



UNICAMP

sta exemplar corresponde a redação final
da tese defendida por MARTINHO RÔMULO
IRIA D'ABBADIA e aprovada
pela comissão julgadora em 11/02/1999.

Armando Zaupa Remacre
ORIENTADOR

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

**Análise do Problema da Krigagem da Soma
e da Soma das Krigagens
- Estudo de Caso -**

Autor: **Martinho Rômulo Iria D'Abbadia**
Orientador: **Armando Zaupa Remacre**



UNICAMP

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

Análise do Problema da Krigagem da Soma e da Soma das Krigagens - Estudo de Caso -

Autor: Martinho Rômulo Iria D'Abbadia
Orientador: Armando Zaupa Remacre

Curso: Engenharia de Petróleo

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

Campinas, 1999
S.P. - Brasil

9912529



UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	T/UNICAMP
	D111a
V.	Et
TOMBO BC/	37942
PROC.	229/99
C	D <input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	17/06/99
N.º OPD	

CM-00124511-0

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

D111a D'Abbadia, Martinho Rômulo Iria
Análise do problema da krigagem da soma e da soma das krigagens- estudo de caso. / Martinho Rômulo Iria D'Abbadia.--Campinas, SP: [s.n.], 1999.

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

1. Geologia - Estatística. 2. Reservatórios 3. Modelos geométricos. 4. Medidas de espessura - Estimativas. I. Remacre, Armando Zaupa. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.



UNICAMP

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Análise do Problema da Krigagem da Soma
e da Soma das Krigagens
- Estudo de Caso -**

Autor: Martinho Rômulo Iria D'Abbadia

Orientador: Armando Zaupa Remacre

Banca Examinadora:

**Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, Presidente
UNICAMP**

**Prof. Dr. Mauro Roberto Becker
PETROBRAS**

**Prof. Dr. Rogério Ferreira de Paiva
Universidade Norte Fluminense**

Campinas, 11 de fevereiro de 1999

Para minha esposa Miza e filhas Taíza e Milena, cujo desprendimento com relação aos seus projetos pessoais e apoio (insubstituível) nos momentos difíceis, permitiram que esses dois anos de mestrado transcorressem em clima de tranquilidade e paz no plano pessoal.



*“persiga seus sonhos sem medo
que portas se abrirão,
lá onde você não sabia que havia portas”*

autor desconhecido

Agradecimentos

À Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, pela oportunidade de realização desse mestrado e pela liberação do conjunto de dados que viabilizaram esta dissertação.

Ao orientador, professor Armando Zaupa Remacre, pelas idéias e sugestões implementadas neste trabalho e sobretudo pela cordialidade, disponibilidade e paciência na revisão de conceitos, vistos e revistos ao longo da tese.

A lista de companheiros que auxiliaram sobremaneira no levantamento de dados e em discussões técnicas é extensa, sendo impossível citar nominalmente a todos. Gostaria de agradecer aos amigos da EPBA/GERET/GECAR, em geral, pelo envolvimento na transmissão de arquivos e pelo carinho demonstrado em diversas manifestações de apoio a este mestrado. Em especial agradeço a Nilson Rodrigues Cunha e Paulo Carlos Saldanha Filho, sem os quais dificilmente obteria em tempo hábil o conjunto de dados de tese, bem como importantes informações técnicas relacionadas às suas áreas de especialização. Colaborações inestimáveis, prestadas por Carlos Henrique Lima Bruhn, Edson Meneses Sousa, Flávio Miranda de Oliveira e Luiz Ferradans Mato preencheram importantes lacunas relativas a compreensão da geologia da área estudada. A atenção e o carinho recebidos em todos os contatos estabelecidos somente não superaram as minhas expectativas pelo fato de conhecer previamente o caráter e a personalidade das pessoas envolvidas.

Aos mestrandos ingressos em 1997, meu respeito e admiração pela prática da ajuda mútua em uma ambiência permeada pela superação pessoal. Percorridos dois anos de convivência materializa-se a grata certeza da formação de novas amizades. Em especial agradeço a Antônio Rocha, Evaldo Mundim, Luiz Pires e Marcos Grochau, pela colaboração mais próxima, seja em discussões técnicas ou tirando dúvidas quanto à “pilotagem de softwares”.

RESUMO

D'ABBADIA, Martinho Rômulo Iria. *Análise do Problema da Krigagem da Soma e da Soma das Krigagens – Estudo de Caso*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 85 p. Dissertação de Mestrado.

Nesta dissertação são apresentadas estimativas de espessuras em seções sedimentares sobrepostas. O procedimento adotado consiste na realização de krigagens acompanhadas de correções que proporcionam consistência matemática à operação da soma das espessuras. Essas correções são apoiadas em ponderadores fundamentados nas relações de proporcionalidade entre: a) as espessuras das camadas krigadas e a espessura total da seção analisada; b) os desvios padrões de estimativa e a soma desses desvios padrões; c) as variâncias de estimativa e a soma dessas variâncias.

O método proposto apresenta como características a simplicidade operacional e a flexibilidade, destacando-se: a) O número de intervalos a serem analisados é teoricamente ilimitado; b) Não há exigência da presença de espessuras estacionárias; c) Há possibilidades da escolha de vizinhanças distintas para cada intervalo analisado; d) Há liberdade para a utilização de modelos variográficos distintos em cada intervalo investigado, possibilitando que neles sejam individualmente ajustadas diferentes funções, amplitudes e anisotropias.

A técnica foi aplicada em uma zona-bloco de um campo de petróleo situado no nordeste do Brasil, auxiliando na localização dos sítios deposicionais preferenciais de reservatórios turbidíticos e propiciando a realização de inferências quanto a aspectos estruturais da área estudada.

Palavras Chave:

Caracterização de Reservatórios, Geometria Externa, Krigagens.

ABSTRACT

D'ABBADIA, Martinho Rômulo Iria. *Análise do Problema da Krigagem da Soma e da Soma das Krigagens – Estudo de Caso*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 85 p. Dissertação de Mestrado.

This work presents some thicknesses estimates in overlapped sedimentary sections. The adopted procedure consists of the accomplishment of kriging followed by weighed corrections that provide mathematical consistency to the operation of thicknesses addition. These weighed corrections are based on the proportions between: a) the thicknesses of the estimated layers and the total thickness of the analyzed section; b) the standard deviation of the estimation error and the addition of these standard deviations; c) the variance of the estimation error and the addition of these variances.

The proposed method is characterized by its simplicity and operational flexibility, being distinguished by: a) The number of intervals to be analyzed is theoretically limitless; b) Stationary thicknesses are not required; c) Choice of distinct neighborhoods for each analyzed interval is allowed; d) It has freedom for the use of distinct models in each investigated interval, making it possible to choose different functions, amplitudes and anisotropies.

The technique was applied in an oil field situated in the northeast of Brazil , helping in localising the preferential depositional areas for turbiditic reservoirs and allowing inferences with respect to structural aspects of studied area.

Key words:

Reservoir Characterization, External Geometry, Kriging

ÍNDICE

Resumo.....	vi
Abstract.....	vii
Índice.....	viii
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tabelas.....	xii
1 – INTRODUÇÃO.....	1
2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
3 – METODOLOGIA APLICADA NAS KRIGAGENS INDEPENDENTES.....	13
4 – GEOLOGIA DA ÁREA ESTUDADA.....	24
4.1 – Banco de Dados.....	26
4.2 – Litofácies.....	27
4.3 – Associação de Fácies.....	30
4.4 – Geometria Externa.....	31
4.5 – Ambiente Depositional.....	31
5 – APLICAÇÕES ESTATÍSTICAS E GEOESTATÍSTICAS.....	37
5.1 – Eletrofácies.....	37
5.2 – Estimativa de Volumes.....	50
6 – CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES.....	76
6.1 – Quanto aos Aspectos Geológicos da Área Estudada.....	76
6.2 – Quanto às Krigagens Independentes e Correções Associadas.....	77
Referências Bibliográficas.....	80
Anexos.....	83
Apêndices.....	87

LISTA DE FIGURAS

3.1 - Representação Esquemática de Diferentes Espessuras Reais e Estimadas	15
3.2 - Correções nas espessuras das camadas krigadas	19
4.1 - Mapa Estrutural do topo da Zona X (Bloco 2).....	25
4.2 - Mapa de Localização de Seções Estratigráficas	25
4.3 - Intervalo Inferior	32
4.4 - Intervalo Superior.....	32
4.5 - Modelo Depositional	33
4.6 - Gráfico Pressão x Tempo	36
5.1 - Diagrama de juntas de Phienc frente às associações de litofácies.....	38
5.2 - Diagrama de juntas de Vsh frente às associações de litofácies	38
5.3 - Diagrama de juntas de N frente às associações de litofácies.....	39
5.4 - Diagrama de juntas de Difnd frente às Associações de Litofácies.....	39
5.5 - Diagrama de juntas de N frente às eletrofácies	40
5.6 - Diagrama de juntas de Difnd frente às eletrofácies.....	40
5.7 - Representação das eletrofácies A, B e C nas seções estratigráficas AA' e BB'	45
5.8 - Representação das eletrofácies A, B e C nas seções estratigráficas CC' à FF'	46
5.9 - Representação dos intervalos Superior, Médio e Inferior nas seções estratigráficas AA' e BB'	48
5.10 - Representação dos intervalos Superior, Médio e Inferior nas seções estratigráficas CC' à FF'	49
5.11 - Variogramas cruzados ajustados das isópacas de turbiditos (Turb), dos sedimentos baciais (Bac) e das isópacas totais (Total) da zona X nas direções N75E (D1) e N15W (D2).....	51

5.12 - Isópacas de turbiditos	53
5.13 - Isópacas de sedimentos baciais	53
5.14 - Isópacas totais da zona X	53
5.15 - Variogramas ajustados das espessuras dos intervalos superior, médio, inferior e total da zona X nas direções N75E (D1) e N15W (D2).....	54
5.16 - Intervalo Superior: mapa das espessuras krigadas	56
5.17 - Intervalo Médio: mapa das espessuras krigadas.....	56
5.18 - Intervalo Inferior: mapa das espessuras krigadas.....	56
5.19 - Mapa da krigagem da soma das espessuras dos intervalos superior, médio e inferior ..	57
5.20 - Mapa da soma das espessuras krigadas dos intervalos superior, médio e inferior.....	57
5.21 - Gráfico de dispersão entre a krigagem da soma e a soma das krigagens das espessuras dos intervalos superior, médio e inferior.....	58
5.22 - Histograma do erro absoluto entre a krigagem da soma e a soma das krigagens dos intervalos superior, médio e inferior.	59
5.23 - Histograma do erro relativo entre a krigagem da soma e a soma das krigagens dos intervalos superior, médio e inferior	59
5.24 - Mapa do erro absoluto.....	60
5.25 - Mapa do erro relativo	60
5.26 - Histogramas dos ponderadores baseados na espessura relativa, no desvio padrão de estimativa e na variância de estimativa.....	62
5.27 - Intervalo Superior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas	64
5.28 - Intervalo Médio: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas	64
5.29 - Intervalo Inferior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas	65
5.30 - Intervalo Total: mapa da soma das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas	65
5.31 - Intervalo Superior: mapa do desvio padrão da estimativa da espessura	66
5.32 - Intervalo Médio: mapa do desvio padrão da estimativa da espessura.....	66
5.33 - Intervalo Inferior: mapa do desvio padrão da estimativa da espessura.....	67

5.34 - Intervalo Total: mapa da soma do desvio padrão das estimativas das espessuras krigadas	67
5.35 - Intervalo Superior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado no desvio padrão das estimativas	68
5.36 - Intervalo Médio: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado no desvio padrão das estimativas	68
5.37 - Intervalo Inferior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado no desvio padrão das estimativas	69
5.38 - Intervalo Total: mapa da soma das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado no desvio padrão das estimativas	69
5.39 - Intervalo Superior: mapa da variância de estimativa da espessura	70
5.40 - Intervalo Médio: mapa da variância de estimativa da espessura.....	70
5.41 - Intervalo Inferior : mapa da variância da estimativa da espessura.....	71
5.42 - Intervalo Total: mapa das soma das variâncias de estimativa das espessuras.....	71
5.43 - Intervalo Superior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado na variância das estimativas	72
5.44 - Intervalo Médio: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado na variância das estimativas.....	72
5.45 - Intervalo Inferior: espessura krigada corrigida pelo ponderador baseado na variância das estimativas.....	73
5.46 - Intervalo Total: mapa da soma das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado na variância das estimativas	73

LISTA DE TABELAS

2.1 – Tipos de Reservatórios Turbidíticos.....	8
3.1 - Características do Modelo de Espessuras Reais e Estimadas.....	15
4.1 - Associações de Litofácies	30
5.1 - Coeficientes das funções discriminantes para os poços do bloco 2	41
5.2 - Matriz discriminante do modelo 1	42
5.3 - Matriz discriminante referente à validação do modelo 1	42
5.4 - Matriz discriminante do modelo 2	43
5.5 - Matriz discriminante referente à validação do modelo 2	43
5.6 - Resultado da aplicação dos modelos discriminantes.....	44
5.7 - Estatísticas básicas de respostas de perfis por eletrofácies	44
5.8 - Estatísticas básicas das respostas de perfis na eletrofácies A por intervalo	47
5.9 - Volumes calculados com base em krigagens sem correção e krigagens corrigidas	74
5.10 - Variação percentual entre volumes krigados.....	75

Capítulo 1

Introdução

A exploração de petróleo é uma atividade que vem exigindo, de forma crescente, a aproximação entre diversas categorias profissionais, cuja ação conjunta tem resgatado o termo *sinergia*. Iniciativas diversas orientam-se para o uso de uma linguagem comum entre os profissionais envolvidos nesta atividade, visando o livre fluxo de informações e o máximo aproveitamento dos produtos gerados pelos processos exploratórios. Sob esta ótica, os avanços da informática e a uniformização de conhecimentos são fatores fundamentais para o desenvolvimento e aplicação de técnicas eficazes no encadeamento de processos relacionados às etapas de perfuração, geologia e engenharia de reservatórios. Longe de trabalharem isoladamente, esses processos configuram inter-relações íntimas que se refletem em projetos conjuntos, nos quais as interfaces multidisciplinares sobrepõem-se amplamente.

Assim é que a perfuração de poços horizontais, de poços delgados e de poços multi-laterais, agregam valor aos projetos de exploração. Da mesma forma, a caracterização de reservatórios baseada em trabalhos geoestatísticos, de sísmica de alta resolução e envolvendo transferência de escalas, não apenas valoriza os trabalhos geológicos e geofísicos, como também norteia os projetos de engenharia. Os simuladores de fluxo, ao comportarem informações geológicas, mostram convergência nesta filosofia. Deste modo, convertem-se modelos geológicos em modelos numéricos, neles incluídos os elementos de caracterização de reservatório disponíveis. O comportamento dos reservatórios é avaliado, gerando insumos para a criação de novos projetos no campo de petróleo, nos quais as técnicas de perfuração e de exploração podem ser aplicadas em sua plenitude.

Um bom projeto de exploração tem por base uma boa caracterização de reservatórios e esta, por sua vez, deve ser pautada em um modelo geológico que melhor represente as informações adquiridas.

A concepção e a modelagem da geometria externa do reservatório é um dos desafios a serem enfrentados pelo intérprete, uma vez que os trabalhos de caracterização serão realizados dentro desse domínio. A observação do comportamento e da distribuição de fácies sedimentares em depósitos recentes muito tem ajudado os geólogos na concepção de modelos aplicados em ambientes sedimentares antigos. Na indústria do petróleo, entretanto, é comum nos depararmos com insuficiência de dados, que decorre da usualmente baixa e mal distribuída amostragem dos poços, cuja perfuração se concentra tendenciosamente em locações definidas como economicamente promissoras. Esses fatores restringem a precisão na determinação dos limites do reservatório. Por certo, informações adicionais tais como as de sísmica e de testes de formação devem ser levadas em consideração para a concepção do modelo, mas há casos em que a sísmica não apresenta boa resposta e os testes de formação sempre estarão vinculados ao seu raio de investigação.

Estabelecidos os limites do reservatório procura-se definir sua geometria externa com base nos pontos amostrais e no modelo geológico concebido para a área. Desde que se disponha de um leque de dados adequado os variogramas podem se constituir em ferramentas de suporte para a definição dessa geometria, visto que representam a continuidade do fenômeno analisado.

O estabelecimento dos limites do reservatório em 2D e a definição do modelo variográfico viabilizam o uso de técnicas preditivas para a espessura do reservatório em posições distintas, em malhas pré-definidas. Uma das técnicas de predição mais robustas no tocante a respeitar o valor dos dados amostrados e a sua continuidade é a krigagem. Ressalta-se, entretanto, que a incorporação desta técnica na caracterização de reservatórios freqüentemente esbarra na inadequação de dados citada em parágrafo anterior e cuidados devem ser tomados para se evitar situações indesejáveis.

Nesta dissertação concentram-se esforços no suporte a uma das etapas da caracterização: a modelagem da geometria externa dos reservatórios. O objetivo é o de estimar as espessuras de seções sedimentares sobrepostas.

A princípio este seria um quadro favorável para a aplicação de técnicas de coestimativas, que tratam as informações secundárias como variáveis correlacionadas espacialmente ou como indicadoras da forma de deriva. Em campos de petróleo nos quais a sísmica não apresenta resolução satisfatória, ou mais raramente onde não há dados sísmicos, a presença da variável primária e secundárias é limitada às posições dos poços, por vezes em situação isotópica. A cokrigagem torna-se assim a opção natural para a realização das coestimativas. Desta forma seriam levados em consideração os variogramas diretos e cruzados das variáveis envolvidas, estando a eles associadas todas as incertezas relacionadas aos seus ajustes. Nesses casos, a baixa densidade de informações pode ser fator restritivo para a boa definição dos modelos a serem ajustados, cujas incertezas cumulativamente se refletirão nos valores estimados.

Independentemente do grau de amostragem da variável secundária, quanto maior for o número de camadas a serem estimadas maiores serão as incertezas, podendo a cokrigagem tornar-se ineficaz. Nessas situações uma avaliação unicamente baseada nos variogramas diretos pode se tornar o ponto de partida para a realização dessas estimativas. Deve-se atentar, contudo, que havendo dependência entre as variáveis analisadas, as estimativas efetuadas de forma independente serão responsáveis pela geração de erros representados pela inequação: a krigagem da soma das espessuras não será igual a soma das espessuras krigadas.

As soluções propostas neste trabalho são baseadas na realização de krigagens ordinárias independentes, visando a estimativa simultânea de espessuras em intervalos adjacentes. Os erros gerados neste procedimento são distribuídos entre os intervalos krigados através de ponderadores que conferem coerência matemática ao método. Nesta dissertação foram três os ponderadores utilizados, baseados nas relações de proporcionalidade entre:

- as espessuras das camadas krigadas e a espessura total da seção analisada;
- os desvios padrões de estimativa e a soma desses desvios padrões;
- as variâncias de estimativa e a soma dessas variâncias.

Longe de esgotar o assunto, essa abordagem procura ressaltar os problemas associados à realização de cokrigagens e propor alternativas simples para a realização de estimativas matematicamente consistentes. A importância e atualidade desse tema, entretanto, merecem continuados esforços, o que pode ser concretizado em teses futuras dedicadas ao assunto.

A seguir encontram-se indicados os temas centrais de cada capítulo desta dissertação.

No capítulo 2 resumem-se as principais referências bibliográficas e citações nas quais a dissertação está baseada.

No capítulo 3 analisa-se o problema da krigagem da soma e da soma das krigagens, apontando-se soluções para evitá-lo.

Os demais capítulos tratam da apresentação da área de trabalho e das técnicas de caracterização de reservatórios nela aplicadas. A área está localizada em um campo de petróleo da região nordeste do Brasil, sendo os reservatórios restritos a uma zona e a um bloco do campo. As técnicas de caracterização concentram-se em análises discriminantes e krigagens associadas a correções através dos ponderadores propostos.

O capítulo 4 insere a área investigada no contexto geológico. Nele são sucintamente abordados alguns de seus aspectos estruturais, estratigráficos, faciológicos e ambientais.

No capítulo 5 são implementadas as sugestões propostas na exposição teórica do capítulo 3. Nele a configuração geométrica do reservatório é delineada, bem como os resultados de krigagens e das correções são apresentados. O impacto da utilização das correções de espessura do reservatório é avaliado em totalizações volumétricas.

As conclusões e considerações finais do trabalho são apresentadas no capítulo 6.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Uma das metas mais desafiadoras da indústria do petróleo refere-se à adequada caracterização de reservatórios. Esforços são despendidos com o propósito de se identificar e mapear as heterogeneidades distribuídas nas rochas de diferentes ambientes deposicionais. Diversos desafios, entretanto, emergem desta caracterização, decorrentes do fato de os poços de petróleo serem usualmente perfurados a distâncias de centenas de metros entre si. Estes desafios podem ser resumidos em pelo menos três perguntas: Qual é a geometria externa do reservatório? Como esta geometria pode ser quantificada? Como estimar o que ocorre em um reservatório de petróleo nas posições nas quais ele não foi amostrado?

A premissa de que os ambientes recentes são a chave para o passado, ou mais ainda, a busca por afloramentos que representem ideais análogos a reservatórios de petróleo, orienta uma linha de pesquisa voltada para a criação de modelos geológicos pautados em observações diretas, numa tentativa de se responder a primeira pergunta. Exemplos diversos, obtidos através de imagens de satélites, de fotografias aéreas ou de cortes de afloramentos, testemunham o sucesso da aplicação de diferentes técnicas de mapeamento, tanto na concepção da geometria externa do reservatório, como também na identificação das tendências de orientação dos corpos que o compõem. Experiências com *flumes* procuram reproduzir condições de regimes de fluxo sob os quais os sedimentos são depositados, proporcionando a visualização da formação de estruturas sedimentares e a mensuração das variáveis envolvidas nesses processos. Descrições petrográficas e informações petrofísicas auxiliam na identificação de heterogeneidades deposicionais e diagenéticas que influenciam

no comportamento do fluxo de fluidos dos reservatórios. Enfim, a reunião de informações oriundas de diversas fontes possibilita a elaboração de modelos geológicos, adequados aos dados disponíveis, que servirão de base para os trabalhos de caracterização.

Esta dissertação foi desenvolvida com base em dados adquiridos em reservatórios turbidíticos. Esse tipo de reservatório foi intensamente estudado nas décadas de 70 e 80 por Normark (1970, 1978), Walker (1978, 1989), Lowe (1982), Mutti (1985), dentre outros. Em Walker (1989), associadas à descrição de fácies e associações de fácies, encontram-se comparações entre diferentes modelos deposicionais propostos por diversos autores. A importância dos reservatórios turbidíticos no cenário nacional é significativa, pois de acordo com Bruhn (1998) estão responsáveis por 70,9% do volume de óleo original e por 88,6 % das reservas brasileiras de petróleo.

Segundo Walker (op. cit.) os turbiditos clássicos são caracterizados por monótonas intercalações de arenitos e folhelhos, sendo os folhelhos particularmente formados por delgadas camadas hemipelágicas que representam anos de deposição em ambiente de baixa energia, abaixo do nível de base das ondas. Os arenitos, ao contrário, são rapidamente introduzidos neste ambiente, sendo que a maioria das areias é depositada em poucas horas. Os agentes de transporte e de deposição dos turbiditos são denominados de correntes de turbidez, que se dirigem mergulho abaixo sob a ação da força gravitacional exercida sobre a diferença de densidade entre a carga detrital fluidizada e o corpo d'água envolvente. Por esta razão, afirmam Middleton e Southard (1970, in Walter 1989), as correntes de turbidez são consideradas um caso especial de correntes de densidade. Os sedimentos são mantidos em suspensão principalmente pela turbulência do fluido e podem ser transportados a grandes distâncias. Os processos deposicionais passam a atuar à medida que a energia da corrente diminui, gerando as diferentes estruturas sedimentares associadas a este tipo de depósito. Uma descrição detalhada desses processos deposicionais pode ser encontrada em Walker (1989).

No início da década de 90 foram publicados trabalhos reorganizando conceitos e revisando os modelos deposicionais até então propostos por diversos autores. As fácies descritivas até então largamente utilizadas na definição desses modelos tiveram sua

importância vinculada ao suporte a mapeamentos e a análises estratigráficas, enquanto que fácies genéticas, intimamente associadas aos processos deposicionais, teriam fins preditivos.

Mutti (1992) ressalta que a revisão de conceitos e de modelos minimiza um problema básico presente ao longo de vários anos: o de descrever, interpretar e comparar sistemas deposicionais desenvolvidos em diferentes tipos de bacias, com a utilização de um mesmo modelo, o de leques.

No Brasil, o interesse despertado pelos reservatórios turbidíticos tem motivado a realização de diversos trabalhos, principalmente os vinculados a indústria do petróleo, visto sua importância econômica no cenário nacional. Bruhn e Moraes (1988) identificaram cinco tipos principais de reservatórios turbidíticos, discrimináveis com base em associações de fácies e geometrias distintas. São eles: Complexos de Canais, Lobos Canalizados, Lobos não Canalizados, Franjas e Cunhas Clásticas Subaquosas. A Tabela 2.1 sintetiza algumas das características definidas pelos autores para cada um deles.

As associações de fácies são elementos de grande importância para a identificação de ambientes deposicionais e para a concepção de modelos geológicos. Esses modelos, conforme mencionado anteriormente, são elaborados com base em dados provenientes de diferentes fontes. As principais, entretanto, são aquelas cujo produto é resultado da análise direta da rocha. Os afloramentos e os testemunhos, portanto, proporcionam informações de grande valia para a concepção desses modelos, pois viabilizam a realização de descrições litológicas, a identificação de associações de fácies e a condução de ensaios petrofísicos.

Os afloramentos e testemunhos, entretanto, não raro apresentam também limitações como fontes de informações para a caracterização de reservatórios. Becker (1997) ressalta que *“em sua maioria os afloramentos são bidimensionais e poucas vezes ocorrem em tamanhos compatíveis com os espaços interpoços dos campos de petróleo”*. Os testemunhos, em contrapartida, resultam de operações especiais usualmente realizadas de forma parcimoniosa e enviesada nos campos de petróleo. Estas operações são relativamente demoradas, onerosas e conseqüentemente limitadas a intervalos de interesse atravessados por alguns poços estrategicamente dispostos no campo, denominados de poços-chaves.

Tabela 2.1 – Tipos de Reservatórios Turbidíticos (Resumido de Brunh e Morais-1988)

TIPOS	ASSOCIAÇÕES DE FÁCIES	OBSERVAÇÕES
Complexos de Canais	<p>- arenitos / conglomerados maciços com altos teores de intra-clastos argilosos.</p> <p>- arenitos com divisões Tbc e Tc de Bouma, intraclastos argilosos laminações convolutas e ‘climbing ripples’.</p>	Depósitos formados pelo preenchimento de canais estreitos e sinuosos a partir de uma fonte de alimentação pontual em locais com altos gradientes ($>1-1,5^\circ$). Os canais são produzidos pelo próprio sistema deposicional e a eles normalmente associam-se fácies de extravasamento que compõem diques marginais e zonas inter-canais.
Lobos Canalizados	<p>- arenitos maciços c/ granulometria grosseira / média.</p> <p>- arenitos com estruturas de escapes de fluido, com gradação inversa ou estratificados e delgados níveis conglomeráticos.</p>	Canais efêmeros que por migração contínua constroem extensos depósitos amalgamados que em planta apresentam geometria de leque. Nas partes distais desses lobos formam-se, normalmente, franjas pouco desenvolvidas. A alimentação dos lobos canalizados é pontual e em sítios com gradientes baixos ($<1^\circ$).
Lobos Não Canalizados	- arenitos com seqüência de Bouma predominantemente Tab e Tabc.	Formados por sedimentos finos / médios depositados por correntes de turbidez em regiões com gradientes baixos ($<1^\circ$). Esses depósitos, cuja alimentação é pontual, apresentam geometria em leque e persistentes camadas de folhelhos entre os corpos arenosos. Em suas posições distais formam-se, usualmente, franjas bem desenvolvidas.
Franjas	<p>- arenitos com divisões Tbc e Tc de Bouma.</p> <p>- folhelhos</p>	Camadas arenosas tabulares, intercaladas com folhelhos, formadas nas posições distais dos leques turbidíticos em regiões com gradientes baixos ($<1^\circ$). Relação arenito / folhelho < 1 .
Cunhas Clásticas Subaquosas	- devido à heterogeneidade dos depósitos não há associações de fácies típicas. Em geral, nas posições proximais, há presença de conglomerados e arenitos grosseiros. Em posições distais ocorrem associações de fácies semelhantes às dos complexos de canais e dos lobos não canalizados.	Depósitos heterogêneos situados em faixas alongadas, formados pelo suprimento de sedimentos a partir de fontes múltiplas ao longo de margens falhadas e altamente subsidentes de uma bacia.

Um outro tipo de operação especial de grande importância para a caracterização de reservatórios é a perfilagem. Essa operação, ao contrário da testemunhagem, é realizada praticamente na totalidade da seção atravessada pelos poços de um campo, o que conduz ao caminho natural de se reunirem as informações dessas duas operações especiais num único banco de dados. Este procedimento visa a elaboração de modelos que proporcionem, dentre outros produtos, a identificação faciológica, por perfis, em seções não testemunhadas.

Uma das formas de se alcançar esse objetivo é através da técnica conhecida por Análise Discriminante, baseada na determinação de uma função linear que melhor possibilite distinguir estatisticamente dois ou mais agrupamentos previamente definidos. Esta função, obtida a partir de combinações lineares entre variáveis, converte o conjunto de medidas de cada ponto amostral a um único valor. Por esta razão, afirma Davis (1973), "*a função discriminante é uma forma de reduzir um problema multivariado para outro que envolve apenas uma variável transformada*". O valor assumido por essa variável transformada representa a posição da amostra ao longo de uma linha definida pela função discriminante.

Visto que a análise discriminante maximiza as diferenças estatísticas entre os agrupamentos e minimiza a variabilidade de cada agrupamento, a probabilidade de erro na alocação de uma amostra nos grupos pré-definidos é minimizada. Detalhes sobre esta técnica podem ser verificados, dentre outras fontes, em Davis (1973) e Saporta (1990).

