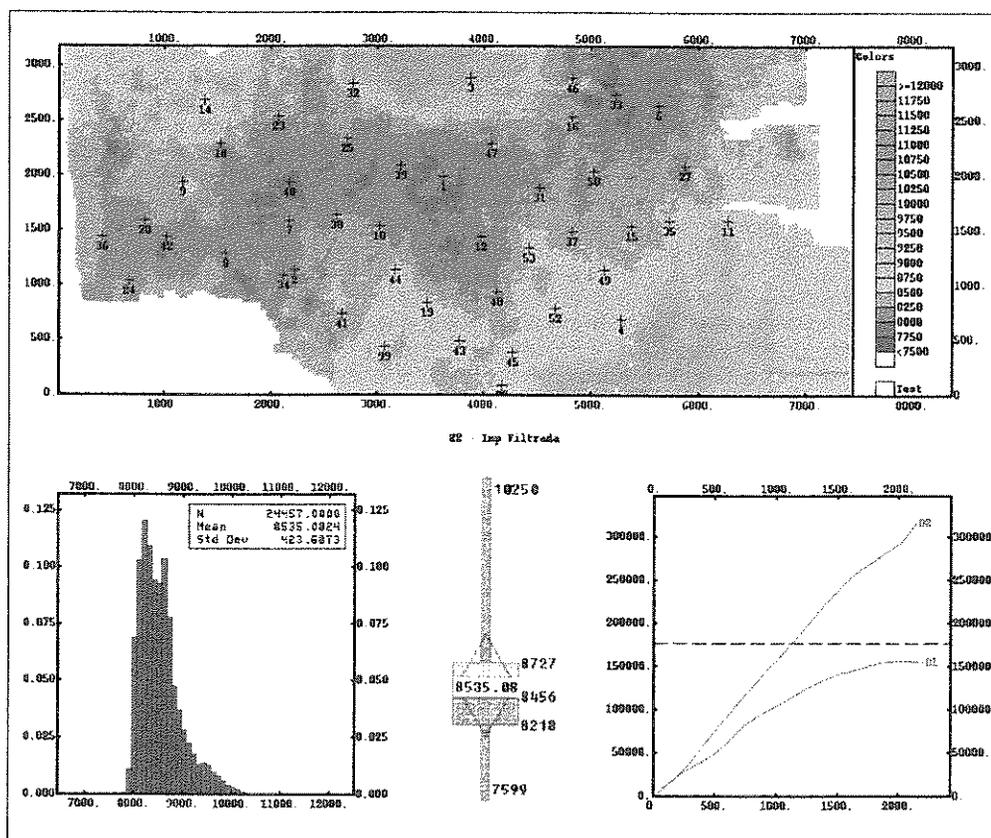


Figura 5.8: Imp no intervalo Z2 após filtragem por KF.

Os variogramas do componente de longo alcance são razoavelmente reproduzidos após a filtragem. O efeito da atenuação do filtro é mais ressaltado nos intervalos Z3 e Z2, cujos variogramas adquirem um bem marcado caráter parabólico na origem. A anisotropia zonal do intervalo Z1, reflexo do acanalamento do reservatório, é ressaltada.

As imagens assim como os dados estatísticos do componente de curto alcance podem ser observados nos anexos X a XII.

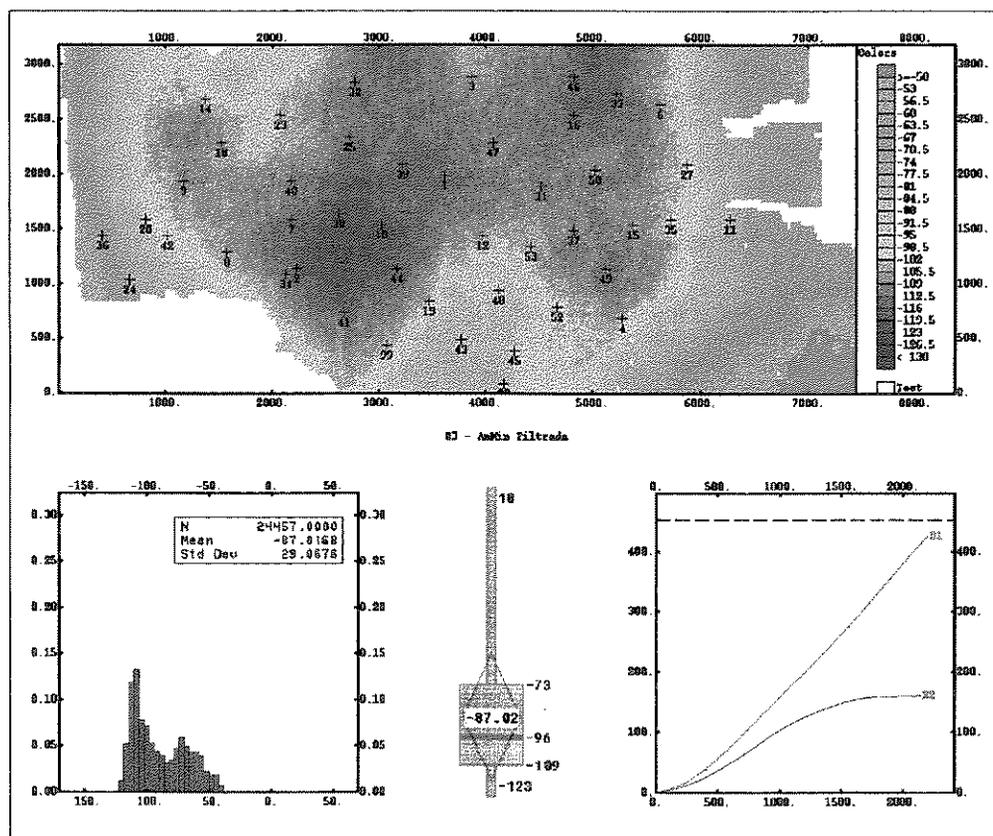


Figura 5.10 : AmMin no intervalo Z3 após filtragem por KF

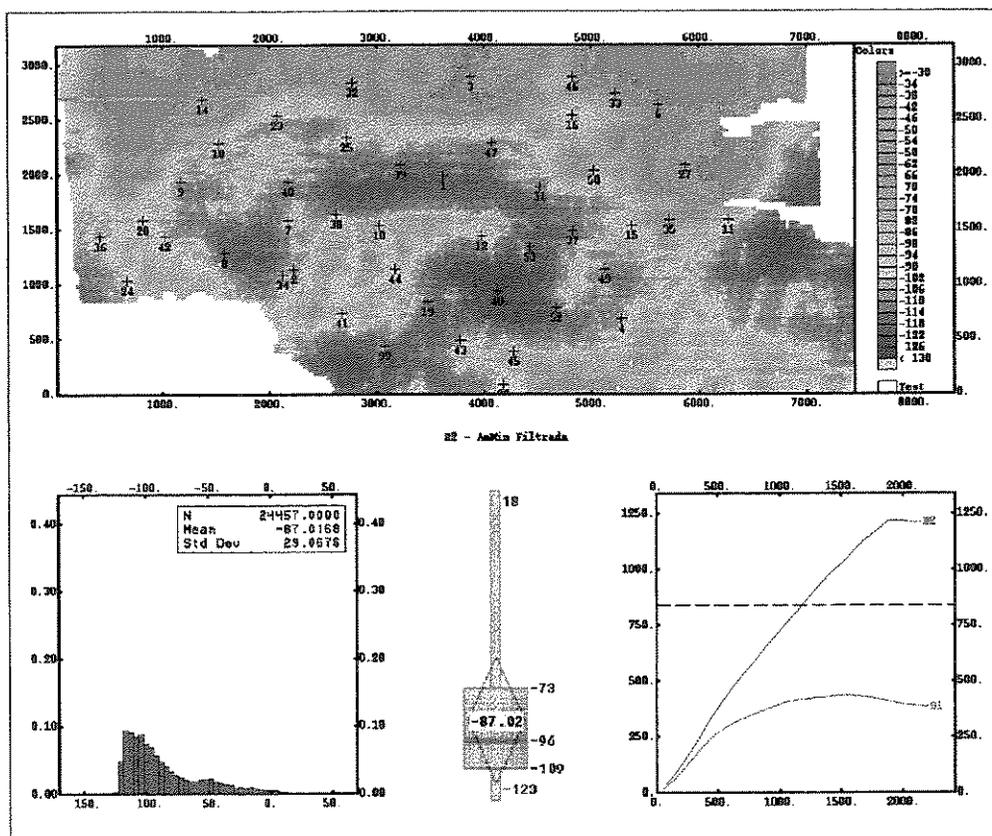


Figura 5.11: AmMin no intervalo Z2 após filtragem por KF

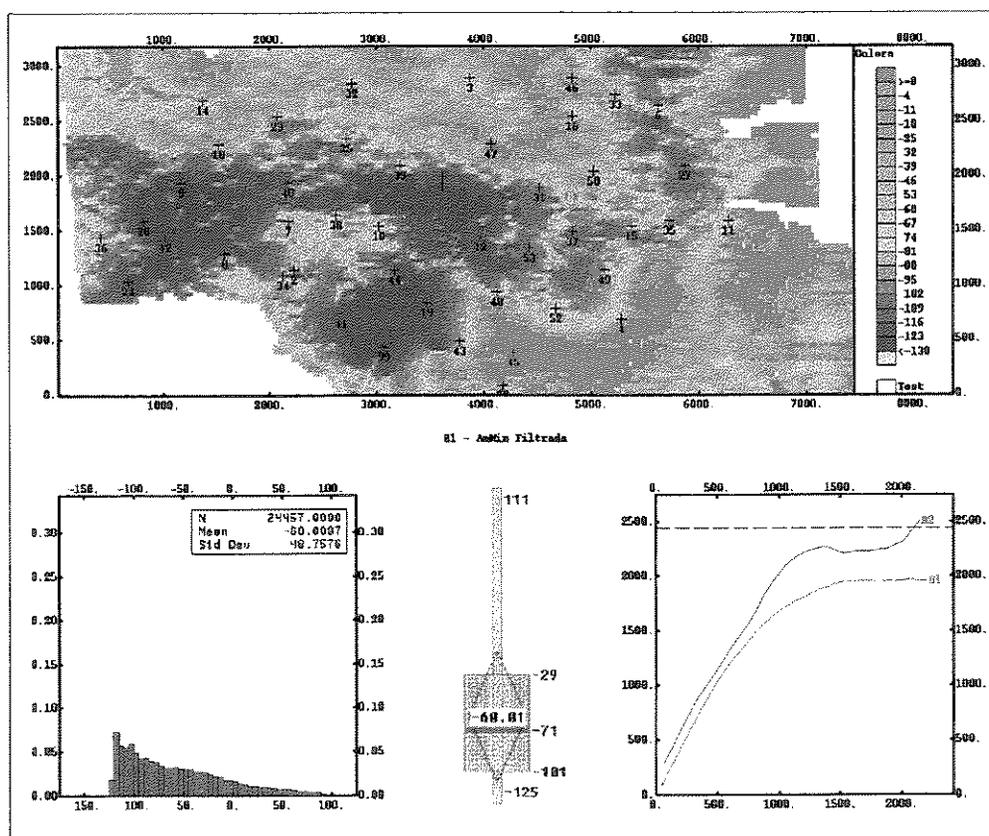


Figura 5.12: AmMin no intervalo Z1 após filtragem por KF

5.3.4 Análise comparativa das imagens filtradas.

De forma geral, a filtragem por KF das imagens dos atributos sísmicos estudados causa, como em todo filtro, a perda das altas frequências, suavizando-as. Por outro lado, as imagens ganham em definição e significado geológico, tornando-se possível identificar características morfológicas do reservatório antes mascaradas pelos ruídos. Tal afirmação é especialmente bem ilustrada comparando-se o mapa de Hr no intervalo Z3 (figura 4.1) com as imagens do TDT pré (figura 4.6) e pós-filtragem por KF (figura 5.4).

As imagens do intervalo Z1, ao contrário do ocorrido no intervalo Z3, foram menos modificadas pela filtragem, principalmente as imagens da Imp. Neste intervalo o efeito mais notável da filtragem é a atenuação do ruído alinhado E-W, não existindo nenhuma modificação significativa nos aspectos morfológicos das imagens. O fato da filtragem apresentar maior impacto no intervalo Z3 (intervalo superior do reservatório) é explicado pela sua menor relação sinal/ruído, relação esta que cresce com a profundidade, veja tabela 5.1.

A filtragem por krigagem fatorial tende a preservar a média do atributo e reduzir sua variância. O efeito da suavização do filtro reflete-se no caráter parabólico na origem do variograma do atributo filtrado.

Capítulo 6

Estimativa das Propriedades Reservatório e Abordagem Estocástica

No Capítulo anterior foi discutido o uso da Krigagem Fatorial na atenuação de ruídos de imagens de atributos sísmicos. Esta abordagem não é inédita na literatura (embora o autor desconheça exemplos da aplicação da KF na filtragem de atributos sísmicos), restringindo-se, no entanto, aos aspectos qualitativos da imagem. Neste Capítulo, pretende-se avaliar o uso destes atributos pós-filtragem por KF na estimativa das propriedades do reservatório.

Duas análises são desenvolvidas. A primeira, de caráter qualitativo, numa abordagem comparativa, avalia o uso dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré e pós-filtragem por KF, na estimativa de propriedades petrofísicas em sistemas de krigagem colocalizada⁸ (KC) e krigagem com deriva externa (KDE). A segunda análise tem um caráter quantitativo. Através de simulações condicionais, avalia-se o impacto da filtragem na estimativa de volumes do reservatório.

As duas análises restringem-se ao intervalo superior do reservatório (Z3) devido ao grande impacto da filtragem nas imagens deste intervalo. Utiliza-se o conjunto de dados de 11 poços e os resultados são validados pelo valor estimado por KO com o conjunto de dados completo (45 poços). Cabe observar que não se considera esta estimativa (via KO com 45 poços) como a melhor representação do reservatório, mas para as análises desenvolvidas, necessitou-se de uma referência, sendo que a KO do conjunto de dados completo se mostrou a mais viável, já que o uso de estimativa com a incorporação de qualquer um dos atributos sísmicos via KDE ou krigagem colocalizada poderia criar um viés nas comparações,

⁸ *Collocated cokriging*

invalidando-as. Como o H_r e o H_ϕ possuem grande coeficiente de correlação (superior a 96%) neste intervalo, considerou-se que seria redundante apresentar os resultados para estas duas variáveis, optando-se pois em continuar a apresentar os resultados apenas da espessura de fácies reservatório (H_r), na análise qualitativa, e H_ϕ , na análise quantitativa.

6.1 Técnicas de estimativa e simulação utilizadas

6.1.1 Krigagem com deriva externa e krigagem colocalizada

Na KDE a variabilidade da variável secundária é assumida como uma deriva local da variável primária. A krigagem colocalizada é uma simplificação da cokrigagem; opera retendo informação da variável secundária apenas na posição que está sendo estimada, reduzindo o esforço computacional e resolvendo os problemas de instabilidade do sistema e o *screen effect* sofrido pela variável secundária. Neste sistema de co-estimativa, ao contrário da KDE, a variável secundária influi diretamente nas estimativas dos valores da variável primária.

Na literatura, são encontrados exemplos da utilização de ambas. Chambers et alli (1994), Wolf et alli (1994), Castro (1996) utilizaram a krigagem com deriva externa na integração de variáveis petrofísicas e atributos sísmicos. Rosseto (1998) comparou a krigagem com deriva externa (KDE) e a krigagem colocalizada na estimativa do volume de rocha não reservatório, encontrando diferenças de apenas 1,8%. Journel et all (1992) comparam a KDE com a krigagem colocalizada no mapeamento de um domo de sal e concluem, após uma análise de validação cruzada, que a segunda apresenta um melhor desempenho.

Na implementação da KDE, o programa *Isatis* faz automaticamente o reconhecimento da deriva e da função de covariância do dado secundário; o programa procura diversas funções simultaneamente, determinando aquela que melhor se ajusta às variáveis estudadas.

A krigagem colocalizada foi implementada sob a hipótese Markoviana, o que descarta a necessidade do ajuste dos variogramas cruzados. O programa *Isatis*, a partir do variograma da variável secundária, do coeficiente de correlação e da razão entre as variâncias das duas variáveis, constrói automaticamente o modelo cruzado de correionalização.

6.1.2 Simulação estocástica condicional

A simulação estocástica condicional é um algoritmo que permite que se simule as realizações possíveis de uma variável regionalizada, respeitando-se os pontos condicionantes. Sua implementação é feita segundo as etapas:

- gera-se uma imagem por simulação não condicional, utilizando-se o modelo de covariância da variável objetivo;
- kriga-se as diferenças dos valores dos pontos condicionantes e o valor simulado com o mesmo modelo de covariância da variável objetivo;
- somam-se os valores da simulação não condicional com os valores krigados.

Nesta dissertação, as simulações foram implementadas pelo método de *turning bands*, procedimento de simulação multidimensional baseado na teoria dos campos aleatórios. O espaço multidimensional é gerado a partir do somatório de espaços unidimensionais simulados. O programa *Isatis* permite, com este algoritmo, a introdução de variáveis secundárias, como uma deriva externa ou como uma variável colocalizada, as quais são utilizadas na definição da função de covariância do campo simulado e na krigagem das diferenças.

6.2 Análise dos coeficientes de correlação

Conforme pode ser observado na tabela 6.1, as correlações entre os atributos sísmicos e as variáveis petrofísicas não são satisfatórias. Tais coeficientes de correlação (muito baixos) praticamente desautorizam o uso da AmMin e da Imp na estimativa de Hr e H ϕ . Por outro lado, o TDT, que apresenta um bom coeficiente de correlação, está visivelmente contaminado pelo ruído vertical, de tal forma que sua utilização não é recomendável. Pode-se observar que a filtragem dos atributos sísmicos por KF aumentou de forma considerável as correlações, viabilizando-os.

É importante ressaltar, a partir da análise dos gráficos da figura 6.1 que o coeficiente de correlação da Imp pós-filtragem, apresentado na tabela 6.1 pode ainda ser otimizado para 80% com a retirada de dois *outliers*, o poço 41 e o poço 46, o primeiro, com valor de Hr

anormalmente alto (veja item 4.2) e o segundo, um poço de borda de seção. A retirada desses *outliers* provoca, ainda, a diminuição do coeficiente de correlação entre Hr e TDT pós-filtragem para 74% e o aumento, para 63%, do coeficiente de correlação entre Hr e AmMin pós-filtragem.

Tabela 6.1: Coeficientes de correlações entre os atributos sísmicos em estudo e as variáveis petrofísicas no intervalo Z3.

	Pré-Filtragem			Pós-Filtragem		
	AmMin	Imp	TDT	AmMin	Imp	TDT
Hr	-0,21	-0,35	0,61	-0,60	-0,64	0,78
H ϕ	-0,22	-0,34	0,59	-0,60	-0,65	0,78

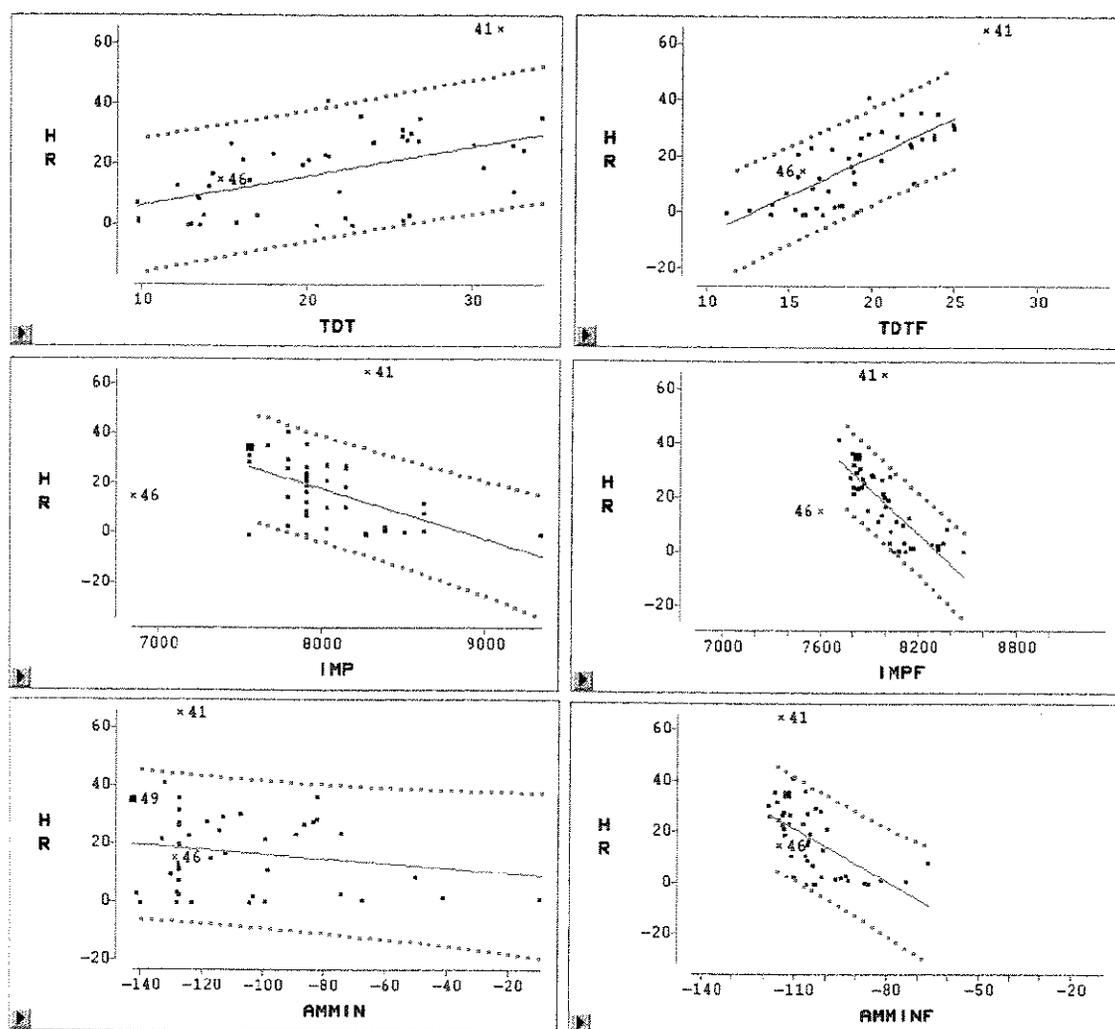


Figura 6.1: Cross-plots entre os atributos sísmicos pré (à esquerda) e pós-filtragem (à direita) vs. Hr.

6.3 Análise qualitativa da estimativa de Hr

Conforme discutido no item 3.4, a filtragem por Krigagem Fatorial não remove a média do componente rejeitado⁹. Entretanto, na incorporação do atributo sísmico em sistemas de krigagem colocalizada e de krigagem com deriva externa, não são relevantes os valores absolutos da variável secundária, mas tão somente sua variabilidade espacial, sendo menos importante tal questionamento, desde que o ruído (componente rejeitado), não necessariamente o atributo sísmico, seja estacionário. Como os ruídos estão, basicamente associados às reflexões múltiplas, conforme discutido no item 5.1, e estas se caracterizam por uma grande homogeneidade, é teoricamente válido assumir a sua estacionariedade, possibilitando-se assim, a utilização dos atributos filtrados na estimativa de Hr e H ϕ .

Foram gerados mapas de Hr estimados a partir da conjunto de dados dos 11 primeiros poços, utilizando-se cada um dos três atributos sísmicos pré e pós-filtragem como variável secundária por krigagem em sistemas de krigagem colocalizada e KDE em vizinhança única (figuras 6.2 a 6.4). O uso da vizinhança única se justifica pelo pequeno número de poços.

Quando tais estimativas são comparadas ao mapa da figura 4.1, obtido por KO com todos os 45 poços do campo, é possível notar a otimização produzida pela filtragem dos atributos sísmicos.

O mapa de Hr estimado, utilizando o TDT como variável secundária, figura 6.2, foi fortemente impactado pelo ruído vertical que contaminava o atributo. Já o mapa da estimativa de Hr, obtido após a filtragem do TDT, delimita uma área de forma elíptica com grande espessura e sugere a continuidade do reservatório para leste, na forma de um canal. A estimativa obtida por KDE é melhor, à medida que consegue aproximar o “depocentro” da área elíptica, da sua verdadeira posição.

Da mesma forma, os mapas de Hr obtidos a partir do uso da Imp são otimizados com o uso deste atributo pós-filtragem. O mapa de Hr obtido com o uso da Imp filtrada, em um

⁹ Banda Rejeitada é um termo técnico amplamente utilizado em geofísica e se refere à parte do espectro de frequências atenuada por um filtro. Nesta dissertação utiliza-se o termo componente rejeitado de forma similar.

sistema de krigagem com deriva externa (KDE), parece ser o que melhor se aproxima da “real” morfologia do reservatório.

As estimativas de H_r com a AmMin como variável secundária certamente foi a que apresentou menor desempenho, mas, por outro lado, ainda é evidente a melhoria proporcionada pela filtragem.

Apesar de não ser o objetivo desta dissertação, parece correto afirmar, pela observação comparada das estimativas, que, pelo menos em termos qualitativos, a KDE foi mais eficiente que a krigagem colocada na estimativa de H_r com qualquer um dos três atributos, filtrados ou não. Morfológicamente as imagens das estimativas obtidas via KDE são mais próximas da referência.

6.3.1 Definição de uma área representativa para as comparações

A fim de se poder melhor avaliar o impacto da filtragem e do tipo de krigagem utilizado, foram gerados mapas de diferenças entre a estimativa por KO e cada uma das estimativas que utilizaram cada um dos três atributos, na forma pré e pós-filtragem. Uma área representativa para se efetuar tal comparação, entretanto, não poderia englobar toda a área estimada, uma vez que com o conjunto de dados de 11 poços, a parte leste do campo ficaria subamostrada. Além disso, há ainda o fato de todos os poços da parte leste estarem em área de baixos valores de H_r , ocasionando a subestimativa de toda a sua vizinhança, o que provocaria altos valores nos mapas de diferenças, que muito pouco úteis se mostrariam para uma análise objetiva. Optou-se, então, em fazer tal análise em uma área limitada que tivesse sido bem estimada, escolhida segundo o critério de que a mesma pudesse ser estimada, a partir do conjunto de dados de 11 poços, com pelo menos 4 poços na vizinhança de krigagem

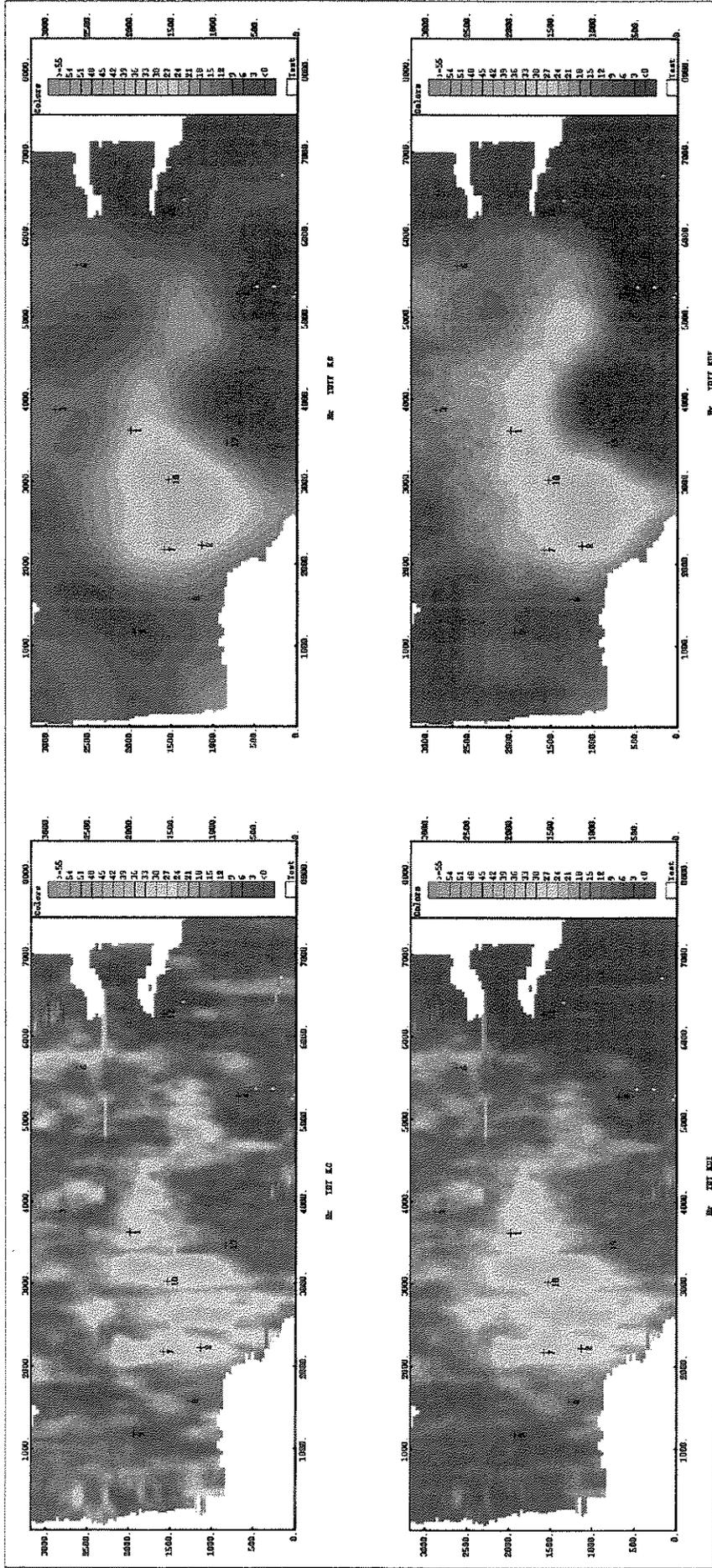


Figura 6.2: Mapas de Hr estimados em sistemas de krigagem colocalizada (acima) e KDE (abaixo) com o TDT pré (à esquerda) e pós-filtragem (à direita) como variável secundária.

