



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

JOÃO ADOLFO ROSSETO

**INCERTEZAS ASSOCIADAS À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO
UTILIZANDO DADOS SÍSMICOS E DE POÇOS COM UMA ABORDAGEM
GEOESTATÍSTICA.**

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências
como parte dos requisitos para obtenção do título de
Mestre em Geoengenharia de Reservatórios.

Orientador: Professor Dr. Ivan de Araújo Simões Filho

Este exemplar corresponde a
redação final da tese defendida
por João Adolfo Rosseto
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 22/05/1998



ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

MAIO - 1998

R735i

34610/BC

**UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL**



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ÁREA DE GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

JOÃO ADOLFO ROSSETO

**INCERTEZAS ASSOCIADAS À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO
UTILIZANDO DADOS SÍSMICOS E DE POÇOS COM UMA ABORDAGEM
GEOESTATÍSTICA.**

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

Orientador: Dr. Ivan de Araújo Simões Filho - UNICAMP

Co-Orientador: Dr. Armando Zaupa Remacre - UNICAMP

CAMPINAS - SÃO PAULO

MAIO - 1998

8009185

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA
PELA BIBLIOTECA I.G. - UNICAMP

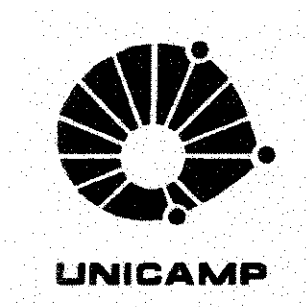
Rosseto, João Adolfo

R735I Incertezas associadas à caracterização de reservatório utilizando dados sísmicos e de poços com uma abordagem geoestatística / João Adolfo Rosseto.- Campinas,SP.:[s.n.], 1998.

Orientadores: Ivan de Araújo Simões Filho, Armando Zaupa
Remacre

Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências

1. Método Sísmico de Reflexão. 2. Reservatório. 3. Geoestatística.
I. Simões Filho, Ivan Araújo. II. Remacre, Armando Zaupa.
III. Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências.
IV. Título.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

AUTOR: JOÃO ADOLFO ROSSETO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO:

**INCERTEZAS ASSOCIADAS À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO
UTILIZANDO DADOS SÍSMICOS E DE POÇOS COM UMA ABORDAGEM
GEOESTATÍSTICA.**

ORIENTADOR: Professor Dr. Ivan de Araújo Simões Filho

CO-ORIENTADOR: Professor Dr. Armando Zaupa Remacre

Aprovada em: / /

PRESIDENTE: Prof. Dr. Ivan de Araújo Simões Filho

EXAMINADORES:

Prof. Dr. Ivan de Araújo Simões Filho

Prof. Dr. Guenter Schwedersky Neto

Prof. Dr. Fernando Antônio Pereira da Silveira Neves

Campinas, 22 de maio de 1998

Aos meus pais (*in memoriam*) : Adolfo e Pierina Rosseto
Para Marlyzinha e Filemon.

AGRADECIMENTOS

À PETROBRÁS pela oportunidade em realizar este mestrado, pelo suporte financeiro e liberação dos dados utilizados nesta dissertação.

Aos professores Ivan Simões e Armando Zaupa pelas sugestões e críticas construtivas na elaboração do trabalho.

Ao amigo Jonas Castro pelo material e dicas fornecidas.

Aos colegas do curso pelas novas amizades conquistadas e pela experiência profissional que transmitiram.

Ao Moacir, Creuza, Wellington, Renata 1 e 2 por estarem sempre prontos a ajudar no que fosse possível.

As bibliotecárias Cássia, Dora e Márcia.

À Marlyzinha, não por ter me suportado quando estive chato, em “órbita”, mas sim por ter me dado o Filemon.

Ao Filemon, por ter sido um bebê tão bonzinho.

A Deus, por tudo.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1.....	1
1 - INTRODUÇÃO, OBJETIVOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	1
1.1 - Introdução.....	1
1.2 - Objetivos	2
1.3 - Organização da dissertação.....	3
1.4 - Geologia do reservatório.....	3
1.5 - O uso da sísmica na caracterização de reservatórios	6
1.5.1 - Integração sísmica x propriedade do reservatório- Estatística Bivariada	7
1.5.2 - Integração sísmica x propriedades do reservatório – Estatística Multivariada.....	8
1.5.3 - Integração sísmica x propriedades do reservatório – Geoestatística	9
 CAPÍTULO 2.....	 11
2 - METODOLOGIA E CONCEITOS TEÓRICOS.....	11
2.1 - Metodologia.....	11
2.1.1 - Análise dos atributos sísmicos.....	11
2.1.1.1 - Cálculo dos atributos sísmicos	14
2.1.1.2 - Traço sísmico complexo	14
2.1.2 Análise das correlações entre atributos sísmicos e propriedades do reservatório	17
2.1.3 - Utilização de técnicas geoestatísticas na caracterização de reservatórios	19
2.1.3.1 - Krigagem com deriva externa	20
2.1.3.2 - <i>Collocated cokriging</i>	22
2.1.3.3 - Simulação estocástica condicional	24
2.2 - Fatores que afetam a amplitude sísmica.....	26

2.3 - Processamento dos dados sísmicos	28
2.3.1 - Outras considerações sobre o processamento dos dados sísmicos	33
2.3.2 - Fluxograma dos Processamentos.....	35
2.3.2.1 - Principais diferenças nos algoritmos de processamento.....	37
 CAPÍTULO 3.....	39
 3 - ANÁLISE DOS ATRIBUTOS SÍSMICOS E SUAS CORRELAÇÕES COM AS PROPRIEDADES DO RESERVATÓRIO.....	39
3.1 - Estatística básica dos atributos calculados	39
3.2 - Estatística bivariada e mapas das diferenças entre os atributos.....	43
3.3 - Correlações entre atributo sísmico x propriedades do reservatório	47
3.4 - Relação das camadas finas com a amplitude sísmica.	54
3.5 - Modelagem sísmica	58
3.5.1 - Modelagens anteriores	58
3.5.2 - Novos modelos.	60
 CAPÍTULO 4.....	68
 4 - INCERTEZAS ASSOCIADAS À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS.....	68
4.1 - Definição da janela de cálculo do atributo sísmico.....	69
4.1.1 - Janelas definidas para avaliação de diferentes interpretações sobre um mesmo processamento sísmico.....	71
4.1.2 - Janela utilizada na avaliação de diferentes algoritmos geoestatísticos.....	71
4.1.3 - Janela utilizada na avaliação dos processamentos sísmicos.....	71
4.2 - Estimativa de h_e por Krigagem com Deriva Externa a partir de três diferentes interpretações.....	72
4.2.1 - Comparação entre estimativas de h_e geradas a partir de diferentes interpretações	74

4.3 - A influência de diferentes algoritmos de interpolação na estimativa de h_e	77
4.3.1 - Comparação entre as estimativas de h_e geradas por diferentes algoritmos de interpolação.	80
4.4 - A influência do processamento de dados sobre a caracterização do reservatório.....	82
4.4.1 - Mapas de h_e gerados a partir de processamentos distintos.....	83
4.4.2 - Quantificando diferenças entre imagens de h_e geradas a partir de diferentes processamentos.	85
4.4.3 - Avaliando diferenças entre os processamentos a partir dos mapas de risco.....	88
4.4.4 - Quantificando diferenças entre imagens de h_e geradas estocasticamente a partir de um mesmo processamento	91
4.4.5 - Utilização conjunta dos mapas de h_e gerados a partir de diferentes processamentos..	94
4.4.6 - Obtenção de outras propriedades do reservatório.	97
CAPÍTULO 5.....	99
5 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	99
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1- Esquema ilustrando a compensação estatística da amplitude antes (a) e após (b) ser aplicada. A amplitude RMS é equalizada como uma função do afastamento dentro de uma janela de tempo excluindo o objetivo.....	30
Figura 2. 2- Fluxograma básico dos processamentos 2 (A) e 3 (B). Definição dos termos podem ser encontrados nas seções 2.3.2 e 2.3.2.1	36
Figura 2. 3- Principais diferenças nos algoritmos de processamento adotados.....	37
Figura 3. 1- Variogramas experimentais da amplitude negativa média calculada em três processamentos. A – processamento 1, B – processamento 2, C – processamento 3, D – variograma cruzado relativo aos processamentos 2 e 3. Nas ordenadas têm-se os valores do semi-variograma e nas abscissas têm-se distâncias em km.....	44
Figura 3. 2- Mapas das diferenças entre a amplitude absoluta (A) e amplitude negativa média (B) referentes aos processamentos 3 e 1.....	46
Figura 3. 3- Mapas das diferenças entre o slope da frequência instantânea (A) e a média da fase instantânea entre os processamentos 3 e 1.....	46
Figura 3. 4- Correlação entre h_r e Sw_i calculada para dados referentes ao processamento 3 e validada pelo teste de significância.....	48
Figura 3. 5- Correlação entre h_e e amplitude negativa média calculada sobre dados do processamento 1 e validada pelo teste de significância.....	49
Figura 3. 6- Exemplo de gráfico onde a correlação foi descartada mesmo passando pelo teste t.....	50

Figura 3. 7- Reflexões de camadas intercaladas. Espessuras são dadas em função do comprimento de onda (adaptado de Sheriff e Geldart, 1995).....	56
Figura 3. 8- Reflexões de camadas de diferentes espessuras em diferentes posições. Gráfico em C representa os modelos gerados na Figura 3. 7 e nesta figura. Em asterisco estão representadas camadas com espessura total superior a $\frac{1}{4} \lambda$ (adaptado de Sheriff e Geldart, 1995).....	57
Figura 3. 9- Modelo Convolucional Simplificado. Nenhum ruído foi acrescentado aos dados. (adaptado de Yilmaz, 1991).....	61
Figura 3. 10- Pulsos sísmicos extraídos do processamento 3. A frequência dominante situa-se em torno de 20 Hz.....	62
Figura 3. 11- Modelo Convolucional mostrando a propagação da wavelet sísmica no tempo (figuras de “a” a “f” à direita). À esquerda estão representados os coeficientes de reflexão. O sismograma resultante (parte inferior à direita) é a resposta composta (“g”) da convolução do pulso com a resposta impulsiva da Terra (adaptado de Yilmaz, 1991).....	63
Figura 3. 12- Dois poços representativos do reservatório, intervalo I5. Em amarelo: arenito reservatório. Em azul: arenito cimentado. Em verde: folhelhos/margas/calculutitos. A menor camada representada tem 10 cm.....	64
Figura 3. 13- Correlação entre amplitude negativa média e espessura de rocha não reservatório obtida por modelagem.....	67
Figura 4. 1- Seção sísmica (2,2 km) enfocando o reservatório estudado e três janelas de cálculo dos atributos. A janela 2 tem espessura em torno de 50 ms.....	70

Figura 4.2- Mapa de espessura acumulada de fácies não reservatório (h_e) estimado por krigagem com deriva externa a partir do atributo amplitude negativa média calculado em três janelas distintas sobre o processamento 3. A – mapa base com valores de h_e nos poços, B – mapa de espessura calculado a partir da janela 1, C - mapa de espessura calculado a partir da janela 2, D - mapa de espessura calculado a partir da janela 3.....74

Figura 4. 3- Diferenças relativas entre espessura acumulada de fácies não reservatório calculadas a partir de diferentes janelas. A – diferenças entre janelas 2 e 1, B - diferenças entre janelas 3 e 1, C - diferenças entre janelas 3 e 2.....75

Figura 4. 4- Histogramas das diferenças relativas (variação entre 0 e 400% - eixo das abscissas) entre h_e calculados em diferentes janelas por krigagem com deriva externa. A – diferenças entre janelas 2 e 1, B- diferenças entre janelas 3 e 1, C - diferenças entre janelas 3 e 2. No eixo das ordenadas têm-se frequência relativa de 0 a 60%.....76

Figura 4. 5- Modelos de variograma para a variável secundária (amplitude negativa média). A- modelo isotrópico ajustado sobre os variogramas experimentais nas direções D1 e D2, B- modelo anisotrópico ajustado sobre os variogramas experimentais nas D1 e D2. Em B o variograma experimental na direção D2 e o modelo ajustado praticamente se superpõem. A distância no eixo das abscissas é dada em km e nas ordenadas têm-se os valores do semi-variograma.....78

Figura 4.6- Mapas de espessura acumulada de rocha não reservatório obtidos para diferentes modelos de variogramas através da *Collocated cokriging*. A – mapa base com valores de h_e observados nos poços, B – mapa obtido com o modelo isotrópico, C – mapa obtido com o modelo anisotrópico.....79

Figura 4. 7- Diferença relativa entre h_e estimado por krigagem com deriva externa e *collocated cokriging*. A - diferença entre as estimativas obtidas por cokrigagem com modelos isotrópico e anisotrópico, B - diferença entre as estimativas obtidas por cokrigagem, modelo isotrópico e krigagem, C - diferença entre as estimativas obtidas por cokrigagem, modelo anisotrópico e krigagem.....80

Figura 4. 8- Histogramas das diferenças relativas (variando de 0 a 400%, no eixo das abscissas) entre h_e calculados por diferentes métodos de estimativa. A – diferenças entre krigagem e *collocated cokriging*, modelo isotrópico, B - diferenças entre krigagem e *collocated cokriging*, modelo anisotrópico, C - diferenças entre *collocated cokriging*, modelo isotrópico e *collocated cokriging*, modelo anisotrópico. No eixo das ordenadas têm-se frequência relativa entre 0 e 60%. Em C, a frequência em que ocorrem diferenças relativas de até 10% é de 89%; está limitado na frequência de 60% para permitir comparação entre os gráficos.81

Figura 4. 9- Média de 100 imagens estocásticas de h_e referentes a cada processamento. A – mapa base com valores de h_e nos poços, B – imagem relativa ao processamento 1, C – imagem relativa ao processamento 2, D – imagem relativa ao processamento 3.....84

Figura 4. 10- Diferenças relativas de h_e médio de 100 simulações referentes aos processamentos 1, 2 e 3. A – diferenças entre processamentos 2 e 1, B – diferenças entre processamentos 3 e 1, C – diferenças entre processamentos 3 e 2.....86

Figura 4. 11- Histogramas das diferenças relativas (variação de 0 a 400%, no eixo das abscissas) de h_e médio de 100 simulações referentes aos processamentos 1, 2 e 3. A – diferenças entre processamentos 2 e 1, B – diferenças entre processamentos 3 e 1, C – diferenças entre processamentos 3 e 2. No eixo das ordenadas têm-se frequências relativas variando de 0 a 60%.....87

- Figura 4. 12-** Histogramas dos volumes calculados sobre 50 imagens relativas a cada processamento. A – volumes relativos ao processamento 1, B – volumes relativos ao processamento 2, C – volumes relativos ao processamento 3. No eixo das abscissas, os volumes estão em unidades de 10^3 m^3 . No eixo das ordenadas têm-se frequências relativas variando de 0 a 40%.....88
- Figura 4. 13-** Mapas de probabilidade de $h_e \geq 15 \text{ m}$. Cálculo efetuado sobre 100 imagens para cada processamento. A – mapa referente ao processamento 1, B – mapa referente ao processamento 2, C – mapa referente ao processamento 3.....89
- Figura 4. 14-** Diferenças de probabilidade de $h_e \geq 15 \text{ m}$ referentes aos processamentos 1, 2 e 3. A – diferenças associadas aos processamentos 2 e 1, B - diferenças associadas aos processamentos 3 e 1, C - diferenças associadas aos processamentos 3 e 2. Em A, as diferenças atingem 100% em certos pontos.....90
- Figura 4. 15-** A e B - mapas de h_e médio calculados sobre dois grupos de 50 imagens geradas a partir de um mesmo processamento de dados (processamento 3), C – mapa das diferenças relativas de h_e calculado sobre os mapas de A e B.....92
- Figura 4. 16-** A e B - mapas de probabilidade de h_e exceder 15 m para cada grupo de 50 imagens geradas a partir de um mesmo processamento (processamento 3), C - diferenças de probabilidade de h_e exceder 15 m entre os dois em A e B.....93
- Figura 4. 17-** Mapas das diferenças da espessura de rocha não reservatório (em metros) estimada a partir de diferentes processamentos. A – diferenças das espessuras computadas a partir dos processamentos 2 e 1, B - diferenças das espessuras computadas a partir dos processamentos 3 e 1, C - diferenças das espessuras computadas a partir dos processamentos 3 e 2.....95

Figura 4. 18- Mapas das diferenças relativas da espessura de rocha não reservatório estimada a partir de diferentes processamentos. A – diferenças relativas computadas a partir dos processamentos 2 e 1, B - diferenças relativas computadas a partir dos processamentos 3 e 1, C - diferenças relativas computadas a partir dos processamentos 3 e 2.....96

Figura 4. 19- A – mapa base com valores de espessura de rocha reservatório nos poços, B – mapa de espessura de rocha reservatório, C – mapa base com valores de h_r/h_e (R), nos poços, D – mapa de qualidade do reservatório. Os mapas em B e D foram obtidos a partir do mapa de rocha não reservatório gerado a partir do processamento 3 (Figura 4.9D).....98

ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 2. 1 - Classificação dos atributos sísmicos (adaptado de Brown, 1996).....	13
TABELA 2. 2- Atributos sísmicos utilizados, forma de cálculo e aplicação genérica.....	15
TABELA 2. 3- Atributos sísmicos utilizados nas correlações com os parâmetros do reservatório listados na Tabela 2. 4.....	17
TABELA 2. 4- Parâmetros do reservatório utilizados nas correlações com os atributos sísmicos.....	18
TABELA 2. 5- Intervalos em que foi dividido o reservatório para cálculo dos parâmetros de reservatório.....	19
TABELA 3. 1- Estatística básica dos atributos sísmicos (vide Tabela 2.2) relativos ao processamento 1.....	40
TABELA 3. 2- Estatística básica dos atributos sísmicos (vide Tabela 2.2) relativos ao processamento 2.....	41
TABELA 3. 3- Estatística básica dos atributos sísmicos (vide Tabela 2.2) relativos ao processamento 3.....	42
TABELA 3. 4- Correlações obtidas entre atributos sísmicos e propriedades do reservatório no intervalo I5.....	51
TABELA 3. 5- Probabilidade de se observar pelo menos uma correlação espúria quando se utiliza para correlações um conjunto de 5 atributos sísmicos independentes, sendo “ r ” o coeficiente de correlação e “ n ” o número de amostras (extraída de Kalkomey, 1996).....	53
TABELA 3. 6- Probabilidade de se observar pelo menos uma correlação espúria quando se utiliza para correlações um conjunto de 10 atributos sísmicos independentes, sendo “ r ” o coeficiente de correlação e “ n ” o número de amostras (extraída de Kalkomey, 1996).....	54

TABELA 3. 7- Faixas de ocorrência de espessuras de rocha do reservatório estudado em função do comprimento de onda (λ).....	55
TABELA 3. 8- Coeficientes de correlação entre atributos sísmicos derivados da amplitude e espessuras de rochas obtidos por modelagem (extraído de Castro, 1996).....	59
TABELA 3. 9- Algumas propriedades petrofísicas das rochas presentes no intervalo I5. As rochas AC e NR compõem as rochas não reservatório, que têm espessura acumulada representada por h_e	66
TABELA 3. 10 – Coeficientes de correlação entre espessura de rocha e atributos sísmicos derivados da amplitude e tempo (definidos na Tabela 2.2) obtidos por modelagem.....	67
TABELA 4. 1- Comparação dos volumes de h_e calculados em função das diferentes janelas utilizadas. As diferenças relativas entre os volumes de rocha não reservatório são de 4,7% (janelas 1-2), 7,2% (janelas 3-1) e 12,2% (janelas 2-3).	76
TABELA 4. 2- Comparação dos volumes de h_e calculados em função de diferentes modelos e métodos utilizados. A diferença relativa máxima entre os volumes é de 1,8% (entre <i>Collocated cokriging</i> , modelo anisotrópico e krigagem com deriva externa).....	82
TABELA 4. 3- Comparação dos volumes de h_e calculados em função dos diferentes processamentos utilizados. A diferença relativa entre os volumes são de 0,3% (processamentos 1 e 3), 15,6% (processamentos 1 e 2) e 15,9% (processamentos 2 e 3)....	87



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS/
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS/ÁREA DE GEOLOGIA DO
PETRÓLEO

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

**INCERTEZAS ASSOCIADAS À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIO
UTILIZANDO DADOS SÍSMICOS E DE POÇOS COM UMA ABORDAGEM
GEOESTATÍSTICA**

RESUMO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

João Adolfo Rosseto

Reservatório de hidrocarbonetos foi caracterizado com a integração de informações geológicas provenientes de dados de poços (perfis e testemunhos) e sísmicos de levantamento 3D. A integração foi realizada utilizando ferramentas geoestatísticas (krigagem com deriva externa, *collocated cokriging* e simulação estocástica).

O reservatório é composto por uma alternância de arenitos e rochas não reservatório de origem turbidítica. Cimentação calcítica constitui a principal heterogeneidade dentro dos arenitos.

Relação linear entre espessura acumulada de fácies não reservatório (h_e), situada abaixo do limite de resolução sísmica e amplitude negativa média observada em dados reais e validada por modelagem foi utilizada para obter mapas de h_e empregando o referido atributo sísmico como variável secundária nos algoritmos geoestatísticos.

O mapeamento de h_e e o cálculo de seu volume foi realizado a partir da extração da amplitude negativa média de diferentes interpretações do dado sísmico e de três dados

processados distintamente sobre um mesmo levantamento sísmico. As imagens e volumes calculados foram comparados com o objetivo de analisar como o processamento dos dados sísmicos e sua interpretação afetam este aspecto da caracterização do reservatório.

As maiores diferenças nos mapas de h_e ocorreram com as imagens derivadas dos diferentes processamentos. Eles mostraram diferenças superiores a 20% em torno da metade da área mapeada. Os valores dos volumes calculados chegaram a diferir em até 15,9%.

Mapa de espessura de rocha reservatório (h_r) e mapa de qualidade, definido como a razão entre h_r e h_e , foram confeccionados a partir do mapa de espessura acumulada de rocha não reservatório gerado com a utilização dos dados do processamento mais recente.



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS/
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS/ÁREA DE GEOLOGIA DO
PETRÓLEO**

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

**SOME UNCERTAINTIES ON RESERVOIR CHARACTERIZATION USING SEISMIC
AND WELL DATA WITH A GEOESTATISTICAL APPROACH**

ABSTRACT

MASTER DISSERTATION

João Adolfo Rosseto

A petroleum reservoir was characterized through integration of geologic information obtained from the well and 3D - seismic data. The integration was accomplished by using geoestatistical tools (kriging with external drift, collocated cokriging and stochastic simulation).

The reservoir is composed by an alternance of turbiditic sandstone and non-reservoir facies. The main heterogeneity are cemented layers inside of the sandstone.

A linear relation was found between accumulated non-reservoir facies thickness (h_e) situated below the seismic resolution limit and average trough amplitude observed in field data and validated by modeling, was used to obtain maps of h_e using this seismic attribute as secondary variable in the geoestatistical algorithms.

The mapping of the h_e and the computation of non-reservoir volume were made using the average trough amplitude of different interpretations of the seismic data and three differently processed data from the same 3D-survey. The images and computed volumes were compared with the goal of analyzing how the seismic data processing and interpretation affect this aspect of reservoir characterization.

The bigger differences in the h_e maps of the h_e occurred with the images derived from the different processings. They showed differences of over 20% in about half of the area. The computed volumes showed differences of up to 15,9%.

Reservoir facies thickness (h_r) and quality maps, defined as the ratio between h_r e h_e , were obtained from the non-reservoir facies accumulated thickness map generated from the last seismic processing.

CAPÍTULO 1

1 - INTRODUÇÃO, OBJETIVOS E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

1.1 - Introdução

“Será que Deus joga dados?”. Esta frase foi atribuída a Albert Einstein em discussão com físicos da escola de Copenhague a respeito da teoria quântica (Stewart, 1991). Einstein acreditava num mundo formado por leis e ordem absolutas, enquanto que seus colegas interpretavam a teoria quântica em termos essencialmente probabilísticos.

Não se pretende entrar nesta discussão filosófica, mas fazer um paralelo com as ciências da Terra, na área de reservatórios de hidrocarbonetos. Como caracterizá-los? Como extrair informações as mais fidedignas possíveis a seu respeito? Modelos determinísticos, baseados em fórmulas empíricas têm sido usados obtendo sucesso em muitos campos onde foram aplicados e nos anos mais recentes, tal como na física, modelos probabilísticos têm sido aplicados com êxito em várias áreas da indústria do petróleo. O fato é que, dependendo das condições de determinado problema, um ou outro modelo pode ser satisfatório como solução. Deus é determinístico e aleatório? Não se sabe responder, mas por certo, nossos olhos são ora determinísticos, vendo as coisas de maneira clara e precisa (sendo correto ou não) e outras, de forma nebulosa e indefinida.

Na indústria do petróleo, onde os dados para caracterizar determinado fenômeno são escassos, parece correto pensar que obter um modelo determinístico sobre este fenômeno estará mais distante de sua realidade se comparado com vários modelos possíveis que podem ser obtidos em função dos dados que se dispõe. A caracterização de um fenômeno passa pelo levantamento de suas incertezas.

A caracterização de um reservatório passa pela integração de dados geológicos, geofísicos e de engenharia. Os dados geológicos são obtidos através de perfilagem e testemunhos como informações pontuais em uma superfície, mas com grande resolução, onde variações centimétricas nas propriedades investigadas são detectadas. Os testes de engenharia conseguem abranger uma área em torno do poço e fornecer propriedades médias do reservatório. Os

levantamentos sísmicos 3D, ao contrário dos dados de poços, tem uma densa amostragem em superfície, porém com um nível de resolução vertical inferior aos métodos de perfilagem, situando-se em torno de dezenas a centenas de metros. Integrar estes dados de modo a extrair o que há de melhor em cada um é objetivo a ser alcançado na caracterização de campos com hidrocarbonetos.

Neste trabalho, foram utilizados dados de perfis e testemunhos dos poços, de onde extraiu-se propriedades petrofísicas do reservatório e dados de um levantamento sísmico 3D, processado de três maneiras distintas. Entende-se como processamento sísmico um conjunto de algoritmos que aplicados sobre dados de um levantamento sísmico conseguem transformá-lo em seções sísmicas de onde é possível extrair informações geológicas. Em analogia ao ato de tirar uma fotografia, o processamento sísmico seria a parte da revelação do filme. Uma vez revelado consegue-se interpretar a geologia de subsuperfície a ponto de caracterizar um reservatório de hidrocarbonetos.

1.2 - Objetivos

O principal objetivo neste trabalho é enfocar as incertezas envolvidas na preparação dos dados a serem utilizados na caracterização de um reservatório de hidrocarbonetos, abordando como o processamento dos dados sísmicos e diferenças em sua interpretação impactam a caracterização do reservatório. Técnicas geoestatísticas serão utilizadas na integração entre dados primários (obtidos de poços) e secundários (provenientes da sísmica).

Como sub-produto pretende-se avaliar a incerteza na caracterização de reservatórios decorrentes da utilização de diferentes algoritmos geoestatísticos.

Não se objetiva julgar qual o melhor processamento ou interpretação, mas quantificar as incertezas envolvidas na caracterização de reservatórios em função destas etapas.

Os mapas de propriedades do reservatório obtidos com o auxílio da sísmica para diferentes processamentos e interpretações são pouco ou muito diferentes um dos outros? Quão diferentes são? Onde estão as maiores diferenças? E por quê? O que poderá estar ocasionando tais diferenças? Estas são algumas das questões que serão analisadas no decorrer da dissertação.

1.3 - Organização da dissertação

A dissertação está subdividida em cinco capítulos.

No capítulo 1 além dos temas discutidos, haverá uma revisão da geologia do reservatório e uma revisão bibliográfica mostrando como a sísmica vem sendo aplicada ao longo dos anos na caracterização de reservatórios.

O capítulo 2 tratará da metodologia empregada na condução do trabalho e dos conceitos teóricos envolvidos com as ferramentas utilizadas.

A sequência do capítulo 3 parte da análise dos atributos sísmicos calculados de diferentes processamentos e discutirá relações entre atributos sísmicos e propriedades do reservatório tanto para dados reais quanto sintéticos.

No capítulo 4 faremos a caracterização do reservatório baseado na relação entre atributo sísmico e propriedade do reservatório validada no capítulo anterior, utilizando técnicas geoestatísticas que incorporam a sísmica. O atributo sísmico utilizado será extraído de diferentes janelas de cálculo e de três processamentos distintos.

Por último, teremos no capítulo 5 as conclusões que chegamos com o desenvolvimento do trabalho.

1.4 - Geologia do reservatório

O reservatório estudado inclui-se na megassequência marinha transgressiva da margem continental leste (Albiano Superior ou Paleoceno Inferior). É constituído por turbiditos depositados em função de rebaixamentos eustáticos ou relativos do nível do mar. Possui uma zona alongada no sentido NW-SE, onde as maiores espessuras do arenito ocorrem quando se tem adelgaçamento do sal, que migrou para leste com a basculamento da bacia e ocasionou uma subsidência diferencial que gerou espaços para a acomodação dos turbiditos. A espessura total do reservatório atinge 120 m, com isólitais de arenito de até 105 m (Bruhn, informação verbal).

Estruturalmente apresenta-se como uma feição dômica segmentada por falhas normais N-S, que possuem rejeitos entre 6 e 300 m. A espessura dos arenitos do reservatório não tem relação com as falhas, que não estavam ativas durante sua deposição.

O reservatório é composto de quatro fácies sedimentares (Bruhn , informação verbal):

Fácies 1

Arenitos maciços, finos a muito finos, pobremente selecionados, depositados por correntes de turbidez de alta densidade. Sua espessura pode atingir 15 m e constitui-se na principal fácies do reservatório. Cimento carbonático sob a forma de calcita microcristalina ou calcita em mosaico, está associado a estes arenitos numa proporção de 1 a 49% do total, podendo a espessura destas zonas cimentadas, variar de 0,1 a 6,9 m (0,4 m em média).

Fácies 2

Arenitos com sequência de Bouma finos a muito finos, depositados por correntes de turbidez de baixa densidade. Tem espessura inferior a 0,5 m e constitui 3% da espessura total do reservatório. A cimentação carbonática ocorre de forma similar a fácies 1.

Fácies 3

Pelitos constituídos por calcilutitos, margas e folhelhos. Correspondem a 4% da espessura total do reservatório e a espessura de cada litologia não ultrapassa 1,0 m.

Fácies 4

Diamictitos com intraclastos dispersos em matriz pobremente selecionada sugere sedimentação a partir de fluxo de detritos. Os clastos, com dimensões inferiores a 5 cm, são constituídos de calcilutitos, margas e folhelhos e são suportados por matriz de areia ou lama. Camadas deste tipo de fácies, podem atingir 5 m de espessura.

Neste trabalho, as fácies 1 e 2, excetuando-se os arenitos cimentados, constituem os arenitos reservatórios (AR) enquanto que as fácies 3, 4 (NR) e os arenitos cimentados compõem a fácies não reservatório (h_c).

Bruhn (informação verbal) baseado em testemunhos e perfis, individualizou doze unidades de arenito reservatório (Fácies 1 e 2) e agrupou-as em cinco sucessões estratigráficas, obedecendo dois critérios: presença de camadas bastante contínuas de rochas não reservatório entre elas e diferentes tendências de variação de porosidades máximas nos perfis. Estas sucessões registram modificações marcantes no padrão de sedimentação na área, principalmente em termos de mudança de posição e orientação dos depocentros dos corpos que as compõem, exibindo características petrofísicas e sônicas distintas.

As sucessões (da base para o topo) são constituídas pelas seguintes unidades estratigráficas:

S1 - unidade 1

S2 - unidades 2 a 4

S3 - unidades 5 a 7

S4 - unidades 8 a 10

S5 - unidades 11 e 12

Entre as unidades 1 e 2, 4 e 5, 5 e 6, 6 e 7 ocorrem camadas de folhelhos, com continuidade por todo o campo estudado e por este motivo foram denominados determinísticos. Barreiras, ditas estocásticas, que não apresentam continuidade por todo o campo, ocorrem entre as unidades de 8 a 10. Folhelho preto, de velocidade relativamente baixa situa-se entre as sucessões 4 e 5.

O arenito reservatório subdivide-se em reservatório I, que engloba a sucessão 5 e reservatório II, constituído pelas sucessões 1 a 4. Separando-os, ocorrem rochas pertencentes à fácies 4, com espessura em torno de 12m.

A cimentação calcítica é o fator mais importante na redução da porosidade e permeabilidade dos arenitos. A calcita mosaico ocorre nas sucessões 1 e 2 abaixo do contato óleo/água em fase diagenética mais tardia e após a entrada do óleo no reservatório. É mais intensa e abundante na base do reservatório e responsável pelas diferenças verificadas nos valores de porosidade e permeabilidade que há entre as sucessões 1, 2 e as sotopostas, que apresentam valores mais elevados. A variação no conteúdo de cimento entre as sucessões 1 e 2 para a 3 é

abrupto, o que reflete nas velocidades destas camadas, que são mais altas nas unidades que compõem as sucessões 1 e 2. A calcita microcristalina ocorre dispersa por todo o reservatório e a espessura média das zonas com este tipo de cimento é de 0,4 m.

1.5 - O uso da sísmica na caracterização de reservatórios

O direcionamento da sísmica para uma escala em nível de reservatório a partir da década de oitenta foi possível com a evolução das técnicas de aquisição (levantamentos sísmicos 3D), processamento dos dados direcionados à utilização do atributo sísmico (preservação da amplitude relativa dos eventos sísmicos) e interpretação do volume de dados sísmicos em estações de trabalho (seções sísmicas podem ser cortes de qualquer parte do volume 3D e aplicações desta técnica podem ser encontradas em Brown, 1992 e Robertson, 1992). A sísmica 3D representa cerca de 70% dos dados de geofísica utilizados na caracterização de reservatórios (Brown, 1992). Os 30% restantes são oriundos de técnicas acústicas de poços, com destaque para o perfil sísmico vertical (VSP), tomografia poço a poço e perfil sônico; levantamentos sísmicos 2D tornam-se cada vez mais raros. Técnicas utilizando geofones e/ou fontes multicomponentes tem crescido nos anos mais recentes, possibilitando utilizar as informações das ondas S.