Os modelos gerados a partir desse tipo de análise possibilitam, por exemplo, que associações de fácies sejam estatisticamente identificadas a partir de variáveis de perfis. Assim, indiretamente, estende-se às seções perfiladas o conhecimento adquirido nas seções testemunhadas. O termo eletrofácies, conforme definido por Serra (1985), representa "*o conjunto de respostas de perfis que caracteriza uma camada, permitindo distingui-la das demais*". Na prática este termo é comumente ampliado para o conjunto de respostas de perfis que caracteriza um ou mais litotipos e que permite distingui-los dos demais. Assim sendo, conceitualmente, discriminam-se eletrofácies a partir de um modelo que associa variáveis de perfis aos atributos de rocha, definidos em análises de testemunhos. Vale ressaltar que nem sempre esses atributos apresentam correspondência nos perfis disponíveis, prejudicando desta forma a discriminação. Frequentemente torna-se necessário agrupar diferentes variáveis

categóricas, tais como as associações de fácies, para que a discriminação das eletrofácies seja satisfatoriamente definida.

Realizando-se a discriminação dispõe-se de um grupo de informações, adquiridas e/ou processadas ao longo dos poços, que servirão de base para a concepção da distribuição tridimensional das heterogeneidades encontradas na seção considerada. Essas informações, associadas ao arcabouço geológico e a um modelo deposicional preliminar, possibilitam a passagem para uma nova fase do estudo de caracterização, que auxilia enfocar e responder às seguintes perguntas formuladas no início deste capítulo: *“Como a geometria externa do reservatório pode ser quantificada?”* e *“Como estimar o que ocorre em um reservatório de petróleo nas posições nas quais ele não foi amostrado?”*

Um dos caminhos mais usuais está relacionado à utilização de variogramas e à realização de Krigagens. Nesta dissertação foram utilizadas essas aplicações geoestatísticas e neste capítulo discorre-se sobre elas de forma a se apresentar seus conceitos básicos.

O limite externo do reservatório é usualmente definido com base no modelo geológico, que dentre outras informações inclui dados de sísmica, testes de formação e outros insumos que podem auxiliar na sua determinação. O passo seguinte é o de definir o reservatório tridimensionalmente. Desde que se disponha de um adequado leque de dados é possível ajustar um modelo variográfico a partir de um variograma experimental e com ele representar a continuidade do fenômeno analisado. Este modelo é ajustado por uma função contínua e positiva definida. No caso de krigagens, o tipo de função e o alcance do modelo são elementos fundamentais para que, em malha pré-definida, a espessura do reservatório seja estimada.

Nesta dissertação, a espessura (H) da seção analisada foi estimada através de krigagem ordinária, técnica conhecida por apresentar o melhor estimador linear não tendencioso. Os fundamentos desta técnica podem ser encontrados, dentre outras fontes, no capítulo 12 de Isaaks e Srivastava (1989) e no capítulo V de Journel (1989).

O sistema de equações para a krigagem ordinária é dado por:

$$C \cdot w = D$$

Equação 2.1

onde:

C = matriz de covariância entre os pares de pontos amostrais;

w = vetor de pesos (λ_j) associados aos pontos amostrais;

D = vetor de covariâncias entre os pontos amostrais e o ponto a ser estimado.

A variância do erro da krigagem ordinária (σ_K^2), que nesta dissertação também será chamada de variância de estimativa, é dada por:

$$\sigma_K^2 = \sigma^2 - \mathbf{w} \cdot \mathbf{D} \quad \text{Equação 2.2}$$

onde:

σ^2 = variância do modelo.

Assim, verifica-se que após escolhidos os parâmetros para o modelo de função aleatória, a equação 2.2 fornece a expressão para a variância de estimativa como função de n variáveis, através dos pesos λ_j do vetor **w**.

A variância do erro da krigagem ordinária, como será visto oportunamente, foi largamente utilizada nesta dissertação como um dos ponderadores aplicados na distribuição de erros gerados por krigagens independentes, em intervalos adjacentes, dentro da zona analisada.

A técnica de krigagem permite que se façam previsões de uma variável, ou de várias variáveis, desde que sejam independentes. Nos casos em que haja relações de dependência entre elas o caminho natural passa pela realização de coestimativas. A krigagem com deriva externa, a cokrigagem ordinária e a cokrigagem colocalizada são os representantes mais conhecidos dentre essas técnicas de correionalização.

Nesta dissertação não foi utilizada a krigagem com deriva externa, tampouco a krigagem colocalizada, pois as variáveis disponíveis eram isotópicas e restritas às informações adquiridas nos poços da área analisada. Por conseqüência nenhuma variável estava disponível nos pontos a serem estimados.

Matheron (1979), entretanto, faz um alerta sobre o número de variáveis envolvidas numa cokrigagem ao afirmar: *“se o número de camadas (horizontes) for relativamente elevado, o sistema de equações da cokrigagem é proibitivo em termos práticos. Mais ainda, considerando as incertezas que freqüentemente ocorrem nas estimativas das variâncias cruzadas, este método trabalhoso, a cokrigagem, seria em grande parte ilusório”*.

Esta sentença serviu de motivação, nesta dissertação, para a busca de métodos alternativos e mais simples que possibilitassem a realização de estimativas simultâneas das espessuras de um número razoavelmente grande de camadas: diversas zonas de um campo de petróleo, por exemplo. Aliado a este fato, buscaram-se também métodos que proporcionassem flexibilidade na escolha de modelos individuais de variograma para cada camada analisada, evitando-se assim os rígidos modelos intrínsecos de correção regionalização. Esse assunto é abordado no capítulo 3 desta dissertação.

Capítulo 3

Metodologia Aplicada nas Krigagens Independentes

No capítulo anterior discorreu-se sobre propostas alternativas às cokrigagens, quando o número de camadas a estimar fosse relativamente elevado e sobre a utilização de modelos simples para as estimativas, em substituição aos rígidos modelos intrínsecos de correionalização. As limitações encontradas na realização de cokrigagens são temas abordados por diversos autores, dentre eles Wackernagel (1986). Uma dessas limitações relaciona-se ao ajuste de funções positivas definidas aos variogramas experimentais de todas as variáveis e pares de variáveis envolvidas nas coestimativas.

Seja a combinação linear de funções variogramas dada pela equação 3.1:

$$\gamma_{ij}(\mathbf{h}) = \sum_{u=0}^{N_S} b_{ij}^u g_u(\mathbf{h}) \quad 3.1$$

onde:

$\gamma_{ij}(\mathbf{h})$ = variograma cruzado

u = índice referente a diferentes estruturas espaciais;

N_S = número de estruturas espaciais;

$g_u(\mathbf{h})$ = função variograma com alcance definido;

b_{ij}^u = coeficiente da função variograma para uma variável ou par de variáveis.

O ajuste dos variogramas experimentais de um grupo de variáveis pode ser modelado por uma combinação linear das funções variogramas $g_u(\mathbf{h})$ com coeficientes b_{ij}^u . À medida que o número “n” de variáveis analisadas cresce, o número de variogramas experimentais diretos e cruzados a serem ajustados aumenta na ordem de $n(n+1)/2$.

Esses ajustes, em contrapartida, estão sujeitos à inequação de Cauchy-Schwarz (Equação 3.2), visando respeitar a definição de positividade dos variogramas.

$$|b_{ij}''| \leq \sqrt{b_{ii}'' b_{jj}''}, \text{ sendo } b_{ii}'' \geq 0 \quad 3.2$$

A essas restrições relacionadas à cokrigagem somam-se outras limitações ao se trabalhar com modelos intrínsecos de correlogramas. Dentre elas, destacam-se as condições de isotopia, o uso de variogramas proporcionais ao mesmo modelo básico e o tratamento geostatístico restrito às mesmas vizinhanças, para as diferentes variáveis envolvidas no estudo. Esse grupo de restrições pode dificultar sobremaneira, ou mesmo inviabilizar a realização de cokrigagens, devendo-se recorrer a métodos que as substituam.

Uma proposta de Matheron (1979) se enquadra adequadamente nesses propósitos. Em sua concepção original, as espessuras ($i = 1$ a n) envolvidas na análise devem ser modeladas sob a forma de uma função aleatória $Z_i(\mathbf{x})$, $\mathbf{x} = (x, y)$ percorrendo o plano horizontal, tendo-se também interesse na estimativa da espessura total:

$$Z(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n Z_i(\mathbf{x}) \quad 3.3$$

Os dados experimentais são constituídos tanto por espessuras $Z_{\alpha i} = Z_i(x_{\alpha})$, em um certo número de pontos x_{α} ($\alpha = 1, \dots, m$) com espessuras conhecidas, como por espessuras totais $Z_{\alpha} = \sum Z_{\alpha i}$. Procuram-se então os estimadores lineares \hat{Z}_i e \hat{Z} para as espessuras individuais $Z_i(\mathbf{x})$ e para a espessura total $Z(\mathbf{x})$ em um mesmo ponto \mathbf{x} .

Evidentemente esses estimadores devem respeitar a condição abaixo:

$$\hat{Z}(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \hat{Z}_i(\mathbf{x}) \quad 3.4$$

Esta condição seria verificada caso os estimadores \hat{Z}_i e \hat{Z} fossem obtidos por cokrigagem completa sobre os $Z_{\alpha j}$, mas a proposta alternativa conduz a estimativas por krigagens ordinárias. Os erros advindos dessas operações seriam distribuídos, de forma a se alcançarem resultados matematicamente consistentes através de ponderadores $\lambda(\mathbf{x}) = \lambda_i(\mathbf{x})$.

Esses ponderadores seriam aplicados sobre os $\check{Z}_i(\mathbf{x})$, resultando em novas estimativas $\check{\check{Z}}_i(\mathbf{x})$ e garantindo a consistência da condição:

$$\check{\check{Z}}(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \check{\check{Z}}_i(\mathbf{x}) \quad 3.5$$

A Figura 3.1 representa esquematicamente uma seção de um campo com diversas camadas, cujas espessuras devem ser estimadas. À esquerda está representada a situação real, ao centro encontra-se a representação das camadas estimadas por krigagens ordinárias e à direita as espessuras estimadas corrigidas.

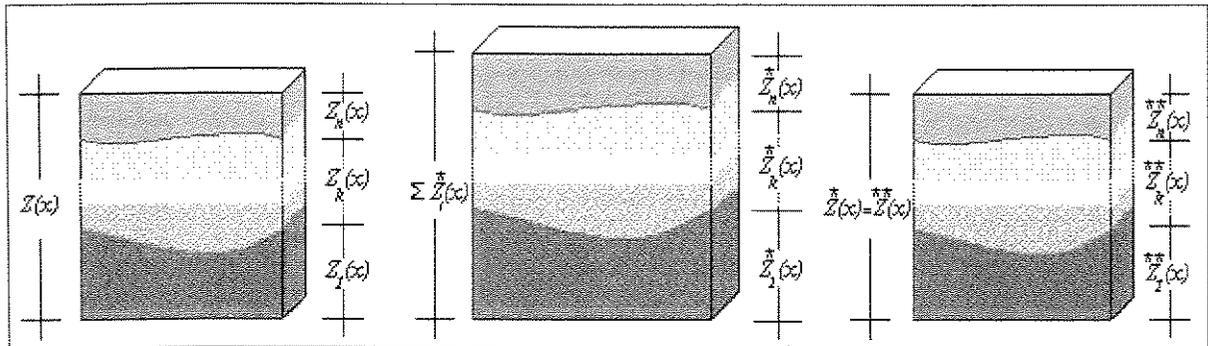


Figura 3.1 - Representação Esquemática de Diferentes Espessuras Reais e Estimadas

Esta representação apresenta as características mostradas na Tabela 3.1.0

Tabela 3.1 - Características do Modelo de Espessuras Reais e Estimadas

Variáveis		Observações
Conhecidas	$\check{Z}(\mathbf{x})$	- Krigagem da soma das espessuras das camadas.
	$\check{Z}_i(\mathbf{x}), \sum_{i=1}^n \check{Z}_i(\mathbf{x})$	- Espessuras krigadas das camadas. - Soma das krigagens.
A Estimar	$\check{\check{Z}}_i(\mathbf{x})$	- Espessuras krigadas corrigidas de cada camada.

O modelo acima reproduz as condições impostas pelas Equações 3.3 e 3.5, naturalmente necessárias para a coerência geométrica e matemática do problema.

A realização de krigagens independentes nas camadas sob análise é responsável pela geração de erros (ε_a), dados pela Equação 3.6:

$$\varepsilon_a = \dot{Z}(\mathbf{x}) - \sum_{i=1}^n \dot{Z}_i(\mathbf{x}) \quad 3.6$$

ou seja:

$$\dot{Z}(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \dot{Z}_i(\mathbf{x}) + \varepsilon_a \quad 3.7$$

Procuram-se, então, novos estimadores $\ddot{Z}_i(\mathbf{x})$ que corrijam as espessuras das camadas krigadas, atendendo às seguintes igualdades:

$$\ddot{Z}(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \ddot{Z}_i(\mathbf{x}) \quad 3.8$$

e

$$\dot{Z}(\mathbf{x}) = \ddot{Z}(\mathbf{x}) \quad 3.9$$

Para tanto, o erro (ε) será distribuído através de ponderadores $\lambda_i(\mathbf{x})$, para cada camada e nó krigados, respeitando-se a condição abaixo:

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i(\mathbf{x}) = 1 \quad 3.10$$

Assim:

$$\ddot{Z}_1(\mathbf{x}) = \dot{Z}_1(\mathbf{x}) + \lambda_1(\mathbf{x}) * \varepsilon_a$$

$$\ddot{Z}_k(\mathbf{x}) = \dot{Z}_k(\mathbf{x}) + \lambda_k(\mathbf{x}) * \varepsilon_a$$

$$\ddot{Z}_n(\mathbf{x}) = \dot{Z}_n(\mathbf{x}) + \lambda_n(\mathbf{x}) * \varepsilon_a$$

Somando-se os dois lados das igualdades do sistema de equações, vem:

$$\underbrace{\ddot{Z}_1(\mathbf{x}) + \dots + \ddot{Z}_n(\mathbf{x})}_{\text{Eq. 3.8}} = \underbrace{\dot{Z}_1(\mathbf{x}) + \dots + \dot{Z}_n(\mathbf{x})}_{\text{Eq. 3.7}} + \underbrace{\left(\lambda_1(\mathbf{x}) + \dots + \lambda_n(\mathbf{x}) \right)}_{\text{Eq. 3.10}} * \varepsilon_a \quad 3.11$$

substituindo-se as Equações 3.5 e 3.10 em 3.11, obtém-se;

$$\ddot{Z}(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \dot{Z}_i(\mathbf{x}) + \varepsilon_a, \text{ o que confirma as premissas estabelecidas nas Equações 3.8 e}$$

3.9, bem como a consistência matemática dos novos estimadores $\ddot{Z}_i(\mathbf{x})$.

A questão, portanto, passa a ser: Que ponderadores $\lambda_i(\mathbf{x})$ serão utilizados na distribuição dos erros gerados pelas krigagens das camadas analisadas?

Numa aplicação simplista é possível se recorrer a um ponderador baseado nas relações de proporcionalidade entre as espessuras das camadas a serem estimadas e a espessura total da seção estudada, conforme apresentado na Equação 3.12.

Caso 1: Ponderador = espessura das camadas krigadas

$$\lambda_i = \frac{\dot{Z}_i(\mathbf{x})}{\sum_{i=1}^n \dot{Z}_i(\mathbf{x})} \quad 3.12$$

Vale ressaltar que embora a consistência matemática desta correção seja verificada, esse ponderador não carrega em si nenhum conteúdo estatístico.

Um avanço neste sentido seria a utilização de variáveis estatísticas tais como o desvio padrão ou variância de estimativa das krigagens. Os ponderadores citados podem ser concebidos da forma abaixo exemplificada:

Caso 2:

Ponderador =Desvio Padrão

$$\lambda_i = \frac{\dot{\sigma}_{K_i}(\mathbf{x})}{\sum_{i=1}^n \dot{\sigma}_{K_i}(\mathbf{x})} \quad 3.13$$

onde:

$\dot{\sigma}_{K_i}(\mathbf{x})$ = desvio padrão de estimativa em determinada camada i .

Caso 3:

Ponderador = Variância

$$\lambda_i = \frac{\hat{\sigma}_{k_i}^2(\mathbf{x})}{\sum_{i=1}^n \hat{\sigma}_{k_i}^2(\mathbf{x})} \quad 3.14$$

onde:

$\hat{\sigma}_{k_i}^2(\mathbf{x})$ = variância da estimativa em determinada camada i .

Os ponderadores acima apresentados promovem diferentes correções nas espessuras das camadas krigadas, cada qual valorizando um parâmetro específico. A Figura 3.2 ilustra como atuam essas correções em duas camadas (1 e 2) e em duas posições (A e B) de uma seção sedimentar hipotética cuja vizinhança envolve outros pontos não ilustrados.

O modelo à esquerda representa as krigagens independentes das duas camadas consideradas, onde foram registrados os respectivos valores de espessura krigada, do desvio padrão de estimativa e da variância de estimativa. Abaixo desse modelo relacionam-se os totais dos valores estimados. Para a realização das correções, assume-se que a krigagem da soma das camadas ($\hat{Z}(\mathbf{x})$) corresponde a 10 m em ambas as posições.

Os modelos à direita representam as correções efetuadas por intermédio de ponderadores baseados na espessura relativa das camadas (acima), no desvio padrão da estimativa (centro) e na variância de estimativa (abaixo). Nesses modelos, que respectivamente exemplificam os *casos 1, 2 e 3* anteriormente apresentados, encontram-se registrados os valores que tais ponderadores assumem, bem como a espessura krigada corrigida das camadas. Por construção, os erros distribuídos nesses exemplos foram de -2m, obtidos através da diferença entre krigagem da soma ($\hat{Z}(\mathbf{x})=10$) e a soma das krigagens

$$\left(\sum_{i=1}^n \hat{Z}_i(\mathbf{x})=12 \right).$$

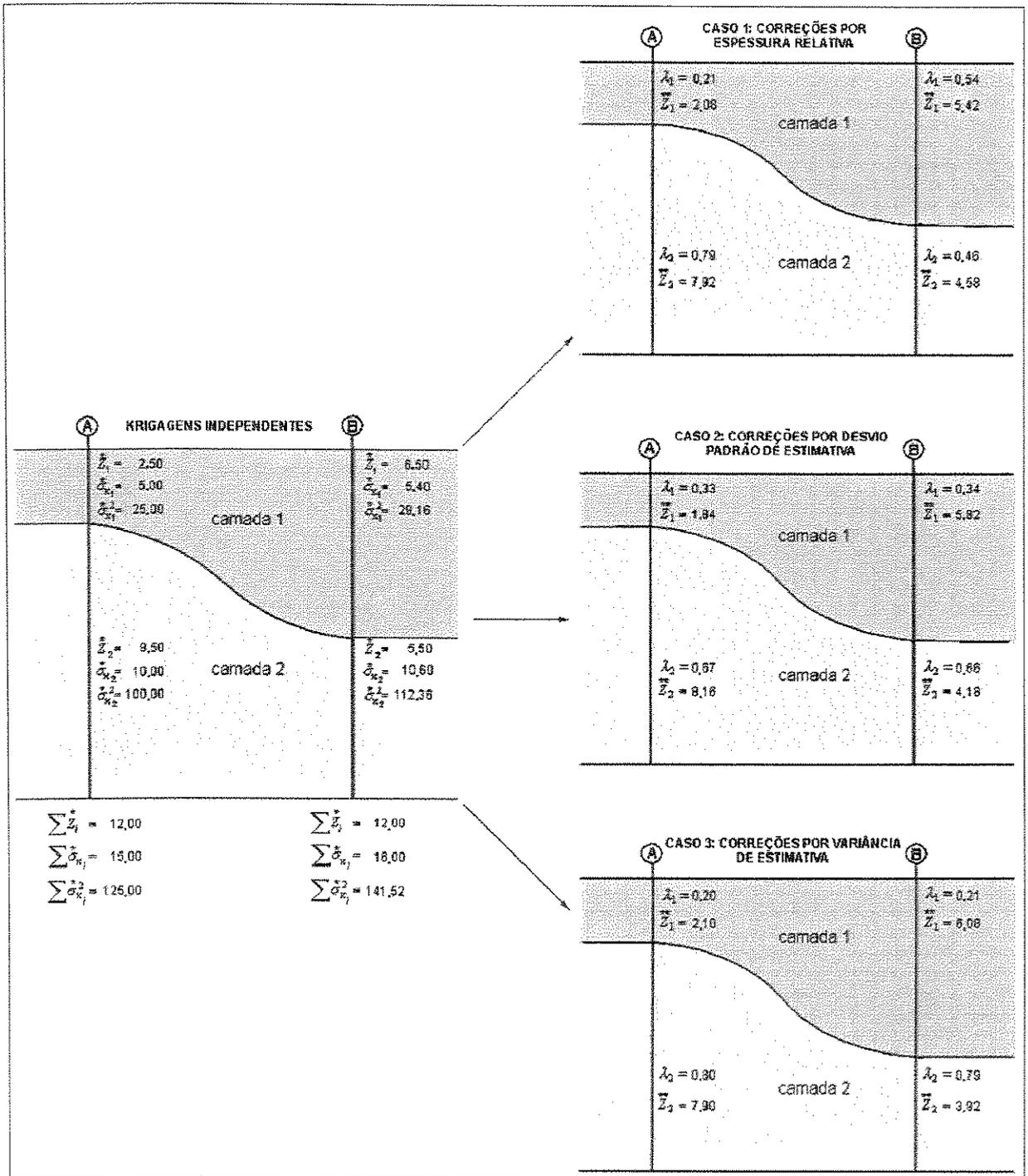


Figura 3.2 - Correções nas espessuras das camadas krigadas

A formulação adotada para cada ponderador se reflete no tipo de correção por ele realizada. O ponderador baseado na espessura relativa proporciona maiores correções nas camadas mais espessas, enquanto os demais ponderadores atuam com maior intensidade nas camadas cuja espessura apresente maior variabilidade. A observação mais detalhada de cada modelo apresentado permite melhor compreensão sobre a natureza dessas correções.

No *caso 1* os ponderadores assumem valores equivalentes aos das espessuras relativas das camadas. Na posição A, a camada 1 representa cerca de 21% da espessura total e a camada 2 os outros 79%. Na posição B esses percentuais se modificam para 54% e 46%, respectivamente. A utilização desse tipo de ponderador proporciona correções que podem variar extremamente, a depender das relações de espessuras consideradas.

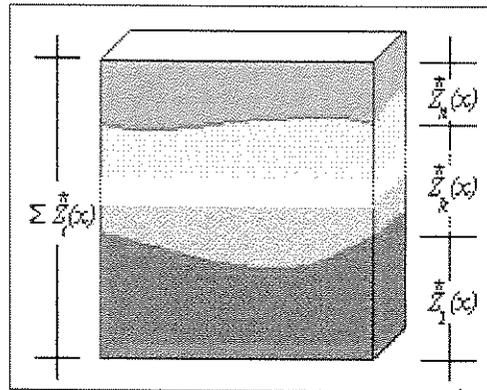
No *caso 2* a camada 1 recebe as menores correções, correspondendo a 33% na posição A e 34% na posição B. A camada 2, conseqüentemente, apresenta correções maiores, equivalentes a 67% e 66% nas posições A e B, respectivamente. Ao contrário do que ocorre com o ponderador anterior, salvo significativas mudanças locais em processos tectono-deposicionais, a tendência é de não haver inversão na magnitude das correções nas camadas. Essas correções inclusive tenderão a se concentrar em torno de uma moda, cujo valor será tanto maior quanto mais alta for a variabilidade da camada.

O *caso 3* assemelha-se ao *caso 2*, diferenciando-se apenas pelo ponderador utilizado: a variância de estimativa. A camada 1 novamente recebe as menores correções, correspondendo a 20% e a 21% nas posições A e B, respectivamente. A camada B, em contrapartida recebe os outros 80% e 79%.

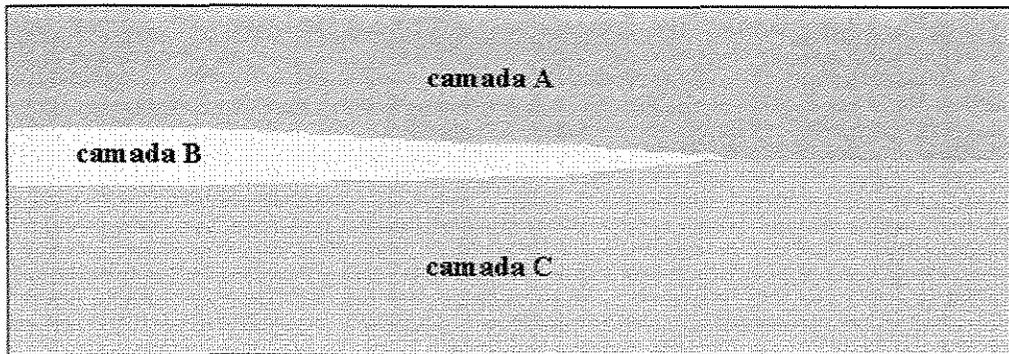
Dentre os ponderadores estatísticos acima apresentados aquele baseado na variância da estimativa (*caso 3*) promove maior correção nas camadas com maior variabilidade espacial do que o baseado no desvio padrão da estimativa (*caso 2*). Esta característica pode ser explorada na elaboração de modelos geológicos alternativos com a utilização dos dois tipos de correção. Desta forma, esses modelos poderiam servir como entrada de dados em simuladores de fluxo. A escolha do modelo mais adequado seria resultado de comparações dos resultados com os históricos de produção e pressão da área investigada.

À simplicidade da realização de krigagens independentes em intervalos adjacentes seguida das correções acima preconizadas associa-se uma grande flexibilidade operacional, podendo-se destacar:

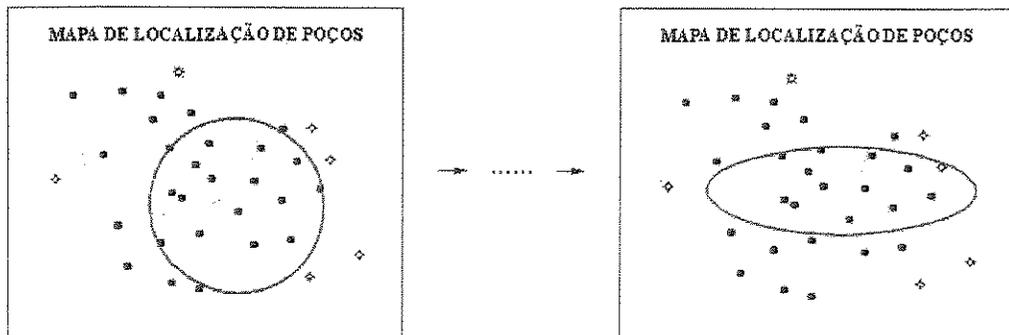
- 1) O número de intervalos a serem analisadas é teoricamente ilimitado;



- 2) Não há exigência da presença de espessuras estacionárias

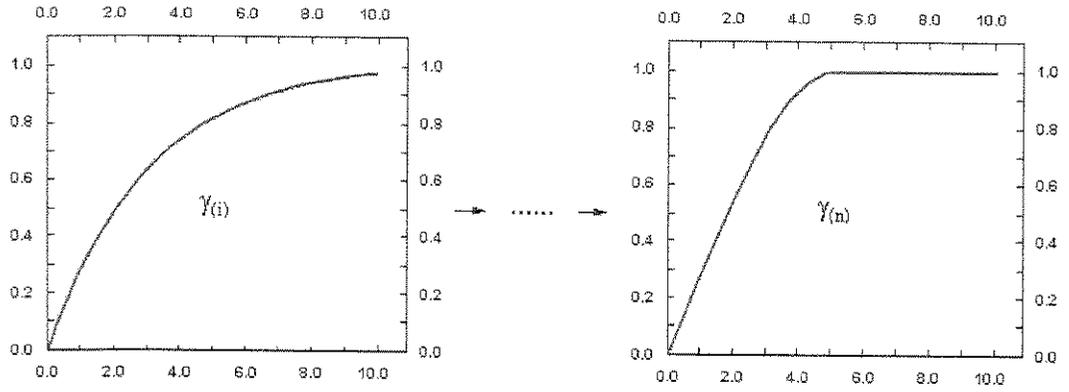


- 3) Há possibilidade da escolha de vizinhanças distintas para cada intervalo analisado

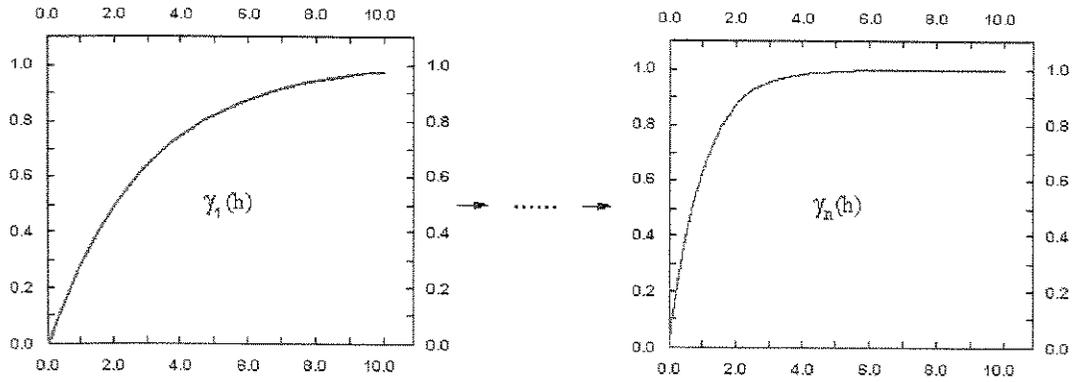


4) Há liberdade para a utilização de modelos distintos em cada intervalo investigado possibilitando que neles sejam individualmente ajustadas:

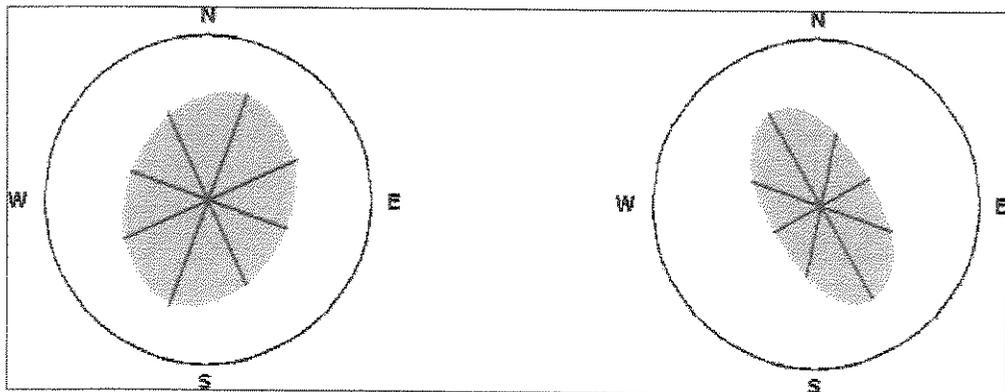
a) Diferentes Funções



b) Diferentes amplitudes



c) Diferentes Anisotropias.