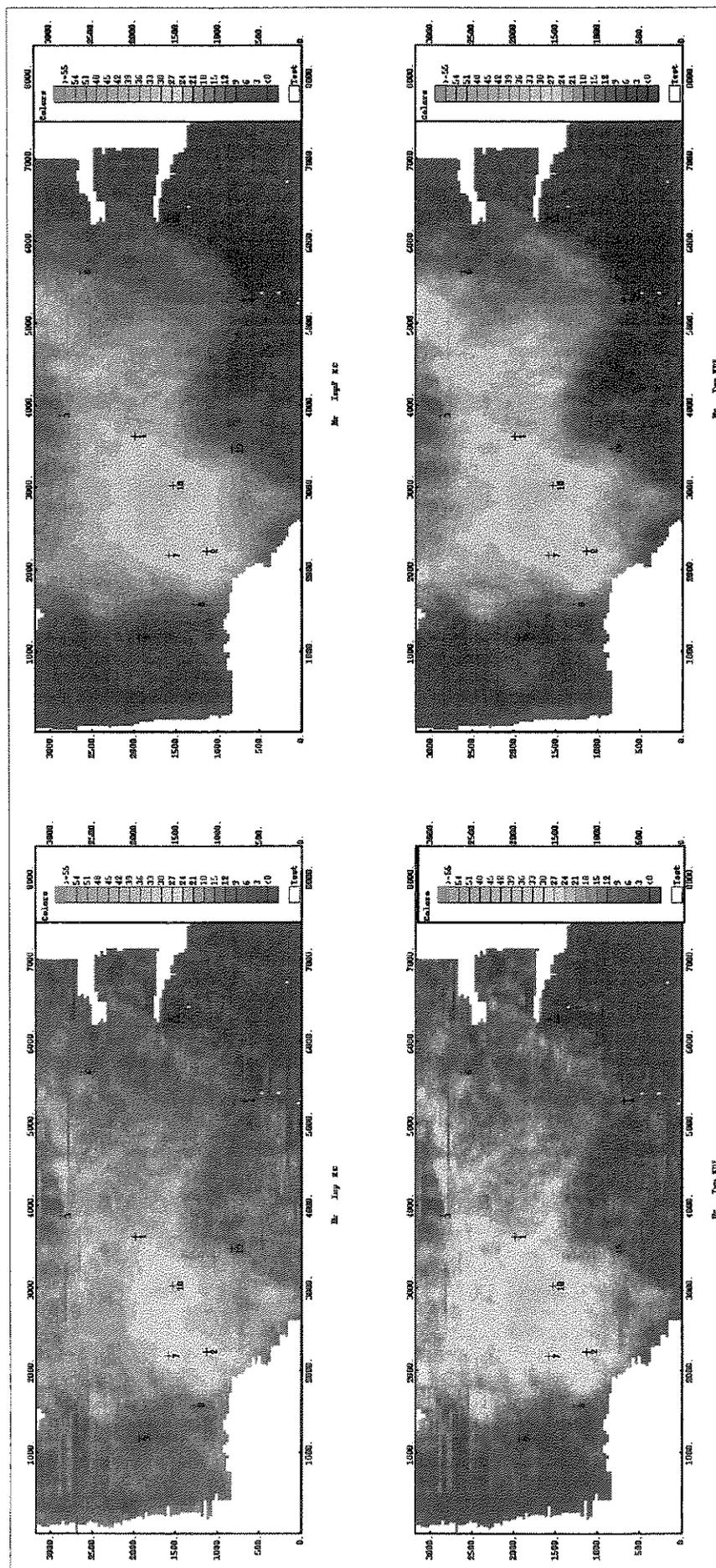


Figura 6.3: Mapas de Hr estimados em sistemas de krigagem colocizada (acima) e KDE (abaixo) com a Imp pré (à esquerda) e pós-filtragem (à direita) como variável secundária.

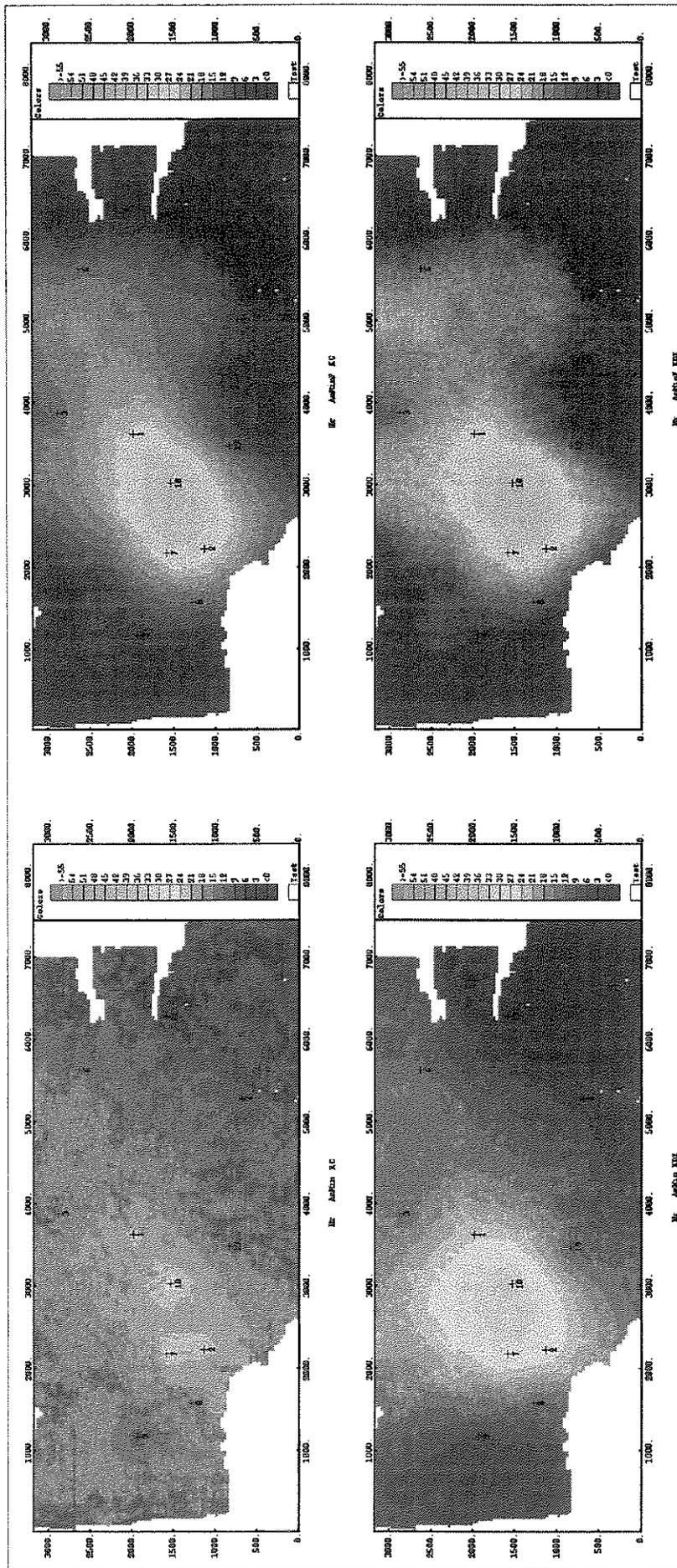


Figura 6.4: Mapas de Hr estimados em sistemas de krigagem colocizada (acima) e KDE (abaixo) com a AmMin pré (à esquerda) e pós-filtragem (à direita) como variável secundária.

Para esta análise um outro problema teve que ser contornado. O poço 41 pertence à área selecionada, mas, conforme já discutido, apresenta valores anormalmente altos. Sendo assim, optou-se por retirá-lo durante a estimativa dos valores de referência de Hr, para que a comparação entre as estimativas não fosse prejudicada por este *oulier*. Tal conjunto de dados de referência será nomeado conjunto de dados de 44 poços.

6.3.2 Análise das diferenças

Os 6 mapas da figura 6.5 foram gerados como a diferença *pixel a pixel* entre o valor de Hr de referência (via KO com 44 poços) e o seu valor estimado com o conjunto de dados de 11 poços via krigagem colocalizada (KC), utilizando-se o TDT, a Imp e a AmMin, respectivamente da direita para a esquerda, como variável secundária, pré-filtragem, nos mapas superiores e pós-filtragem, nos inferiores.

Os mapas da figura 6.6 foram gerados da mesma forma que os anteriores, sendo que a estimativa de Hr com o conjunto de dados de 11 poços foi, agora, implementada via KDE.

Os mapas de diferenças evidenciam a influência do ruído N-S nas estimativas que incorporaram o TDT pré-filtragem, refletindo-o. O mesmo já não se pode afirmar em relação aos demais atributos. O uso dos atributos filtrados diminui as diferenças *pixel a pixel*, conforme se pode observar pelo aumento e pela maior homogeneidade da área em verde e amarela.

A vizinhança do poço 44 é melhor estimada com a incorporação do TDTF. Já a vizinhança dos poços 32 e 25 (ambos a norte) está melhor estimada com a incorporação da ImpF. As vizinhanças dos poços 23 e 40 já são melhor estimadas com a incorporação da AmMinF. A borda sul da área selecionada é melhor estimada pela incorporação do TDTF.

Observa-se na tabela 6.2 que a menor diferença média foi obtida na estimativa via KDE incorporando-se o TDT pré-filtragem como variável secundária, entretanto este indicador não pode validar esta estimativa uma vez que sua imagem reflete o ruído de direção N-S que contamina o atributo e, existe uma diferença considerável entre a estimativa via KC e KDE. O mesmo raciocínio pode ser aplicado para se explicar o baixo valor da diferença obtido via

KDE com AmMin. Por outro lado, este valor é baixo para a Imp pós-filtragem para as duas técnicas de estimativas. Pode-se, também, verificar que esta diferença cai quando a estimativa é obtida com o atributo filtrado via KC.

Tabela 6.2: Valores médios e desvio padrão das diferenças *pixel a pixel* (metros) entre o valor de Hr estimado por KO com 44 poços e o estimado com o conjunto de dados de 11 poços por krigagem colocalizada e KDE utilizando cada um dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré e pós-filtragem.

	TDT				Imp				AmMin			
	KDE		KC		KDE		KC		KDE		KC	
	TDT	TDTF	TDT	TDTF	Imp	ImpF	Imp	ImpF	AmMin	AmMinF	AmMin	AmMinF
Média	0,57	1,79	2,73	2,32	1,08	1,01	2,20	1,05	0,98	2,02	4,45	2,55
σ	6,24	5,55	7,10	5,85	9,17	7,90	6,52	6,92	7,48	6,21	6,45	5,38

Os mapas da figura 6.7 medem a diferença *pixel a pixel* entre a krigagem colocalizada e a KDE na estimativa de Hr com o conjunto de dados de 11 poços, utilizando cada um dos três atributos sísmicos pré e pós-filtragem como variável secundária. Nestes mapas pode-se observar que as estimativas de Hr obtidas via KDE e via KC com a incorporação do atributo pré-filtragem apresentam diferenças significativas, cujas causas não são objeto de investigação deste trabalho. Por outro lado, observa-se que a incorporação dos atributos pós-filtragem por KF minimiza estas diferenças. Observa-se também que a ImpF é o atributo que apresenta menor sensibilidade ao tipo de krigagem.

Na indústria do petróleo, onde os dados de poços disponíveis são comumente escassos, nem sempre é possível definir de forma objetiva qual a melhor metodologia de estimativa, a KDE ou a KC, de forma que o uso de atributos pós-filtragem em sistemas de coestimativa, à medida que reduzem as diferenças entre as estimativas obtidas pelas duas técnicas, pode minimizar erros oriundos da escolha de uma técnica menos adequada.

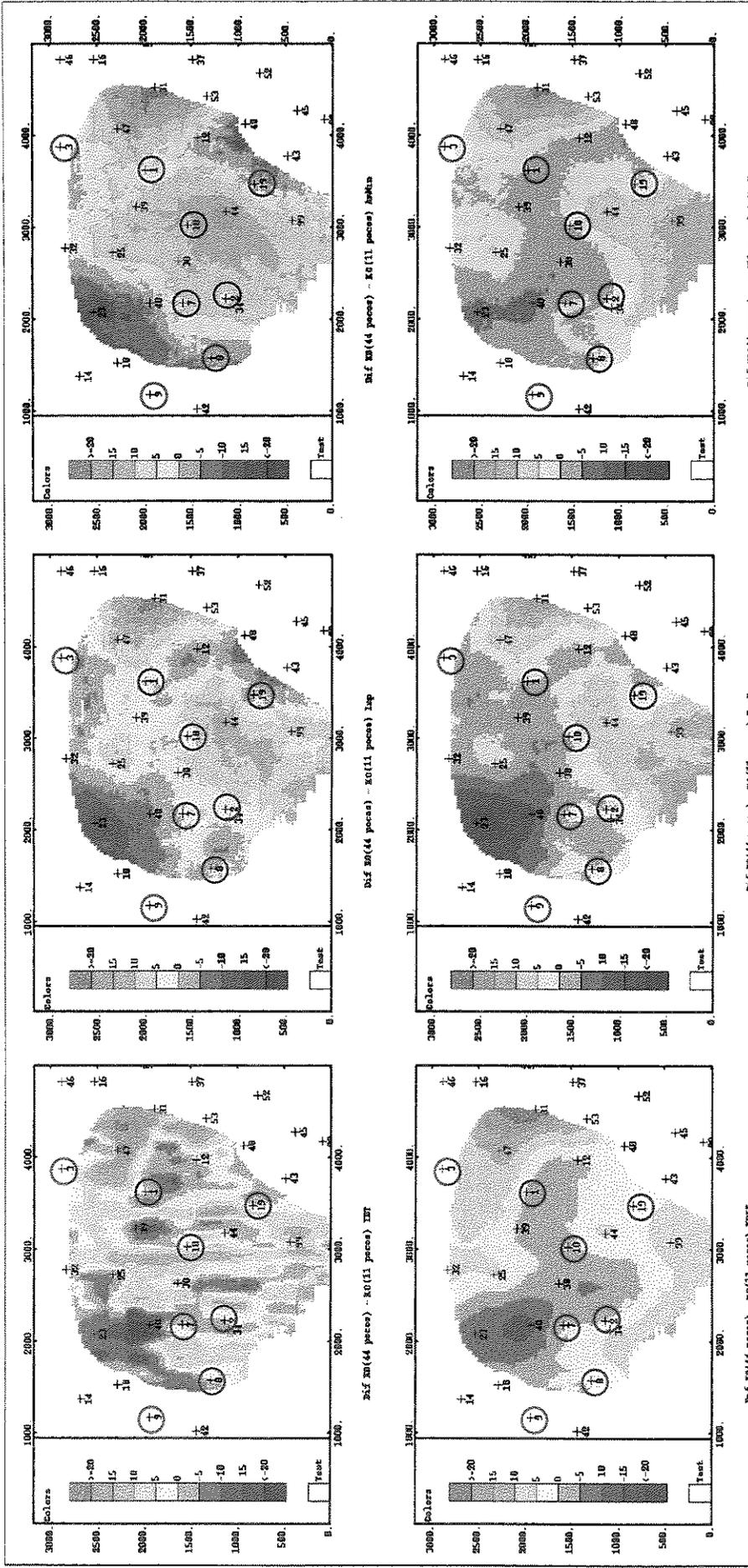


Figura 6.5: Mapas das diferenças entre o valor de Hr estimado por KO com 44 poços e o estimado com o conjunto de dados de 11 poços (circulados em magenta) por krigagem colocalizada utilizando cada um dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré (parte superior) e pós-filtragem (parte inferior).

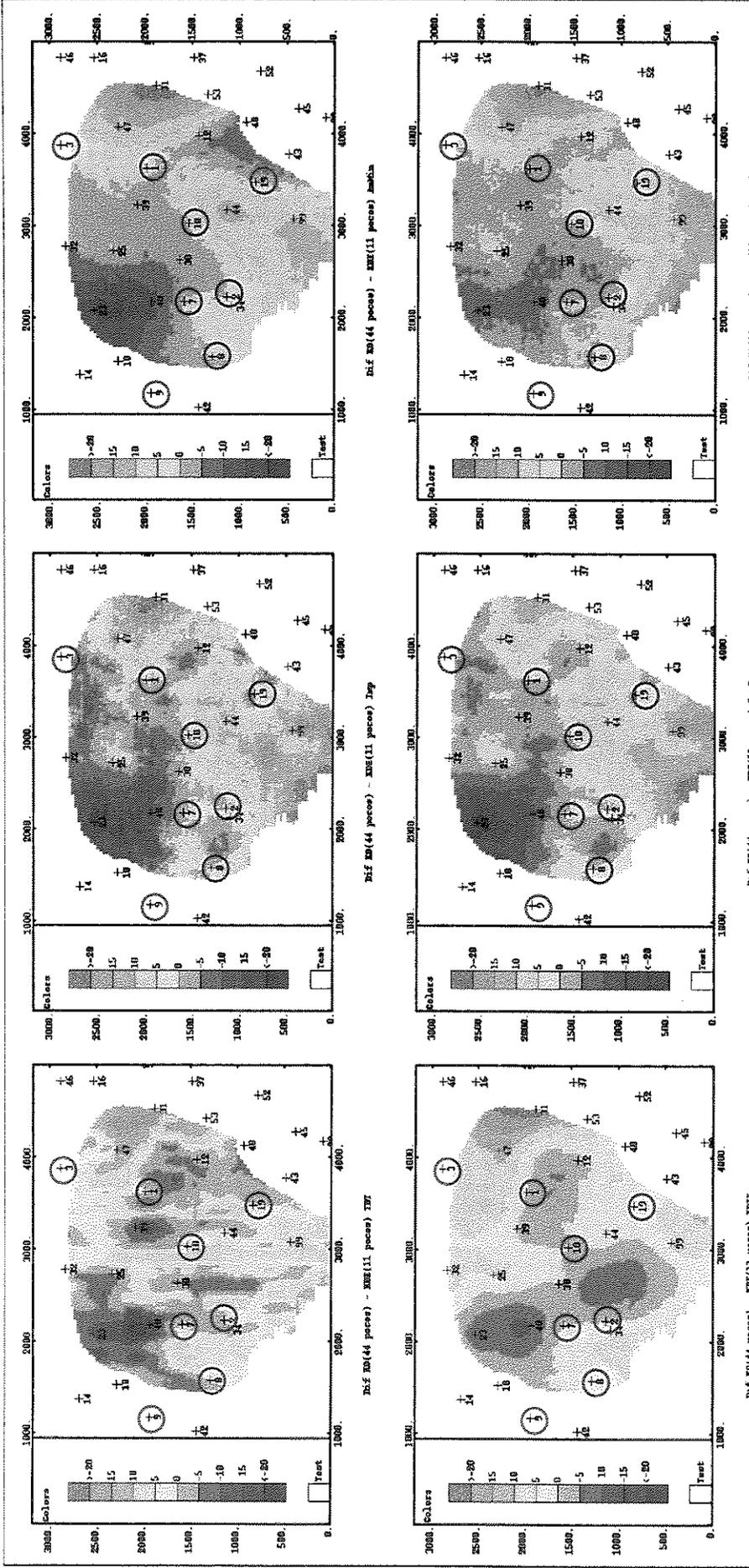


Figura 6.6: Mapas das diferenças entre o valor de Hr estimado com o conjunto de dados de 11 poços e o estimado com o conjunto de dados de 44 poços e o estimado com deriva externa (KDE), utilizando como variável secundária cada um dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré e pós-filtragem (parte inferior).

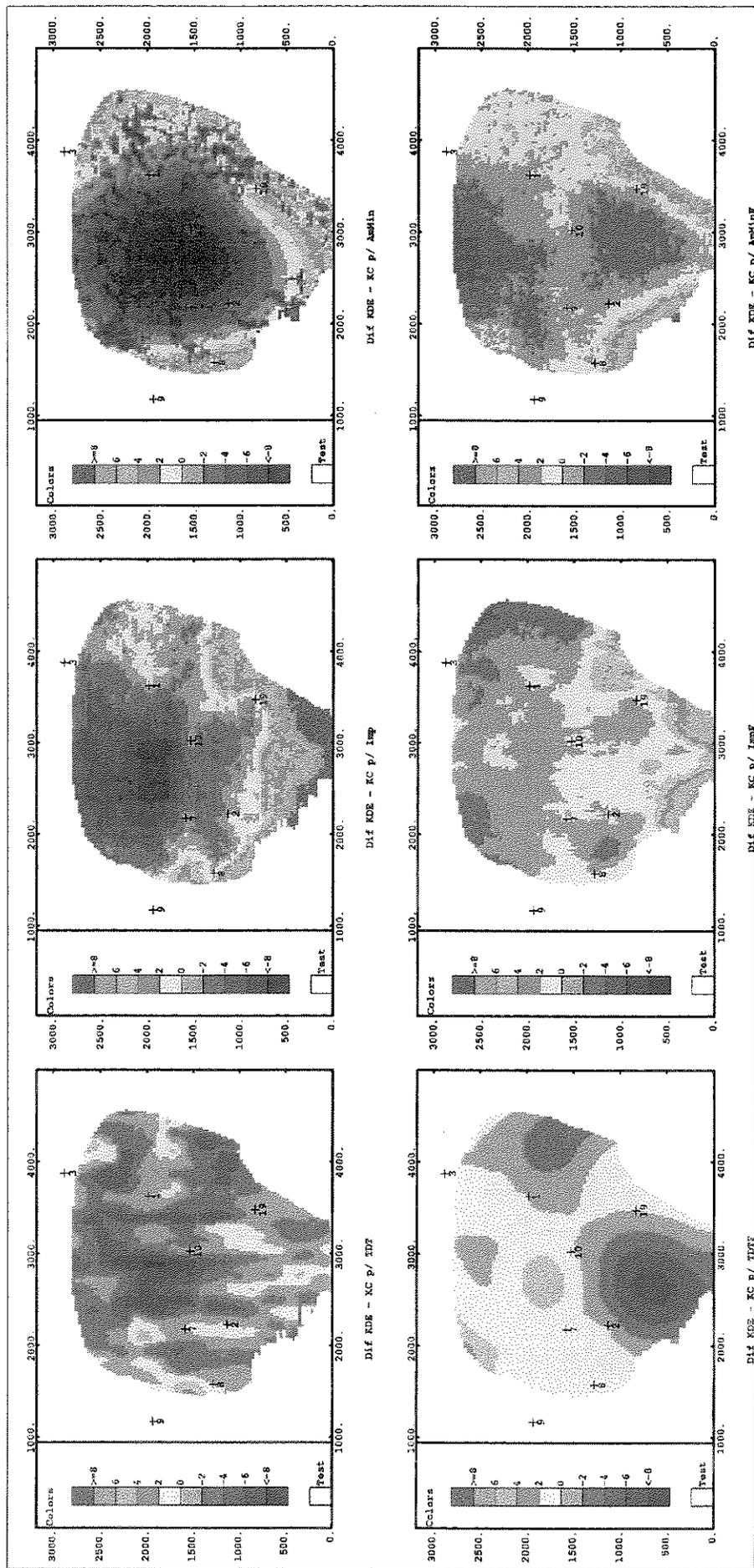


Figura 6.7: Mapa das diferenças entre os valores estimados de Hr com o conjunto de dados de 11 poços via KDE e via krigagem colocalizada com cada um dos três atributos sísmicos (TDT, Imp e AmMin) pré (parte superior) e pós-filtragem (parte inferior).

6.4 Análise estocástica na estimativa de $H\phi$

A avaliação quantitativa de reservas de hidrocarbonetos é rodeada de incertezas. Capen (1992) (apud Demirmen (1998)), afirma que, nos Estados Unidos, as reservas tendem, geralmente, a ser superestimadas durante o período exploratório. Segundo Demirmen (1998), tal quadro de incertezas não melhora na fase do desenvolvimento, entretanto, nesta fase as reservas são geralmente subestimadas. São reportados casos de reservas de grandes companhias norte-americanas que aumentaram em 60% num período de 9 anos, em função da revisão dos dados do campo.

Demirmen (1998) define dois índices de quantificação de incertezas medidos sobre as curvas de distribuição acumuladas de volumes, que serão utilizados ao longo deste Capítulo, o RU, ou *range* de incertezas, e o RRU, ou *range* de incertezas relativo:

$$RU = \text{percentil}15 - \text{percentil}85$$

$$RRU = RU / (2 * \text{valor central})$$

O valor central adotado no RRU deve ser escolhido como a melhor estimativa do volume, por exemplo, sua média (aqui adotada). Nesta dissertação, como se trabalha com as curvas de volume de risco (que nada mais são que curvas de distribuição acumuladas decrescentes), o índice RU, apresentado acima, deve ter o sinal trocado, ou seja:

$$RU = \text{percentil}85 - \text{percentil}15$$

Pela definição do RU, verifica-se que a probabilidade do volume verdadeiro estar contido entre as duas estimativas de corte (percentil15 e percentil85) é de 70%, ou seja o RU corresponde a 70% do intervalo de confiança da distribuição. Quanto menor o RU, e também o RRU, menor são as incertezas associadas ao cálculo do volume considerado.

Nesta análise, procurou-se acessar as incertezas das estimativas e o impacto da filtragem dos atributos sísmicos no volume poroso estimado via simulações condicionais, implementadas pelo método de *turning bands*. Os atributos sísmicos foram incorporados

como uma variável secundária via simulação com deriva externa (SDE) e via simulação com variável colocalizada (SVC). Foram realizadas um total de 1800 simulações de $H\phi$, sendo 9 séries de 100 simulações com o conjunto de dados de 11 poços e igual número com o conjunto de dados de 44 poços (o poço 41 foi retirado conforme item 6.3.2), assim divididas, em cada conjunto de dados:

1 série, apenas com o $H\phi$

4 séries, com o $H\phi$ e os atributos sísmicos TDT e Imp pré e pós-filtragem como deriva externa

4 séries, com o $H\phi$ e os atributos sísmicos TDT e Imp pré e pós-filtragem como variável colocalizada

A AmMin e a AmMinF, por já não terem apresentado boas respostas qualitativas, como visto no item anterior, foram descartadas. Esta análise, pelos mesmos motivos já expostos no item anterior, será restrita à área de testes selecionada. O valor de 42,58 milhões de m^3 obtido via krigagem ordinária com o conjunto de dados de 44 poços é adotado como referência.

Uma análise das curvas de volume de risco obtidas via simulações (SDE e SVC) com o conjunto de dados de 11 poços, figura 6.8¹⁰, cujo resumo estatístico encontra-se na tabela 6.3, mostra que a simples incorporação dos atributos sísmicos diminui a incerteza das estimativas. A distribuição das simulações sem a incorporação dos atributos sísmicos apresenta um alto valor de RRU, 15,21%, sendo que a incorporação do TDT ou da Imp, via SDE, reduziu-o para 6,16% e 4,53%, respectivamente. A incorporação destes mesmos atributos via SVC, também reduz o valor de RRU, para 11,53% com o TDT e 13,42% com a Imp, entretanto tal redução na incerteza das estimativas é muito menor que a obtida via SDE.