Nos últimos anos, por volta de 75% do acréscimo das reservas de hidrocarbonetos nos Estados Unidos é proveniente da redefinição de reservatórios existentes e dos esforços dispendidos nos processos de recuperação (Hardage, 1992). Isto reforça a necessidade de melhorar métodos que usam dados que podem definir propriedades dos reservatórios entre os poços. A sísmica é ideal para atingir este objetivo em função de sua densa amostragem superficial de dados, em contraste com as informações pontuais dos poços. Restrições à sísmica podem estar associadas ao seu limite de resolução (da ordem de dezenas a centenas de metros), ao seu suporte de amostragem, muito maior do que o suporte utilizado nas técnicas de poço (da ordem de centímetros a poucos metros) e ao fato de que os atributos sísmicos extraídos dos campos de onda são ambíguos em relação às propriedades dos reservatórios. Informação *a priori* baseada no conhecimento geológico deve orientar na definição do modelo mais plausível.

As modelagens determinística e estocástica têm sido empregadas na redução da ambiguidade entre medida sísmica e descrição do reservatório, estabelecendo relações entre estes parâmetros (Hardage, 1992). A modelagem determinística utiliza relações empíricas e numéricas para relacionar parâmetros do reservatório com atributos sísmicos. Relações gráficas, como exemplo os *crossplots*, são utilizados com este propósito de relacionar atributo sísmico e propriedade do reservatório. Porém, este método apresenta duas grandes desvantagens: não honram os dados de poços e não consideram um modelo de variação espacial da propriedade da rocha, tratando os dados como espacialmente independentes. A modelagem estocástica, ao contrário da abordagem determinística, honra os dados de poços e considera as variações espaciais das propriedades, determinando direções preferenciais de variabilidade.

A seguir apresenta-se revisão bibliográfica mostrando como o dado sísmico tem sido empregado, as técnicas utilizadas em sua integração com os dados de poços, quais os atributos sísmicos mais utilizados na caracterização de reservatórios e como podem ser obtidos.

1.5.1 - Integração sísmica x propriedade do reservatório- Estatística Bivariada

Neste grupo de artigos percebe-se que a integração dos dados é feita através de uma abordagem determinística nas relações entre atributo sísmico e propriedades do reservatório.

Obtenção de mapas do produto entre espessura e porosidade ($h\phi$) a partir de equações de regressões simples entre esta variável e amplitude sísmica conduziram a um detalhamento da capacidade de estocagem ($h\phi$) em reservatório no Alasca (Stanulonis e Tran, 1992) e na Bacia de Campos (Blauth *et al*, 1994).

Muitas vezes o atributo sísmico é obtido num processo envolvendo modelagem.

Impedâncias acústicas obtidas por modelagem inversa foram utilizadas para predição direta da porosidade em reservatório na Bacia de Williston (Rafavich *et al*, 1984).

Método desenvolvido por Neff (1990) combina técnica de modelagem direta com análise de *crossplots* de três variáveis, onde duas delas, a amplitude sísmica e isócrona em tempo são convertidas para estimar a espessura de rocha reservatório com hidrocarbonetos. Neff (1993) aplicou o método desenvolvido por ele anteriormente sobre cinco modelos de reservatórios bem

distintos, procurando encontrar relações genéricas entre amplitude sísmica e propriedades do reservatório (espessura total com hidrocarboneto (h_t), espessura porosa total (h), produto da espessura porosa pela porosidade ($h\phi$) e volume poroso com hidrocarboneto ($h\phi S_o$)). Chegou à conclusão que $h\phi$ para óleo com alta densidade é o parâmetro de maior correlação com a variação de amplitude; para gás e óleo com baixa densidade o parâmetro mais se correlaciona é $h\phi S_o$ enquanto que a relação entre amplitude e espessura total com hidrocarboneto pode ser linear, côncava e convexa, dependendo do tipo de modelo e valor da espessura total.

Buyl *et al* (1988) derivaram parâmetros petrofísicos da sísmica e mostraram que mapas de porosidade, produto $h\phi$ e mapa do topo do reservatório gerados com a incorporação da sísmica foram mais acurados na predição das referidas propriedades do reservatório do que os mapas gerados a partir de dados de perfis somente.

1.5.2 - Integração sísmica x propriedades do reservatório – Estatística Multivariada

Usando um conjunto de atributos sísmicos e aplicando análise discriminante, Dumay e Fournier (1988) desenvolveram uma metodologia para reconhecimento de fácies sísmica relacionadas a informações geológicas. Em um reservatório siliciclástico, dois atributos do espectro de potência e dois do módulo do sinal analítico foram selecionados como os que melhor discriminavam tipos de fácies classificadas previamente em três poços da área. O tempo no qual tem-se 60% da energia total da janela de cálculo foi aplicado a um reservatório carbonático para diferenciar fácies oolito de oncolito. Um dos pontos críticos levantados pelos autores é que nem sempre é claro o significado físico entre atributos sísmicos e as fácies geológicas a serem classificadas. Modelagem auxilia na tarefa de relacionar as variações geológicas aos parâmetros sísmicos medidos, mas às vezes isto não é suficiente para o entendimento físico envolvido.

A combinação da análise de fácies sísmica com técnicas de calibração estatística na caracterização de reservatórios foi aplicada por Fournier e Derain (1995) a um reservatório no Congo. O reconhecimento de fácies foi realizado aplicando análise de componentes principais sobre nove amplitudes calculadas numa janela de tempo constante em nível do reservatório. A

predição das espessuras acumuladas de seis tipos litológicos) a partir das nove amplitudes calculadas foi realizada aplicando análise de correlação canônica.

Johann *et al* (1996) fizeram a caracterização de um reservatório turbidítico, integrando, em uma primeira etapa, dados de poços e sísmica através da análise multivariada e posteriormente em uma modelagem estocástica não estacionária, aplicando simulação gaussiana truncada. No campo estudado, quatro tipos de curvas de proporção vertical foram utilizadas como informação geológica a priori e os componentes principais de amplitudes (coeficientes de reflexão) calculados por um processo de inversão foram utilizadas na discriminação das fácies associadas a estes tipos. As curvas de proporção vertical preditas com a sísmica restringem a construção da matriz de proporção. Os mapas que foram construídos mostrando as proporções dos litotipos e realizações de litotipos 3D com e sem a utilização de informações provenientes da sísmica apresentaram grandes diferenças.

1.5.3 - Integração sísmica x propriedades do reservatório – Geoestatística

Nesta seção são apresentados alguns algoritmos geoestatísticos aplicados que permitem a integração de dados de poços com dados sísmicos e como a adição da sísmica pode influir na caracterização dos reservatórios. Algoritmos muito empregados são a krigagem com deriva externa, *collocated cokriging* e simulação estocástica.

Araktingi *et al* (1992) integraram a sísmica utilizando a krigagem com deriva externa, cokrigagem indicatriz e simulação sequencial gaussiana. Os mapas gerados com a incorporação da sísmica apresentaram diferenças razoáveis dos mapas gerados com perfis de poços somente.

Chambers *et al* (1994) e Wolf *et al* (1994) utilizaram a krigagem com deriva externa e simulação estocástica para estimar, respectivamente, a porosidade a partir da impedância acústica obtida por um processo de inversão e espessura de areia com óleo utilizando a amplitude sísmica como guia. A incorporação da sísmica nos mapas gerados poderia ter evitado a perfuração de poços secos ou em áreas de produtividade marginal.

Castro (1996) estimou os valores de espessura de rocha não reservatório utilizando a krigagem com deriva externa. Cinco atributos derivados das amplitudes (amplitude do envelope,

amplitude negativa máxima, amplitude negativa média, amplitude média do envelope e amplitude absoluta) foram utilizados como deriva. Adotou-se como representativo do valor de espessura de rocha não reservatório, o valor médio obtido das cinco krigagens realizadas. A utilização das amplitudes como variáveis secundárias nos processos de estimativa foi possível após a constatação de que havia uma relação linear entre estas variáveis e a espessura de rocha não reservatório, tanto no dado real, quanto em dados sintéticos gerados a partir de poços. Mapas de probabilidade foram gerados para quantificar a incerteza da espessura de rocha (reservatório e não reservatório) estar abaixo de determinados limites pré-estabelecidos.

Doyen *et al* (1996) utilizaram a *collocated cokriging* para gerar mapas da distribuição de porosidade 3D a partir de um cubo de impedância obtido da inversão pós-empilhamento da amplitude sísmica convertida de tempo para profundidade.

Nielsen *et al* (1997) desenvolveram um processo de inversão não linear do dado sísmico diretamente para porosidade, incorporando-a na modelagem estocástica do reservatório.

CAPÍTULO 2

2 - METODOLOGIA E CONCEITOS TEÓRICOS

2.1 - Metodologia

Estatística e geoestatística foram utilizadas como ferramentas para avaliar a influência do processamento e interpretação dos dados sobre a caracterização de reservatórios. Para caracterização das propriedades do reservatório foi utilizada metodologia similar à empregada por Wolf *et al* (1994) e Castro (1996), descrita na seção 1.5.3. O reservatório em estudo é o mesmo utilizado por Castro (1996), sendo que as propriedades do reservatório, obtidas a partir de testemunhos e um conjunto de perfis de poços, foram calculadas para outros intervalos não considerados no trabalho de Castro e os atributos sísmicos foram extraídos a partir de três processamentos distintos, com janela de cálculo dos atributos variando. Pretende-se quantificar como diferentes processamentos e interpretações impactarão a caracterização do reservatório.

Os conceitos teóricos sobre atributos sísmicos e aqueles envolvidos na aplicação das técnicas geoestatísticas e no processamento dos dados sísmicos adquiridos pelo método da reflexão serão discutidos neste capítulo.

2.1.1 - Análise dos atributos sísmicos

Estatística básica, com cálculo da média, desvio padrão, mínimo, máximo e quartis dos atributos sísmicos, foi o passo inicial na análise dos dados. Mapas da diferença relativa entre um mesmo atributo proveniente de processamentos distintos foram confeccionados para detectar onde havia maior similaridade e discrepâncias entre os mesmos. Análises variográficas complementaram a comparação entre os atributos, observando além do patamar e alcance, o comportamento próximo à origem. Esta análise encontra-se no capítulo 3.

Um atributo sísmico é necessariamente uma informação derivada de uma medida sísmica básica (Brown, 1996). Esta informação básica é tempo, amplitude, frequência e atenuação.

Brown (1996) propõe uma classificação em que os atributos são dispostos hierarquicamente a partir das medidas básicas sob diferentes domínios (Tabela 2. 1).

As transformações dos dados de um domínio a outro são comuns na análise de sinais e a interpretação destes dados sob diferentes pontos de vista frequentemente resultam em novos *insights* e na descoberta de relações não evidentes de outro modo (Taner, 1979).

A transformação do dado sísmico no domínio do tempo para o domínio da frequência aplicando como ferramenta a transformada de Fourier é o exemplo mais comum da reorganização dos dados em diferentes domínios. Taner (1979) executa a análise do dado sísmico como um sinal analítico, isto é, o traço sísmico convencional pode ser visto como o componente real de um traço complexo. A análise do dado sísmico como um traço complexo permite, como a transformada de Fourier, analisar o dado de maneira diferente através da definição de atributos como frequência e amplitude instantâneas, fase e outros.

A classificação de Brown contempla os atributos extraídos diretamente do traço sísmico real (exemplos: velocidade, tempo, amplitude absoluta), do traço analítico (exemplos: amplitude do envelope, frequência instantânea, *slope* da amplitude do envelope) ou dos obtidos através de algum método de inversão (exemplo: impedância acústica). Podem ser calculados no domínio pré-empilhamento (amplitude x *offset* - AVO) ou pós-empilhamento num tempo específico ou utilizando uma janela de cálculo constante ou que respeite a estruturação da área. As perguntas que se fazem são: como calculá-los, quais, quando e para que usar? As respostas não são simples e vão depender de cada caso estudado. De modo geral, os atributos derivados do tempo fornecem informações estruturais, os derivados da amplitude fornecem informações estratigráficas e de reservatório. Os atributos derivados da frequência e atenuação não são muito aplicados, mas existe um otimismo de que possam cada vez mais serem utilizados para extração de informações do reservatório, como por exemplo, a permeabilidade (Brown, 1996).

DADO SÍSMICO

TEMPO		AMPLITUDE		FREQUÊNCIA		ATENUAÇÃO	
<u>PRÉ.</u>	<u>PÓS</u>	<u>PRÉ</u>	<u>PÓS</u>	<u>PRÉ</u>	<u>PÓS</u>	<u>PRÉ</u>	<u>PÓS</u>
velocidade		intercepto AVO	a.HORIZONTE		a.HORIZONTE		fator Q
	a.HORIZONTE	gradiente AVO	ampl. da reflexão		freq. instantânea		
	tempo	intercepto x gradiente	ampl. composta		resposta de freq.		
	isócrona	diferença prox.-distal	imp. acústica		freq. inst. do envelope		
	<i>trend</i>	fator de fluido	ampl. do envelope		freq. derivada do tempo		
	resíduo		razão de amplitude				
	mergulho				b.JANELA		
	azimute		b. JANELA		b.1.TOTAL		
	diferença		b.1. TOTAL		largura da reflexão		
	borda		ampl. absoluta total		comp. do arco		
	iluminação		energia total		nº de zeros		
	fase instantânea		média absoluta		freq. espectral de pico		
	cosseno da fase		energia média		slope da freq. espectral		
			ampl. do envelope média		banda espectral		
	b.JANELA		ampl. RMS		1ª, 2ª, 3ª freq. dominante		
	coerência		ampl. positiva média		média da freq. instantânea		
	continuidade		ampl. negativa média		freq. instantânea RMS		
	covariância		variância da ampl.				
	dif. pico-calha				b.2.DISTRIBUIÇÃO		
	correlação max. de azimute		b.2.SELEÇÃO		slope da freq. instantânea		
	correlação máx. de mergulho		área do loop				
	razão sinal/ruído		ampl. máxima				
			ampl. negativa máx.				
			ampl. absoluta máx.				
			diferença pico calha				
			b.3.DISTRIBUIÇÃO				
			tempo da metade da energia				
			slope da ampl. do envelope				
			slope da metade da energia				
			razão positivo/negativo				

Tabela 2. 1 - Classificação dos atributos sísmicos (adaptado de Brown, 1996)

2.1.1.1 - Cálculo dos atributos sísmicos

Neste trabalho, calcularam-se treze atributos utilizando o programa PAL (*Poststack Attribute Library*) da *Landmark Graphics Corporation* (1996). Os atributos derivados da amplitude do traço convencional são calculados por um somatório de valores ao longo de determinado tempo e computados a cada intervalo de amostras como pode ser verificado na Tabela 2. 2. Os atributos derivados do traço complexo requerem um maior aprofundamento em seus conceitos para um melhor entendimento.

2.1.1.2 - Traço sísmico complexo

De acordo com Taner (1979), o traço sísmico complexo $F(t)$ consiste de uma parte real $f(t)$, correspondendo ao traço sísmico convencional e de um componente imaginário $h(t)$, que corresponde ao traço em quadratura:

$$F(t) = f(t) + ih(t) \quad (2,1)$$

A parte imaginária pode ser associada à energia potencial das partículas, enquanto que a parte real representa a energia cinética das mesmas, em resposta a propagação da onda acústica pelas rochas.

O traço em quadratura é obtido a partir da convolução, representada por “*”, do traço real $f(t)$ usando a transformada de Hilbert (equação 2,2)

$$h(t) = \frac{1}{\pi t} * f(t) \quad (2,2)$$

O traço sísmico real pode ser expresso em termos de amplitude $A(t)$ e fase $\theta(t)$ dependentes do tempo:

ATRIBUTO SÍSMICO	CÓDIGO	CÁLCULO	APLICAÇÃO
amplitude absoluta	A_{abs}	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i $	Determina espessura de rocha.
amplitude RMS	A_{rms}	$\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i^2}$	Tipo de fluido.
amplitude negativa máxima	A_{max}^-	maior A^-	Produto h ϕ .
amplitude positiva máxima	A_{max}^+	maior A^+	Tipo litológico.
amplitude negativa média	A_{med}^-	$\frac{1}{n^-} \sum_{i=1}^{n^-} a_i^-$	Discrimina fácies.
amplitude positiva média	A_{med}^+	$\frac{1}{n^+} \sum_{i=1}^{n^+} a_i^+$	Indica acumulações de hidrocarbonetos.
amplitude média do envelope	Ae_{med}	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A_e(t_i)$	Análise de anomalia de amplitude. Detecção de falhas, canais.
slope da amplitude do envelope	SAe	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{A_e(t_{i+1}) - A_e(t_i)}{t_{i+1} - t_i}$	
frequência instantânea	Wi	$\frac{d\theta(t_i)}{dt}$	Identificação de acumulação de gás. Determinação de espessura. Revela mudanças abruptas (<i>pinch-outs</i>).
média da frequência instantânea	Wi_{med}	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{d\theta(t_i)}{dt}$	
frequência máxima	f_{max}	Maior freq. espectral	
média da fase instantânea	θ_{med}	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \theta(t_i)$	Identifica sequências sismo-estratigráficas. Reforça continuidade dos eventos. Indica presença de gás.
tempo (%) de alcance da metade da energia da janela	TE/2	$\frac{E_{total}}{2} \longrightarrow t(\%)$	Determina distribuição de fácies.

Tabela 2. 2- Atributos sísmicos utilizados, forma de cálculo e aplicação genérica.

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \quad (2,3)$$

O traço em quadratura $h(t)$ tem um deslocamento de fase de 90° em relação a $f(t)$, então:

$$h(t) = A(t) \sin \theta(t) \quad (2,4)$$

Combinando a equação (2,3) e (2,4) com a equação (2,1), tem-se:

$$F(t) = A(t) \cos \theta(t) + iA(t) \sin \theta(t) \quad (2,5)$$

$$F(t) = A(t)e^{i\theta(t)}$$

Isolando $A(t)$ e $\theta(t)$, temos:

$$A(t) = \sqrt{f_t^2 + h_t^2}$$

$$\theta(t) = \tan^{-1}(h(t) / f(t))$$

$A(t)$ é conhecido como *reflection strenght* ou amplitude do envelope e $\theta(t)$ como fase instantânea.

A frequência instantânea W_i é a derivada da fase instantânea $\theta(t)$:

$$W_i(t) = \frac{d\theta(t)}{dt}$$

A partir destes atributos é possível derivar os outros atributos complexos, calculando-se o slope, a média ou valor máximo num determinado intervalo (Tabela 2. 2).

Quando Taner aplicou à sísmica o conceito de traço analítico, seu interesse estava voltado para a utilização conjunta dos atributos derivados deste conceito somados aos convencionais, para facilitar a interpretação do dado sísmico, considerando-o sob novos pontos de vista.

2.1.2 Análise das correlações entre atributos sísmicos e propriedades do reservatório

Para utilizar o dado sísmico como informação secundária na caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos, partimos da verificação de relações existentes entre o atributo sísmico e as propriedades do reservatório, através da análise dos coeficientes de correlação entre estas variáveis.

Os dados disponíveis para estabelecer as matrizes de correlação foram: treze atributos sísmicos calculados para cada um dos três processamentos e treze propriedades de reservatórios resumidos na Tabela 2. 3 e Tabela 2. 4.

ATRIBUTO SISMICO	CODIGO
amplitude absoluta	A_{abs}
amplitude RMS	A_{rms}
amplitude negativa máxima	A_{max}^{-}
amplitude positiva máxima	A_{max}^{+}
amplitude negativa média	A_{med}^{-}
amplitude positiva média	A_{med}^{+}
tempo de alcance da metade da energia	TE/2
frequência máxima	f_{max}
frequência instantânea	W_i
média da frequência instantânea	$W_{i_{med}}$
amplitude do envelope média	Ae_{med}
<i>slope</i> da amplitude do envelope	SAe
média da fase instantânea	θ_{med}

Tabela 2. 3- Atributos sísmicos utilizados nas correlações com os parâmetros do reservatório listados na Tabela 2. 4.

A janela de cálculo dos atributos sísmicos foi definida pelo intervalo entre os refletores mapeados como topo e base do reservatório. As propriedades do reservatório foram calculadas a partir dos testemunhos e dados de perfis corridos nos poços e foram selecionadas algumas que interessam na caracterização do reservatório e que mostraram ter relação com atributos sísmicos, como pode ser constatado em discussão na seção 1.5.

PARÂMETROS DO RESERVATÓRIO	CÓDIGO
arenito cimentado	AC
folhelhos, margas, calcilutitos	NR
rocha não reservatório	h_e
rocha reservatório	h_r
razão rocha reservatório/não reservatório	R
rocha total	h
porosidade de testemunho	ϕ_T
porosidade de perfil	ϕ
produto espessura total x porosidade perfil	$h\phi$
produto espessura total x porosidade testemunho	$h\phi_T$
produto h_t x porosidade perfil medidos em h_r	$ht\phi_{Hr}$
produto h_r x porosidade perfil medidos em h_r	$hr\phi_{Hr}$
produto espessura x porosidade perfil x saturação de óleo	$h\phi S_o$

Tabela 2. 4- Parâmetros do reservatório utilizados nas correlações com os atributos sísmicos.

A relação temporal entre os processamentos, doravante denominados P1, P2 e P3, é do mais antigo para o mais recente.

Como não havia certeza sobre qual intervalo do reservatório correspondia aos refletores mapeados, as propriedades do reservatório foram calculadas sobre oito intervalos (Tabela 2. 5).

Deste modo, o número de correlações pesquisadas foram 4056: 13 atributos sísmicos x 3 processamentos distintos x 13 propriedades do reservatório x 8 intervalos.

O grande número de correlações tem por objetivo verificar se há consistência ou não nas relações obtidas e que tipo de conclusões pode-se tirar em relação a elas, principalmente porque as propriedades do reservatório foram calculadas utilizando dados de somente seis poços disponíveis na área. A probabilidade de ocorrer correlações espúrias aumenta com o decréscimo no número de poços e o aumento no número de atributos sísmicos utilizados (Kalkomey, 1996).

INTERVALO	UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS
I1	reservatório I e II abaixo do contato óleo/água
I2	unidades 1 a 4
I3	reservatório II - unidades 1 a 10
I4	reservatório total - unidades 1 a 12
I5	do contato óleo/água até unidade 10
I6	do contato óleo/água até unidade 12
I7	unidades de 5 a 10
I8	unidades 5 a 12

Tabela 2. 5- Intervalos em que foi dividido o reservatório para cálculo dos parâmetros de reservatório.

2.1.3 - Utilização de técnicas geoestatísticas na caracterização de reservatórios

Um problema na indústria do petróleo é a integração de dados provenientes de diferentes fontes e escalas. A geoestatística apresenta uma série de algoritmos que faz a integração entre as diferentes fontes de dados de modo a fornecer um modelo mais acurado do reservatório (Journel *et al.*, 1992). Diferentemente de uma abordagem determinística, através da geoestatística é possível acessar a incerteza do modelo resultante.

Típico problema de integração dos dados é tentar uma melhor caracterização das heterogeneidades do reservatório a partir de poucos dados extraídos de poços (dado *hard* ou variável primária) e abundantes dados fornecidos pela sísmica 3D (dado *soft* ou variável secundária). Algoritmos para mapear a variável primária a partir de dado *hard* e/ou *soft* podem ser divididos em duas grandes categorias (Journel *et al.*, 1992):

- Algoritmos de interpolação (krigagem): têm como resultado uma única resposta. Caracterizam-se por se comportar como um suavizador, tendendo a reduzir a variabilidade espacial da variável estimada. Fornecem uma medida local da incerteza através da variância da krigagem.

- Imagens estocásticas: técnica que fornece múltiplas realizações da distribuição espacial da variável mapeada. Comporta-se como um filtro “passa tudo” em que os mapas simulados reproduzem o espectro total da variabilidade espacial dos dados. As flutuações entre as imagens obtidas fornecem uma medida visual e quantitativa da incerteza do fenômeno em estudo.

Após analisar os resultados das correlações entre atributos sísmicos e propriedades do reservatório, as técnicas denominadas krigagem com deriva externa, *collocated cokriging* e simulação estocástica condicional foram utilizadas para estimar propriedade do reservatório. O atributo sísmico “bem correlacionado” com determinada propriedade do reservatório foi empregado como variável secundária nos referidos algoritmos.

Como discutido no capítulo 3, a amplitude negativa média foi utilizada como variável secundária na caracterização da espessura de rocha não reservatório.

A seguir apresenta-se uma breve conceituação teórica sobre as técnicas geoestatísticas aplicadas.

2.1.3.1 - Krigagem com deriva externa

O método de krigagem é associado com a sigla B.L.U.E. (*best linear unbiased estimator*). É linear porque suas estimativas são combinações lineares de pesos dos dados disponíveis. A condição de não tendenciosidade (*unbiased*) é imposta considerando o erro igual a zero. É considerada melhor porque tem como objetivo a minimização da variância do erro e é esta condição que a difere de outros métodos de interpolação (Isaacks e Srivastava, 1989).

A krigagem constitui um algoritmo de regressão generalizado, onde os valores desconhecidos são estimados por combinações lineares dos n_1 dados disponíveis (Journel *et al.*, 1992):

$$z_1(u)^* = \sum_{\alpha=1}^{n_1} \lambda_{\alpha} z_1(u_{\alpha}) \quad (2,6)$$

Os valores da krigagem $z_1(u)^*$ podem ser entendidos como uma superfície ajustada a um diagrama de dispersão de dimensão $(n_1 + 1)$ dos valores $z_1(u_i)$ por $z_1(u_i + h_{\alpha})$, sendo

, $h_\alpha = u_\alpha - u$ e $\alpha = 1, \dots, n_1$ (Journel *et al.*, 1992). A calibração do diagrama de dispersão é realizada pelo variograma ou covariância computando-os a partir da estatística de dois pontos $z_1(u)$ e $z_1(u+h)$. Os pesos λ_α que determinam a regressão da equação (2,6) são dados pelo sistema de equações de krigagem, que é função do tipo de krigagem empregado.

No sistema de krigagem com deriva externa, a variabilidade espacial da variável secundária (Z_2) é assumida estar relacionada à deriva local da variável primária (Z_1) e o valor esperado da variável primária é não estacionário e dado por:

$$E[Z_1(u)] = a_0 + a_1 z_2(u) \quad (2,7)$$

Os valores dos coeficientes a_0 e a_1 são estimados pela regressão dos dados z_1 e z_2 situados na mesma posição. Suas estimativas a_0^* e a_1^* são utilizadas para krigar os resíduos do dado primário $z_1(u_\alpha) - [a_0^* + a_1^* z_2(u_\alpha)]$. Estes dois passos são combinados num sistema de krigagem tipo universal (Journel *et al.*, 1992) cujo estimador da variável primária e o sistema de krigagem são:

$$z_1(u_\alpha)^* = \sum_{\alpha=1}^{n_1} \lambda_\alpha z_1(u_\alpha)$$

$$\sum_{\beta=1}^{n_1} \lambda_\beta C_R(u_\beta - u_\alpha) + \mu_1 + \mu_2 z_2(u_\alpha) = C_R(u - u_\alpha), \alpha = 1, \dots, n_1$$

$$\sum_{\beta=1}^{n_1} \lambda_\beta = 1$$

$$\sum_{\beta=1}^{n_1} \lambda_\beta z_2(u_\beta) = z_2$$

μ - são parâmetros de Lagrange associados às restrições dos pesos.

Observações:

O algoritmo é fácil de implementar e não requer a covariância cruzada das variáveis que em muitos casos é difícil de se obter.

A magnitude da variável secundária não é importante, somente a forma da deriva fornecida nas n_1 locações dos dados primários.

Os mapas da variável Z_1 são semelhantes aos mapas de Z_2 , pois estas variáveis são relacionadas pela equação (2,7). Por isso é desejável que esta relação tenha um significado físico.

A variável secundária deve estar disponível em todas as locações onde a variável primária está definida.

C_R refere-se à covariância dos resíduos e não à covariância da variável Z_1 .

2.1.3.2 - Collocated cokriging

A cokrigagem pode ser considerada uma extensão da regressão dada pela equação (4,1) incluindo um tipo de dado diferente de Z_1 . Para o caso de se ter n_2 dados provenientes da sísmica em adição aos n_1 dados de poços, tem-se:

$$z_1(u)^* = \sum_{\alpha=1}^{n_1} \lambda_{\alpha}^{(1)} z_1(u_{\alpha}) + \sum_{\alpha=1}^{n_2} \lambda_{\alpha}^{(2)} z_2(u_{\alpha}) \quad (2,8)$$

Do ponto de vista teórico, a krigagem e cokrigagem não têm diferença (Journel *et al*, 1992). De ordem prática, a diferença está no fato que a cokrigagem terá quatro funções covariância em vez de uma, como no caso da krigagem:

$$COV\{Z_1(u), Z_1(u+h)\} = C_{11}(h)$$

$$COV\{Z_2(u), Z_2(u+h)\} = C_{22}(h)$$

$$COV\{Z_1(u), Z_2(u+h)\} = C_{12}(h)$$

$$COV\{Z_2(u), Z_1(u+h)\} = C_{21}(h)$$

$C_{12}(h)$ e $C_{21}(h)$ são assumidas iguais.

A dimensão do sistema de cokrigagem passa a ser $n_1 + n_2$, em vez de n_1 como na krigagem.

A *collocated cokriging* foi implementada para resolver um dos maiores problemas da cokrigagem: a modelagem das covariâncias cruzadas. Como normalmente o dado sísmico é densamente amostrado e tem uma grande autocorrelação dos dados contíguos (grande proximidade) em oposição aos dados de poço esparsamente amostrados e com pobre autocorrelação, a matriz do sistema de cokrigagem tende a ser instável. Na cokrigagem, o dado primário a ser estimado sofre a influência do dado secundário localizado na mesma posição e dos demais dados secundários.

A *collocated cokriging* simplifica a cokrigagem convencional, retendo informação somente da variável secundária situada na mesma posição do dado primário. Os esforços de cálculo são reduzidos, o estimador e o sistema de cokrigagem são escritos como:

$$z_1(u)^* - m_1 = \sum_{\alpha=1}^{n_1} \lambda_{\alpha}^{(1)} [z_1(u_{\alpha} - m_1)] + \lambda^{(2)} [z_2(u) - m_2]$$

$$\sum_{\beta=1}^{n_1} \lambda_{\beta}^{(1)} C_{11}(u_{\beta} - u_{\alpha}) + \lambda^{(2)} C_{21}(u - u_{\alpha}) = C_{11}(u - u_{\alpha}), \alpha = 1, \dots, n_1$$

$$\sum_{\beta=1}^{n_1} \lambda_{\beta}^{(1)} C_{12}(u_{\beta} - u) + \lambda^{(2)} C_{22}(0) = C_{12}(0)$$

$$m_1 = E\{Z_1(u)\} \text{ e } m_2 = E\{Z_2(u)\}$$

Para os dados padronizados, com média zero e variância um, as equações acima podem ser reescritas em termos de correlogramas e correlogramas cruzados, utilizando o modelo de Markov (Journel e Zhu, 1990):

$$\frac{z_1(u)^* - m_1}{\sigma_1} = \sum_{\alpha=1}^{n_1} \lambda_{\alpha}^{(1)} \left(\frac{z_1(u_{\alpha}) - m_1}{\sigma_1} \right) + \lambda^{(2)} \left(\frac{z_2(u) - m_2}{\sigma_2} \right)$$

$$\sum_{\beta=1}^{n_1} \lambda_{\beta}^{(1)} \rho_1(u_{\beta} - u_{\alpha}) + \lambda^{(2)} \rho_{12}(u - u_{\alpha}) = \rho_1(u - u_{\alpha}), \alpha = 1, \dots, n_1$$

$$\sum_{\beta=1}^{n_1} \lambda_{\beta}^{(1)} \rho_{12}(u_{\beta} - u) + \lambda^{(2)} = \rho_{12}(0), \text{ sendo}$$

$$\rho_{12}(0) = \frac{C_{12}(h)}{\sqrt{C_1(0)C_2(0)}} \text{ o correlograma cruzado entre } Z_1 \text{ e } Z_2.$$

Observações:

Se $\rho_{12}(0)$ não for grande, o mapa de z_1 pode não ser semelhante ao mapa de z_2 .

Para $\rho_{12}(0) = 0$, $\lambda^{(2)} = 0$ a variável secundária é ignorada.

Se $\rho_{12}(0) = 1$, existe uma relação perfeita entre Z_1 e Z_2 e o processo de estimativa considera a variável secundária.

A variável secundária necessita estar amostrada em todos os pontos onde a variável primária está definida (como na krigagem com deriva externa).

Na *collocated cokriging*, a variável secundária influi diretamente na estimativa dos valores z_1 , enquanto que na krigagem com deriva externa, a variável secundária informa sobre a deriva de Z_1 , sem que a magnitude de seus valores influenciem diretamente a estimativa da variável primária.

A utilização de métodos geoestatísticos distintos nos processos de estimativa tem como objetivo avaliar o impacto destes procedimentos para servir como referência nas estimativas realizadas a partir de dados processados e interpretados diferentemente.

2.1.3.3 - Simulação estocástica condicional

Uma maneira mais apropriada de caracterizar determinada propriedade é gerar, ao invés de uma imagem desta propriedade, muitas imagens equiprováveis. A simulação estocástica fornece múltiplas imagens de uma propriedade, com o objetivo de reproduzir um espectro total da variabilidade espacial. Neste ponto, difere dos algoritmos de krigagem que tendem à sub-representação de valores extremos da população. Se a propriedade estimada estiver relacionada com o fluxo dinâmico do reservatório, como por exemplo, a permeabilidade, os valores extremos que se relacionam com barreiras de fluxo ou trajetórias preferenciais de fluxo serão melhor caracterizados através da simulação estocástica e não dos algoritmos de regressão.

A simulação estocástica é condicional quando o resultado das realizações $s(u_\alpha)$ honram os dados primários $z(u_\alpha)$

$$s(u_\alpha) = z(u_\alpha)$$

Outro ponto em que a simulação contrasta com a krigagem é não priorizar uma melhor estimativa e respeitar a reprodução de feições globais e as estatísticas dos dados. Uma simulação S é uma função aleatória que tenta reproduzir a mesma distribuição espacial da função aleatória $Z(u)$ conhecida, apresentando média, variância, variograma e histogramas semelhantes.

Para uma melhor resolução da distribuição espacial da função aleatória, os algoritmos de simulação consideram a função aleatória $Z(u)$ como a soma da variável estimada Z^* e um erro correspondente $R(u)$:

$$Z(u) = Z(u)^* + R(u)$$

O valor simulado nas n realizações $z_s^{(n)}(u)$ seria a soma de um único valor estimado $z(u)^*$ e o valor do erro simulado $r^{(n)}(u)$ nas n realizações, com $R(u)$ independente de $Z(u)^*$ e apresentando, no mínimo, a mesma covariância do erro real (Deutsch e Journel, 1996).

$$z_s^{(n)}(u) = z(u)^* + r^{(n)}(u)$$

De forma geral, a simulação estocástica condicional baseia-se nos seguintes procedimentos de cálculo: é realizada simulação não condicional nos pontos com dados e nas locações que se deseja estimar, é calculado o erro relativo à simulação realizada nos pontos com dados, é efetuada a krigagem do erro calculado anteriormente nas locações desejadas e por fim soma-se este erro krigado aos valores simulados nas locações desejadas.