Essa autonomia no tratamento das variáveis regionalizadas se traduz em vantagens sobre os modelos de correção intrínseca, exceto nos casos para os quais esses modelos foram concebidos, ou seja: quando as coestimativas são realizadas sob a mesma vizinhança, com base em variáveis isotópicas e com variogramas proporcionais. Neste caso, krigagens e cokrigagens se equivalem.

Capítulo 4

Geologia da Área Estudada

Esta tese foi desenvolvida com base em informações de um campo de petróleo situado no nordeste brasileiro. Os dados estão restritos a um bloco do campo, com cerca de 1,8 km² e a uma única zona, limitada por dois marcos litológicos específicos.

Para efeitos práticos, doravante serão informalmente adotadas as seguintes referências para a área analisada:

Campo:	U.
Bloco:	2.
Zona:	X.
Marco Superior:	marco-101.
Marco Inferior:	marco-102.
Poços:	U-1 ao U-35.

As rochas estudadas foram depositadas em um período de atuante tafrogenia na bacia, responsável por suas principais feições morfológicas e estruturais. Resultam da sedimentação lacustre, de idade Berriasiana (Magalhães, 1994), contemporânea ao Andar Rio da Serra Médio subzona de ostracóides *Cypridea sellata*.

O mapa estrutural apresentado na Figura 4.1 mostra que o topo da zona X no bloco 2 comporta-se como um homoclinal com forte mergulho para leste. Apresenta inclinação média

da ordem de 17° podendo atingir localmente cerca de 28° . As acumulações são controladas por este mergulho estrutural, associado a adelgaçamentos dos reservatórios verificados a oeste e por falhas de pequeno rejeito, situadas ao norte e ao sul do bloco.

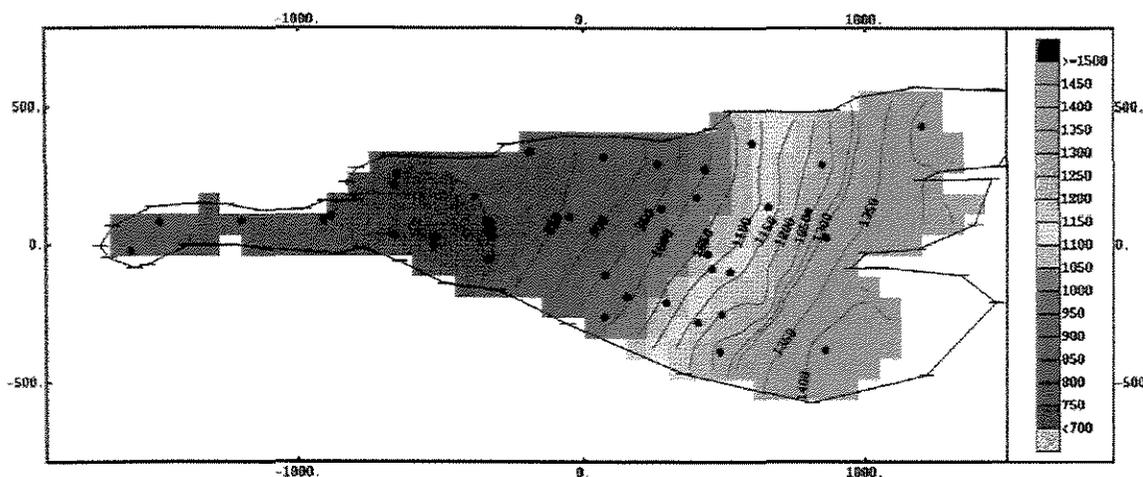


Figura 4.1 - Mapa Estrutural do topo da Zona X (Bloco 2)

Os reservatórios ocorrem entre as profundidades de 760,0 e 1450,0 m. São compostos por arenitos que atingem 20 m de espessura, principalmente médios a finos, laminados, com estratificação cruzada ou maciços. A porosidade varia entre 9 e 22% e a permeabilidade média é da ordem de 400 mD. O contato óleo/água encontra-se a $-1287,0$ m, diferenciando-se do constatado a $-1279,0$ m no bloco situado ao norte e de $-1230,0$ m no bloco ao sul.

Ao longo desta dissertação, diferentes aspectos serão discutidos com base nas seções estratigráficas AA' a FF', indicadas na Figura 4.2.

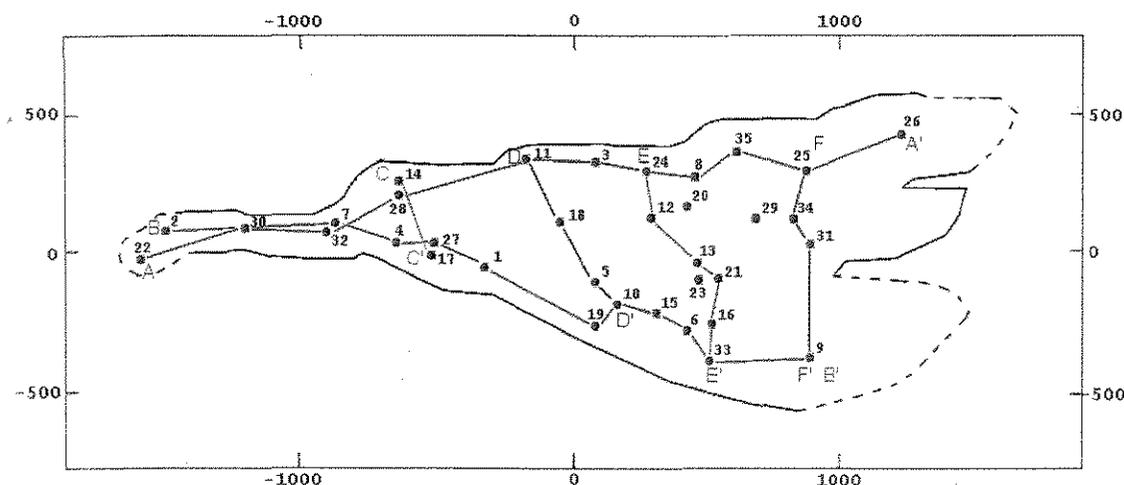


Figura 4.2 - Mapa de Localização de Seções Estratigráficas

4.1 - Banco de Dados

Os arquivos de dados utilizados neste trabalho compreendem três grupos distintos:

- arquivos de dados de perfis;
- arquivos de dados petrofísicos;
- arquivos de dados petrográficos.

Os arquivos de dados de perfis relacionam, a cada 0,20 m, valores de diferentes perfis adquiridos ou processados nos 35 poços do bloco. Os perfis utilizados dividem-se em duas categorias, a saber: perfis de aquisição e perfis com correções ambientais. Os perfis de aquisição são aqueles obtidos na “boca-do-poço”, conhecidos por portar dados brutos. As correções ambientais, por sua vez, buscam anular as influências causadas por efeitos adversos nos perfis, tais como as anomalias no diâmetro do poço, as rugosidades na parede do poço e diversos outros condicionantes que impedem a leitura correta do atributo medido pela ferramenta de perfilagem.

Os arquivos de dados petrofísicos associam os valores de porosidade, permeabilidade horizontal e de permeabilidade vertical, medidos em laboratório, às profundidades dos *plugs* de testemunhos onde essas medidas foram efetuadas.

Os arquivos de dados petrográficos relacionam algumas das características composicionais das rochas testemunhadas e estão classificados em arquivos de lâminas e em arquivos de dados macroscópicos.

Os mnemônicos e a definição das variáveis utilizadas nos arquivos de trabalho encontram-se sintetizadas no Anexo I.

4.2 - Litofácies

Na seção estratigráfica que inclui a zona investigada foram efetuadas testemunhagens contínuas em 5 poços do campo, totalizando cerca de 1370,0 m de testemunhos, 1810 *plugs* e 135 lâminas delgadas. Com base neste acervo, Oliveira (no prelo) realizou descrições petrográficas, padronizando trabalhos anteriores executados por diferentes autores. Definiu 15 litofácies para o campo, reunidas em 4 grupos, a saber: arenitos, conglomerados, pelitos e carbonatos. As principais características das litofácies, com ênfase para os arenitos, são dadas a seguir:

Arenitos

São classificados, segundo Folk (1968), em subarcósios (49,6%), arcósios líticos (29,9%), litarenitos feldspáticos (9,4%), sublitarenitos (6,8%) e arcósios (4,3%), podendo apresentar-se sob a forma de:

Arenitos Maciços: apresentam cor castanha acinzentada, granulometria fina a média, seleção moderada a boa, baixa argilosidade, cimentação pouco expressiva, predominantemente calcítica e dolomítica. Suas espessuras são da ordem de 0,10 e 0,80 m, poucas atingindo 1,5 m e excepcionalmente 3,5 m. Os contatos basais são, na maioria das vezes, abruptos com os arenitos com estratificação plano-paralela ou arenitos deformados e erosivos quando sobrepostos a pelitos. Em direção ao topo os contatos são predominantemente transicionais, constituindo seqüências T_{AB} de Bouma, ou truncados erosionalmente por conglomerados intra e extrabacinais. Constituem bons reservatórios de petróleo, mas junto a interfaces com folhelhos apresentam-se normalmente muito cimentados.

Arenitos com Estratificação Plano-Paralela: apresentam cor castanha acinzentada, granulometria média a fina, localmente grossa, granodecrescência ascendente, seleção moderada a boa. São pouco argilosos, levemente cimentados por calcita, dolomita e sílica e pouco bioturbados. Suas espessuras variam normalmente entre 0,05 e 0,90 m. Poucas camadas atingem 1,5 m e excepcionalmente 5,0 m. Os contatos basais são, na maioria das vezes,

transicionais para arenitos maciços ou arenitos deformados e erosivos quando sobrepostos a pelitos. Em direção ao topo os contatos podem ser transicionais ou abruptos para arenitos maciços e arenitos fluidizados, constituindo seqüências T_{AB} de Bouma, ou mais raramente, para arenitos com laminação cruzada cavalgante, compondo seqüências T_{ABC} de Bouma. Este litotipo constitui bons reservatórios de petróleo que, a exemplo dos arenitos maciços, apresentam-se normalmente muito cimentados junto às interfaces com folhelhos.

Arenitos com Estratificação Cruzada de Médio Porte: são bons reservatórios com cor castanha, granulometria fina a média, pouca argilosidade, pouca cimentação calcífera. As estratificações são do tipo cruzada acanalada ou tabular. As camadas ocorrem com espessuras entre 0,05 e 0,80 m, poucas atingindo 2,8 m. Os contatos de topo e de base são abruptos para arenitos maciços, arenitos com estratificação plano-paralela e folhelhos.

Arenitos Fluidizados: apresentam-se sob coloração castanha clara acinzentada, moderadamente selecionados, com granulometria fina a média, às vezes muito fina. São rochas pouco calcíferas, com delgados níveis silto-argilosos conturbados por intensa fluidização e/ou compactação. Apresentam também bioturbação moderada, feições de carga, de deformação plástica e de escorregamentos associados. Ocorrem com espessuras entre 0,05 e 0,50 m com contatos basais e de topo que podem ser transicionais ou abruptos para arenitos maciços, arenitos com estratificação plano-paralela e pelitos. Constituem reservatórios de petróleo, não obstante a argilosidade moderada.

Arenitos Deformados: são de cor castanha clara a esverdeada, granulometria muito fina a siltica, muito argilosos e calcíticos. Apresentam deformações plásticas, feições de escorregamento, laminação convoluta e escape de fluidos. Os contatos de topo e de base tanto podem ser abruptos como transicionais, principalmente para pelitos. Apresentam espessuras entre 0,05 e 0,60 m.

Ritmitos: possuem coloração cinza acastanhada escura a esverdeada e são formados por intercalações milimétricas a centimétricas de níveis carbonáticos, sílticos e arenosos. Apresentam estruturas de carga e feições de deformação plástica e rígida. Os contatos são transicionais com pelitos e suas espessuras são da ordem de 0,10 a 0,50 m

Conglomerados

Conglomerados Intrabacinais: apresentam coloração cinza esverdeada escura a acastanhada, sendo constituídos por grânulos e seixos angulosos a subangulosos de pelitos com tamanhos médios entre 1,0 e 2,0 cm, podendo atingir 5,0 cm, imersos em matriz areno-silto-argilosa. Apresentam aspecto predominantemente maciço, com espessura variando entre 0,10 e 0,70 m. Os contatos basais são erosivos com pelitos e arenitos reservatórios. Em direção ao topo são abruptos com pelitos e transicionais com os arenitos reservatórios.

Conglomerados Extrabacinais: são de cor cinza clara a avermelhada, com arcabouço constituído por grânulos, seixos e calhaus, subarredondados a subangulosos, com tamanhos entre 0,5 e 9,0 cm, compostos predominantemente de rochas com baixo grau de metamorfismo. O arcabouço é suportado por matriz de areia fina a média, com seleção moderada, calcítica. Compõem camadas de 0,10 a 0,40 m, eventualmente atingindo 2,0 m de espessura. O contato basal é erosional com pelitos e arenitos-reservatório. Em direção ao topo gradam para arenitos reservatório ou apresentam contato abrupto com pelitos ou arenitos. A porosidade e permeabilidade é fortemente controlada por intensa cimentação calcífera da matriz.

Pelitos

São representados por lamitos, folhelhos, argilitos e siltitos, com ampla distribuição nos poços testemunhados. Podem compor espessos pacotes contínuos com dezenas de metros de espessura ou pequenos níveis centimétricos intercalados às demais litologias.

Carbonatos

Representados por calcarenitos, calcilitos e dolomicroespátitos.

4.3- Associação de Litofácies

A partir do reconhecimento de relações genéticas entre as litofácies, Oliveira (no prelo) identificou 5 associações de litofácies, que em sua interpretação “*representam variações e interações de uma sedimentação relacionada a fluxos gravitacionais sublacustrinos, resultantes da progradação e agradação de lobos e do preenchimento e migração de canais rasos*”. As associações definidas foram Lobos Canalizados (LC), Lobos não Canalizados (LNC), Diques Marginais (DM), Franjas (F) e Planície Bacial (PB). A Tabela 4.1 sintetiza as litofácies que as compõem, relacionando-as a interpretações ambientais.

Tabela 4. 1: Associações de Litofácies (Extraído de Oliveira, no prelo)

ASSOCIAÇÃO DE LITOFÁCIES	LITOFÁCIES	INTERPRETAÇÃO
LC	-arenitos maciços -arenitos com estratificação cruzada -arenitos fluidizados -conglomerados extraformacionais	-lobos canalizados
LNC	-arenitos com ciclos T_{AB} de Bouma -arenitos fluidizados	-lobos não canalizados
DM	-arenitos deformados -conglomerados intraformacionais -arenitos argilosos fluidizados -pelitos	-rompimento de diques marginais -depósitos residuais de canais -inter canal - <i>slumps</i> e <i>slides</i> dos diques marginais
F	-arenitos com ciclos T_{BC} de Bouma -carbonatos -pelitos	-franjas
PB	-ritmitos -pelitos	-planície bacial

Os Apêndices A e B exibem a assinatura dessas associações de litofácies frente aos perfis de raios gama e da curva granulométrica.

4.4 – Geometria Externa

A geometria externa dos corpos arenosos que ocorrem em intervalos situados imediatamente acima e abaixo da Zona X foi detalhada por Bruhn (no prelo). Nele registra-se, dentre outras informações, que a posição e a extensão lateral dos arenitos do intervalo inferior são fortemente controladas por falhas normais NE/SW, plenamente ativas nesta fase de deposição, resultando em isópacas de até 120,0 m de espessura alinhadas nesta direção (Figura 4.3). No intervalo superior a posição e a extensão lateral dos arenitos parecem pouco sofrer os efeitos de controle estrutural, menos efetivo nesta fase, predominando o preenchimento de canais orientados na direção NW/SE (Figura 4.4). No capítulo 5 serão apresentados os mapas krigados da zona X, que aparentemente registram características dessas duas tendências deposicionais, com predomínio da direção NE/SW.

4.5 - Modelo Depositional

O modelo deposicional adotado para o campo é baseado em trabalhos desenvolvidos por Bruhn (1986), nos quais o autor agrupa ocorrências de arenitos turbidíticos em três sistemas identificados em função da posição geográfica relativa às grandes feições estruturais da bacia, da geometria dos corpos arenosos e da evolução sedimentar. Segundo esses critérios o reservatório do campo U corresponde ao de leques turbidíticos associados a sistemas de conglomerados da margem leste da bacia.

A Figura 4.5 ilustra o modelo deposicional idealizado por Bruhn (1986). Vale ressaltar que nesta concepção a contribuição sedimentar da borda falhada a leste varia em função da época da deposição, sendo mais efetiva nos estágios finais de tafrogenia da bacia.

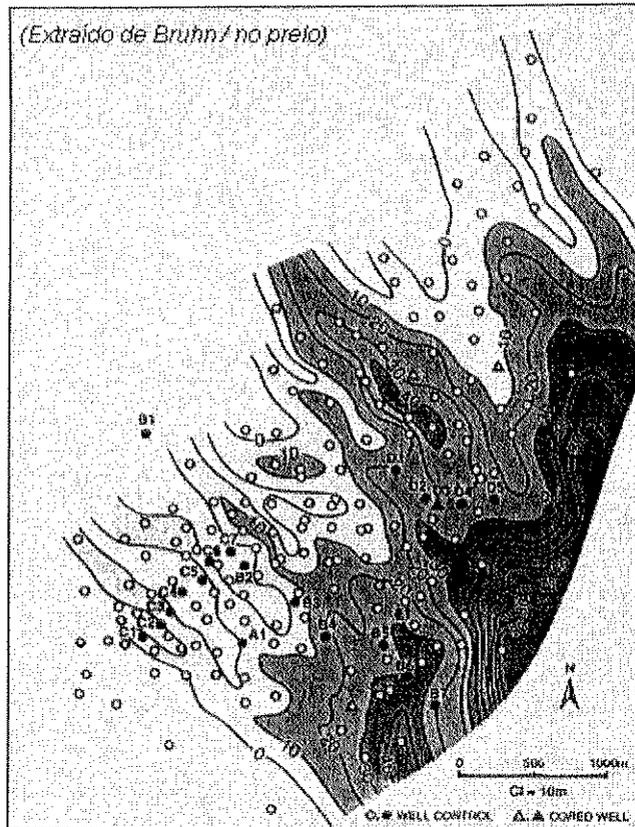


Figura 4.3 - Intervalo Inferior

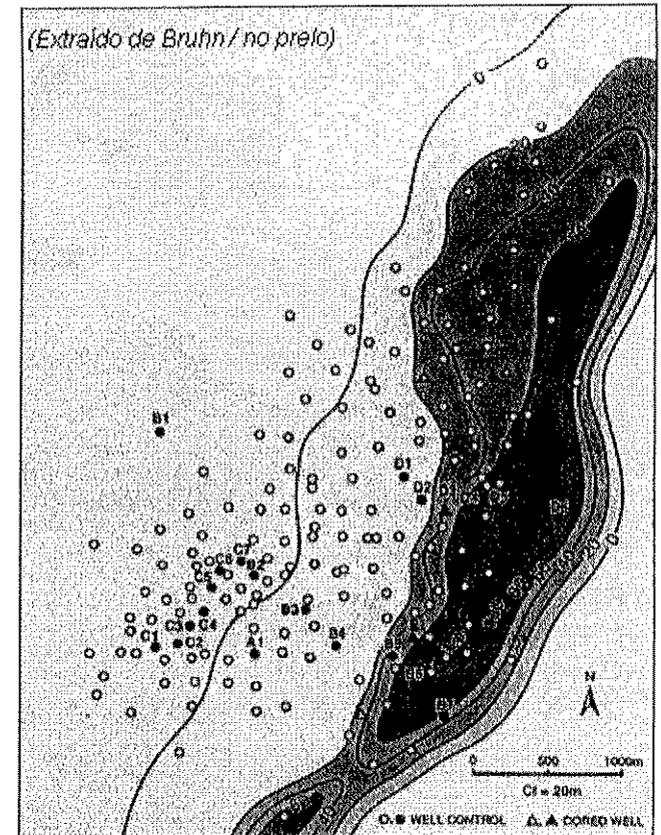


Figura 4.4 - Intervalo Superior

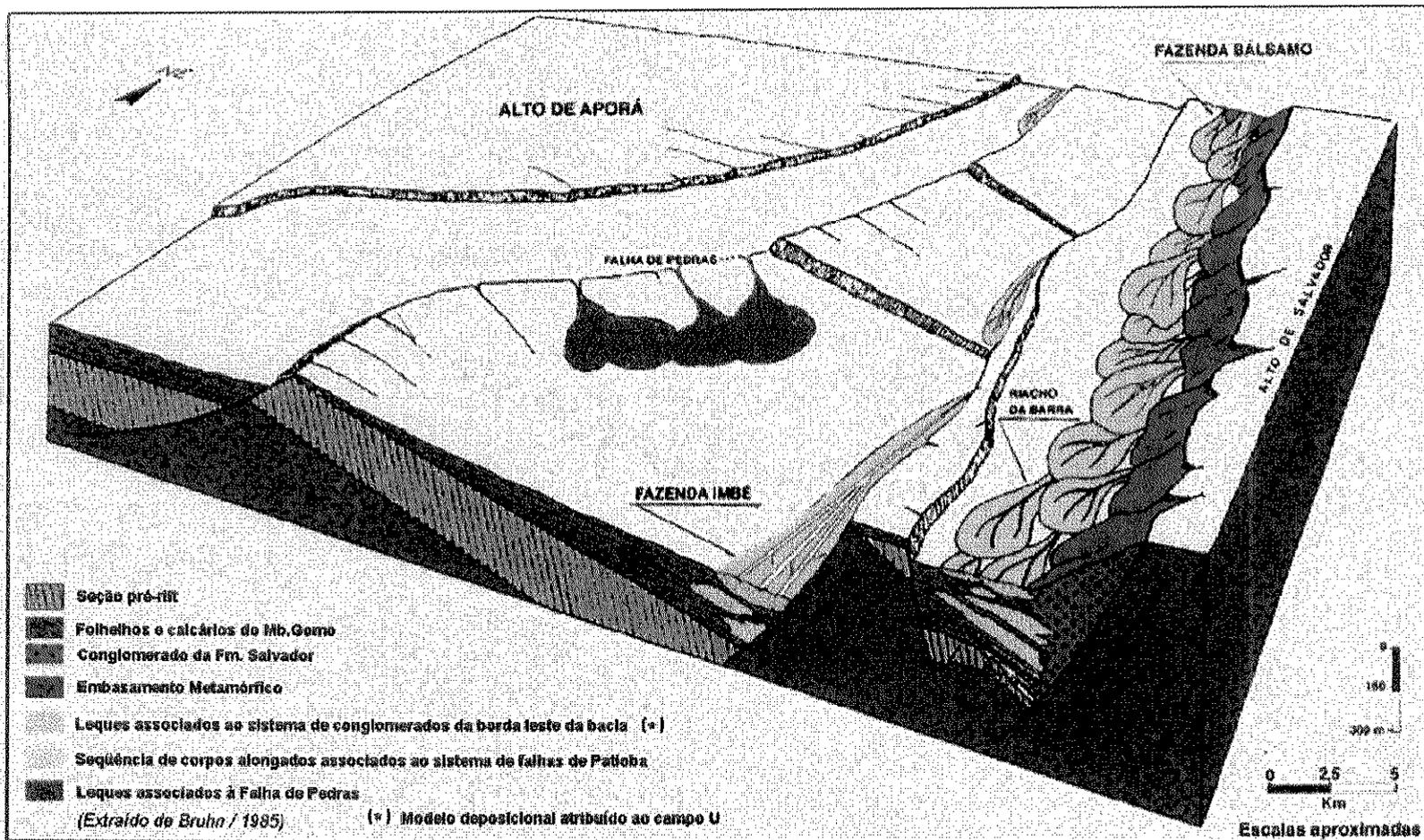


Figura 4.6 - Modelo Depositional (Extraído de Bruhn, 1986)

4.6 – Composição Mineralógica

Foram analisadas 135 lâminas delgadas nos poços testemunhados no campo (Oliveira, no prelo). A Tabela 4.2 apresenta a composição mineralógica média dos principais constituintes do arcabouço das rochas amostradas acima e abaixo da Zona X.

Tabela 4.2 : Composição mineralógica média dos principais constituintes do arcabouço

Intervalo	Número de Lâminas	Composição (%)		
		Quartzo (Q)	Feldspato (F)	Frag. de Rocha (L)
Acima da Zona X	84	70,4	16,6	13,0
Abaixo da Zona X	50	84,2	10,1	5,7

Apenas uma lâmina foi retirada na Zona X, o que conseqüentemente inviabiliza a avaliação estatística da composição média da zona. A descrição deste único dado revelou uma rocha com composição $Q_{84}F_{11}L_5$, equivalente à média do intervalo situado abaixo da zona X.

Os resultados apresentados na Tabela 4.2 são semelhantes aos obtidos por Bruhn (no prelo) em seções sedimentares ligeiramente diferentes. A maior maturidade dos sedimentos do intervalo inferior é atribuída pelo autor à maior distância de transporte, com área fonte possivelmente situada a mais de 30 km e ao clima úmido que vigorava na época da deposição desses sedimentos. O maior percentual de feldspato e de fragmentos de rocha do intervalo superior pode ser decorrência da ação de correntes de turbidez retrabalhando predominantemente as fácies distais dos conglomerados da borda falhada a leste, próxima ao campo.

4.7 – Permeabilidade

O índice de permeabilidade utilizado para os reservatórios, neste trabalho, foi o determinado por Cunha (1996), com base na regressão linear simples dada pela Equação 1.

$$\text{Equação 1: } \log(ik) = 0,23826\phi_e - 1,82872; \rho = 0,70$$

Este índice foi adotado pelo fato de as regressões múltiplas, pesquisadas para a área analisada, não terem apresentado coeficiente de correlação significativamente melhor do que os 70 %, associados à Equação 1.

4.8 - Pressões

A produção primária de hidrocarbonetos na zona-bloco em estudo está associada predominantemente ao mecanismo de gás em solução, com aquífero de fundo pouco atuante. A Figura 4.6 mostra uma acentuada queda de pressão ao longo do tempo, o que se constitui num comportamento característico desse tipo de mecanismo.

Apesar do declínio linear verificado no gráfico pressão x tempo, duas regiões se destacam devido a desvios locais. A região A, situada na parte inferior esquerda da Figura 4.6, e a região B, localizada na parte inferior direita da mesma figura.

Na região A evidencia-se uma área de pressões estáticas relativamente mais baixas do que o restante dos registros contemporâneos efetuados nesta zona-bloco. A razão desse comportamento reside no fato de as pressões mais baixas terem sido registradas nos poços produtores (U-3, U-19 e U-23) ou em suas vizinhanças (U-24 e U-35), refletindo a queda de pressão mais acentuada nas circunvizinhanças desses poços.

Na região B, em contrapartida, sobressaem-se pressões mais elevadas do que se esperaria com o declínio natural decorrente da produção de hidrocarbonetos. A elevação de pressão, no entanto, é uma resposta à injeção de água efetuada a partir de 1995 no poço U-33 (poço de mais alta pressão da região B). Os reflexos desta injeção também podem ser observados, nesta região, nos poços U-6, U-16, U-21 e U-23.

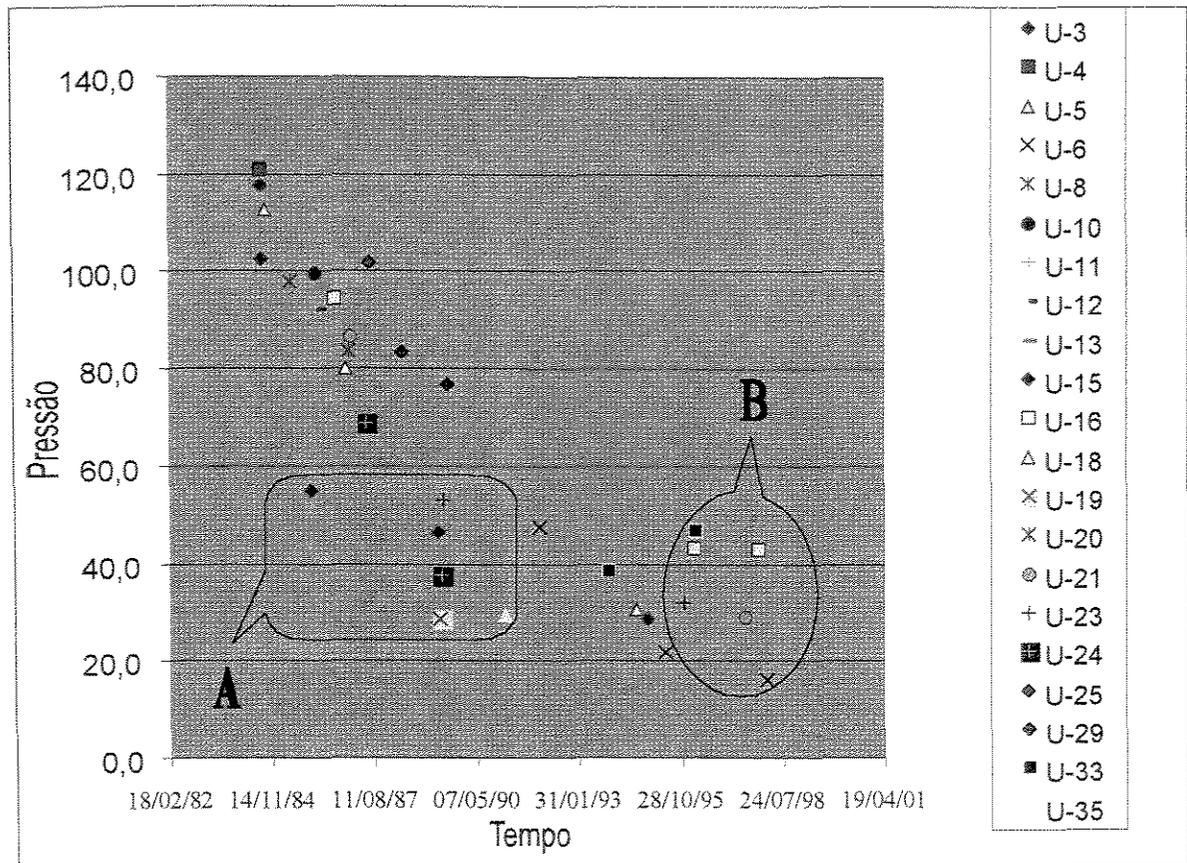


Figura 4.6 - Gráfico Pressão x Tempo

O Anexo II resume os dados que serviram de base para a elaboração do gráfico pressão x tempo.

