

UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE
RESERVATÓRIOS

JONAS QUEIROZ DE CASTRO

A UTILIZAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS NA
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE
PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

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 - IG/UNICAMP
Co-Orientador: Dr. Armando Zaupa Remacre - IG/UNICAMP

Este exemplar corresponde à
redação final da dissertação defendida
por Jonas Queiroz de Castro
e aprovada em 26/12/96 pelo Julgador

CAMPINAS - SÃO PAULO

Dezembro - 1996

ORIENTADOR



UNICAMP

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOENGENHARIA DE
RESERVATÓRIOS**

Jonas Queiroz de Castro

**A UTILIZAÇÃO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS NA
CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE
PETRÓLEO**

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 - IG/UNICAMP
Co-Orientador: Dr. Armando Zaupa Remacre - IG/UNICAMP

CAMPINAS - SÃO PAULO

Dezembro - 1996

6045046



FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA I.G. - UNICAMP

C279u Castro, Jonas Queiroz de
Utilização de atributos sísmicos na caracterização de
reservatórios de petróleo / Jonas Queiroz de Castro.-
Campinas, SP.: [s.n.], 1996.

Orientador: Ivan de Araújo Simões Filho
Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de
Campinas, Instituto de Geociências

1. Reservatório. 2. Poços de Petróleo. 3. Método
Sísmico de Reflexão. 4. Geofísica. 5. Geoestatística. I.
Simões Filho, Ivan Araújo. II. Universidade Estadual de
Campinas, Instituto de Geociências. III. Título.

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	UNICAMP
	C279u
V.	Ex.
TOMBO BC	30271
PROC.	281/97
C	☐
D	☒
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	21/05/97
N.º CPD	

CM-00099126-9



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

AUTOR: Jonas Queiroz de Castro

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO/TESE: A Utilização de Atributos Sísmicos na
Caracterização de Reservatórios de Petróleo**

ORIENTADOR: Dr. Ivan de Araújo Simões Filho

Aprovada em: ____/____/____

PRESIDENTE: Dr. Ivan de Araújo Simões Filho

EXAMINADORES:

Prof. Dr. Ivan de Araújo Simões Filho

- Orientador

Prof. Dr. Sérgio Luciano Moura Freire

Prof. Dr. Martin Tygel

Campinas, 20 de Dezembro de 1996

Para Nivia . . .

AGRADECIMENTOS

À Petrobrás, pelo suporte financeiro, pela oportunidade de realização do curso de mestrado, e pela liberação dos dados necessários para este estudo, e particularmente ao geólogo Robério Silva Ramos pelo incentivo e empenho para que eu pudesse realizar esta empreitada.

Ao Prof. Ivan, meu orientador, pelo auxílio nesta jornada.

Aos queridos amigos, Borba (-gato), Carlos Poletto, Carlos “o Soares”, Paulo (bla)Blaskowski e Glauber, pela paciência e por tudo que ensinaram ...

Aos geólogos Milton José de Souza pelo empenho na liberação dos dados, Carlos Henrique Bruhn pelo suporte geológico, Darci Sarsensky pelos dados de perfis e testemunhos, e especialmente ao geofísico e amigo Marcos Fetter pelo inestimável auxílio na coleta e envio das informações sísmicas.

Ao professor Armando Zaupa Remacre pelas sugestões e auxílio.

Ao engenheiro e analista Moacir Cornetti pelo suporte diário no laboratório de informática, pela paciência e atenção, e pela ajuda com o Isatis.

À Creuza e Wellington, pelo suporte administrativo, e as bibliotecárias Cássia, Dora e Márcia.

E finalmente, à minha esposa, “a princesinha”, pela compreensão nestes tempos que andei desatento, por ter cuidado tão bem de nós dois e de tudo ..., pela música e poesia num meio dominado pela “técnica”, pelas aulas de matemática e português, pela leitura e correção do texto “insuportável” (por Normark, Krige, Mutti e Ricci Luchi ...), pelo incentivo e pela “doce” imposição da disciplina, pelo amor e amizade!

”Ao infinito e além . . .”

Buzz Lightyear.

Resumo

A integração dos atributos sísmicos à descrição dos reservatórios de hidrocarbonetos é fundamental para uma melhor caracterização das heterogeneidades existentes. Neste estudo são avaliadas as relações entre diversos atributos sísmicos e propriedades petrofísicas de um reservatório siliciclástico.

O reservatório avaliado é formado por arenitos turbidíticos intercalados com camadas de folhelhos, margas e calcilutitos, sendo que a presença de níveis intensamente cimentados constitui-se na principal heterogeneidade presente.

Utilizando modelos cujas velocidades foram obtidas a partir das informações dos poços e análises petrofísicas, foram calculados 10 atributos sísmicos a partir dos sismogramas sintéticos, que apresentaram boa correlação com as espessuras de rocha não-reservatório e de rocha reservatório dos modelos.

A partir de dados sísmicos reais foram calculados 17 atributos sísmicos, 5 dos quais (amplitude absoluta média, envelope das amplitudes, média do envelope das amplitude, média do valor absoluto das calhas de amplitude, valor máximo de calha de amplitude) se correlacionaram com a espessura de rocha não-reservatório, e apenas um (*half-energy time*) com a espessura de rocha reservatório, obtidas nos poços existentes.

Através da krigagem com deriva externa foram estimados os valores da espessura de rocha reservatório e de rocha não-reservatório utilizando as relações obtidas com 6 atributos sísmicos reais. As incertezas associadas às estimativas foram quantificadas através da simulação estocástica condicional, o que permitiu a geração de mapas de risco. Estes mapas possibilitaram uma melhor compreensão da distribuição espacial das camadas de rocha reservatório e não-reservatório.

Abstract

The integration of seismic attributes to the reservoir characterization can significantly improve the spatial description of reservoir heterogeneities. This work aims at the investigations of the relationships among seismic attributes and petrophysical properties of a siliciclastic reservoir.

The studied reservoir has a turbiditic nature, with an alternance of sandstone and non-reservoir facies. The main heterogeneity consists of strongly cemented layers inside the sandstones.

Using velocity models based on log data together with petrophysical analysis, ten seismic attributes were computed from synthetic seismograms. These attributes showed good statistical relationships with non-reservoir and reservoir facies thickness.

Seventeen seismic attributes were computed from real seismic data, and five of them (average absolute amplitude; reflection strength, average reflection strength, maximum trough amplitude; average absolute trough) showed a good correlation with the non-reservoir facies thickness, while only one (half-energy time) correlated well with reservoir facies thickness.