Mais do que ser utilizada como um algoritmo de interpolação, a simulação estocástica tem aplicabilidade no levantamento das incertezas envolvidas nas estimativas. Melhor é criar um modelo subjetivo de incerteza do que ter uma ilusão da certeza (Journel, 1994).

A incerteza pode ser levantada através de mapas de probabilidade, mapas de quantis, mapas de espalhamento e das n imagens geradas no processo estocástico (Srivastava, 1994).

Através dos mapas de probabilidade, pode-se visualizar a probabilidade de determinada propriedade estar acima ou abaixo de determinado limite de interesse.

De modo inverso aos mapas de probabilidade, podemos congelar um determinado valor de probabilidade e apresentar mapas que mostrem os quantis ou percentis associados a este valor.

Medidas do espalhamento da distribuição de probabilidade condicional podem ser efetuadas com a confecção de mapas de desvio padrão, variância e *range* inter-quartis. Quando estas estatísticas são baixas, a dispersão dos valores possíveis de várias realizações é pequena e existe um maior grau de confiabilidade nos valores estimados. Onde estas estatísticas são altas, vale o raciocínio contrário.

2.2 - Fatores que afetam a amplitude sísmica

As análises das correlações entre atributos sísmicos e propriedades do reservatório, tanto trabalhando com dado real, quanto com dados sintéticos, levam a definir relações envolvendo o atributo amplitude sísmica na estimativa de propriedades do reservatório.

A utilização da amplitude como atributo sísmico conduz às seguintes questões:

- Quais os fatores que afetam as amplitudes sísmicas?
- Como o dado deve ser processado para que a amplitude sísmica reflita a geologia que se deseja investigar?

A amplitude medida num traço sísmico T é função, no caso de um modelo mais simples possível, da convolução entre o pulso sísmico W emitido pela fonte e a resposta impulsiva da terra R .

$$T = W * R$$

A resposta impulsiva da terra é caracterizada pelo contraste de impedância acústica entre as camadas de rocha. A impedância acústica é o produto entre a velocidade e densidade do meio atravessado pela onda sísmica. Então, as amplitudes carregam informações das propriedades físicas do meio, que podem ser processadas de modo que possibilite a caracterização de tipos litológicos, natureza do fluido que satura a rocha, espessura de rocha, variação na espessura da camada. Infelizmente, fatores não geológicos, inerentes ao método sísmico e à propagação das ondas, também afetam a amplitude. Associados ao levantamento sísmico, tem-se a ocorrência de ruídos aleatórios e coerentes (ruído ambiental, ondas superficiais), potências e amplificações variáveis de fontes e geofones, variação da amplitude com a distância fonte-receptor. A ocorrência de múltiplas (reflexões provenientes do aprisionamento da onda em determinada camada) e o efeito de sintonia (responsável por amplitudes anormalmente altas ocasionadas pela interferência construtiva da onda em camadas com espessura de $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda dominante - Sheriff e Geldart, 1995) impactam na magnitude das amplitudes.

De modo geral, as amplitudes decrescem com o tempo e a distância percorridos pela onda. Há perdas por divergência esférica, absorção (energia é convertida em calor), atenuação (altas frequências são mais atenuadas que as baixas frequências mudando o espectro do pulso sísmico com o tempo) e espalhamento lateral de energia. A divergência esférica normalmente é o principal fator que afeta a amplitude; à medida que a onda se propaga, há um espalhamento geométrico da energia pelo espaço. Para meio isotrópico, o decaimento da energia é proporcional ao quadrado da distância percorrida. Geralmente, a velocidade das camadas cresce com a profundidade de modo que o decaimento da energia seja ainda maior (Sheriff e Geldart, 1995). Newman (1973) mostrou que para camadas plano-paralelas este decaimento é função de $1/(V_{rms}t)$, sendo V_{rms} a velocidade média quadrática. Na prática, procede-se de maneira a corrigir o decaimento total da amplitude, sem se importar com a causa que está condicionando o decaimento.

Além dos fatores anteriormente citados, há processos inerentes ao próprio processamento dos dados que vão impactar o valor das amplitudes. Como exemplos pode-se citar que a

definição da função velocidade e qualidade das correções estáticas aplicadas determina a qualidade do empilhamento dos dados e vão influir na amplitude. Da mesma forma, a eficácia na atenuação de ruídos (coerentes ou aleatórios) influenciará algumas etapas do processamento e afetará a correção das distorções de amplitude e fases (Oliveira e Mezzomo, 1995). A deconvolução tem como premissa a inexistência de ruídos coerentes; o operador de deconvolução não distingue entre ruído e sinal e a compressão do pulso fica comprometida. No balanceamento dos traços, as amplitudes anômalas podem dominar o processo. Na técnica de AVO, que trata da variação da amplitude com o afastamento fonte-receptor, a presença de ruídos gera anomalias não relacionadas a fenômenos geológicos. Ruídos podem ser responsáveis pela geração de amplitudes anômalas espalhadas nos algoritmos de DMO (algoritmos que tem por objetivo posicionar corretamente refletores de camadas mergulhantes) e migração. Pode-se perguntar como a aplicação de um silenciamento externo para eliminar os traços estirados ou silenciamentos cirúrgicos para atenuar ruídos coerentes como cone de ruídos e múltiplas afetam as amplitudes. Quantificar a influência destes fatores individualmente não é tarefa fácil e seria necessário que o processamento do dado sísmico fosse realizado passo a passo com bastante rigor para avaliar seu impacto.

2.3 - *Processamento dos dados sísmicos*

O processamento dos dados deve ser realizado para que os ruídos sejam, dentro do possível, eliminados e as amplitudes relativas dos eventos preservadas.

Caso houvesse um conhecimento detalhado da geologia em subsuperfície estes efeitos poderiam ser modelados e corrigidos deterministicamente. Como não temos este conhecimento, a opção utilizada no processamento é combinar métodos determinísticos para remoção de alguns efeitos e técnicas estatísticas na remoção de outros.

Os métodos determinísticos são utilizados, por exemplo, para corrigir os efeitos que têm uma contribuição maior no decaimento temporal da energia (Gélío e Vasquez, 1993), como os efeitos referentes à divergência esférica e atenuação da terra.

A correção da divergência esférica C_{DE} para grande parte dos algoritmos de processamento, baseia-se na fórmula de Newman (1973):

$$C_{DE} = \frac{V_{rms}^2}{V_1} t_0, \text{ sendo:}$$

V_{rms}^2 - velocidade média quadrática ou velocidade de empilhamento

t_0 - tempo duplo de reflexão

V_1 - velocidade inicial

Esta equação tem sua validade restrita em meios verticalmente estratificados em dados com afastamento nulo não restaurando as perdas decorrentes dos afastamentos fonte-receptor.

A atenuação é corrigida estimando-se fatores de qualidade a partir dos próprios dados e aplicando-se filtros inversos. Este procedimento pode introduzir, em alguns casos, distorções na fase. O balanceamento espectral pode corrigir este efeito, impondo algumas restrições aos valores de saída das amplitudes de modo que as relações de amplitude mantenham-se invariáveis.

Técnicas estatísticas são utilizadas quando não é possível modelar de maneira adequada certos efeitos que afetam a amplitude. São aplicadas na compensação residual de amplitudes e processos que utilizam a consistência superficial.

Após as correções determinísticas, pode persistir uma necessidade de correção das amplitudes não relacionada a variações geológicas. Estatisticamente, estes efeitos são modelados tanto no espaço, quanto no tempo, em janelas fora da zona de interesse para não sofrer influência das anomalias em estudo e as correções são aplicadas (Figura 2. 1). No entanto, métodos estatísticos são afetados pela baixa razão sinal/ruído que decresce com o aumento do afastamento. Rutherford (1993) apresenta metodologia aplicada a dados com pobre relação sinal/ruído e obtém resultados satisfatórios.

Os processos com consistência superficial (deconvolução e correção de amplitude) utilizam métodos estatísticos para remoção dos efeitos gerados próximo à superfície, decompondo as amplitudes em quatro termos: fonte, geofone, afastamento e CMP (ponto médio entre fonte e geofone, em subsuperfície).

Para computar as correções com consistência superficial as seguintes hipóteses são levantadas:

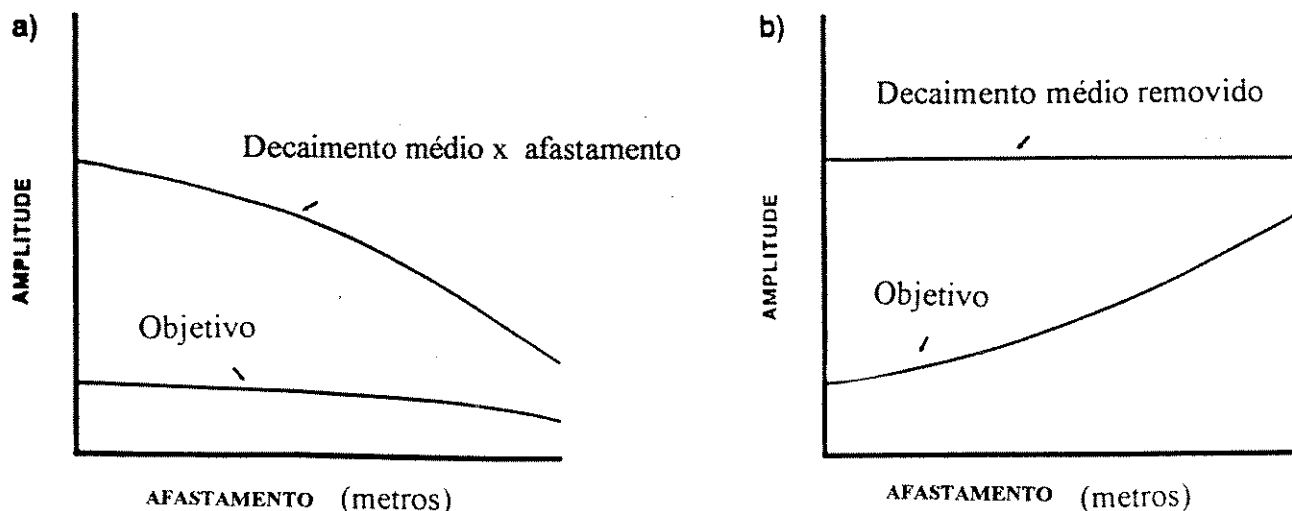


Figura 2. 1-Esquema ilustrando a compensação estatística da amplitude antes (a) e após (b) ser aplicada. A amplitude RMS é equalizada como uma função do afastamento dentro de uma janela de tempo excluindo o objetivo.

- Há reciprocidade entre fonte e receptor. É assumido que o efeito próximo à superfície é o mesmo para a onda descendente e ascendente numa posição particular da superfície. A reciprocidade é exata para propagação da onda da fonte ao refletor plano e deste ao receptor, onde fonte e receptor estão a mesma distância do refletor. Em outros casos, a hipótese da reciprocidade se constitui numa aproximação prática.

- Fatores decorrentes dos efeitos superficiais são constantes no tempo, incluindo potência e acoplamento da fonte e receptor, sensibilidade do geofone e atenuação nas camadas próximas à superfície.

- Os fatores que permanecem constantes no tempo são também consistentes em superfície. Por exemplo: a potência da fonte afetará todos os traços registrados. O efeito do acoplamento do

geofone permanece o mesmo para todos os traços registrados numa particular estação de receptores.

- Todos os traços de uma família CMP contêm essencialmente a mesma informação de subsuperfície.

- Os efeitos decorrentes de divergência esférica, *normal move out* (NMO), estáticas e múltiplas foram corrigidos.

Um traço sísmico registrado (T_{nm}) com um receptor na posição m e fonte na posição n pode ser descrito no domínio da frequência como o produto de quatro fatores:

$$T_{nm}(w) = S_n(w)R_m(w)C_k(w)D_l(w) \quad (2,9)$$

S_n - resposta da fonte na posição n .

R_m - resposta do geofone na posição m .

C_k - resposta em subsuperfície na posição k .

D_l - resposta em função do afastamento na posição l .

$$k = \frac{1}{2}(m+n)$$

$$l = m - n$$

Para simplificação, a equação (2,9) pode ser transformada numa equação linear multiplicando-a pelo logaritmo natural:

$$\ln T_{nm}(w) = \ln S_n(w) + \ln R_m(w) + \ln C_k(w) + \ln D_l(w) \quad (2,10)$$

Decompondo a equação (2,10) na parte real e imaginária tem-se:

$$\ln T_{nm}(w) = \ln |T_{nm}(w)| + i\theta_{nm}(w) \quad (2,11)$$

$\ln |T_{nm}(w)|$ - a parte real é o logaritmo do espectro de amplitude do traço

$\theta_{nm}(w)$ - a parte imaginária é o espectro de fase do traço.

Considerando o componente real dos valores de amplitude, a equação (2,11) torna-se:

$$t_{nm} = s_n + r_m + c_k + d_l \quad (2,12)$$

t_{nm} - logaritmo natural da amplitude rms do traço

s_n - fator de performance da fonte

r_m - fator de performance do receptor

c_k - fator de performance em subsuperfície

d_l - fator de performance em função do afastamento

Para cada traço sísmico tem-se uma equação, de maneira que as soluções podem ser obtidas empregando-se a técnica baseada no erro quadrático mínimo. O fator de performance é o logaritmo natural do espectro de amplitude médio das funções respostas. A correção com respeito ao espectro de amplitude médio é realizada e corresponde no domínio do tempo a multiplicar o traço sísmico por um escalar.

Apesar das correções de amplitude dos traços pela multiplicação por um escalar envolver um conjunto de hipóteses e aproximações, bons resultados obtidos as validam na prática.

As múltiplas correspondem a um tipo de ruído coerente bastante prejudicial para o processamento dos dados em etapas como deconvolução, migração e requerem um tratamento mais elaborado.

As técnicas para atenuação de múltiplas variam principalmente com a profundidade do mar (Oliveira e Mezzomo, 1995). Para águas rasas, algoritmos baseados em filtros de predição podem ser usados, pois nestas áreas a diferença de tempo entre múltiplas e primária é pequena,

mesmo para afastamentos maiores e os erros com a hipótese de peridiocidade dos eventos (primária-múltipla) são desprezíveis. Atualmente, quando a lâmina d'água é pequena, algoritmos de deconvolução são aplicados para remoção de múltiplas de curto período.

Quando a lâmina d'água é grande, a eliminação de múltiplas baseia-se em métodos que discriminam a diferença de *move-out* entre múltipla e primária. Ao aplicar uma velocidade intermediária entre múltipla e primária para correção de NMO, a primária será sobrecorrigida e a múltipla subcorrigida. A transformação dos dados para o domínio da frequência - número de onda (domínio F-K) permitirá uma maior distinção entre múltipla e primária (serão mapeadas em quadrantes distintos), possibilitando a atenuação da primeira. No entanto, para afastamentos curtos, a primária e múltipla têm a mesma inclinação, dificultando, nestes afastamentos, a sua atenuação sem afetar o sinal. A filtragem F-K necessita uma amostragem regular dos dados a espaçamentos pequenos o suficiente para evitar o falseamento espacial. Como a amostragem regular não ocorre num levantamento 3D, deve-se assumir que os dados estão dispostos em uma geometria 2D.

Uma alternativa à filtragem F-K é a transformada Radon que pode ser aplicada diretamente aos dados 3D e possibilita a diferenciação das múltiplas nos afastamentos curtos. Tem alto custo computacional.

Artifício tem sido aplicado mais recentemente para minimizar os custos da transformada Radon e conseguir resultados semelhantes. Consiste na redução da cobertura via empilhamento parcial, com a finalidade de conseguir uma amostragem espacial quadrática dos afastamentos. Eventos parabólicos se tornarão retas no domínio F-K e a atenuação de múltiplas será eficaz para afastamentos curtos também.

2.3.1 - Outras considerações sobre o processamento dos dados sísmicos

O processamento dos dados sísmicos apóia-se em modelos simplificados da realidade. Esta simplificação permite o entendimento dos aspectos mais gerais de um processo, a medida que serve de suporte para o emprego de modelos mais complexos. Desta forma, técnicas de processamento vão evoluindo com o tempo, permitindo uma melhor caracterização da realidade e uma redução das limitações inerentes ao método aplicado.

Por exemplo, a correção de NMO permite estimar as velocidades com uma boa precisão quando aplicada a modelo constituído por camadas plano-paralelas e homogêneas. Neste caso, todos os pontos de um mesmo CMP representam um mesmo ponto em subsuperfície e a correção do tempo em função do afastamento fonte-receptor pode ser efetuada utilizando a equação de uma hipérbole, que possibilita a obtenção de uma seção de afastamento nulo (seção empilhada). Para refletores mergulhantes, os pontos dentro de um mesmo CMP estão dispersos em subsuperfície e a correção de NMO simplesmente é inadequada para avaliar a velocidade do meio e obter uma seção realmente com afastamento nulo. Algoritmos foram desenvolvidos para melhor lidar com o modelo real de camadas mergulhantes. Como produto surgiu o DMO que passou a ter um papel de auxiliar na análise de velocidades e principalmente para o empilhamento simultâneo de refletores com mergulhos conflitantes (Yilmaz, 1991)

Existem muitos métodos para a correção de DMO (Hale, 1984; Beasley e Mobley, 1988; Gardner *et al*, 1987 foram os pioneiros) e à medida que foram sendo desenvolvidos, suscitaram novos desafios: como evitar a atenuação arbitrária de eventos mergulhantes, preservar as amplitudes verdadeiras e impedir o efeito de falseamento nos dados (falseamento da informação). Novas técnicas foram desenvolvidas e em Silva e Haskey (1992) pode-se encontrar algumas considerações práticas sobre este assunto.

O critério custo do processamento tem norteado o desenvolvimento de alguns algoritmos. A migração pré-empilhamento seria uma maneira de resolver o problema do empilhamento de refletores com mergulhos conflitantes e seu posicionamento correto. Como alternativa ao seu alto custo, Yilmaz (1991) mostra que um fluxograma de processamento do tipo NMO + DMO + empilhamento + migração pós-empilhamento produz resultados aproximadamente equivalentes a migração pré-empilhamento.

A partir desta idéia, muitos algoritmos têm sido desenvolvido na preservação das amplitudes relativas empregando técnicas semelhantes (Liner, 1989; Bleinstein, 1990 e Bancroft, 1991). São conhecidas na literatura como DMO em verdadeira amplitude ou Migração para afastamento nulo. Tygel *et al* (1996) propõem algoritmo de migração em amplitude verdadeira tipo Kirchhoff para reflexões em afastamento comum 2,5 D em modelo de camadas isotrópicas e heterogêneas lateralmente (2D). O processo transforma reflexões de afastamento comum de interfácies curvas arbitrárias em reflexões correspondentes de afastamento zero, onde o fator de

espalhamento geométrico é automaticamente reconstituído. Portanto o processo simula seção migrada de afastamento nulo correspondente a seção migrada no domínio do afastamento comum. Deste modo, a um custo menor de processamento (migração de seção afastamento nulo) seria possível preservar as amplitudes relativas dos eventos como se estivesse trabalhando com migração pré-empilhamento, no domínio do afastamento comum.

2.3.2 - Fluxograma dos Processamentos

A Figura 2. 2 mostra os fluxogramas básicos de processamento adotados para os processamentos 2 e 3 utilizados. A maioria dos termos encontrados nestes fluxogramas estão definidos na seção 2.3.2.1. Outras definições são:

SORT é um programa que organiza os dados em determinado domínio (por exemplo, no domínio dos pontos comuns em profundidade (domínio CDP).

GSTV é um algoritmo utilizado para a correção da divergência esférica.

RNA corresponde a um filtro para atenuar ruídos aleatórios.

STACK ou STK sinaliza a realização de um empilhamento dos dados.

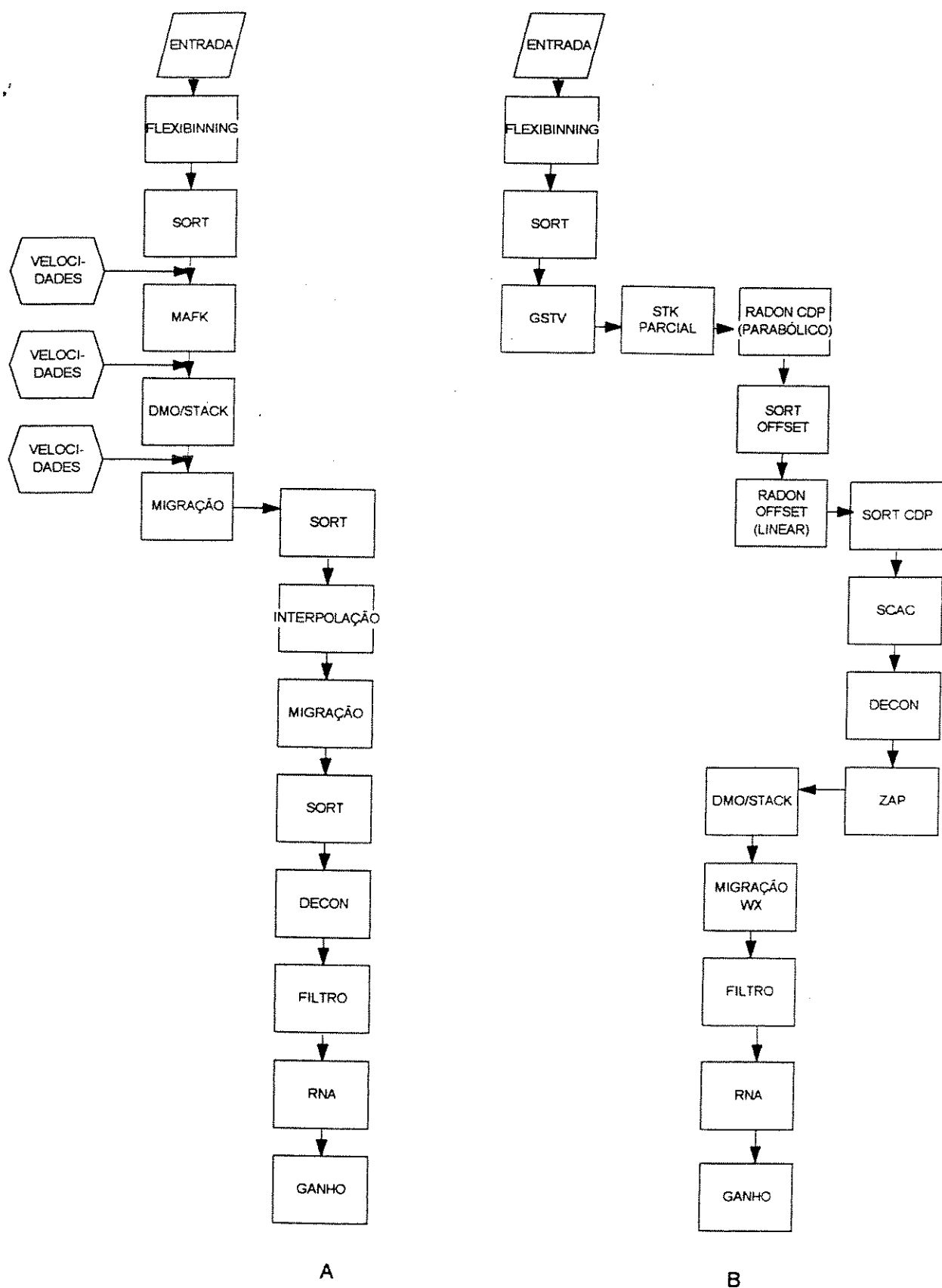


Figura 2. 2- Fluxograma básico dos processamentos 2 (A) e 3 (B). Definição dos termos podem ser encontrados nas seções 2.3.2 e 2.3.2.1.

2.3.2.1 - Principais diferenças nos algoritmos de processamento

As principais diferenças adotadas nos fluxogramas de processamento podem ser visualizadas na Figura 2.3.

No primeiro processamento realizado, não houve preocupação especial na atenuação de múltiplas e preservação das amplitudes relativas (Mezzomo, informação verbal).

O segundo processamento teve uma atenção especial na atenuação de múltiplas que cruzam as reflexões referentes ao reservatório (Faria, informação verbal). Foi aplicada a filtragem de múltiplas no domínio F-K com a utilização do algoritmo denominado MAFK. Para a atenuação de múltiplas nos afastamentos mais curtos, foi utilizado silenciamento cirúrgico. Em relação ao primeiro processamento, uma nova função velocidade foi definida e a homogeneização da cobertura na célula 3D, utilizando informações de células vizinhas, foi implementada com o algoritmo Flexibinning. O terceiro processamento foi o mais completo no objetivo de se preservar as amplitudes relativas dos eventos. A atenuação de múltiplas foi realizada com a transformada Radon Parabólica e Linear no domínio τ -p, sem aplicação de silenciamento cirúrgico, que também afetaria o sinal. A aplicação deste método tem as seguintes vantagens em relação a atenuação no domínio F-K: atuação mais equânime para os diversos afastamentos, pouca sensibilidade ao falseamento espacial, habilidade em lidar com geometrias irregulares (Vasquez, informação verbal).

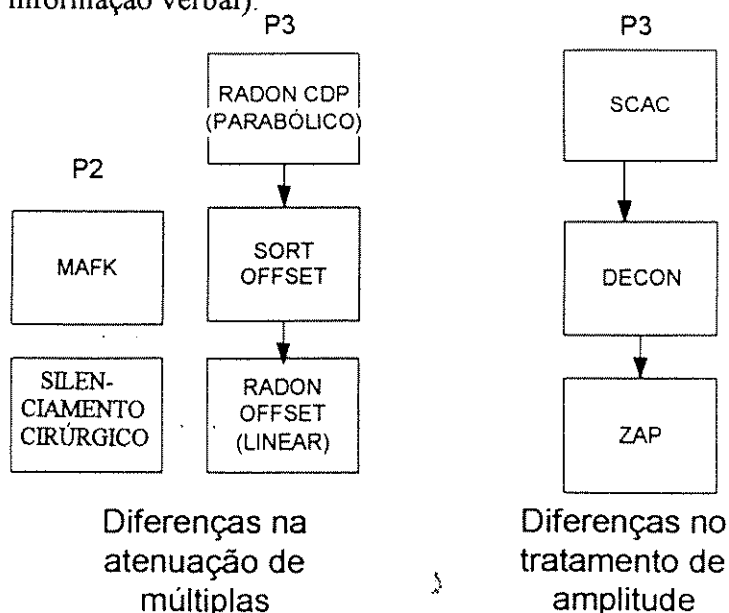


Figura 2. 3- Principais diferenças nos algoritmos de processamento adotados.

O tratamento das amplitudes com consistência superficial foi realizado aplicando-se deconvolução (DECON) e correção da amplitude com consistência superficial (SCAC). Para eliminação de amplitudes anômalas foi aplicado o algoritmo ZAP (Zone Anomaly Process), que atenua zonas de tempo com amplitudes anômalas; é um processo que também aplica a consistência superficial.

A função velocidade empregada neste processamento foi a mesma utilizada no processamento anterior. A deconvolução do filtro do instrumento (denominado DEFANIST) não foi aplicada no terceiro processamento, o que provocou uma diferença de fase em relação aos demais. Para corrigir este efeito, foi introduzida uma rotação linear de fase ao terceiro dado de 80° , correspondendo a um deslocamento em tempo de aproximadamente 11 ms.

CAPÍTULO 3

3 - ANÁLISE DOS ATRIBUTOS SÍSMICOS E SUAS CORRELAÇÕES COM AS PROPRIEDADES DO RESERVATÓRIO

3.1 - Estatística básica dos atributos calculados

A Tabela 3. 1, Tabela 3. 2 e Tabela 3. 3 sumarizam algumas estatísticas básicas dos atributos calculados, utilizando como entrada os dados sísmicos dos três processamentos disponíveis.

Deste contato com os dados pôde-se avaliar a faixa de variação dos atributos e ter uma idéia de sua distribuição, principalmente através da análise dos quartis.

Os atributos derivados da amplitude, de forma geral, tiveram média e distribuição próximas para os processamentos 2 e 3 e estes valores são superiores aos observados para o processamento 1. O processamento 2 exibiu valores máximos de amplitude bem superiores aqueles relativos aos processamentos 1 e 3. O efeito destas diferenças nas estimativas das propriedades do reservatório será investigado no capítulo 4.

A frequência máxima preservada ao nível do reservatório, situou-se em torno de 15 Hz nos processamentos 2 e 3. Considerando como limite de resolução vertical $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda, pode-se resolver camadas com espessuras superiores a 60 m. O reservatório é constituído na maior parte por camadas muito finas (da ordem de centímetros a poucos metros) que não podem ser identificadas pelo método sísmico de reflexão convencional.

O atributo TE/2 (Tabela 2.2) teve a magnitude de seus valores muito semelhantes de um processamento a outro. O valor do terceiro quartil foi inferior a 50% para os 3 processamentos. Isto quer dizer que para 75% dos valores, o tempo necessário para que a energia na janela atinja 50% da energia total é inferior a metade do tempo total. A energia na janela delimitando o reservatório se concentra na metade superior.

Não considerando como o atributo TE/2 está variando espacialmente e fundamentado apenas na estatística univariada, poderíamos afirmar que TE/2 é consistente, indiferentemente do processamento utilizado.

ATRIBUTO SÍSMICO P1	MÍNIMO MÁXIMO	MEDIA, DESVIO PADRÃO	QUARTIS (25,50, 75)
A_{abs}	61 7368	1984 759	1415 1997 2515
A_{rms}	61 7368	2386 920	1684 2391 3025
A_{max}^-	3 11641	4184 1870	2835 4189 5466
A_{max}^+	0 9261	2138 1177	1303 2040 2842
A_{med}^-	0 6983	2329 1135	1489 2365 3098
A_{med}^+	0 7368	1243 698	746 1173 1659
Ae_{med}	367 9068	3204 1219	2277 3202 4060
SAe	-321222 341525	-34506 34930	-57522 -34537 -12526
SWi	-4035 4116	-22,23 147,92	-87 -28 31
Wi_{med}	0 48	12 3,42	10 11 14
Γ_{max}	0 125	6 6,42	1 7 9
θ_{med}	-124 139	-6,6 22,7	-19 -8 3
TE/2	6 94	35,7 14,9	26 31 40

Tabela 3. 1- Estatística básica dos atributos sísmicos (vide Tabela 2.2) relativos ao processamento 1.

ATRIBUTO SISMICO P2	MÍNIMO MÁXIMO	MEDIA, DESVIO PADRÃO	QUARTIS (25,50, 75)
A_{abs}	92 11573	3212 1195	2379 3054 3885
A_{rms}	105 11764	3906 1356	2961 3767 4717
A_{max}^-	0 18901	7407 2700	5577 7243 9130
A_{max}^+	0 15310	4659 1979	3279 4405 5767
A_{med}^-	0 11573	3836 1524	2786 3703 4741
A_{med}^+	0 10565	2573 1193	1749 2375 3182
$A_{e,med}$	362 14556	4986 1809	3718 4747 6025
SAc	-306599 274742	-68571 54741	-100850 -69992 -38307
SWi	-2487 5754	41,23 150	-48 29 123
$W_{i,med}$	2 44	16,67 3,80	14 16 19
f_{max}	0 167	11,22 8,21	8 11 16
θ_{med}	-173 179	-4,42 21	-16 -3 9
TE/2	0 96	26 14,85	17 23 30

Tabela 3. 2- Estatística básica dos atributos sísmicos (vide Tabela 2.2) relativos ao processamento 2.

ATRIBUTO SÍSMICO P3	MÍNIMO MÁXIMO	MÉDIA, DESVIO PADRÃO	QUARTIS (25,50, 75)
A_{abs}	69 7610	3618 768	3099 3597 4105
A_{rms}	69 7611	4174 811	3631 4156 4701
A_{max}^{-}	0 13455	7010 1602	5980 6965 8012
A_{max}^{+}	0 11997	5928 1538	4895 5865 6918
A_{med}^{-}	0 7539	3821 881	3263 3824 4371
A_{med}^{+}	0 7610	3471 989	2778 3416 4108
Ae_{med}	390 10867	5604 1156	4822 5559 6343
SAe	-344567 343287	-34304 42617	-61640 -35704 -9213
SWi	-14362 4055	-21,88 144,5	-80 -31 24
Wi_{med}	0 98	16 2,95	14 15 17
f_{max}	0 167	14,23 6,3	12 14 17
θ_{med}	-173 166	5,57 20	-6 7 19
TE/2	0 91	36,4 15,7	23 35 48

Tabela 3. 3- Estatística básica dos atributos sísmicos (vide Tabela 2.2) relativos ao processamento 3.

3.2 - Estatística bivariada e mapas das diferenças entre os atributos.

Paralelamente às estatísticas básicas, comparações entre os atributos foram realizadas checando o grau de correlação entre as imagens e gerando mapas das diferenças entre mesmos atributos calculados de dados processados diferentemente.

De modo geral, os variogramas dos atributos sísmicos (Figura 3.1) apresentaram um comportamento linear próximo à origem, com a variância aumentado progressivamente com a distância, assumindo maiores valores para os dados do processamento 2. Um dos critérios para comparação entre as imagens foi o coeficiente de correlação calculado *pixel a pixel*. Os dados para cálculos foram preparados de três formas: utilizando todos os dados disponíveis (131 linhas); utilizando um conjunto de 25 linhas, excluindo as grandes falhas do campo e por último, os atributos calculados nos traços sísmicos nas localidades dos seis poços.

A geração de mapas das diferenças entre os atributos teve como objetivo verificar onde se situavam as maiores e menores, reconhecer padrões de variação e selecionar os atributos sísmicos mais consistentes.

Destas análises destaca-se o seguinte:

1- Pelas estatísticas básicas, principalmente dos quartis, observa-se que a magnitude dos atributos, de modo geral, tem grande variação de um processamento a outro.

2- Os coeficientes de correlação entre os mesmos atributos calculados dos três processamentos distintos (P1, P2 e P3) não excederam a 66% quando utilizados todos os dados disponíveis (131 linhas) e dados de 25 linhas. Este coeficiente de correlação (66%) ocorreu para os seguintes casos:

$$A_{med} \quad P2 \times P3$$

$$Ae_{med} \quad P2 \times P3$$

$$A_{rms} \quad P2 \times P3$$

$$A_{abs} \quad P2 \times P3, \text{ onde}$$

A_{med}^- , Ae_{med} , A_{rms} e A_{abs} são definidos na Tabela 2.2.