A sensibilidade à incorporação dos atributos pós-filtragem é menor na SDE que na SVC. Na primeira, as modificações significativas das estatísticas só ocorrem para o TDT pós-filtragem. Já para SVC a incorporação dos atributos pós-filtragem reflete-se numa sensível redução no desvio padrão e no RRU das distribuições de volume.

¹⁰ Estas mesmas curvas podem ser observadas na forma de histogramas normais nos anexos XVII a XIX.

A diferença entre o volume médio poroso calculado via SDE e SVC com a Imp como variável secundária que era de 3,24 cai para 0,53 milhões de m³ com a incorporação do Imp pós-filtragem. Da mesma forma, esta diferença que era de 2,29 com o TDT cai para 0,48 milhões de m³ com o uso do TDT pós-filtragem. Tais dados mostram que a filtragem dos atributos reduz as diferenças entre SDE e SVC da mesma forma que reduziu as diferenças entre krigagem com deriva externa e krigagem colocalizada conforme discutido no item 6.3.2.

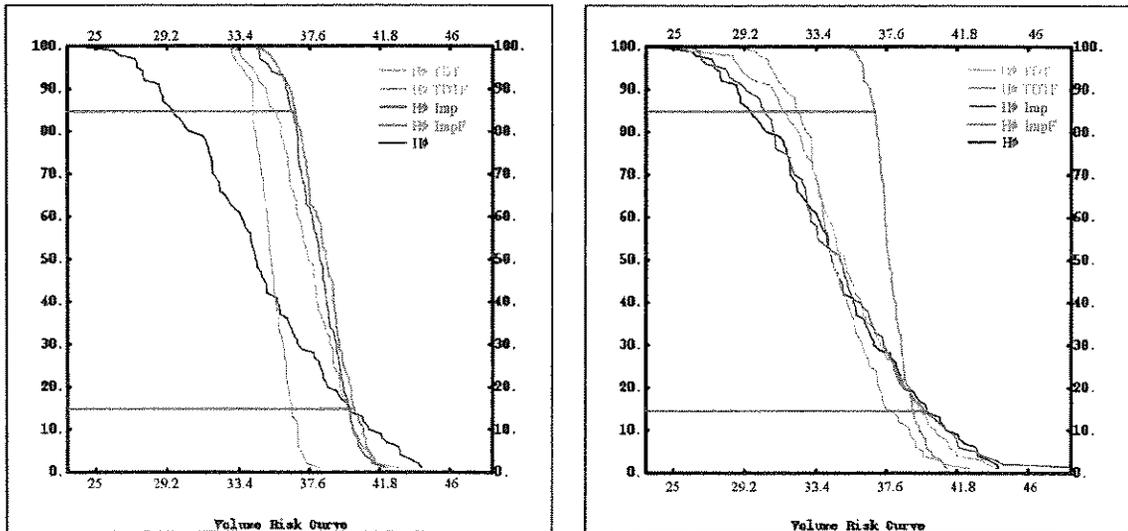


Figura 6.8: Curva de Volume de Risco de $H\phi$ com o conjunto de dados de 11 poços, geradas via SDE, à esquerda e via SVC, à direita. A curva em preto foi obtida com a simulação sem a incorporação de atributos sísmicos.

Tabela 6.3: Estatísticas de 100 simulações para o conjunto de dados de 11 poços (em milhões de m³)

	SDE				SVC			
	Média	σ	RU	RRU %	Média	σ	RU	RRU %
$H\phi$ - Imp	38,15	1,65	3,46	4,53	34,91	4,62	9,37	13,42
$H\phi$ - ImpF	38,48	1,67	3,54	4,60	37,95	1,18	2,29	3,02
$H\phi$ - TDT	37,58	2,08	4,63	6,16	35,29	3,82	8,14	11,53
$H\phi$ - TDTF	35,38	1,08	2,29	3,24	34,90	2,68	5,14	7,36

	sem variável secundária			
	Média	σ	RU	RRU %
$H\phi$	34,67	4,61	10,55	15,21

O TDT gerou estimativas mais pessimistas que a Imp, sendo que estas diminuíram ainda mais após a filtragem. A Imp, por outro lado, apresentou estimativas mais otimistas, quando

integrada pós-filtragem. A filtragem dos atributos sísmicos refletiu-se numa grande redução do RRU em relação ao uso do atributo pré-filtragem principalmente quando utilizados via SVC.

As estimativas de volume poroso obtidas com o conjunto de dados de 44 poços (figura 6.9¹¹ e tabela 6.4) da mesma forma que as anteriores, mostraram que a SVC é mais sensível ao uso dos atributos filtrados que a SDE, entretanto, com o aumento do número das informações de poços, reduziram-se as diferenças entre as estimativas obtidas com TDTF e ImpF, via SDE ou via SVC. Novamente, o uso de atributos pós-filtragem reduziu as diferenças entre os resultados obtidos via SDE e SVC.

Os resultados apresentados mostram claramente que a incorporação de novas informações reduz a incerteza associada à estimativa. Numa analogia com o desenvolvimento do campo pode-se observar que RRU caiu de 15,21% na fase “inicial” de desenvolvimento (conjunto de dados de 11 poços) para 6,92% na fase avançada de desenvolvimento (conjunto de dados de 44 poços). Neste caso, tal redução na incerteza da estimativa é função exclusiva do aporte de novas informações de poço.

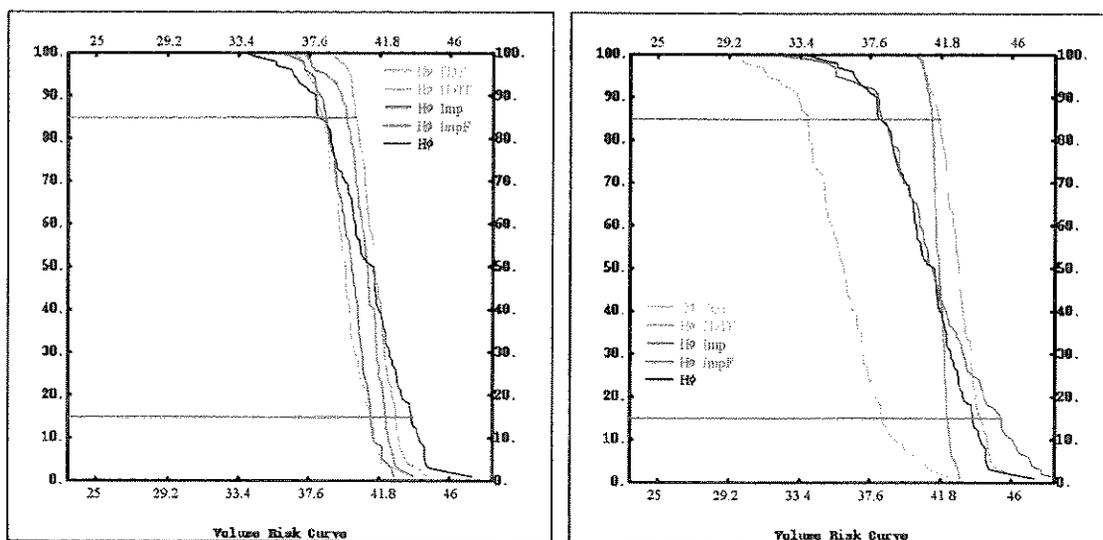


Figura 6.9: Curvas de Volume de Risco de $H\phi$ para o conjunto de dados de 44 poços, obtidas via SDE (à esquerda) e SVC (à direita). A curva em preto foi obtida com a simulação sem a incorporação de atributos sísmicos.

¹¹ Estas mesmas curvas podem ser observadas na forma de histogramas normais nos anexos XVII, XX e XXI.

Tabela 6.4: Estatísticas de 100 simulações para o conjunto de dados de 44 poços (em milhões de m³)

	SDE				SVC			
	Média	σ	RU	RRU %	Média	σ	RU	RRU %
Hϕ- Imp	39,95	1,35	2,74	3,43	41,42	3,27	7,08	8,55
Hϕ- ImpF	40,93	1,26	2,35	2,87	41,71	0,52	0,99	1,19
Hϕ- TDT	39,73	1,37	2,88	3,62	36,00	2,51	4,42	6,14
Hϕ- TDTF	41,55	1,12	2,46	2,96	42,87	1,19	2,44	2,85

	sem variável secundária			
	Média	σ	RU	RRU %
Hϕ	40,92	2,55	5,66	6,92

A redução na incerteza das estimativas não é conseguida somente com o aporte de dados de poços. As informações secundárias, neste caso, os atributos sísmicos, devido à sua densa amostragem, também cumprem este papel. Entretanto, como se pode observar nos dados apresentados, o aporte de informações secundárias não é uma garantia de redução no *range* de incertezas nem de uma melhor estimativa. Veja na tabela 6.4, que o RRU do resultado obtido com a incorporação da Imp pré-filtragem como variável secundária na SVC é maior que o obtido sem o uso do atributo sísmico.

As distribuições dos volumes porosos estimadas com a incorporação, via SDE ou SVC, do TDT e do TDTF no conjunto de dados de 11 poços, apesar da redução no *range* de incertezas, não foram satisfatórias, já que o volume médio é bastante inferior ao volume de referência, tendo ficado muito próximo do valor obtido nas simulações que não fizeram uso de variável secundária. Esta redução na incerteza significa uma maior confiabilidade da estimativa, entretanto, não garante que o valor real da variável seja contemplado na distribuição. Por exemplo, na figura 6.10 (curvas de volume de risco representadas na forma de histogramas normais), pode-se observar que a probabilidade de ocorrência do volume poroso de referência (42,58 milhões de m³) é praticamente nula na estimativa obtida via SDE com a incorporação do TDTF. Já a distribuição das simulações sem a incorporação de variável secundária, ou com o uso do TDT pré-filtragem, contempla o volume poroso de referência devido à sua maior dispersão, apesar das três distribuições apresentarem aproximadamente a mesma média.

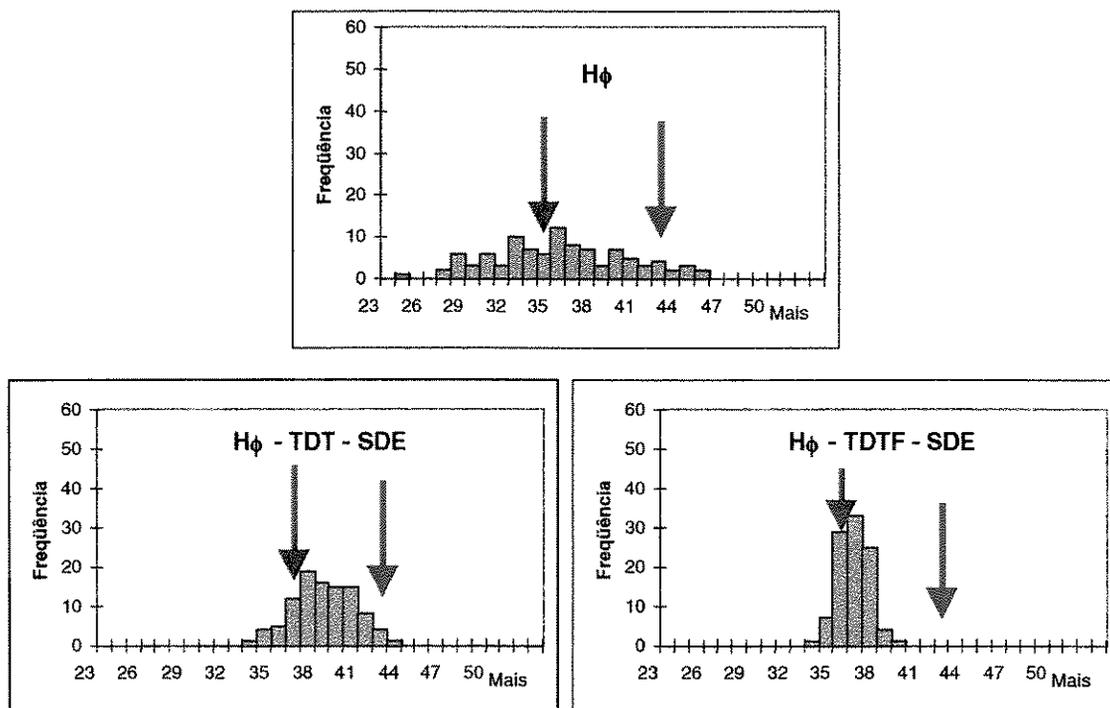


Figura 6.10: Histograma do volume poroso total para o conjunto de dados de 11 poços. O histograma superior foi obtido de simulações sem incorporação de variável secundária, o da esquerda via SDE com a incorporação do TDT e o da direita via SDE com a incorporação do TDTF. A seta vermelha marca o volume poroso de referência e a azul o valor médio da distribuição.

6.4.1 Volume poroso estimado

Neste estudo, com o conjunto de dados de 11 poços, conhece-se, *a priori*, o volume de referência e os resultados obtidos com o conjunto de dados de 44 poços de tal forma que seria fácil definir qual a melhor estimativa para o volume poroso na área selecionada. Numa situação real de caracterização de um campo de petróleo, estas informações, obviamente, não existem. Nestas condições é necessário um maior cuidado para se definir a melhor estimativa para o volume poroso total na área em estudo.

Numa análise mais apressada dos resultados apresentados, poderia-se concluir que existem duas hipóteses para a estimativa do volume poroso, uma pessimista (34,90 milhões m^3), obtida via SVC com TDTF e outra otimista (38,48 milhões m^3) obtida via SDE, com ImpF. Entretanto, considerando-se que:

- a Imp é o atributo sísmico que, fisicamente, melhor reflete a porosidade;
- a Imp apresenta a melhor relação sinal/ruído, vide tabela 5.1;

- a Imp pós-filtragem é o atributo que melhor correlação apresenta com o $H\phi$;
- a imagem de TDTF apresenta-se bastante atenuada, e portanto a sua resolução é muito menor que a resolução da imagem de ImpF,

pode-se descartar a hipótese pessimista e assumir, para a área selecionada do reservatório, que o volume poroso de 38,48 milhões de m^3 é a melhor estimativa para o reservatório com o conjunto de dados de 11 poços. Tal análise é confirmada quando se comparam estes resultados com os obtidos com o volume de referência e com os volumes obtidos a partir do conjunto de dados de 44 poços, vide figura 6.9 e tabela 6.4.

A distribuição escolhida como representativa da área selecionada do reservatório varia entre 34,40 e 42,30 milhões de m^3 , com média de 38,48 milhões de m^3 e RRU de 4,60%, veja figura 6.11. Seu valor médio, quando comparado ao volume de referência, está subestimando a área selecionada do reservatório em 9,63% e é bastante próximo ao obtido, também via SDE, com a incorporação da Imp pré-filtragem, veja tabela 6.3. Já o volume poroso médio obtido via SVC com a incorporação da Imp pré-filtragem está subestimando a área selecionada do reservatório em 18,01%. Este índice cai para 10,87% com a incorporação do mesmo atributo pós-filtragem como variável secundária, demonstrando que a filtragem de atributos sísmicos por KF melhora as estimativas, principalmente as obtidas via SVC.

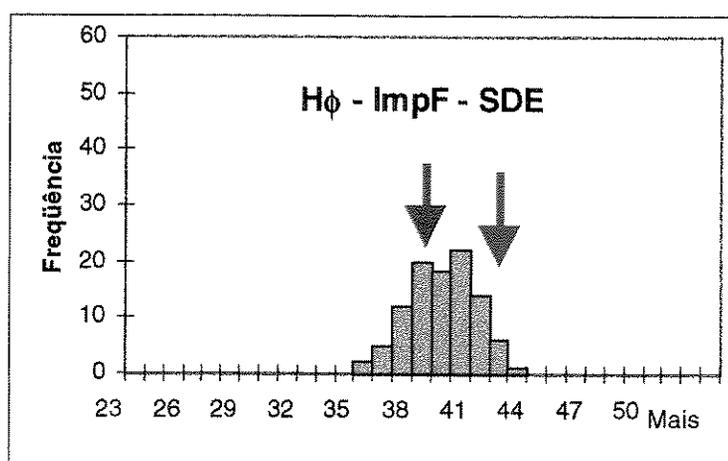


Figura 6.11: Histograma do volume poroso total da área selecionada do reservatório. A seta vermelha marca o volume poroso de referência e a azul, o valor médio da distribuição.

Capítulo 7

Conclusões

A Krigagem Fatorial permite a decomposição de uma variável aleatória regionalizada numa soma linear de funções não correlacionáveis de média zero mais a média local da variável. Tal decomposição reflete-se no variograma, que também será decomposto como a soma linear dos variogramas dos componentes, e nos pesos de krigagem. Logo, os pesos da KO podem ser decompostos como uma soma dos pesos da krigagem da média com os pesos da estimativa de cada componente.

Existe uma analogia entre a análise de Krigagem Fatorial e a análise espectral, sendo que um modelo de covariância ou de variograma é representativo de um espectro de amplitude que pode ser estimado pela sua transformada de Fourier. Entretanto, o fato da covariância não refletir a fase da função permite que um único variograma ou modelo de covariância seja representativo de um número infinito de funções que possuem o mesmo espectro de amplitude, mas diferentes fases. A krigagem pode, então, ser entendida como um filtro tipo passa-baixas, no qual cada modelo variográfico possui um conteúdo de frequências característico.

Como a estimativa de um componente por Krigagem Fatorial em uma imagem pode ser descrita como uma operação de convolução dos pesos de krigagem com a imagem, tais ponderadores (pesos) podem ser entendidos como funções de transferência de filtros convolucionais.

A Krigagem Fatorial mostrou-se uma ferramenta poderosa na remoção de ruídos em imagens de atributos sísmicos. Atuou de forma bastante satisfatória na remoção de ruídos

direcionais e ruídos estruturados de curto alcance. As imagens destes atributos pós-filtragem ganharam definição e significado geológico. Da mesma forma, melhorou, ainda, os coeficientes de correlação entre os atributos e os dados de H_r e H_ϕ obtidos de poços.

A partir de um conjunto de dados composto pelos primeiros 11 poços perfurados no campo, na tentativa de se simular a sua fase inicial de desenvolvimento, foi possível avaliar o impacto da incorporação dos atributos sísmicos pós-filtragem por KF na estimativa de H_r e H_ϕ em sistemas de krigagem colocalizada e krigagem com deriva externa. Verificou-se que os mapas estimados com os atributos filtrados possibilitaram uma melhor identificação da morfologia do reservatório, possibilitando a definição de áreas alvo para futuras locações.

Numa análise quantitativa desenvolvida em uma área restrita do reservatório com o conjunto de dados de 11 poços, foi possível observar que a incorporação dos atributos sísmicos em simulações estocásticas da espessura porosa possibilitou uma notável redução nas incertezas das estimativas.

A incorporação dos atributos sísmicos como deriva externa em simulações condicionais (SDE) apresentou melhores resultados do que sua incorporação como variável colocalizada (SVC). O uso dos atributos pós-filtragem não alteraram de forma significativa as curvas de volume de risco obtidas nas SDE. Já nas SVC a incorporação da Imp pós-filtragem melhorou de forma decisiva a representatividade dos resultados obtidos. As diferenças quantitativas entre os resultados das duas técnicas de simulação foram minimizadas com a incorporação dos atributos sísmicos pós-filtragem. Da mesma forma, os atributos sísmicos pós-filtragem reduziram as diferenças *pixel a pixel* entre estimativas obtidas via KDE e KC. Considerando que não existe, para um determinado conjunto de dados, uma maneira objetiva de se determinar qual a melhor técnica de estimativa, principalmente na indústria do petróleo onde os dados de poços disponíveis são comumente escassos, a filtragem dos atributos utilizados em sistemas de coestimativa pode minimizar erros por ventura oriundos da escolha de uma técnica menos adequada.

Referências Bibliográficas

- ADAMS, T. *Campo de Namorado. Interpretação Quantitativa de Perfis*, Petrobras, Rio de Janeiro, 1989, 38 p.(Relatório Interno da Petrobras).
- ARAKTINGI, U.G. et al. *Integration of seismic and well log data in reservoir modelling*. Stanford, USA: Stanford Center for Reservoir Forecasting, 1992,(Report 5).
- BLAETH, M., OLIVEIRA, R.M., SILVA, J.M. Metodologia para mapeamento sísmico da capacidade de estocagem de fluido de reservatórios de petróleo. In: *Seminário de Interpretação Exploratória*, 2, Macaé, 1994. (Relatório Interno da Petrobras).
- BOURGAULT, G. On the Exactitude Property of Kriging. *Geostatistics*, v.7, n.2, 1994, p.10-12.
- BOURGAULT, G. Robustness of Noise Filtering by Kriging Analysis. *Mathematical Geology*, v.26, n.6, 1994, p.733-752,.
- BUYL, M. DE, GUIDISH, T., BELL, F. Reservoir description from seismic lithologic parameter estimation. *Journal of Petroleum Technology*, v. 40, n. 4, 1988, p.475-482.
- CARR, J. R. Application of Spatial Filter Theory to kriging. *Mathematical Geology*, v.22, n.8, 1990, p. 1063-1079.

- CASTRO, J. A *utilização de atributos sísmicos na caracterização de reservatórios de petróleo*. Campinas: Instituto de Geociências, Universidade de Campinas, 1996, 115 p. Dissertação(Mestrado).
- CHAMBERS, R. L., ZINGER, M.A., KELLY, M.C. Constraining geoestatistical reservoir description with 3-D seismic data to reduce uncertainty. In: Yarus, J.M., Chambers, R.L.: *Stochastic Modeling and Geostatistics*. Tulsa. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologist, 1994 (AAPG Computer Applications in Geology no 3).
- CORTEZ, M. M. *Análise geoestatística da geometria externa dos reservatórios fluviais e eólicos da formação Água Grande, área central da bacia do Recôncavo*. Campinas: Instituto de Geociências, Universidade de Campinas, 1996, 102 p. Dissertação(Mestrado).
- DEMIRMEN, F. Reserves uncertainty: some historical trends and wider implications. *First Break*, v.16, n.5, 1998, p.143-149.
- DOYEN, P.M et al. Seismic porosity mapping in a 3D curvilinear grid using a new form of cokriging. In: *59th EAGE Conference & Technical Exhibition*, 1996, Amsterdam, Holland, Expanded Abstracts, EAGE, 1996.
- DUARTE, O. *Dicionário Enciclopédico Inglês-Portugues de Geofísica e Geologia*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/SBGF, 1997.
- DUMAY, J., FOURNIER, F. Multivariate statistical analysis applied to seismic facies recognition. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v. 53, n. 9, sept. 1988, p.1151-1159.
- FOURNIER, F., DERAÏN, J. F. A statistical methodology for deriving reservoir properties from seismic data. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v.60, n. 9, sept. 1995, p. 1437-1450.
- GALLI, A., F. GERDIL-NEUILLET. & C. DADOU Factorial Kriging Analysis: A substitute to Spectral Analysis of magnetic data. In: G. Verly, M. Davis, A. G. Journel & A.

- Maréchal (eds), *Geostatistics for Natural Resources Characterization, Part 1*, D Raidal Publishing Company, 1984, p.543 – 557.
- GEOVARIANCES, Manuais do Isatis, versão 3.14, Fontainebleau, France: Geovariances, 1998.
- GONZALES, R. C. & R. E. WOODS *Digital Image Processing*. New York: Addison-Wesley Publishing Company., 1993, 713 p.
- GOOVAERTS, P. & Ph. SONNET Study of spatial and temporal variations of hidrogeochemical variables using factorial kriging Analysis. In: A. Soares (ed), *Geostatistics Tróia '92*, vol. 2, Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1993. p.745-756.
- GOOVAERTS, P., P. SONNET & A. NAVARRE Factorial kriging analysis of springwater contents in the Dyle river basin, Belgium. *Water Resources Research*, v.29, n.7, 1993, p.2115-2125.
- GOOVAERTS, P., R. WEBSTER Scale-dependent correlation between topsoil copper and cobalt concentrations in Scotland. *European Journal of Soil Science*, v.45, n.1, 1994, p.79-95.
- HAAS, A. G. & J. R. VIALIX Krigeage Applied to Geophysics: The Answer to the Problem of Estimators and Contouring. *Geophysical Prospecting*, v.24, 1976, p.49-69.
- HIRSCHE, K, J. PORTER-HIRSCHE, L. MEWHORT & D. HUSKY The Use and Abuse of Geostatistics. *The Leadin Edge*, n. 3, v.16, 1997, p. 253-258
- LANDMARK GRAPHICS CORPORATION. *Poststack/PAL User Guide*. Houston, U.S.A.,1996.

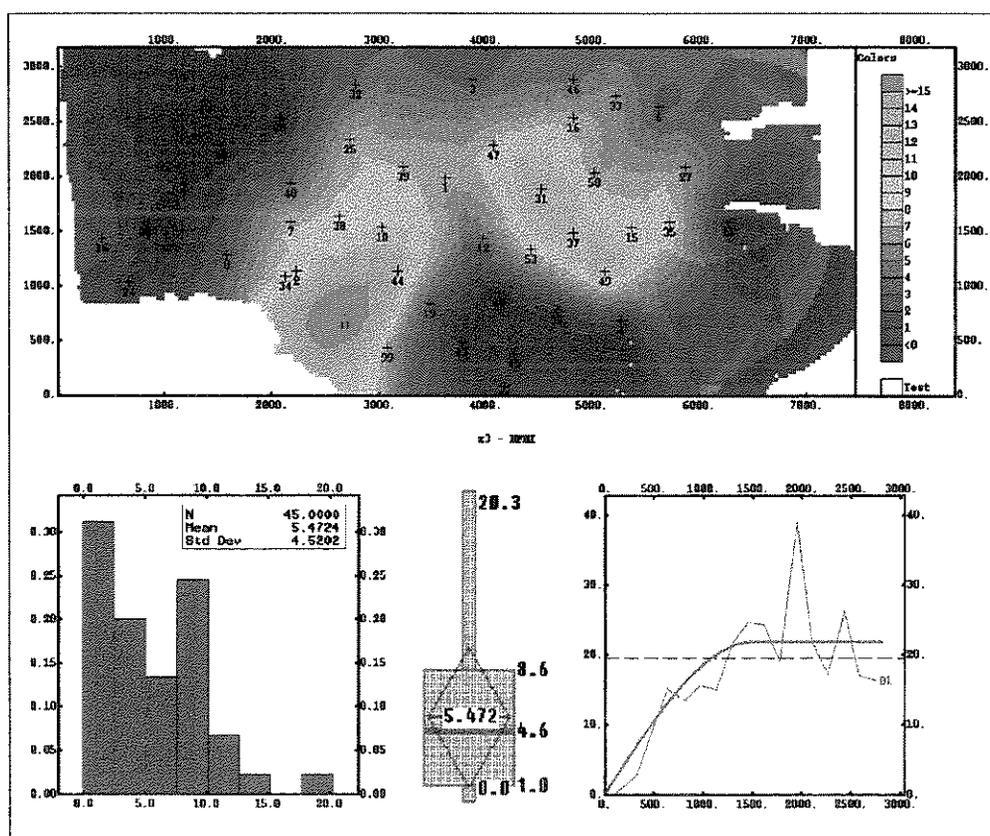
- JAQUET, O. Factorial Kriging Analysis applied to geological data from petroleum exploration. *Mathematical Geology*, v.21, n.7, 1989, p.683-691.
- JOHANN, P. et al. 3-D Stochastic reservoir modeling constrained by well and seismic data on a turbidite. In: *71st SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1996, Denver, Expanded Abstracts, SPE Paper 36501, 1996, p.51-56.
- JOHANN, P. *Inversion Sismostratigraphique et Simulations Stochastiques en 3D: Réservoir Turbiditique, Offshore du Brésil*, Thèse de doctorat soutenue à l'Université de Paris VI, 1997, 352 p.
- JOURNEL, A.G., XU, W. & T. TRAN. *Integration seismic data in reservoir modelling: The collocated cokriging alternative*. Stanford, U.S.A.: Stanford Center for Reservoir Forecasting, 1992 (Report 5).
- MA, Y. Z. & J. J. ROYER Le Comportement des Ponderateurs en Analyse Krigeante. Comparaison Avec les Filtrés Classiques Utilisés en Traitement D'Images. *Sci de la Terre, Sér. Inf.*, V.28, 1988, p. 175-194.
- MARCOTTE, D. Conditional Simulation with Data Subject to Measurement Error: Post-simulation Filtering with Modified Factorial Kriging. *Mathematical Geology*, v.27, n. 6, 1995, p.749-762.
- MATHERON, G. Pour une analyse krigeante des données régionalisées. *Publication N-732*, Centre de Géostatistique, Fontainebleau, France, 1982, 22 p.
- NEFF, D.B. Amplitude map analysis using forward modeling in sandstone and carbonate reservoirs. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v.58, n. 10, 1993, p.1428-1441.
- NEFF, D.B. Estimated pay mapping using three-dimensional seismic data and incremental pay thickness modeling. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v.55, n. 5, 1990, p.567-575.