Capítulo 5

Aplicações Estatísticas e Geoestatísticas

Neste capítulo os conceitos estatísticos e geoestatísticos abordados nos capítulos 2 e 3 são aplicados na área apresentada no capítulo 4.

5.1- Eletrofácies

O termo eletrofácies, conforme mencionado na Revisão Bibliográfica, é comumente utilizado como sendo o conjunto de respostas de perfis capaz de caracterizar um ou mais litotipos, permitindo distingui-lo dos demais. Essa identificação, portanto, é realizada de forma indireta, baseada na propriedade medida por cada tipo de perfil envolvido na análise. Embora sujeito a incorreções esse procedimento é largamente aplicado na indústria do petróleo devido à usual disponibilidade de informações de perfis frente aos reservatórios dos campos. Para tanto, são elaborados modelos que associam as assinaturas dos perfis às rochas testemunhadas. Esses modelos são validados e, caso aprovados, aplicados nos demais poços do campo. Neste trabalho utilizou-se a análise discriminante para a caracterização das eletrofácies. Para este tipo de análise e demais procedimentos estatísticos desta seção fez-se uso intensivo do programa SAS (1988a, 1988b, 1990).

Dentre os poços testemunhados no campo U, apenas o U-10 pertence ao bloco 2 e apesar de o critério petrográfico nele identificar as 5 associações de litofácies anteriormente definidas, a discriminação por perfis é deficiente. A título de exemplo são mostrados, nas

Figuras 5.1 a 5.4, os diagramas de juntas (*box-plots*) dos perfis de ϕ_{enc} , V_{sh} , N e $Difnd$, frente às diferentes associações de litofácies.

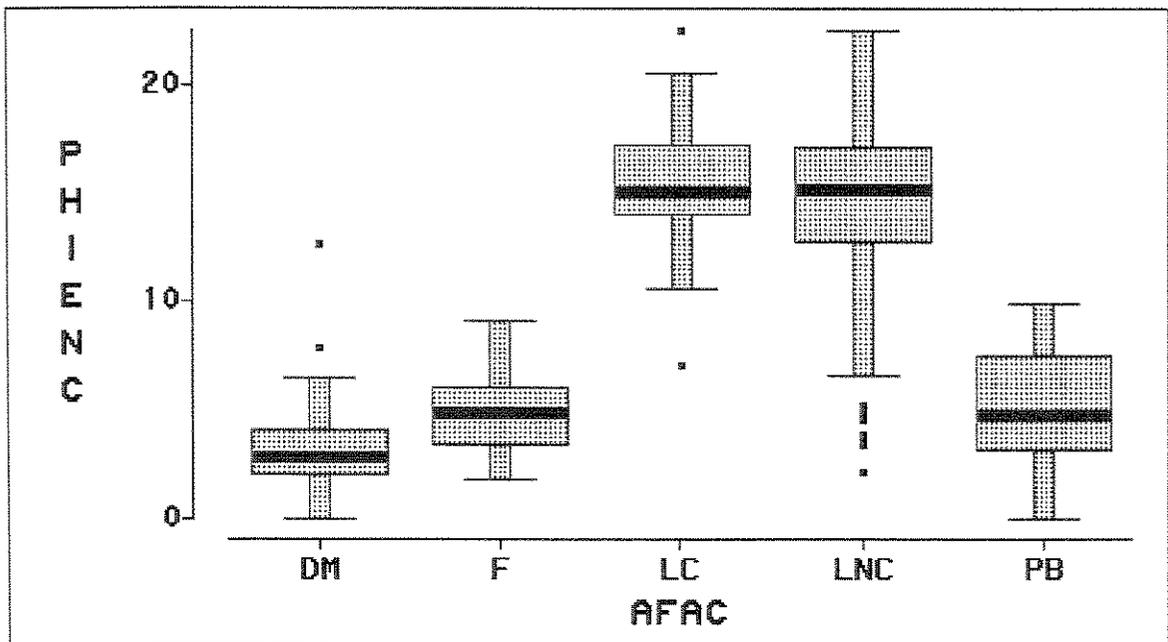


Figura 5.1 - Diagrama de juntas de ϕ_{enc} frente às associações de litofácies

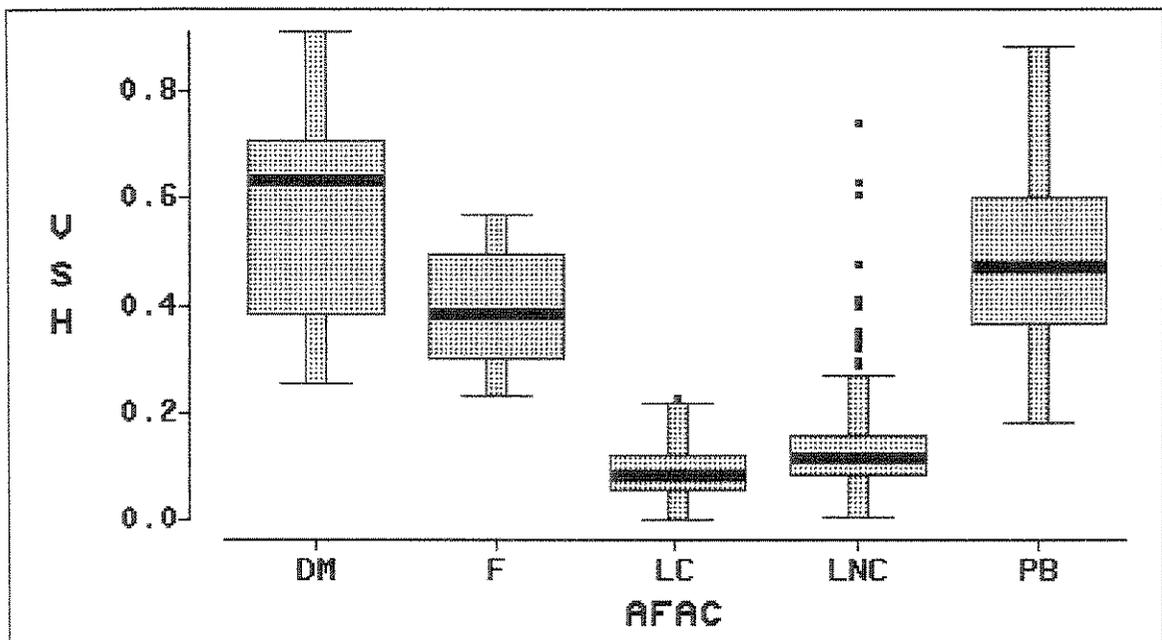


Figura 5.2 - Diagrama de juntas de V_{sh} frente às associações de litofácies

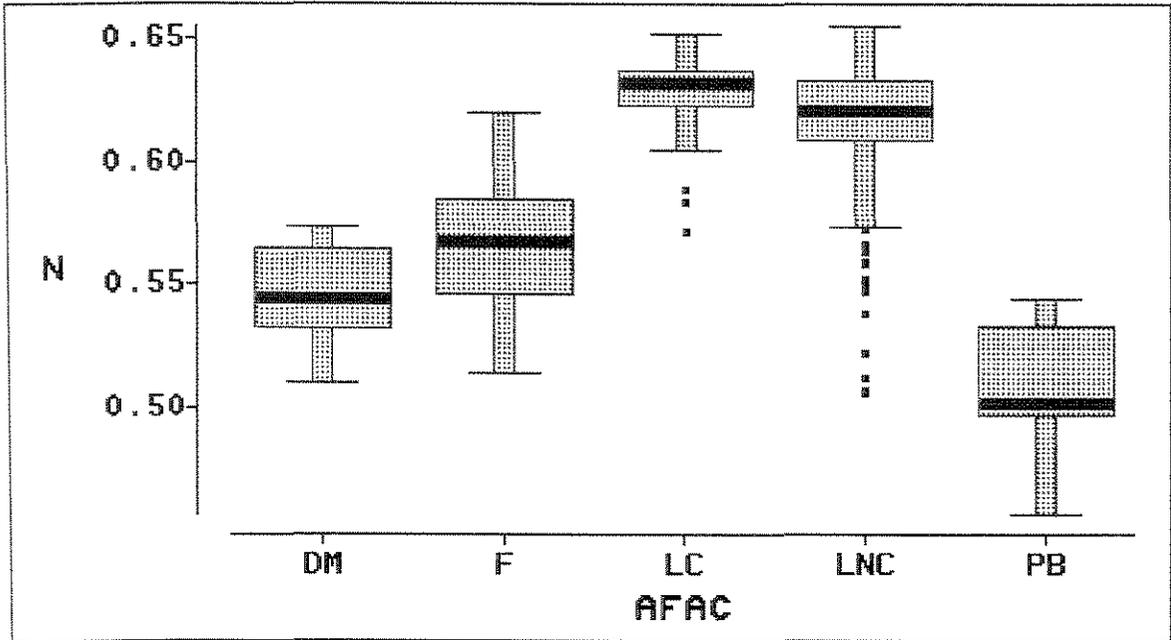


Figura 5.3 - Diagrama de juntas de N frente às associações de litofácies

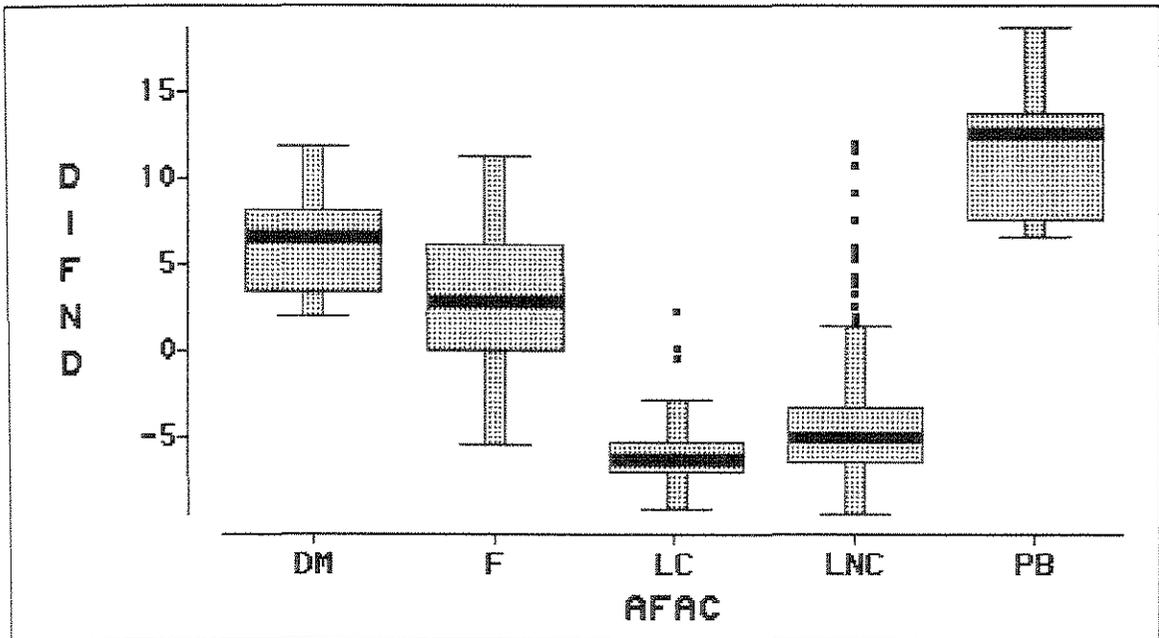


Figura 5.4 - Diagrama de juntas de Difnd frente às Associações de litofácies

Verifica-se, desta forma, ampla superposição das características das variáveis investigadas. Alguns desses diagramas de juntas, entretanto, permitem antever que, com a reunião das associações de litofácies LC à LNC, bem como da DM à F, configuram-se agrupamentos distintos e que se destacam, em grande parte, da associação de litofácies PB. As Figuras 5.5 e 5.6 ilustram este fato. Por elas é possível observar que através dos perfis N e Difnd consegue-se individualizar três eletrofácies, que representam depósitos sedimentares relacionados às seguintes associações de litofácies:

- Eletrofácies A - lobos canalizados (LC) e lobos não canalizados (LNC);
- Eletrofácies B - diques marginais (DM) e franjas (F);
- Eletrofácies C - planície bacial (PB).

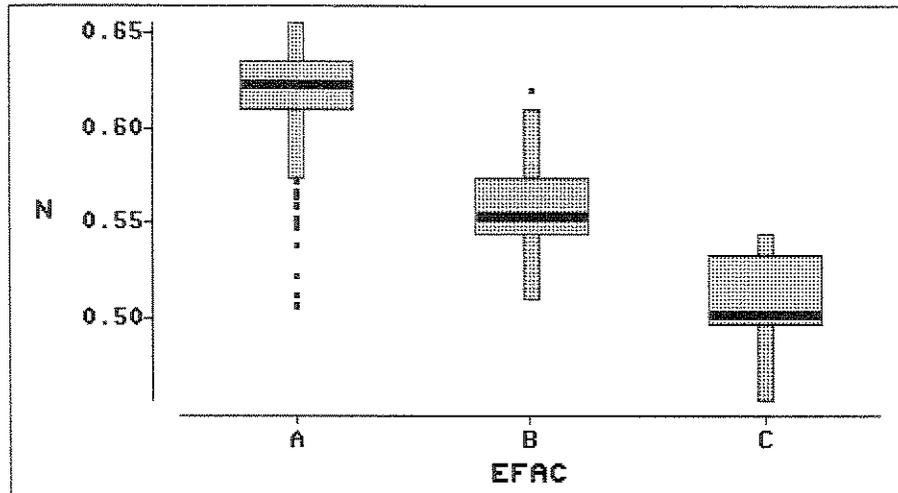


Figura 5.5 - Diagrama de juntas de N frente às eletrofácies

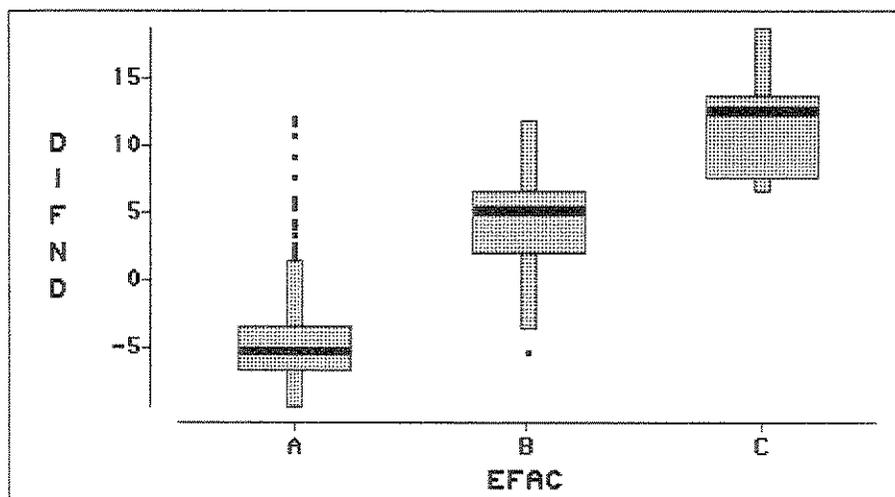


Figura 5.6 - Diagrama de juntas de Difnd frente às eletrofácies

5.1.1 – Análise Discriminante

As diferentes combinações dos perfis corridos nos poços do bloco 2 forçaram a elaboração de dois modelos discriminantes para a área em estudo. A opção pelo modelo adequado resume-se na disponibilidade ou não do perfil de porosidade neutrônica (ϕ_n) no poço analisado. Vale ressaltar que a seleção das variáveis que contribuem significativamente para a discriminação das eletrofácies foi feita com o auxílio da subrotina STEPDISC do programa SAS. A Tabela 5.1 relaciona as funções discriminantes utilizadas.

Tabela 5.1 - Coeficientes das funções discriminantes para os poços do bloco 2

MODELO	TIPO	COEFICIENTES DAS FUNÇÕES DISCRIMINANTES
1	Com ϕ_n	$F_A = 2872 - 6,08 * x_1 + 27,07 * x_2 + 339,6 * x_3 + 2195 * x_4$ $F_B = 2956 - 6,05 * x_1 + 27,03 * x_2 + 359,9 * x_3 + 2226 * x_4$ $F_C = 2902 - 5,32 * x_1 + 27,21 * x_2 + 367,4 * x_3 + 2200 * x_4$
2	Sem ϕ_n	$F_A = 2876 + 26,85 * x_2 + 248,7 * x_3 + 2050 * x_4$ $F_B = 2762 + 26,80 * x_2 + 269,2 * x_3 + 2081 * x_4$ $F_C = 2752 - 27,01 * x_2 + 287,8 * x_3 + 2073 * x_4$

Nota: $x_1 = \text{Difnd}$ $x_2 = \phi_e$ $x_3 = V_{sh}$ $x_4 = \rho_c$

Na elaboração dos modelos foi utilizada a metade dos dados do poço-chave U-10, recorrendo-se ao restante para a validação dos mesmos. Os índices de acertos obtidos com os modelos, bem como o resultado das validações, estão apresentados nas Tabelas 5.2 a 5.5.

Verifica-se que independentemente do modelo utilizado o índice geral de acertos é elevado (superior a 91%) e que o modelo 2 perde o poder de discriminação com relação ao modelo 1 somente na eletrofácies C, em percentuais que caem de 85 para cerca de 75%. A reclassificação da eletrofácies C, quando mal feita, recai sobre a eletrofácies B. A eletrofácies A é a melhor discriminada e como será mostrado na subseção 5.1.2, nela estão representados os reservatórios do campo.

Tabela 5.2 - Matriz discriminante do modelo 1

Eletrofácies	A	B	C	Total
A	78 97,50	2 2,50	0 0,00	80 100,00
B	0 0,00	8 80,00	2 20,00	10 100,00
C	0 0,00	3 16,67	15 83,33	18 100,00
Total	78	13	17	108
Percentual	72,22	12,04	15,74	100,00
Contagem de Erros Estimados para as Eletrofácies;				
	A	B	C	Total
Percentual	0,0250	0,2000	0,1667	0,0648

Tabela 5.3 - Matriz discriminante referente à validação do modelo 1

Eletrofácies	A	B	C	Total
A	96 96,00	3 3,00	1 1,00	100 100,00
B	1 9,09	10 90,91	0 0,00	11 100,00
C	1 5,00	2 10,00	17 85,00	20 100,00
Total	98	15	18	131
Percentual	74,81	11,45	13,74	100,00
Contagem de Erros Estimados para as Eletrofácies				
	A	B	C	Total
Percentual	0,0400	0,0909	0,1500	0,0630

Tabela 5.4 - Matriz discriminante do modelo 2

Eletrofácies	A	B	C	Total
A	78 97,50	2 2,50	0 0,00	80 100,00
B	0 0,00	8 80,00	2 20,00	10 100,00
C	2 11,11	3 16,67	13 72,22	18 100,00
Total	80	13	15	108
Percentual	74,07	12,04	13,89	100,00

Contagem de Erros Estimados para as Eletrofácies

	A	B	C	Total
Percentual	0,0250	0,2000	0,2728	0,0833

Tabela 5.5 - Matriz discriminante referente à validação do modelo 2

Eletrofácies	A	B	C	Total
A	96 96,00	3 3,00	1 1,00	100 100,00
B	1 9,09	9 81,82	1 9,09	11 100,00
C	1 5,00	4 20,00	15 75,00	20 100,00
Total	98	16	17	131
Percentual	74,81	12,21	12,98	100,00

Contagem de Erros Estimados para as Eletrofácies

	A	B	C	Total
Percentual	0,0400	0,1818	0,2500	0,0881

5.1.2 - Análise Exploratória dos Dados

A aplicação dos modelos discriminantes nos poços da área analisada apresentou os resultados indicados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Resultado da aplicação dos modelos discriminantes

	Eletrofácies A		Eletrofácies B		Eletrofácies C		Total	
	Discrim	%	Discrim	%	Discrim	%	Discrim	%
Modelo 1	655	36,01	521	28,64	643	35,35	1819	100,00
Modelo 2	318	36,72	259	29,91	289	33,37	866	100,00
Total	973	36,24	780	29,05	932	34,71	2685	100,00

Obs: Discrim = número de informações discriminadas.

Apesar do relativo equilíbrio na ocorrência dessas eletrofácies é possível observar nas seções estratigráficas AA' e BB' (Figura 5.7) e CC' a FF' (Figura 5.8) o predomínio da eletrofácies C na parte oeste do bloco, refletindo as condições de fundo de bacia para esta área. Em direção a leste há supremacia das eletrofácies A e B, indicando as regiões preferenciais das areias turbidíticas neste bloco. Mapas krigados a serem apresentados na próxima seção melhor reproduzem essas tendências.

A Tabela 5.7 mostra algumas estatísticas básicas das respostas de perfis frente às diferentes eletrofácies. Verifica-se que os reservatórios estão exclusivamente concentrados na eletrofácies A, onde a porosidade efetiva se desenvolve. Nesta eletrofácies a argilosidade é, em média, baixa.

Tabela 5.7 - Estatísticas básicas de respostas de perfis por eletrofácies

Eletrofácies	Nº de Amostras	Variável	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo
A	970	ϕ_e	11,02	7,25	0,0	21,9
		V_{sh}	0,0845	0,0850	0,000	0,514
B	783	ϕ_e	0,00	0,00	0,0	0,0
		V_{sh}	0,4404	0,1011	0,146	0,911
C	932	ϕ_e	0,00	0,00	0,0	0,0
		V_{sh}	0,6825	0,1562	0,350	1,000

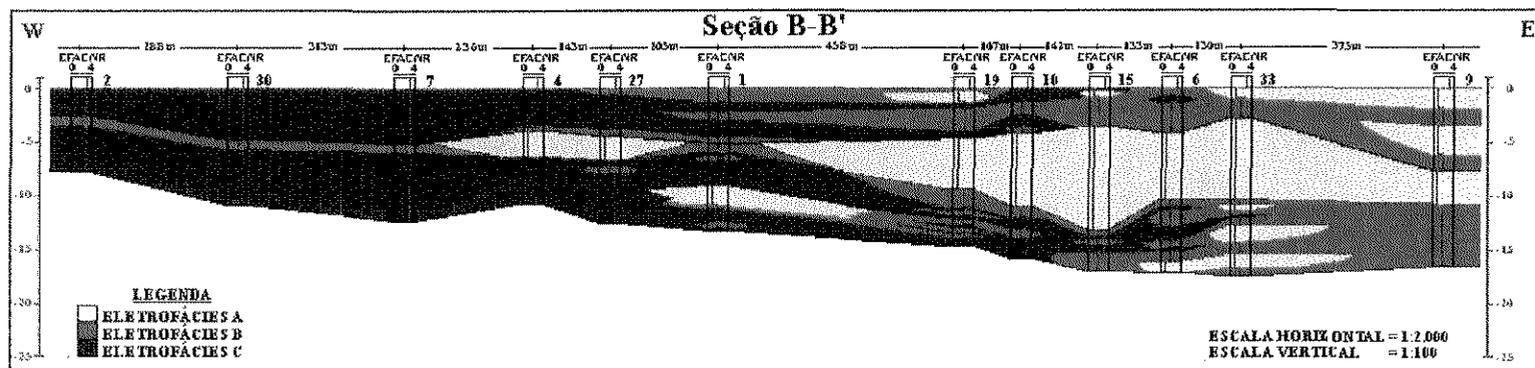
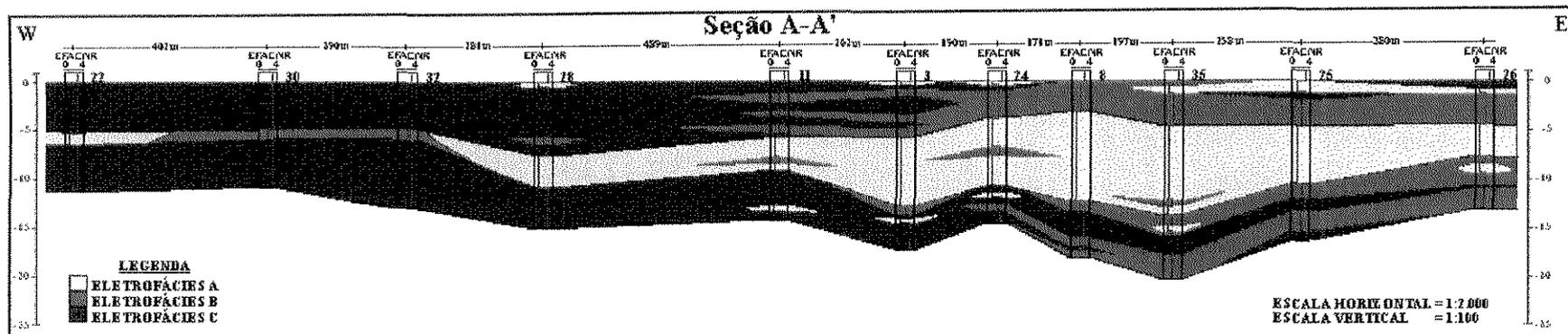


Figura 5.7 - Representação das eletrofácies A, B e C nas seções estratigráficas AA' e BB'

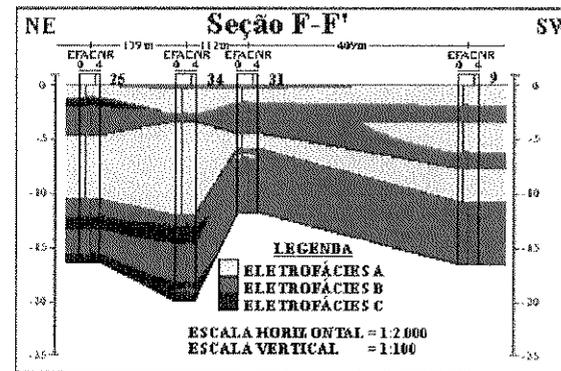
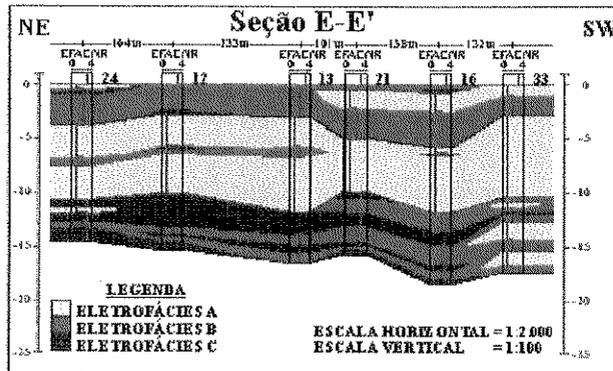
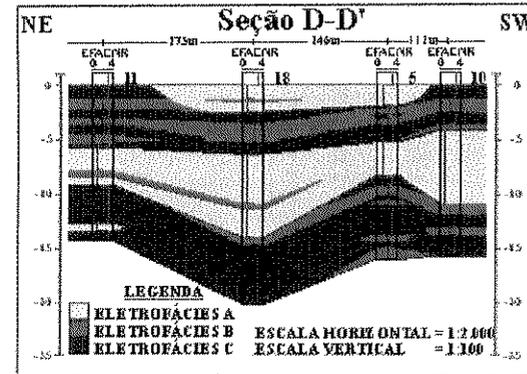
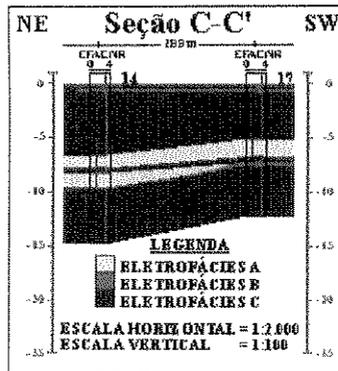


Figura 5.8 - Representação das eletrofácies A, B e C nas seções estratigráficas CC' a FF'

Uma observação panorâmica das seções AA' a FF' permite a individualização de três intervalos na zona X, tendo-se por referência a predominância ou não de reservatórios. Doravante esses intervalos serão informalmente denominados de:

- Intervalo Superior : predominância de não reservatórios;
- Intervalo Médio: predominância de reservatórios correlacionáveis;
- Intervalo Inferior: predominância de não reservatórios.

As Figuras 5.9 e 5.10 delimitam esses intervalos nas mesmas seções estratigráficas apresentadas nas Figuras 5.7 e 5.8. No Anexo III encontram-se relacionados os limites e as espessuras desses intervalos nos poços do Bloco 2.

A análise das unidades recém definidas revela que o Intervalo Médio, além de apresentar reservatórios mais extensos e contínuos, comporta os de melhores características permoporosas, conforme mostrado na Tabela 5.8 - Estatísticas básicas das respostas de perfis na eletrofácies A por intervalo.

Tabela 5.8 - Estatísticas básicas das respostas de perfis na eletrofácies A por intervalo

Intervalo	Nº de Amostras	Variável	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo
Superior	108	ϕ_e	3,09	5,20	0,0	15,8
		Ik	7,94	28,31	0,1	194,1
		V _{sh}	0,1068	0,0761	0,000	0,338
Médio	783	ϕ_e	12,85	6,40	0,0	21,9
		Ik	486,92	898,14	0,1	3055,2
		V _{sh}	0,0715	0,0780	0,000	0,391
Inferior	79	ϕ_e	3,68	5,36	0,0	14,1
		Ik	3,26	7,33	0,1	34,2
		V _{sh}	0,1839	0,0928	0,000	0,514

As aplicações geoestatísticas mostradas nas próximas seções serão realizadas, em grande parte, com base nesta divisão de Intervalos.