These attributes were used to constrain reservoir properties estimates through kriging with external drift. Stochastic simulation was then applied to quantify the estimation uncertainties. The generated risk maps enabled a more accurate understanding of the non-reservoir and reservoir facies spatial distribution.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	ii
Resumo	iv
Abstract	v
ÍNDICE	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE TABELAS	xiii
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Justificativa e Objetivos	1
1.2 A organização da dissertação	2
1.3 O Reservatório	3
1.3.1 Generalidades	3
1.3.2 fácies sedimentares	3
1.3.3 Características petrofísicas	5
1.4 Revisão bibliográfica	6
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	16
2.1 Amplitude Sísmica	16
2.1.1 Definição	16
2.1.2 Fatores que afetam a amplitude sísmica	18
2.1.3 Resolução sísmica	20
2.2 Os atributos sísmicos	24
2.2.1 Valores extremos da amplitude de reflexão	26
2.2.2 Valores médios da amplitude de reflexão	26
2.2.3 Amplitude RMS (A_{RMS})	27
2.2.4 Amplitude absoluta média ($\bar{A}_{abs}$)	27
2.2.5 Half-energy time ($T_{E/2}$)	27
2.2.6 Deslocamento máximo ($A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$)	27
2.2.7 Energia do traço	27

2.2.8	Atributos derivados do traço complexo (sinal analítico)	28
2.2.9	Frequências	29
2.3	Método do traçado do raio	30
2.4	Método Geoestatístico	31
2.4.1	Krigagem com deriva externa (KDE)	31
2.4.2	Simulação estocástica condicional	33
2.5	Estatística Bivariada: análise das correlações	37
2.5.1	Coeficiente de correlação linear de Pearson (R_P)	38
2.5.2	Teste de significância	38
CAPÍTULO 3	MODELAGEM SÍSMICA	39
3.1	Os modelos de reservatório	39
3.2	Os sismogramas sintéticos (ou traços sísmicos)	43
3.3	Análise dos resultados da modelagem	45
3.3.1	Avaliação da A_{MAX}^-	46
3.3.2	Avaliação dos outros atributos sísmicos	51
3.3.3	As limitações da modelagem	57
CAPÍTULO 4	ESTIMATIVA DE PARÂMETROS DE RESERVATÓRIO	62
4.1	O dado sísmico real	62
4.2	Os dados dos poços reais	64
4.3	O estudo das correlações	67
4.4	Estimativas por krigagem com deriva externa	79
CAPÍTULO 5	SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA CONDICIONAL	96
5.1	O Método <i>turning bands</i>	96
5.1.1	Imagens impróprias	99
CAPÍTULO 6	CONCLUSÕES	110
6.1	Referências Bibliográficas	112

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Horizonte em tempo através do volume sísmico 3D revelando um canal meandrante. (Robertson, 1992)	14
1.2	Horizonte através de um intervalo produtor em um campo no Golfo do México, as áreas em vermelho representam fortes anomalias de amplitude correlacionadas com intervalos portadores de gás. (Robertson, 1992)	14
1.3	Mapa de espessura porosa a partir dos dados sísmicos 3D, Campo de Lisburne, Baía Prudhoe, Alaska. (Robertson, 1992)	15
1.4	Evolução da injeção de vapor em um projeto piloto de recuperação avançada de hidrocarbonetos. (Robertson, 1992)	15
2.1	Classificação dos atributos sísmicos (Brown, 1996).	17
2.2	Fatores que afetam os valores da amplitude da onda sísmica refletida (adaptado de Sheriff, 1975).	19
2.3	Resposta da amplitude sísmica à variação na porosidade (a); e a variação litológica (b) (adaptado de Ruijtenberg et alli, 1992).	20
2.4	Variação da impedância acústica com o aumento da profundidade e o tipo de fluido. (Ruijtenberg et alli, 1992).	21
2.5	Relação física entre a onda sísmica, o perfil sônico e a determinação dos limites da camada de interesse. (frequência de 50Hz; velocidade da onda sísmica igual a 3500m.s^{-1} ; o comprimento de onda λ é 70m). Para espessuras inferiores a $\lambda/2$ ocorre interferência entre as reflexões do topo e da base (adaptado Buyl et alli, 1988).	21
2.6	Forma da onda refletida versus a espessura da camada, considerando um pulso simétrico (Sheriff, 1986).	22
2.7	Curva de Sintonia para uma camada fina, considerando um pulso tipo Ricker com fase zero e frequência de 30Hz (Zeng et alli, 1996).	23
2.8	Modelagem da resposta sísmica para o afinamento de uma camada de areia (Ruijtenberg et alli, 1992).	24
2.9	a. Definição da 1ª Zona de Fresnel; b. Corôa da 2ª Zona de Fresnel; c. Dimensão da zona de Fresnel em função da frequência (Sheriff, 1986).	25
2.10	Nomograma para definição do raio da zona de Fresnel (Sheriff, 1986).	25

2.11	Aspecto das reflexões segundo a dimensão do refletor comparada com a dimensão da zona de Fresnel (Sheriff, 1986).	26
2.12	Traco sísmico esquemático. As equações que definem os diversos atributos sísmicos apresentados nesta seção utilizam este traço como referência (a_i =valor de amplitude num tempo específico t_i , $i = 1, \dots, n$; n é o número de amostras coletadas ao longo do traço).	26
2.13	Exemplo de um espectro de frequências onde é possível distinguir f_1 , f_2 e f_3	30
2.14	A krigagem procura o valor para o ponto a ser krigado que melhor se ajuste ao modelo de variograma (Wolf, 1995).	32
2.15	Passos para a construção das simulações condicionais	34
2.16	Representação esquemática de um campo (região) P e das linhas (L_i) do método <i>turning bands</i>	36
3.1	Modelos de reservatórios utilizados na modelagem sísmica derivados de um único poço real. A camada N é a única camada mantida em todos os modelos, pois representa um marco estratigráfico muito expressivo dentro do reservatório simulado. A velocidade da onda-P dentro das camadas de rocha reservatório é igual a 3560m.s^{-1} , e nas camadas de rocha não-reservatório varia entre $4260\text{-}4500\text{m.s}^{-1}$; as densidades das camadas reservatório varia entre $2,32$ e $2,37\text{g.cm}^3$ e nas camadas não-reservatório entre $2,55$ e $2,62\text{g.cm}^3$; os algarismos romanos indicam os modelos. (Rocha reservatório: cor amarela; Rocha não-reservatório: cor verde)	41
3.2	Modelos de reservatórios utilizados na modelagem sísmica derivados de poços reais. As camadas M, N e O representam marcos estratigráficos expressivos dentro do reservatório simulado. Os números servem para a identificação das camadas de rocha reservatório (cor amarela); os algarismos romanos indicam os modelos. (rocha não-reservatório: cor verde)	42
3.3	Tipos de assinaturas de fontes geradas segundo escolha dos parâmetros γ e Ψ .	44
3.4	Comparação entre o pulso extraído do dado sísmico real e o pulso utilizado na modelagem: a. Espectro de frequências do pulso sintético; b. Espectro de frequências do pulso real; c. Forma dos pulsos (real: linha contínua; sintético: linha tracejada).	45
3.5	Sismogramas das reflexões de cada interface que compõem os Modelos V e VII e a resposta composta de amplitude, ou seja, a reflexão resultante (linha grossa; $f=25\text{Hz}$). As reflexões que interceptam a linha A-A' contribuem para o valor de A_{MAX} , note que algumas reflexões não estão contribuindo (assinaladas com a letra n).	46