- ROSSETO, J. A. *Incertezas associadas à caracterização de reservatório utilizando dados sísmicos e de poços com uma abordagem geoestatística*. Campinas: Instituto de Geociências, Universidade de Campinas, 1998, 109 p. Dissertação (Mestrado).
- SANDJIVY, L. The Factorial Kriging Analysis of regionalized data. It's application to geochemical prospecting. In: G. Verly, M. Davis, A. G. Journel & A. Maréchal (eds), *Geostatistics for Natural Resources Characterization, Part 1*, D. Raïdal Publishing Company, 1984. p. 559 – 571.
- SCHWEDERSKY NETO, G. et al. Utilização da Sísmica na caracterização do reservatório Arenito Namorado – Campo de Albacora. In: *II Workshop Sobre Caracterização E Engenharia De Reservatórios, Cadernos de Resumos*, Campinas: Universidade Estadual de Campinas / Centro de Estudos do Petróleo, 1997, p.54-55.
- SHERIFF, R. E. Factors affecting seismic amplitudes. *Geophysical Prospecting*, v.23, 1, 1975, p.125-136.
- SOUZA Jr., O. *Stratigraphie séquentielle et simulations probabilistes d'un cône sous-marin, champ de Namorado*. Thèse de doctorat soutenue à l'Université de Paris VI, 1997, 368 p.
- STANULONIS, S.F., TRAN, H.V. Method to determine porosity-thickness directly from 3-D seismic amplitude within the Lisburne Carbonate pool, Prudhoe Bay. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v. 57, n. 1, 1992, p. 14-20.
- VERNIK, L. & A. NUR. Petrophysical classification of siliciclastics for lithology and porosity prediction from seismic velocities. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v.76, n.9, 1992, p.1295-1309.
- WACKERNAGEL, H. *Multivariate Geostatistics*. Berlin, New York: Springer, 1995, 256 p.
- WOLF, D.J., WITHERS, K.D., BURMAN, M.D. Integration of well and seismic data using geostatistics. In: Yarus, J.M., Chambers, R.L.: *Stochastic Modeling and*

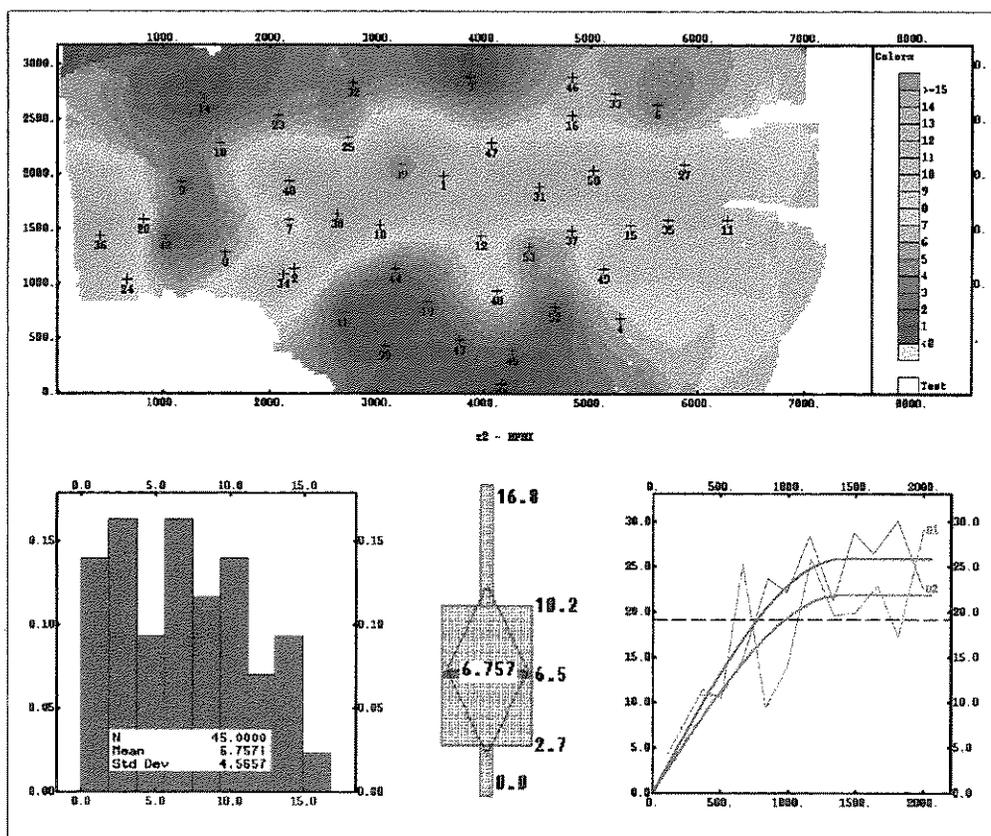
Geostatistics. Tulsa, Oklahoma: The American Society of Petroleum Geologist(AAPG Computer Applications in Geology n. 3), 1994, p. 177 –199.

YILMAZ, O. *Seismic Data Processing*. Stephen M. Doherty (ed), Investigation in Geophysics, vol.2, Tulsa, Oklahoma : Society of Exploration Geophysicists. 1991, 526 p.

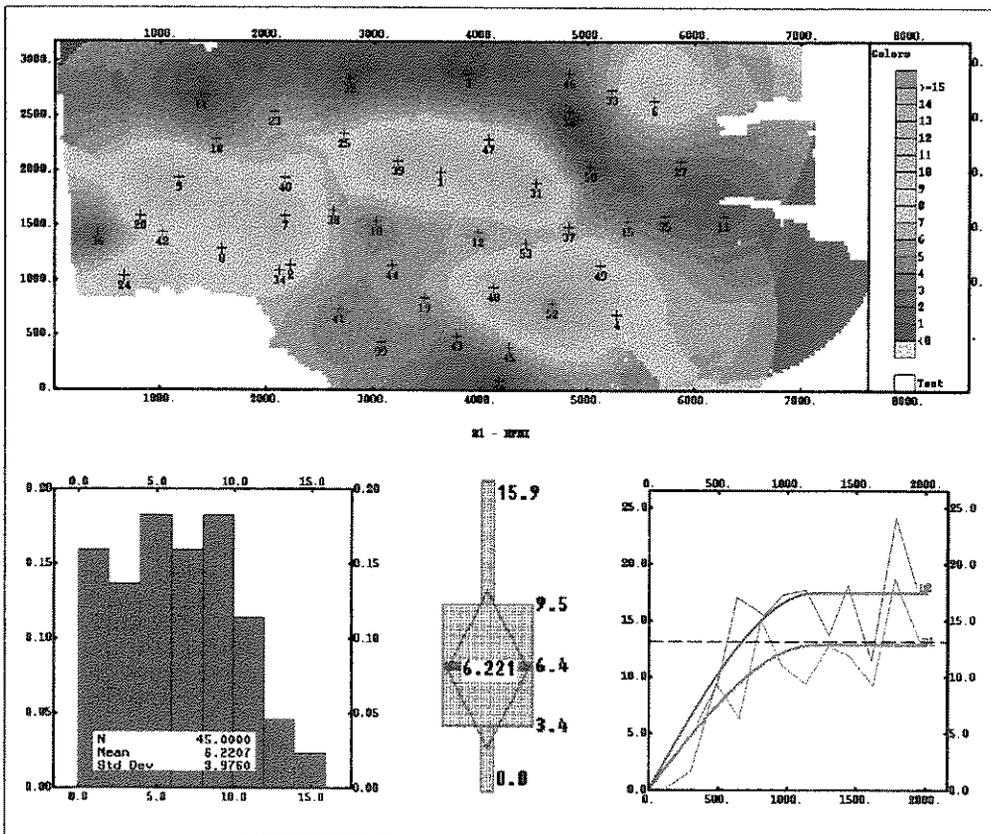
Anexos



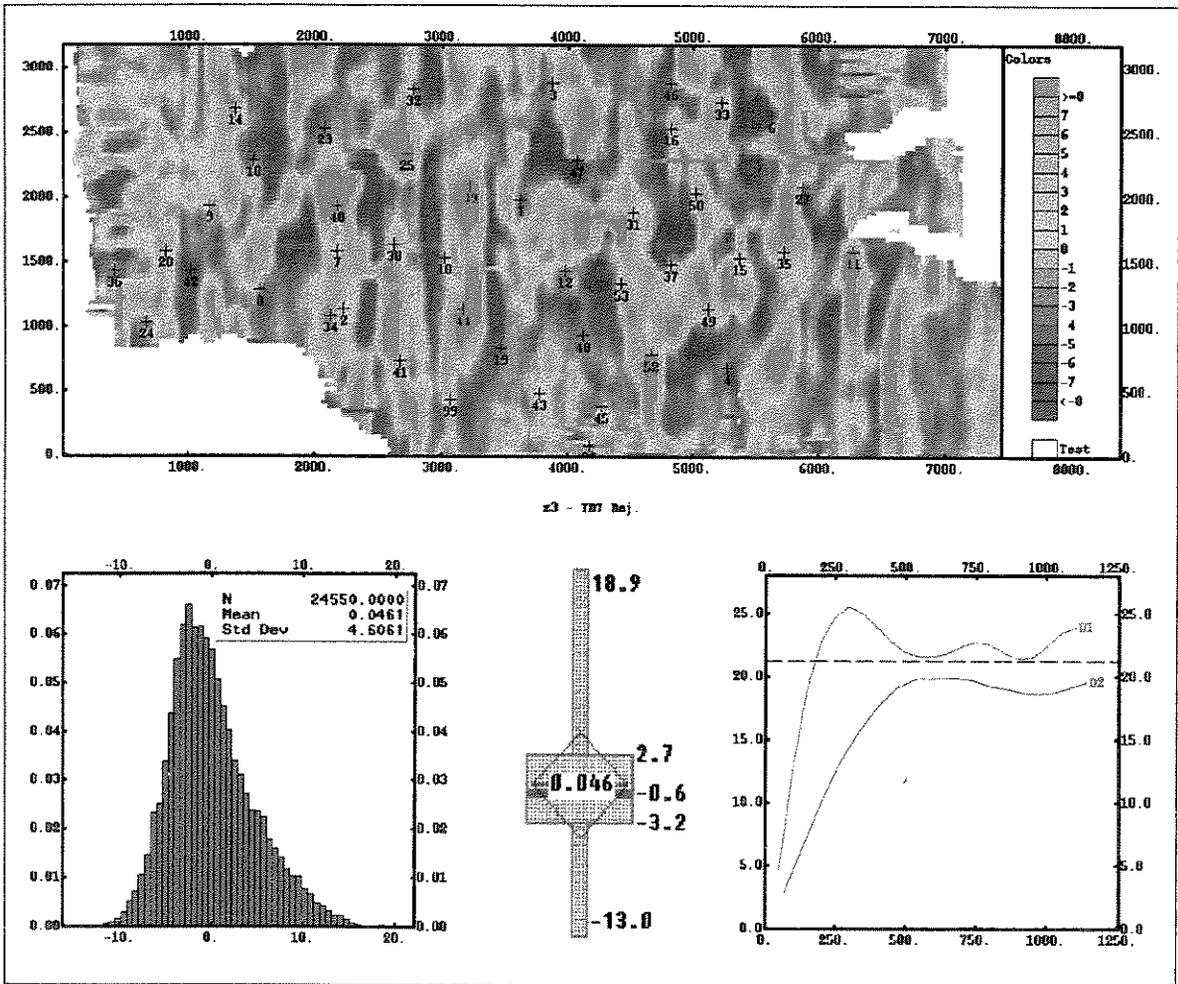
Anexo I: Distribuição de $H\phi$ no intervalo Z3



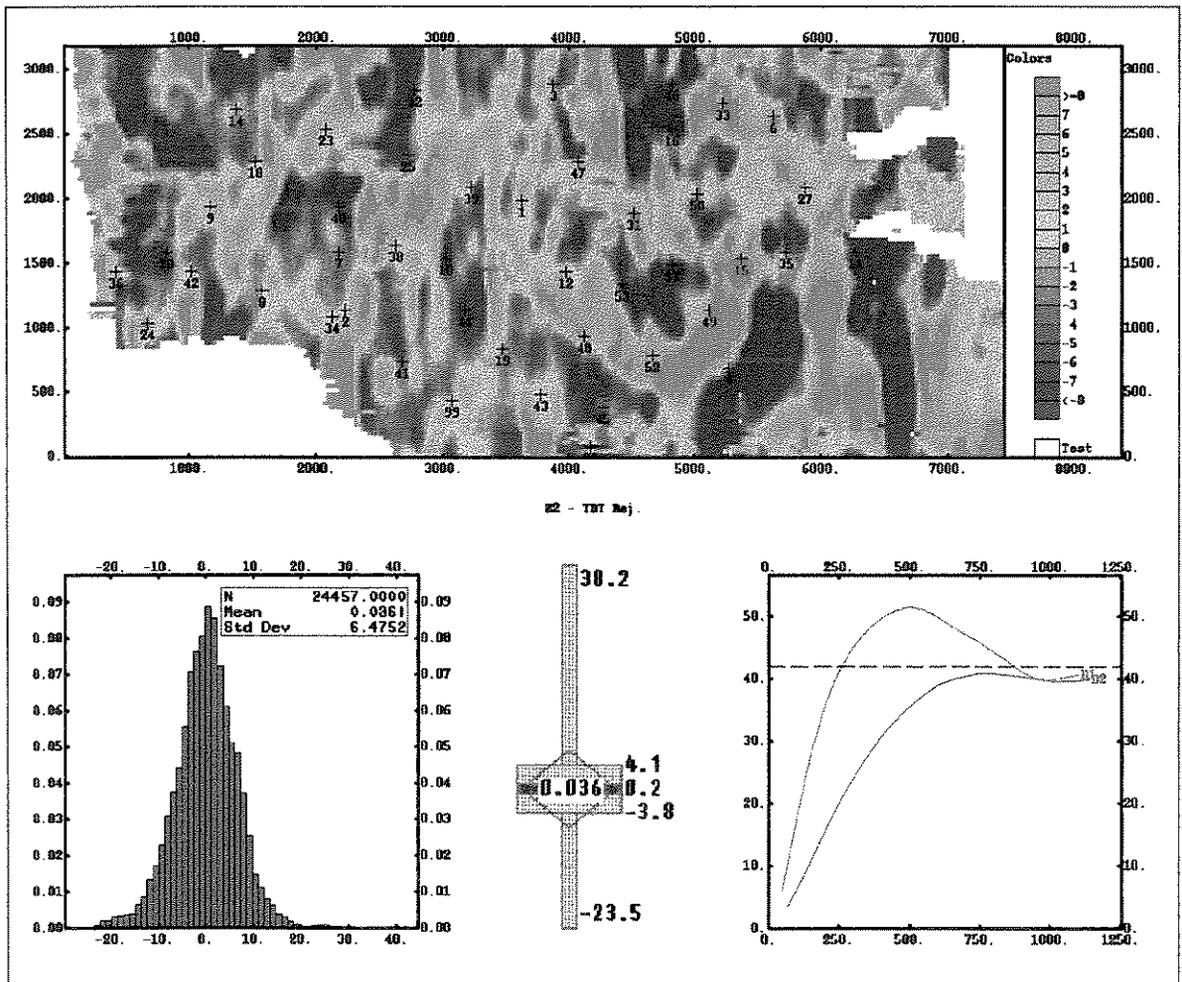
Anexo II: Distribuição de $H\phi$ no intervalo Z2



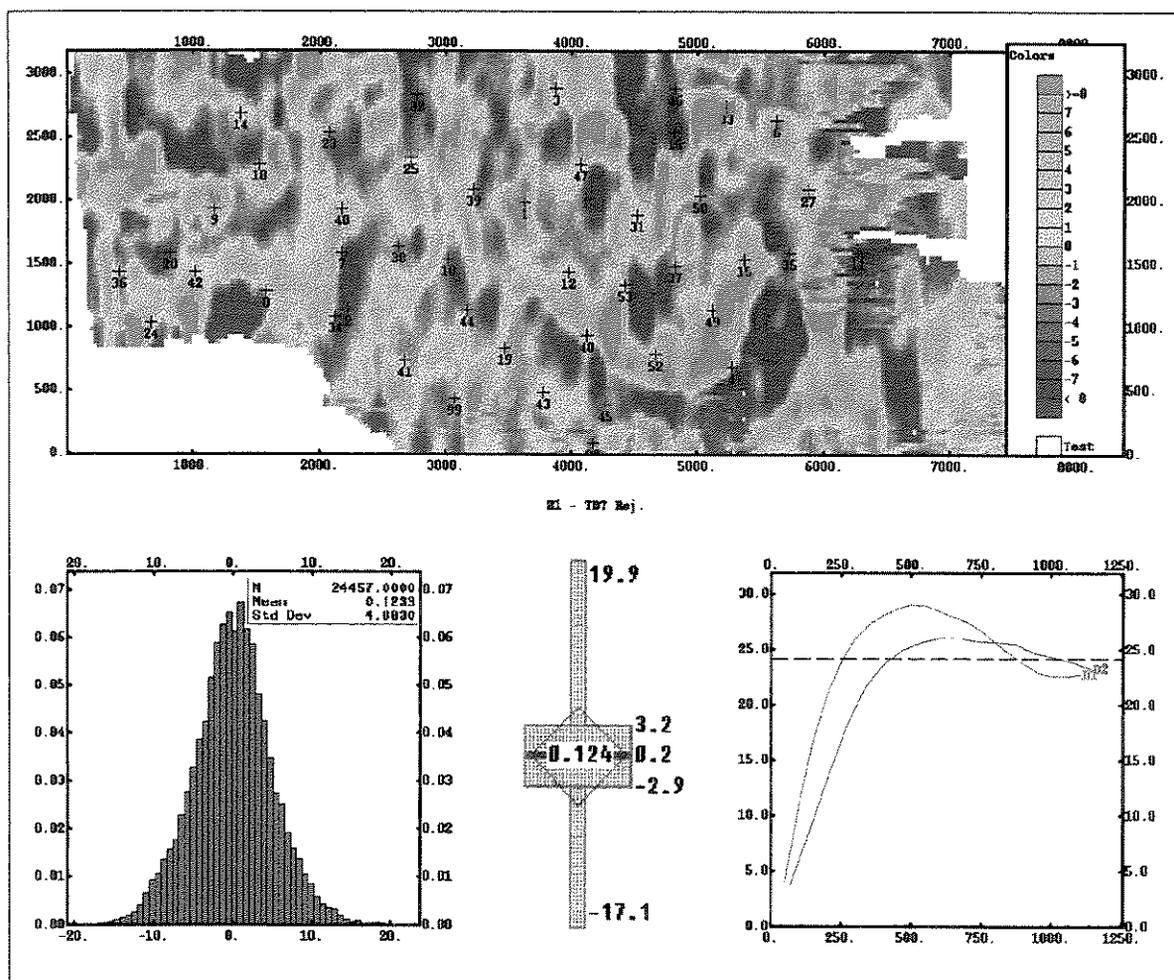
Anexo III: Distribuição de $H\phi$ no intervalo $Z1$



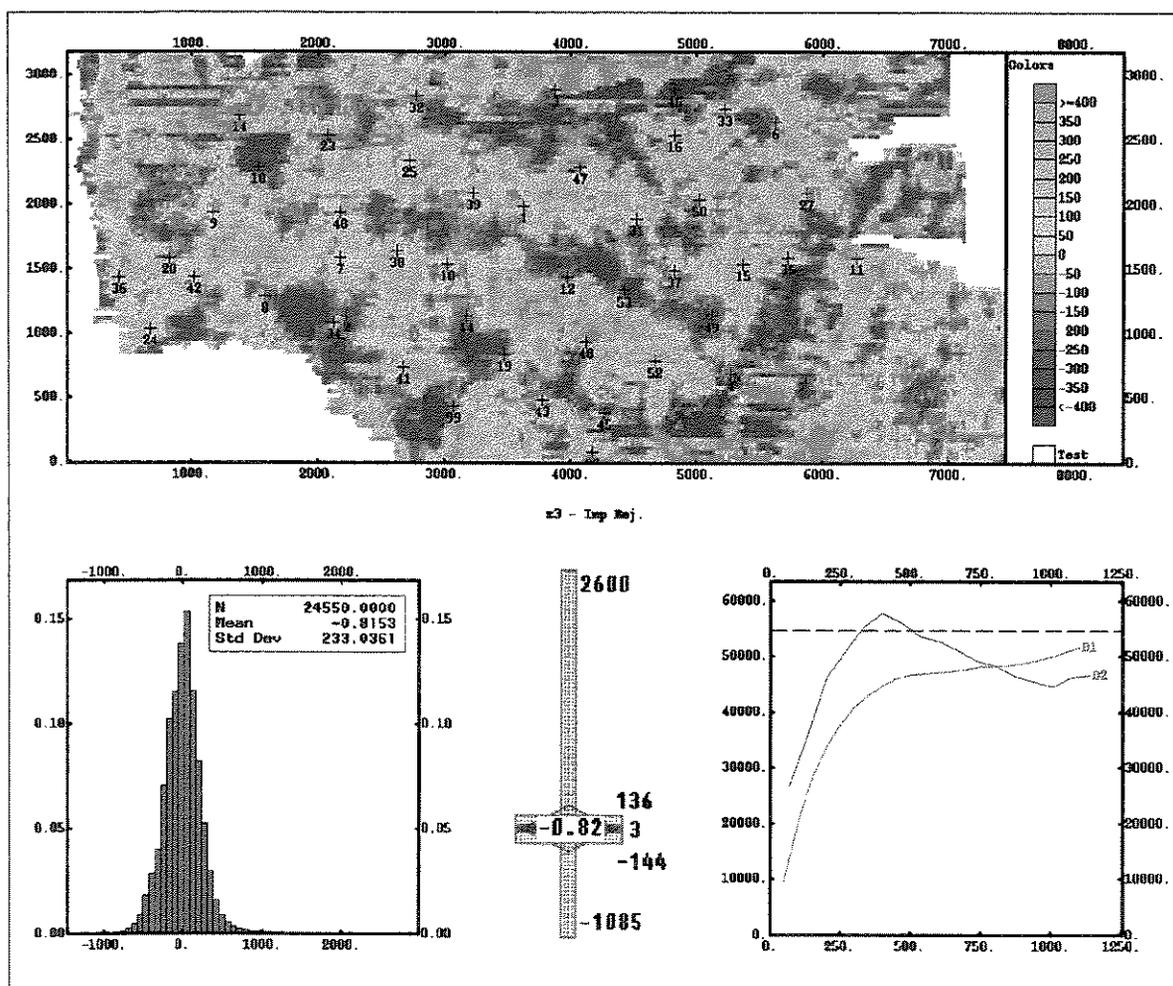
Anexo IV: Componente de curto alcance do TDT no intervalo Z3



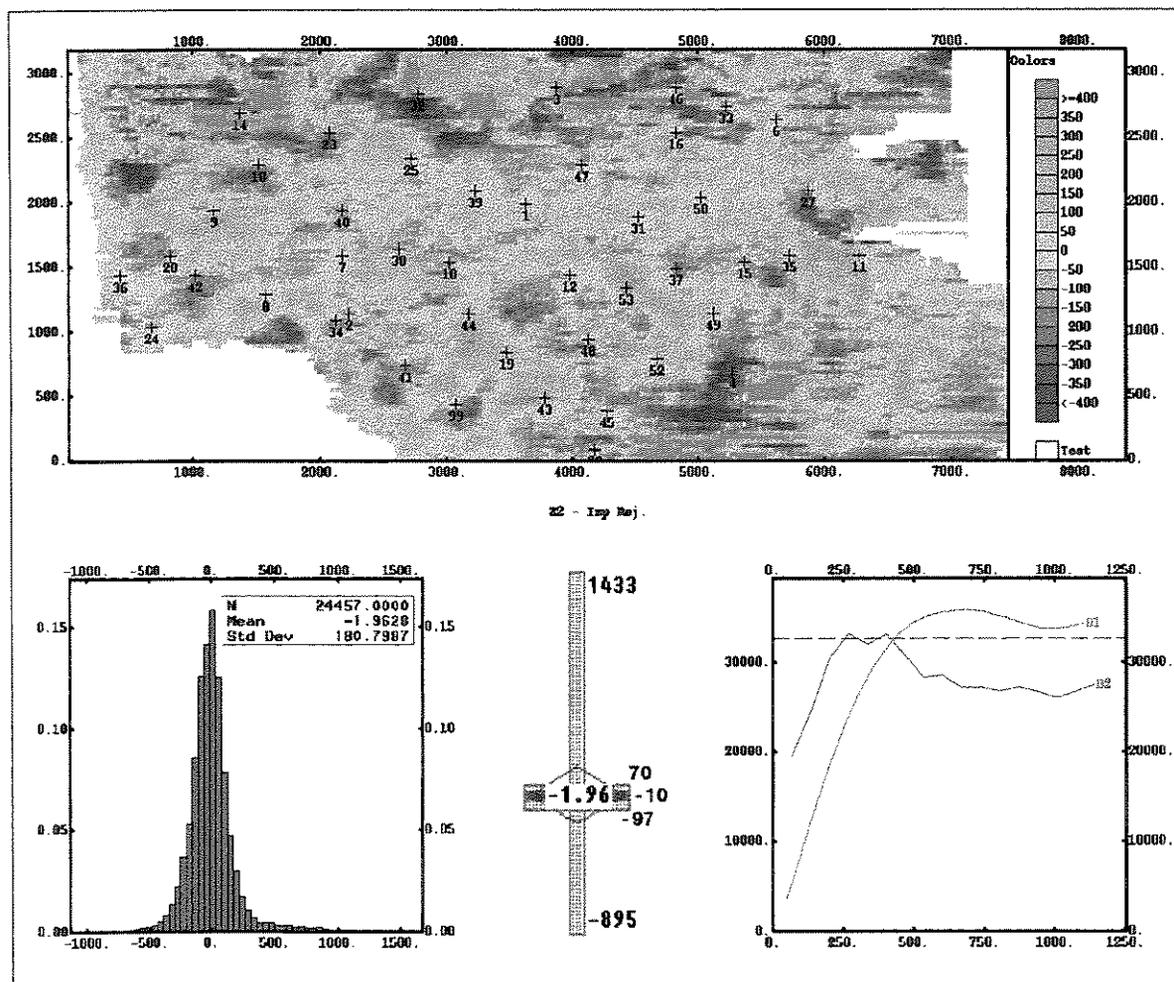
Anexo V: Componente de curto alcance do TDT no intervalo Z2