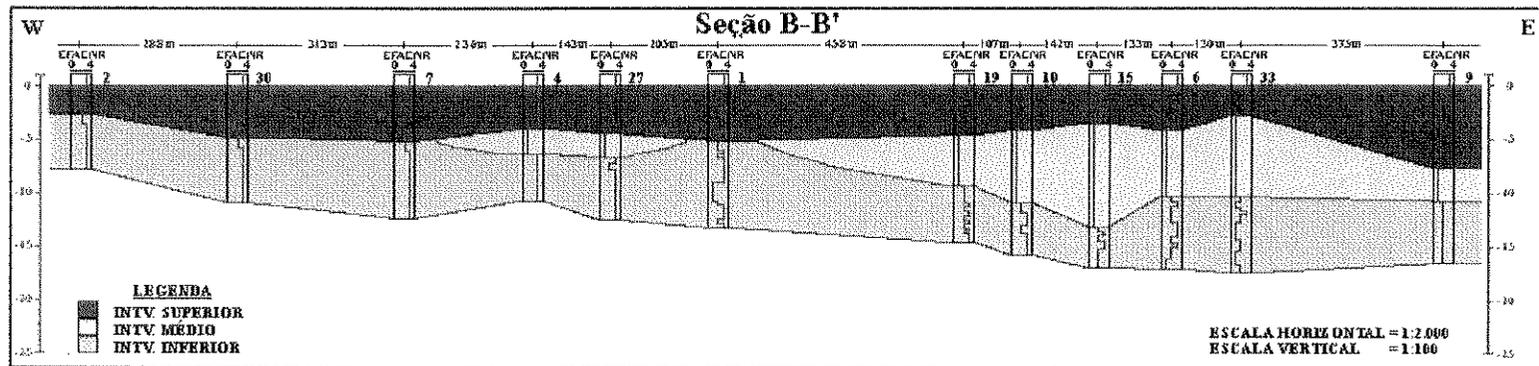
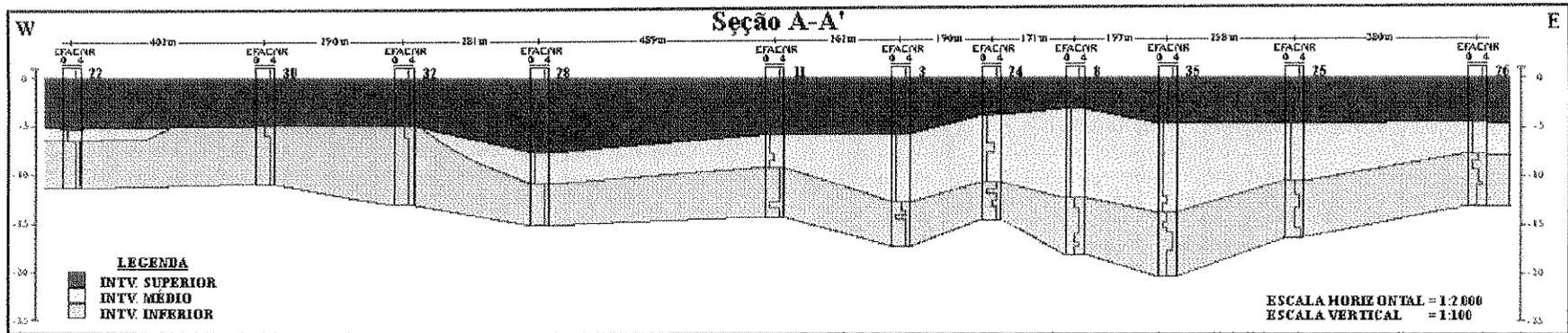


Figura 5.9 - Representação dos intervalos Superior, Médio e Inferior nas seções estratigráficas AA' e BB'

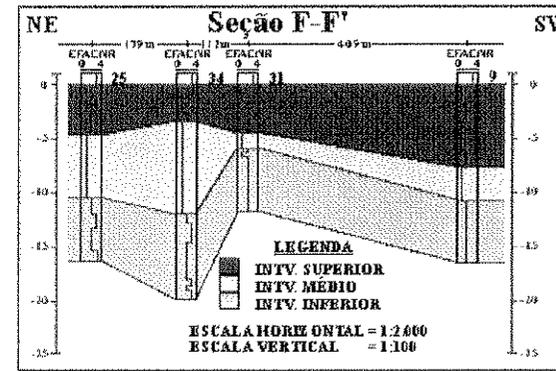
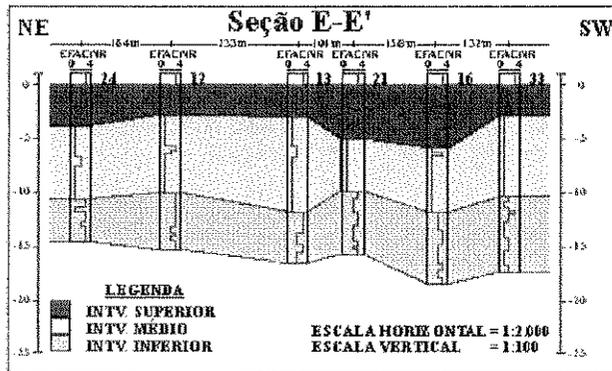
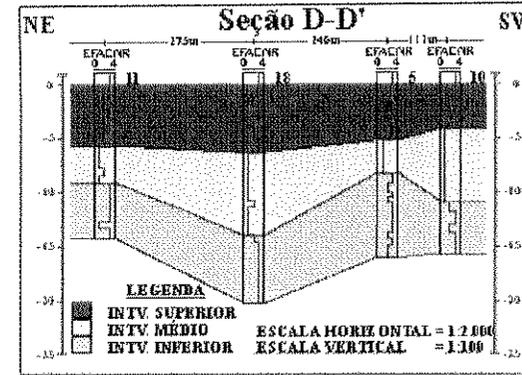
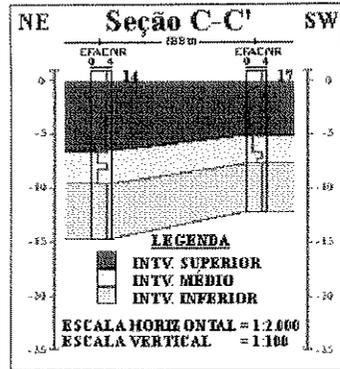


Figura 5.10 - Representação dos intervalos Superior, Médio e Inferior nas seções estratigráficas CC' a FF'

5.2- Estimativas de Espessuras e de Volumes

As estimativas apresentadas ao longo desta seção têm por ponto comum a malha e a vizinhança. A malha foi definida com as seguintes características: regular, cartesiana, 75 x 75 m, 49 celas na direção N75E e 20 celas na direção N15W, totalizando 1050 nós, dentre eles 302 ativos. A vizinhança é isotrópica, com 600 m de raio.

As análises concentraram-se no atributo espessura, e em primeira instância tiveram por foco a individualização das seções sedimentares ocupadas por turbiditos e por sedimentos baciais. Para tanto foi criada uma variável denominada Turb (isópacas de turbiditos) que corresponde à soma das espessuras das eletrofácies A e B, bem como a variável Bac (isópacas de sedimentos baciais), correspondente à espessura da eletrofácies C. O anexo IV apresenta os valores assumidos por essas variáveis nos poços do bloco 2.

Variografia dos Turbiditos e dos Sedimentos da Planície Bacial

A análise variográfica das isópacas dos turbiditos (Turb), das isópacas dos sedimentos pelíticos da planície bacial (Bac) e das isópacas totais (Total) da Zona X, possibilitou a modelagem da correlação espacial dominante dessas variáveis. Os variogramas experimentais não permitiram a identificação categórica de anisotropias e os melhores ajustes teóricos foram efetuados com base em funções esféricas. A Figura 5.11, a título de ilustração, mostra os variogramas cruzados ajustados nas direções N15E (D1) e N15W (D2). Os ajustes foram efetuados com base nas funções abaixo apresentadas:

$$\text{Turb:} \quad \gamma(h) = 8,85 * \text{sph}_{520}(|h|)$$

$$\text{Bac:} \quad \gamma(h) = 3,74 * \text{sph}_{520}(|h|)$$

$$\text{Total:} \quad \gamma(h) = 5,52 * \text{sph}_{520}(|h|)$$

$$\text{Turb x Bac:} \quad \gamma(h) = -3,54 * \text{sph}_{520}(|h|)$$

$$\text{Turb x Total:} \quad \gamma(h) = 5,32 * \text{sph}_{520}(|h|)$$

$$\text{Bac x Total:} \quad \gamma(h) = 0,21 * \text{sph}_{520}(|h|)$$

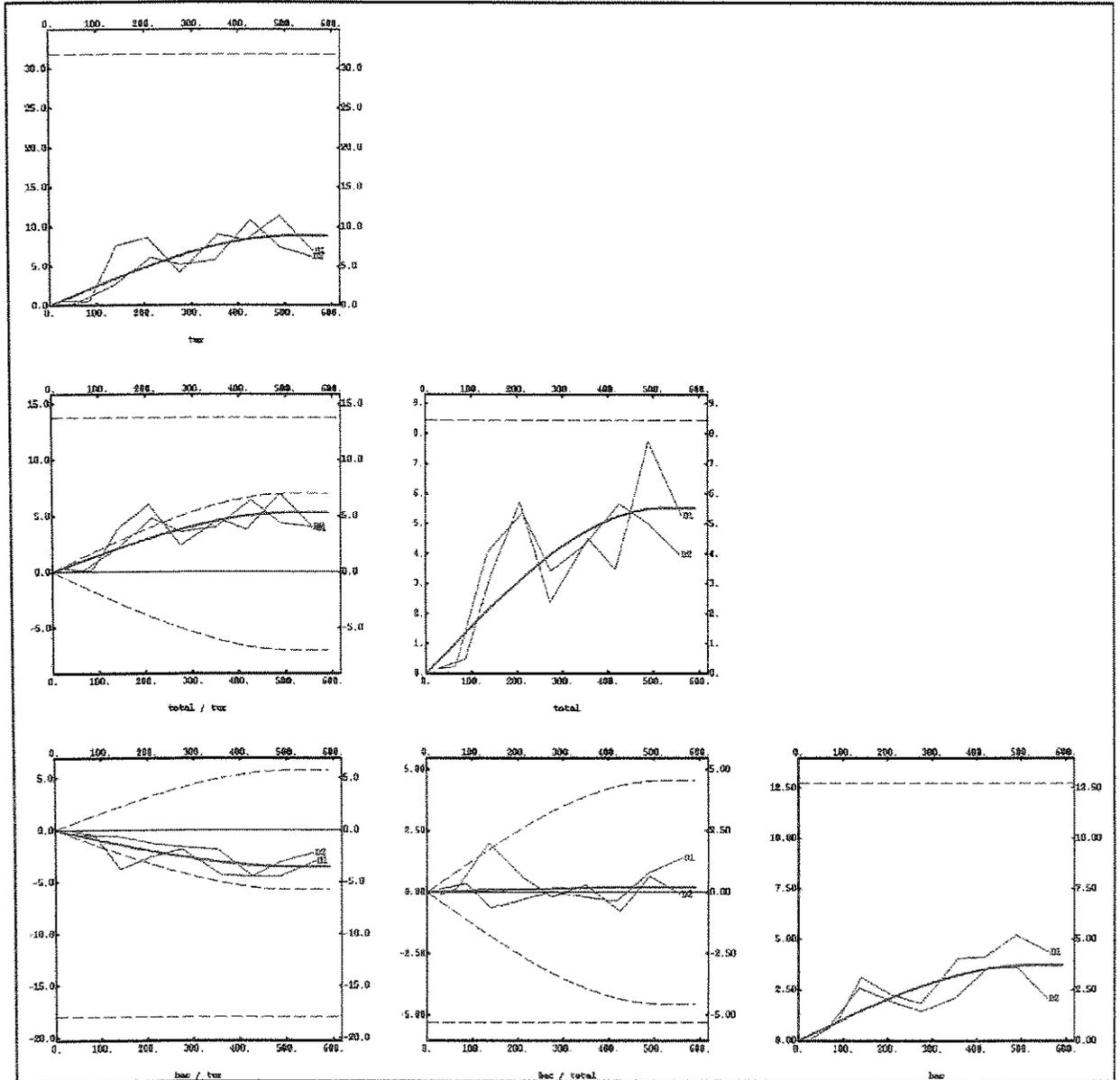


Figura 5.11 - Variogramas cruzados ajustados das isópacas de turbiditos (Turb), dos sedimentos baciais (Bac) e das isópacas totais (Total) da zona X nas direções N75E (D1) e N15W (D2).

Cokrigagem das Isópacas: Turbiditos, Sedimentos Baciais e Intervalo Total

De posse dos variogramas diretos e cruzados acima definidos, realizou-se a cokrigagem completa entre as variáveis, cujo produto é apresentado sob a forma de mapas nas Figuras 5.12 à 5.14. Verificam-se domínios distintos para os turbiditos e para os sedimentos da planície bacial. Enquanto que os primeiros predominam na metade leste do campo, adelgaçando-se para oeste, o inverso ocorre com os sedimentos baciais. Os contornos dos mapas mostram alinhamentos na direção NS cujas regiões com maior concentração de curvas podem sugerir a presença de falhas sin-deposicionais.

A partir do conhecimento sobre os sítios deposicionais nos quais os turbiditos preferencialmente se instalaram, buscou-se refinar o mapeamento da seção sedimentar sob análise com vistas a investigar as regiões melhor prospectáveis do bloco 2. As indicações de que o intervalo Médio concentra os reservatórios da zona X orientam a pesquisa para a modelagem de sua espessura, o que poderia ser realizado através da cokrigagem completa entre os três intervalos definidos e a espessura total da zona. Um diferente conjunto de dados, entretanto, a exemplo de outra zona ou outro campo, com mais variáveis envolvidas, poderia inviabilizar a aplicação dessa técnica. O interesse em aplicar um método de estimativa genérico, matematicamente consistente e desprovido das principais limitações da cokrigagem, conduziu à aplicação da técnica apresentada no capítulo 3, baseada em krigagens independentes e correções associadas.

Variografia dos Intervalos Superior, Médio e Inferior

A análise variográfica da espessura do Intervalo Superior, do Intervalo Médio e do Intervalo Inferior também não permitiu a identificação categórica de anisotropias e os melhores ajustes teóricos foram efetuados com base em funções esféricas. A Figura 5.15, a título de ilustração, mostra os variogramas ajustados nas direções N75E e N15W. Os ajustes foram efetuados com base nas funções abaixo apresentadas:

$$\text{Intervalo Superior: } \gamma_S(h) = 1,52 * \text{sph}_{400}(|h|)$$

$$\text{Intervalo Médio: } \gamma_M(h) = 4,72 * \text{sph}_{270}(|h|)$$

$$\text{Intervalo Inferior: } \gamma_I(h) = 1,68 * \text{sph}_{400}(|h|)$$

$$\text{Intervalo Total: } \gamma_T(h) = 5,11 * \text{sph}_{520}(|h|)$$

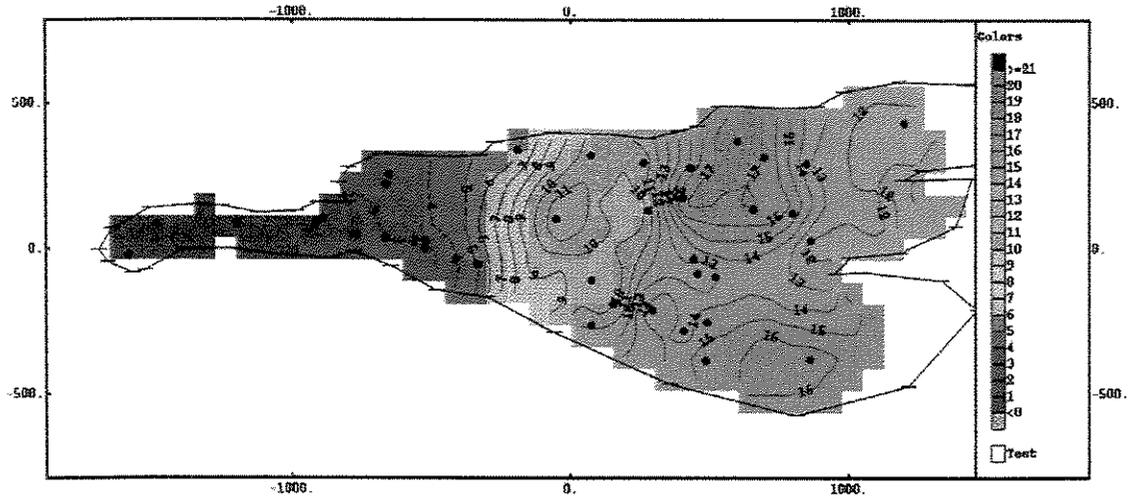


Figura 5.12 - Isópacas de turbiditos

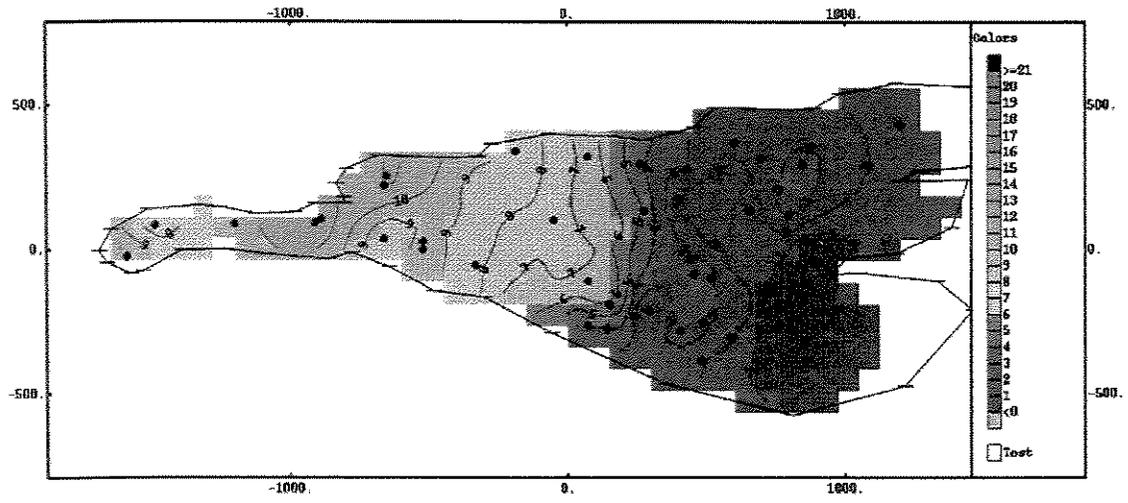


Figura 5.13 - Isópacas de sedimentos baciais

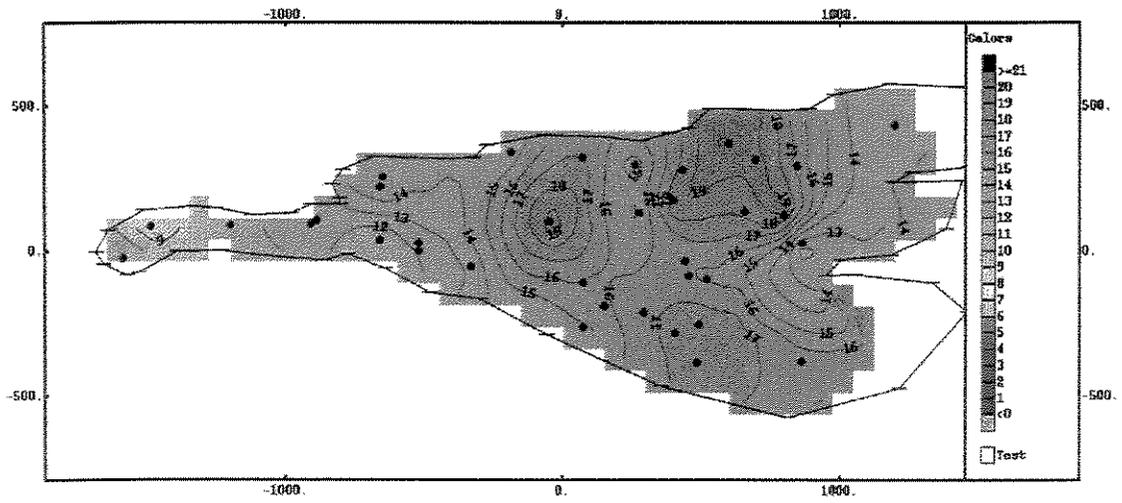


Figura 5.14 - Isópacas totais da zona X

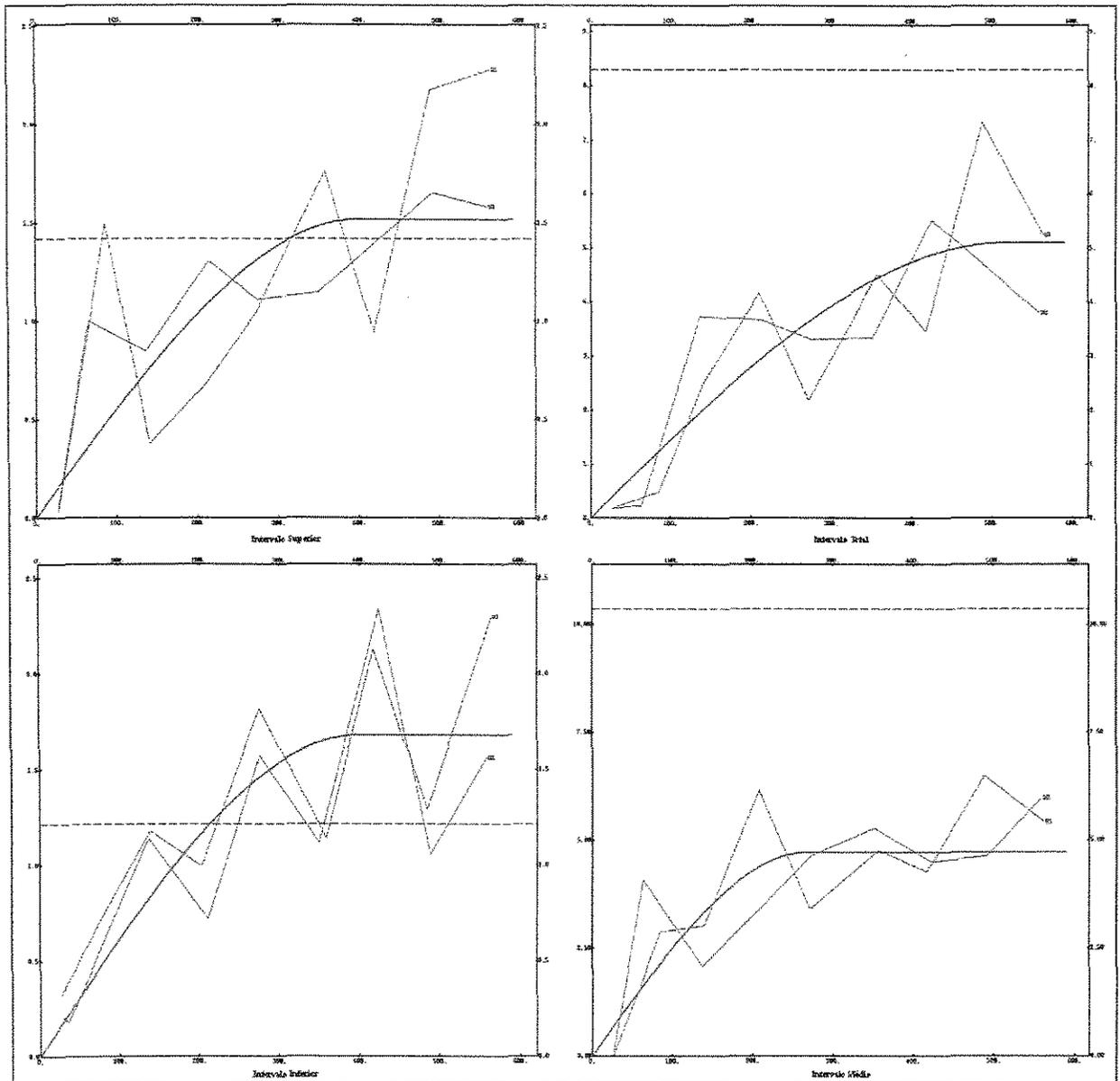


Figura 5.15 - Variogramas ajustados das espessuras dos intervalos superior, médio, inferior e total da zona X nas direções N75E (D1) e N15W (D2).

Krigagens Independentes nos Intervalos Superior, Médio e Inferior

Os mapas apresentados nas Figuras 5.16 a 5.18 são resultados da realização de krigagens ordinárias nos intervalos Superior, Médio e Inferior, tendo por base os variogramas acima definidos. As krigagens das espessuras desses intervalos não têm o compromisso de representarem, somadas, a espessura total da seção.

As Figuras 5.19 e 5.20 exibem mapas que auxiliam a comparação visual entre a krigagem da soma das espessuras e a soma das krigagens das espessuras. Esta comparação, entretanto, não permite distinguir satisfatoriamente as diferenças entre essas estimativas, visto que as configurações das curvas de isópacas em muito se assemelham nos dois mapas. O gráfico de dispersão entre essas variáveis (Figura 5.21), evidencia essas diferenças, e mostra que elas são mais expressivas em espessuras entre 12,5 e 17,5m.

A quantificação e a distribuição dessas diferenças podem ser melhor avaliadas com a definição de novas variáveis, denominadas erro absoluto

$$\varepsilon_a = \hat{Z}(\mathbf{x}) - \sum_{i=1}^n \hat{Z}_i(\mathbf{x}) \quad 5.1$$

e erro relativo

$$\varepsilon_r = \left(\hat{Z}(\mathbf{x}) - \sum_{i=1}^n \hat{Z}_i(\mathbf{x}) \right) / \hat{Z}(\mathbf{x}) \quad 5.2$$

Nas Figuras 5.22 e 5.23 são mostradas as distribuições dessas variáveis por intermédio de histogramas. Analisando-se o erro absoluto (Figura 5.22) constatam-se valores entre -2,5 e 0,9 m. Verifica-se, no entanto, que uma grande parte das estimativas (cerca de 72%) requer baixas correções, inferiores a 0,5 m. Os erros relativos (Figura 5.23) indicam que em 79,1% dos casos a correção, em módulo, é inferior a 0,5%. Esses percentuais mostram que mesmo sem envolver as covariâncias cruzadas dos intervalos superior, médio e inferior, as krigagens fornecem boa aproximação para estimativas das suas espessuras na Zona X.

Os mapas apresentados nas Figuras 5.24 e 5.25 refletem a distribuição geográfica dos erros no bloco 2. Através deles constata-se que as maiores correções concentram-se na extremidade leste da área.