3.6	O gráfico exibe a relação entre os valores de A_{MAX}^- e h_r dos modelos I a VI .	47
3.7	O gráfico exibe as relações entre os valores de A_{MAX}^- e h_r dos modelos VII a XII	48
3.8	O gráfico exibe a relação entre os valores de A_{MAX}^- e h_e dos modelos I a XII	48
3.9	Alguns modelos de reservatórios e seus respectivos sismogramas ($f=22,5\text{Hz}$); h_e aumenta da esquerda para a direita (Modelos I a VI).	49
3.10	Sismogramas dos modelos III, IIIa e IIIb para $f=22,5\text{Hz}$, evidenciando que a posição das camadas praticamente não influenciam a forma final do sinal. . .	50
3.11	Sismogramas dos modelos III, IIIa e IIIb, para $f=25,0\text{Hz}$, evidenciando a influência da posição das camadas sobre a forma final do sinal.	51
3.12	Relação entre A_{MAX}^- e o $A_e(t)$ ($R_P=-0,98$)	53
3.13	Sismogramas sintéticos dos modelos VII a XII ($f=22,5\text{Hz}$ e $\gamma = 1,835$). . . .	54
3.14	Relações entre os parâmetros h_e e R dos modelos e a E_t , $\bar{E}$, A_{MAX}^+ e A_{MAX}^- (Modelos I a VI).	58
3.15	Relações entre os parâmetros h_e e R dos modelos e a $A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$, A_{RMS} , $\bar{A}_{abs}$ e $\bar{A}_e$ (Modelos I a VI).	59
3.16	Relações entre os parâmetros h_e e R dos modelos e a E_t , $\bar{E}$, A_{MAX}^+ e A_{MAX}^- (Modelos I a XII).	60
3.17	Relações entre os parâmetros h_e e R dos modelos e a $A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$, A_{RMS} , $\bar{A}_{abs}$ e $\bar{A}_e$ (Modelos I a XII).	61
4.1	Posição relativa do poços utilizados.	65
4.2	Relação entre as porosidades medidas em perfil e testemunhos nos cinco intervalos definidos para o reservatório neste estudo.	65
4.3	Exemplo de correlação com elevado coeficiente de correlação provocado pela presença de um único valor muito distinto: $\bar{\omega}-h_r$ ($R_P = -0,86$) – intervalo 4	67
4.4	Localização dos traços amostrados (T) em relação aos poços (P).	73
4.5	Exemplo das possíveis regressões ajustadas entre $\bar{A}_{abs}$ e h_e , dependendo do valor do atributo sísmico existente nos 9 traços (T) vizinhos aos poços, cujos coeficientes de correlação estão expressos na tabela 4.9; O R_P obtido quando utilizamos o valor médio destes valores é igual a -0,85 (regressão representada pela linha contínua).	74
4.6	Exemplos das correlações observadas e das regressões ajustadas entre alguns atributos sísmicos e h_e do Intervalo 4: a. $A_{MAX}^- - h_e$; b. $A_e(t) - h_e$; c. $\bar{A}^- - h_e$; (os atributos sísmicos estão normalizados).	77
4.7	Relação entre h_r e $T_{E/2}$: utilizando as 6 amostras disponíveis (a); e utilizando apenas 5 amostras (b). (N=normalizado)	78

4.8	a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa da amplitude absoluta média.	80
4.9	a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa da média das calhas de amplitude. . . .	81
4.10	a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa das calhas de amplitude máxima.	82
4.11	a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa das amplitudes dos envelopes.	83
4.12	a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa médio das amplitudes dos envelopes. . .	84
4.13	Mapa de h_r estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa do <i>half-energy time</i>	85
4.14	Mapas de h_t , h_r e h_e do intervalo 4, elaborados manualmente. (I.C. - intervalo de contorno)	87
4.15	Mapas de h_e do intervalo 4 produzidos por krigagem ordinária, segundo 4 funções variogramas distintas: a. pepita pura; b. modelo esférico; c. modelo esférico mais pepita; d. modelo linear (deriva); (em todos os casos foi utilizada “vizinhança única” devido ao reduzido número de poços (6))	88
4.16	a. Variogramas da amplitude do envelope; b. Variogramas de h_e estimada através da krigagem com deriva externa. (x : variograma na direção E-W; y : variograma na direção N-S)	89
4.17	a. Variogramas do <i>Half-energy time</i> ; b. Variogramas da h_r estimada através da krigagem com deriva externa. (x : variograma na direção E-W; y : variograma na direção N-S)	90
4.18	Mapa do valor médio de h_e obtido a partir das cinco estimativas. (Intervalo 4)	93
4.19	Mapa do resíduo médio das estimativas de h_e do Intervalo 4. (Os valores estão expressos em porcentagens da espessura média de rocha não-reservatório) . .	94
4.20	a. Mapa da espessura total (h_t ; b. Mapa da razão h_r / h_e (Intervalo 4) . . .	95
5.1	Histogramas de frequências dos atributos sísmicos.	97
5.2	Mapas de 4 realizações de h_e , através do método de <i>turning bands</i>	100
5.3	Mapas de 4 realizações de h_r , através do método de <i>turning bands</i>	101
5.4	Mapas de probabilidade: a. probabilidade de $h_e \leq 10\text{m}$; b. probabilidade de $h_e \leq 20\text{m}$. (legenda: valores percentuais)	102
5.5	Mapa de probabilidade: a. probabilidade de $h_r \leq 15\text{m}$; b. probabilidade de $h_r \leq 25\text{m}$; c. probabilidade de $h_r \leq 35\text{m}$; probabilidade de $h_r \leq 45\text{m}$. (legenda: valores percentuais)	103

5.6	Variogramas das imagens 1 , 25, 50 e 75 de h_e simulado. (x = direção E-W; y = direção N-S)	104
5.7	Variogramas das imagens 25, 50, 75 e 100 de h_r simulado. (x = direção E-W; y = direção N-S)	105
5.8	Histogramas de h_e simulado: imagens 1, 25, 50 e 75; e os valores médios e a variância do h_e simulado em cada uma destas realizações.	106
5.9	Histogramas de h_r simulado: imagens 25, 50, 75 e 100; e os valores médios e a variância do h_r simulado em cada uma destas realizações.	107
5.10	Apresentação das anisotropias (lineamentos) indevidas geradas durante a si- mulação pelo método de <i>turning bands</i> em 20% das imagens de h_r produzidas.	109

ÍNDICE DE TABELAS

3.1	Principais características dos modelos VII a XII. (N_C é o número de camadas do modelo; V_{int} é a velocidade intervalar média da onda P ($m.s^{-1}$); N_{cim} é número de camadas ou níveis cimentados presentes no modelo. A velocidade da onda sísmica nas encaixantes é $4260m.s^{-1}$ e a densidade destas rochas é de $2,62g.cm^3$. Os números e letras que discriminam as camadas são os mesmos utilizados nas figuras que exibem os modelos.	40
3.2	Principais características físicas das camadas presentes nos modelos VII a XII. (V = velocidade da onda P na camada ($m.s^{-1}$); d é a densidade da camada ($g.cm^3$). Os números e letras que discriminam as camadas são os mesmos utilizados nas figuras que exibem os modelos)	43
3.3	Tabela exibindo os valores de h_t , h_r e h_e dos modelos I a XII e os valores de A_{MAX}^- obtidos para $f=22,5Hz$	47
3.4	Valores dos parâmetros de reservatório dos modelos estudados.	52
3.5	Valores dos atributos sísmicos sintéticos. (As abreviaturas são as apresentadas no capítulo 2, juntamente com a definição de cada atributo sísmico)	52
3.6	Valores dos atributos sísmicos sintéticos. (As abreviaturas são as apresentadas no capítulo 2, juntamente com a definição de cada atributo sísmico)	53
3.7	Coefficientes de correlação entre os atributos sísmicos e as propriedades de reservatório dos modelos I a VI; todas as correlações significantes à $p \leq 0,05$; a única exceção é a correlação entre $\bar{\theta}$ e R ($p=0,94$).	55
3.8	Coefficientes de correlação entre os atributos sísmicos e as propriedades de reservatório dos modelos I a XII; os asterísticos indicam aquelas correlações significantes à $p \leq 0,05$ (os valores da estatística p são apresentados nas linhas inferiores.	56
4.1	Relação dos atributos sísmicos reais avaliados e valores coletados no traço mais próximo ou coincidente com a posição dos poços; As abreviações para o nome dos atributos são as mesmas apresentadas no capítulo 2.	63
4.2	Parâmetros do reservatório nos 5 intervalos: h_t é a espessura total (m); ϕ_l = porosidade de perfil (%); $h\phi$ é igual a $h_t \times \phi_l$; h_r é a espessura acumulada de rocha reservatório (m); h_e é a espessura acumulada de rocha não-reservatório (m); R é a razão h_r/h_e	66