Os demais atributos têm coeficiente de correlação inferiores a 55%, sendo mais elevados para os atributos derivados da amplitude e sendo bastante baixos para os atributos derivados da frequência instantânea e fase (inferiores a 30%).

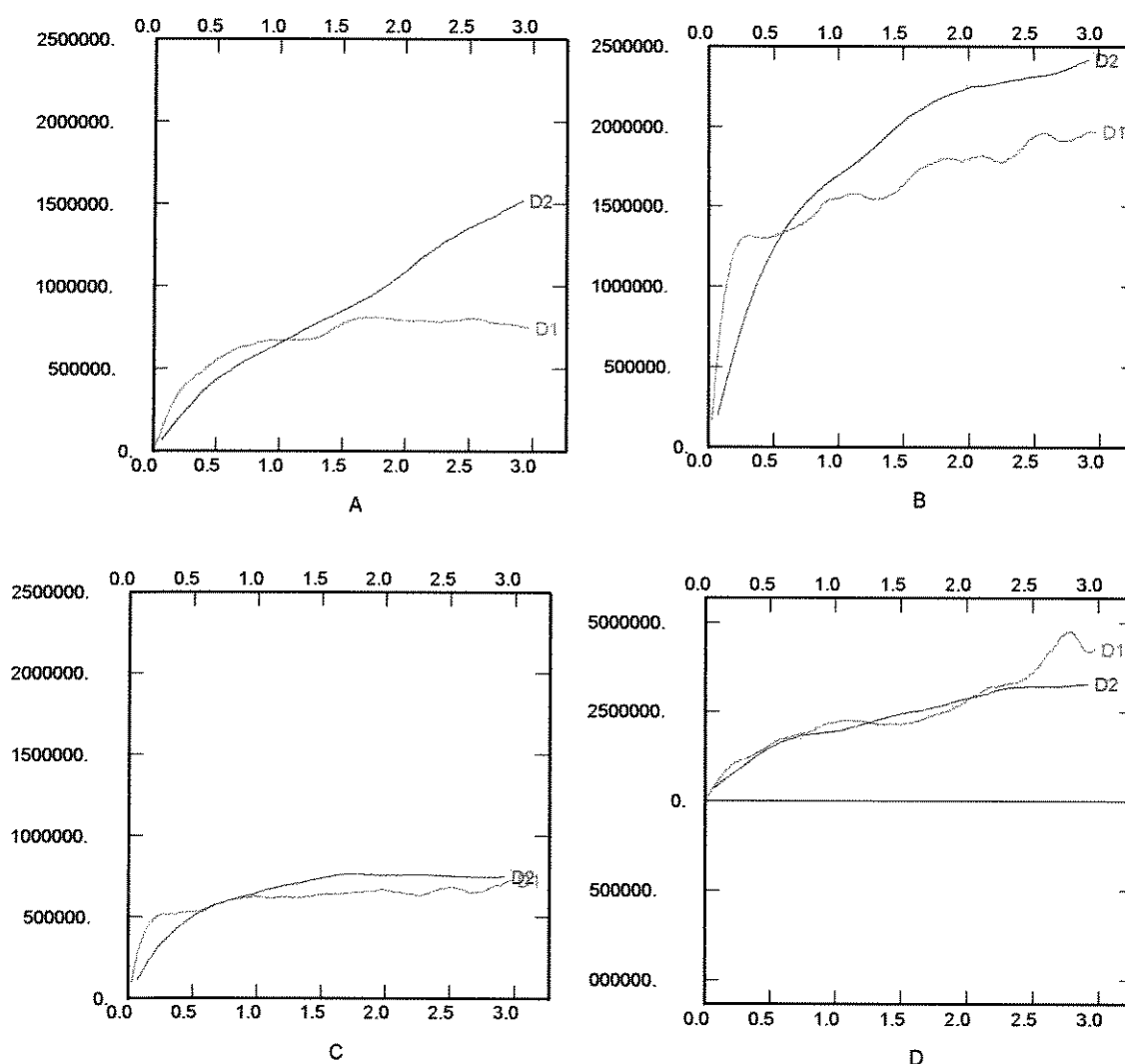


Figura 3. 1- Variogramas experimentais da amplitude negativa média calculada em três processamentos. A – processamento 1, B – processamento 2, C – processamento 3, D – variograma cruzado relativo aos processamentos 2 e 3. Nas ordenadas têm-se os valores do semi-variograma e nas abscissas têm-se distâncias em km.

3- Os coeficientes de correlação obtidos utilizando os traços sísmicos nos poços não apresentaram a mesma tendência quando se utiliza grande quantidade de dados. Para este caso, os maiores coeficientes de correlação obtidos foram:

A_{med}^-	P1 x P2	$r = 0,91$
Ae_{med}	P1 x P2	$r = 0,78$
A_{rms}	P1 x P2	$r = 0,68$
A_{abs}	P1 x P2	$r = 0,83$
Sae	P1 x P2	$r = 0,85$
TE/2	P1 x P2	$r = 0,84$
f_{max}	P2 x P3	$r = 0,88$, onde

A_{med}^- , Ae_{med} , A_{rms} , A_{abs} , Sae, TE/2 e f_{max} são definidos na Tabela 2.2.

4- Os mapas das diferenças mostraram que os atributos derivados da amplitude têm padrões de variação semelhantes. As maiores variações ocorrem em áreas de grandes falhamentos e nas porções sul e norte do campo (Figura 3. 2). Os atributos derivados da frequência e fase não exibiram um padrão de comportamento considerando os diferentes processamentos; apresentam grandes variações (maior que 100%) em grande parte da área estudada (Figura 3.3).

Das observações anteriores resultam algumas conclusões:

1- Os atributos derivados da amplitude são mais consistentes quando comparados aos atributos derivados da frequência e fase.

2- A magnitude dos atributos apresentam variações significativas de um processamento a outro, no entanto as amplitudes têm um padrão de variação similar. Isto deve ser levado em consideração quando da escolha de um método geoestatístico que utilize o atributo sísmico como variável secundária nos processos de estimativa.

3- Grandes ou pequenas diferenças entre os atributos não necessariamente corresponde a um menor ou maior coeficiente de correlação entre os mesmos.

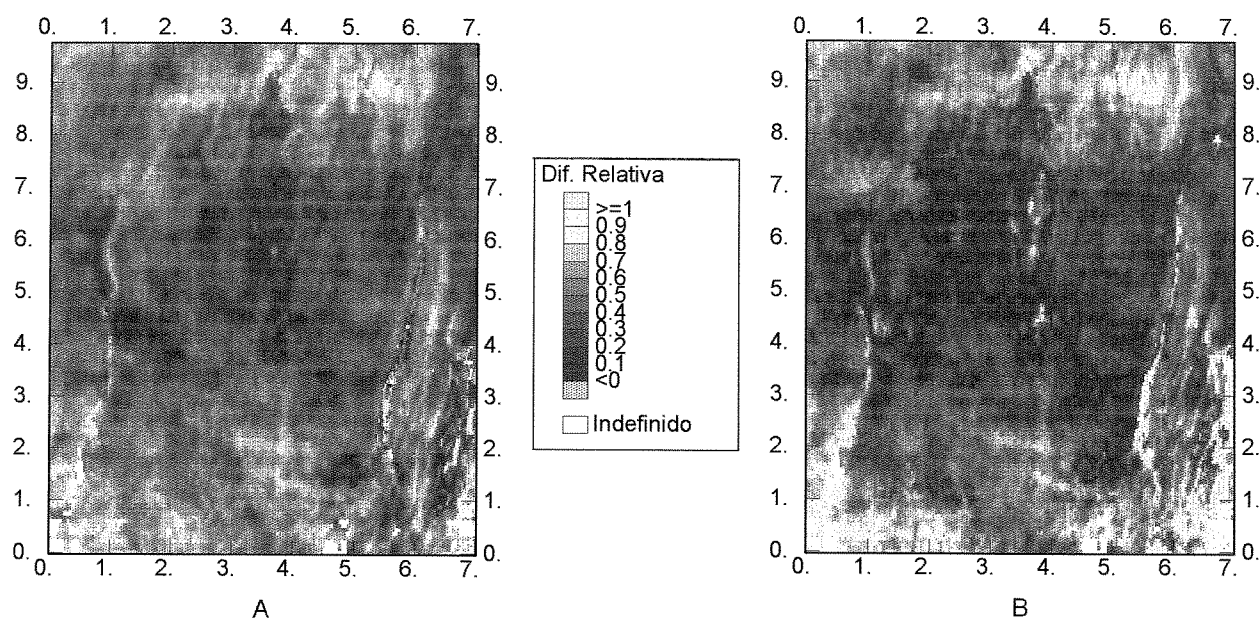


Figura 3. 2- Mapas das diferenças entre a amplitude absoluta (A) e amplitude negativa média (B) referentes aos processamentos 3 e 1.

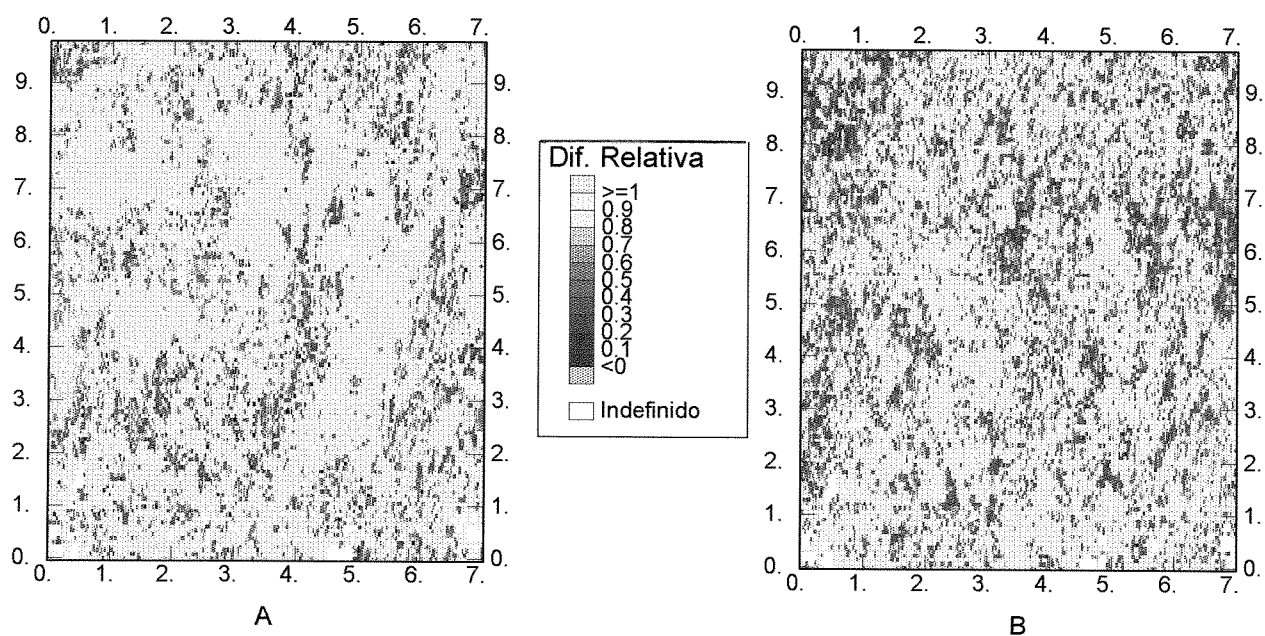


Figura 3. 3- Mapas das diferenças entre o slope da frequência instantânea (A) e a média da fase instantânea entre os processamentos 3 e 1.

3.3 - Correlações entre atributo sísmico x propriedades do reservatório

Ao calcular a correlação cruzada entre estas variáveis, pretendia-se não apenas verificar o grau de correlação entre elas, mas também avaliar as consistências ou não nas relações de muitos atributos sísmicos com as propriedades de reservatório medidas em apenas seis poços.

As correlações foram estabelecidas entre os treze atributos sísmicos e as treze propriedades de reservatório discriminados na Tabela 2. 3 e Tabela 2. 4. Estas propriedades foram calculadas em oito intervalos distintos conforme Tabela 2. 5, totalizando 4056 correlações.

Deste total, 360 (8,8%) foram selecionadas por apresentarem coeficiente de correlação (r) superior a 80% e que passaram pelo teste de significância estatística de um dado coeficiente de correlação (Davis, 1986). Este teste consiste em determinar, para um dado nível de significância escolhido, um valor crítico t_c em função do coeficiente de correlação encontrado entre duas populações (r) e o número de amostras (n) disponíveis. O valor de t_c pode ser obtido de tabelas baseadas nas curvas de distribuição da população.

$$t = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}}$$

Valores de t superiores a t_c conduzem a rejeição da hipótese nula (H_0) e a aceitação da hipótese 1 (H_1), dadas por:

$$H_0 : \rho = 0$$

$$H_1 : \rho \neq 0$$

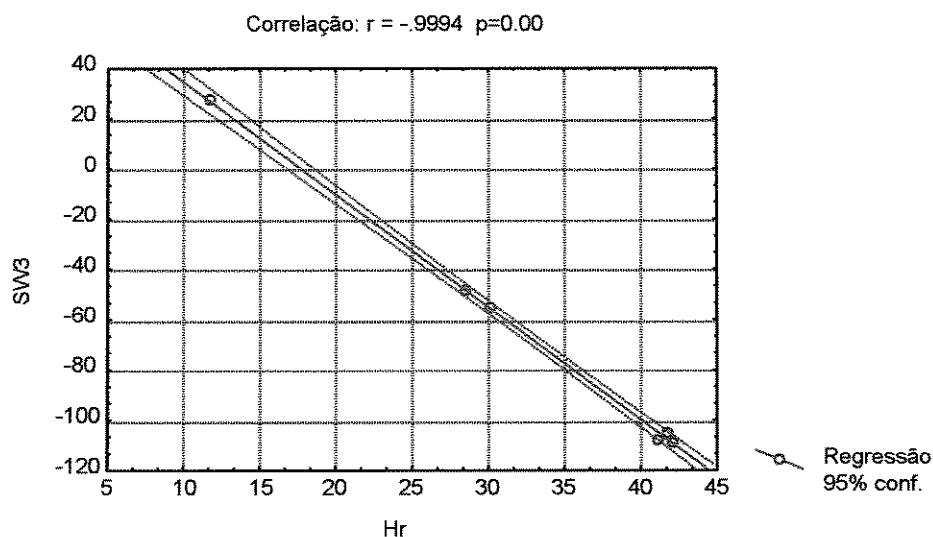


Figura 3. 4- Correlação entre h_r e Sw_i calculada para dados referentes ao processamento 3 e validada pelo teste de significância.

Com este procedimento, pretende-se eliminar correlações que apresentam $\rho \neq 0$, mas que na realidade não possuem uma relação linear entre as variáveis correlacionadas $\rho = 0$.

Utilizou-se um nível de significância de 5%. Para este valor e número de amostras igual a seis, os coeficientes de correlação superiores a 80% enquadram-se na hipótese H_1 . A Figura 3. 4 e Figura 3. 5 ilustram os gráficos selecionados por estes critérios.

Após serem submetidas ao teste t (Davis, 1986), 260 correlações foram descartadas por análise gráfica. Um valor isolado de determinado atributo ou propriedade do reservatório era responsável pela alta correlação (Figura 3. 6). Ao eliminar este ponto o coeficiente de correlação assumia valor inferior a 60%.

A análise das correlações concentrou-se nas 100 restantes, possibilitando as seguintes conclusões:

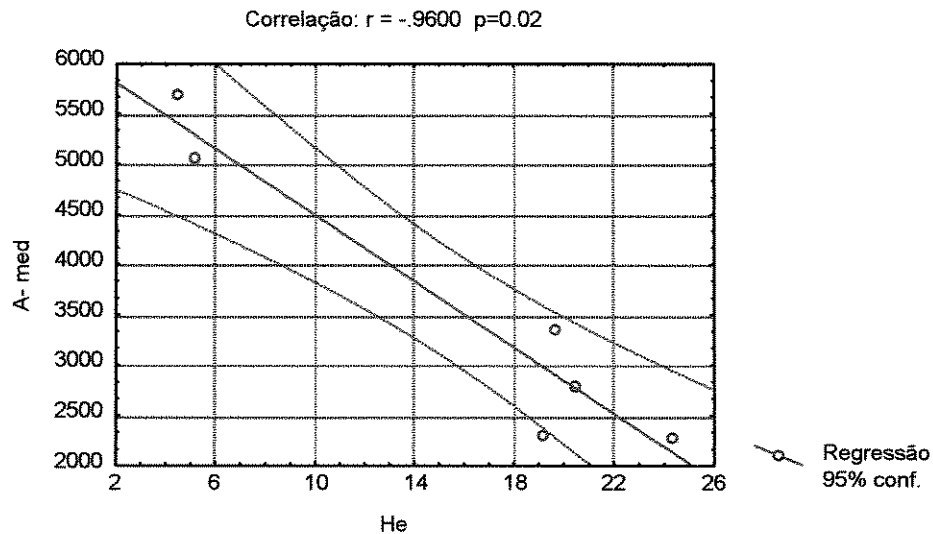


Figura 3. 5- Correlação entre h_e e amplitude negativa média calculada sobre dados do processamento 1 e validada pelo teste de significância.

- 1- A maioria das correlações, 30% do total (Tabela 3. 4), ocorreram no intervalo 5.
- 2- De modo geral, os atributos A_{med}^- , A_{med}^+ , A_{med} , A_{abs} se correlacionaram com as rochas não reservatório (h_e , AC, NR), enquanto que os atributos $TE/2$, A_{max}^+ , SW, SAe apresentaram forte tendência em se correlacionar com o produto $H\phi$ e $H\phi So$. Atributos como A_{max}^- , Wi se correlacionaram tanto com rochas não reservatórios quanto com o produto $H\phi$ e $H\phi So$.
- 3- Os atributos $TE/2$, A_{max}^+ , SW_i , SAe foram os que mais se correlacionaram individualmente e de forma indiscriminada por todos os intervalos, de forma inconsistente.
- 4- Os atributos A_{med}^- e A_{med} tiveram correlações concentradas no intervalo 5, indicando, nesta análise, serem os atributos mais consistentes.
- 5- Concentrando as análises no intervalo I5 e considerando as observações anteriores, destacam-se as seguintes relações comuns aos diferentes processamentos:

$$\begin{array}{ll}
 P1 \times P2 & A_{med}^- \times NR \\
 & A_{med}^- \times h_e
 \end{array}$$

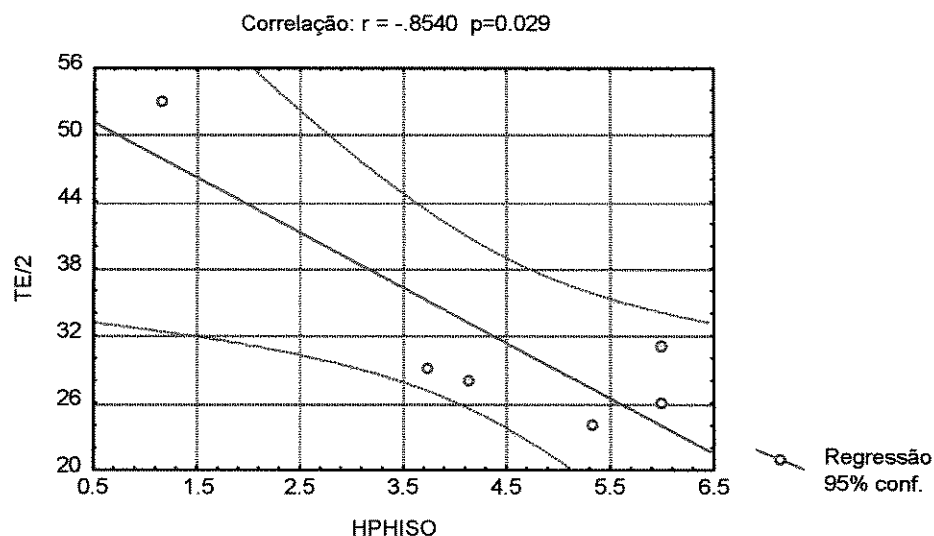


Figura 3. 6- Exemplo de gráfico onde a correlação foi descartada mesmo passando pelo teste t.

Castro (1996) utilizou as amplitudes A_{med}^- , A_{max}^- , $A_{e,med}$, A_e e A_{abs} como variáveis secundárias na estimativa por krigagem da propriedade h_e no mesmo intervalo (I5 neste trabalho) em que detectamos o maior número de correlações. Castro registrou altos coeficientes de correlação entre estas duas variáveis tanto a partir de dados reais quanto de dados sintéticos obtidos a partir dos seis poços da área.

Por todas estas observações, a relação $A_{med}^- \times h_e$ parece a mais apropriada para a aplicação de ferramentas geoestatísticas com o objetivo de comparar os processamentos e diferenças na interpretação. No entanto, uma modelagem para validar esta relação é necessária, pois mesmo com os cuidados tomados na análise das correlações, a probabilidade de se observarem correlações espúrias cresce quando o número de amostras decresce ou o número de atributos independentes utilizados nas correlações aumenta (Kalkomey, 1996). A referida autora construiu tabelas probabilísticas de observar correlações espúrias em função do tamanho da amostra e do coeficiente de correlação encontrado em função das seguintes formulações:

P1 I5	AC	NR	h_e	R
A_{MED}	$r = -0,94$ $p = 0,005$	$r = -0,89$ $p = 0,019$	$r = -0,96$ $p = 0,002$	$r = -0,94$ $p = 0,006$
P1 I5	AC	NR	h_e	R
A_{MAX}	$r = 0,87$ $p = 0,026$	$r = 0,94$ $p = 0,005$	$r = 0,93$ $p = 0,007$	$r = 0,88$ $p = 0,021$
P1 I5	R			
Ae_{med}	$r = 0,92$ $p = 0,010$			

P2 I5	NR	h_e	
A_{MED}	$r = -0,98$ $p = 0,001$	$r = -0,93$ $p = 0,007$	
P2 I5	NR	h_e	
Ae_{med}	$r = -0,97$ $p = 0,001$	$r = -0,84$ $p = 0,036$	
P2 I5	ϕ_P	NR	
SAe	$r = -0,94$ $p = 0,006$	$r = -0,89$ $p = 0,019$	
P2 I5	$h\phi_P$	$h\phi_{PR}$	$h\phi_T$
$TE/2$	$r = -0,90$ $p = 0,015$	$r = -0,85$ $p = 0,031$	$r = -0,88$ $p = 0,046$
P2 I5	R		
W	$r = -0,96$ $p = 0,002$		

P3 I5	$h\phi_P$	$h\phi_T$	$h\phi_{SO}$	
$TE/2$	$r = -0,89$ $p = 0,019$	$r = -0,88$ $p = 0,046$	$r = -0,86$ $p = 0,029$	
P3 I5	ht	$h\phi_P$	$h\phi_{PR}$	$h\phi_T$
SAe	$r = -0,90$ $p = 0,014$	$r = -0,94$ $p = 0,005$	$r = -0,94$ $p = 0,005$	$r = -0,94$ $p = 0,016$
P3 I5	hr	$hr\phi_{PR}$	$h\phi_{SO}$	
SW	$r = -0,99$ $p = 0,000$	$r = -0,99$ $p = 0,000$	$r = -0,99$ $p = 0,000$	

Tabela 3. 4- Correlações obtidas entre atributos sísmicos e propriedades do reservatório no intervalo I5.

$$P_{CE} = P(\rho \geq r) = P\left(t \geq \frac{r\sqrt{n-2}}{1-r^2}\right) \quad (3,1)$$

P_{CE} é a probabilidade de se observar o coeficiente de correlação ρ maior ou igual a r , dado que na realidade $\rho = 0$ para n amostras e usando um único atributo sísmico na correlação com uma propriedade do reservatório.

Pode ser demonstrado que se P_{CE} é a probabilidade de se observar correlações espúrias quando se utiliza um atributo sísmico na correlação, a probabilidade de se observar pelo menos uma correlação espúria quando se considera k atributos independentes é (P_e^k):

$$P_e^k = 1 - (1 - P_{CE})^k = \sum_{i=1}^k P_{CE} (1 - P_{CE})^{i-1} \quad (3,2)$$

Da equação anterior pode-se observar que aumentando-se o número de atributos de $k - 1$ para k , haverá uma penalização dada por:

$$P_{CE} (1 - P_{CE})^{k-1} \quad (3,3)$$

Desta forma, tabelas podem ser construídas para quantificar a probabilidade de ocorrer correlações espúrias em função do número de amostras e do coeficiente r calculado (Tabela 3.5 e Tabela 3.6).

Dependendo do número de amostras e do coeficiente de correlação obtidos, a probabilidade de se obterem correlações espúrias é muito grande. No caso de se utilizar uma destas correlações os valores estimados estarão longe do valor real. Portanto, principalmente quando o número de amostras é pequeno, é altamente recomendável utilizar os atributos sísmicos que tenham uma relação física com as propriedades do reservatório que se deseja estimar.

r/n	5	10	15	20	25	35	50	75	100
0,1	1,0	1,0	1,0	1,0	0,99	0,98	0,97	0,92	0,86
0,2	1,0	0,99	0,96	0,92	0,87	0,76	0,59	0,36	0,21
0,3	0,99	0,92	0,80	0,67	0,54	0,34	0,16	0,04	0,01
0,4	0,97	0,77	0,53	0,34	0,22	0,08	0,02	0,00	0,00
0,5	0,92	0,53	0,26	0,12	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00
0,6	0,81	0,29	0,09	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
0,7	0,65	0,12	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,8	0,42	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,9	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 3. 5- Probabilidade de se observar pelo menos uma correlação espúria quando se utiliza para correlações um conjunto de 5 atributos sísmicos independentes, sendo “ r ” o coeficiente de correlação e “ n ” o número de amostras (extraída de Kalkomey, 1996).

Se não for utilizada uma alta correlação em função de não se entender a relação física entre as variáveis, pode-se estimar as propriedades do reservatório com menos acurácia e menos precisão do que poderia ter sido caso se utilizasse o atributo sísmico na predição.

O caminho da solução para este impasse é dado nas tabelas apresentadas. Quando o número de amostras é grande, a probabilidade de se obter correlações espúrias tende a zero. Através da modelagem pode-se aumentar o número de amostras e reduzir o risco de utilizar correlações espúrias.

r/n	5	10	15	20	25	35	50	75	100
0,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,99	0,98
0,2	1,0	1,0	1,0	0,99	0,98	0,94	0,83	0,59	0,38
0,3	1,0	0,99	0,96	0,89	0,79	0,57	0,29	0,09	0,02
0,4	1,0	0,95	0,78	0,57	0,39	0,16	0,04	0,00	0,00
0,5	0,99	0,78	0,45	0,22	0,10	0,02	0,00	0,00	0,00
0,6	0,96	0,50	0,17	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
0,7	0,88	0,22	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,8	0,67	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,9	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 3. 6- Probabilidade de se observar pelo menos uma correlação espúria quando se utiliza para correlações um conjunto de 10 atributos sísmicos independentes, sendo “ r ” o coeficiente de correlação e “ n ” o número de amostras (extraída de Kalkomey, 1996).

3.4 - Relação das camadas finas com a amplitude sísmica.

Muitos autores têm realizado experimentos para entender a relação de camadas finas (camadas com espessuras abaixo do limite de resolução vertical - $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda dominante) com o atributo sísmico amplitude.

Meckel e Nath (1977) constataram que a amplitude medida em sequências de rochas que intercalavam areia e argila, com espessura total inferior a $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda, era função da espessura total de areia. Em Sheriff e Geldart (1995) há exemplos de modelos físicos construídos para estabelecer relações entre espessura de camadas finas e amplitude (Figura 3. 7 e Figura 3. 8).

A Figura 3. 7 A, apresenta a reflexão de uma camada de espessura variando. Para espessuras abaixo de $\frac{1}{4} \lambda$, a forma da onda não se altera. Para espessuras maiores que $\frac{1}{4} \lambda$ a forma da onda se altera.

Na Figura 3. 7 B e Figura 3. 7 C estão representadas intercalações de camadas. Na primeira, a espessura total da sequência não ultrapassa $\frac{1}{4} \lambda$ e na segunda ocorre uma variação de espessura total desde camadas finas a camadas com espessura superior a $\frac{1}{4} \lambda$. A espessura de

camadas individuais nunca ultrapassam este limite. Observa-se o mesmo que na Figura 3. 7 A, só que agora há intercalações de camadas.

Na Figura 3. 8 A e Figura 3. 8 B avalia-se a influência da posição das camadas sobre a resposta sísmica. No primeiro caso a espessura total das camadas é superior a $\frac{1}{4} \lambda$ e no segundo, inferior. Quanto à forma da onda, as conclusões são as mesmas das figuras anteriores, o que significa que a distribuição das camadas finas não influi na resposta sísmica sob as condições impostas.

A Figura 3. 8 C estabelece a relação entre espessura de camadas e a amplitude baseada nos modelos anteriores. Há uma relação linear bem definida entre amplitude e espessura das camadas finas até $0,18 \lambda$. Próximo a $\frac{1}{4} \lambda$ há interferência construtiva da onda, o valor de amplitude assume um máximo e a relação entre espessura de camadas finas e amplitude deixa de ser linear.

Então, a espessura de camadas finas pode ser computada a partir da amplitude sísmica em sequências de camadas com espessura inferior a $\frac{1}{4} \lambda$, embora não se possa identificar seu posicionamento (Figura 3. 8 A e Figura 3. 8 B).

O intervalo I5 do reservatório estudado é mais um caso de sequência de camadas com espessura inferior a $\frac{1}{4} \lambda$, onde as camadas individuais de rocha não reservatório (h_c) têm espessura dentro da faixa onde há relação linear entre espessura e amplitude. As espessuras das camadas de rocha reservatório situam-se mais próximas a $\frac{1}{4} \lambda$ (Tabela 3. 7). Como demonstrado, nesta faixa não há relação linear entre a amplitude e a espessura de rocha.

Consideraram-se nos cálculos, velocidade média de 4000 m/s e frequência dominante de 15 Hz, 20 Hz e 25 Hz. A Tabela 3.7 explicita os cálculos efetuados. As espessuras estão em função de λ e a faixa de variação vem dos dados de poços.

$V_{\text{média}}$ (m/s)	$f_{\text{dominante}}$ (Hz)	$\frac{1}{4} \lambda$ (m)	h_c (λ)	h_r (λ)	h_t (λ)
4000	15	66	0,02 - 0,09	0,04 - 0,016	0,13 - 0,23
4000	20	50	0,02 - 0,12	0,06 - 0,21	0,18 - 0,30
4000	25	40	0,03 - 0,15	0,07 - 0,26	0,22 - 0,39

Tabela 3. 7-Faixas de ocorrência de espessuras de rocha do reservatório estudado em função do comprimento de onda (λ).

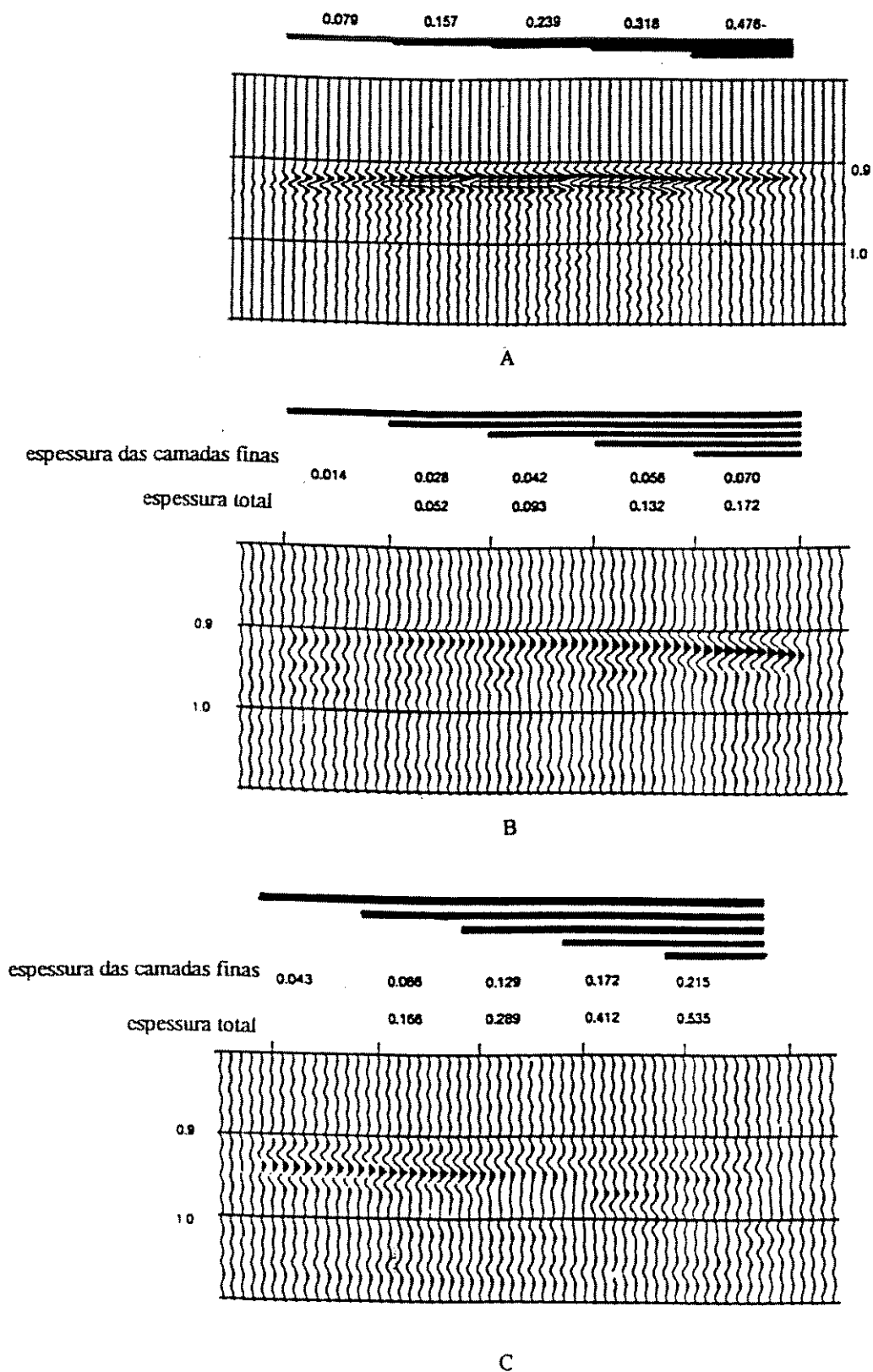


Figura 3. 7- Reflexões de camadas intercaladas. Espessuras são dadas em função do comprimento de onda (adaptado de Sheriff e Geldart, 1995).