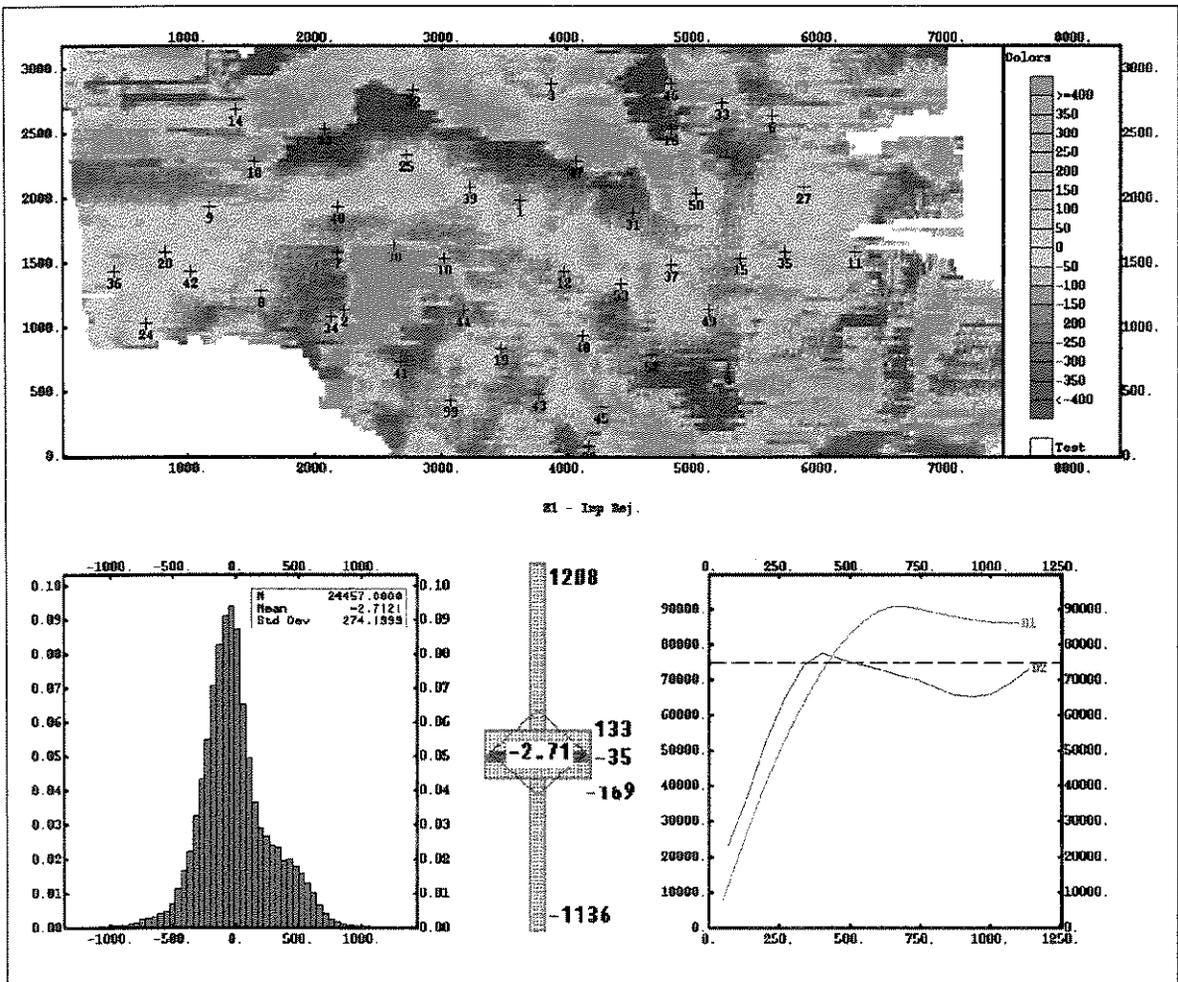
Anexo VI: Componente de curto alcance do TDT no intervalo Z1



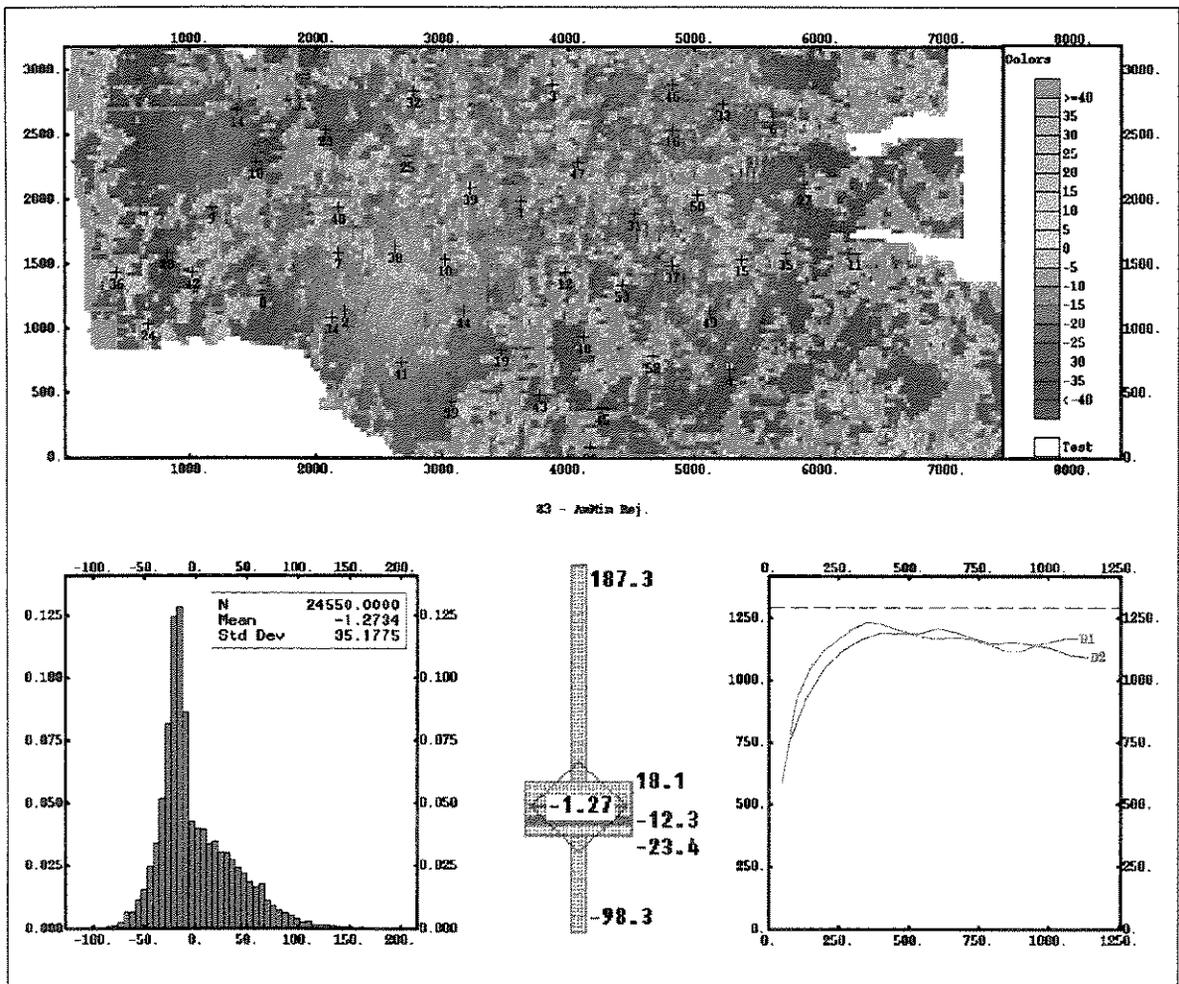
Anexo VII: Componente de curto alcance da Imp intervalo Z3



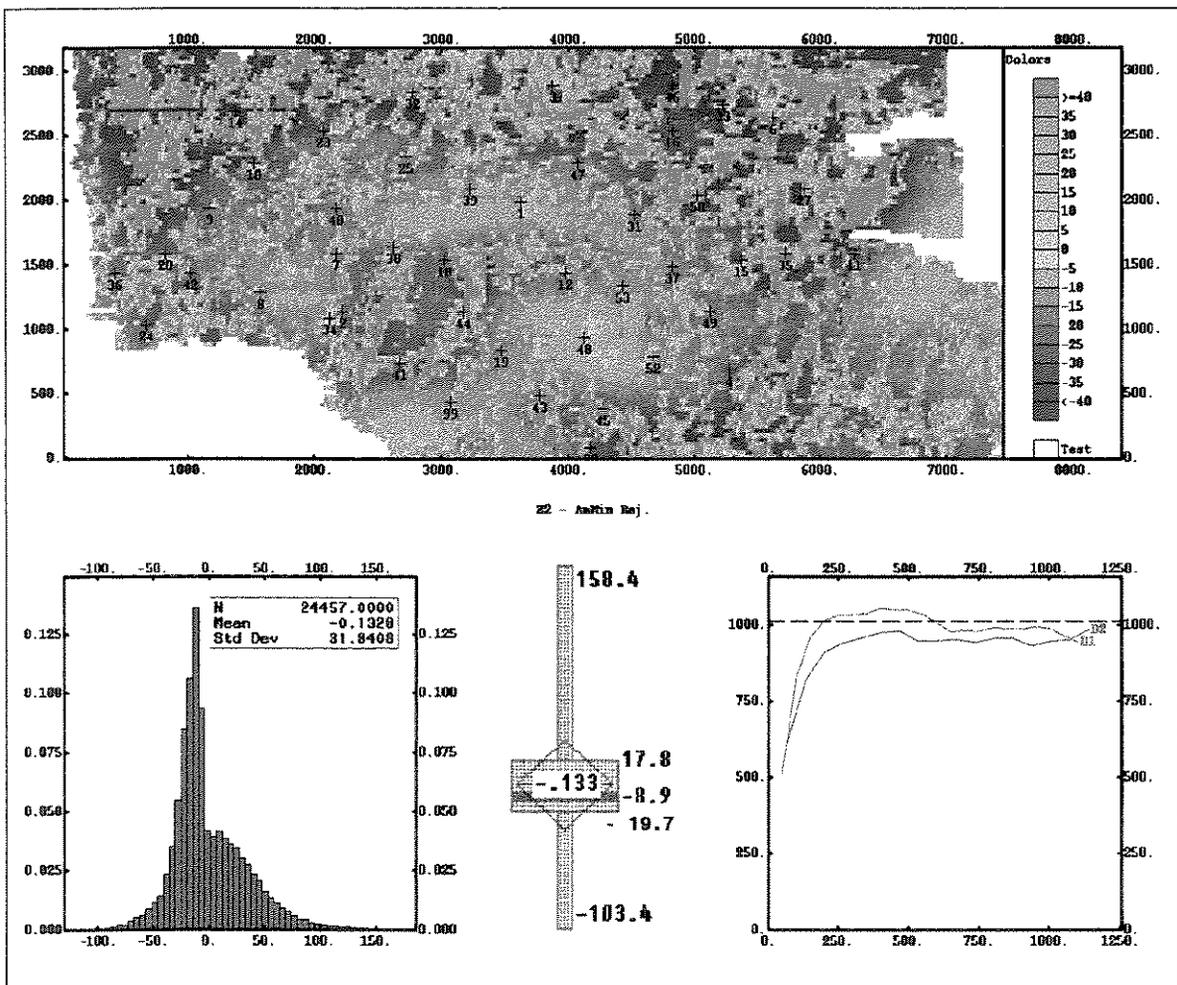
Anexo VIII: Componente de curto alcance da Imp no intervalo Z2



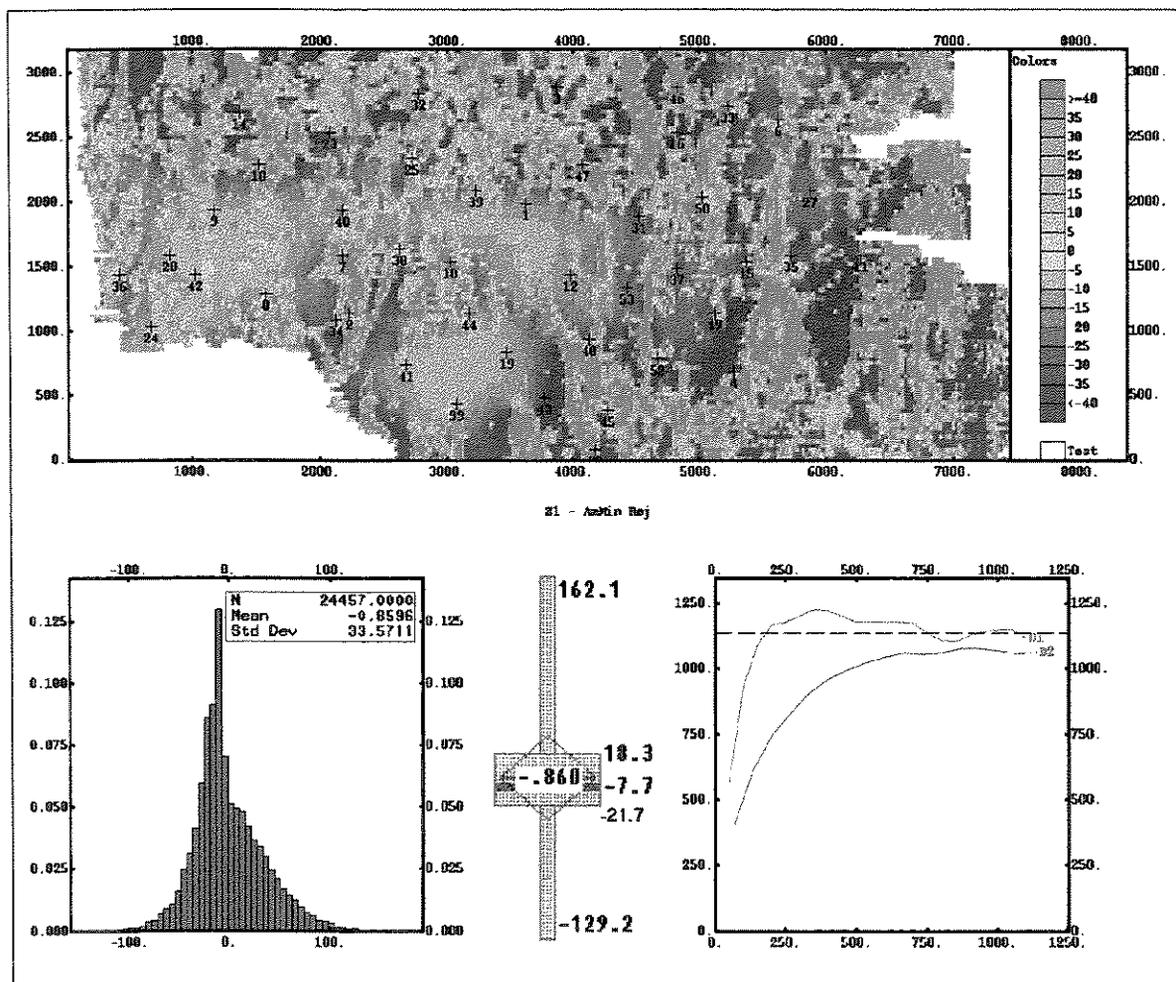
Anexo IX: Componente de curto alcance da Imp no intervalo Z1



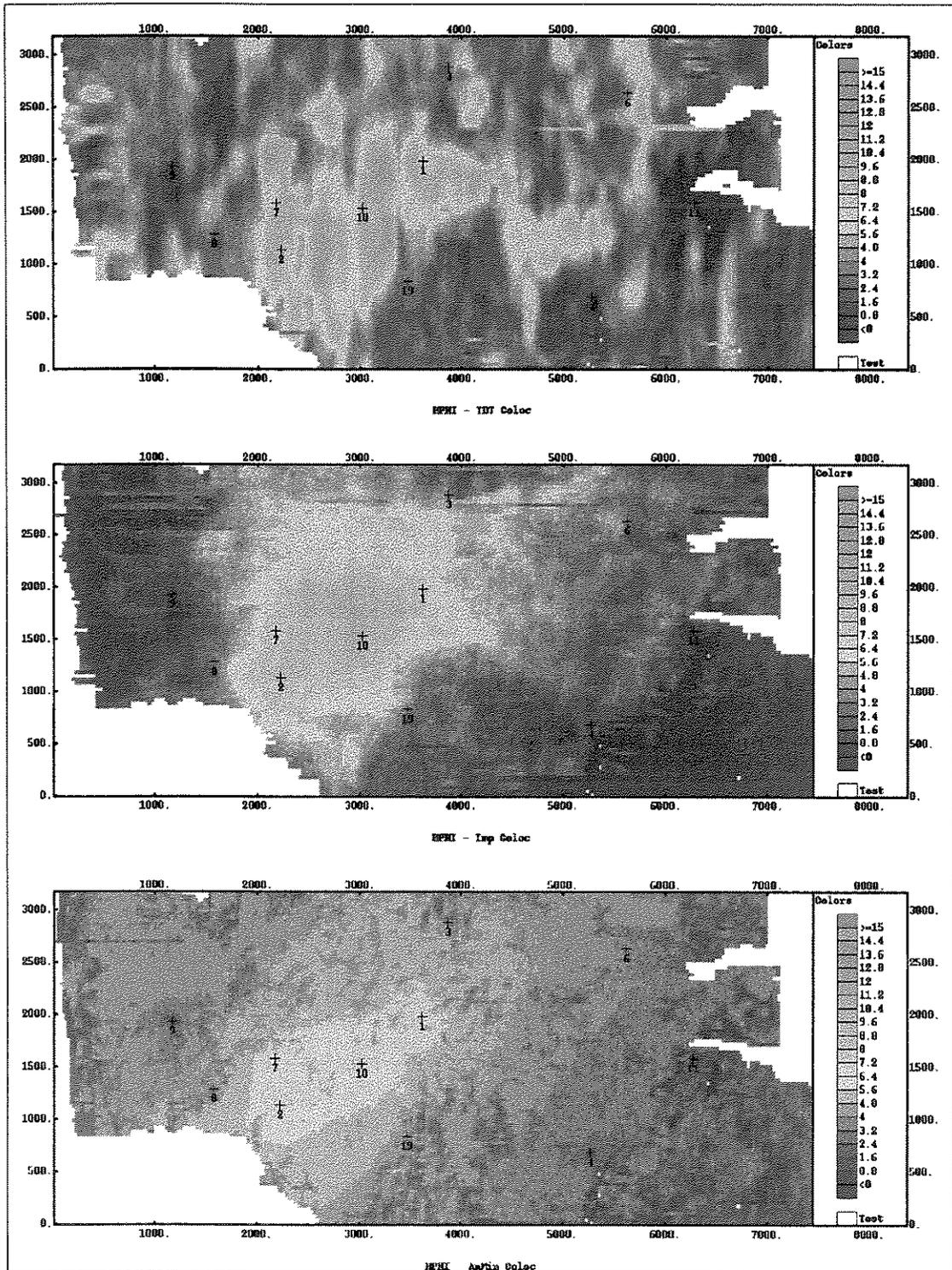
Anexo X: Componente de curto alcance da AmMin no intervalo Z3



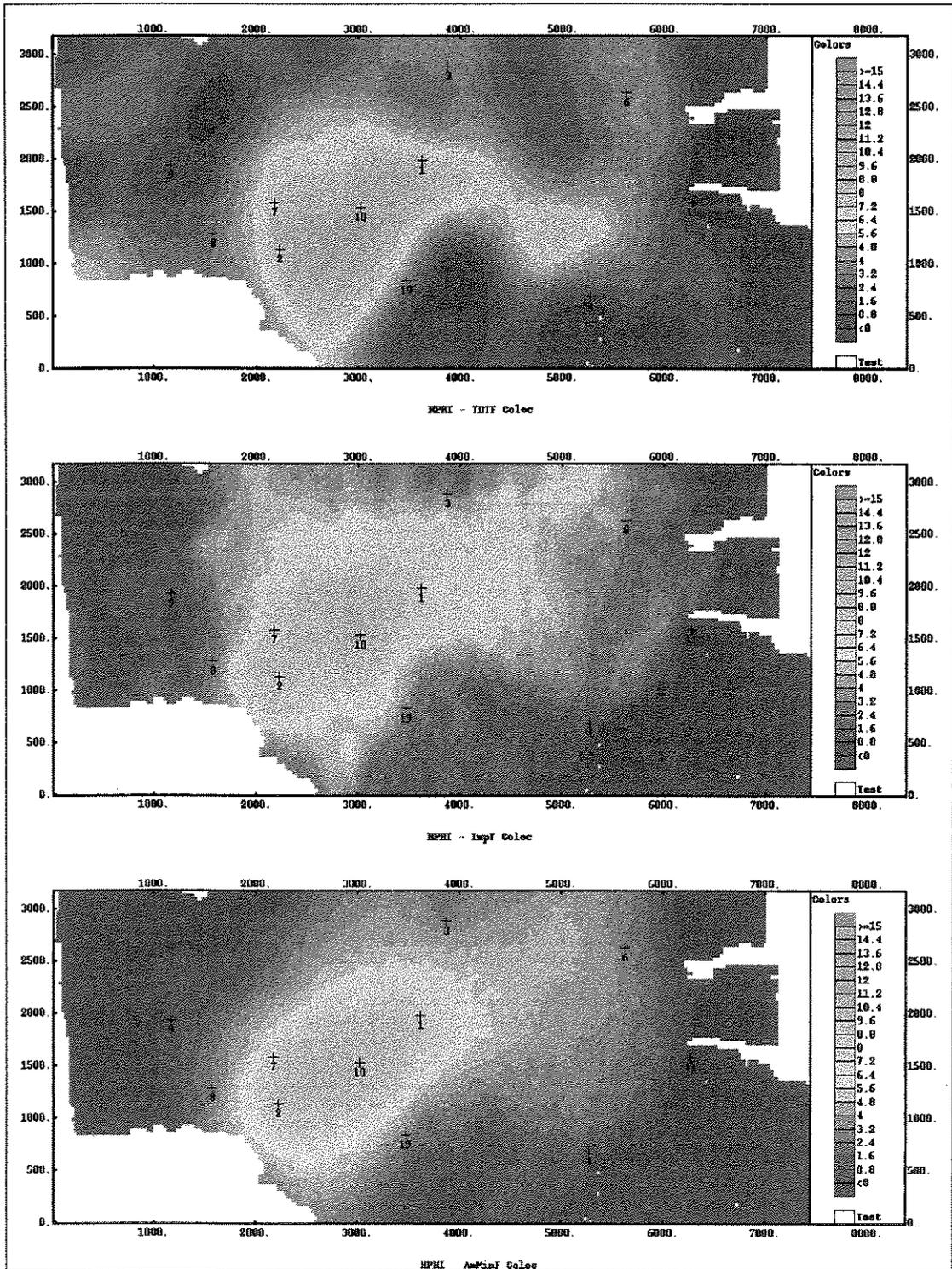
Anexo XI: Componente de curto alcance da AmMin no intervalo Z2



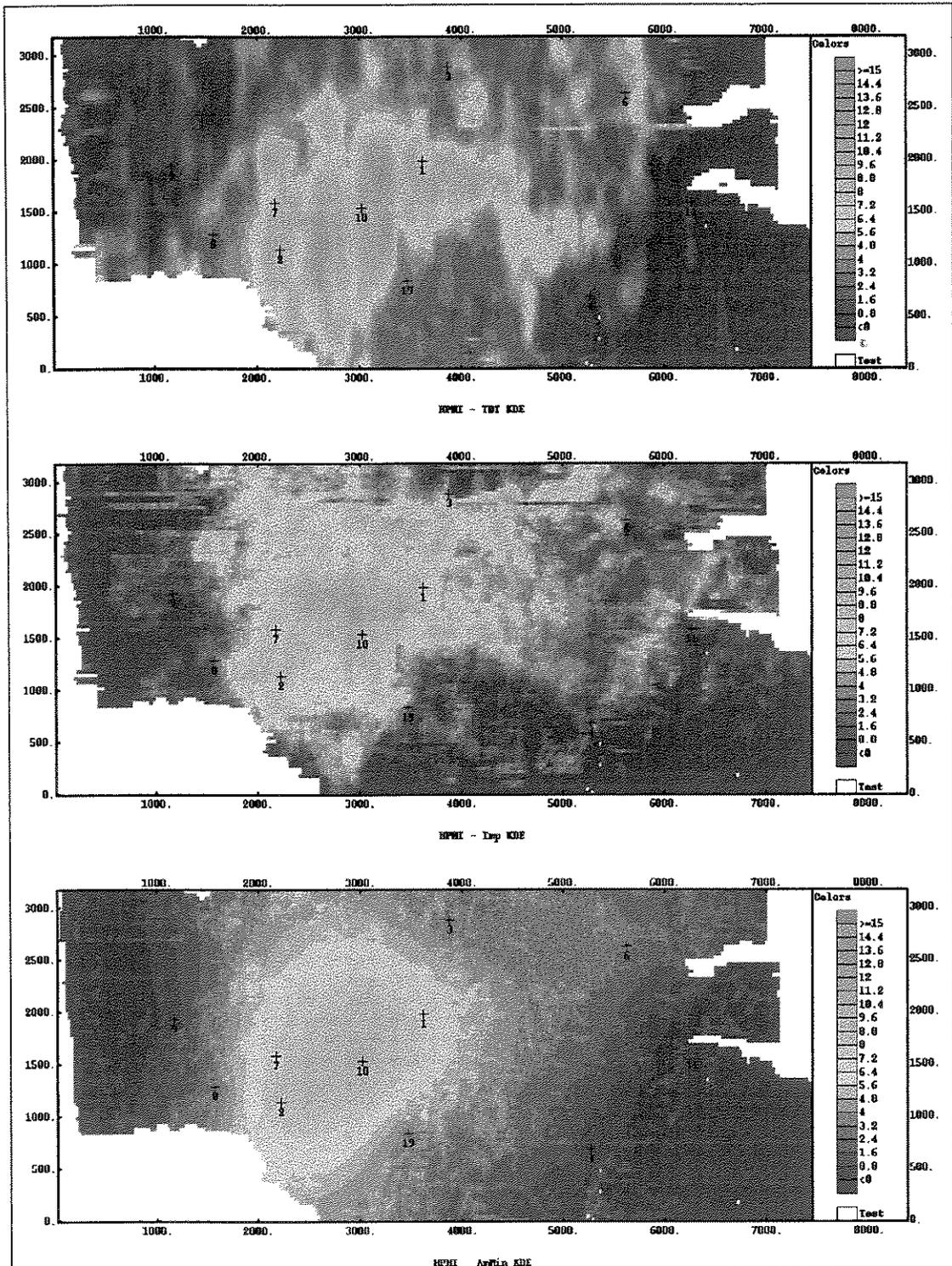
Anexo XII: Componente de curto alcance da AmMin no intervalo Z1



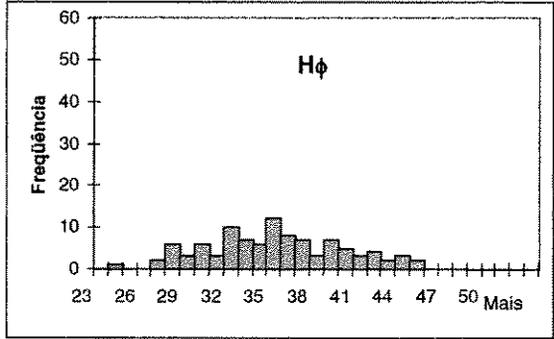
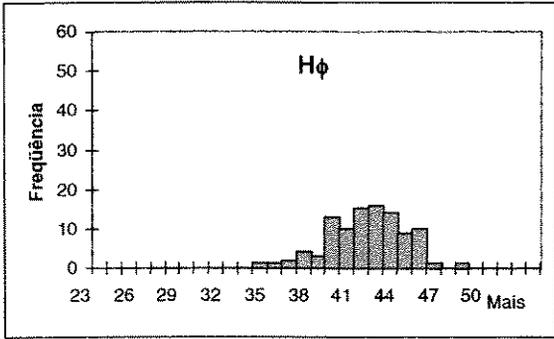
Anexo XIII: Mapas de $H\phi$ krigados com *dataset* de 11 poços, incorporandos os três atributos (TDT, Imp e AmMin, de cima para baixo, respectivamente) pré-filtragem como variável colocalizada.



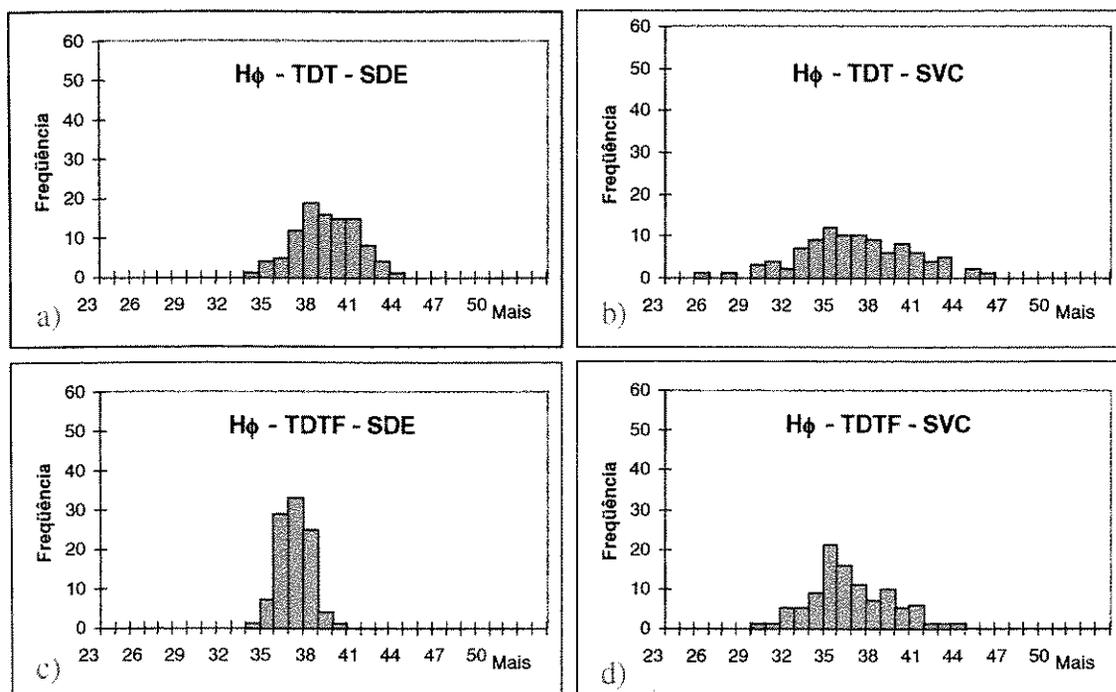
Anexo XIV: Mapas de $H\phi$ krigados com *dataset* de 11 poços, incorporando os três atributos (TDT, Imp e AmMin, de cima para baixo , respectivamente) pós-filtragem como variável colocalizada.