4.3	Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 1 (linha superior), e a estatística p (linha inferior). . .	68
4.4	Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 2 (linha superior), e a estatística p (linha inferior). . .	69
4.5	Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 3 (linha superior), e a estatística p (linha inferior). . .	70
4.6	Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 4 (linha superior), e a estatística p (linha inferior). . .	71
4.7	Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 5 (linha superior), e a estatística p (linha inferior). . .	72
4.8	Exemplo da variação observada nos valores da Amplitude Absoluta Média ($\bar{A}_{abs}$) nos traços vizinhos aos poços. (Obs. - os outros atributos apresentam comportamento semelhante)	73
4.9	Exemplos dos valores dos coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos coletados nos 9 traços, e também entre o valor médio destes atributos, e o valor de h_e observados nos poços, no intervalo 4. (MT é a média dos atributos nos 9 traços)	75
4.10	Coeficiente de correlação linear entre os atributos sísmicos escolhidos para a krigagem de h_e	76
4.11	Comparação entre os valores reais e os valores estimados (*) de h_e com o auxílio de 5 atributos sísmicos distintos (derivadas externas); σ_{sism}^2 é a variância do atributo sísmico.	91
4.12	Comparação entre os valores reais e os valores estimados (*) de h_r com o auxílio de $T_{E/2}$. (σ_{sism}^2 é a variância do atributo sísmica)	91
5.1	Estatística básica de h_r e h_e , antes e após a anamorfose (n).	99
5.2	Estatística básica de $A_e(t)$ antes e após a padronização (p), e da $T_{E/2}$ após a anamorfose (n).	99

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa e Objetivos

A utilização de modelos numéricos geologicamente realísticos e detalhados de reservatórios, para a simulação dos efeitos das heterogeneidades do reservatório sobre os processos de recuperação de hidrocarbonetos, tem se tornado uma prática comum nos últimos anos. Empregando estes modelos, as propriedades petrofísicas e de fluxo dos reservatórios, obtidas em escala de laboratório, devem ser especificadas em todos os pontos representados no simulador de fluxo. Contudo, a escala de representação da maioria dos simuladores é muito maior que a escala de medição em laboratório, e os valores de uma determinada propriedade são associados a volumes muito maiores que os volumes nos quais as medidas foram efetuadas (Araktingi, 1992).

Na maioria dos casos a elaboração destes modelos de reservatórios, é baseada exclusivamente na interpolação de medidas petrofísicas obtidas em poços situados em localidades esparsas. Dessa forma, faz-se necessário a implementação de processos capazes de possibilitarem uma melhor descrição dos reservatórios nas regiões entre os poços, ou seja, diminuir o intervalo de discretização associado à distribuição espacial das informações disponíveis. Para a realização desta tarefa, a integração dos dados sísmicos 3D com as informações dos poços é fundamental, pois em contraste com a distribuição esparsa dos dados de poços, a sísmica 3D produz uma malha de amostragem densa e regular das propriedades do intervalo de interesse. Assim, a utilização conjunta dos dados provenientes de diferentes fontes é decisiva para atingir-se o seguinte objetivo:

Construir modelos com alta resolução, que reproduzam as informações disponíveis nos poços, e cujas as estimativas nas regiões entre estes preservem o caráter das variações das propriedades observadas nos perfis e testemunhos e, ainda, a estrutura e a continuidade do reservatório observadas nas seções sísmicas.

Neste estudo, através da modelagem sísmica, pretendemos investigar as possíveis relações existentes entre alguns atributos sísmicos e algumas propriedades petrofísicas dos

reservatórios de hidrocarbonetos, tais como a espessura total de rocha reservatório, a espessura total de rocha não-reservatório, ou ainda, a razão entre ambas. Assim, pretendemos avaliar quais atributos sísmicos podem ser utilizados diretamente na previsão e delimitação da distribuição espacial destas propriedades, procurando, ao mesmo tempo, entender o significado físico de tais relações. Pretendemos, ainda, verificar se as relações encontradas no estudo dos modelos teóricos se confirmam com a utilização de dados reais de um reservatório de petróleo. Finalmente, as relações obtidas serão utilizadas para auxiliar a previsão da distribuição espacial das propriedades do reservatório real, através da krigagem com deriva externa, sendo a qualidade das estimativas avaliada com a ajuda da simulação estocástica condicional (método *turning bands*).

1.2 A organização da dissertação

Abaixo apresentaremos de forma sucinta os principais assuntos que compõem esta dissertação:

No **Capítulo 1**, além da apresentação das razões que motivaram este estudo e dos objetivos pretendidos, é apresentada uma breve descrição do reservatório avaliado, enfatizando as litofácies presentes e, principalmente, os tipos e o modo de ocorrência dos cimentos carbonáticos que constituem a principal heterogeneidade do reservatório. Ainda neste capítulo encontra-se a revisão bibliográfica efetuada, a qual focaliza os trabalhos que utilizam uma metodologia determinística para integrar as informações sísmicas à descrição dos reservatórios e os trabalhos que empregam técnicas geoestatísticas.

No **Capítulo 2** são apresentados os fundamentos teóricos necessários à realização deste estudo. Primeiramente, revisamos conceitos relacionados à amplitude de reflexão sísmica, ressaltando as possíveis formas de utilização e interpretação deste atributo sísmico e os problemas associados ao seu emprego. A seguir definimos os diversos atributos sísmicos avaliados neste estudo, apresentando as possíveis relações destes atributos com alguns parâmetros geológicos que descrevem um reservatório de hidrocarbonetos. Neste capítulo são apresentados, ainda, os fundamentos teóricos do método do raio, no qual fundamenta-se a modelagem sísmica realizada, e as bases dos métodos geoestatísticos utilizados para a previsão da distribuição espacial das propriedades do reservatório avaliado.

O **Capítulo 3** apresenta a metodologia e os resultados da modelagem sísmica. São apresentados os modelos sintéticos estudados, derivados de dados reais de poços de petróleo, e os sismogramas sintéticos gerados, que permitiram o cálculo dos atributos sísmicos sintéticos que foram comparados com os parâmetros de reservatório destes modelos. As relações encontradas permitiram avaliar o comportamento destes atributos frente às variações

das características geológicas dos reservatórios, e auxiliaram na validação das relações encontradas a partir da utilização dos dados reais.

No **Capítulo 4** apresentamos os resultados do estudo das relações entre atributos sísmicos e propriedades de reservatório reais, gerados a partir de um levantamento sísmico 3D e da análise de perfis e testemunhos de poços do reservatório estudado. As relações encontradas permitiram a definição dos atributos sísmicos capazes de auxiliarem na previsão da distribuição espacial das propriedades de reservatório de interesse. São apresentados os mapas gerados a partir das informações provenientes dos poços de petróleo e do levantamento sísmico 3D, obtidos por krigagem com deriva externa.