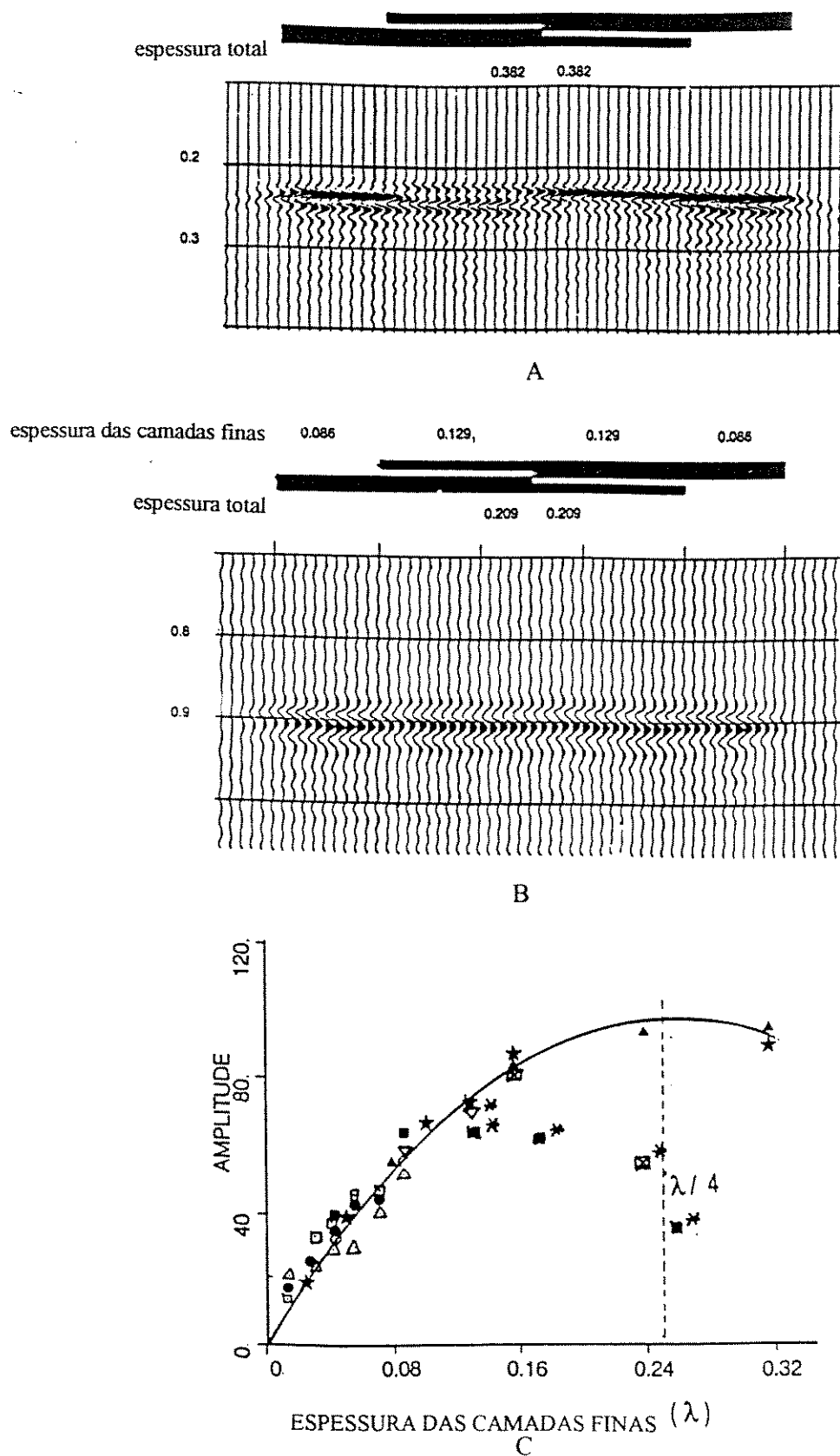


Figura 3. 8- Reflexões de camadas de diferentes espessuras em diferentes posições. Gráfico em C representa os modelos gerados na Figura 3. 7 e nesta figura. Em asterisco estão representadas camadas com espessura total superior a $\frac{1}{4} \lambda$ (adaptado de Sheriff e Geldart, 1995).

3.5 - Modelagem sísmica

Modelagem sísmica foi realizada com o objetivo de validar a relação entre amplitude negativa média e espessura de rocha não reservatório obtida em dados reais e verificar se a relação sugerida entre camadas finas e amplitude discutida na seção anterior pode ser aplicada a este reservatório

A modelagem pode ser subdividida em direta e inversa. A modelagem direta envolve computar os efeitos de um dado modelo e a modelagem inversa calcula os modelos possíveis responsáveis na obtenção de determinados efeitos. O modelo sempre é uma simplificação da realidade e seus elementos constituintes são aqueles considerados como os que mais afetam as medidas (Sheriff e Geldart, 1995).

Fazendo uma modelagem direta de um número grande de possíveis modelos para o reservatório em estudo, obtém-se um número representativo do par espessura de rocha não reservatório x amplitude, que poderá tornar esta relação confiável na obtenção da propriedade do reservatório através de métodos geoestatísticos. A modelagem é a alternativa encontrada quando verifica-se uma relação entre duas variáveis e não se consegue ter uma explicação física plausível para o fenômeno.

3.5.1 - Modelagens anteriores

Castro (1996), estudando o mesmo reservatório, efetuou modelagem com o objetivo de identificar relações entre propriedades do reservatório e a amplitude sísmica.

Com base em dados obtidos de um poço representativo para a área, gerou seis modelos com espessura constante. O número de camadas e o total de rocha reservatório e não reservatório eram variáveis de modelo a modelo. A espessura de camadas individuais de rocha não reservatório oscilava entre 0,5 e 4,0 m.

Outros seis modelos foram gerados com base nos demais poços da área. Para este grupo de modelos, a espessura total do reservatório era variável, como também o número de camadas e as espessuras de rocha reservatório e não reservatório.

Considerando os modelos com espessura constante, Castro (1996) obteve coeficientes de correlação entre as amplitudes ($A_{\max}^+$, $A_{\max}^-$, A_{RMS} , A_{abs} , A_e e $A_{e_{\text{med}}}$) e espessura de rocha reservatório (h_r) e não reservatório (h_e) superiores a 0,90. Considerando todos os modelos gerados, os coeficientes de correlação são dados pela Tabela 3. 8.

ATRIBUTO	h_t	h_r	h_e
$A_{\max}^+$	-0,15	0,08	-0,76
$A_{\max}^-$	-0,06	-0,31	0,76
A_{RMS}	-0,06	0,20	-0,79
A_{abs}	-0,02	0,23	-0,78
A_e	0,006	0,26	-0,78
$A_{e_{\text{med}}}$	-0,07	0,25	-0,79

Tabela 3. 8- Coeficientes de correlação entre atributos sísmicos derivados da amplitude e espessuras de rochas obtidos por modelagem (extraído de Castro, 1996).

Destacam-se os seguintes pontos observados nestas modelagens:

- Quando se passa de um modelo de reservatório com espessura constante para um mais complexo, com espessuras variáveis, a correlação entre os atributos amplitude e espessura de rocha não reservatório piora, saltando de valores de 0,9 para valores situados entre 0,76 e 0,79 (Tabela 3.8). A alta correlação com as rochas reservatórios existente no modelo de espessura constante, não se verifica para o modelo de espessuras do reservatório variáveis (Tabela 3.8).

- A espessura mínima nos modelos utilizados é de 0,5 m e os efeitos de camadas menos espessas não foi considerado.

- À modelagem foram impostas algumas simplificações, como ausência de ruídos, múltiplas, variações no pulso sísmico e não foram considerados os fenômenos de atenuação e dispersão, enfocando-se as variações dos atributos sísmicos como variações somente das propriedades do reservatório.

- O número de modelos gerados foi pequeno.

3.5.2 - Novos modelos.

Nesta etapa, o objetivo foi aumentar o número de modelos possíveis do reservatório para ratificar que existe uma relação linear entre espessura de rocha e amplitude. Especificamente, deseja-se confirmar a relação entre espessura de rocha não reservatório e a amplitude média negativa observada nos dados reais, ao mesmo tempo em que se verificam outras possíveis correlações.

Os sismogramas sintéticos $x(t)$ foram gerados a partir de um modelo convolucional simples, ilustrado pela Figura 3.10:

$$x(t) = w(t) * R(t), \text{ onde:}$$

$w(t)$ - pulso sísmico extraído dos dados sísmicos do processamento 3

$R(t)$ - função refletividade

Neste modelo estão impostas uma série de hipóteses e aproximações (Yilmaz, 1991):

- A terra é constituída de camadas horizontais com velocidades constantes.
- A onda incide normalmente nas interfícies, de maneira que ondas cisalhantes não são geradas.
- O pulso emitido pela fonte é invariante no tempo, ou seja, é estacionário, sua forma não varia.
- Os ruídos de qualquer natureza estão ausentes.

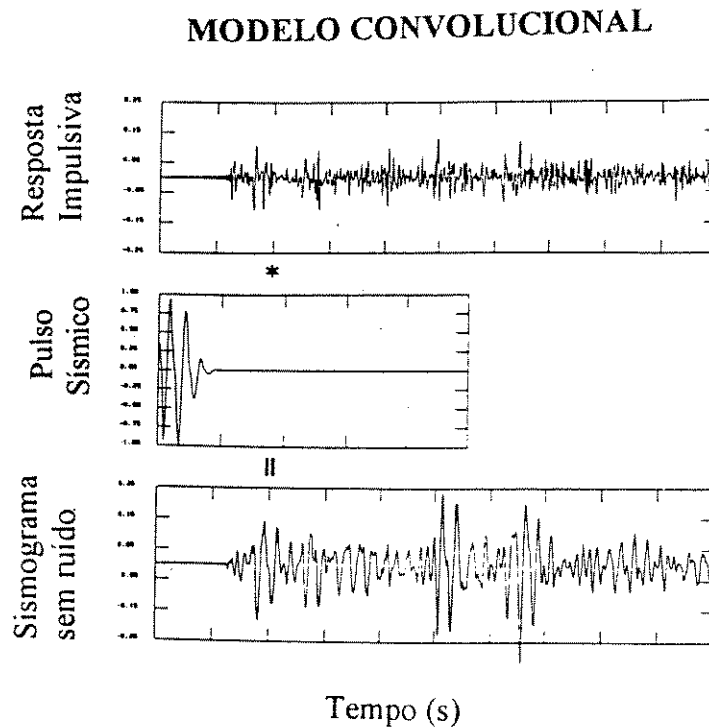


Figura 3. 9- Modelo Convolutacional Simplificado. Nenhum ruído foi acrescentado aos dados. (adaptado de Yilmaz, 1991)

- O pulso emitido pela fonte é conhecido. No caso estudado um pulso extraído dos dados do processamento 3 (Figura 3. 10) é assumido como representativo para a modelagem.

O modelo convolutacional é representado dinamicamente pela Figura 3. 11. O pulso sísmico se propaga pela terra e repete-se a si mesmo quando encontra um refletor. As amplitudes das respostas são reescaladas pelos coeficientes de reflexão associados a cada refletor. O resultado em g é uma superposição da interação do pulso com os coeficientes de reflexão individuais (soma das respostas de a até f, na Figura 3.11).

Para construir os sismogramas sintéticos, foram gerados modelos da função refletividade conforme discutido a seguir.

A Figura 3. 12 representa dois poços da área.

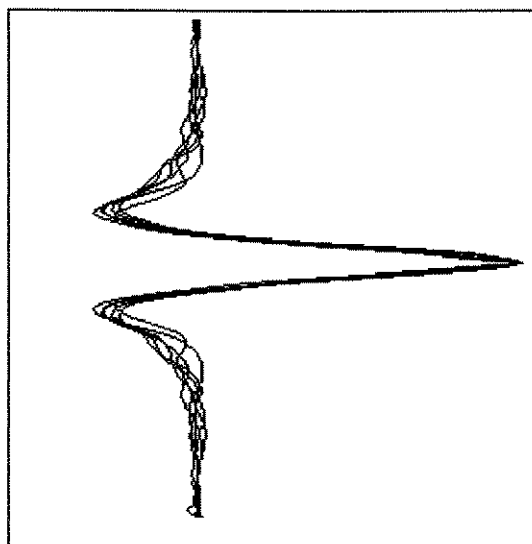


Figura 3. 10- Pulsos sísmicos extraídos do processamento 3. A frequência dominante situa-se em torno de 20 Hz.

Dos poços testemunhados e perfilados na área tem-se as seguintes características para o intervalo I5 (intervalo onde as correlações entre amplitude e propriedade de rocha não reservatório parece ser consistente):

- O topo e a base deste intervalo tem bom contraste de impedância com as rochas sobre e sotopostas. O topo deste intervalo é constituído de arenitos porosos com hidrocarbonetos sotopostos a camadas de rochas que constituem a fácies não reservatório de maior velocidade e densidade (temos um pico de amplitude negativo). A base do intervalo I5 é mapeada no contato óleo/água. Abaixo do contato óleo/água há um aumento da cimentação calcítica nos arenitos que apresentam velocidade e densidade maiores que os arenitos da zona de óleo (temos um pico de amplitude positivo). Camada de rocha pertencente a fácies pelito, denominada marco estratigráfico B tem ampla distribuição pelo reservatório e ocorre próximo ao contato óleo/água.

- A espessura de rocha total do reservatório (h_r) no intervalo I5 varia de 35,4 a 61,6 m, a espessura de rocha reservatório (h_{rr}) varia de 11,7 a 42 m e a faixa de variação de rocha não reservatório (h_e) situa-se entre 4,5 a 24,3 m. A razão entre h_r e h_e varia entre 0,5 e 9.

MODELO CONVOLUCIONAL DINÂMICO

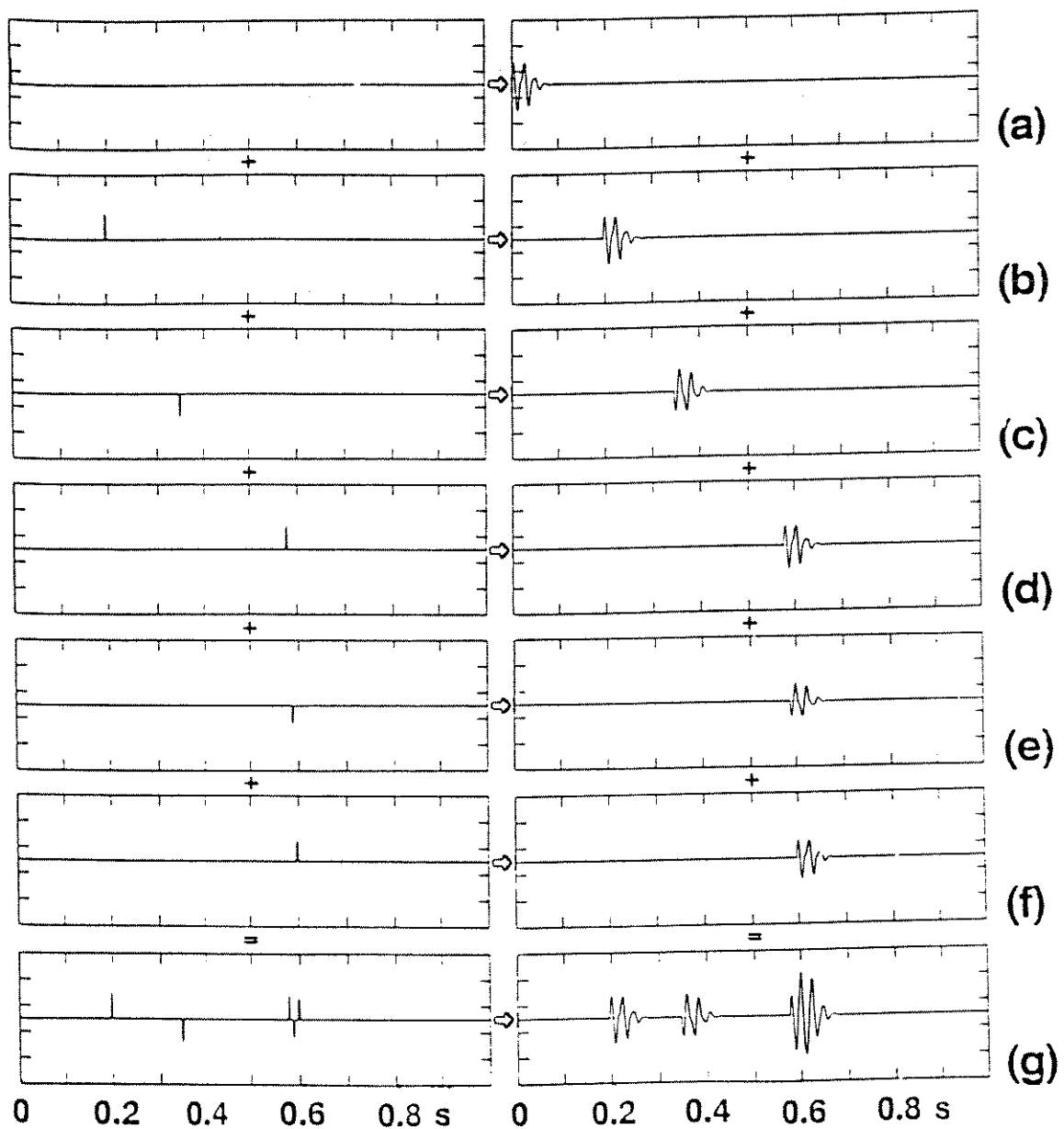


Figura 3. 11- Modelo Convolucional mostrando a propagação da wavelet sísmica no tempo (figuras de “a” a “f” à direita). À esquerda estão representados os coeficientes de reflexão. O sismograma resultante (parte inferior à direita) é a resposta composta (“g”) da convolução do pulso com a resposta impulsiva da Terra (adaptado de Yilmaz,1991).

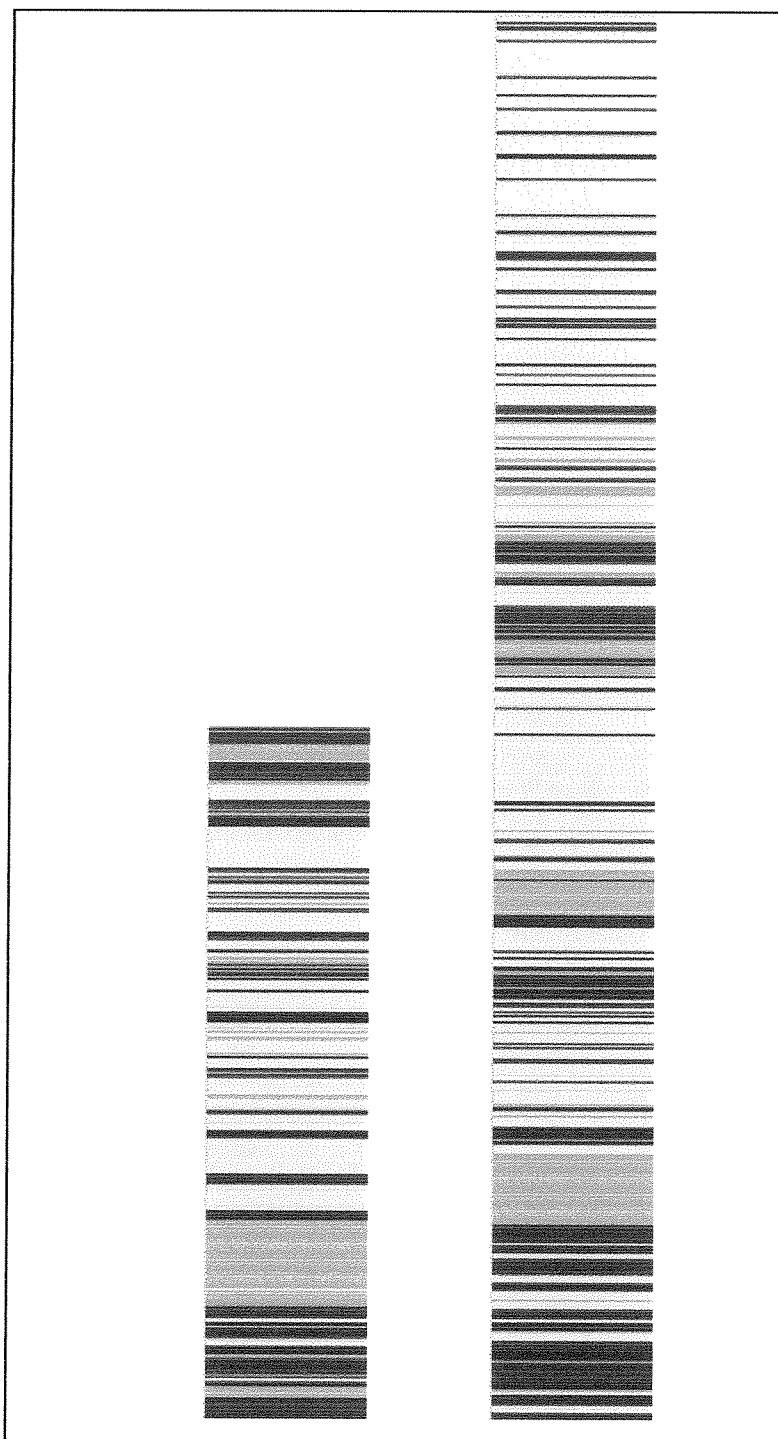


Figura 3. 12- Dois poços representativos do reservatório, intervalo I5. Em amarelo: arenito reservatório. Em azul: arenito cimentado. Em verde: folhelhos/margas/calculutitos. A menor camada representada tem 10 cm.

-As camadas de fácies não reservatório, tanto arenitos cimentados quanto folhelhos/margas/calculutitos tem espessura centimétricas a poucos metros (Figura 3. 12). Entre poços, o número de camadas não reservatório que podem ser rastreadas varia de 1 a 3 dezenas. Quando se considera um poço individualmente, o número de camadas individuais situa-se entre 44 e pouco mais de uma centena, sendo que na média, as camadas cimentadas são o triplo das demais rochas não reservatório. Segundo Sombra (informação verbal), as camadas centimétricas dos arenitos cimentados tem extensão lateral máxima de 5,0 m com predomínio de extensões laterais de até 2,0 m.

Para gerar dezenas de funções refletividade, adaptou-se um programa desenvolvido por Castro (1996) para geração da função refletividade de forma aleatória. Partiu-se de modelo simples, que consiste em gerar um número de camadas de não reservatório entre 3 e 27 e posicioná-las aleatoriamente dentro da faixa de espessura compreendida pelo intervalo $I5 \pm 10$ m, discretizado de 0,10 em 0,10 m. A espessura varia de modelo a modelo dentro da faixa $I5 \pm 10$ m. As espessuras das camadas de rocha não reservatório são sorteadas aleatoriamente dentro de uma faixa de 0,1 a 3,0 m e obedece a relação $h_r/h_e \leq 10$. A cada refletor gerado é associado um coeficiente de reflexão (*C.R.*) calculado a partir das impedâncias acústicas de dados de poços.

$$C.R. = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}, \text{ onde:}$$

ρ_i - densidade da camada *i*.

V_i - velocidade da camada *i*.

A Tabela 3. 9 resume as propriedades petrofísicas obtidas de perfis sônico e neutrão.

	V_i (m/s) velocidade	ρ_i (g/cm ³) densidade
AR - arenito reservatório	3760 - 4060	2,34
AC - arenito cimentado	4100-4290	2,45
NR - folhelho, marga e calcilutito	3900 - 4500	2,50 - 2,60

Tabela 3. 9- Algumas propriedades petrofísicas das rochas presentes no intervalo I5. As rochas AC e NR compõem as rochas não reservatório, que têm espessura acumulada representada por h_e .

Os coeficientes de reflexão adotados na modelagem para as interfaces AR/AC e AR/NR foram, respectivamente, 0,1363 e 0,1104. Das camadas não reservatório geradas, $\frac{1}{4}$ corresponde a folhelhos e $\frac{3}{4}$ a arenitos cimentados.

Os atributos sísmicos foram calculados sobre os dados sintéticos gerados. Foram calculados coeficientes de correlação entre estes atributos e os valores de espessura total (h_t), espessura de rocha reservatório (h_r), espessura de rocha não reservatório (h_e) e produto $h\phi$. As relações entre espessura de rocha não reservatório (h_e) e amplitude exibem coeficientes de correlação acima de 0,60. Os maiores coeficientes de correlação estão relacionados as amplitudes negativa máxima e média (Figura 3. 13). Esta última também foi verificada nos dados reais (Tabela 3. 4).

Outro aspecto a considerar é que um atributo médio é menos vulnerável aos valores anômalos que podem ter origem, por exemplo, em uma das etapas do processamento (vide seção 2.2) e que podem, eventualmente, afetar bastante um atributo instantâneo.

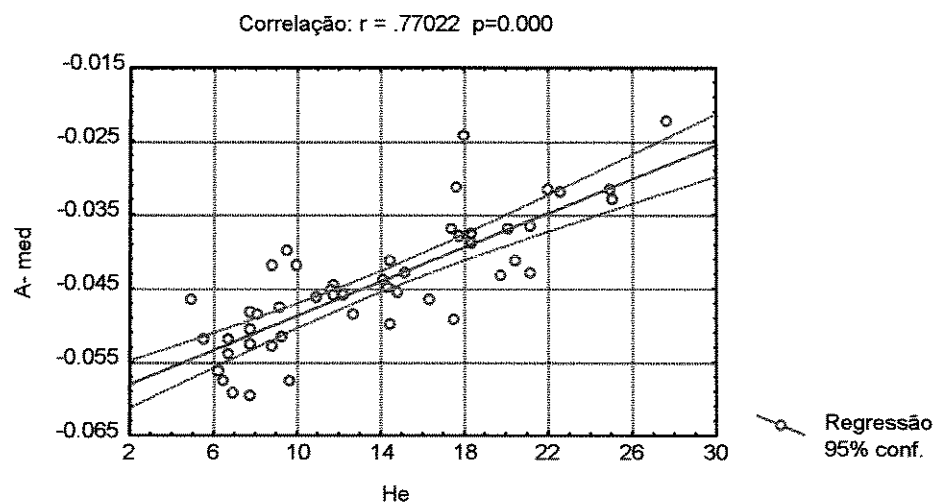


Figura 3. 13- Correlação entre amplitude negativa média e espessura de rocha não reservatório obtida por modelagem.

	A_{med}^{+}	A_{med}^{-}	$TE/2$	A_e	A_{abs}	A_{max}^{+}	A_{max}^{-}
h_r	-0,36	0,17	-0,52	0,18	-0,31	-0,17	-0,10
h_e	-0,59	0,77	-0,03	-0,70	-0,69	-0,66	0,87
h_t	-0,56	0,43	-0,52	-0,06	-0,55	-0,39	0,20
R	0,21	-0,43	-0,26	0,62	0,30	0,36	-0,66

Tabela 3. 10 – Coeficientes de correlação entre espessura de rocha e atributos sísmicos derivados da amplitude e tempo (definidos na Tabela 2.2) obtidos por modelagem.

Nestes modelos do reservatório, observou-se que os fatores que mais vão influenciar os sismogramas sintéticos obtidos são a espessura total do intervalo e a espessura das camadas não reservatório delgadas, com espessura máxima de 3,0 m (discussão na seção 3.4).

A modelagem realizada com 50 amostras mostra que há uma relação linear entre amplitude e espessura de camadas. Há uma relação empírica entre amplitude e espessura de camadas sob as condições discutidas.

CAPÍTULO 4

4 - INCERTEZAS ASSOCIADAS À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS.

No capítulo anterior, foi observada uma relação linear entre a amplitude negativa média e a espessura de camadas de rocha não reservatório. Esta relação entre variável primária (espessura de rocha não reservatório) e secundária (amplitude negativa média) foi utilizada para avaliar incertezas na caracterização de reservatórios, em função do atributo sísmico em questão ter sido calculado a partir de diferentes processamentos de dados e diferentes janelas de cálculo. A integração entre os dados primários e secundários realizou-se utilizando técnicas geoestatísticas discutidas no capítulo 2 e comumente usadas na literatura (capítulo 1, seção 1.5). Além de avaliar o impacto na caracterização do reservatório decorrente da utilização de dados processados e interpretados diferentemente, analisou-se também a influência dos métodos geoestatísticos aqui utilizados na caracterização do reservatório.

As propriedades do reservatório que foram calculadas são a espessura de rocha não reservatório e o cálculo do volume destas rochas.

O capítulo está organizado de modo que a discussão aborda os seguintes tópicos:

- Definição da janela para cálculo da amplitude negativa média.
- Incertezas associadas à interpretação dos dados utilizando a krigagem com deriva externa como algoritmo de interpolação dos valores de rocha não reservatório obtidos a partir do cálculo da variável secundária (amplitude negativa média) em três janelas interpretadas diferentemente sobre um mesmo processamento.
- Incertezas associadas à utilização de diferentes algoritmos de interpolação, no caso a krigagem com deriva externa e a *collocated cokriging*. A variável secundária empregada foi a mesma nos dois métodos, obtida em uma mesma janela de cálculo, sobre o mesmo processamento.
- Simulação estocástica foi empregada para avaliar incertezas associadas ao processamento dos dados. Em uma primeira etapa, a simulação foi usada como um algoritmo interpolador, gerando imagens-média de 100 simulações para cada processamento. Na segunda

etapa, a partir das 100 imagens geradas, foram obtidos, como produto da simulação, mapas de probabilidade da espessura de rocha não reservatório se situar acima do patamar de 15 m.

O fato de se ter muitas imagens da espessura de rocha não reservatório possibilitou calcular uma faixa de variação de volume de rocha não reservatório para cada processamento. Quando analisados conjuntamente, os resultados indicam se a variação de volume decorrente da utilização de dados processados distintamente é relevante ou não. Considerou-se relevante uma variação de volume maior que a variação inerente ao próprio método da simulação estocástica. Ainda com o objetivo de avaliar se as diferenças impostas pelo processamento dos dados são representativas, foram gerados mapas da espessura da rocha não reservatório e cálculo de volumes associados a partir de dois grupos de 50 imagens obtidos a partir de um mesmo processamento (processamento 3). A variável secundária (amplitude negativa média) foi extraída de uma mesma janela de cálculo utilizada nos três processamentos.

Encerrando este tópico, foi mostrado que a utilização conjunta dos mapas de espessura de rocha não reservatório gerados a partir dos três processamentos podem reduzir incertezas envolvidas nos processos de estimativa em pontos localizados do mapa.

- No último item deste capítulo apresentaram-se outras propriedades do reservatório, como espessura de rocha reservatório e mapa de h_r/h_e obtidos a partir da espessura de rocha não reservatório.

As incertezas na caracterização do reservatório foram quantificadas em todos os itens discriminados acima pela elaboração de mapas das diferenças na espessura de rocha não reservatório entre as imagens e do cálculo de volume de rocha não reservatório associado. Histogramas das diferenças nos valores da espessura de rocha não reservatório mostraram como elas se concentram. Podemos obter o percentual de ocorrência de diferenças relativas inferiores a 10%, 20% e outros. Espacialmente, estas diferenças poderão ser visualizadas nos mapas gerados.

4.1 - Definição da janela de cálculo do atributo sísmico.

4.1.1 - Janelas definidas para avaliação de diferentes interpretações sobre um mesmo processamento sísmico.

A interpretação é o único fator que influi na definição da janela de cálculo do atributo.

Uma vez definido o intervalo de cálculo (por exemplo, topo e base do reservatório), este poderá sofrer alterações em função de novas interpretações realizadas por diferentes intérpretes ou mesmo intérprete trabalhando sobre dados reprocessados que exibam melhor qualidade sísmica.

O impacto de diferentes interpretações sobre as estimativas das propriedades do reservatório vai depender da qualidade dos dados disponíveis. Quanto melhor a qualidade dos dados menor será o caráter subjetivo da interpretação.

Realizou-se um exercício de como a definição da janela de cálculo impacta a estimativa das propriedades do reservatório. Sobre um mesmo dado processado (processamento 3) calculou-se a amplitude negativa média sobre 3 janelas (Figura 4. 1). Este atributo foi empregado como variável secundária para estimar a espessura de rocha não reservatório através de krigagem com deriva externa.

Uma das janelas de cálculo é limitada pelas reflexões do topo e da base do reservatório estudado interpretado sobre o processamento 1 e mapeados como horizonte do topo e da base do reservatório. Estes horizontes foram exportados para o processamento 3 (janela 3). Neste campo, o refletor mapeado como topo do reservatório tem boa qualidade sísmica e é fácil de rastrear.

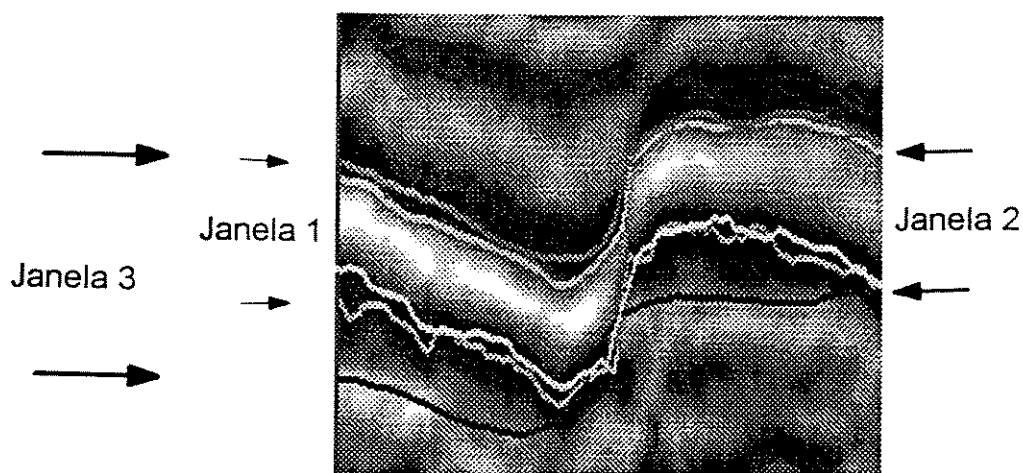


Figura 4. 1-Seção sísmica (2,2 km) enfocando o reservatório estudado e três janelas de cálculo dos atributos. A janela 2 tem espessura em torno de 50 ms.

A base, pelo contrário, em muitos trechos, exibe qualidade sísmica ruim e o seu rastreamento impõe um maior grau de subjetividade na interpretação.