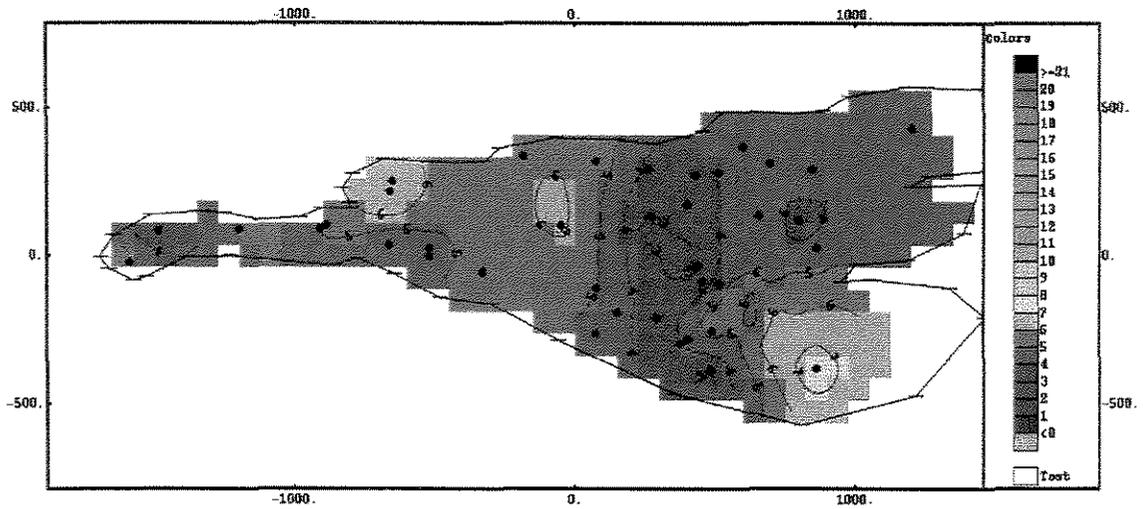


Figura 5.16 - Intervalo Superior: mapa das espessuras krigadas

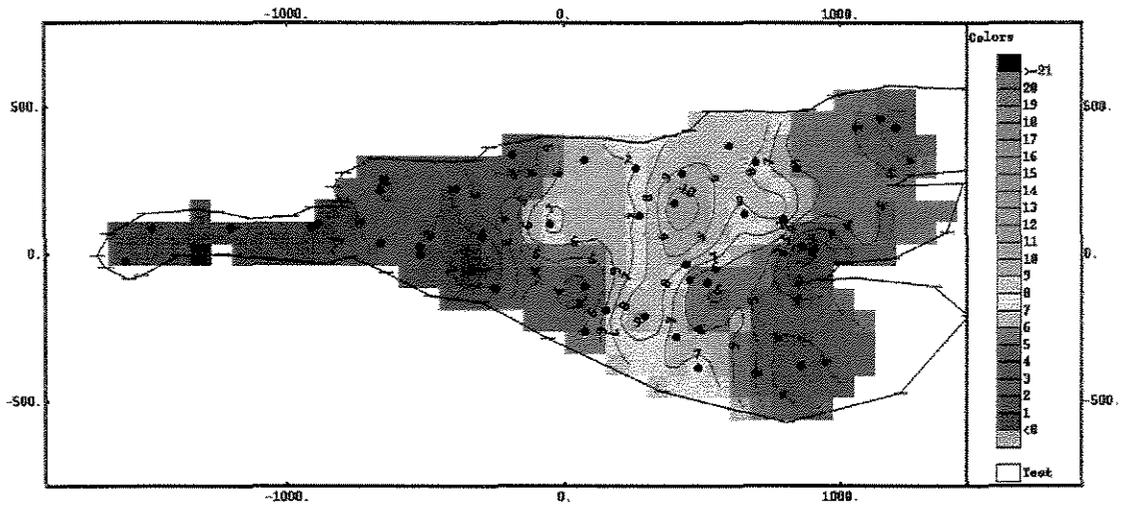


Figura 5.17 - Intervalo Médio: mapa das espessuras krigadas

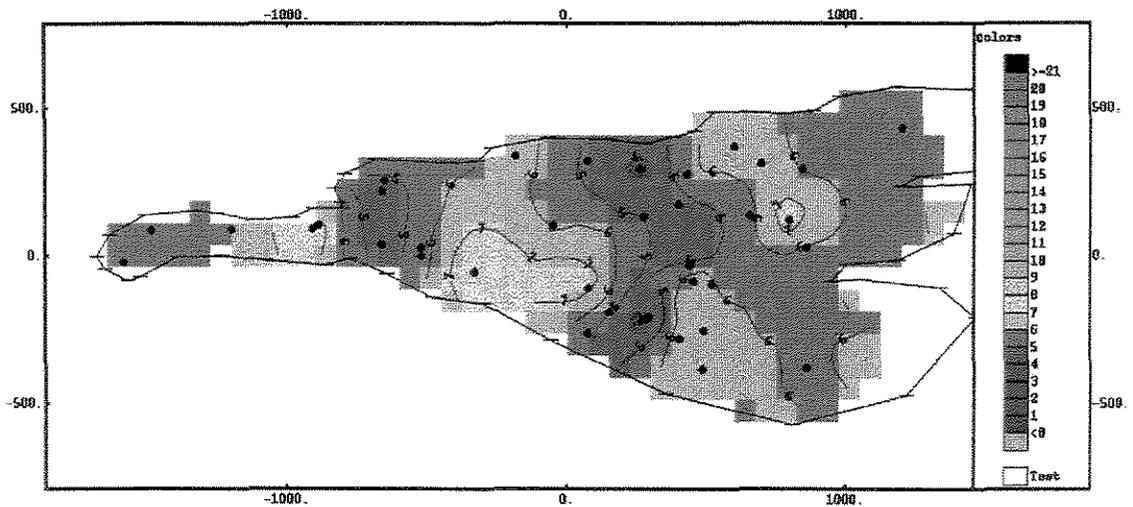


Figura 5.18 - Intervalo Inferior: mapa das espessuras krigadas

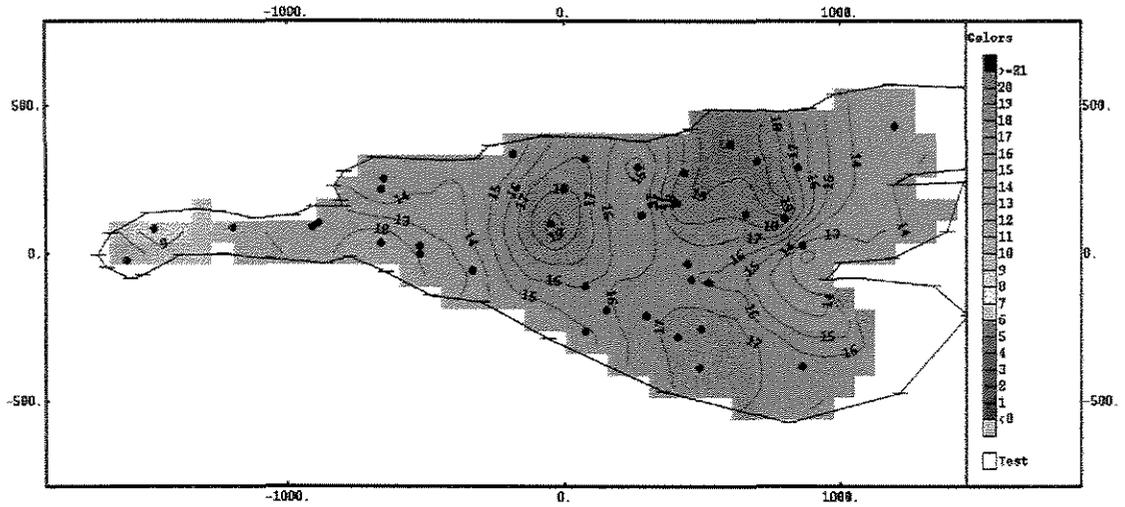


Figura 5.19 - Mapa da krigagem da soma das espessuras dos intervalos superior, médio e inferior

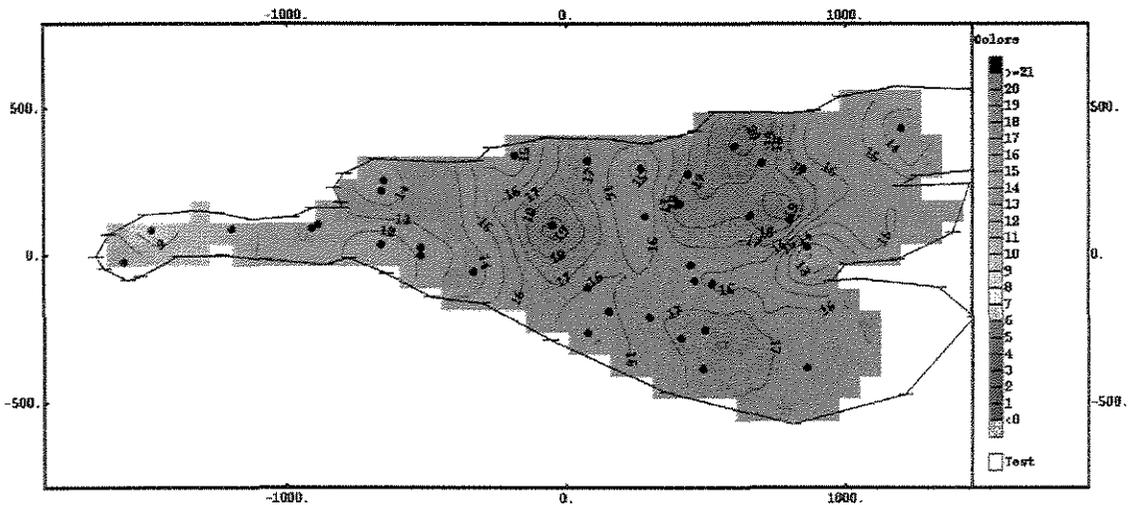


Figura 5.20 - Mapa da soma das espessuras krigadas dos intervalos superior, médio e inferior

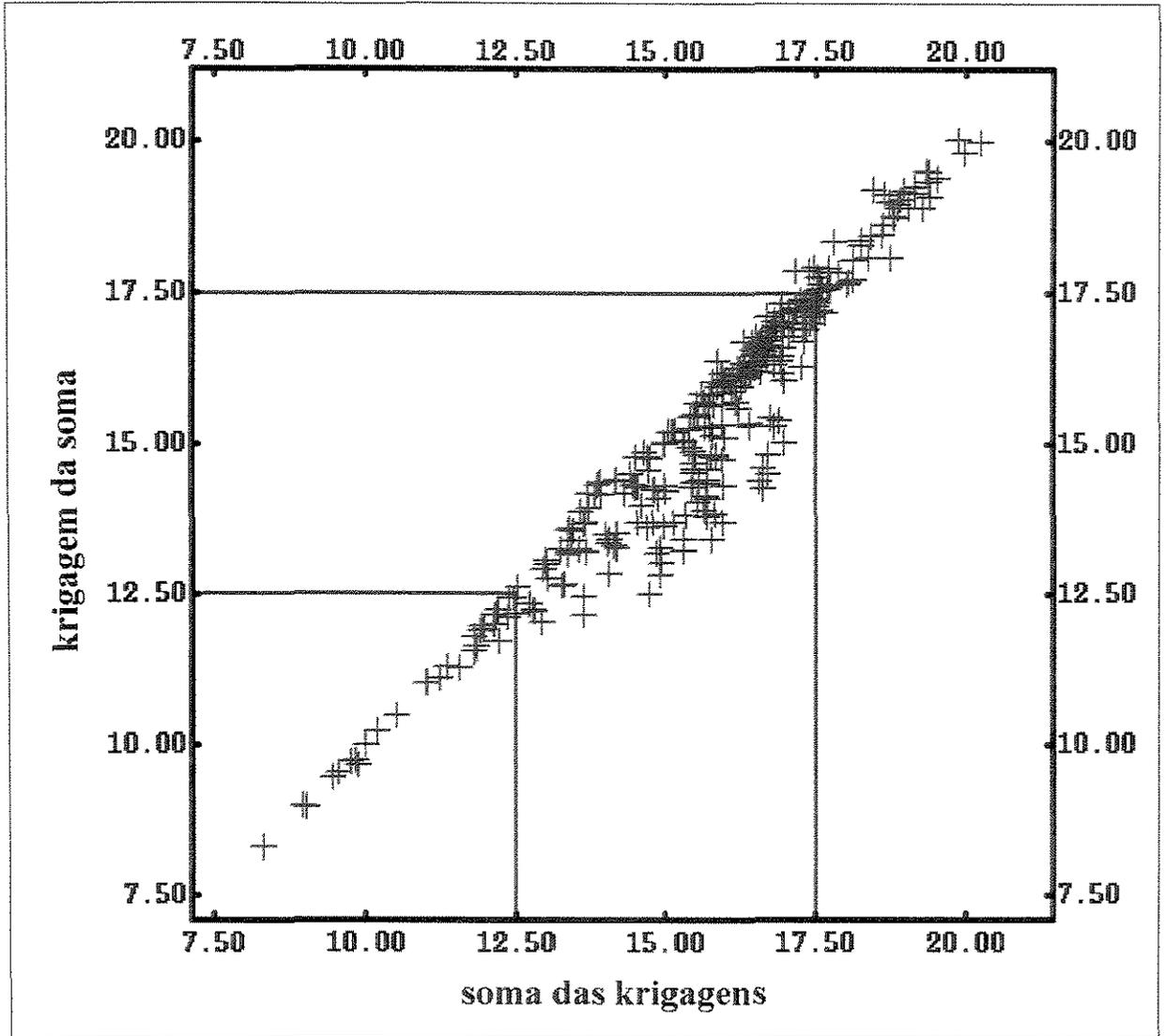


Figura 5.21 - Gráfico de dispersão entre a krigagem da soma e a soma das krigagens das espessuras dos intervalos superior, médio e inferior

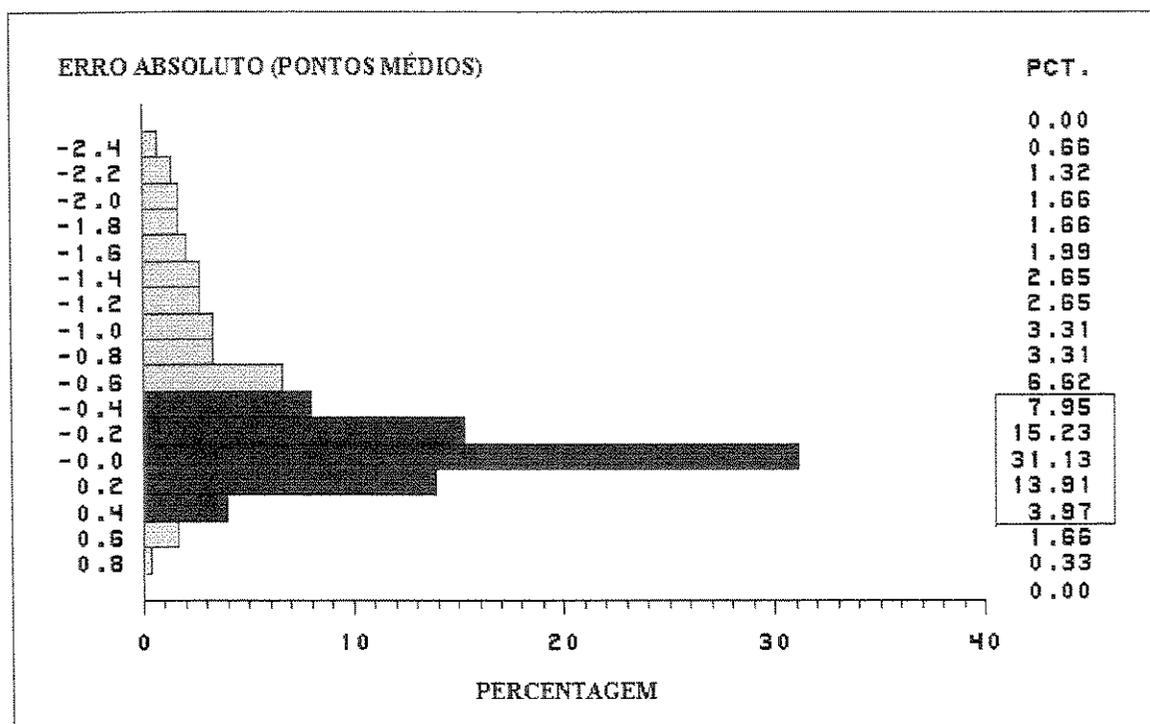


Figura 5.22 - Histograma do erro absoluto entre a krigagem da soma e a soma das krigagens dos intervalos superior, médio e inferior

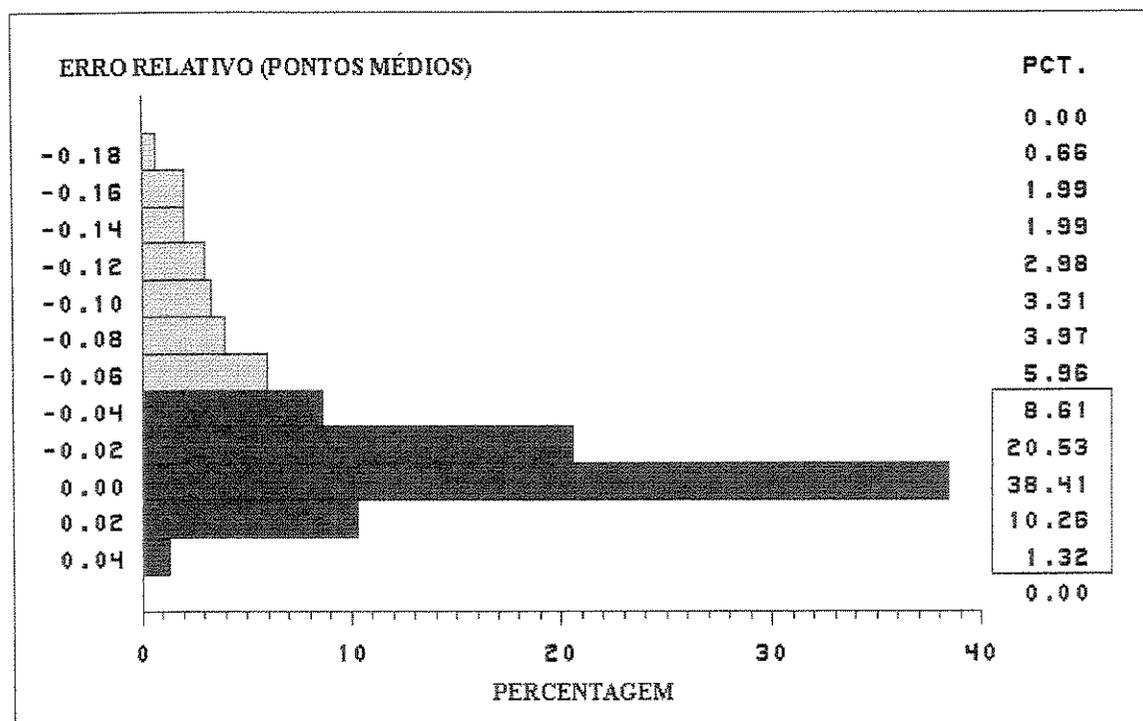


Figura 5.23 - Histograma do erro relativo entre a krigagem da soma e a soma das krigagens dos intervalos superior, médio e inferior

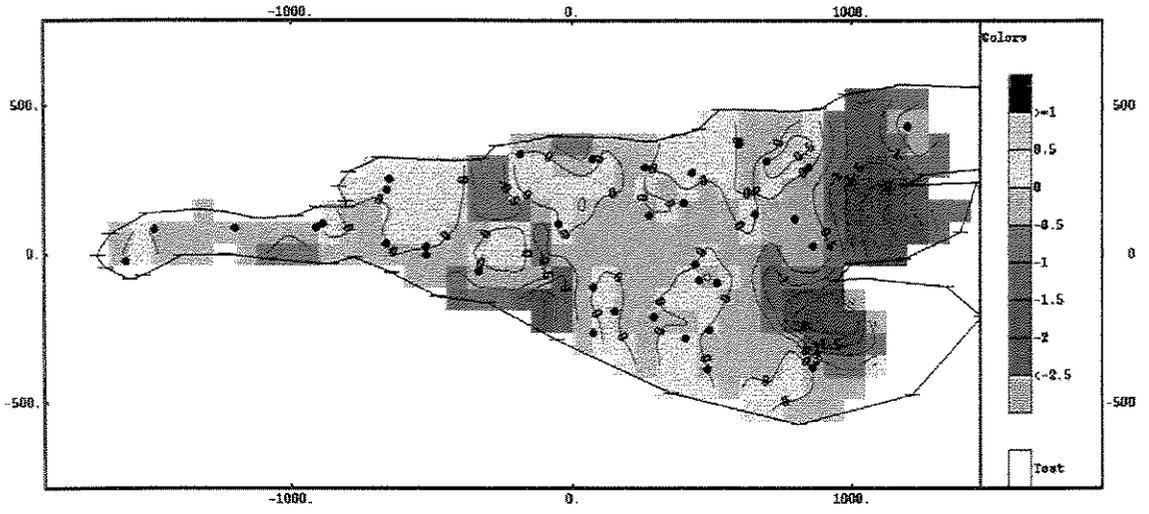


Figura 5.24 - Mapa do erro absoluto

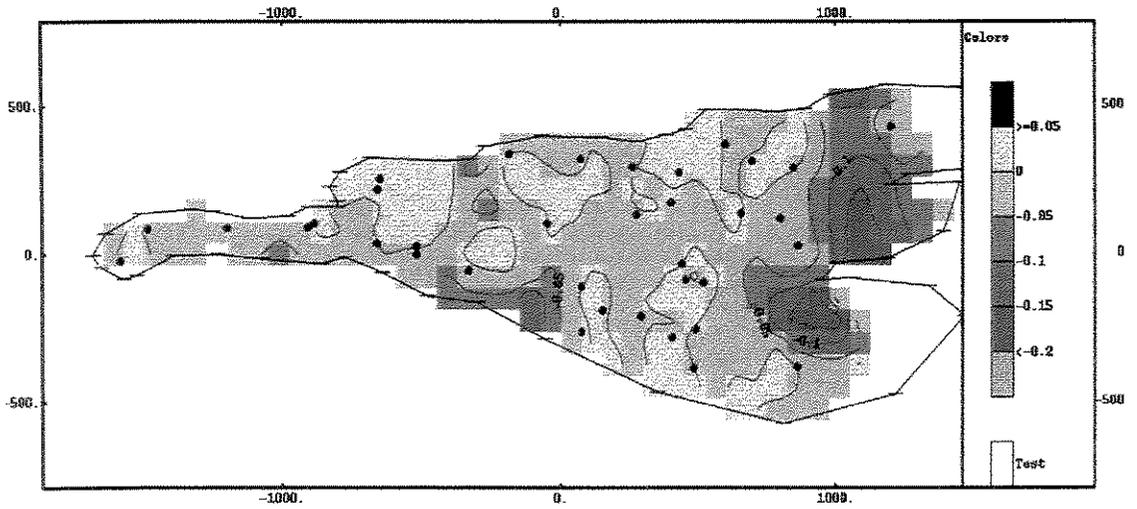


Figura 5.25 - Mapa do erro relativo

Espeçuras Krigadas Corrigidas

Os erros gerados pela realização das krigagens independentes foram distribuídos nos intervalos Superior, Médio e Inferior da zona X através de ponderadores baseados:

- na espeçura relativa das camadas krigadas,
- no desvio padrão de estimativa
- na variância de estimativa.

Conforme demonstrado no capítulo 3, os novos estimadores $\hat{Z}_i^{**}(\mathbf{x})$, apoiados nos ponderadores acima citados, possibilitam que a soma das espeçuras krigadas corrigidas $(\sum_{i=1}^n \hat{Z}_i^{**}(\mathbf{x}))$ corresponda à krigagem da soma das espeçuras dos intervalos $(\hat{Z}^*(\mathbf{x}))$.

A Figura 5.26 mostra os histogramas de freqencia relativa dos ponderadores utilizados na distribução dos erros. Os três histogramas localizados na coluna à esquerda representam ponderadores baseados na espeçura relativa dos intervalos Superior, Médio e Inferior, respectivamente. Na coluna central encontram-se, na mesma ordem, os histogramas dos ponderadores baseados no desvio padrão de estimativa e finalmente na coluna à direita podem ser observados os histogramas que representam os ponderadores com base na variância de estimativa.

O fato de esses histogramas estarem representados na mesma escala facilita a compreensão de como os diferentes ponderadores atuam na distribução dos erros nos intervalos considerados. No caso dos ponderadores baseados na espeçura relativa verifica-se que as correções assumem valores bastante diferenciados dentro de cada intervalo, estando entre 16% e 48% no intervalo Superior, 0% e 58% no intervalo Médio e 24% e 63% no intervalo Inferior. Quanto aos ponderadores baseados no desvio padrão de estimativa ou na variância de estimativa, as correções praticamente atuam como um fator de escala, sendo maiores nos intervalos de maior variabilidade espacial.

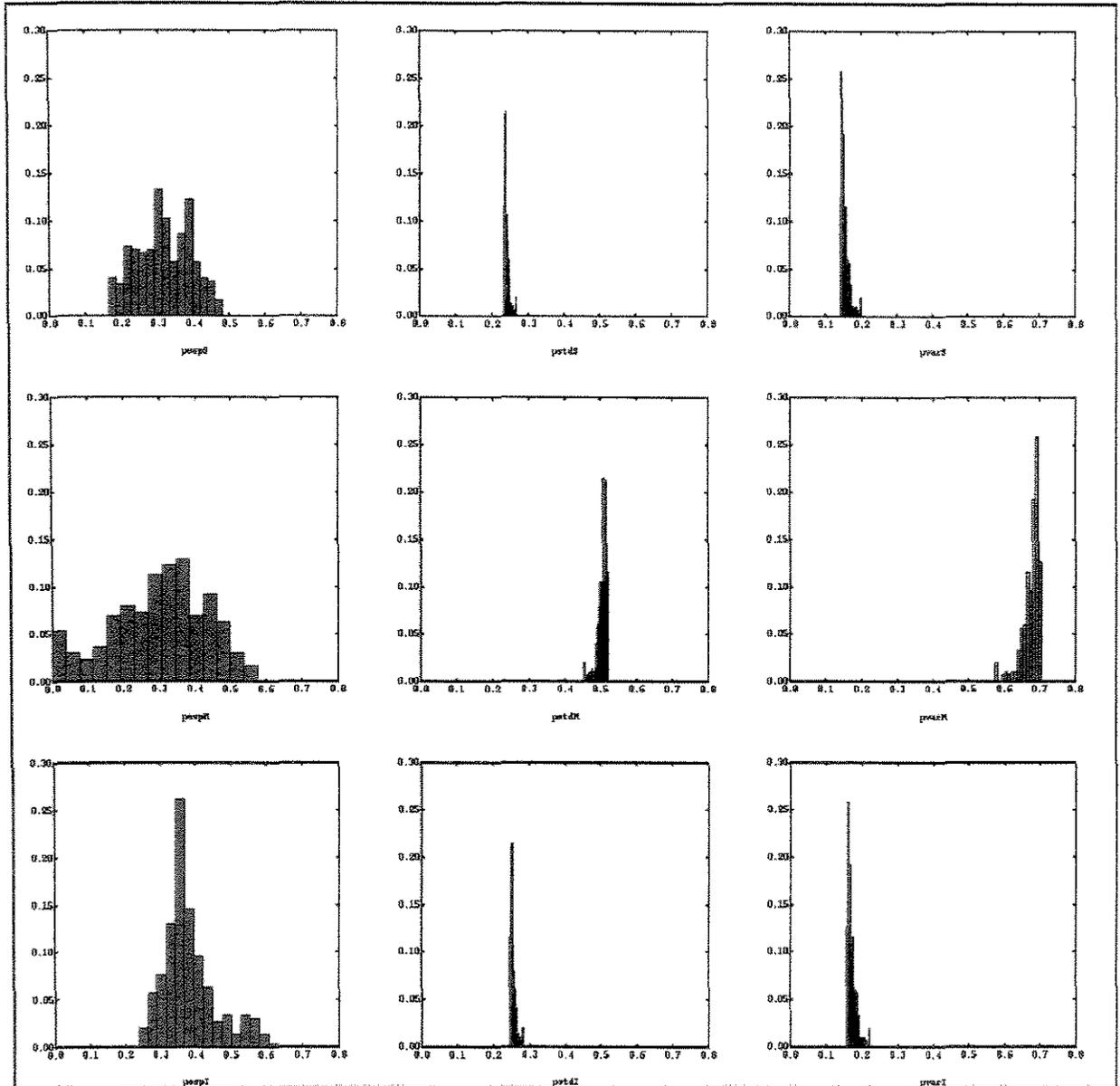


Figura 5.26 - Histogramas dos ponderadores baseados na espessura relativa, no desvio padrão de estimativa e na variância de estimativa

Os histogramas apresentados na coluna central mostram que o ponderador baseado no desvio padrão de estimativa promoveu correções médias da ordem de 25%, 50% e 25% do erro total nos intervalos Superior, Médio e Inferior, respectivamente. Nesses mesmos intervalos as correções impostas pelo ponderador baseado na variância de estimativa foram de 17%, 68% e 15%. O termo quadrático representado pela variância de estimativa emprega maiores correções nas camadas com maior variabilidade do que o desvio padrão de estimativa.

A seqüência de figuras a seguir mostra o resultado de operações efetuadas nas correções das krigagens das espessuras por intermédio dos diferentes ponderadores apresentados. Esta seqüência está apresentada na seguinte ordem:

- Figuras 5.27 a 5.30 – Mapas das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas dos intervalos.
- Figuras 5.31 a 5.34 – Mapas do desvio padrão das krigagens das espessuras dos Intervalos Superior, Médio, Inferior e da Soma das krigagens, respectivamente.
- Figuras 5.35 a 5.38 – Mapas da espessuras krigadas dos Intervalos Superior, Médio, Inferior e da Soma das krigagens, respectivamente, corrigidas pelo desvio padrão.
- Figuras 5.39 a 5.42 – Mapas da variância das krigagens das espessuras dos Intervalos Superior, Médio, Inferior e da Soma das krigagens, respectivamente.
- Figuras 5.43 a 5.46 – Mapas da espessuras krigadas dos Intervalos Superior, Médio, Inferior e da Soma das krigagens, respectivamente, corrigidas pela variância.

Fato relevante é observado nos mapas das espessuras krigadas corrigidas do Intervalo Médio, ou seja, Figuras 5.28, 5.36 e 5.44. Nas maiores isópacas dos reservatórios correlacionáveis delineiam-se anisotropias similares às mapeadas por Bruhn (no prelo) e reproduzidas nas figuras 4.3 e 4.4 desta dissertação. Esses resultados podem indicar uma transição no *trend* deposicional dos turbiditos da direção NS para NW/SE, interpretação plausível devido a situação estratigráfica desta zona em relação às mapeadas regionalmente por Bruhn (op. cit.). A ampliação dos intervalos krigados para os demais blocos do campo poderia melhor consubstanciar esta interpretação.