No **Capítulo 5** discutimos as incertezas associadas as estimativas realizadas. Para tanto, empregamos a simulação estocástica condicional, utilizando o método de *turning bands*.

Finalmente, no **Capítulo 6** estão sumarizadas as principais conclusões obtidas durante a realização deste trabalho.

1.3 O Reservatório

1.3.1 Generalidades

O reservatório alvo deste estudo é constituído por areias depositadas por correntes de turbidez, estimuladas por rebaixamentos eustáticos ou relativos (locais) do nível do mar, onde são registradas espessuras totais (fácies reservatório e não-reservatório) de até 120m e isólitais de arenito de até 105m. A acumulação apresenta uma forma dômica ligeiramente alongada, segmentada por falhas cujos rejeitos normais variam entre 6 e 300m. Na área central predominam falhas com rejeito vertical máximo variando entre 10 e 20m.

1.3.2 Fácies sedimentares

Baseado nas texturas e estruturas sedimentares presentes no reservatório foram definidas quatro fácies sedimentares principais (C.H.Bruhn, comunicação verbal).

A. Arenitos Maciços (fácies 1)

Esta fácies é composta predominantemente por arenitos finos a muito finos, maciços e pobremente selecionados. Subordinadamente, ocorrem camadas de arenito não estratificado com gradação normal, com areia grossa ou média na base e areia fina a muito

fina no topo. A matriz destes arenitos é composta por silte (10 %) e argila (< 2 %), e o arcabouço siliciclástico (quartzo, feldspato e fragmentos de rocha), bastante homogêneo, tem composição arcossiana e subarcossiana (em média 66% de quartzo, 31% de feldspato e 3% de fragmentos de rocha). Os bioclastos perfazem até 9% do arcabouço (média igual a 2%), enquanto que a proporção de intraclastos carbonáticos varia entre 3 e 11%.

A cimentação carbonática é dominante, com teores que variam entre 1 e 49% ; nos testemunhos, as zonas mais cimentadas (teor médio 35%) apresentam coloração esbranquiçada e espessuras variando entre 0,1 e 6,9m (média 40cm).

Esta fácies pode apresentar espessuras, livre de intercalações, de até 15m, e constitui-se na principal fácies do reservatório, representando até 87% da espessura total do mesmo. Estas areias foram depositadas por correntes de turbidez de alta densidade em um ambiente nerítico profundo a batial superior.

B. Arenitos com sequência de Bouma (fácies 2)

A fácies 2 é constituída por arenitos finos a muito finos em sequências de Bouma, com espessura sempre inferior a 50cm. A composição e a diagênese destes arenitos são semelhantes às dos arenitos da fácies 1, sendo que a fácies 2 representa apenas 3% da espessura total do reservatório. Apesar desta fácies ter sido depositada num ambiente idêntico ao da fácies 1, a presença de laminação sugere uma deposição por correntes de turbidez de baixa densidade, cuja desaceleração permitiu o desenvolvimento de estruturas de tração.

C. Pelitos (calcilutitos, margas e folhelhos) (fácies 3)

Esta fácies congrega três litologias formadas por partículas de tamanho silte e argila, com composição mineralógica bastante variável. Os calcilutitos são compostos predominantemente por calcita, são esbranquiçados e frequentemente bioturbados. Os folhelhos são formados por argilo-minerais, quartzo e feldspato, são predominantemente pretos, laminados ou bioturbados, podendo ocorrer níveis de siltito com laminação cruzada. As margas têm composição intermediária, e quando associadas aos calcilutitos, ambos apresentam-se frequentemente deformados por *slumping*.

Estas três litologias compõem até 4% da espessura total do reservatório, e apresentam espessura individual sempre inferior a um metro, e representam o registro de uma sedimentação tranquila por acreção vertical.

D. Diamictitos (fácies 4)

Esta fácies é composta por camadas de diamictitos, que representam 6% da espessura total do reservatório. São rochas com matriz lamosa (siliciclástica e carbonática) ou formada por uma mistura com proporções variadas de areia fina a muito fina e lama, com clastos de calcilutitos, margas e folhelho (< 5cm). As camadas de diamictitos podem atingir até 5m de espessura, sendo que as rochas que apresentam exclusivamente clastos de folhelhos nunca ultrapassam 20cm de espessura. Esta fácies foi formada a partir de fluxos de detritos, predominantemente coesos e laminados, com pouca mistura de fluidos.

1.3.3 Características petrofísicas

O reservatório é composto por dois conjuntos principais de arenitos, tratados neste estudo por reservatório I (superior) e reservatório II (inferior), separados por uma associação de rochas das fácies 3 e 4, com espessura total entre 11 e 17m. O conjunto superior tem espessura máxima de apenas 12m, mas o conjunto inferior pode alcançar até 107m, onde intercalam-se arenitos-reservatório, principalmente da fácies 1 (cerca de 62 a 84% da espessura total do reservatório) e rochas não-reservatório.

Os valores de porosidade e permeabilidade do reservatório, controlados por uma complexa interação de fatores texturais e diagenéticos, variam entre 1,8 e 32,2% e < 0,1 e 1624mD, respectivamente; contudo, arenitos com teor de cimento superior a 20% apresentam porosidades inferiores a 14% e permeabilidades inferiores a 3mD. Os níveis intensamente cimentados por calcita têm espessura média de apenas 40cm sendo, portanto, de difícil definição a partir da análise dos perfis.

As heterogeneidades do reservatório causadas pela cimentação calcítica foram superimpostas às aquelas geradas pelo sistema deposicional. Assim, a distribuição lateral de porosidades e permeabilidades pode ser reflexo das variações texturais e diagenéticas do reservatório, já que as primeiras tendem a ser menores nos poços situados em posições mais distais ou marginais dos lobos turbidíticos, onde predominam os termos silticos e mais argilosos. Por outro lado, as variações laterais de porosidade e permeabilidade podem estar relacionadas à intensidade da cimentação calcítica, que pode ser mais intensa onde existe uma maior intercalação de sedimentos finos, possível fonte de íons para a cimentação.

1.4 Revisão bibliográfica

Segundo Robertson (1992), a interpretação dos dados sísmicos 3D pode ser dividida em três categorias, conforme os objetivos pretendidos: 1. o estudo da geometria das acumulações; 2. a definição das propriedades físicas das rochas ou; 3. a monitoração dos fluidos e pressões nos reservatórios. No presente trabalho, os dados sísmicos disponíveis serão utilizados na estimativa das propriedades físicas das rochas; portanto, serão apresentados alguns trabalhos existentes na literatura, focalizando o uso de atributos sísmicos com este propósito.

Os trabalhos apresentados nesta revisão podem ser classificados de acordo com a técnica utilizada para integrar a informação sísmica na descrição dos reservatórios. Alguns trabalhos empregam uma metodologia determinística, outros utilizam as técnicas geostatísticas. Na metodologia determinística os procedimentos de estimativa geralmente consideram os dados como observações espacialmente independentes, negligenciando os padrões espaciais de variações das propriedades em subsuperfície. Por outro lado, as técnicas geostatísticas tratam os dados como observações espacialmente interdependentes, empregando funções espaciais de auto-correlação e correlação-cruzada, a fim de modelar as variações laterais das propriedades dos reservatórios, possibilitando também acessar o grau de incerteza das estimativas.