Considerando que o atributo calculado é a amplitude negativa média e que o reservatório é representado basicamente por um pico branco no topo e um pico preto associado à base, foram definidas mais duas janelas (janela 1 e janela 2, Figura 4.1). As duas englobam a reflexão do topo e terminam no pico de amplitude da base não atingindo o ponto de amplitude nula, como a janela 3. A diferença entre elas é que os refletores que as delimitam foram interpretados por pessoas diferentes.

4.1.2 - Janela utilizada na avaliação de diferentes algoritmos geoestatísticos

A janela 2 definida anteriormente e interpretada sobre o processamento 3 foi selecionada para cálculo da amplitude negativa média que entrará como variável secundária nas técnicas de krigagem e *collocated cokriging*. Pretende-se avaliar a influência do modelo de variabilidade espacial sobre os valores estimados, de modo que a janela selecionada poderia ser também a janela 1 ou a 3.

4.1.3 - Janela utilizada na avaliação dos processamentos sísmicos

A janela 3 definida na seção 4.1.1 foi utilizada para avaliar a influência do processamento sobre a caracterização da espessura de rocha não reservatório.

Os horizontes topo e base mapeados sobre o dado sísmico do processamento 1, foram exportados para as seções sísmicas dos processamentos 2 e 3, para evitar que os atributos calculados sofressem a influência do caráter interpretativo relacionado às diferenças de qualidade entre os processamentos.

4.2 - Estimativa de h_e por Krigagem com Deriva Externa a partir de três diferentes interpretações.

Como descrito anteriormente, o princípio da técnica krigagem com deriva externa é obter uma função deriva modelada como polinômios de baixa ordem pela combinação de funções determinísticas conhecidas de modo que:

$$E[Z(u)] = m(u) = a_0 + \sum_i a_i z_i^l(u), \text{ onde:}$$

$z_i^l(u)$ - são monômios básicos e funções determinísticas externas

a_0, a_i - são coeficientes desconhecidos

O *software* Isatis, fabricado pela Geovariances (1997) tem a opção de realizar automaticamente a análise estrutural em duas etapas:

- Determinação do grau da deriva.
- Inferência da covariância generalizada ótima compatível com o grau da deriva.

A determinação do grau de deriva consiste em ajustar diferentes polinômios aos pontos objetivo baseado na informação da vizinhança e calcular os mínimos erros quadráticos associados às tentativas de ajuste. O deriva ótima é aquela que produz a menor variância do erro.

Em função do reduzido número de dados primários, optou-se pela vizinhança única para ser utilizada em todos os algoritmos geoestatísticos empregados neste trabalho.

A estimativa da covariância generalizada ótima $K(h)$, em vizinhança única é dada por:

$$K(h) = \sum_p b_p k_p(h), \text{ onde:}$$

$k_p(h)$ - corresponde a estruturas básicas pré-definidas

b_p - coeficientes desconhecidos

As estruturas básicas pré-definidas utilizadas como modelo para as estimativas de h_e a partir dos atributos calculados nas 3 janelas foram:

Covariância Generalizada de Primeira Ordem	- Alcance = 1200 m
Covariância Generalizada de Terceira Ordem	- Alcance = 1200 m

A Figura 4.2 representa os valores estimados de h_e para o intervalo I5 utilizando o atributo amplitude negativa média das janelas 1, 2 e 3, respectivamente.

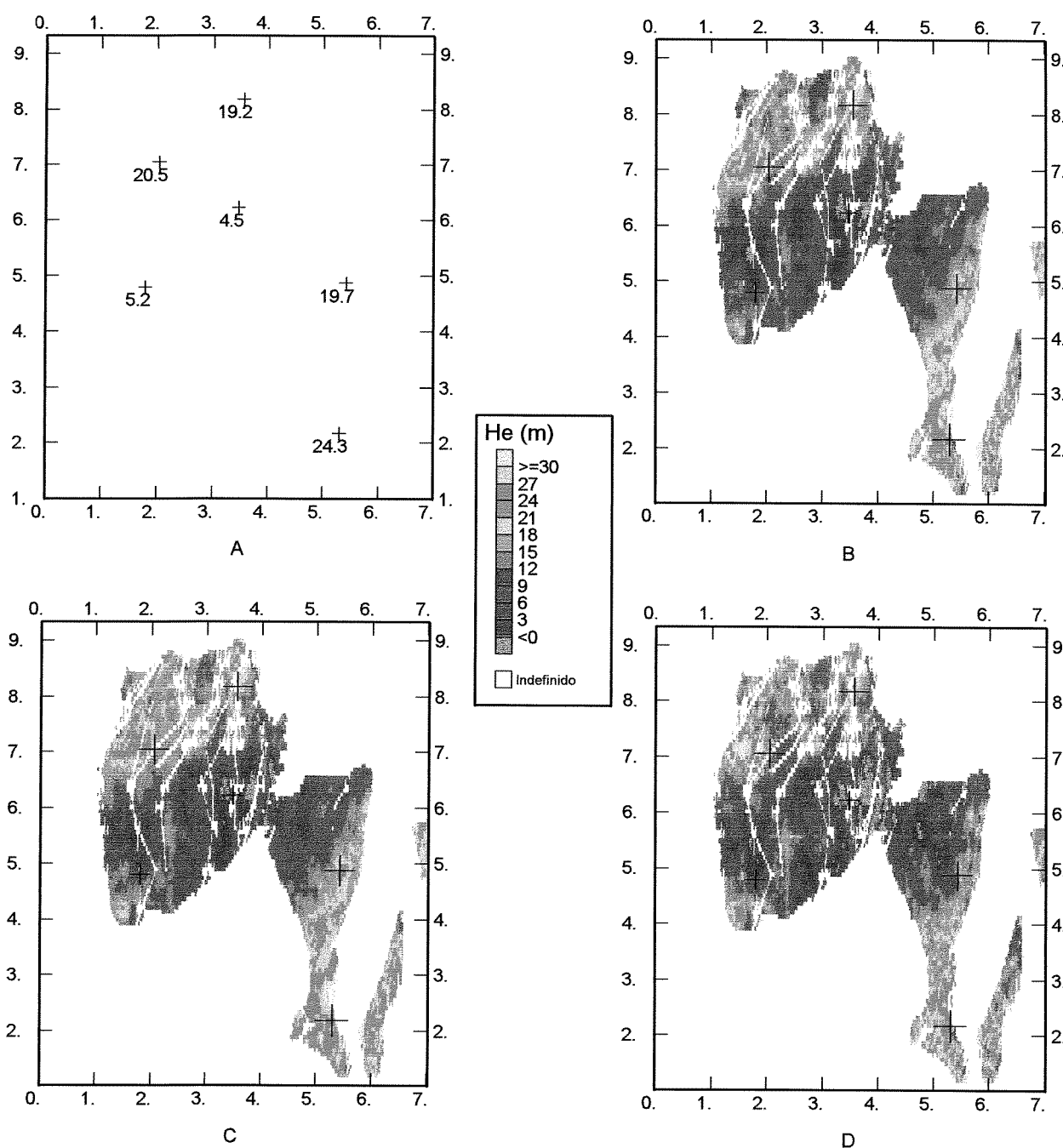


Figura 4.2- Mapa de espessura acumulada de fácies não reservatório (h_e) estimado por krigagem com deriva externa a partir do atributo amplitude negativa média calculado em três janelas distintas sobre o processamento 3. A – mapa base com valores de h_e nos poços, B – mapa de espessura calculado a partir da janela 1, C - mapa de espessura calculado a partir da janela 2, D - mapa de espessura calculado a partir da janela 3.

4.2.1 - Comparação entre estimativas de h_e geradas a partir de diferentes interpretações

A Figura 4. 3, Figura 4. 4 e Tabela 4. 1 representam, respectivamente, o mapa das diferenças de h_w , os histogramas associados e os volumes calculados sobre as imagens da seção anterior.

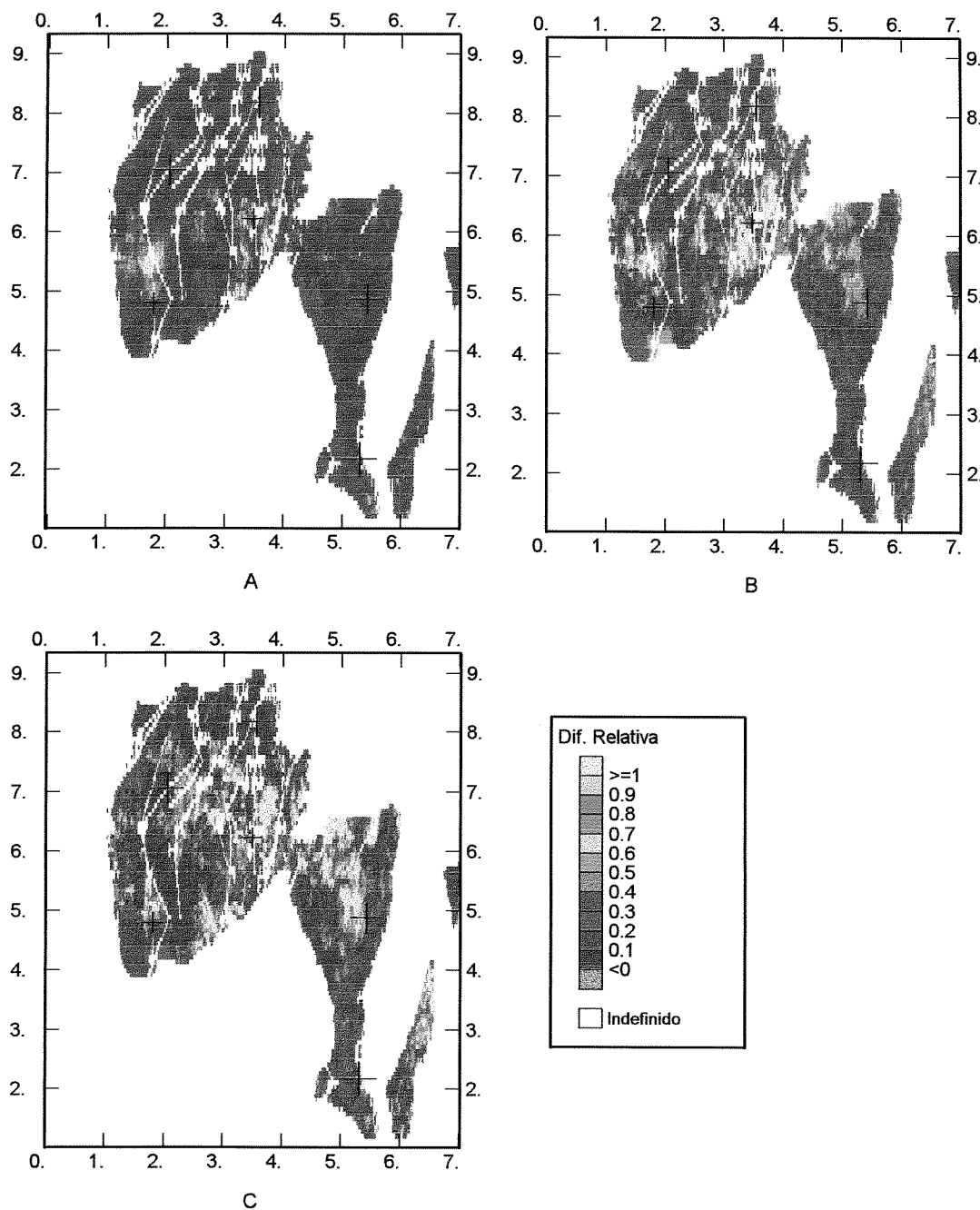


Figura 4. 3- Diferenças relativas entre espessura acumulada de fácies não reservatório calculadas a partir de diferentes janelas. A – diferenças entre janelas 2 e 1, B - diferenças entre janelas 3 e 1, C - diferenças entre janelas 3 e 2.

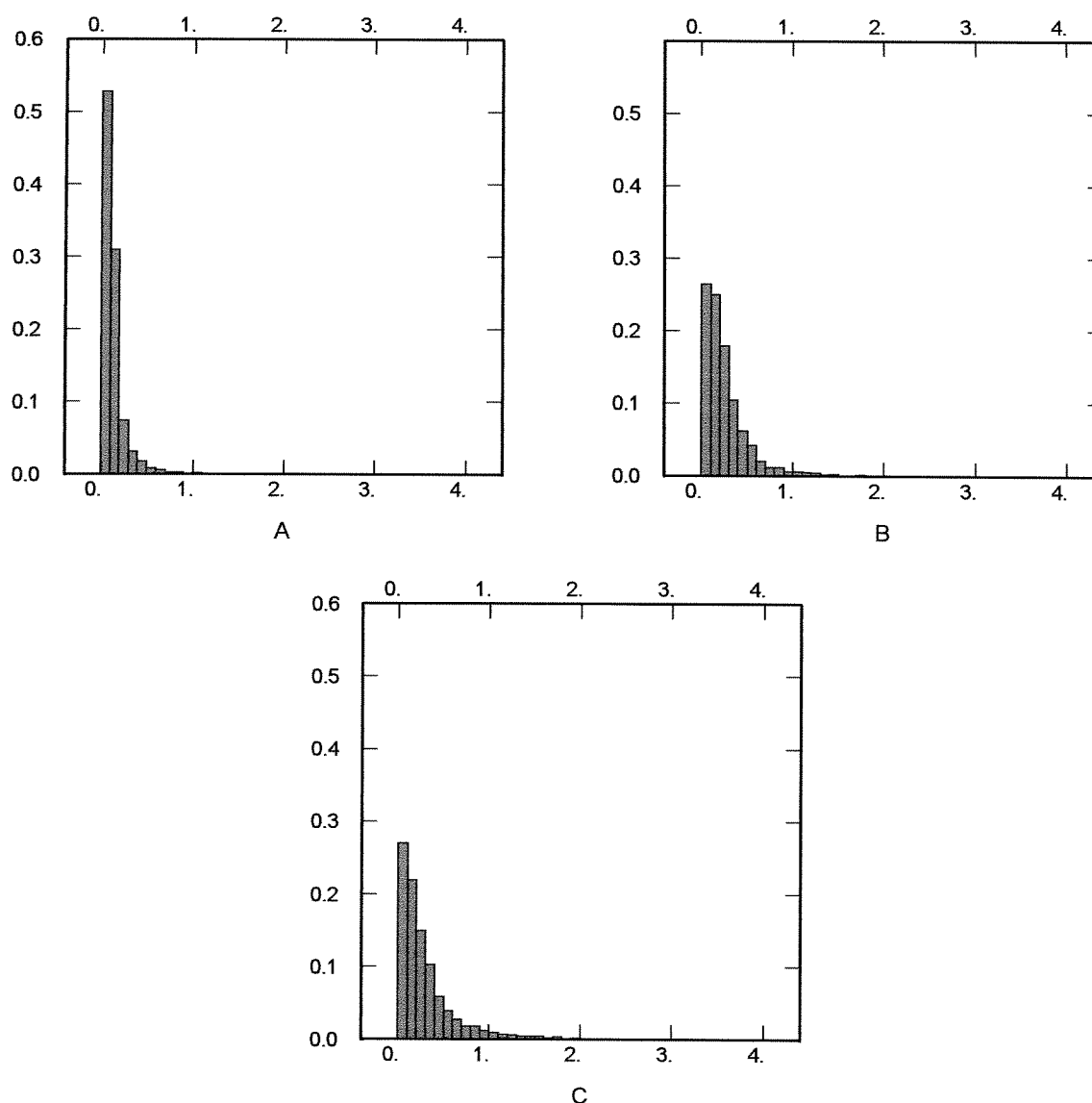


Figura 4. 4- Histogramas das diferenças relativas (variação entre 0 e 400% - eixo das abscissas) entre h_e calculados em diferentes janelas por krigagem com deriva externa. A – diferenças entre janelas 2 e 1, B- diferenças entre janelas 3 e 1, C - diferenças entre janelas 3 e 2. No eixo das ordenadas têm-se frequência relativa de 0 a 60%.

	Janela 1	Janela 2	Janela 3
$V_{he} (x10^6 m^3)$	204,28	213,87	190,58

Tabela 4. 1- Comparação dos volumes de h_e calculados em função das diferentes janelas utilizadas. As diferenças relativas entre os volumes de rocha não reservatório são de 4,7% (janelas 1-2), 7,2% (janelas 3-1) e 12,2% (janelas 2-3)

A análise das imagens de h_e geradas e os mapas das diferenças mostram semelhança entre os valores das imagens, com as maiores diferenças relativas concentrando-se em áreas onde as espessuras de h_e são pequenas. As menores diferenças detectadas são entre as imagens geradas a partir das janelas 1 e 2, onde mais de 50% dos *pixels* diferem nos valores de espessura de rocha não reservatório em 10% (Figura 4. 4). Estas janelas são semelhantes entre si (interpretações mais próximas) e contrastam razoavelmente em relação à janela 3, que é uma interpretação realizada sobre o processamento 1 que foi exportada para o processamento 3 e por isso envolve uma maior incerteza na definição do refletor rastreado. Neste exercício, pode-se fazer um paralelo entre a definição das janelas e a qualidade dos dados sísmicos disponíveis. As janelas 1 e 2 podem ser comparadas com uma interpretação realizada sobre dados de boa qualidade, onde a tarefa de rastrear os horizontes de interesse não precisa tanto do caráter subjetivo. Dentro desta analogia, a janela 3 estaria associada a uma interpretação sobre dado com qualidade ruim, onde o caráter interpretativo deve ser bastante utilizado. De fato, mapear o refletor base sobre os dados do processamento 1, como é o caso neste exercício, é mais difícil que interpretá-lo sobre o dado referente ao processamento 3, que tem uma qualidade sísmica superior para este fim.

A partir da comparação das diferenças computadas nesta seção com aquelas tratadas nas próximas seções obteve-se uma melhor sensibilidade para avaliar como as discrepâncias levantadas em função da preparação dos dados influem na caracterização de reservatórios.

4.3 - A influência de diferentes algoritmos de interpolação na estimativa de h_e

Estimou-se h_e através da *collocated cokriging* utilizando dois modelos de variabilidade espacial: um isotrópico e outro anisotrópico. Avaliou-se o impacto de diferentes modelos de variabilidade espacial dos dados e das diferenças nos algoritmos de interpolação, *collocated cokriging* desenvolvido nesta seção e krigagem com deriva externa desenvolvido na seção 4.2, sobre a espessura h_e . A amplitude negativa média é referente à janela 2.

Os dados de entrada correspondem ao modelo de variograma da variável secundária e ao coeficiente de correlação entre as variáveis primária e secundária. O coeficiente de correlação utilizado foi de 0,77, constatado nos dados modelados (seção 3.5).

O variograma experimental foi ajustado por um modelo exponencial nos dois casos. Apresenta um comportamento linear próximo à origem, onde a covariância dos dados descreve rapidamente com a distância. A diferença entre os dois modelos é que em um se interpretou uma anisotropia, com os dados na direção N-S (direção D2) apresentando maior continuidade (1200 m) do que os dados em direção perpendicular D1 (Figura 4. 5).

A Figura 4.6 apresenta as estimativas de h_e obtidas utilizando o modelo isotrópico (modelo 1) e anisotrópico (modelo 2), respectivamente.

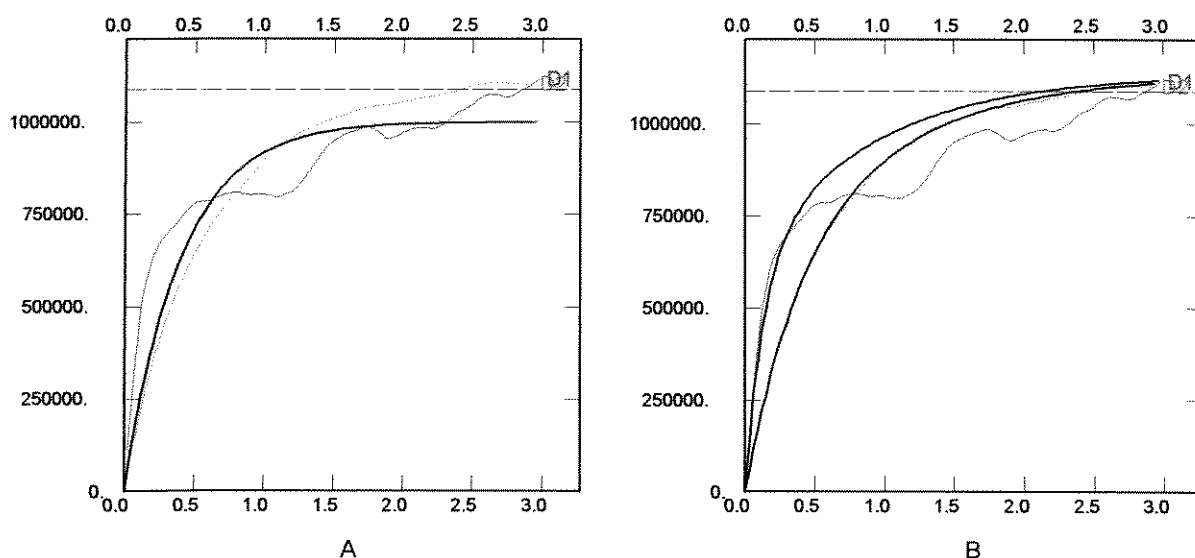


Figura 4. 5- Modelos de variograma para a variável secundária (amplitude negativa média). A- modelo isotrópico ajustado sobre os variogramas experimentais nas direções D1 e D2, B- modelo anisotrópico ajustado sobre os variogramas experimentais nas D1 e D2. Em B o variograma experimental na direção D2 e o modelo ajustado praticamente se superpõem. A distância no eixo das abscissas é dada em km e nas ordenadas têm-se os valores do semi-variograma.

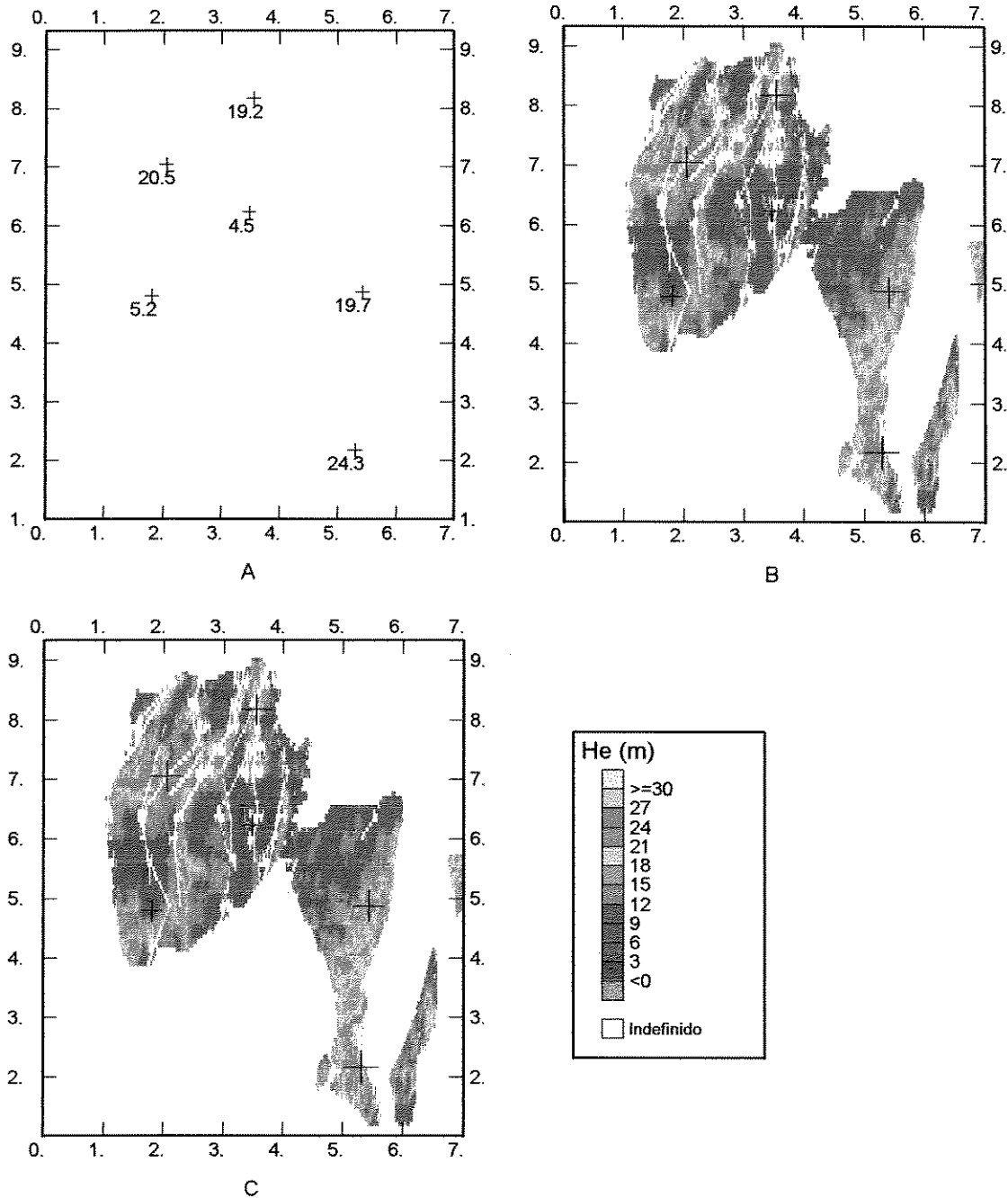


Figura 4.6- Mapas de espessura acumulada de rocha não reservatório obtidos para diferentes modelos de variogramas através da *Collocated cokriging*. A – mapa base com valores de h_e observados nos poços, B – mapa obtido com o modelo isotrópico, C – mapa obtido com o modelo anisotrópico.

4.3.1 - Comparação entre as estimativas de h_e geradas por diferentes algoritmos de interpolação.

A comparação entre as imagens está sintetizado na Figura 4. 7, Figura 4. 8 e Tabela 4. 2.

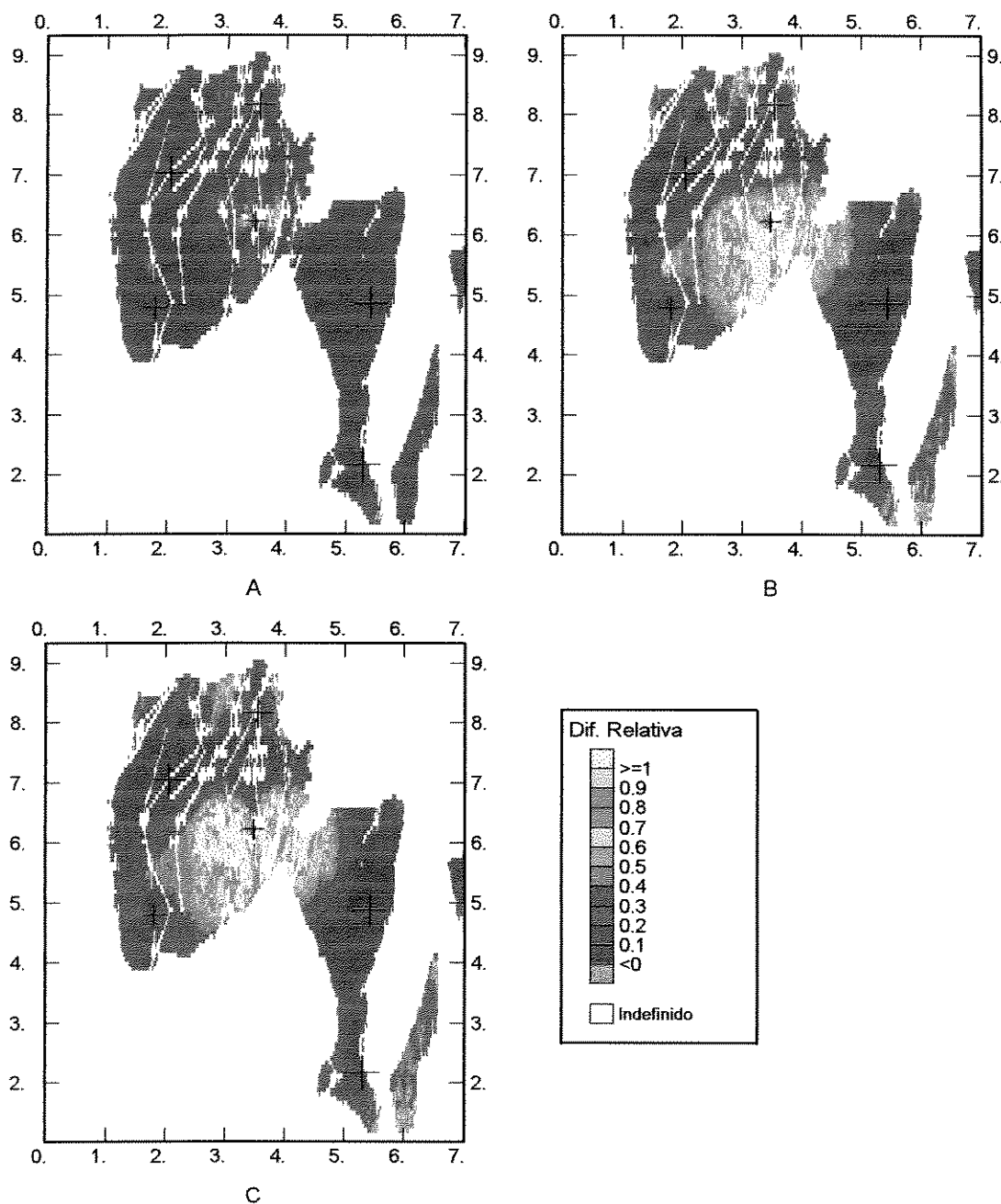


Figura 4. 7- Diferença relativa entre h_e estimado por krigagem com deriva externa e *collocated cokriging*. A - diferença entre as estimativas obtidas por cokrigagem com modelos isotrópico e anisotrópico, B - diferença entre as estimativas obtidas por cokrigagem, modelo isotrópico e krigagem, C - diferença entre as estimativas obtidas por cokrigagem, modelo anisotrópico e krigagem.

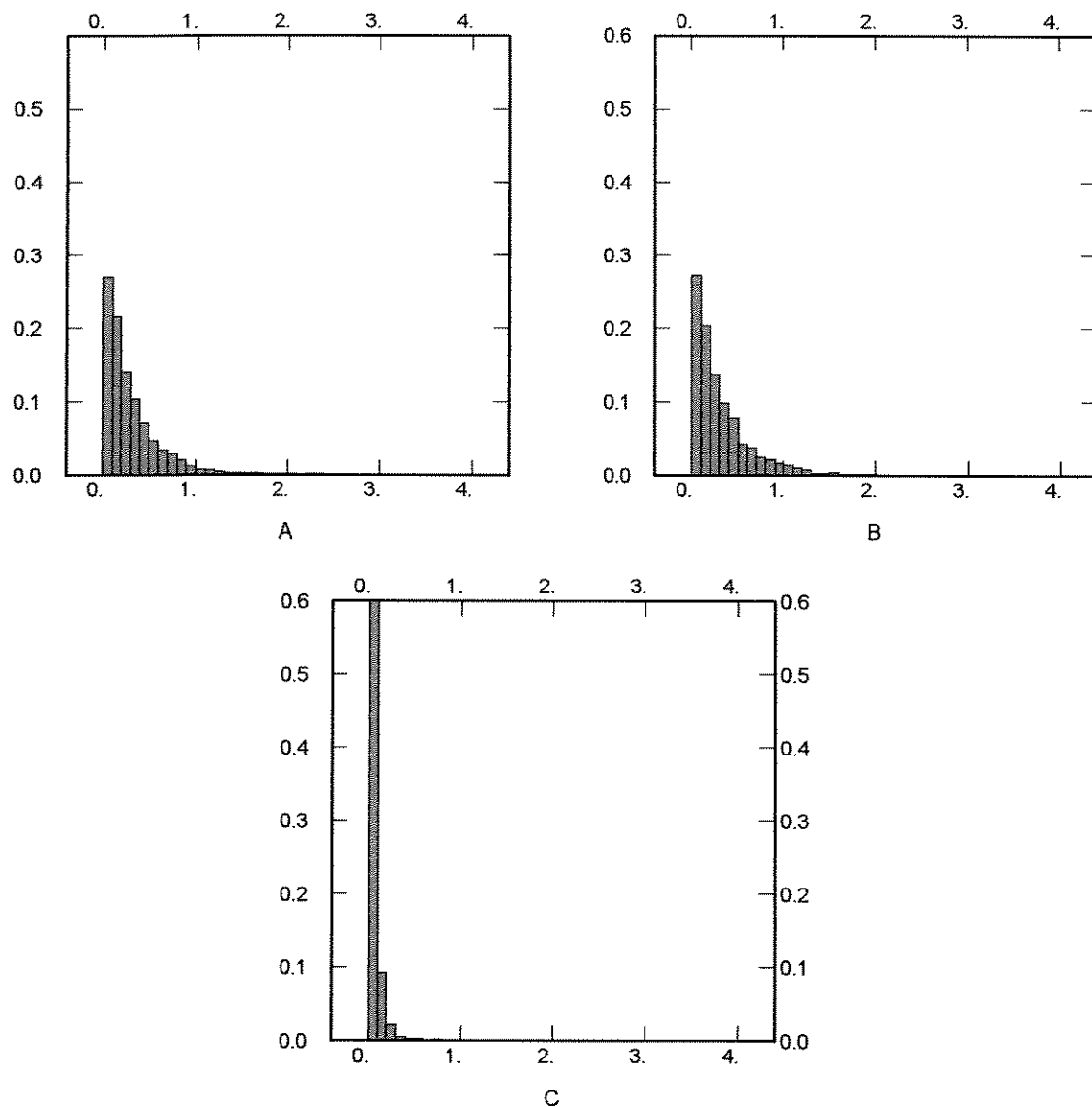


Figura 4. 8- Histogramas das diferenças relativas (variando de 0 a 400%, no eixo das abscissas) entre h_e calculados por diferentes métodos de estimativa. A – diferenças entre krigagem e *collocated cokriging*, modelo isotrópico, B - diferenças entre krigagem e *collocated cokriging*, modelo anisotrópico, C - diferenças entre *collocated cokriging*, modelo isotrópico e *collocated cokriging*, modelo anisotrópico. No eixo das ordenadas têm-se frequência relativa entre 0 e 60%. Em C, a frequência em que ocorrem diferenças relativas de até 10% é de 89%; está limitado na frequência de 60% para permitir comparação entre os gráficos.

	<i>Collocated cokriging</i> Modelo 1	<i>Collocated cokriging</i> Modelo 2	Krigagem com deriva externa
$V_{he} (\times 10^6 \text{ m}^3)$	216,67	217,83	213,87

Tabela 4. 2- Comparação dos volumes de h_e calculados em função de diferentes modelos e métodos utilizados. A diferença relativa máxima entre os volumes é de 1,8% (entre *Collocated cokriging*, modelo anisotrópico e krigagem com deriva externa).