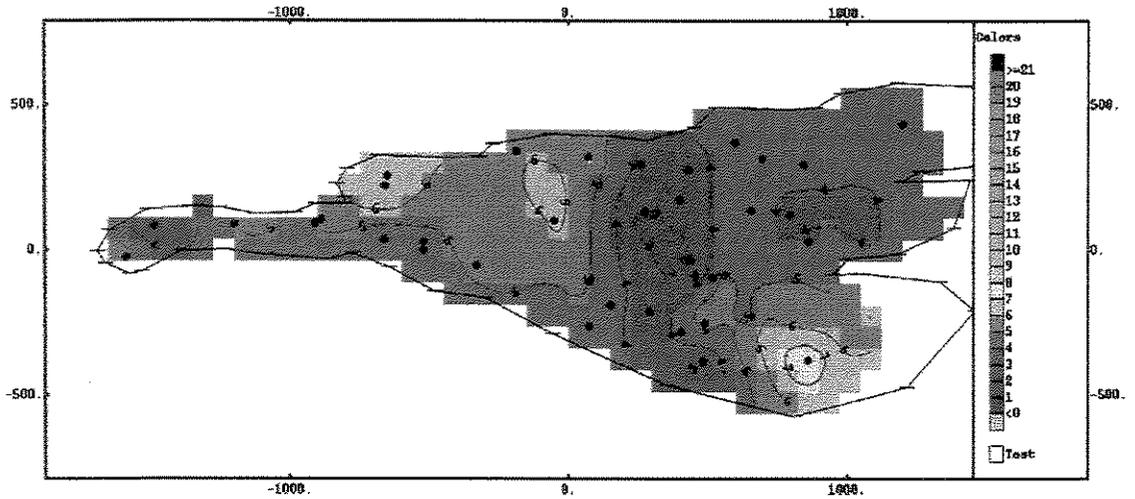


Figura 5.27 - Intervalo Superior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas

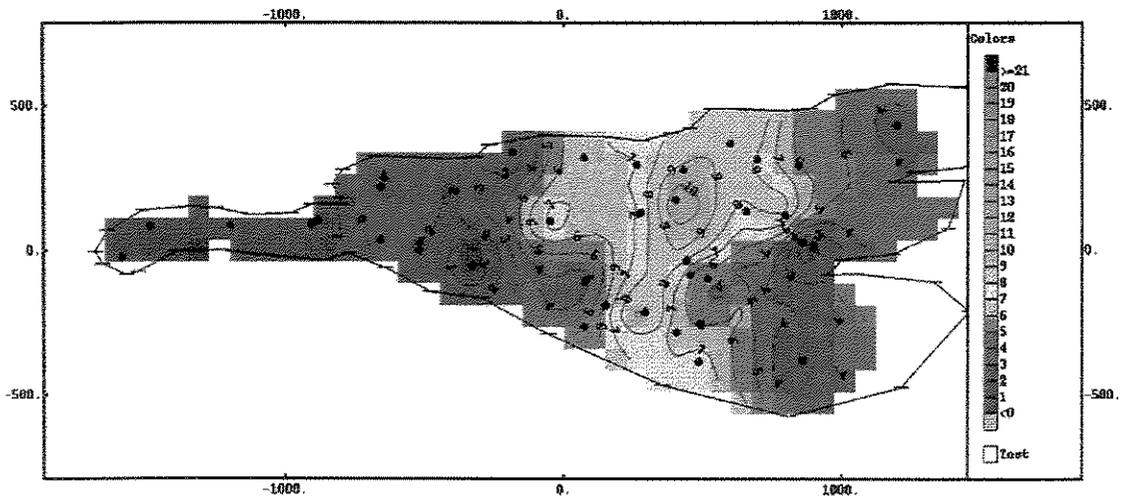


Figura 5.28 - Intervalo Médio: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas

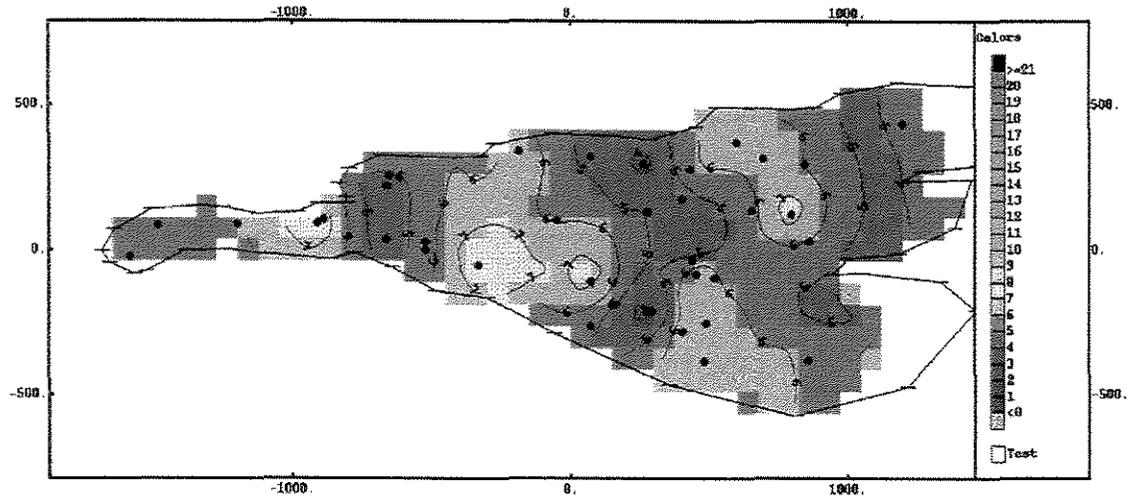


Figura 5.29 - Intervalo Inferior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas

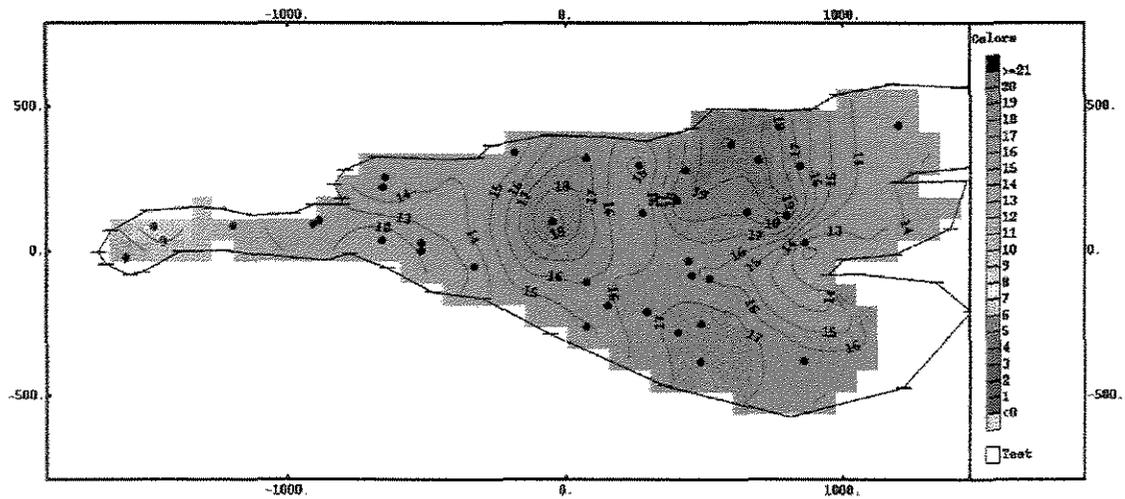


Figura 5.30 - Intervalo Total: mapa da soma das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado nas espessuras relativas

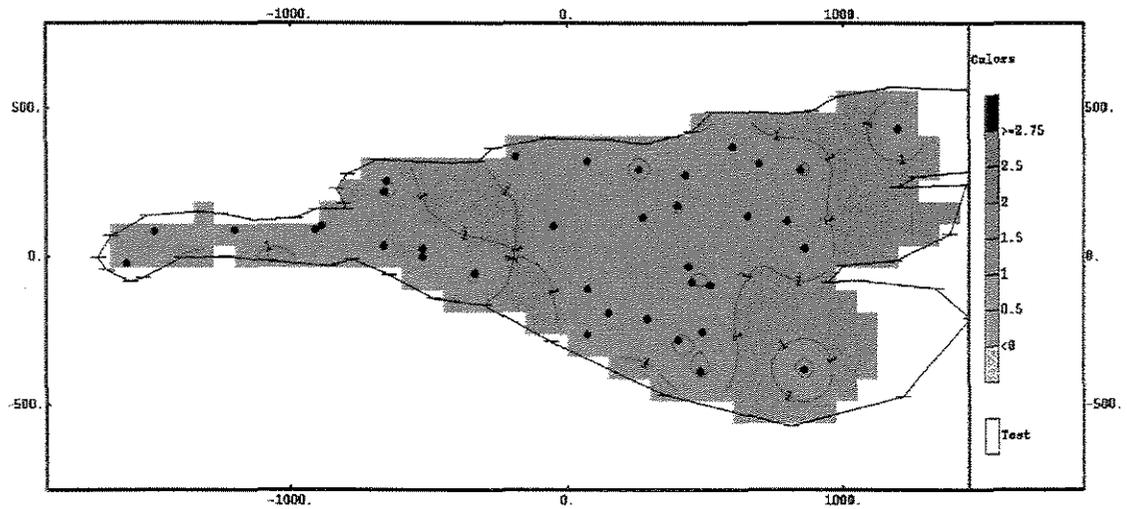


Figura 5.31 - Intervalo Superior: mapa do desvio padrão da estimativa da espessura

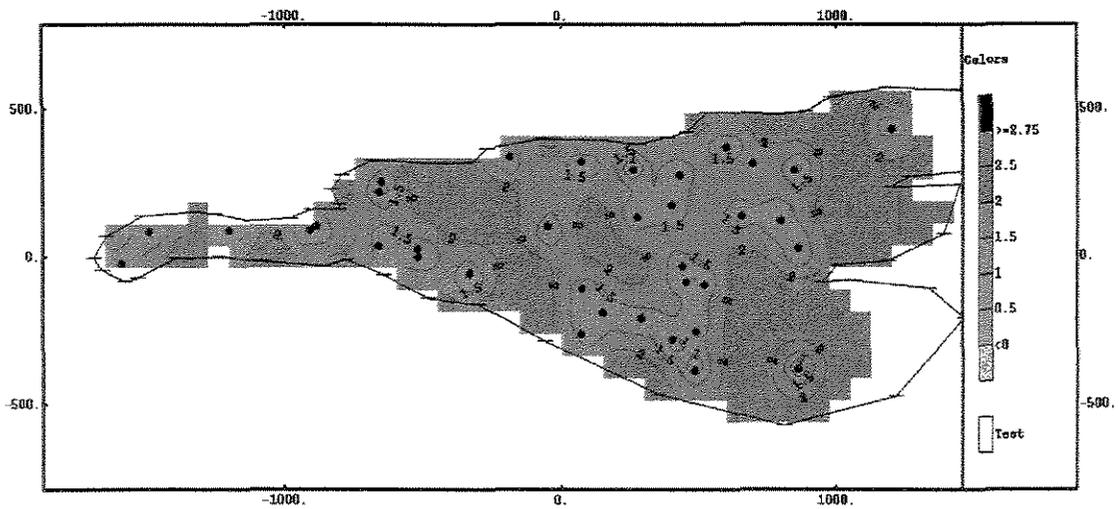


Figura 5.32 - Intervalo Médio: mapa do desvio padrão da estimativa da espessura

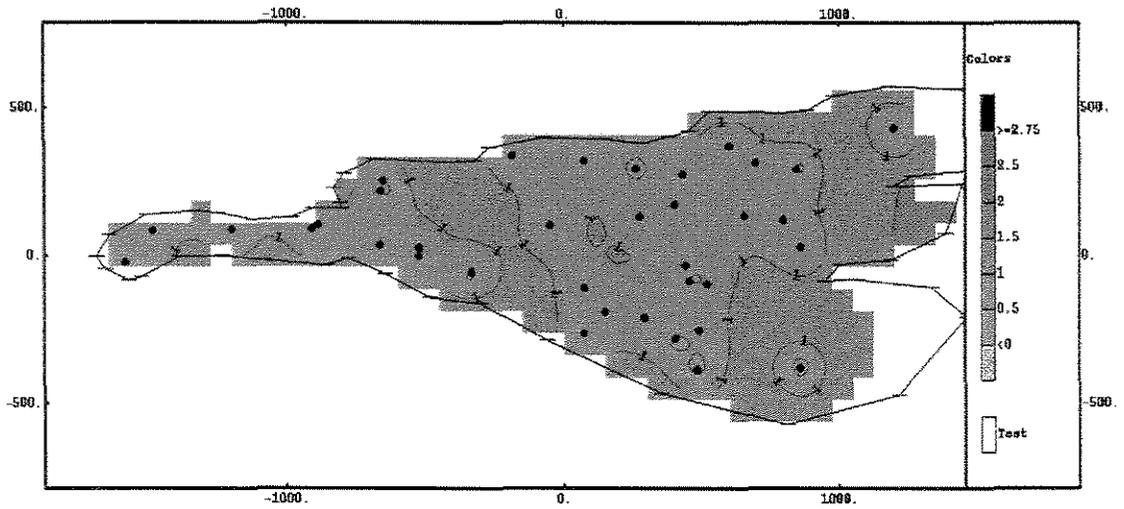


Figura 5.33 - Intervalo Inferior: mapa do desvio padrão da estimativa da espessura

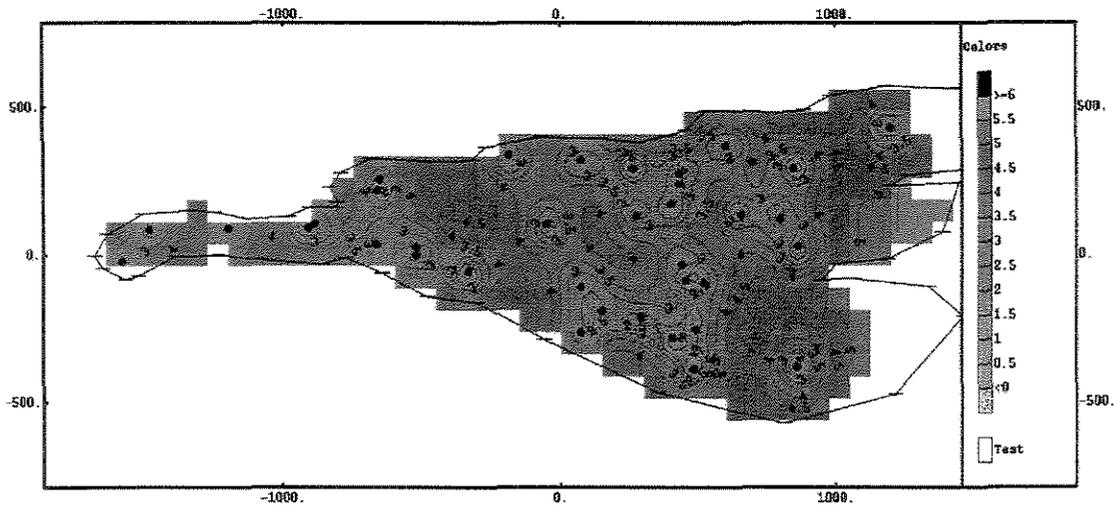


Figura 5.34 - Intervalo Total: mapa da soma do desvio padrão das estimativas das espessuras krigadas

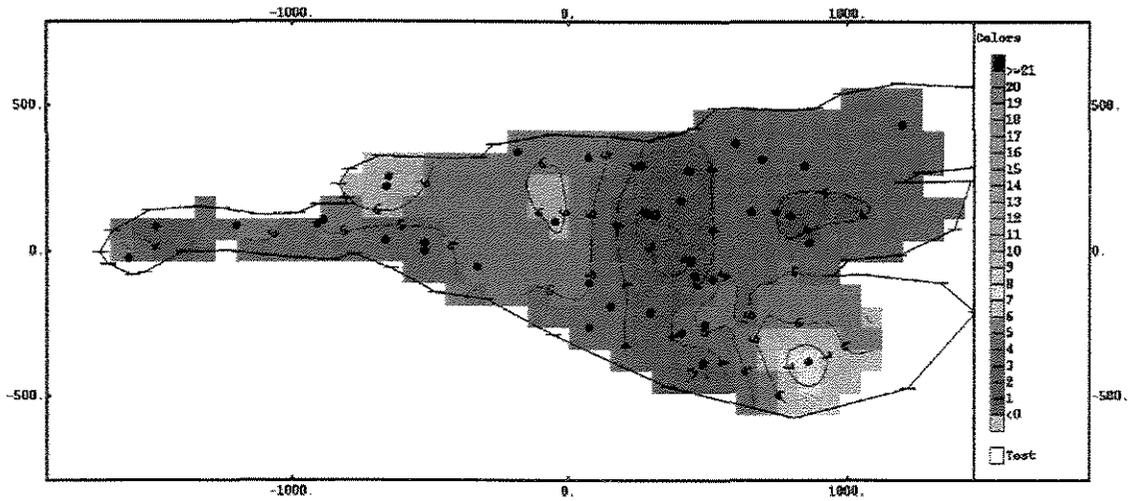


Figura 5.35 - Intervalo Superior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado no desvio padrão das estimativas

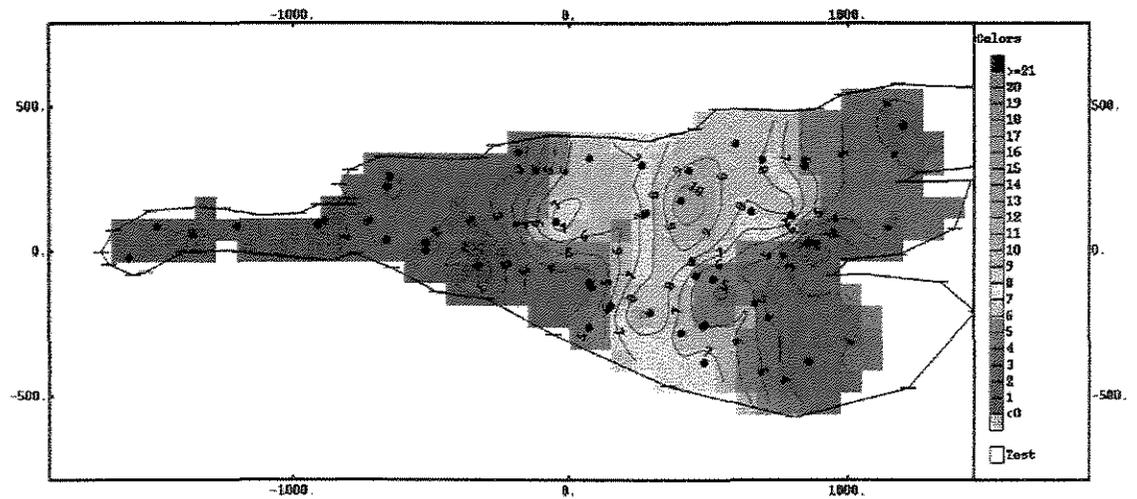


Figura 5.36 - Intervalo Médio: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado no desvio padrão das estimativas

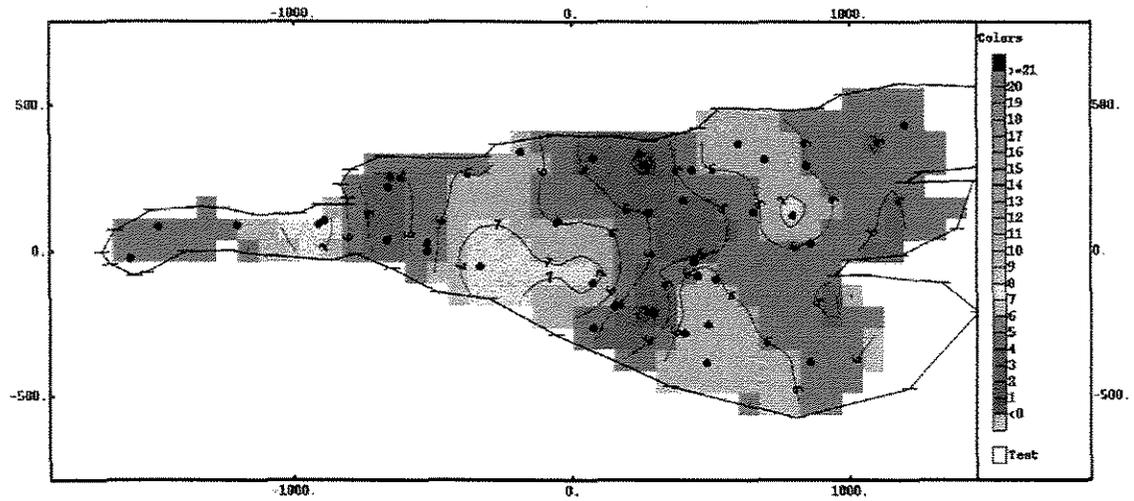


Figura 5.37 - Intervalo Inferior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado no desvio padrão das estimativas

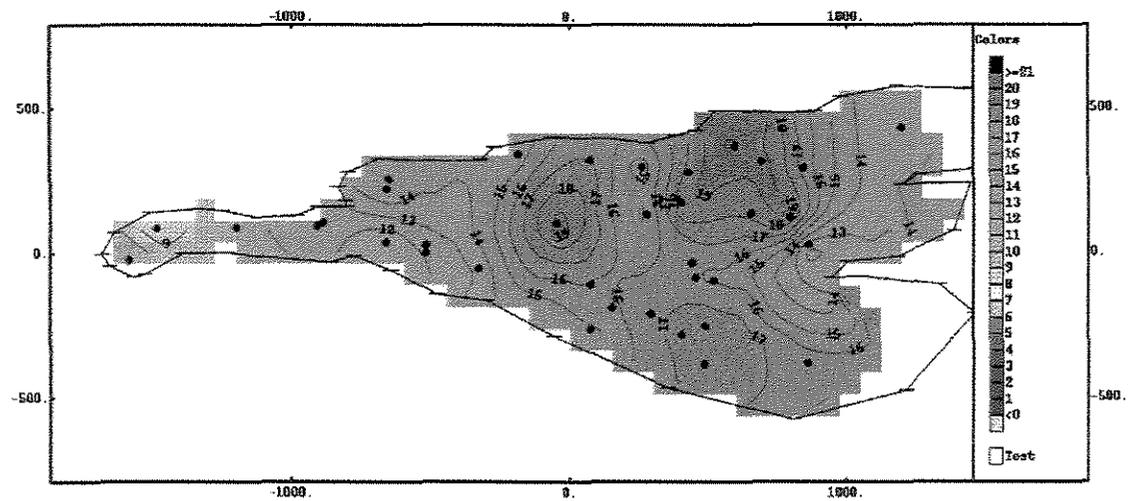


Figura 5.38 - Intervalo Total: mapa da soma das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado no desvio padrão das estimativas

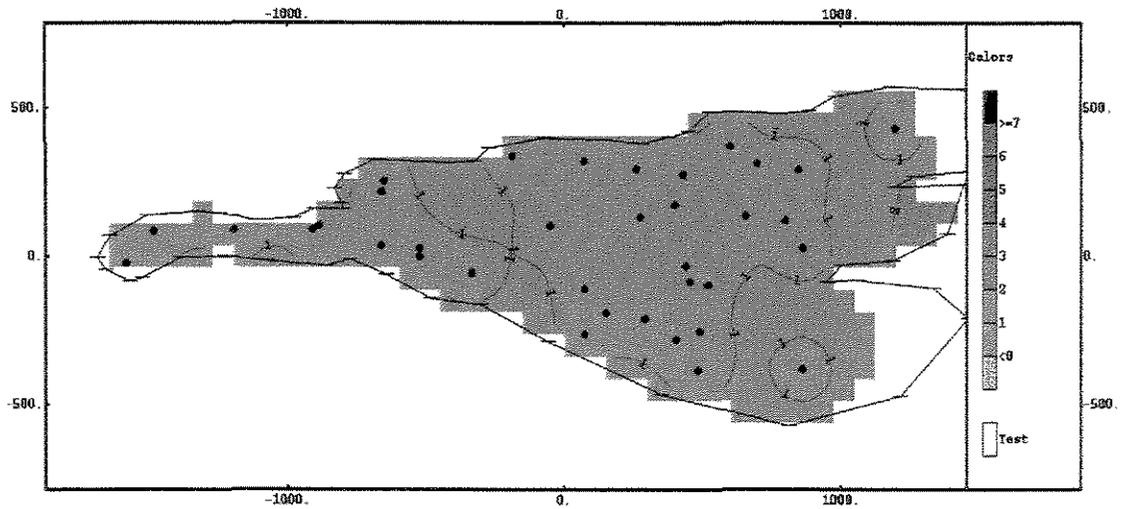


Figura 5.39 - Intervalo Superior: mapa da variância de estimativa da espessura

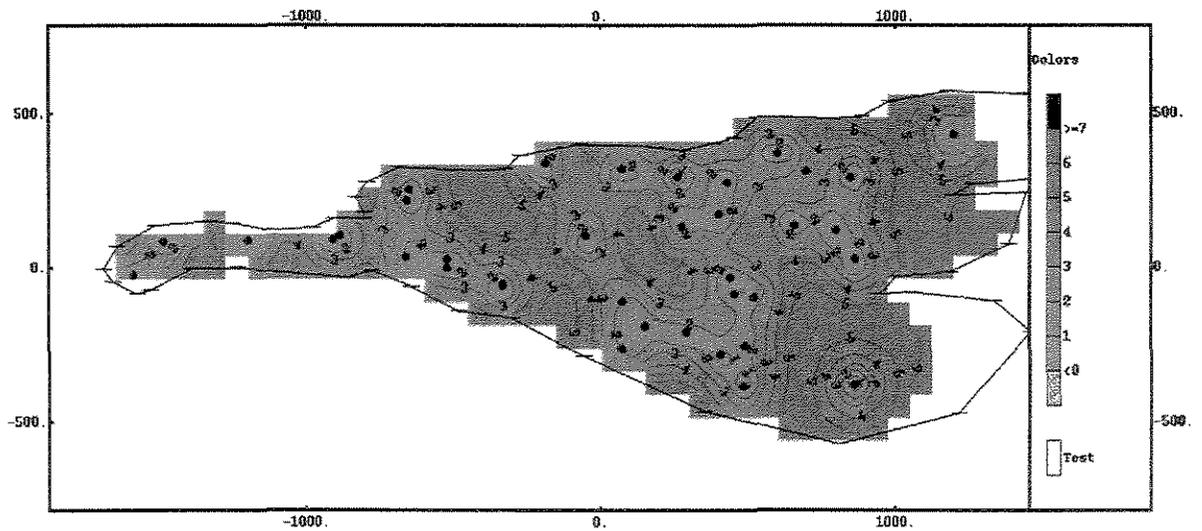


Figura 5.40 - Intervalo Médio: mapa da variância de estimativa da espessura

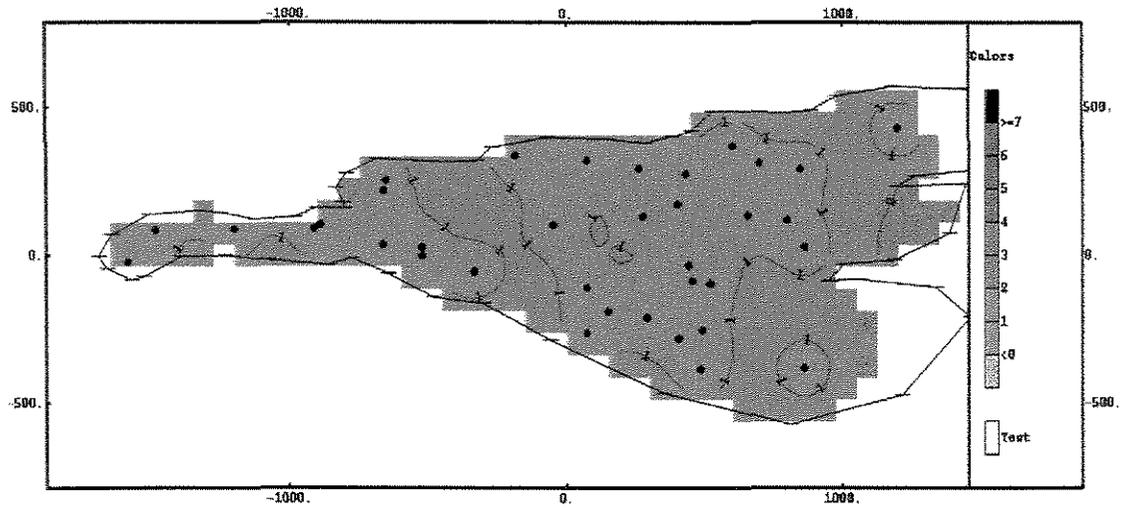


Figura 5.41 - Intervalo Inferior : mapa da variância da estimativa da espessura

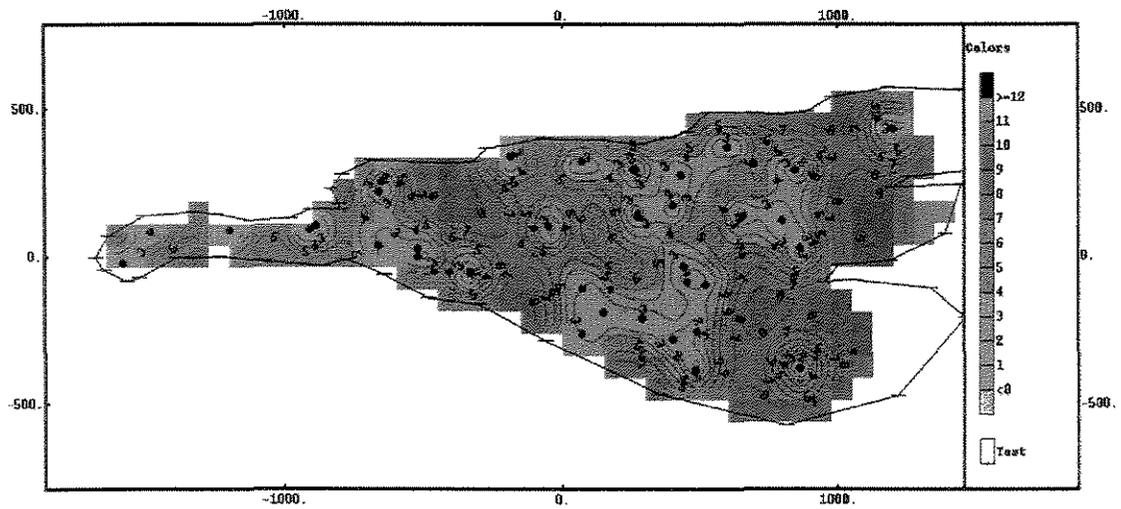


Figura 5.42 - Intervalo Total: mapa das soma das variâncias de estimativa das espessuras

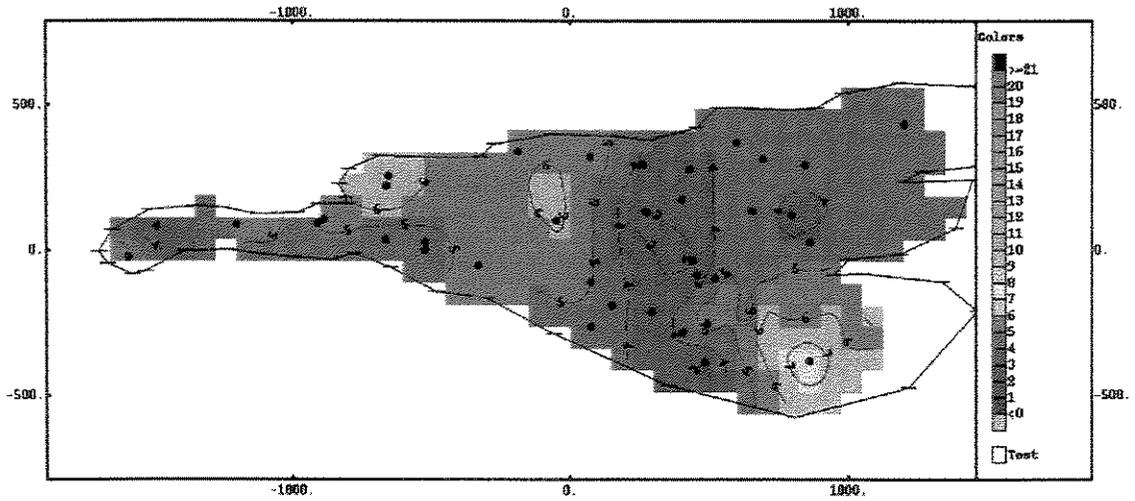


Figura 5.43 - Intervalo Superior: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado na variância das estimativas