Primeiramente apresentaremos alguns trabalhos cujos autores têm procurado estimar as propriedades petrofísicas de reservatórios de hidrocarboneto a partir de equações de regressão simples ou multivariada entre estas propriedades e diversos atributos sísmicos.

Rice e Mathieu (1969) afirmam que a identificação de variações estratigráficas a partir dos dados sísmicos, geralmente baseia-se na observação de variações em um único atributo e que este procedimento é limitado, porque as variações em parâmetros físicos, como por exemplo a velocidade, são frequentemente pequenas ou controladas pela interação de diversos fatores. Além disso, mudanças ocorridas em unidades estratigráficas relativamente pouco espessas, imprimem alterações muito sutis nos sismogramas, geralmente de difícil percepção visual devido à baixa resolução sísmica. Tais limitações só persistem devido a restringirmos nossa observação às variações em um único atributo sísmico isoladamente; provavelmente, uma combinação de um grande número de atributos sísmicos poderia descrever mais apropriadamente variações estratigráficas específicas. Estes autores utilizaram técnicas de análise estatística multivariada para prever, a partir dos dados sísmicos, a distribuição espacial da razão arenito/folhelho dentro de um reservatório de hidrocarbonetos.

Sinvhal e Khattri (1983) e Sinval et alii (1984), utilizam atributos sísmicos derivados do espectro de potências e a função de auto-correlação dos sismogramas para, através da análise discriminante, mapear a distribuição de diversas fácies sedimentares presentes em

um reservatório de petróleo.

Dumay e Fournier (1988) apresentaram uma metodologia para o reconhecimento de fácies sísmicas, que divide-se em duas etapas. Na primeira fase, denominada fase de aprendizado, foram definidos os traços sísmicos característicos de cada uma das fácies sedimentares reconhecidas no reservatório. A escolha destes traços baseia-se nas informações de poços ou numa interpretação sísmo-estratigráfica detalhada, sendo os traços caracterizados por diversos atributos sísmicos. Os autores utilizaram a análise de agrupamento para verificar se a distinção entre os traços representativos de cada fácies sedimentar era possível, e usaram a análise discriminante para selecionar os atributos mais eficientes na distinção entre as fácies sísmicas definidas preliminarmente. Numa segunda fase, denominada fase preditiva, os atributos definidos na análise discriminante, foram calculados em todos os traços sísmicos reais, possibilitando a classificação destes traços com relação àqueles da primeira fase, e consequentemente a previsão da distribuição das fácies sedimentares presentes no reservatório. Estes autores demonstraram que os resultados decorrentes do uso da metodologia proposta no estudo de dois reservatórios, um de composição siliciclástica e outro carbonática, foram muito satisfatórios. No primeiro caso obtiveram até 85% de sucesso na distinção entre reservatório arenoso e reservatório intermediário a argiloso, e no segundo caso foi possível separar as fácies de dunas das fácies oncolitos. Apesar disso, os autores ressaltaram que o principal problema a ser enfrentado é a conexão entre as fácies sísmicas caracterizadas e as fácies sedimentares que se pretende estudar, afirmando que o significado físico de algumas das variáveis discriminantes utilizadas não é inteiramente claro, sugerindo a modelagem sísmica como uma ferramenta capaz de auxiliar no esclarecimento destas relações.

Varela e Esteves (1990), estudando os dados sísmicos provenientes de um levantamento 3D na área dos campos de Corvina e Malhado, na Bacia de Campos, constataram a relação entre a presença de óleo e o comportamento acústico do reservatório, baseados na observação dos valores anômalos nos mapas de amplitude nos altos e flancos estruturais onde ocorrem as acumulações. Segundo estes, a modelagem petrofísica demonstrou que as variações nas propriedades acústicas eram devidas às diferentes propriedades dos fluidos presentes no reservatório, descartando a influência da variação da porosidade devido a processos diagenéticos. Os resultados da modelagem petrofísica demonstraram que a presença do óleo no espaço poroso seria suficiente para provocar um decréscimo de 8% na velocidade intervalar do reservatório, o que é compatível com as variações observadas nos perfis. Apoiados na relação entre a presença de óleo e as anomalias de amplitude, os autores utilizaram os mapas de amplitude para delimitar as acumulações, obtendo resultados muito satisfatórios. Os autores concluíram que a análise dos mapas de amplitude constitui-se numa ferramenta de grande importância na delimitação e descoberta das acumulações, e ressaltaram o fato das variações de amplitude estarem relacionadas a variações de impedância em qualquer um

dos meios envolvidos na interface, e mesmo que essa variação ocorra no reservatório, ela pode não estar relacionada à presença de hidrocarbonetos.

White (1991) apresentou algumas das propriedades dos atributos sísmicos instantâneos obtidos a partir do traço sísmico real, sugerindo a utilização do conjunto destes atributos ao invés do uso exclusivo da amplitude, para uma melhor descrição do reservatório, comparando os mapas obtidos através dos dois procedimentos. Através da análise de agrupamentos, diversos atributos instantâneos foram separados em grupos distintos, caracterizando domínios de reflexões como tamanho e formas particulares, representativos das diferentes fácies sedimentares presentes.

Brown (1992), utilizando dados de um levantamento sísmico 3D na plataforma de Lousiana e Texas, apresentou um método baseado no estudo das amplitudes sísmicas utilizado para determinar a espessura de areia produtora num reservatório de idade pleistocênica, portador de gás. Visando a avaliação e remoção do efeito de sintonia (ver seção 2.1.3), os valores das amplitudes das reflexões do topo e base do reservatório foram somados (valores absolutos) nas posições dos traços, gerando os valores de amplitude composta do reservatórios. A seguir, utilizando um gráfico que relacionava a amplitude composta e a espessura em tempo, foi determinada a curva de sintonia, necessária à eliminação do efeito de sintonia. Finalmente, os valores de amplitude sísmica corrigidos foram utilizados como indicadores da proporção de areia produtora de gás no intervalo de interesse. Apesar do procedimento proposto ter assumido uma distribuição regular dos intervalos portadores de gás dentro do intervalo arenoso total, onde a espessura total é superior à espessura de sintonia e, também, porosidade uniforme, os resultados obtidos foram considerados satisfatórios quando comparados aos valores fornecidos pela análise dos perfis.

Stanulonis e Tran (1992) apresentaram a metodologia utilizada para calcular a espessura porosa total ($h\phi$) a partir dos valores de amplitude sísmica (A), em um reservatório carbonático do campo de Lisburne, situado no norte do Alaska. As variações observadas nas amplitudes sísmicas foram consideradas função das variações da qualidade do reservatório. Foi constatado que quanto maior a porosidade média do reservatório menor a velocidade intervalar média deste e, considerando a velocidade da camada sobrejacente constante (a velocidade da rocha capeadora é sempre inferior à velocidade do reservatório na área estudada pelos autores), então quando maior o $h\phi$ menor a amplitude da reflexão. A partir do gráfico de $h\phi$ versus A , foram definidas quatro equações de regressão linear, cada uma associada a uma região específica do reservatório. Como os valores de $h\phi$, A e as equações de regressão são conhecidas nas localidades dos poços, pode-se calcular os valores dos coeficientes lineares das regressões (C), os quais representam o valor da amplitude de reflexão da matriz, ou seja, do reservatório com porosidade igual a zero. Utilizando o mapa dos valores de C , os autores converteram os valores de amplitude nas posições dos traços sísmicos para valores de $h\phi$, e

demonstraram que os valores preditos a partir do mapa obtido eram extremamente precisos quando comparados aos valores reais medidos nos novos poços perfurados.