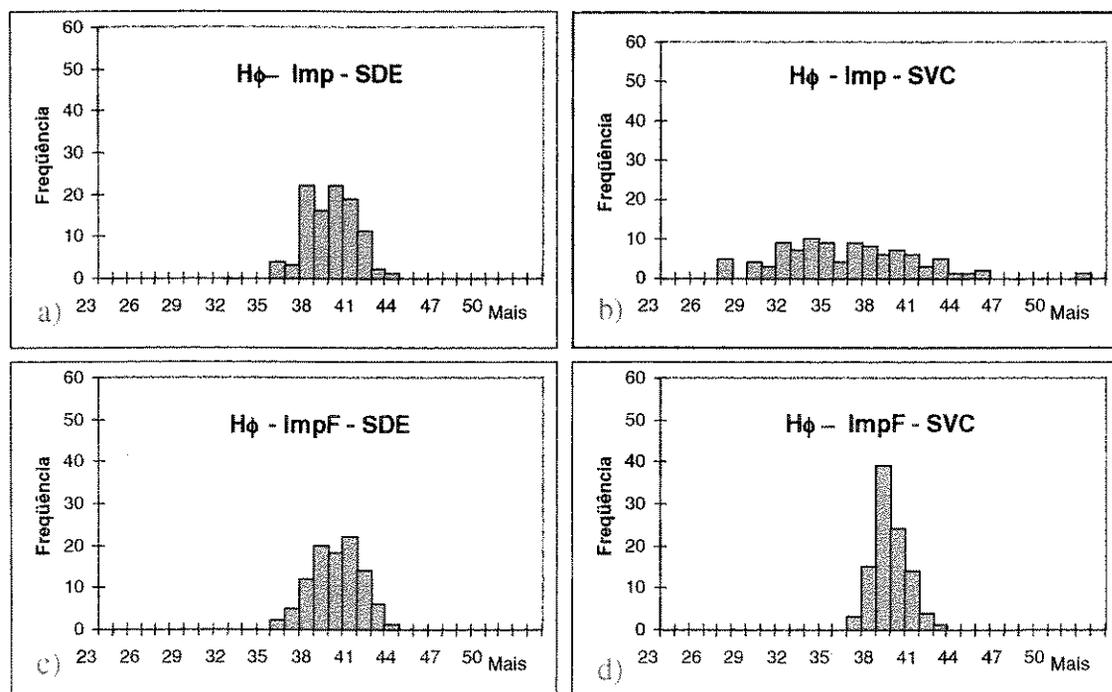
Anexo XV: Mapas de $H\phi$ krigados com dataset de 11 poços, incorporandos os três atributos (TDT, Imp e AmMin, de cima para baixo , respectivamente) pré-filtragem como deriva externa.



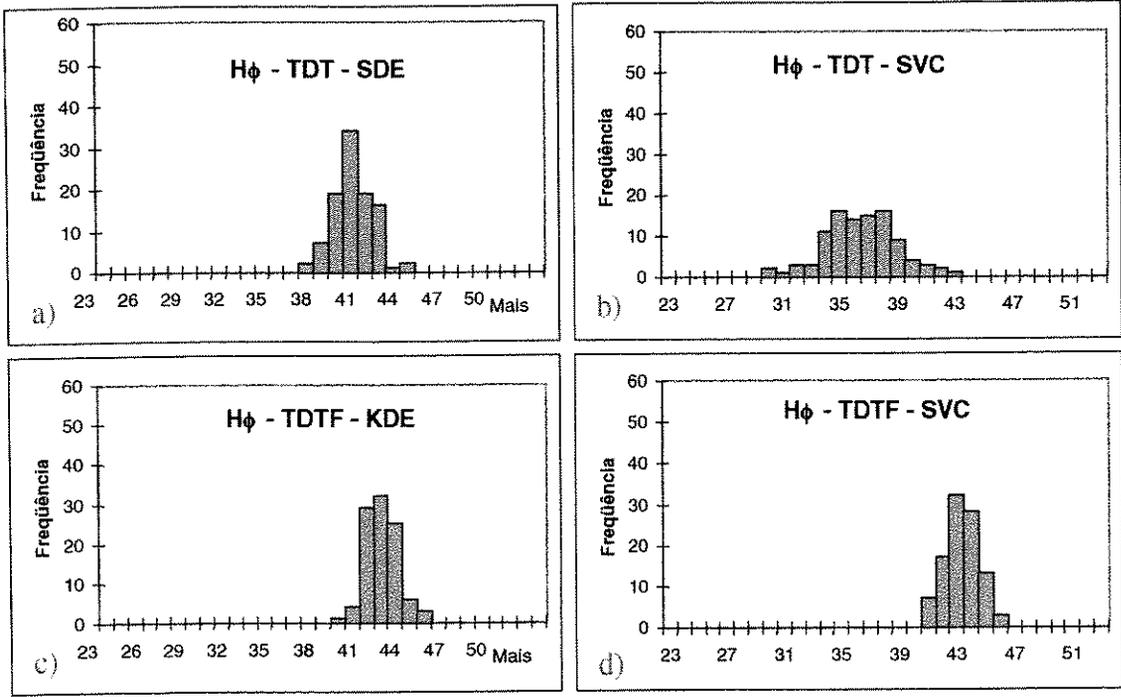
Anexo XVII: Histogramas de 100 simulações de $H\phi$ com os conjuntos de dados de 44 e 11 poços, à direita e a esquerda respectivamente



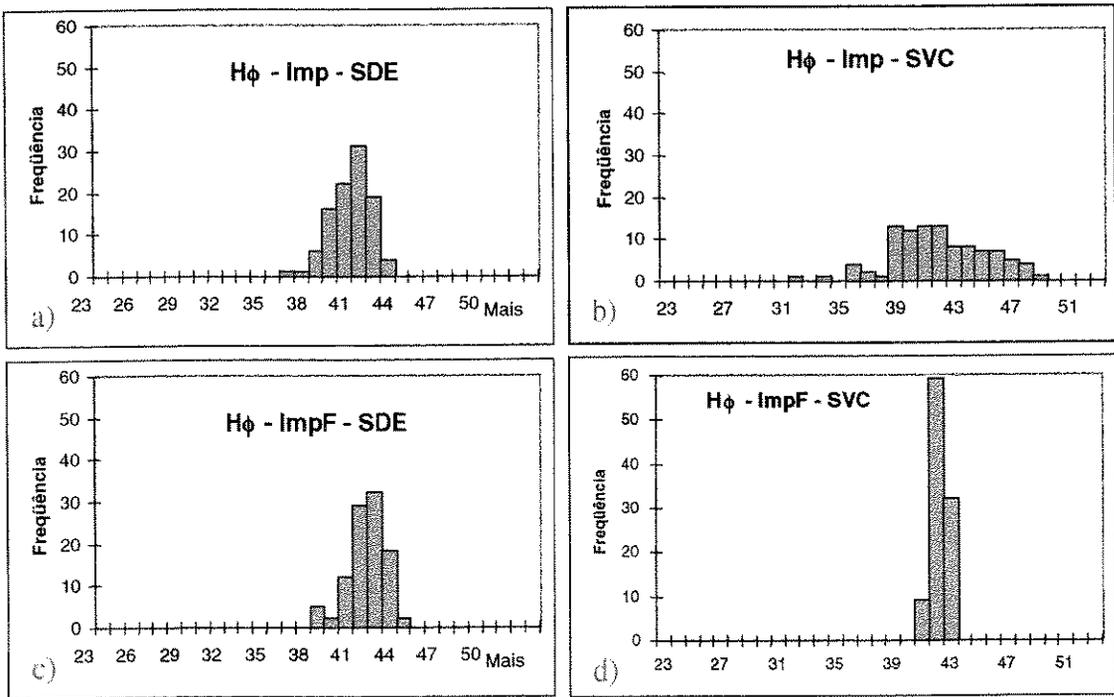
Anexo XVIII: Conjunto de dados de 11 poços. Histogramas de 100 simulação de $H\phi$ utilizando TDT pré e pós filtragem como variável secundária em sistemas de simulação com deriva externa e simulação com variável colocalizada.



Anexo XIX: Conjunto de dados de 11 poços. Histogramas de 100 simulação de $H\phi$ utilizando Imp pré e pós filtragem como variável secundária em sistemas de simulação com deriva externa e simulação com variável colocalizada.



Anexo XX: : Conjunto de dados de 44 poços. Histogramas de 100 simulação de $H\phi$ utilizando o TDT pré e pós filtragem como variável secundária em sistemas de simulação com deriva externa e simulação com variável colocalizada.



Anexo XXI: : Conjunto de dados de 44 poços. Histogramas de 100 simulação de $H\phi$ utilizando Imp pré e pós filtragem como variável secundária em sistemas de simulação com deriva externa e simulação com variável colocalizada

Apêndice A

Seismic Data Factorial Kriging Analysis: a geostatistical filtering applied to reservoir characterization

Evaldo Cesário Mundim , Petrobras S/A, Brazil
 Armando Zaupa Remacre, Unicamp, Brazil
 Paulo Johann, Petrobras S/A, Brazil

Introduction. The use of seismic attributes for reservoir characterization has, nowadays, become more popular, thanks to the availability of modern workstations as well as to the use of geostatistics as a tool for the integration with well data.

Seismic attributes are obtained through workstation in 2D or in volume. Due to limitations imposed by the seismic resolution, the reservoir mean properties are often correlated to seismic attributes mean maps, horizontal slices, time slices, or proportional slices. It is well known, however, that, even after seismic processing, noises and sign distortions remain if not introduced by the processing itself. Moreover, inconsistency in horizons picking, during interpretation, worsens the quality of the obtained attributes with corresponding impact for its use as a predictive variable for reservoir mean properties estimation. It is also worth mentioning that monoattribute or mean maps may disguise the image of geologic features of different dimensions, hard to distinguish through conventional filtering techniques.

In this paper, we discuss the use of Factorial Kriging Analysis (FKA) as a sensitive tool for seismic attributes images filtering. The great advantage of this technique is that the filter parameterization takes into account the geologic background knowledge about the field area.

Factorial Kriging Analysis (FKA). The general theory of Factorial Kriging Analysis has been developed by Matheron (1982). FKA was used in geophysics by Galli, Gerdil-Neuillet & Dadou (1984), as a technique for magnetic anomalies separation.

FKA relies on the assumption that a regionalized phenomenon can be seen as a linear sum of varied independent subphenomena acting at different scales, each of which presents its own variogram or covariance model which will, linearly summed up, compound the variogram or covariance model of the regionalized phenomenon. Thus, a second-order stationary regionalized variable $Z(x)$ can be decomposed in a sum of its mean value $m(x)$, representative of $E[Z(x)]$, with s uncorrelated zero mean regionalized variables $Z_u(x)$:

$$Z(x) = Z_0(x) + Z_1(x) + \dots + Z_u(x) + \dots + Z_s(x) + m(x)$$

The nested variogram will be the linear sum of the components variograms:

$$\gamma(h) = \gamma_0(h) + \gamma_1(h) + \dots + \gamma_u(h) + \dots + \gamma_s(h)$$

A component estimate $Z_u^*(x)$ is given by the linear combination:

$$Z_u^*(x_0) = \sum_{\alpha=1}^n w_{\beta} Z(x_{\alpha})$$

The kriging system is solved in a neighborhood with n data points by:

$$\sum_{\beta=1}^n w_{\beta} \gamma(x_{\alpha} - x_{\beta}) + \mu = \gamma^u(x_{\alpha} - x_0) \quad \alpha = 1, \dots, n$$

$$\sum_{\beta=1}^n w_{\beta} = 0$$

Equation 1

where μ is a Lagrange coefficient, w_{β} the kriging weights. The notation $\gamma(x_{\alpha} - x_{\beta})$ describes the nested variogram between the data locations and $\gamma^u(x_{\alpha} - x_0)$ describes the compo-

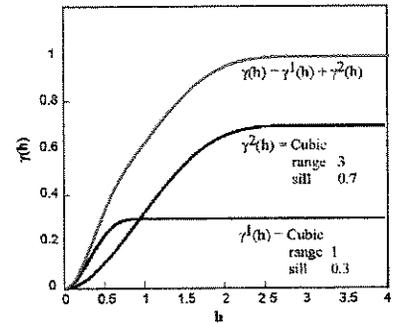


Figure 1: A nested variogram example. The red variogram is obtained by the sum of the two black variograms.

nent u of the nested variogram between each data location and the location where an estimate is sought.

If data exhibits a slight drift, it may be incorporated by the local mean $m(x)$ in a moving neighborhood kriging system.

The choice of a variographic model as well as its fitting must be validated by the geologic and geophysical understanding of the phenomenon under study. A nested variogram may be fitted using exclusively the experimental variogram. Nevertheless, taking into consideration available geologic background knowledge may lead to a more robust model and facilitate the fitting when nesting is not clear.

Filtering is implemented by kriging, in which system the data covariance is given by the fitted model, whereas the cross covariance between the data and the estimated point is obtained by rejecting the variogram of the component to be filtered from the fitted model, Equation 1. The sum of the weights must be null so that the mean of the components be null as well. Such is not necessary if the mean is known.

Case study. FKA was applied to a double way traveling time

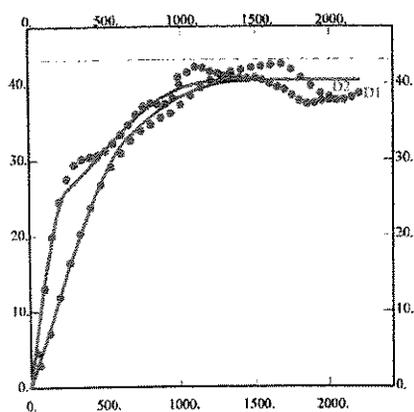


Figure 3: DWT variogram in the upper reservoir interval. A nested model was fitted consisting of two structures: a spherical one (sill 21 ms^2 , ranges 270 m in E-W direction and 500 m in N-S), and a cubic one (sill 19 ms^2 , ranges 1560 m in E-W and 1680 m in N-S).

(DWT) image in the upper interval of an offshore turbidite reservoir in Campos Basin, Brazil. This attribute represents the time spent by the seismic energy to go from the top of the interval to the bottom and return back to the top.

The reservoir is a canalized turbidite deposit in a Cretaceous paleocanyon scarved in a carbona-

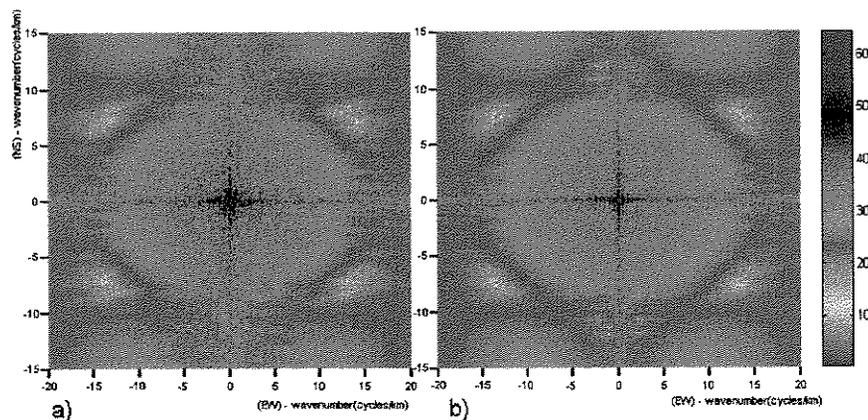


Figure 2: Graphs K_x , K_y , amplitude spectra of the DWT image (a) and FKA filtered DWT image (b).

tic platform. The expected distribution of sand bodies in the upper unit is, according to Johann (1997), S-N with an inflection W-E in the central area.

Reservoir producing sand presents mean porosity of 28% and is interbedded with mudstones and margs (fine turbidites). Regarding the reservoir characteristics, DWT is a good indication of porous sand thickness, thanks to the great velocity contrast between reservoir sands and non-reservoir rocks. Travelling time greater values indi-

cate major ratio sand/non-reservoir rocks.

Despite the physical significance of the used seismic attribute, its image in the reservoir upper interval, Figure-3, does not show the expected geologic features, due to strong noise alignment in the direction N-S.

The parameterization of the filter to be implemented by FKA begins by the nested variogram modelling. This is the time to take into consideration the field geologic information available, such as the mean size of the reservoir bodies, which is very useful, in variographic modelling, for measurement of the range. Such information may be also obtained, if the number of wells is enough for supporting a robust variogram, directly from the variographics analysis of the well data. What counts is that considering geologic information facilitates the modelling process besides validating it.

The regionalization of DWT is modelled with an anisotropic nested variogram with two structures, a spherical short range with 270 m in E-W direction and 500 m in N-S, and a cubic long range with 1560 m in E-W and 1680 m in N-S, Figure-2. The long range structure is representative of the mean size of the reservoir sand bodies, which was also obtained in the variographics of the well variable *reservoir thickness facies*.

FKA was carried out rejecting the smaller range structure - the spherical one - from the variographic model. An image was obtained, Figure-4, in which the paleocanyon with its great porous

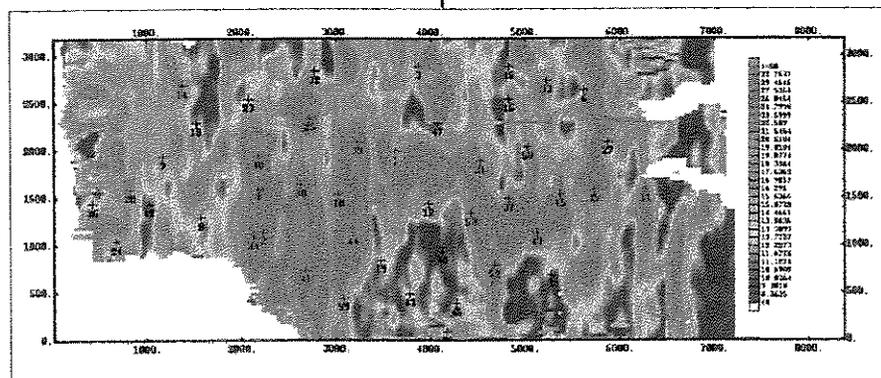


Figure 4: DWT reservoir upper interval map.

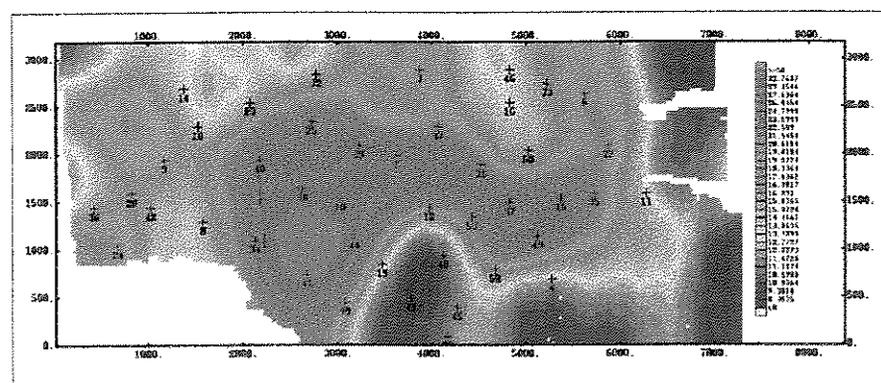


Figure 5: FKA filtered DWT reservoir upper interval map. The 500m range spherical component was rejected.

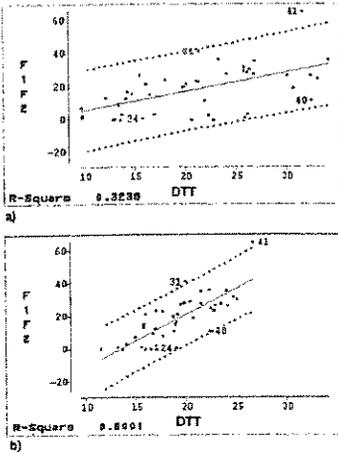


Figure 6: Reservoir facies thickness crossplots between (F1F2) and DWT before FKA (a) and after FKA (b). Results indicate that the reservoir facies correlation to the FKA filtered DWT improves significantly.

turbidite body growing from the south (cold colors) can be clearly delimited. Such image shows by itself a lot more geologic information than the previous one.

Figures-5a, presenting the frequency spectrum of the net travelling time image, and 5b, displaying the spectrum after filtering, show that FKA does not characterize itself as a band-pass or directional frequency filter, but,

instead, acts on the entire spectrum.

Reservoir facies estimation. As expected, double way time display a good linear correlation with reservoir facies thickness (0.57), which validates its use in the estimation of the distribution through a Colocated Cokriging. However, Figure-6 demonstrates that, after FKA filtering, the linear correlation coefficient raises to 0.77 and the confidence interval is reduced, suggesting that this model should be preferred.

On the view of such results and aiming at confirming the most efficient adequacy of the use of FKA filtered attribute in the estimation of reservoir facies, a task was undertaken which consisted of the building up of the 45 wells reservoir facies thickness maps using the colocated cokriging technique. For the first map, the original DWT was used as the colocated variable, and for the second map, the FKA filtered DWT.

We tested the estimates accuracy by performing a crossvalidation analysis. Each well was systematically hidden and reservoir facies thickness was predicted by each of the

procedures at the remaining wells.

Reservoir facies thickness map predicted by cokriging using as colocated variable the original DWT, Figure-7a, is not reliable, due to the incorporation of the secondary variable alignment in the direction N-S. On the other hand, prediction accuracy seems to be greatly improved in the reservoir facies thickness map, Figure-7b, predicted by cokriging using a FKA filtered DWT. This image displays well represented sand bodies with clearly defined boundaries.

Crossvalidation graphs, Figure-8, may additionally confirm improvement in prediction accuracy of the cokriged map using FKA filtered DWT over the map derived from cokriging with the original DWT. The FKA filtered procedure reduced the dispersion around the bissectriz. Well 41 presents the greatest estimation error in both procedures, due to the fact that its reservoir facies thickness shows great anomalies infringing the model quasi-stationarity condition in the kriging neighborhood. The same problem causes superestimation in well 11. Although this well reservoir facies thickness is not anomalous in the complete data set, it appears to be in the kriging neighborhood. Figure-7b map shows that well 11 is the only one which displays a very low reservoir facies thickness (1m) in a neighborhood of high values.

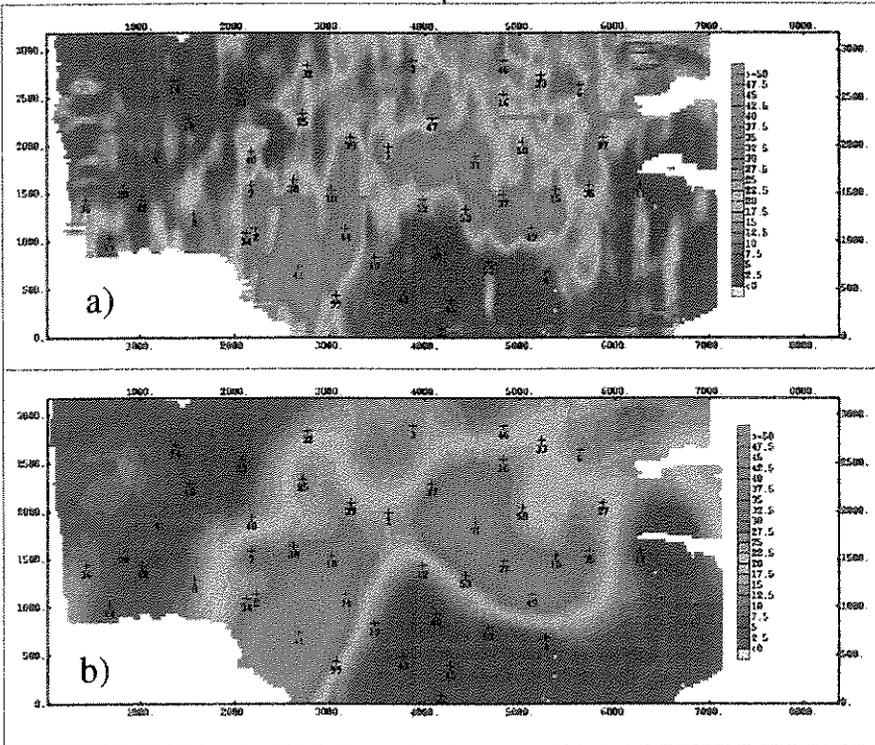


Figure 7: Reservoir facies thickness maps obtained by cokriging with original DWT (a) and with FKA filtered DWT (b).

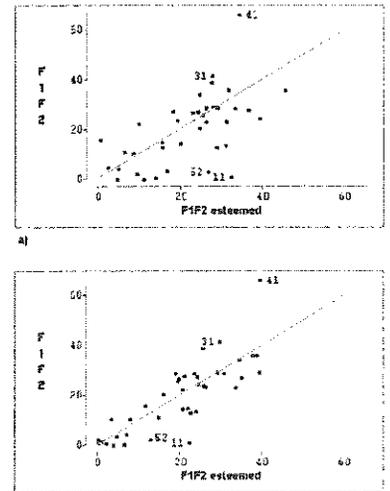


Figure 8: Reservoir facies thickness cross validation crossplots for cokriging with original DWT (a) and with FKA filtered DWT (b).

Conclusion. FKA filtering of seismic attributes may significantly improve the correlation to well data, refining the reservoir characterization.

Such technique is easily implemented and the use of the geologic field area background knowledge and the variogram for the filtering parameterization constitutes a great advantage. Its application is not restricted to images, but may be used for data in irregular grids as well, what amounts to saying that it can be used with 2D seismic programs.

Regarding frequency domains, it is reasonable to state that, although possible, a seismic attributes filtering implementation would be no easy, since the filtering parameterization would be given in a transformed domain, in such an abstract way that no field area geologic knowledge could be taken into account.

Acknowledgment: The authors would like to thank PETROBRAS S/A for permission to publish this paper.

References:

- Galli, A., F. Gerdil-Neuillet & C. Dadou. (1984) *Factorial Kriging Analysis: A substitute to Spectral Analysis of magnetic data*. In: G. Verly et al. (eds), *Geostatistical for Natural Resources Characterization, Part 1*, D. Raidal Publishing Company, pp 543 – 557.
- Johann, P. (1997) *Inversion sismostratigraphique et simulations stochastiques en 3D: Réservoir Turbidite, Offshore du Brésil*. Thèse de doctoract soutenue à l'Université de Paris VI.
- Matheron, G. (1982) *Pour une analyse krigeante des données régionalisées*. Internal Report no N-732, Centre de Géostatistique, Fontainebleau.
- Wackernagel, H. (1995) *Multivariate Geostatistics*: Springer-Verlag

Apêndice B

Filtros tradicionais de imagens

Neste apêndice serão apresentados alguns conceitos básicos da transformada de Fourier e uma breve descrição dos filtros classicamente utilizados no processamento de imagens.