As diferenças observadas entre as estimativas utilizando o mesmo método de cálculo (*collocated cokriging*, com janela fixa) com modelos de variabilidade espacial distintos são as menores: as diferenças relativas estão concentradas em torno de 10% (Figura 4. 8) e volumes calculados para os diferentes modelos empregados diferem em apenas 0,5 %.

Quando se comparam as estimativas de h_e por krigagem com as estimativas realizadas por cokrigagem observa-se que as maiores diferenças relativas se concentram na área onde a espessura de h_e é pequena e em consequência os valores de volumes calculados diferem muito pouco (Tabela 4. 2).

A definição da janela de cálculo do atributo em função de diferentes interpretações pode conduzir a uma maior incerteza na caracterização dos reservatórios do que a incerteza envolvida na utilização de diferentes métodos geoestatísticos.

4.4 - A influência do processamento de dados sobre a caracterização do reservatório

Quando se avalia a influência da janela de cálculo dos atributos sobre a estimativa de h_e , trabalha-se com o caráter subjetivo da interpretação dos dados, cujo controle não depende de leis pré-estabelecidas. Ao contrário, o processamento de dados se apóia em leis físicas, embora o caráter subjetivo na definição de parâmetros de processamento sempre vá existir em uma etapa ou outra. Apesar disto, é mais fácil direcionar o processamento dos dados para preservar características importantes na caracterização de reservatórios do que direcionar os olhos do intérprete, mesmo porque a interpretação dos dados baseia-se na qualidade da seção sísmica processada.

4.4.1 - Mapas de h_e gerados a partir de processamentos distintos

Cada atributo de amplitude negativa média associado a cada um dos processamentos entrou como deriva externa na geração de 100 imagens (para cada um dos processamentos) através da simulação condicional *turning bands*.

O modelo de variabilidade espacial adotado foi o mesmo utilizado quando da krigagem com deriva externa no capítulo anterior. Automaticamente foi calculada uma deriva ótima e as covariâncias generalizadas associadas àquela deriva. O algoritmo de simulação *turning bands* utilizado necessita de uma semente e do número de bandas para ser implementado. As sementes utilizadas foram as mesmas para os três processamentos. Para alguns autores, um número de bandas igual ao maior número de nós em x ou y seria suficiente para evitar artefatos eventuais do método. No entanto, o número de bandas foi definido como a soma dos nós em x e y. Quanto maior o número de bandas melhor é a reprodução da função covariância do campo simulado.

Como o algoritmo de simulação adotado baseia-se numa distribuição gaussiana da variável a ser mapeada, o primeiro passo foi transformar as variáveis brutas, primária e secundária, em variáveis gaussianas com média próxima a zero e desvio padrão próximo de 1 (normal padrão), através de uma função de transformação gaussiana. Uma vez realizada as simulações, a variável foi novamente transformada para seus valores originais.

As imagens-médias das 100 simulações referentes a cada processamento são apresentadas na Figura 4. 9.

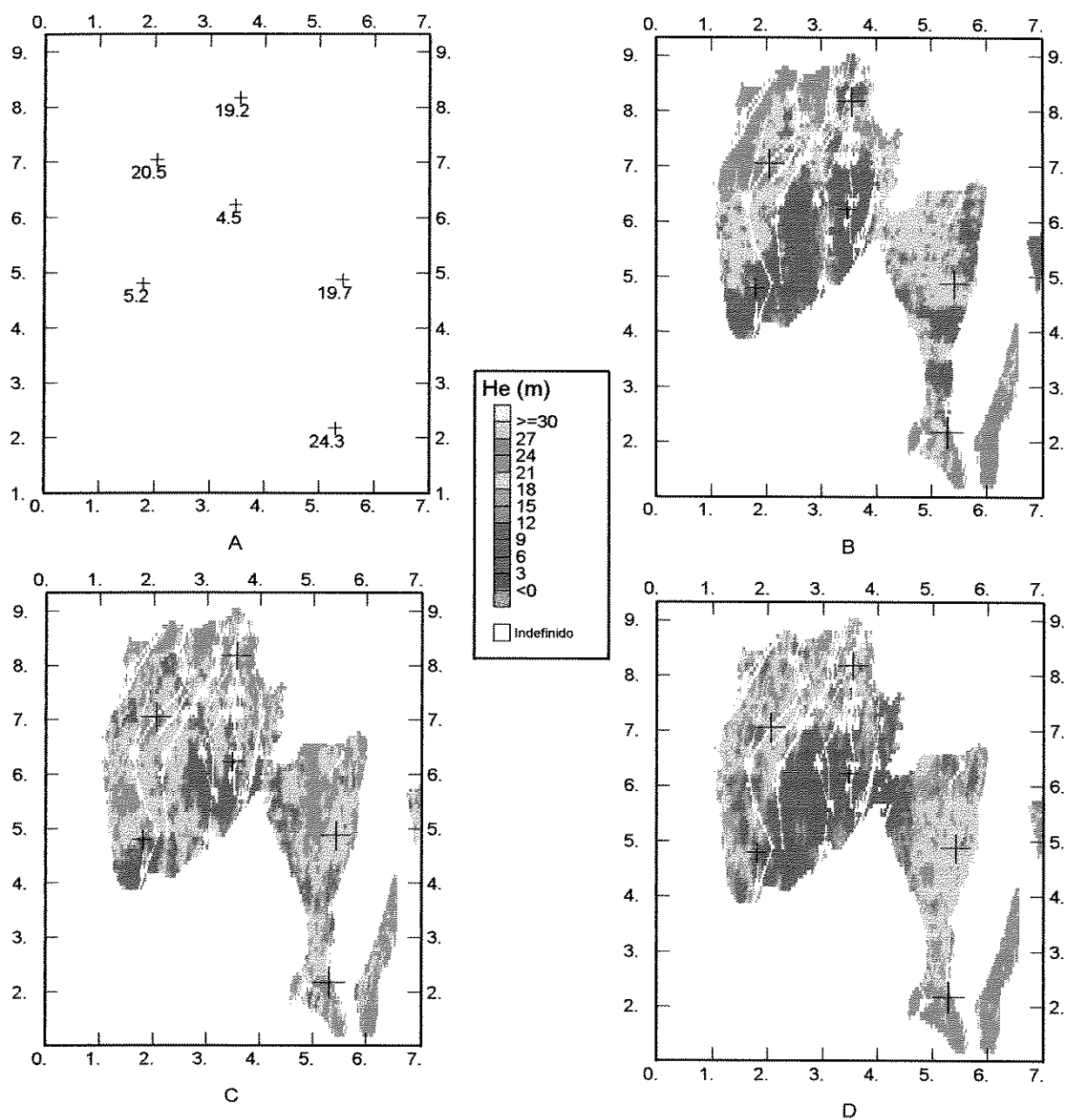


Figura 4. 9- Média de 100 imagens estocásticas de h_e referentes a cada processamento. A – mapa base com valores de h_e nos poços, B – imagem relativa ao processamento 1, C – imagem relativa ao processamento 2, D – imagem relativa ao processamento 3.

4.4.2 - Quantificando diferenças entre imagens de h_e geradas a partir de diferentes processamentos.

Nesta seção são analisadas as diferenças nas estimativas de h_e em função das diferenças ocorridas nos processamentos. Uma mesma janela de cálculo do atributo sísmico foi utilizada para os três processamentos. Os critérios de comparação são os mesmos utilizados anteriormente e expressos na Figura 4. 10, Figura 4. 11 e Tabela 4. 3.

Pelos critérios que vêm sendo utilizados nas comparações, pode-se afirmar que as diferenças de processamento foram os fatores que mais incerteza trouxeram na caracterização de h_e , quando comparados a diferentes janelas de cálculo de atributo e diferentes métodos geoestatísticos. As imagens geradas a partir de diferentes processamento foram as que mais diferiram uma das outras (em certos *pixels* a diferença de valores pode chegar próximo a 400% - Figura 4. 11) e apresentaram grandes diferenças relativas não somente onde h_e é pequeno (Figura 4. 9 e Figura 4. 10).

As diferenças nos volumes calculados sobre as imagens médias são expressivas, podendo atingir 15,9%. Tal valor é função do volume superestimado (quando comparado as outras estimativas realizadas neste trabalho) encontrado a partir do processamento 2. Apesar do volume praticamente igual encontrado para h_e estimado a partir dos processamentos 1 e 3, as imagens geradas são pouco semelhantes (Figura 4. 9, Figura 4. 10 e Figura 4. 11).

Como temos disponíveis muitas imagens geradas através da simulação estocástica, calculou-se a distribuição de volume de h_e considerando 50 imagens para cada processamento.

A Figura 4. 12 mostra claramente que o volume calculado se dispersa em função de se utilizar dados processados diferentemente. Apesar da faixa de variação de volumes referente ao processamento 3 englobar a faixa de variação de volumes do processamento 1, a faixa de ocorrência dos volumes calculados a partir do processamento 2 alarga a banda de volumes possíveis, praticamente não tendo nenhuma superposição com a faixa de variação dos volumes calculados a partir dos processamentos 1 e 3, aumentando o grau de incerteza no valor real do volume.

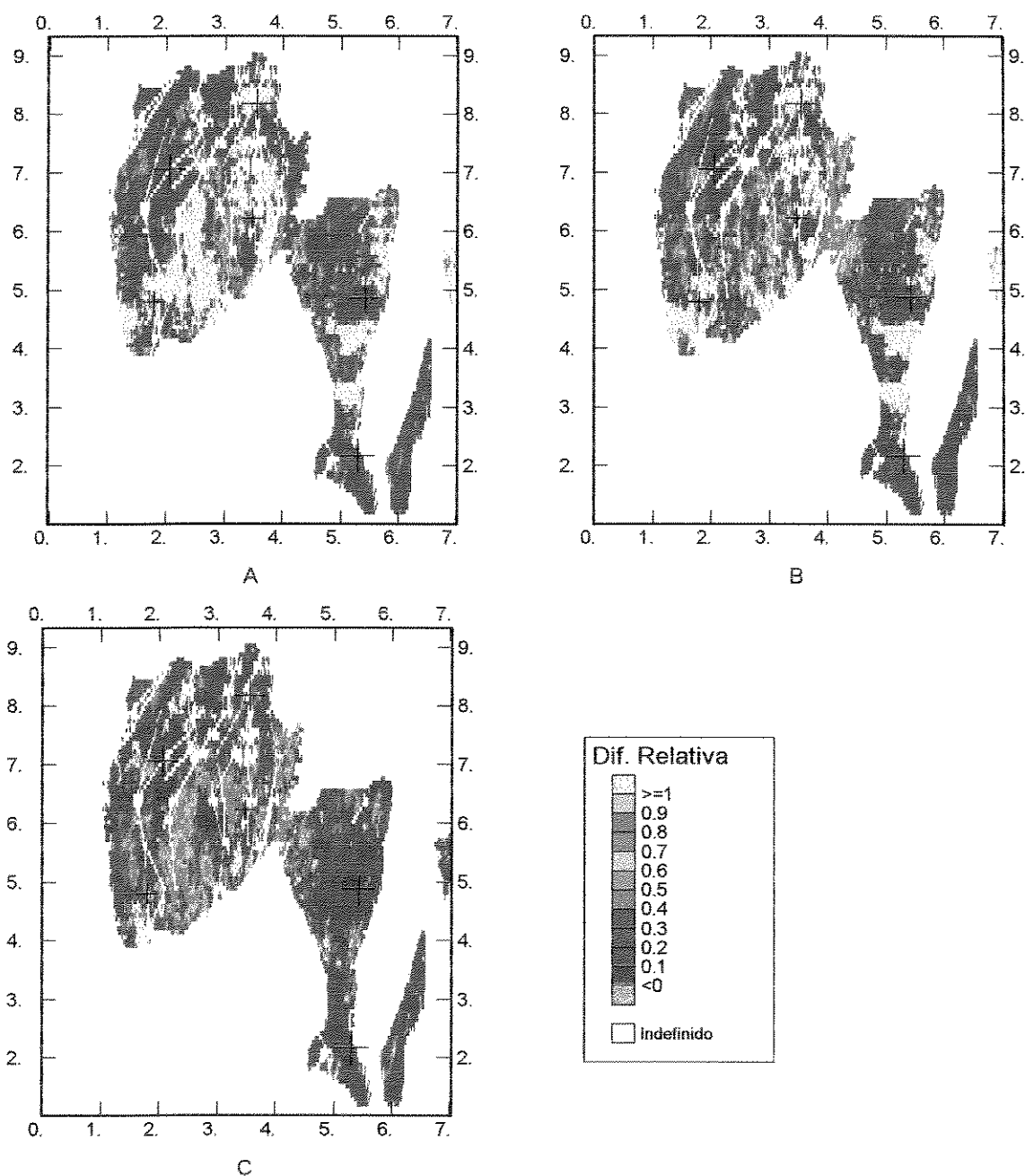


Figura 4. 10- Diferenças relativas de h_e médio de 100 simulações referentes aos processamentos 1, 2 e 3. A – diferenças entre processamentos 2 e 1, B – diferenças entre processamentos 3 e 1, C – diferenças entre processamentos 3 e 2.

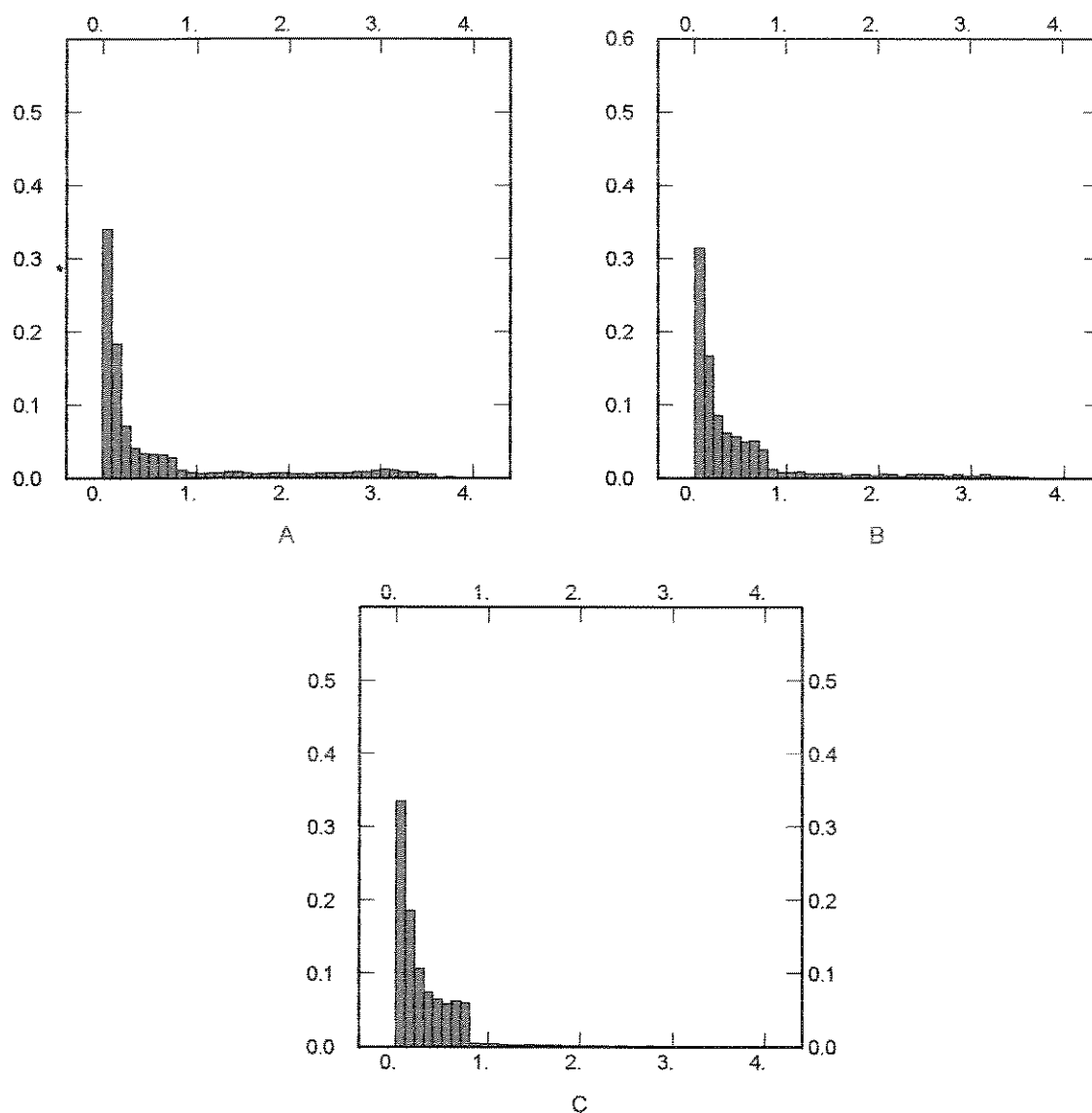


Figura 4. 11- Histogramas das diferenças relativas (variação de 0 a 400%, no eixo das abscissas) de h_e médio de 100 simulações referentes aos processamentos 1, 2 e 3. A – diferenças entre processamentos 2 e 1, B – diferenças entre processamentos 3 e 1, C – diferenças entre processamentos 3 e 2. No eixo das ordenadas têm-se freqüências relativas variando de 0 a 60%.

	Processamento 1	Processamento 2	Processamento 3
$V_{he} (x10^6 m^3)$	253,67	293,14	252,84

Tabela 4. 3- Comparação dos volumes de h_e calculados em função dos diferentes processamentos utilizados. A diferença relativa entre os volumes são de 0,3% (processamentos 1 e 3), 15,6% (processamentos 1 e 2) e 15,9% (processamentos 2 e 3).

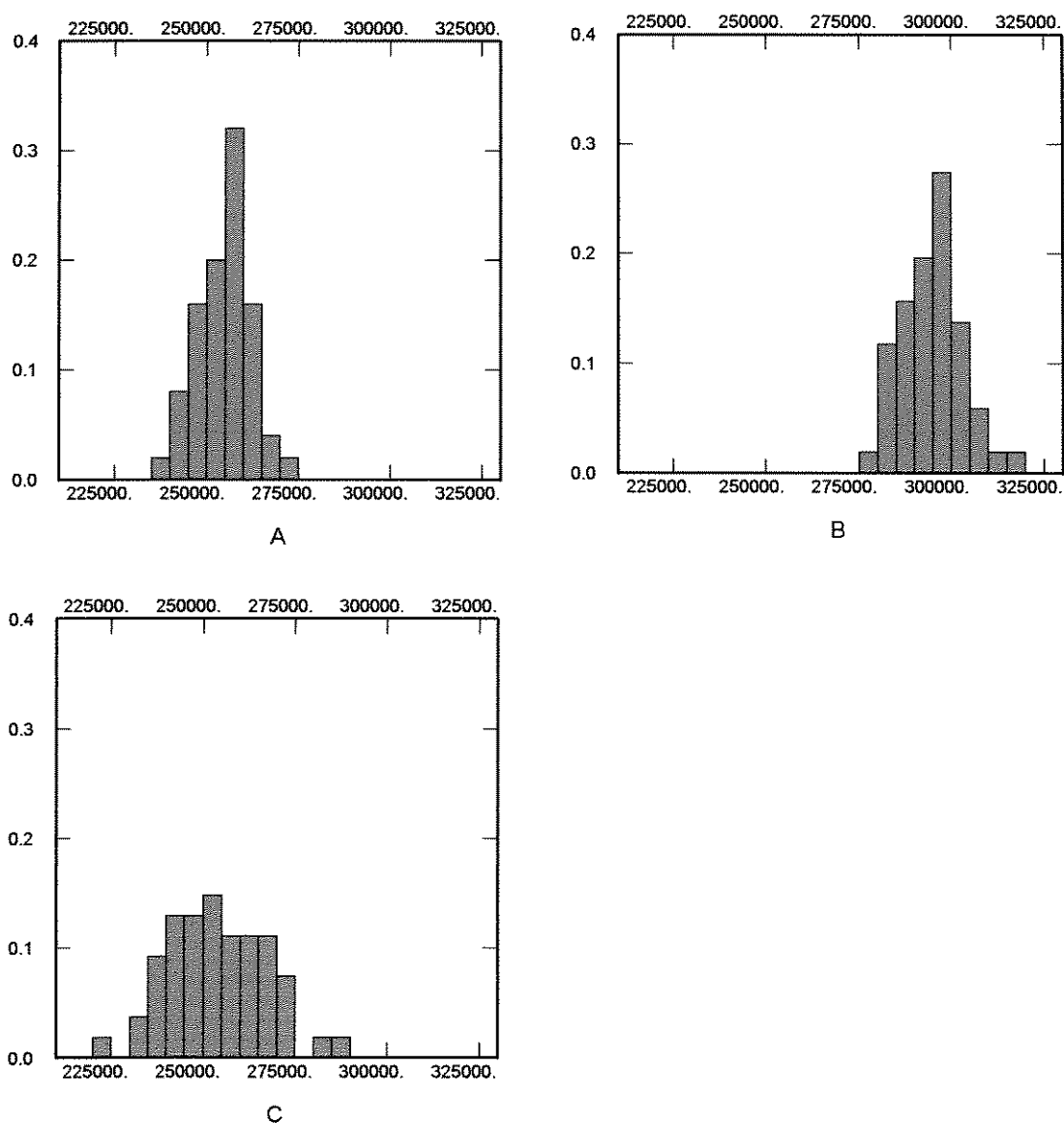


Figura 4. 12- Histogramas dos volumes calculados sobre 50 imagens relativas a cada processamento. A – volumes relativos ao processamento 1, B – volumes relativos ao processamento 2, C – volumes relativos ao processamento 3. No eixo das abscissas, os volumes estão em unidades de 10^3 m^3 . No eixo das ordenadas têm-se freqüências relativas variando de 0 a 40%.

4.4.3 - Avaliando diferenças entre os processamentos a partir dos mapas de risco.

Um produto da simulação estocástica é poder computar, a partir das imagens geradas, mapas de probabilidade de determinada propriedade se situar acima ou abaixo de determinados

limites. Utilizou-se deste produto na geração de mapas de probabilidade da espessura de rocha não reservatório se situar acima de 15 m (Figura 4.13) para cada processamento utilizado. A partir deles foram elaborados mapas das diferenças de probabilidades calculadas (Figura 4. 14).

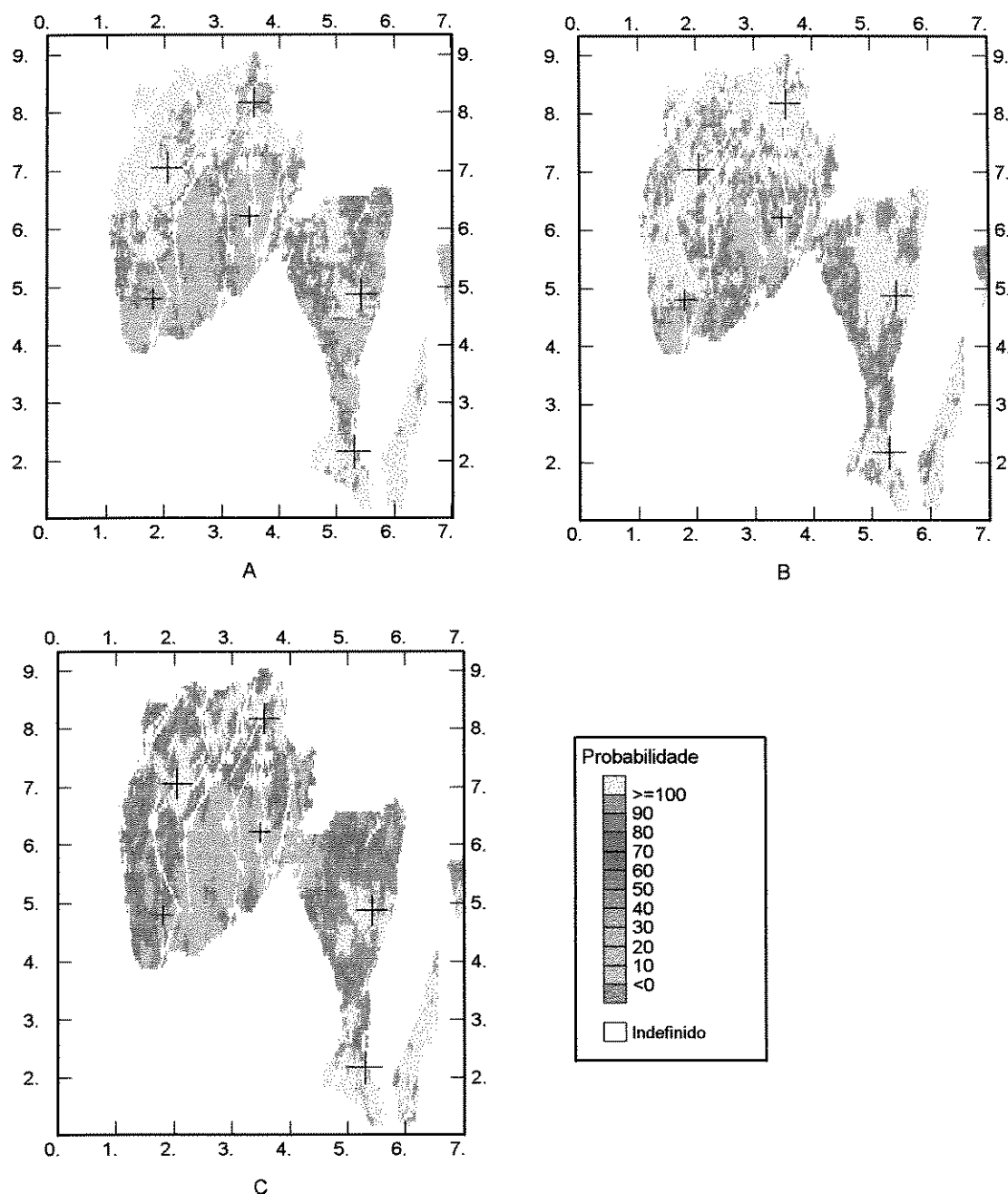


Figura 4. 13- Mapas de probabilidade de $h_e \geq 15$ m. Cálculo efetuado sobre 100 imagens para cada processamento. A – mapa referente ao processamento 1, B – mapa referente ao processamento 2, C – mapa referente ao processamento 3.

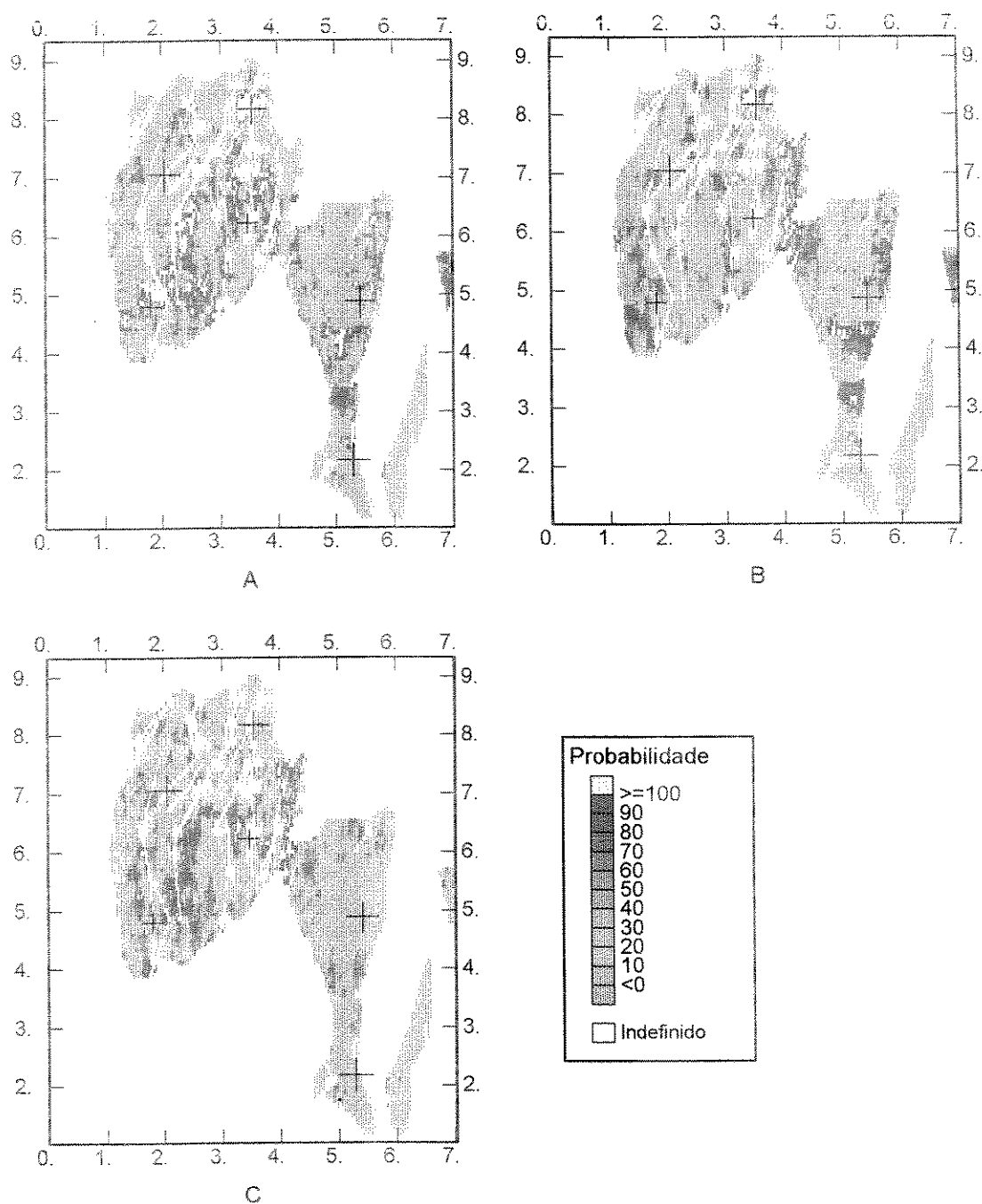


Figura 4. 14- Diferenças de probabilidade de $h_e \geq 15$ m referentes aos processamentos 1, 2 e 3. A – diferenças associadas aos processamentos 2 e 1, B - diferenças associadas aos processamentos 3 e 1, C - diferenças associadas aos processamentos 3 e 2. Em A, as diferenças atingem em certos pontos 100%.

Os mapas de probabilidade de h_e exceder 15 m podem diferir em 100% de um processamento a outro (Figura 4. 14). Na hipótese de 15 m estar relacionado com o limite econômico do campo, haveria grande incerteza em se posicionar um poço nestas áreas.

4.4.4 - Quantificando diferenças entre imagens de h_e geradas estocasticamente a partir de um mesmo processamento

Para se ter uma sensibilidade sobre a magnitude das diferenças levantadas neste capítulo, utilizaram-se os mesmos critérios de comparação abordados na seção 4.4.3 para avaliar as diferenças entre as 100 imagens geradas a partir de um mesmo processamento. Isolou-se a variabilidade inerente ao método da simulação estocástica para avaliar se as diferenças levantadas neste trabalho estão acima ou abaixo do próprio método empregado.

Dividiram-se as 100 imagens em dois grupos de 50 imagens e sobre cada um dos grupos foram calculadas imagens-média e mapas de probabilidade de h_e exceder 15 m.

A Figura 4. 15 e Figura 4. 16 revelam que as semelhanças entre os dois grupos de imagens é muito maior que as semelhanças detectadas nas comparações anteriores. As diferenças entre os mapas de espessura de h_e se concentram na faixa entre 0 e 10% (Figura 4. 15). Este resultado pode ser comparado com os mapas gerados de forma similar (Figura 4. 3, Figura 4. 7 e Figura 4. 10). Nos mapas de probabilidade (Figura 4. 16), observa-se que as diferenças também se concentram na faixa de 0 a 10%. Podem ser comparados com a Figura 4. 13 e Figura 4. 14 geradas a partir de diferentes processamentos.

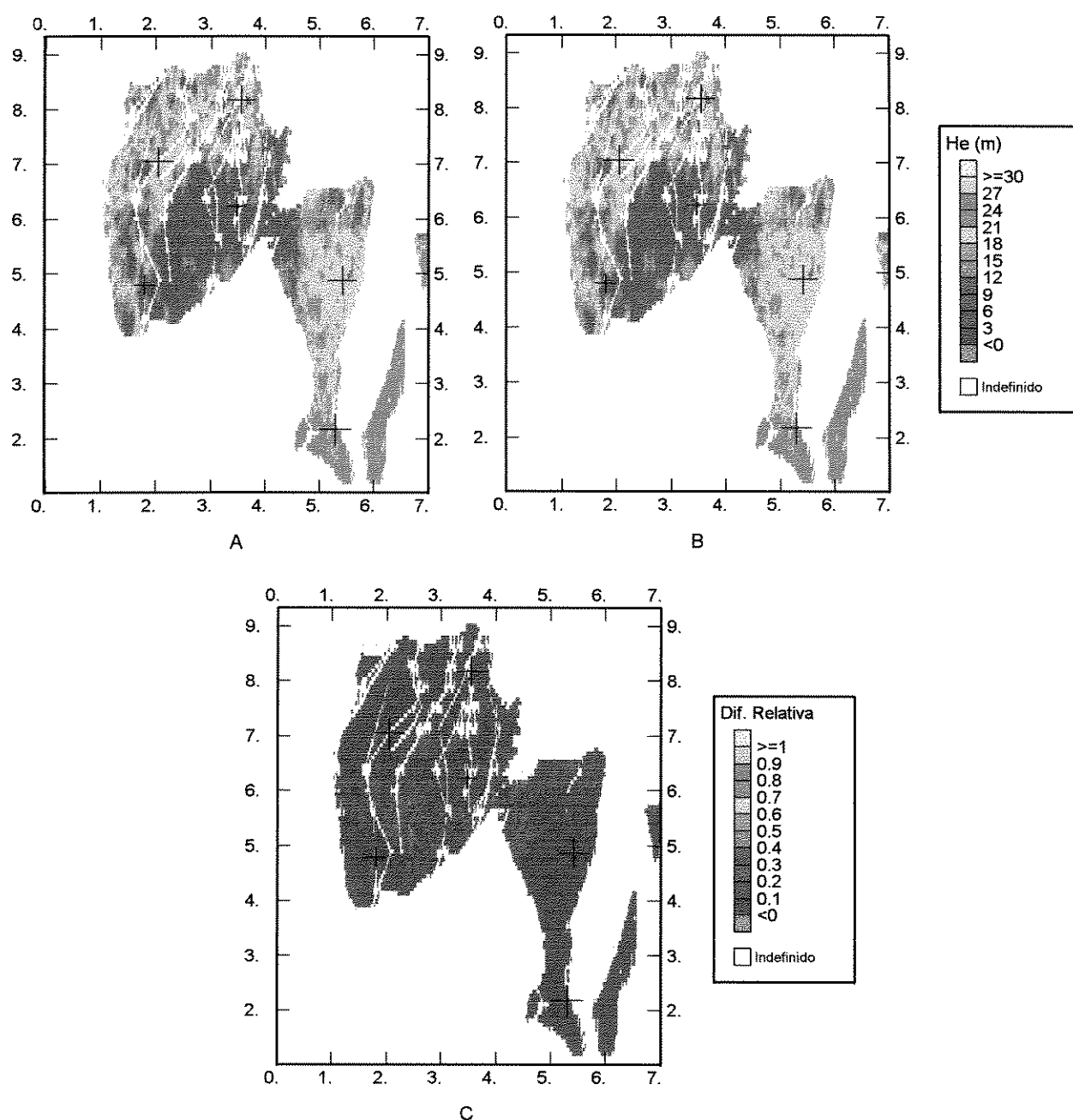


Figura 4. 15- A e B - mapas de h_e médio calculados sobre dois grupos de 50 imagens geradas a partir de um mesmo processamento de dados (processamento 3), C – mapa das diferenças relativas de h_e calculado sobre os mapas de A e B.