Blauth et alli (1994) utilizaram uma metodologia semelhante à proposta por Stanulonis e Tran (1993) para estimar o volume poroso ($h\phi$) de um reservatório de hidrocarboneto, a partir da análise das anomalias de amplitude sísmica. Devido à variações de velocidade na camada sobreposta ao reservatório, os autores puderam definir três regiões distintas, determinando correlações entre a amplitude e $H\phi$ específicas para cada uma destas regiões. As equações de regressão obtidas permitiram o mapeamento da distribuição da capacidade de estocagem do reservatório. Os autores concluíram que a metodologia tem grande implicação explotatória, pois permite a avaliação da qualidade do reservatório com o uso de um volume de informações muito superior ao fornecido pelos poços perfurados, tendo também implicações exploratórias, uma vez que evidencia a existência de variações na qualidade do reservatório, mesmo para leituras semelhantes de amplitudes.

Fournier e Derain (1995) apresentaram uma metodologia para obter informações geológicas a partir dos dados sísmicos, demonstrando a aplicabilidade da mesma através de um estudo de caso. Os autores definiram a análise de fácies sísmicas como o estudo morfológico do traços sísmicos e a tentativa de relacionar as propriedades destes traços às principais características geológicas do reservatório, utilizando poços de controle, e afirmaram que a combinação de diversos atributos geralmente permite um conhecimento geológico mais amplo que a análise de um único atributo isoladamente. Estes autores utilizaram as relações estatísticas entre as propriedades geológicas e os atributos sísmicos obtidas segundo dois critérios distintos: a. utilizando todos os poços e os traços adjacentes (população total); b. definindo regiões com respostas sísmicas distintas, obtendo a seguir relações específicas para cada região a partir dos poços e traços internos à mesmas (subpopulações). Comparando os resultados obtidos, os autores concluíram que o segundo procedimento mostrou-se mais adequado às previsões, enfatizando a importância do reconhecimento das fácies sísmicas para uma melhor descrição dos reservatórios (construção de um modelo geológico mais realístico). As correlações entre os atributos sísmicos e as propriedades do reservatório foram obtidas através da análise de correlação canônica, e os modelos estatísticos a partir de Regressão Multivariada entre as variáveis sísmicas canônicas e as propriedades dos reservatórios.

Callaway et alli (1996) empregaram diversos atributos sísmicos para orientar a extrapolação dos parâmetros petrofísicos de um reservatório nas regiões entre os poços. Estudando um reservatório de origem deltaica, estes autores utilizaram cerca de 2760 combinações de vários atributos sísmicos e propriedades de perfis para mapear a distribuição das areias potencialmente produtoras. Três dos atributos utilizados apresentaram alta correlação com a razão espessura de areia porosa/espessura total de areia, possibilitando mapeamento da distribuição espacial desta razão. A partir das análise foi possível também determinar a

direção geral de propagação das areias.

Os trabalhos apresentados a seguir, além de empregarem técnicas estatísticas para estabelecer relações entre os atributos sísmicos e as propriedades dos reservatórios, investigaram tais relações através de modelos sintéticos de reservatórios, construídos a partir das informações dos poços perfurados, e suas respostas sísmicas.

Maureau e Wijhe (1979), determinaram qualitativamente a porosidade de um reservatório carbonático, de idade permiana, da província de Drenthe, no leste holandês. Utilizando os perfis de densidade e sônico, definiram os valores de impedância acústica necessários à distinção entre a rocha reservatório e a rocha capeadora existentes na área de interesse, gerando diversos perfis de impedância que simulavam as respostas em três diferentes porções do modelo deposicional especificado para a área estudada (plataforma/talude superior, talude e bacia), utilizando os valores de espessura, velocidade e densidade típicos para cada um desses ambientes deposicionais. Cada perfil foi filtrado com um grande número de filtros fase-zero, tentando reproduzir os traços sísmicos reais, permitindo avaliar o grau mínimo de resolução necessário à distinção entre as porções do reservatório com porosidade e as porções sem porosidade e a capeadora. Os autores também procuraram avaliar o impacto de alguns fenômenos naturais (ruído geológico) sobre a resolução do método, concluindo a pequena influência do tipo de fluido presente nos poros (água ou gás) sobre a velocidade sísmica, na profundidade do reservatório (3500 a 4100m). Além disso, a boa correlação linear entre a porosidade de testemunho e o tempo de trânsito indicou a primeira como o principal fator responsável pelas variações da impedância acústica.

Neff (1990) investigou a utilização da amplitude sísmica na caracterização das propriedades dos reservatórios de hidrocarbonetos através de uma técnica de modelagem progressiva, denominada *incremental pay thickness*, que procura estabelecer relações empíricas entre a espessura de reservatório com hidrocarbonetos e a amplitude sísmica. A partir da análise das respostas sísmicas obtidas para três modelos geológicos teóricos de reservatórios, o autor concluiu que a amplitude era significativamente afetada por variações na porosidade e, ainda, que para uma mesma isócrona, quando a porosidade aumentava, as variações de amplitude eram diretamente proporcionais às variações da espessura porosa e inversamente proporcionais às variações da espessura total.

Neff (1993), utilizando o método *incremental pay thickness*, avaliou as relações entre a amplitude sísmica e diversas características de reservatórios, tais como litologia, porosidade, saturação de hidrocarbonetos, geometria do acamamento e espessura. O estudo identificou três padrões de curva de sintonia (côncavo, convexo e bilinear), em função do tipo de modelo litológico e da espessura porosa média destes modelos. Enquanto a confiabilidade das previsões de porosidade e espessura variava de modelo para modelo, todas as análises indicaram um limitado intervalo de espessura para o qual os dados de amplitude poderiam

prever com sucesso a espessura total com hidrocarboneto ou o volume poroso com hidrocarboneto. Além disso, este autor observou que a espessura total da zona com hidrocarboneto era o parâmetro de pior correlação com a amplitude, enquanto que o volume poroso com hidrocarboneto (espessura da zona saturada com hidrocarboneto $\times$ porosidade $\times$ saturação) de reservatórios com gás ou óleo leve era o parâmetro melhor correlacionado com a amplitude, independentemente do modelo avaliado e, ainda, que a amplitude máxima coincidia com o máximo valor de volume poroso com hidrocarboneto em apenas um dos modelos.