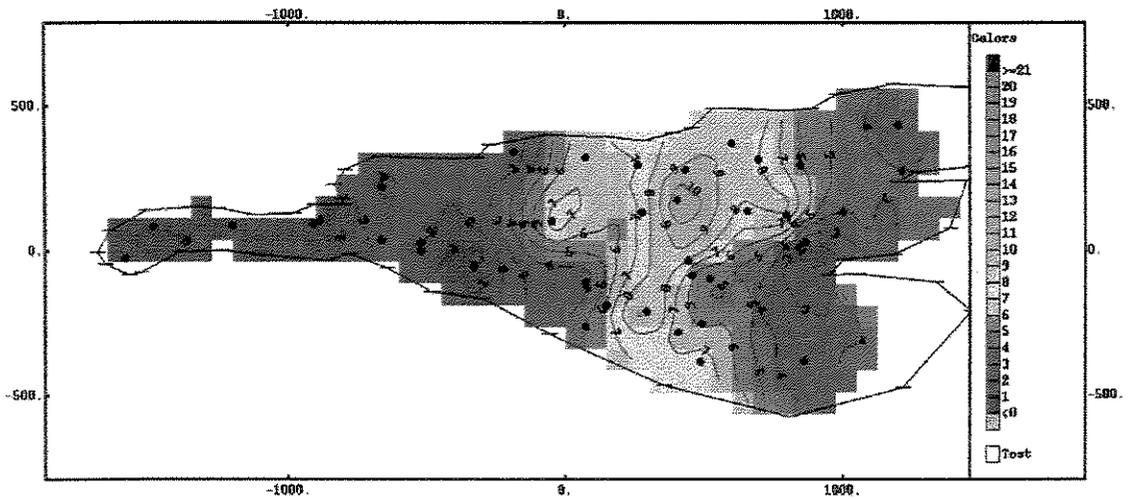


Figura 5.44 - Intervalo Médio: mapa das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado na variância das estimativas

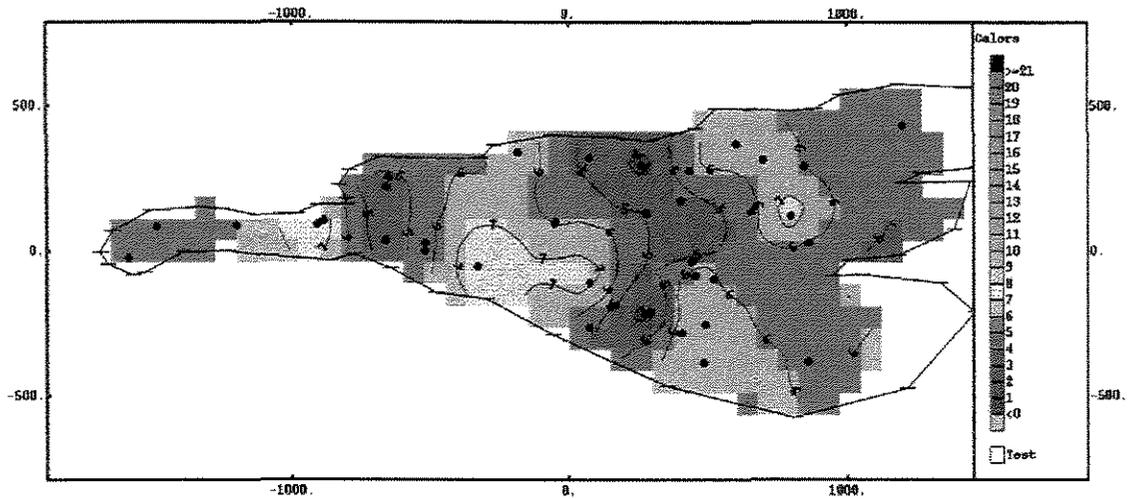


Figura 5.45 - Intervalo Inferior: espessura krigada corrigida pelo ponderador baseado na variância das estimativas

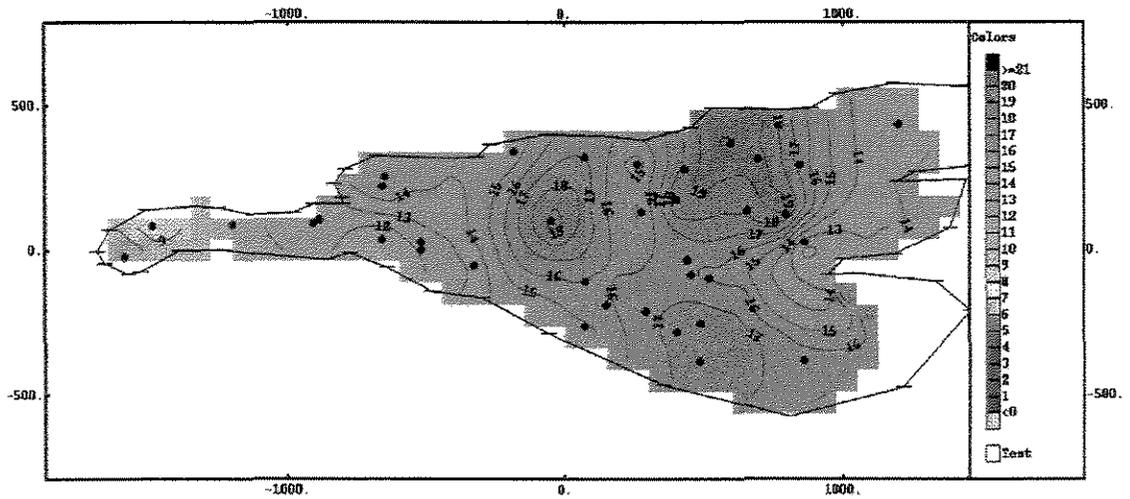


Figura 5.46 - Intervalo Total: mapa da soma das espessuras krigadas corrigidas pelo ponderador baseado na variância das estimativas

Os mapas das espessuras krigadas corrigidas do Intervalo Superior, Figuras 5.27, 5.35 e 5.43 que apresentam lineamentos NS bem definidos e coincidentes com as posições das maiores espessuras de turbiditos correlacionáveis. A utilização dos mapas citados poderia, assim, ser utilizada para indicar as posições das falhas responsáveis pelo controle deposicional dos turbiditos.

O intervalo Inferior não mostra essas tendências, Figuras 5.29, 5.37 e 5.45, podendo refletir um pequeno período de quiescência tectônica dentro da fase de tectonismo ativo. Nas posições equivalentes às maiores espessuras de turbiditos correlacionáveis, há inclusive a predominância de sedimentos da planície bacial, conforme verificado nas seções AA', BB', DD' e EE'.

Comparação entre volumes

As pequenas diferenças de espessuras constatadas entre a krigagem da soma e a soma das krigagens, na maioria dos pontos estimados, refletem-se nos cálculos dos volumes de rochas envolvidos nessas estimativas. A Tabela 5.9 apresenta os volumes associados a cada intervalo analisado. Nela são consideradas as estimativas obtidas sem correção e aquelas onde as correções se fizeram presentes.

Tabela 5.9 - Volumes calculados com base em krigagens sem correção e krigagens corrigidas

Volume por Intervalo (m ³)	Krigagens Sem Correção	Krigagens com Correção por Espessuras	Krigagens com Correção por Desv. Padrão	Krigagens com Correção por Variância
Superior	8.269.875,00	8.070.750,00	8.122.960,24	8.168.864,33
Médio	8.361.000,00	8.180.437,50	8.056.009,68	7.960.761,90
Inferior	9.919.687,50	9.689.625,00	9.761.842,58	9.811.186,27
Total	26.555.562,50	25.940.812,50	25.940.812,50	25.940.812,50

A Tabela 5.10 mostra a variação percentual de volume entre as krigagens corrigidas e não corrigidas, para todos os intervalos analisados.

Tabela 5.10 - Variação percentual entre volumes krigados

Intervalo	Krigagens Sem Correção	Krigagens com Correção por Espessuras	Krigagens com Correção por Desvio Padrão	Krigagens com Correção por Variância
Superior	100%	-2,41%	-1,78%	-1,22%
Médio	100%	-2,16%	-3,65%	-4,79%
Inferior	100%	-2,32%	-1,59%	-1,09%
Total	100%	-2,31%	-2,31%	-2,31%

De acordo com o apresentado no item 5.1.2, os reservatórios do campo concentram-se no intervalo Médio da zona X. A depender do método de correção empregado observam-se, neste intervalo, diferenças de volumes de rocha que chegam próximas a 5% se comparadas às krigagens sem correção. O impacto no volume de óleo original será da mesma ordem, considerando-se as mesmas porosidades e saturações médias nas diferentes situações apresentadas.

As krigagens independentes mostram-se, portanto, bons estimadores preliminares para as espessuras dos intervalos Superior, Médio e Inferior na Zona X e quaisquer das correções apresentadas proporcionam consistência matemática à soma das espessuras e dos volumes. Informações adicionais baseadas em simulações de fluxo e históricos de produção podem indicar o tipo de correção que melhor se ajusta aos dados da área investigada.

Capítulo 6

Conclusões e Considerações

Os trabalhos desenvolvidos nesta dissertação possibilitam ponderações sobre aspectos geológicos relacionados à área estudada e sobre o método de estimativa de espessuras envolvendo krigagens e correções associadas.

6.1- Quanto aos Aspectos Geológicos da Área Estudada

- A área investigada configura-se numa zona-bloco com cerca de 1,8 Km² em um campo de petróleo situado no nordeste do Brasil. Trabalhos prévios definiram cinco associações de fácies para o campo, caracterizando registros de Lobos Canalizados (LC), Lobos não Canalizados (LNC), Franjas (F), Diques Marginais (DM) e Planície Bacial (PB) e compondo um modelo de leques turbidíticos depositados em fundo de lago. Três eletrofácies foram definidas com base nessas associações:

Eletrofácies A - composta pelas associações de fácies LC e LNC;

Eletrofácies B - composta pelas associações de fácies DM e F;

Eletrofácies C - representada pela associação de fácies PB.

- Estimativas de espessura revelam domínios distintos para os turbiditos e para os sedimentos da planície bacial. A deposição dos turbiditos ocorreu preferencialmente na metade leste do campo, desenvolvendo espessuras que atingem cerca de 20m na zona-bloco analisada.

- Nos mapas das espessuras krigadas corrigidas do intervalo médio delineiam-se anisotropias nas direções NS e NW/SE, o que pode refletir uma transição no *trend* deposicional dos turbiditos. A ampliação dos intervalos krigados para os demais blocos do campo poderia melhor consubstanciar esta interpretação.
- O processamento de perfis indica que somente a Eletrofácies A desenvolve porosidade efetiva. Esta eletrofácies foi discriminada em 36% da seção sedimentar dos poços analisados, compondo reservatórios correlacionáveis predominantemente concentrados na porção média da zona X. Face a este comportamento três intervalos foram definidos:
 - Intervalo Superior - predominância de não reservatórios;
 - Intervalo Médio - predominam os reservatórios correlacionáveis;
 - Intervalo Inferior - predominância de não reservatórios.
- Os contornos dos mapas de isópacas de turbiditos e dos mapas de espessuras krigadas corrigidas dos intervalos Médio e Superior mostram alinhamentos orientados na direção NS cujas regiões de maior concentração de curvas podem indicar a posição de falhas sin-deposicionais.
- O intervalo Inferior não mostra as tendências acima citadas, podendo refletir um período de quiescência tectônica dentro da fase de tectonismo ativo da bacia. As rochas presentes neste intervalo são predominantemente compostas por sedimentos da planície bacial.

6.2- Quanto às Krigagens Independentes e Correções Associadas

- As limitações da cokrigagem, cuja modelagem requer condições estacionárias para as variáveis envolvidas nas coestimativas e encerra variogramas diretos e cruzados que crescem com o número de variáveis na razão de $n(n+1)/2$, motivaram o estudo de técnicas preditivas mais simples e que não comprometem a consistência matemática da soma das variáveis estimadas.

- Preconiza-se que as análises preliminares fundamentadas em variogramas diretos constituem-se em um bom ponto de partida para as estimativas de seções sedimentares sobrepostas. Havendo, contudo, correlação entre as variáveis, o desconhecimento dos termos σ_{ij} ($i \neq j$) da matriz de covariância conduzirá a erros de estimativas representados pela inequação: $\dot{Z}(\mathbf{x}) \neq \sum_{i=1}^n \dot{Z}_i(\mathbf{x})$.
- A utilização de ponderadores λ_i atuando sobre as estimativas preliminares $\dot{Z}_i(\mathbf{x})$ estabelece novas estimativas $\ddot{Z}_i(\mathbf{x})$ que conferem as condições de compatibilidade requeridas $\ddot{Z}(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \ddot{Z}_i(\mathbf{x})$ e $\ddot{Z}(\mathbf{x}) = \dot{Z}(\mathbf{x})$, estabelecendo consistência matemática ao método.
- Nesta dissertação os estimadores baseiam-se nas relações de proporcionalidade entre:
 - As espessuras das camadas krigadas e a espessura total da seção analisada;
 - Os desvios padrões de estimativa e a soma dos desvios padrões;
 - As variâncias de estimativa e a soma das variâncias.
- A formulação adotada para cada ponderador se reflete no tipo de correção por ele realizada. O ponderador baseado na espessura relativa confere correções proporcionais às espessuras das camadas, enquanto os demais ponderadores atuam praticamente como um fator de escala, corrigindo mais as camadas com maior variabilidade. Dentre os ponderadores estatísticos o termo quadrático relacionado à variância de estimativa emprega maiores correções nas camadas com maior variabilidade do que o desvio padrão de estimativa.
- As diferenças constatadas entre $\dot{Z}(\mathbf{x})$ e $\sum_{i=1}^n \dot{Z}_i(\mathbf{x})$ refletem-se na comparação entre os volumes de rocha calculados com base nas krigagens sem correção e nas krigagens corrigidas. As diferenças comprovam que os $\dot{Z}_i(\mathbf{x})$ portam-se como bons estimadores preliminares para as espessuras dos intervalos Superior, Médio e Inferior na Zona X.

- No intervalo Médio, onde estão concentrados os reservatórios da Zona X, observam-se as maiores diferenças percentuais no volume de rocha ao se compararem os diferentes métodos de correção. Essas diferenças podem atingir valores próximos a 5% do volume estimado pela krigagem não corrigida. O impacto no volume de óleo original será da mesma ordem, considerando-se as mesmas porosidades e saturações médias nas diferentes situações apresentadas. Informações adicionais baseadas em simulações de fluxo e históricos de produção podem indicar o tipo de correção que melhor se ajusta aos dados da área investigada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BECKER, M. R., Reservatório exposto : Comentários sobre o uso de afloramentos como modelos análogos a intervalos produtores de petróleo. II Workshop sobre Caracterização e Engenharia de Reservatórios. Caderno de Resumos. 1997. P.20-22.
- BUCHÉB, J. A. Aplicação de tratamento estatístico multivariante em dados de perfis de poços da Bacia de Sergipe-Alagoas., Universidade Federal do Pará, . Belém. 1991. 136p. Tese de Mestrado
- BRUHN , C.H.L. Modelo deposicional dos turbiditos do membro gomo, formação candeias, no compartimento nordeste da bacia do recôncavo. Relatório Interno da Petrobras, Rio de Janeiro, 1986, 13p.
- BRUHN , C.H.L. Caracterização geométrica e faciológica dos turbiditos-reservatório do membro gomo, formação candeias. Relatório Interno da Petrobras, Rio de Janeiro, 1986, 65p.
- BRUHN , C.H.L.; Moraes M. A. S. Turbiditos brasileiros: caracterização geométrica e faciológica, In: Anais do XXXV Congresso Brasileiro de Geologia, SBG, Belém, 1988, v.2, p.824-838.
- BRUHN , C.H.L. High-resolution stratigraphy, reservoir geometry and facies characterization of cretaceous and tertiary turbidites from brasilian passive margin basins. Hamilton, McMaster University, 1993. 299p.
- BRUHN , C.H.L. Parallel-laminated sandstones resulting from sand-rich density underflows, Early cretaceous recôncavo-rift basin, Brasil: Implications for sequence stratigraphic analysis of deep lacustrine successions. GCSSEPM Foundation 15 th Annual Research Conference Submarine Fans and Turbidite Systems, 1994, p.37-38,
- BRUHN, C.H.L., Deep water reservoir from the eastern brasilian rift and passive margin basins. AAPG International Conference and Exhibition. Curso 6, Parte 2. Rio de Janeiro, 1998. 185p.
- BRUHN, C.H.L., High-resolution stratigraphy and sedimentary evolution of deep lacustrine reservoirs from the Early Cretaceous Recôncavo rift-basin, Brazil: AAPG Bulletin, no prelo.

- CUNHA, N.R. Interpretação Quantitativa de Perfis. Campo de Fazenda Bálsamo – Formação Candeias- Bacia do Recôncavo. Relatório Interno da Petrobras, Salvador. 1996. 48p.
- DAVIS, J. C. Statistics and data analysis in geology. 2nd ed. New York, John Wiley & Sons, 1973. 646p.
- ISAAKS, E. H. ; SRIVASTAVA, R. M. Applied geostatistics. New York, Oxford University Press, 1989 561p.
- JOURNAL A. G., HUIJBREGTS, CH, J. Mining Geoestatics (Fourth Edition). London, Academic Press. 1989. 600p.
- LOWE D.R., Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. Journal of Sedimentary Petrology, v.52, 1982, p.279-297.
- MAGALHÃES , M.R.C. Refinamento bioestratigráfico e paleogeografia do andar rio da serra médio das sub-bacias do recôncavo nordeste e tucano sul, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1994. 158p. Tese de Mestrado.
- MATHERON G. Recherche de simplification dans un probleme de cokrigeage. Centre de Geostatistique Fontainebleau. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1979. 19p.
- MATO, L. F. Modelagem estocástica em dois estágios aplicada à zona II, campo de rio do bu, bacia do recôncavo., Universidade Estadual de Campinas, 1994. 155p. Tese de Mestrado.
- MUTTI, E., Turbidite systems and their relations to depositional sequences. G.G. Zuffa, Provenance of Arenites, 1985, p.65-93.
- MUTTI, E., Turbidite sandstones. Agip – Instituto de geologia della Universita de Parma, Parma.1992, 275p.
- NORMARK, W.R., Growth patterns of deep-sea fans. AAPG Bulletin, v.54. n° 11, 1970, p.2170-2195
- NORMARK, W.R., Fan valleys, channels and depositional lobes on modern submarine fans: Characters for recognition of sandy turbidite environments. AAPG Bulletin, v.62. n° 6, 1978, p.912-931
- OLIVEIRA, F.M. Relatório Interno da PETROBRAS, no prelo.
- PARAIZO, P. L. B. Modelagem numérica para tratamento de dados geológicos. Tese de Mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 1993. 137p.

- RAVINDRA K.; NAIK S.N. Applied multivariate statistics with sas software. Cary, NC: SAS Institute Inc., 400p.
- REMACRE, A. Z. Coestimativas. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 13p.
- REMACRE, A. Z. Introdução as funções aleatórios. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 23p.
- RIVOIRARD, J. Introduction to disjunctive kriging and non-linear geostatistics. Oxford: Clarendon Press 1994, 180p.
- SAS Institute Inc., SAS® Language Guide, Release 6.03 Edition. Cary, NC: SAS Institute Inc., 1988a. 530p.
- SAS Institute Inc., SAS/STAT™ User's Guide, Release 6.03 Edition. Cary, NC: SAS Institute Inc., 1988b. 1028p.
- SAS Institute Inc., SAS® Procedures Guide, Version 6, Third Edition. Cary, NC: SAS Institute Inc., 1990. 705p.
- SERRA, O. Sedimentary environments from wireline logs. Schlumberger, 1985. 211p.
- TRAN, T.; XU, W. Modlib: reservoir modeling library. A proposal for a new SCRF software package. Stanford Center for Reservoir Forecasting. Centre de Geostatistique Fontainebleau. École Nationale Supérieure des Mines de Paris. 49p.
- WACKERNAGEL, H. Description of a computer program for analysing multivariate spatially distributed data. Centre de Geostatistique Fontainebleau. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1986. 24p.
- WACKERNAGEL, H. Multivariate geostatistics. An introduction with applications. Springer. Vertag Berlin Heidelberg, 1995. 256p.
- WALKER, R. G. Deep-water sandstonefacies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps. AAPG, v.62, 1978. p932-966.
- WALKER, R. G. Turbidites and turbidity currents: introduction, facies, sequences and models. Canadá, Department of Geology, McMaster University, 1989. 177p.

Anexo I - Mnemônicos dos Arquivos de Dados de Perfis, Petrofísicos e Petrográficos

Tipo de Arquivo		Mnemônico	Descrição
Dados de Perfis de Aquisição		Rild	Resistividade
		Gr	Raios Gama
		ρ_b	Densidade
		$N\phi$	Porosidade Neutrônica
Dados de Perfis com Correção Ambiental		R_t	Resistividade Corrigida
		Grco	Raios Gama Corrigidos
		ρ_c	Densidade Corrigida
		ϕ_n	Porosidade Neutrônica Corrigida
		ϕ_d	Porosidade Densidade
		Difnd	$\phi_n - \phi_d$
		N	$(\phi_n f - \phi_n) / (\rho_c - \rho_f)$, f = fluido
		ϕ_{enc}	Porosidade Efetiva sem "cut-off"
		ϕ_{evsh}	Porosidade Efetiva Corrigida por Argilosidade
		ϕ_e	Porosidade Efetiva
		V_{sh}	Volume de Argila
		ik	Índice de permeabilidade
		Badhol	Indicador da Qualidade Poço
	Dados de Petrofísica		ϕ
		Per _x	Permeabilidade Horizontal
		Per _y	Permeabilidade Vertical
Dados de Petrografia	Dados	Lito	Litologia
	Macroscópicos	Cement	Cimento
		Indhc	Indícios de Hidrocarbonetos
	Lâminas	Qtz	Quartzo
		Feld	Feldspato
		Frt	Fragments de Rocha
		Cmt	Cimento
		Mat	Matriz
	Poros	Porosidade	

Anexo II– Campo U: Pressões Estáticas Corrigidas Na Zona X

Poço	Data	P_Med.	Prof_Med.	PDatum	Datum	Grad.	M.R.
U 03	07/07/84	110,1	987,0	121,2	-1000	0,09	114,2
U 03	20/07/84	104,8	967,0	117,6	-1000	0,09	114,2
U 04	20/07/84	100	861,0	120,9	-1000	0,09	100,7
U 03	01/08/84	88	950,0	102,3	-1000	0,09	114,2
U 05	18/09/84	109	1075,0	112,7	-1000	0,09	117,4
U 08	08/05/85	97,9	1128,0	97,9	-1000	0,09	128,4
U 03	09/12/85	39,7	940,0	54,9	-1000	0,09	114,2
U 11	24/12/85	99,2	972,5	112,7	-1000	0,09	127,1
U 10	09/01/86	99,3	1108,0	99,5	-1000	0,09	110,0
U 12	29/01/86	89,5	1083,4	92,1	-1000	0,09	113,7
U 13	16/03/86	103,7	1199,7	97,0	-1000	0,09	122,2
U 13	16/03/86	104,6	1204,6	97,4	-1000	0,09	122,2
U 16	15/07/86	114,5	1331,7	94,6	-1000	0,09	103,1
U 18	02/11/86	68,3	996,5	79,9	-1000	0,09	130,4
U 20	11/12/86	88	1173,5	83,6	-1000	0,09	122,7
U 21	26/12/86	101,3	1271,6	86,8	-1000	0,09	104,6
U 24	23/05/87	61,7	1047,5	68,9	-1000	0,09	130,0
U 25	05/07/87	122,1	1362,0	101,8	-1000	0,09	128,8
U 29	14/05/88	95	1257,5	83,4	-1000	0,09	124,6
U 03	26/04/89	33,7	966,5	46,5	-1000	0,09	114,2
U 19	19/05/89	28	1114,4	28,5	-1000	0,09	119,7
U 24	31/05/89	31,3	1058,9	37,5	-1000	0,09	130,0
U 23	11/06/89	64	1247,2	53,1	-1000	0,09	122,1
U 29	06/08/89	86,6	1238,0	76,7	-1000	0,09	124,6
U 35	05/02/91	37,2	1215,8	29,3	-1000	0,09	124,8
U 06	05/01/92	63,6	1293,0	47,6	-1000	0,09	109,0
U 33	12/11/93	64	1391,0	38,7	-1000	0,09	99,7
U 05	08/08/94	28	1087,6	30,6	-1000	0,09	117,4
U 15	29/11/94	36,3	1195,6	28,7	-1000	0,09	108,3
U 06	13/05/95	37,5	1292,0	21,6	-1000	0,09	109,0
U 23	08/11/95	40,6	1219,7	32,1	-1000	0,09	122,1
U 16	05/02/96	61,2	1311,9	43,0	-1000	0,09	103,1
U 33	04/03/96	72,2	1390,7	46,9	-1000	0,09	99,7
U 21	01/07/97	43,6	1273,6	28,9	-1000	0,09	104,6
U 16	05/11/97	63,2	1336,6	42,9	-1000	0,09	103,1
U 06	20/02/98	32	1293,2	16,0	-1000	0,09	109,0

Observações:

P_Med = pressão medida

Pdatum = pressão no datum

Prof_Med = profundidade medida

Grad = gradiente

M.R. = mesa rotativa

Anexo III – Limites e Espessuras dos Intervalos, Superior, Médio e Inferior no Bloco 2

Poço	Cota_S	Cota_M	Cota_I	Cota_B	Esp_S	Esp_M	Esp_I	Esp_T
U-01	-795,9	-	-801,1	-809,1	5,2	0,0	8,0	13,2
U-02	-822,5	-	-825,3	-830,5	2,8	0,0	5,2	8,0
U-03	-861,4	-867,0	-874,0	-878,7	5,6	7,0	4,7	17,3
U-04	-753,3	-757,3	-759,7	-764,1	4,0	2,4	4,4	10,8
U-05	-951,2	-956,3	-959,2	-966,9	5,1	2,9	7,7	15,7
U-06	-1166,0	-1170,3	-1176,4	-1183,1	4,3	6,1	6,7	17,1
U-07	-761,7	-	-766,9	-774,1	5,2	0,0	7,2	12,4
U-08	-989,4	-992,6	-1001,8	-1007,6	3,2	9,2	5,8	18,2
U-09	-1429,2	-1437,0	-1440,0	-1445,8	7,8	3,0	5,8	16,6
U-10	-985,2	-989,5	-996,2	-1001,0	4,3	6,7	4,8	15,8
U-11	-836,2	-842,0	-844,2	-850,5	5,8	2,2	6,3	14,3
U-12	-960,8	-963,6	-970,6	-975,7	2,8	7,0	5,1	14,9
U-13	-1064,5	-1067,4	-1076,0	-1080,7	2,9	8,6	4,7	16,2
U-14	-792,9	-799,3	-802,3	-807,3	6,4	3,0	5,0	14,4
U-15	-1067,2	-1070,7	-1080,4	-1084,1	3,5	9,7	3,7	16,9
U-16	-1208,9	-1214,5	-1220,4	-1227,0	5,6	5,9	6,6	18,1
U-17	-759,1	-764,1	-765,7	-771,1	5,0	1,6	5,4	12,0
U-18	-857,0	-863,2	-870,8	-876,7	6,2	7,6	5,9	19,7
U-19	-992,0	-996,7	-1001,5	-1006,6	4,7	4,8	5,1	14,6
U-20	-1021,4	-1025,0	-1036,1	-1040,5	3,6	11,1	4,4	19,1
U-21	-1141,9	-1146,9	-1151,5	-1157,3	5,0	4,6	5,8	15,4
U-22	-803,9	-809,5	-810,3	-815,3	5,6	0,8	5,0	11,4
U-23	-1104,9	-1108,2	-1113,9	-1121,4	3,3	5,7	7,5	16,5
U-24	-912,4	-916,2	-923,2	-927,0	3,8	7,0	3,8	14,6
U-25	-1231,6	-1236,2	-1242,2	-1248,1	4,6	6,0	5,9	16,5
U-26	-1419,8	-1424,4	-1427,6	-1432,8	4,6	3,2	5,2	13,0
U-27	-760,2	-764,8	-767,0	-772,8	4,6	2,2	5,8	12,6
U-28	-785,8	-793,4	-796,6	-801,0	7,6	3,2	4,4	15,2
U-29	-1115,5	-1120,4	-1128,1	-1133,7	4,9	7,7	5,6	18,2
U-30	-770,8	-	-775,8	-781,7	5,0	0,0	5,9	10,9
U-31	-1329,9	-1334,3	-1335,8	-1341,5	4,4	1,5	5,7	11,6
U-32	-756,7	-	-761,7	-769,7	5,0	0,0	8,0	13,0
U-33	-1269,6	-1272,5	-1280,1	-1287,1	2,9	7,6	7,0	17,5
U-34	-1245,0	-1248,4	-1256,8	-1264,6	3,4	8,4	7,8	19,6
U-35	-1075,6	-1080,4	-1089,5	-1096,1	4,8	9,1	6,6	20,5

Observações:

ESP=espessura,

S=intervalo superior, M=intervalo médio, I=intervalo inferior, B=base, T=total

Anexo IV – Isópacas de Turbiditos e de Sedimentos Baciais nos Poços do Bloco 2

Well	turT	bacT	isopT
U-01	5,0	8,2	13,2
U-02	0,8	7,2	8,0
U-03	10,8	6,5	17,3
U-04	3,0	7,8	10,8
U-05	8,8	6,9	15,7
U-06	13,4	3,7	17,1
U-07	0,8	11,6	12,4
U-08	15,2	3,0	18,2
U-09	16,6	0,0	16,6
U-10	9,0	6,8	15,8
U-11	5,6	8,7	14,3
U-12	9,8	5,1	14,9
U-13	13,3	2,9	16,2
U-14	3,2	11,2	14,4
U-15	15,4	1,5	16,9
U-16	14,9	3,2	18,1
U-17	2,2	9,8	12,0
U-18	12,2	7,5	19,7
U-19	11,3	3,3	14,6
U-20	17,6	1,5	19,1
U-21	12,8	2,6	15,4
U-22	1,0	10,4	11,4
U-23	11,7	4,8	16,5
U-24	10,4	4,2	14,6
U-25	13,2	3,3	16,5
U-26	11,6	1,4	13,0
U-27	3,8	8,8	12,6
U-28	4,0	11,2	15,2
U-29	17,0	1,2	18,2
U-30	0,8	10,1	10,9
U-31	11,4	0,2	11,6
U-32	1,0	12,0	13,0
U-33	15,5	2,0	17,5
U-34	16,0	3,6	19,6
U-35	18,5	2,0	20,5

Observações:

Turb= isópacas de turbiditos

Bac= isópacas de sedimentos baciais

IsopT= isópacas totais

APÊNDICE B – ASSINATURA DAS ASSOCIAÇÕES DE FÁCIES