1. Transformada de Fourier

A transformada de Fourier de uma função $F(x)$ é definida como integral:

$$\mathcal{F}(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} F(x) \exp(-i\omega t) dx \quad (1)$$

onde ω representa a frequência temporal e $i = \sqrt{-1}$. A transformada de Fourier é reversível e definida como:

$$F(x) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \mathcal{F}(\omega) \exp(i\omega t) d\omega \quad (2)$$

Como $\mathcal{F}(\omega)$ geralmente é um número complexo, pode ser expresso na sua forma real e imaginária:

$$\mathcal{F}(\omega) = \mathcal{R}(\omega) + i\mathcal{I}(\omega), \quad (3)$$

ou em termos de fase($\phi(\omega)$) e amplitude $\mathcal{A}(\omega)$:

$$\mathcal{F}(\omega) = \mathcal{A}(\omega) \exp[i\phi(\omega)], \quad (4)$$

sendo que :

$$\mathcal{A}(\omega) = \sqrt{\mathcal{R}(\omega)^2 + \mathcal{I}(\omega)^2} \quad (5)$$

$$\phi(\omega) = \arctan\left(\frac{\mathcal{I}(\omega)}{\mathcal{R}(\omega)}\right), \quad (6)$$

Da mesma forma pode-se definir a transformada bidimensional de Fourier de uma função $F(x,y)$:

$$\mathcal{F}(\omega_x, \omega_y) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} F(x, y) \exp[-i(\omega_x x + \omega_y y)] dx dy, \quad (7)$$

e a transformada inversa como:

$$F(x, y) = \frac{1}{4\pi^2} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \mathcal{F}(\omega_x, \omega_y) \exp[i(\omega_x x + \omega_y y)] d\omega_x d\omega_y \quad (8)$$

Analogamente, as relações expressas nas equações 5 e 6 se aplicam à transformada bidimensional.

Na Tabela 1, encontram-se, resumidamente, as principais propriedades da transformada bidimensional de Fourier.

Tabela 1: Propriedades da transformada de Fourier

	Propriedade	Domínio do espaço	Domínio da Freqüência
1	Linearidade	$aF_1(x, y) + bF_2(x, y)$	$a\mathcal{F}_1(\omega_x, \omega_y) + b\mathcal{F}_2(\omega_x, \omega_y)$
2	Escala	$F(ax, by)$	$\frac{1}{ ab } \mathcal{F}\left(\frac{\omega_x}{a}, \frac{\omega_y}{b}\right)$
3	Deslocamento	$F(x-b, y-b)$	$\mathcal{F}(\omega_x, \omega_y) \exp[-i(a\omega_x + b\omega_y)]$
4	Convolução	$F(x, y)H(x, y)$	$\frac{1}{4\pi^2} \mathcal{F}(\omega_x, \omega_y) * \mathcal{H}(\omega_x, \omega_y)$
5	Teorema de Parseval	$\int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} F(x, y) ^2 dx dy$	$\frac{1}{4\pi^2} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \mathcal{F}(\omega_x, \omega_y) ^2 d\omega_x d\omega_y$
6	Autocorrelação	$F(x, y) * F(-x, -y)$	$ \mathcal{F}(\omega_x, \omega_y) ^2$
7	Derivada	$\nabla^2[F(x, y)]$	$-(\omega_x^2 + \omega_y^2)\mathcal{F}(\omega_x, \omega_y)$

A transformada discreta bidimensional de Fourier é dada por:

$$\mathcal{F}(u, v) = \frac{1}{N} \sum_{j=0}^{N-1} \sum_{k=0}^{N-1} F(i, j) \exp\left[\frac{-2\pi}{N} i(uj + vk)\right] \quad (9)$$

E sua inversa por:

$$F(i, j) = \frac{1}{N} \sum_{j=0}^{N-1} \sum_{k=0}^{N-1} \mathcal{F}(u, v) \exp\left[\frac{2\pi}{N} i(uj + vk)\right], \quad (10)$$

os índices u e v são chamados de freqüências espaciais da transformada.

2. Filtros Clássicos

2.1. Filtros construídos no domínio da transformada de Fourier

Filtros parametrizados no domínio da transformada de Fourier são amplamente aplicados ao processamento de imagens. No domínio da transformada de Fourier muitas vezes torna-se possível individualizar ruídos, lineamentos, etc, conforme pode ser observado na Figura 1, onde estão esquematicamente representados em planta 10 diferentes tipos de alinhamentos com a respectiva representação no domínio do número de onda (mapa de

espectro de amplitude bidimensional). As anomalias arredondadas 1 2 e 3(em preto), apesar de bem separadas no domínio do espaço, se distribuem em todo o plano no domínio da transformada.

As anomalias verticais 3(vermelho) e 7(magenta) se apresentam no domínio da transformada na horizontal pois seu comprimento de onda vertical(λ_y) é infinito, conseqüentemente seu número de onda $K_y = 0$. Como a anomalia 3 apresenta λ_x maior que a anomalia 7, ela se apresenta no domínio transformado mais próxima da origem (número de onda menor).

A anomalia 8(marron) apresenta-se rotacionada de um ângulo θ em relação a vertical; no domínio transformado, este evento está posicionado na direção ortogonal a sua direção no espaço.

As anomalias 5 6 e 9 estão representadas no domínio da transformada em direções ortogonais a que se apresentam no domínio do espaço

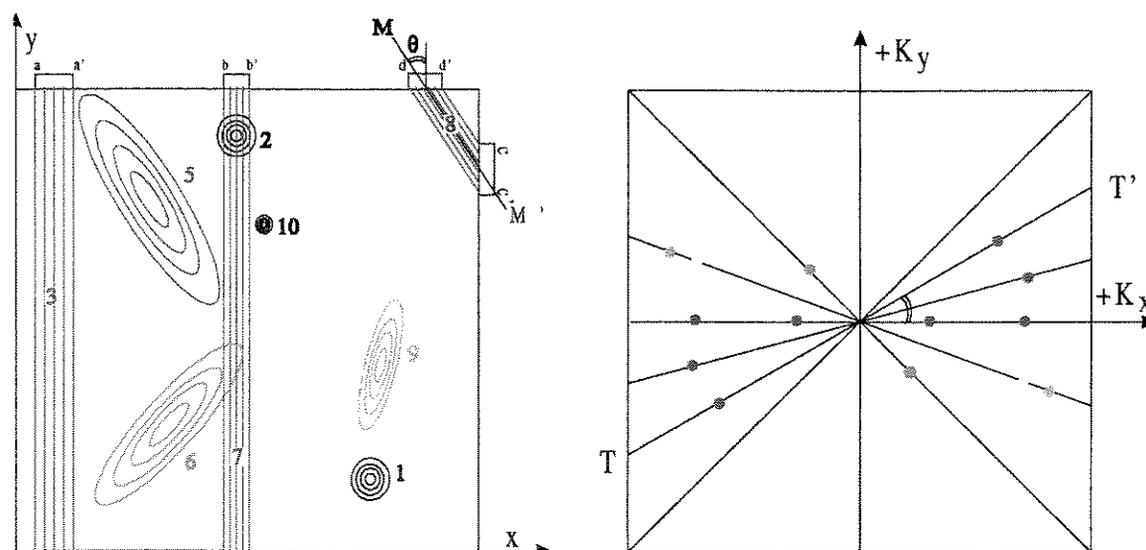


Figura 1: Representação esquemática de estruturas no domínio do espaço (à esquerda) e no domínio do número de onda (à direita). Modificado de Yilmaz(1993)

No domínio da transformada de Fourier é possível implementar filtros tipo passa-banda, corta-baixas, corta-altas, direcionais e *notch*, ou uma combinação deles, construindo-se

operadores, de forma bastante simples. Na Figura 2, estão ilustrados três exemplos de operadores de filtragem. Os filtros são aplicados como máscaras (zeros para as frequências rejeitadas e uns para as frequências passantes) que são multiplicadas à função no domínio da transformada de Fourier, ou de forma mais usual, conforme autoriza a propriedade da convolução, Tabela 1, convolvendo-se a transformada inversa do operador de filtragem (função de transferência) com a função no domínio do espaço.

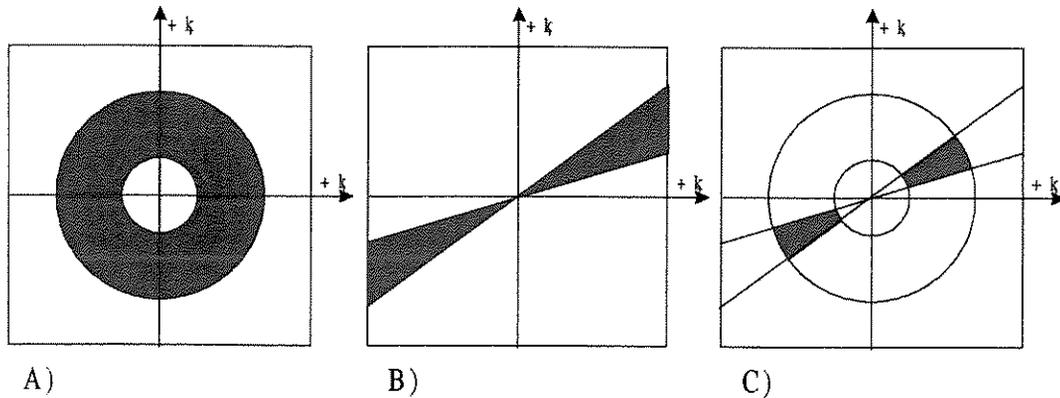


Figura 2 :Operadores de filtragem tipo (a) passa-banda, (b) direcional e (c) passa-banda direcional. Modificado de Yilmaz (1993).

2.1.2. Filtros de janelas móveis

Uma maneira simples e direta de se filtrar imagens no domínio do espaço é a aplicação de filtros através de janelas móveis. Estes podem ser divididos em dois tipos, filtros lineares cuja aplicação se faz através da convolução da imagem com operadores ou máscaras (funções de transferência) típicos para cada operação de filtragem que se quer implementar e filtros não lineares que necessitam de rotinas computacionais próprias.

Os filtros podem ser do tipo corta-altas, quando privilegiam as baixas frequências e passa-altas, quando privilegiam as altas frequências. A operação de filtragem é aditiva, conforme a propriedade da soma da transformada de Fourier, (Tabela 1). Uma vez obtida uma imagem de baixa frequência, pode-se calcular a sua complementar de alta frequência subtraindo-a da imagem original. São definidos os seguintes tipos básicos de filtros de janelas móveis:

Tabela 2: Tipos de filtros em janelas móveis

Corta-Altas	linear	Filtro de média
		Filtro de média ponderada
	não linear	Filtro de moda
		Filtro de mediana
Filtros Passa-Altas	linear	Filtros laplacianos
		Filtros direcionais

Filtros da média: Possuem pesos uniformes e na prática promovem a substituição, *pixel a pixel*, do valor da imagem pela média dos *pixels* considerados. A soma de seus ponderadores é sempre um e quanto maior o comprimento dos operadores maior é a atenuação das altas frequências, conforme se pode observar pela Figura 3. A máscara de convolução é definida como o inverso do produto do seu número de elementos:

$$t(m, n) = \frac{1}{MN} \quad (11)$$

e a operação de filtragem de uma imagem Φ no espaço discreto, para um *pixel*, pode ser escrita como:

$$r(i, j) = \frac{1}{MN} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N \Phi(m, n), \quad (12)$$

Os operadores podem ser matrizes quadradas ou retangulares, sendo que operadores retangulares impõem uma maior atenuação na direção de maior comprimento do operador.

Filtro da média ponderada: É um filtro corta-altas similar ao filtro da média, mas que promove uma menor atenuação, haja visto que o peso central é proporcionalmente maior neste.

Filtro da Moda: É um processo de filtragem não linear que atua substituindo o *pixel* central pelo valor da moda na máscara considerada, removendo *outliers*.

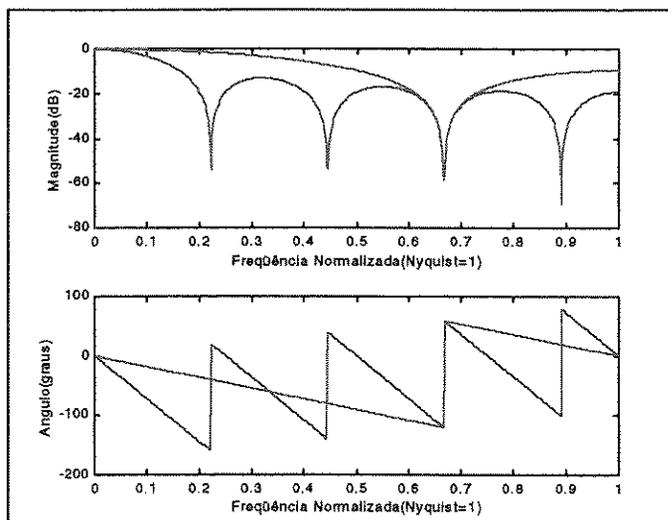


Figura 3: Espectro de frequência e fase dos operadores de média móvel lineares 1x3 (azul) e 1x9 (magenta). O aumento no tamanho do operador aumenta a atenuação e diminui a banda passante.

Filtro da mediana: É um processo de filtragem não linear que atua substituindo o *pixel* central pelo valor da mediana na máscara considerada. É um filtro corta-altas que melhor preserva a definição das bordas da imagem.

Filtros Laplacianos: Os operadores de média móvel, como visto, constituem-se como filtros corta-altas. Como a média é uma operação análoga à integração, é de se esperar que a derivação cause um efeito inverso, ou seja, gere operadores de filtros passa-altas. Os Filtros laplacianos ou de derivadas são operadores lineares que são implementados por convolução. As suas máscaras apresentam soma de pesos nula.

Para estes filtros um aumento no tamanho da máscara reduz o efeito de filtragem, ou seja, quanto maior a máscara, menor é a atenuação das baixas frequências.

Para se evitar a perda do contraste da imagem original, é usual somar-se a imagem filtrada com a imagem original. Esta operação pode ser executada em uma única etapa, somando-se 1 ao peso central da máscara do filtro. Na prática isto faz com que o filtro atue amplificando as altas frequências e não atenuando as baixas.

Filtros Laplacianos direcionais: São filtros passa-altas lineares que tem por objetivo realçar direções particulares. As máscaras são construídas da mesma forma que os exemplos anteriores e as direções realçadas são perpendiculares ao eixo da máscara.

Apêndice C

Laboratório

Neste apêndice, relata-se um estudo de laboratório no qual, a partir de uma imagem gerada como a soma de três outras imagens conhecidas, aplica-se a técnica da KF com objetivo de novamente se separar a imagem em seus componentes. O mesmo estudo é efetuado com um sinal. É também implementada uma comparação entre a KF e os filtros da média móvel e da mediana móvel.

1. Modelagem

1.1. Modelagem Bidimensional

Para se entender a atuação da Krigagem Fatorial na filtragem de imagens, foi construída uma imagem $Z(x,y)$ como a soma linear de três imagens gaussianas não correlacionáveis, estacionárias de média zero $Y_0(x,y)$, $Y_1(x,y)$ e $Y_2(x,y)$, geradas por simulação gaussiana não condicional. A primeira apresenta um modelo de covariância pepítico de patamar 30, a segunda, covariância esférica de alcance 03 e patamar 35 e a terceira, covariância esférica de alcance 10 e patamar 35 (veja Figura 1), ou seja:

$$Z(x, y) = Y_0(x, y) + Y_1(x, y) + Y_2(x, y)$$

$$\gamma(h) = \gamma_0(h) + \gamma_1(h) + \gamma_2(h) = 100 * (0.30 + 0.35 * esf03 + 0.35 * esf10) \quad (1)$$

A Tabela 1 apresenta um resumo estatístico dos componentes originais (Y_i) e dos componentes estimados (Y_i^*), as imagens podem ser observadas na Figura 2. Para uma melhor análise comparativa foram efetuados *plots* com o componente original e o estimado lado a lado, Figura 3 e Figura 4. Observe, na primeira, que a aplicação da técnica da KF nos permite identificar todas as estruturas do componente $Y_2(x,y)$, que tinham sido mascaradas pelo efeito pepita e pelo componente de pequeno alcance. Entretanto a imagem filtrada apresenta-se bem mais contínua que a imagem original, o que pode ser confirmado pela

observação do seu variograma, parabólico na origem. Ocorreu também uma sensível redução na variância total, o patamar caiu de 35 para 23.

Tabela 1: Medidas estatísticas das variáveis utilizadas e estimadas, na modelagem 2D

	Pepita		Esf03		Esf10		Soma	
	Y_0	Y_0^*	Y_1	Y_1^*	Y_2	Y_2^*	Z	Z^*
Média	0,04	00	-0,08	-0,03	-0,24	-0,25	-0,28	-0,28
σ^2	29,92	16,73	34,82	16,44	34,27	22,37	99,01	99,01
Mínimo	-17,92	-16,68	-26,02	-17,50	-23,27	-18,47	-37,96	-37,96
Máximo	27,08	19,50	24,50	17,06	24,43	17,52	41,56	41,56

No caso do componente Y_1 , Figura 4, a imagem estimada não é uma reprodução da imagem original tão boa quanto o que seria desejável, entretanto seu variograma é reproduzido apesar da queda da variabilidade.

A correlação das imagens estimadas, ao contrário do esperado, não é nula e apresenta-se conforme Tabela 2. A soma das imagens estimadas é exatamente igual à imagem original, bem como seu variograma. Da mesma forma a variância da soma das imagens ($Z^*(x,y)$) é também exatamente igual a variância de $Z(x,y)$, apesar da soma das variâncias ser menor. Acontece, conforme pode ser observado (2), que as covariância entre os componente se somam a sua variância na composição da variância de $Z^*(x,y)$, ou seja:

$$Z^*(x, y) = Y_0^*(x, y) + Y_1^*(x, y) + Y_2^*(x, y) = Z(x, y)$$

$$Var[Z] = Var[Z^*] \quad (2)$$

$$= Var[Y_0^*] + Var[Y_1^*] + Var[Y_2^*] + 2 * (Cov[Y_0^*, Y_1^*] + Cov[Y_0^*, Y_2^*] + Cov[Y_1^*, Y_2^*])$$

Pode-se observar na Tabela 2 que existe uma alta correlação entre o componente pepítico estimado e o componente esférico de alcance 03 estimado, demonstrando a dificuldade do filtro em separar componentes com modelo de covariância tão próximos.

Tabela 2: Coeficiente de correlação entre os componentes (Y_1) e entre os componentes estimados por Krigagem Fatorial (Y_1^*) para a modelagem 2D.

		Pepita		Esf03		Esf10	
		Y_0	Y_0^*	Y_1	Y_1^*	Y_2	Y_2^*
Pepita	Y_0	1					
	Y_0^*	0.74	1				
Esf03	Y_1	-0.01		1			
	Y_1^*		0.61	0.69	1		
Esf10	Y_2	0.00		-0.00		1	
	Y_2^*		0.17		0.42	0.81	1

A existência de correlação entre as imagens estimadas bem como sua suavização podem ser explicadas pelas diferenças entre os variogramas da imagem e o modelo ajustado, e pelo efeito do tamanho da vizinhança de krigagem, o que torna o filtro inexato. As técnicas de simulação não conseguem reproduzir fielmente o variograma proposto, mas chegam apenas a uma boa aproximação. O mesmo ocorrerá em imagens reais, em que o variograma ajustado é um modelo que não necessariamente consegue reproduzir todas as escalas de variabilidade do fenômeno. A suavização é um efeito indesejável tipicamente introduzido pelos sistemas de filtragem, inclusive pela KF.

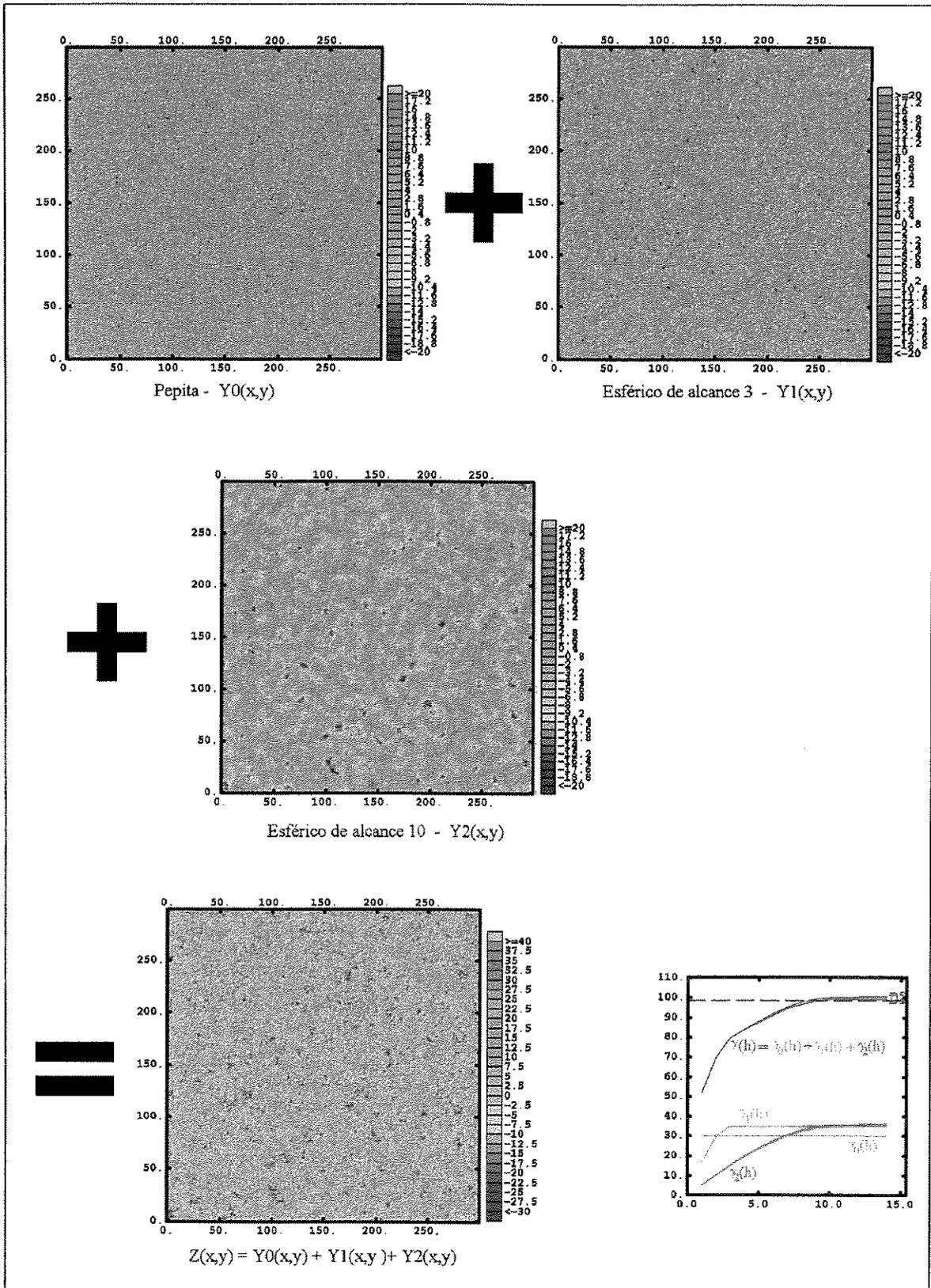


Figura 1: A imagem inferior ($Z(x,y)$) foi gerada pela soma linear das imagens anteriores. Seu variograma (vermelho) é também composto pela soma linear dos variogramas de cada uma das imagens.

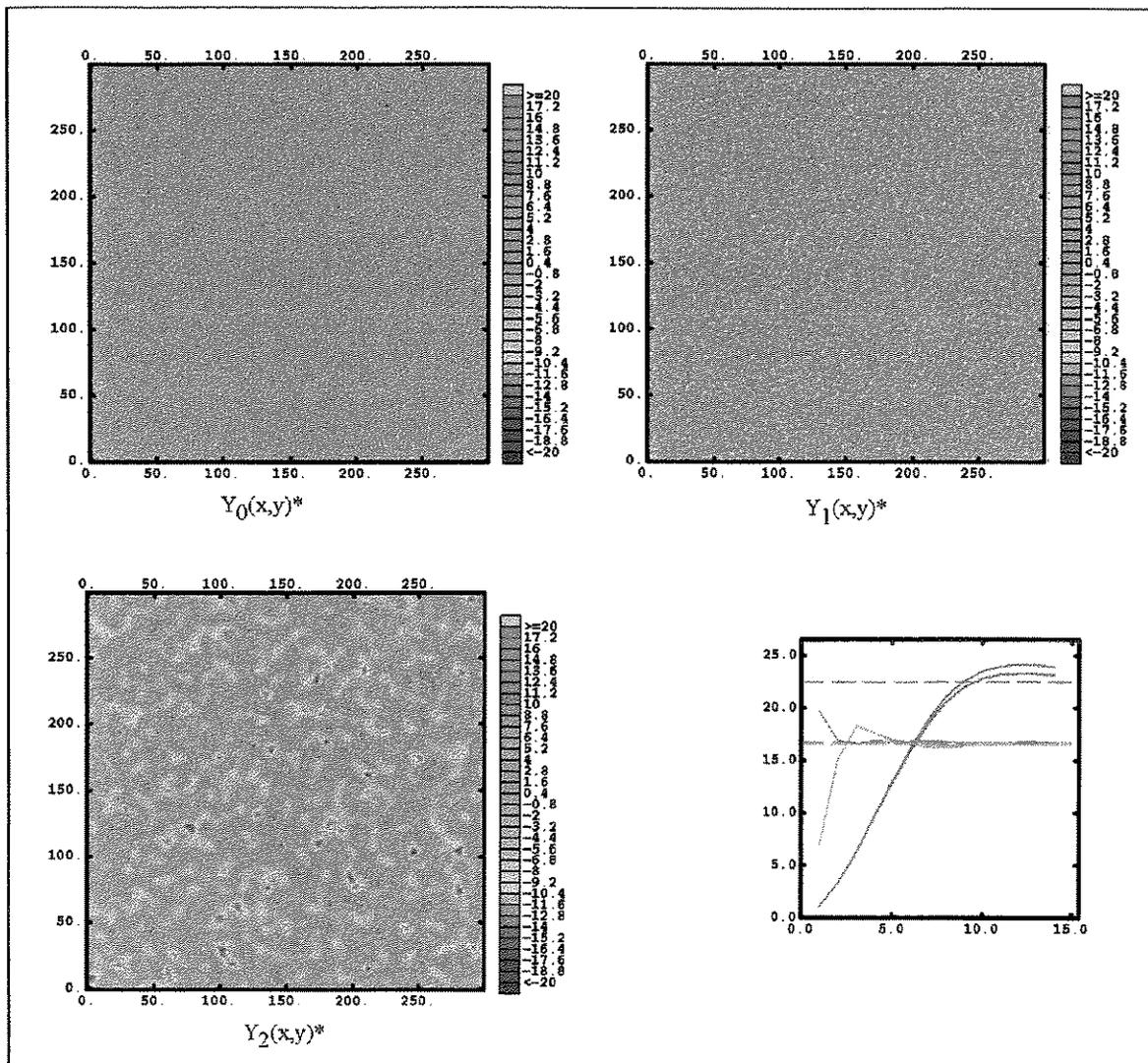


Figura 2: Componentes de $Z(x,y)$, da Figura 1, estimados por Krigagem Fatorial.