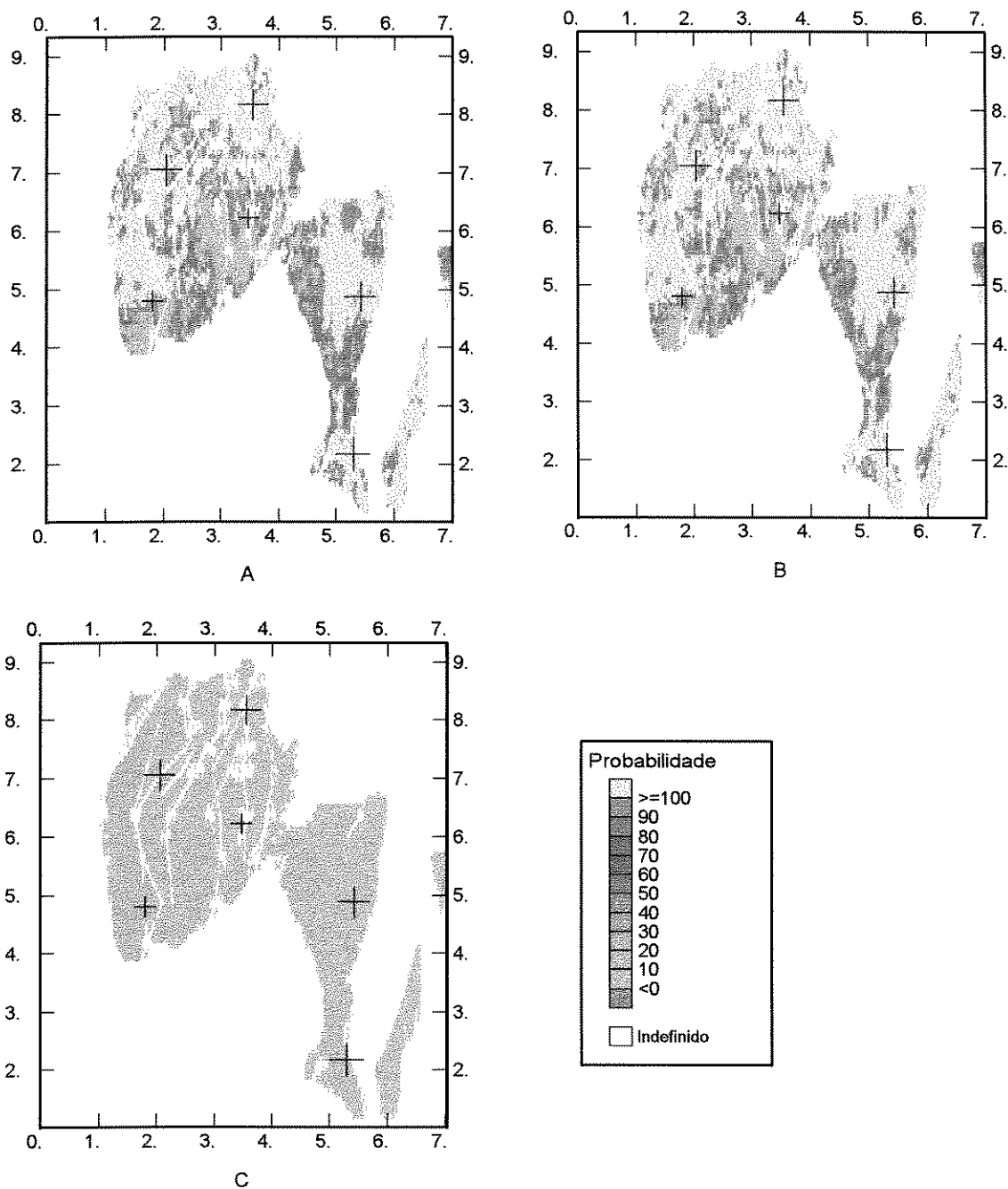


Figura 4. 16- A e B - mapas de probabilidade de h_e exceder 15 m para cada grupo de 50 imagens geradas a partir de um mesmo processamento (processamento 3), C - diferenças de probabilidade de h_e exceder 15 m entre os dois em A e B.

4.4.5 - Utilização conjunta dos mapas de h_e gerados a partir de diferentes processamentos.

Até o momento destaca-se que a caracterização da espessura de rocha não reservatório pode sofrer grandes variações em função de se alterar o dado de entrada (amplitude negativa média) a ser utilizado como variável secundária nos algoritmos geoestatísticos, por meio de diferentes interpretações ou por meio de diferentes processamentos dos dados.

Nesta seção o enfoque tem o objetivo de tentar reduzir as incertezas na caracterização da espessura de rocha não reservatório através da utilização conjunta dos dados provenientes de diferentes processamentos. A mudança de enfoque consiste em destacar as menores diferenças nos mapas obtidos. É possível aumentar a confiança na previsão de h_e onde houver diferenças pequenas (inferiores a 10%), comuns aos três mapas provenientes dos diferentes processamentos.

Os mapas da Figura 4.17 e Figura 4.18 mostram as diferenças absolutas e relativas nos valores de h_e obtidos a partir de diferentes processamentos. Podem ser utilizados em conjunto com os mapas da Figura 4. 9, de onde foram gerados, com o objetivo de reduzir as incertezas na caracterização de h_e . As menores incertezas estão associadas as menores diferenças nos valores de h_e previstos. De modo geral, obtiveram-se as menores incertezas na região leste e noroeste do campo, com os valores de h_e diferindo pouco (diferença absoluta de 2 m e relativa situada entre 0 e 10%). Nestas áreas há uma probabilidade maior em se prever h_e próximo de seu valor real. As maiores diferenças concentram-se na região centro-oeste do campo e vale o raciocínio oposto ao empregado anteriormente.

Nos mapas das diferenças absolutas (Figura 4.17) observa-se tendência das maiores diferenças (12 a 16 m) se alinharem segundo as falhas do campo (valores indefinidos), aproximadamente com direção norte-sul. Significa que a maior intensidade do falhamento (e/ou fraturamento) pode estar afetando os valores da amplitude sísmica.

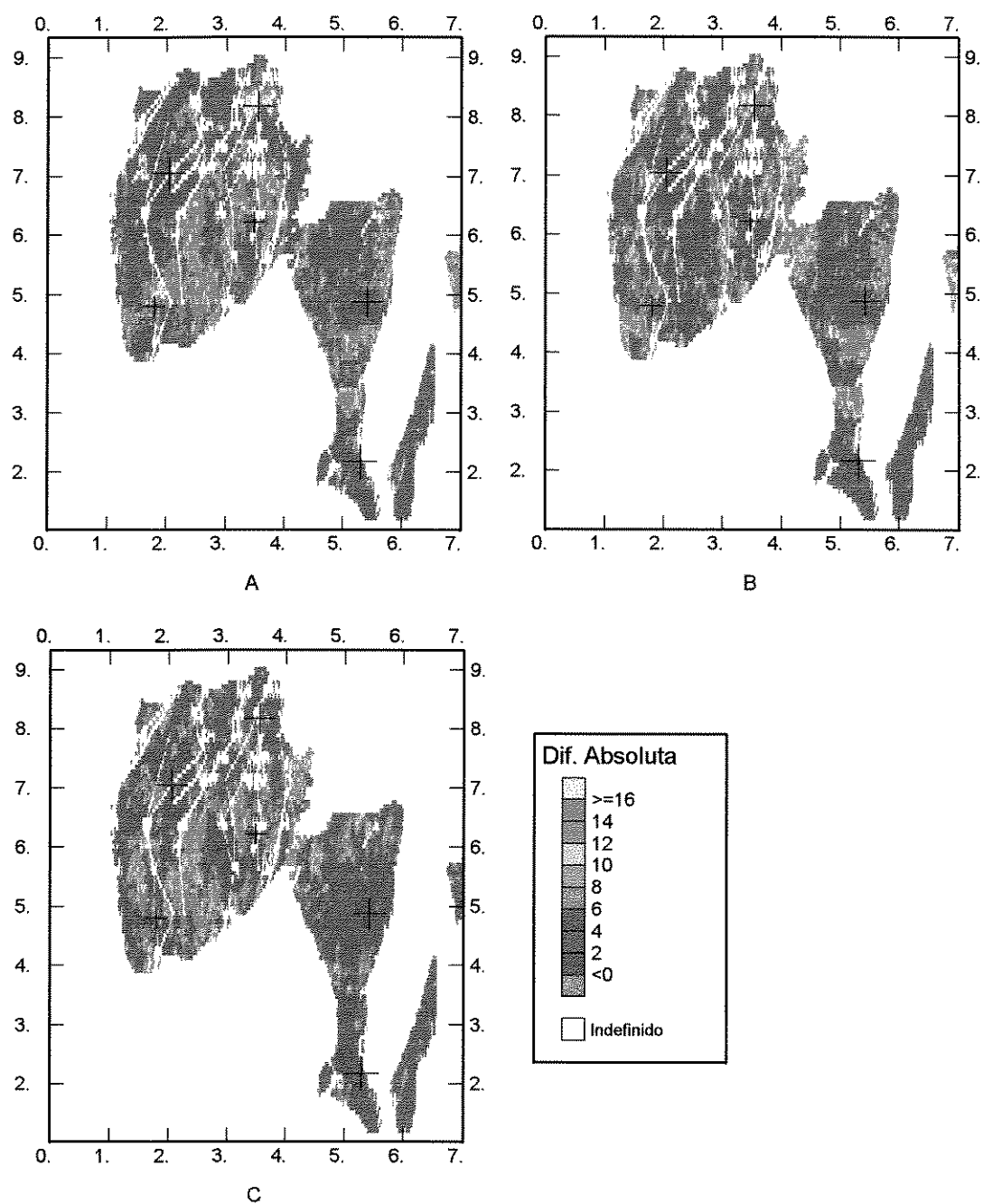


Figura 4. 17- Mapas das diferenças da espessura de rocha não reservatório (em metros) estimada a partir de diferentes processamentos. A – diferenças das espessuras computadas a partir dos processamentos 2 e 1, B - diferenças das espessuras computadas a partir dos processamentos 3 e 1, C - diferenças das espessuras computadas a partir dos processamentos 3 e 2.

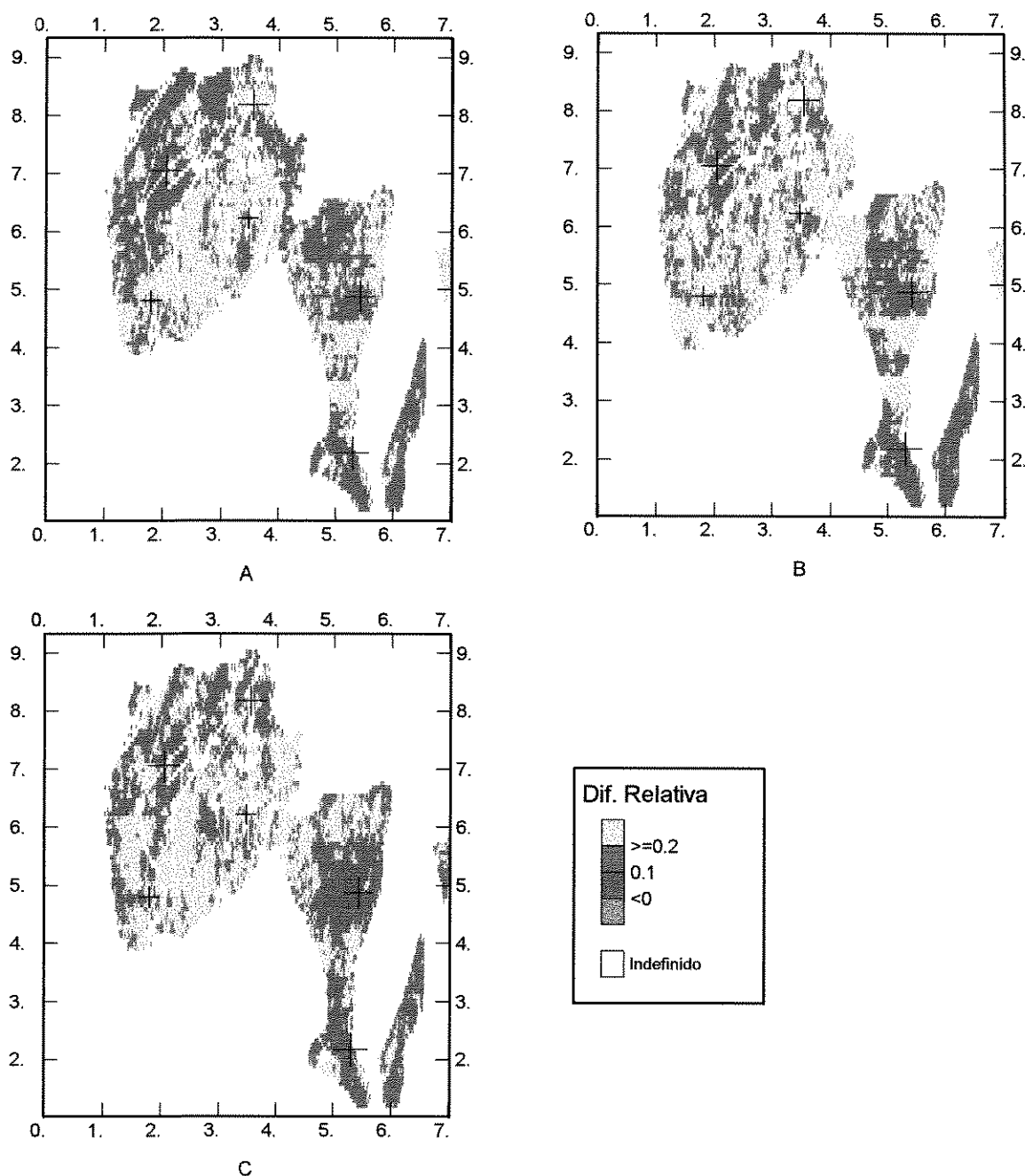


Figura 4. 18- Mapas das diferenças relativas da espessura de rocha não reservatório estimada a partir de diferentes processamentos. A – diferenças relativas computadas a partir dos processamentos 2 e 1, B - diferenças relativas computadas a partir dos processamentos 3 e 1, C - diferenças relativas computadas a partir dos processamentos 3 e 2.

4.4.6 - Obtenção de outras propriedades do reservatório.

Quando se procura uma relação entre propriedade do reservatório e atributo sísmico, nem sempre se consegue estabelecer a mais desejável, como foi o caso neste trabalho, onde a propriedade do reservatório caracterizado foi a espessura de rocha não reservatório. Pelos objetivos propostos ela foi muito útil e é possível a partir da espessura de rocha não reservatório derivar outras propriedades do reservatório, como por exemplo mapa de espessura de rocha reservatório e mapa da relação entre as espessuras de rocha reservatório e não reservatório (mapa de qualidade do reservatório).

Os mapas de espessura de rocha não reservatório computados referem-se ao intervalo que vai do topo do reservatório II (definição na seção 1.3) ao contato óleo/água. A partir do mapa do topo do reservatório e conhecendo a espessura de h_e neste intervalo, obtiveram-se os mapas de espessura de rocha reservatório (h_r), e mapa de h_r/h_e (R), para o intervalo I5, definido na Tabela 2.5 (Figura 4. 19). O mapa do topo do reservatório utilizado foi elaborado por conversão tempo-profundidade.

Pelos mapas gerados observou-se que as maiores espessuras de rocha reservatório com óleo e as maiores relações de h_r/h_e ocorreram na parte oeste do campo.

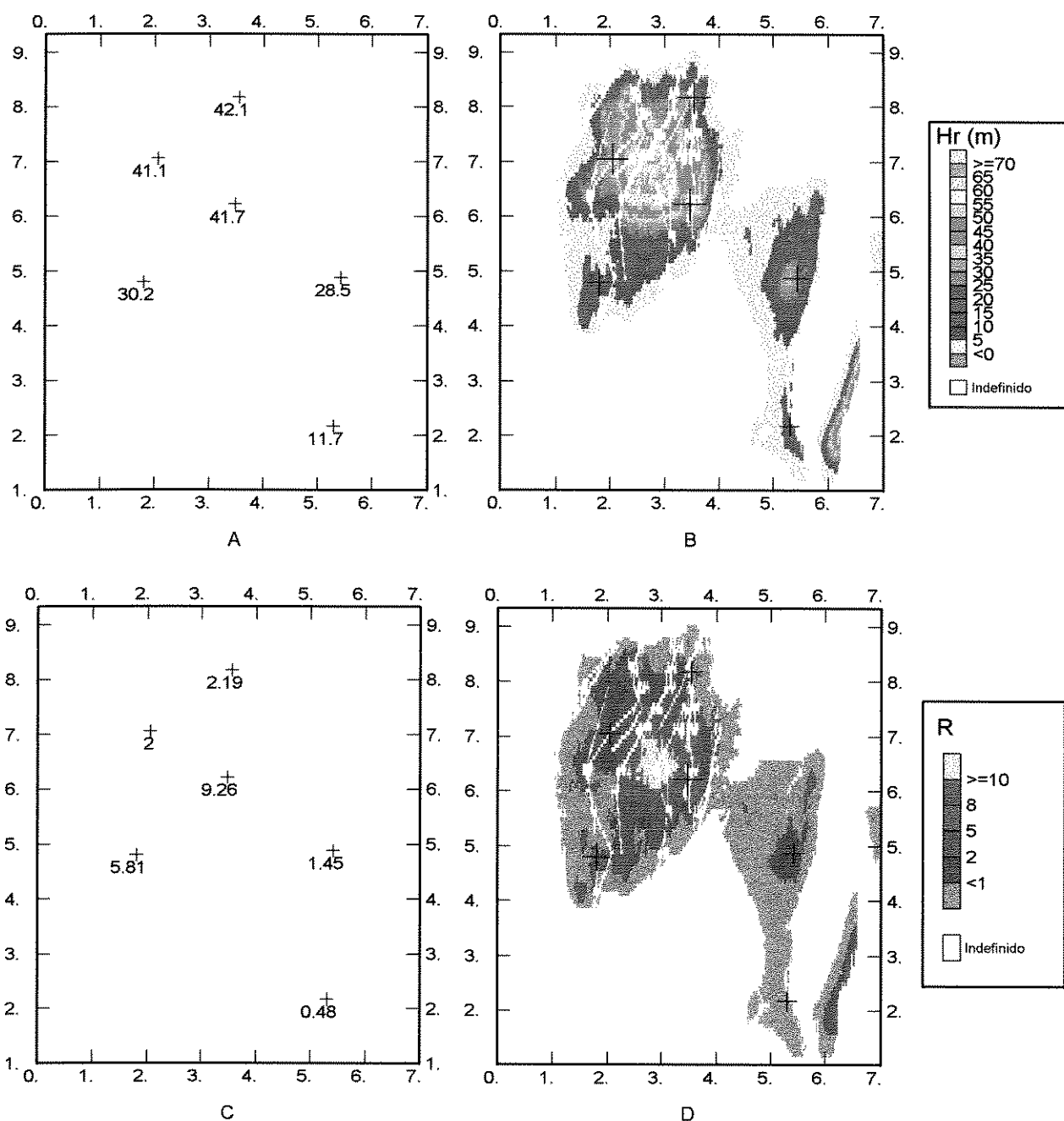


Figura 4. 19- A – mapa base com valores de espessura de rocha reservatório nos poços, B – mapa de espessura de rocha reservatório, C – mapa base com valores de h/h_e (R), nos poços, D – mapa de qualidade do reservatório. Os mapas em B e D foram obtidos a partir do mapa de rocha não reservatório gerado a partir do processamento 3 (Figura 4.9D).

CAPÍTULO 5

5 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.

1- Para uma melhor caracterização de reservatórios, o ideal é trabalhar com o maior número de dados possíveis. No entanto, em estágios iniciais de desenvolvimento de um campo, o número de poços disponíveis é pequeno e os dados são escassos. Nestes casos a sísmica, que tem uma amostragem superficial muita densa, pode desempenhar um papel fundamental na caracterização do reservatório, integrada com os dados de poços.

2- A utilização da sísmica torna-se possível a partir do momento que se estabelece uma relação entre algum atributo sísmico e alguma propriedade do reservatório. Mas, no caso dos dados de poços serem escassos, fica-se refém da grande probabilidade de se obterem correlações espúrias entre as variáveis. No caso de se utilizar uma destas correlações comete-se um erro que fará com que os valores estimados não representem a realidade. Se não for utilizada uma correlação que é válida, a propriedade será estimada com menos acurácia e precisão do que poderia ter sido. É altamente recomendável utilizar uma relação entre variáveis que tenha um significado físico.

3- A modelagem ajuda a validar correlações obtidas entre atributos sísmicos e propriedades do reservatório. Sempre será uma simplificação da realidade e válida dentro de certos limites, por isso é desejável que os fatores que determinarão os efeitos em estudo estejam presentes na modelagem.

4- O número de atributos sísmicos que podem ser extraídos dos dados é muito grande. Na análise dos atributos efetuada neste trabalho, a amplitude revelou ter uma relação com a espessura de camadas de rocha não reservatório, para o reservatório estudado. Os atributos derivados da frequência e fase não revelaram consistência quando comparados entre os processamentos.

5- A propriedade do reservatório correlacionada com algum atributo sísmico nem sempre é a mais desejável. Neste trabalho foi a espessura de rocha não reservatório compreendida entre o

topo do reservatório II e o contato óleo/água que se correlacionou com a amplitude negativa média. Porém, a partir desta informação pudemos obter espessura de rocha reservatório e mapa da qualidade do reservatório.

6- As diferenças na caracterização de h_e impostas por diferentes processamentos, para este reservatório, são maiores que as impostas pela utilização de diferentes métodos geoestatísticos e aquelas provenientes da interpretação dos dados. A variabilidade na caracterização de h_e , quando considerados todos os processamentos, é maior do que aquela fornecida por processos estocásticos de geração de imagens, aumentando a incerteza associada à caracterização de h_e .

7- Os algoritmos empregados nos diferentes processamentos são distintos, sobretudo quanto aos métodos de atenuação de múltiplas e preservação da amplitude. Apenas enfocando estes fatos, era de se esperar discrepâncias nos valores dos atributos sísmicos. No entanto, para quantificar qual parâmetro de processamento afeta mais ou menos determinado atributo, é necessário um processamento “artesanal” dos dados, avaliando o efeito de cada etapa do processamento. Pelos resultados obtidos neste trabalho, pode valer a pena investir num estudo deste tipo.

8- No caso de se utilizar metodologia similar à aplicada neste trabalho, onde as comparações foram realizadas sobre uma característica do reservatório (h_e) derivada de informação sísmica (amplitude negativa média), é interessante que o trabalho seja executado onde se tenha um grande número de poços perfurados, de modo que parte deles forneça dados da variável primária e parte deles sejam usados para validar (ou não) os valores estimados usando a sísmica como variável secundária. Seria uma maneira de avaliar qual dado foi adequadamente processado para ser utilizado na caracterização de reservatórios.

9- Normalmente se avalia a efetividade dos algoritmos de processamento, gerando diferentes seções sísmicas e comparando-as visualmente. Para a caracterização de propriedades de reservatório este não é um critério válido. É necessário desenvolver metodologias que permitam avaliar a qualidade de uma seção sísmica tendo como objetivo não somente a definição dos refletores, mas também a caracterização de determinada propriedade do reservatório.

10- A estimativa de h_e e os mapas de risco gerados a partir dos três processamentos suscitaram mais incertezas do que aquelas associadas ao imageamento estocástico derivado de um único processamento. Uma maneira de reduzir esta incerteza é selecionar áreas de concordância ou de menor discrepância entre as imagens geradas a partir dos três processamentos. A avaliação/caracterização do reservatório utilizaria os dados provenientes de cada processamento conjuntamente. Muitos campos tem disponíveis mais do que um processamento realizado sobre um mesmo levantamento sísmico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARAKTINGI, U.G. et al. Integration of seismic and well log data in reservoir modeling. Stanford, U.S.A: Stanford Center for Reservoir Forecasting, 1992 (Report 5).
- BANCROFT, J.C. Accurate amplitude calculations for time domain DMO. *Exploration Geophysics*, v.22, n.2, p.27-30, feb. 1991.
- BEASLEY, C., MOBLEY, E. Amplitude versus antialiasing treatment in (x-t) domain DMO. In: 58th ANNUAL MEETING, 1988. Expanded Abstracts, Society of Exploration Geophysicists, 1988, p.1113-1116.
- BLAUTH, M., OLIVEIRA, R.M., SILVA, J.M. Metodologia para mapeamento sísmico da capacidade de estocagem de fluido de reservatórios de petróleo. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 2, Macaé, 1994. (Relatório Interno da Petrobrás).
- BLEINSTEIN, N. Born DMO revisited. In: 60th ANNUAL INTERNATIONAL MEETING, 1990. Expanded Abstracts, Society of Exploration Geophysicists, 1990, p.1366-1369.
- BROWN, R.A. Geophysical Technology: Technologies of reservoir geophysics. In: SHERIFF, R.E. (ed.). Tulsa, Oklahoma: Society Exploration Geophysicists, 1992. (Investigations in Geophysics n° 7).
- BROWN, R.A. Seismic attribute and their classification. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v.15, n. 10, p.1090, oct. 1996.
- BUYL, M. DE, GUIDISH, T., BELL, F. Reservoir description from seismic lithologic parameter estimation. *Journal of Petroleum Technology*, v. 40, n. 4, p.475-482, april. 1988.

CASTRO, J. A utilização de atributos sísmicos na caracterização de reservatórios de petróleo. Brasil, 1996. 115 p. Dissertação de Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios, Universidade Estadual de Campinas.

CHAMBERS, R. L., ZINGER, M.A., KELLY, M.C. Constraining geoestatistical reservoir description with 3-D seismic data to reduce uncertainty. In: YARUS, J.M., CHAMBERS, R.L.: Stochastic Modeling and Geostatistics. Tulsa. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologist, 1994 (AAPG Computer Applications in Geology nº 3).

DAVIS, C. J. Statistics and data analysis in Geology. New York: John Wiley & Sons, 1986. 646 p.

DEUTSCH, C.V., JOURNAL, A.G. GSLIB Geostatistical Software Library and User's Guide. 2.ed. New York, U.S.A.: Oxford University Press, 1996, 360 p.

DOYEN, P.M et al. Seismic porosity mapping in a 3D curvilinear grid using a new form of cokriging. In: 59th EAGE CONFERENCE & TECHNICAL EXHIBITION, 1996, Amsterdam, Holland, Expanded Abstracts, EAGE, 1996.

DUMAY, J., FOURNIER, F. Multivariate statistical analysis applied to seismic facies recognition. Geophysics, Tulsa, Oklahoma, v. 53, n. 9, p.1151-1159, sept. 1988.

FOURNIER, F., DERAÏN, J. F. A statistical methodology for deriving reservoir properties from seismic data. Geophysics, Tulsa, Oklahoma, v.60, n. 9, p. 1437-1450, sept. 1995.

GARDNER, G.H.F., WANG, S.Y., RANDAZZO, S. Examples of DMO for 3D data over structures. In: 57th ANNUAL MEETING, 1987, New Orleans. Expanded Abstracts, Society of Exploration Geophysicists, 1987.

GÉLIO, A.B., VASQUEZ, A.C.R. Preservação da amplitude relativa - P.A.R. - uma estratégia alternativa de processamento sísmico. In: Informe Geofísico n. 101. Rio, 1993. 11 p. (Relatório Interno Petrobrás).

GEOVARIANCES, Manuais do Isatis, versão 3.1, Fontainebleau, France: Geovariances, 1997.

HALE, I.D. Dip moveout by Fourier Transform. Geophysics, Tulsa, Oklahoma, v.49, n. 5, p.741-757, may. 1984

HARDAGE, B.A., Reservoir description defining reservoir properties. In: SHERIFF, R.E. (ed.). Reservoir Geophysics. Tulsa, Oklahoma: Society Exploration Geophysicists, 1992. (Investigations in Geophysics n° 7).

ISAACKS, E. H., SRIVASTAVA, R.M. An introduction to applied geostatistics. New York: Oxford University Press, 1989. 561 p.

JOHANN, P. et al. 3-D Stochastic reservoir modeling constrained by well and seismic data on a turbidite. In: 71ST SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXIBITION, 1996, Denver, Expanded Abstracts, SPE Paper 36501, 1996, p.51-56.

JOURNEL, A.G., ZHU, H. Integrating soft seismic data Markov-Bayes updating, an alternative to cokriging alternative. Stanford, U.S.A: Stanford Center for Reservoir Forecasting, 1990 (Report 3).

JOURNEL, A.G., XU, W., TRAN, T. Integration seismic data in reservoir modelling: The *collocated cokriging* alternative. Stanford, U.S.A.: Stanford Center for Reservoir Forecasting, 1992 (Report 5).

JOURNEL, A.G. Geostatistics and reservoir geology. In: YARUS, J.M., CHAMBERS R.L., Stochastic Modeling and Geostatistics. Tulsa. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists, 1994. (AAPG Computer Applications in Geology n° 3).

KALKOMEY, C.A. Use of seismic attributes as predictors of reservoir properties potential risks. In: 66th ANNUAL MEETING, 1996. Expanded Abstracts, Society of Exploration Geophysicists, 1996.

LANDMARK GRAPHICS CORPORATION. Poststack/PAL User Guide. Houston, U.S.A., 1996.

LINER, C. The DMO amplitude problem: methods and goals. In: 59th ANNUAL MEETING, 1989 Expanded Abstracts, Society of Exploration Geophysicists, 1989, p.1152-1155.

MECKEL, L.D., NATH A.K. Geologic considerations for stratigraphic modeling and interpretation. In: C. E. PAYTON (ed.). Seismic stratigraphy – application to hydrocarbon exploration. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1977 (AAPG Memoir 26)

NEFF, D.B. Estimated pay mapping using three-dimensional seismic data and incremental pay thickness modeling. Geophysics, Tulsa, Oklahoma, v.55, n. 5, p.567-575, may. 1990.

NEFF, D.B. Amplitude map analysis using forward modeling in sandstone and carbonate reservoirs. Geophysics, Tulsa, Oklahoma, v.58, n. 10, p.1428-1441, oct. 1993.

NIELSEN, J.T. et al. Stochastic modeling for reservoir characterization utilizing seismic inversion directly for porosity. In: 59th EAGE CONFERENCE & TECHNICAL EXHIBITION, 1997, Geneva, Expanded Abstracts, EAGE, 1997.

- NEWMAN, P. Divergence effects in a layered earth. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v.38, n. 3, p.481-488, june. 1973.
- OLIVEIRA, A. S. , MEZZOMO, L.C. Filtragem Multicanal. Petrobrás, Rio, 1995, 145 p. (Apostila de curso interno Petrobrás).
- RAFAVICH, F., KENDAL, C.H.C., TODD, T.P. The relationship between acoustic properties and the petrographic character of carbonate rocks. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v. 49, n. 10, p.1622-1636, oct. 1984.
- ROBERTSON, J.D. Reservoir mamagement using 3-D seismic data. IN: SHERIFF R.E (ed.). *Reservoir Geophysics*. Tulsa, Oklahoma: Society Exploration Geophysicists, 1992 (Investigations in Geophysics nº 7).
- RUTHERFORD, S. R. Noise-discriminating, statistical-amplitude compensation for AVO analysis. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v.58, n. 12, p.1831-1839, dec. 1993.
- SHERIFF, R.E., GELDART, L.P. *Exploration seismology*. 2. ed. Cambridge. Cambridge University Press (ed.), 1995, 592 p..
- SILVA, R., HASKEY, P. Anti-aliasing and amplitude preserving 2D and 3D DMO - some practical considerations. *Exploration Geophysics*, v.23, n. 4, p. 305-310, april. 1992.
- SRIVASTAVA, R.M. The visualization of spatial uncertainty. In: In: YARUS, J.M., CHAMBERS, R.L.: *Stochastic Modeling and Geostatistics*. Tulsa. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologist, 1994 (AAPG Computer Applications in Geology nº 3).
- STANULONIS, S.F., TRAN, H.V. Method to determine porosity-thickness directly from 3-D seismic amplitude within the Lisburne Carbonate pool, Prudhoe Bay. *Geophysics*, Tulsa, Oklahoma, v. 57, n. 1, p. 14-20, jan. 1992.

STEWART, I. Será que Deus joga dados? A nova matemática do caos. Tradução de Maria Luiza X. de A. Borges. Rio de Janeiro: Jorge Zahar ed., 1989, 336 p. Tradução de: Does God play dice? The new mathematics of chaos.

TANER, M.T., KOEHLER, F., SHERIFF, R.E. Complex seismic trace analysis. Geophysics, Tulsa, Oklahoma, v. 44, n.6, p. 1041-1063, june. 1979.

TYGEL, M. et al. 2.5D True-amplitude Kirchhoff migration to zero *offset* in laterally inhomogeneous media. In: 66st SEG MEETING, 1996, Denver, Expanded Abstracts, Society of Exploration Geophysicist, 1996, p.483-486.

WOLF, D.J., WITHERS, K.D., BURNAMAN, M.D. Integration of well and seismic data using geostatistics. In: YARUS, J.M., CHAMBERS, R.L.: Stochastic Modeling and Geostatistics. Tulsa, Oklahoma: The American Society of Petroleum Geologist, 1994 (AAPG Computer Applications in Geology n^o 3).

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