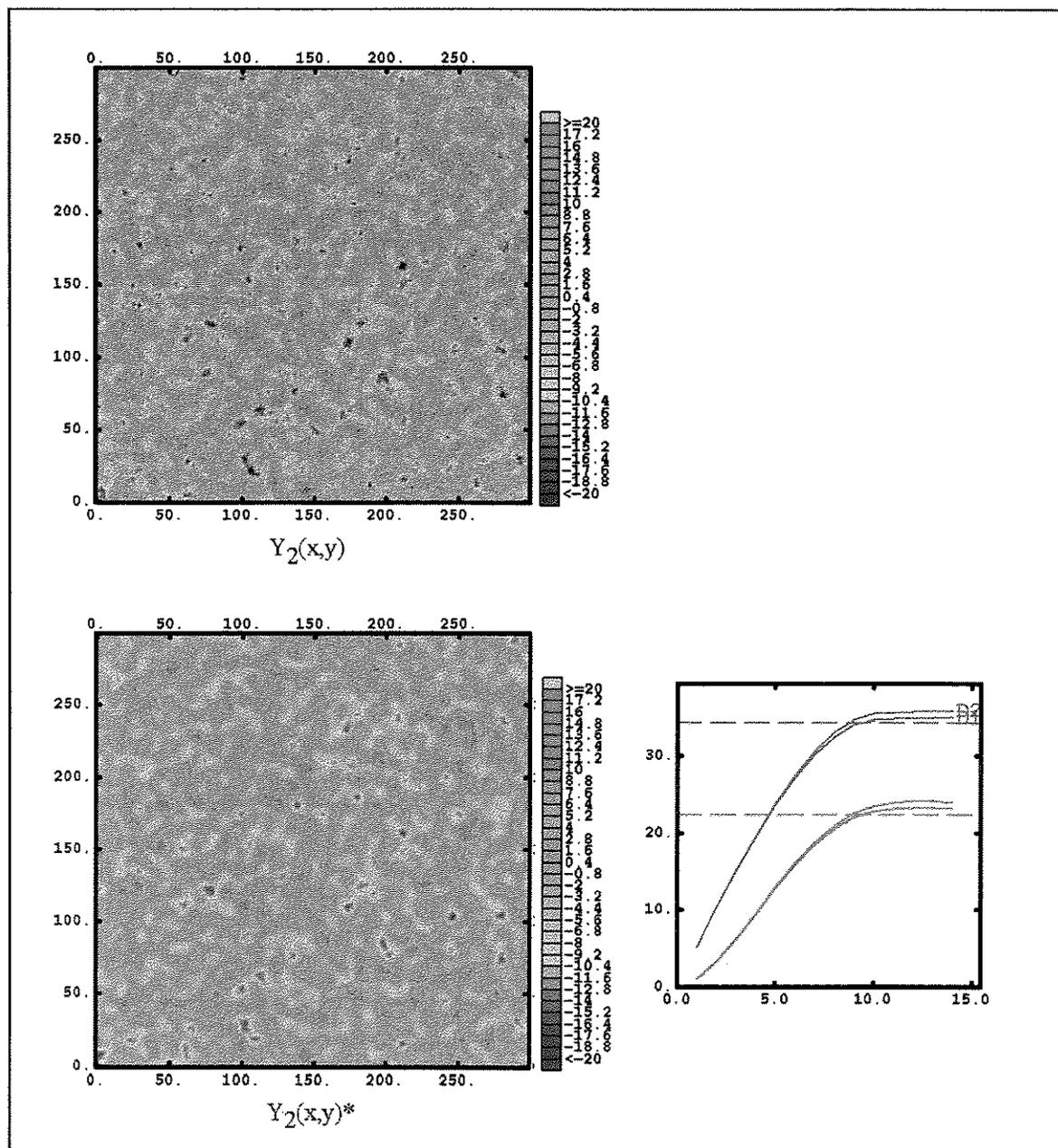


Figura 3: Estão plotados acima, para comparação, o componente de covariância esférica de alcance 10 (Y_2) e sua estimativa a partir de Krigagem Fatorial (Y_2^*). Observe pelos variogramas a maior continuidade na origem imposta pela Krigagem Fatorial.

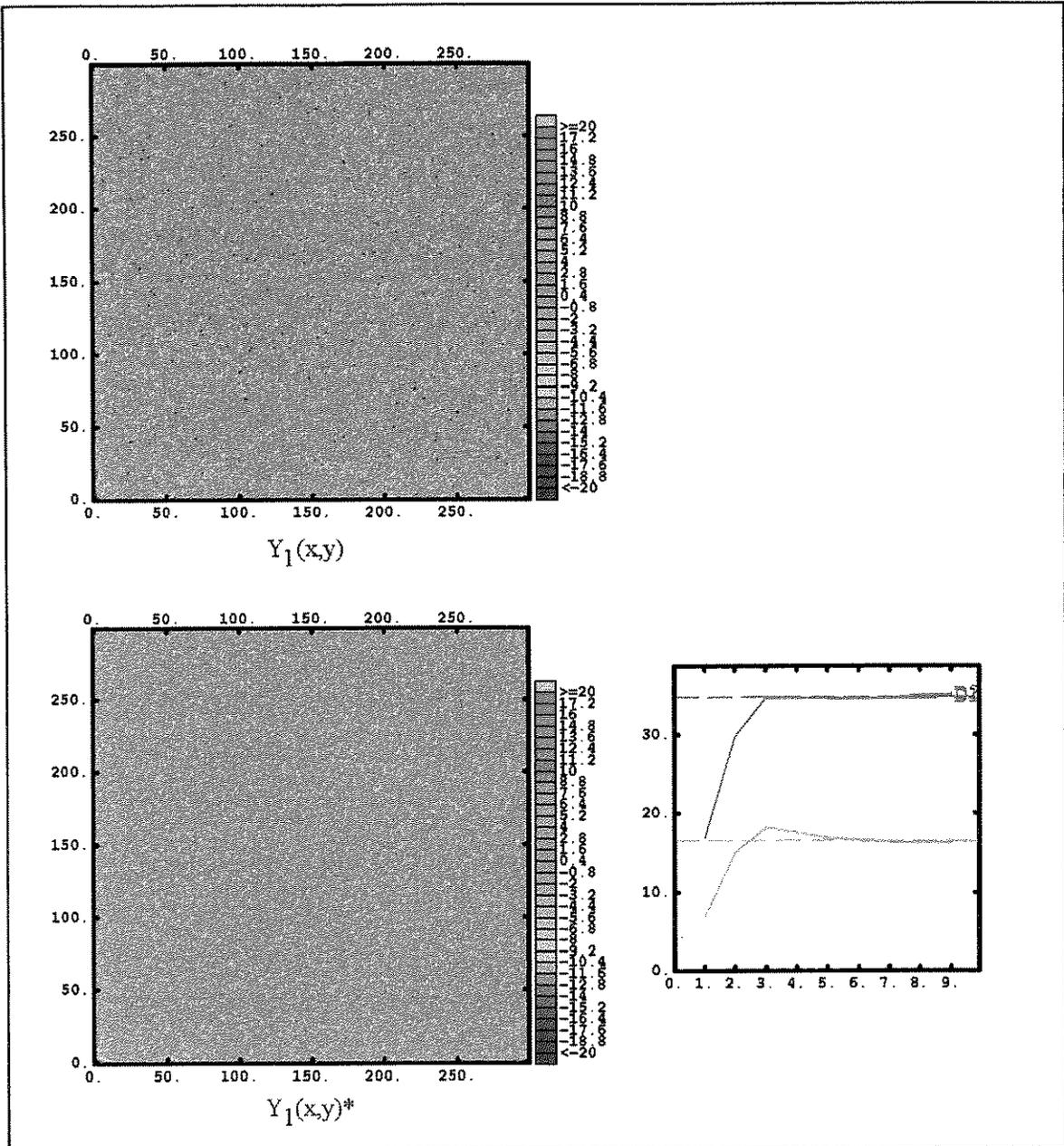


Figura 4: Estão plotados acima, para comparação, o componente de covariância esférica de alcance 03 (Y_1) e sua estimativa a partir de Krigagem Fatorial (Y_1^*).

1.1.2. Modelagem Unidimensional

Procurou-se então analisar as respostas obtidas pela filtragem por Krigagem Fatorial no domínio da frequência. Entretanto devido às dificuldades de interpretação dos dados espectrais 2D (visualização difícil) optou-se por se trabalhar com dados 1D, sinais e não imagens. Da mesma forma e com os mesmos modelos descritos para a modelagem bidimensional, foi construído um sinal $Z(x)$ como a soma linear de três outros sinais ($Y_0(x)$,

$Y_1(x)$ e $Y_2(x)$ para o presente estudo. Conforme se pode observar pelos gráficos da Figura 5, e pela Tabela 3 o sinal estimado $Y_n^*(x)$ é uma boa representação do sinal original, apresentando-se entretanto atenuado e com maior continuidade, conforme já descrito na análise bidimensional.

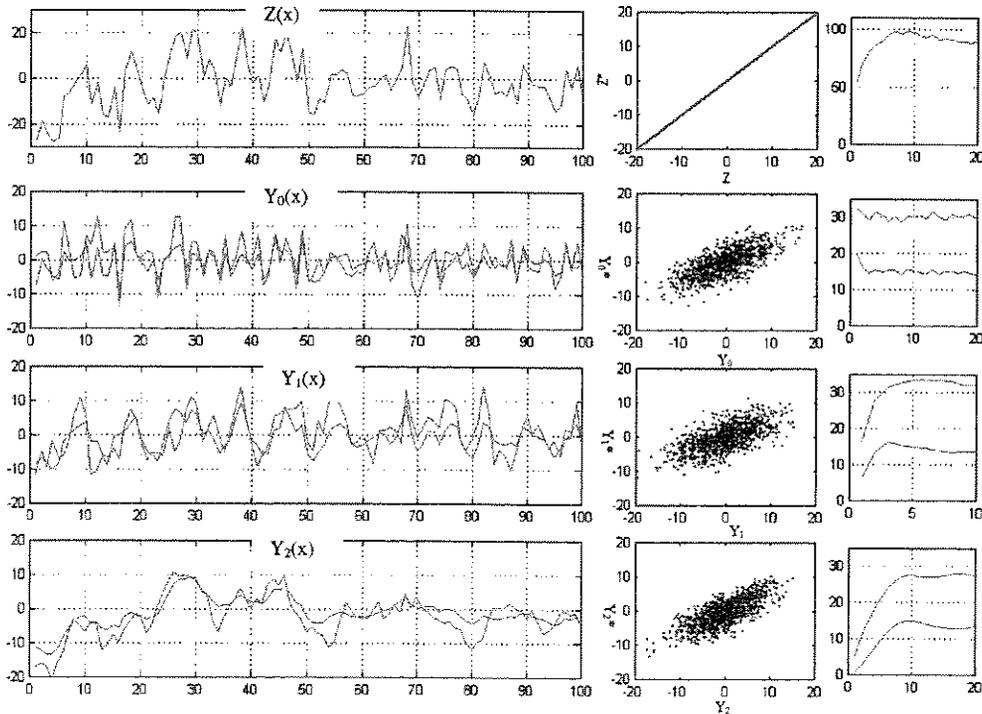


Figura 5: Plots comparativos. O sinal do gráfico superior ($Z(x)$) foi construído a partir da soma de três sinais gaussianos não correlacionáveis (em azul): um efeito pepita de patamar 30 (Y_0), um sinal com covariância esférica de alcance 3 e patamar 35 ($Y_1(x)$) e outro com covariância esférica de alcance 10 e patamar 35 ($Y_2(x)$). Os sinais em vermelho ($Y_n^*(x)$) são os componentes de Z estimados por Krigagem Fatorial. Observe as correlações entre os componentes estimados vs. componentes originais. Os variogramas mostram a atenuação sofrida pelo componente estimado por Krigagem Fatorial.

Tabela 3: Medidas estatísticas das variáveis utilizadas e estimadas, na modelagem 1D.

	Pepita		Esf03		Esf10		Soma	
	Y_0	Y_0^*	Y_1	Y_1^*	Y_2	Y_2^*	Z	Z^*
Média	-0.32	-0.05	-0.11	-0.14	-0.15	-0.38	-0.57	-0.57
σ^2	30.63	15.11	32.28	13.93	28.01	15.85	98.30	98.30
Mínimo	-17.91	-12.74	-19.64	-11.74	-20.52	-13.21	-29.44	-29.44
Máximo	20.15	13.61	15.19	11.42	15.23	10.25	35.28	35.28

A correlação das imagens estimadas, ao contrário do esperado, novamente, não é nula, conforme Tabela 4

Tabela 4: Coeficiente de correlação entre os componentes (Y) e entre os componentes estimados por Krigagem Fatorial (Y*) para a modelagem 1D.

		Pepita		Esf03		Esf10	
		Y_0	Y_0^*	Y_1	Y_1^*	Y_2	Y_2^*
Pepita	Y_0	1					
	Y_0^*	0.71	1				
Esf03	Y_1	-0.01		1			
	Y_1^*			0.64	1		
Esf10	Y_2	0.05		0.08		1	
	Y_2^*		0.30		0.46	0.75	1

Os espectros de amplitude e fase, Figura 6, mostram que existe uma boa aproximação entre os espectros dos componentes e dos componentes estimados, entretanto o efeito pepita estimado (Y_0^*) não pode ser agora caracterizado como um ruído branco, pois não possui espectro plano, ao contrário do componente Y_0 , mas como um sinal rico em altas frequências, apesar do seu variograma ainda ter caráter pepítico. Como todo processo de filtragem, a Krigagem Fatorial altera a fase do sinal.

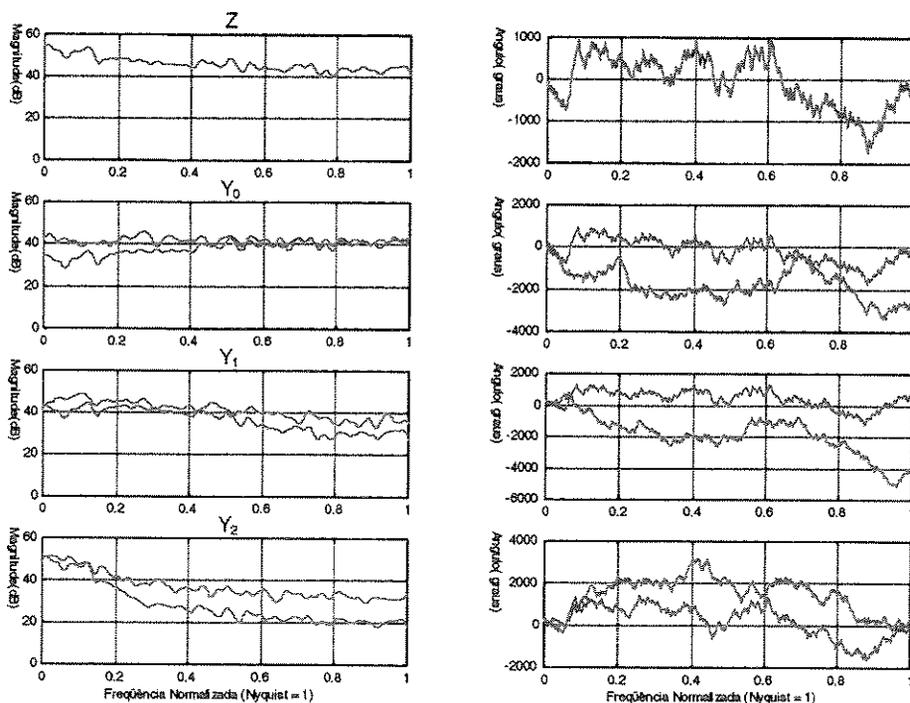


Figura 6: Espectro de amplitude e fase do sinal e dos componentes descritos na Figura 5.

Os pesos de krigagem para uma vizinhança de 5 pontos utilizados para as estimativas apresentadas são:

- I. $1/100 * [-2.706 \ -15.718 \ 47.291 \ -15.718 \ -2.706]$ para se estimar Y_0^* ;
- II. $1/100 * [-6.74 \ 5.487 \ 34.494 \ 5.487 \ -6.74]$ para se estimar Y_1^* ;
- III. $10 = 1/100 * [9.446 \ 10.231 \ 18.214 \ 10.231 \ 9.446]$ para se estimar Y_2^* ;

Na Figura 7 estão plotados os gráficos da resposta impulsiva destes filtros (pesos). Observe que os peso tipo I se caracterizam como um filtro passa-alta, o tipo II como filtro passa-bandas e o tipo III como filtro passa-baixas, confirmando a equivalência da Krigagem Fatorial com a análise espectral.

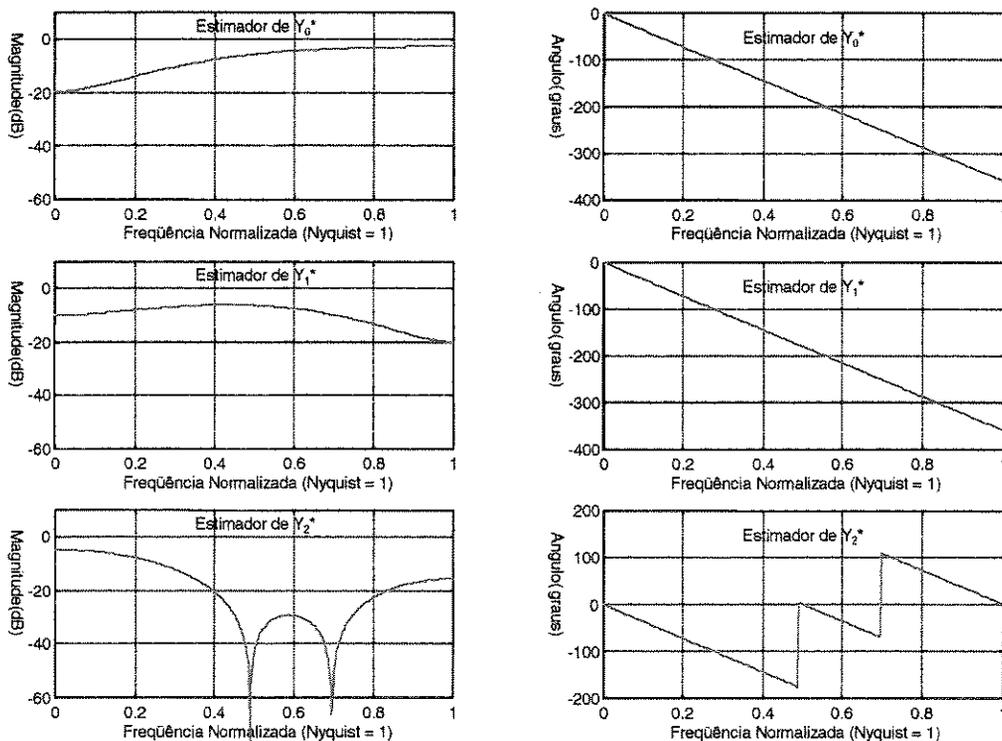


Figura 7: Resposta impulsiva dos filtros calculados por Krigagem Fatorial para se estimar cada um dos componentes do sinal.

1.2. Comparação entre Krigagem Fatorial, Filtros de Média Móvel e Filtros de Mediana Móvel

Neste estudo foram utilizados os *data sets* descritos nos itens 0 e 0. Para a implementação da filtragem, tanto por Filtros de Média Móvel, como de Mediana Móvel, faz-se necessário a dimensionalização da janela de filtragem. Por tentativa, verificou-se que a janela de 6x6 apresentava os melhores resultados.

Na Figura 8 podem ser observadas, lado a lado, as imagens do componente de covariância esférica de alcance 10, estimadas por Krigagem Fatorial, Filtro de Média Móvel e Filtro de Mediana Móvel com janela 6x6. Visualmente as três imagens, bem como seus variogramas, são bastante semelhantes, não sendo possível apontar diferenças. Os coeficientes de correlação entre as imagens estimadas (Y_2^*) e o componente original (Y_2) obtidos foram de 0.81, 0.79 e 0.77 para a Krigagem Fatorial, Filtro de Mediana Móvel e Filtro de Média Móvel, respectivamente, mostrando uma ligeira superioridade da imagem estimada por Krigagem Fatorial.

Pode-se observar da modelagem 1D, Figura 9, que o sinal estimado por Krigagem Fatorial apresentou um maior coeficiente de correlação com o componente original quando comparado com as estimativas obtidas por Filtro da Média Móvel e da Mediana, respectivamente 0.75, 0.72 e 0.68. O variograma do sinal estimado por qualquer dos métodos apresenta comportamento parabólico na origem, entretanto a Krigagem Fatorial, neste exemplo, reduziu a variância de forma mais drástica, possivelmente em função da maior atenuação promovida por este filtro em todo espectro. A estimativa pelo Filtro da Média Móvel apresentou-se com espectro de amplitude e fase mais próximos do sinal original, apesar de apresentar a menor correlação.

A análise da resposta impulsiva destes filtros, Figura 10, mostra a boa equivalência entre o filtro da Média e da Krigagem Fatorial, tanto em amplitude como em fase. Devido ao seu caráter não linear, não é possível fazer este tipo de análise com o filtro da Mediana Móvel

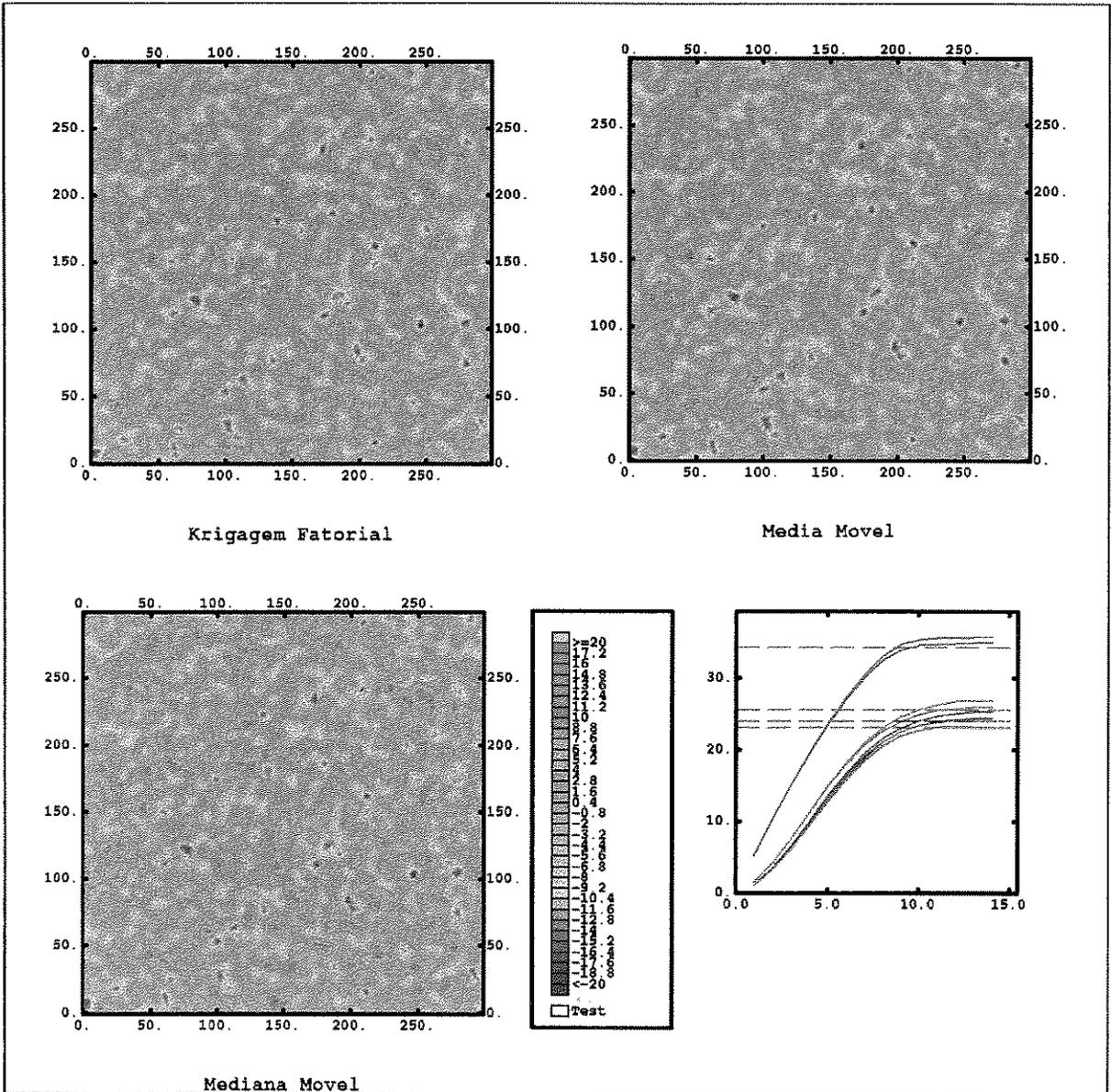


Figura 8: Comparação entre as imagens do componente de covariância esférica de alcance 10 estimado por Krigagem Fatorial, Filtro de Média Móvel e Filtro de Mediana Móvel.

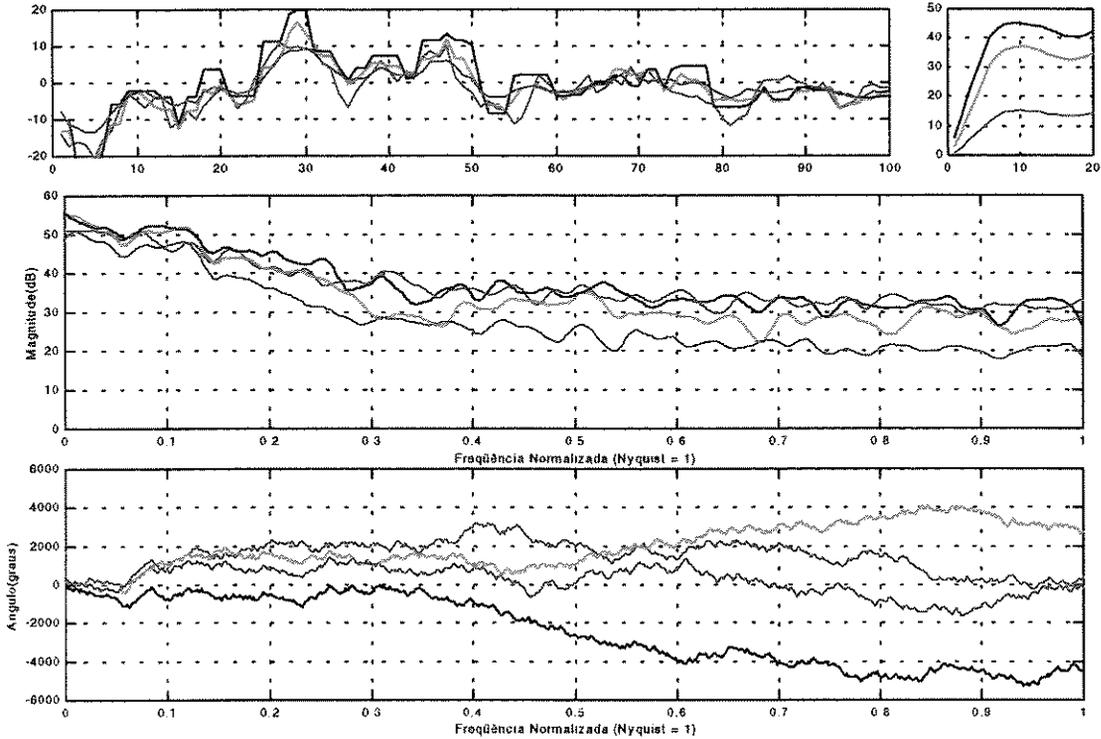


Figura 9: Plote comparativo das estimativas do componente Y_2 (azul) com seus respectivos variogramas, espectro de amplitude e fase. Estimativa da Krigagem Fatorial em magenta, da Média Móvel em verde e da Mediana Móvel em preto.

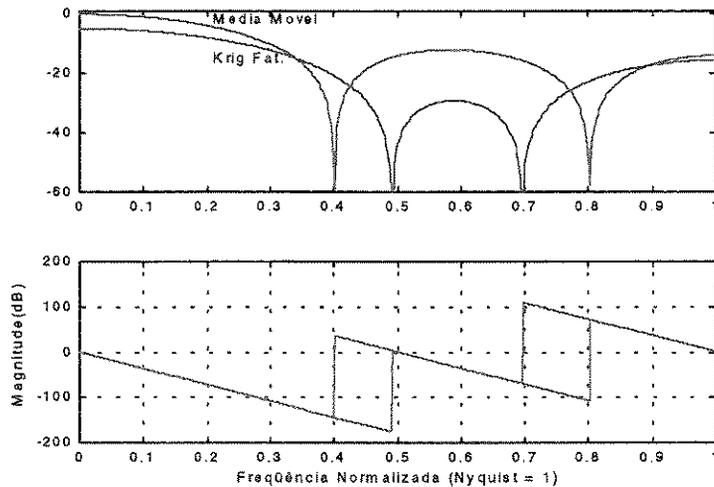


Figura 10: Plote comparativo entre a resposta impulsiva dos Filtros estimadores de Y_2 com 5 elementos.

A análise aqui desenvolvida se deu baseada em um modelo teórico no qual cada um dos componentes da imagem já era previamente conhecido. O tamanho das janelas de filtragem podia ser determinado interativamente, comparando a imagem obtida com a imagem desejada. Em uma situação real, isto não é possível e, a despeito da equivalência entre as técnicas, a análise variográfica será sempre uma ferramenta poderosa, já que possibilita conhecer o

modelo de regionalização da imagem, auxiliando na determinação do tamanho da janela de filtragem (para Filtros da Média e da Mediana), bem como avaliando a efetividade do filtro.

As técnicas de filtragem por janela móvel são de fácil aplicação. Como reportado na literatura, uma janela de 5x5 já é bastante eficiente para a filtragem de ruído aleatório, ruído branco no jargão do geofísico ou efeito pepita para o geostatístico. Já a sua parametrização para a separação de diferentes componentes de um modelo de regionalização mais complexo não seria de fácil implementação. A filtragem seria implementada por uma combinação de filtros corta-baixas e corta altas definidos em processos iterativos cujo ponto de otimização seria de difícil identificação. A implementação de uma análise variográfica com ajuste de modelos imbricados poderia auxiliar na determinação destes operadores, conforme metodologia apresentada por Ma & Royer (1988).