Zeng et alli (1996) geraram diversos modelos sísmicos tridimensionais para os depósitos costeiros prográdantes influenciados por marés, que ocorrem no campo de Powderhorn, em Calhoun, Texas. Utilizando os perfis de densidade, neutrão e SP (potencial espontâneo), foram determinados os valores de porosidade efetiva e argilosidade de quatorze unidades arenosas, os quais se correlacionaram muito bem com os valores de densidade e velocidade da onda na rochas. A partir das equações de regressão obtidas, os dados de densidade e velocidade foram extendidos para as localidades onde os poços não possuíam os perfis sônico e de densidade, possibilitando a geração de um modelo de impedância, que convolvido com pulsos de diferentes frequências produziram diversos modelos sísmicos 3D. A análise do comportamento dos atributos sísmicos das imagens geradas permite uma melhor compreensão das relações entre a amplitude sísmica e as propriedades físicas das fácies, e das limitações do uso deste atributo para a caracterização das mesmas. Segundo os autores, às fácies deposicionais é creditado o papel principal no controle da geometria do reservatório e na distribuição da porosidade, na ausência de diagênese profunda ou erosão. Os autores afirmam que o uso das imagens sísmicas para a caracterização de fácies é menos eficiente quando os depósitos apresentam forma tabular ou pequenas variações laterais de impedância ou espessura; mesmo assim, a estimativa da espessura porosa ainda é possível.

Por enquanto, os trabalhos apresentados nesta revisão são àqueles que empregaram metodologias determinísticas para estimar as propriedades dos reservatórios. Apesar dos resultados satisfatórios, estas metodologias, como discutido anteriormente, não consideram a posição espacial das amostras disponíveis, negligenciando os padrões de variabilidade espacial das propriedades estimadas. A seguir apresentaremos alguns trabalhos que fizeram uso de técnicas geoestatísticas para prever a distribuição espacial das propriedades dos reservatórios avaliados.

Bergamaschi (1993), utilizando dados de um reservatório real, testou e aplicou algumas correlações empíricas e técnicas geoestatísticas (krigagem, cokrigagem e simulação condicional) a fim de obter estimativas de alguns parâmetros petrofísicos de um reservatório de hidrocarbonetos. Procurando integrar dados sísmicos e dados de perfis, apresentou alguns procedimentos para estimar a porosidade média e a espessura porosa do reservatório baseado nas relações entre a porosidade e alguns atributos sísmicos. Por exemplo, para estimar

os valores de espessura porosa, o autor empregou a correlação entre esta propriedade e a amplitude sísmica, seguindo a metodologia desenvolvida por Stanulonis e Tran (1992). Bergamaschi (1993) comparou as propriedades do reservatório com os valores da amplitude e da impedância acústica observados em um único traço sísmico, selecionado a partir de um conjunto de traços contidos num círculo de raio igual a 60m, centrado no poço, de forma a honrar a resolução horizontal do método sísmico, evitando a redundância de informações. A principal conclusão obtida foi que considerando apenas a porção do reservatório saturada com óleo, a espessura porosa correlacionava-se linearmente com o logaritmo da amplitude. Por outro lado, considerando todo o reservatório, a espessura porosa correlacionava-se melhor, diretamente, com os valores de amplitude. Uma outra constatação foi o fato da amplitude correlaciona-se melhor com a espessura porosa do que com os valores de porosidade ou de espessura isoladamente.

Chambers et alii (1994) utilizaram a krigagem com deriva externa para integrar dados sísmicos 3D à descrição de um reservatório de hidrocarboneto. As amplitudes de reflexão foram invertidas a fim de obter as impedâncias acústicas que serviram à estimativa da porosidade. A partir de dados de perfis e testemunhos de um campo de petróleo, foram reproduzidos três cenários distintos da vida deste campo, através de uma amostragem seletiva dos dados disponíveis: fase final de exploração (7 poços); fase de desenvolvimento de campo (14 poços); e fase de produção madura (55 poços). Os mapas de porosidade obtidos por krigagem com e sem deriva externa foram comparados e as incertezas das estimativas realizadas foram avaliadas através da simulação estocástica condicional (simulação gaussiana sequencial), evidenciando a grande redução nas incertezas devido à utilização dos dados sísmicos como balizador da extrapolação das propriedades do reservatório nas regiões entre os poços. A comparação dos resultados obtidos para cada um dos cenários propostos permitiu as seguintes conclusões: 1. A influência do dado sísmico como condicionante era maior quanto menor o número de dados primários disponíveis; 2. O volume poroso calculado quando foram utilizados apenas sete poços foi superestimado, embora os padrões de distribuição da porosidade tenham sido bem reproduzidos; 3. A utilização dos dados secundários reduziu consideravelmente as incertezas das estimativas nas regiões entre os poços; 4. O desenvolvimento do campo, condicionada à estimativa baseada apenas nos dados provenientes de sete poços e a deriva externa poderia ter evitado a locação de alguns poços secos ou em regiões com produção marginal.

Wolf et alii (1994) utilizam a geoestatística para integrar dados de poços e dados sísmicos, apresentando um estudo onde são estimados os valores de espessura de areia com óleo a partir da amplitude sísmica. Além disso, os autores obtiveram através da simulação gaussiana condicional, uma curva de distribuição de probabilidades acumuladas e um mapa

de riscos, determinando dessa forma o erro associado às estimativas obtidas. O método utilizado dividiu-se em quatro etapas distintas: 1. análise da continuidade espacial (variografia); 2. determinação e quantificação das relações entre os dados de poços e os dados sísmicos; 3. estimativa efetuada por krigagem com deriva externa; 4. determinação do erro associado às estimativas. Outro objetivo do trabalho foi fornecer uma estimativa do volume de óleo recuperável, baseado na determinação do volume do reservatório. O volume esperado obtido foi assumido como sendo o volume médio de cerca de 200 simulações condicionais e os valores máximo e mínimo foram determinados através da curva de distribuição de probabilidade acumulada do volume do reservatório.

Para finalizarmos esta breve revisão bibliográfica, gostaríamos de ressaltar a alguns aspectos relacionados à visualização da informação sísmica que permitem uma melhor compreensão acerca dos reservatórios de hidrocarbonetos.

Com o avanço tecnológico, tornou-se possível armazenar o volume total dos dados provenientes de um levantamento sísmico 3D em uma única estação de trabalho, oferecendo aos intérpretes opções como o mapeamento dos tempos de reflexão de um evento específico, a visualização das variações dos atributos sísmicos, como por exemplo a amplitude, ao longo de um horizonte qualquer ou, ainda, a criação de seções verticais ou com ângulos arbitrários através do volume de dados sísmicos disponíveis (Robertson, 1992). Desta forma, o intérprete é capaz de elaborar uma imagem tridimensional, coerente e detalhada da geometria do reservatório ou de variações internas dos atributos sísmicos, que por sua vez, podem ser relacionadas a variações nas propriedades físicas do reservatório. Para Zeng et alli (1996), o desenvolvimento de sistemas para a visualização tridimensional dos dados sísmicos possibilita a previsão da extensão e qualidade dos reservatórios nas regiões entre os poços de forma mais eficiente, acentuando a necessidade de melhorar nossa compreensão acerca das utilidades e limitações dos dados sísmicos 3D para o mapeamento da qualidade dos reservatórios e suas variações entre os poços.

A exibição em planta dos valores de amplitude de um determinado horizonte em tempo ou refletor específico – Mapa de Amplitudes – tem sido amplamente utilizada para a delimitação de fácies sedimentares ou ambientes deposicionais (figura 1.1), reservatórios portadores de gás (figura 1.2), e também para mapear de espessura porosa (figura 1.3) ou, ainda, monitorar do fluxo de fluidos dentro dos reservatórios (figura 1.4). É importante ressaltar que o significado geológico do comportamento das amplitudes deve ser avaliado através das relações entre as variações nos valores de amplitude e as feições observadas no poços de controle.



Figura 1.1: Horizonte em tempo através do volume sísmico 3D revelando um canal meandrante. (Robertson, 1992)

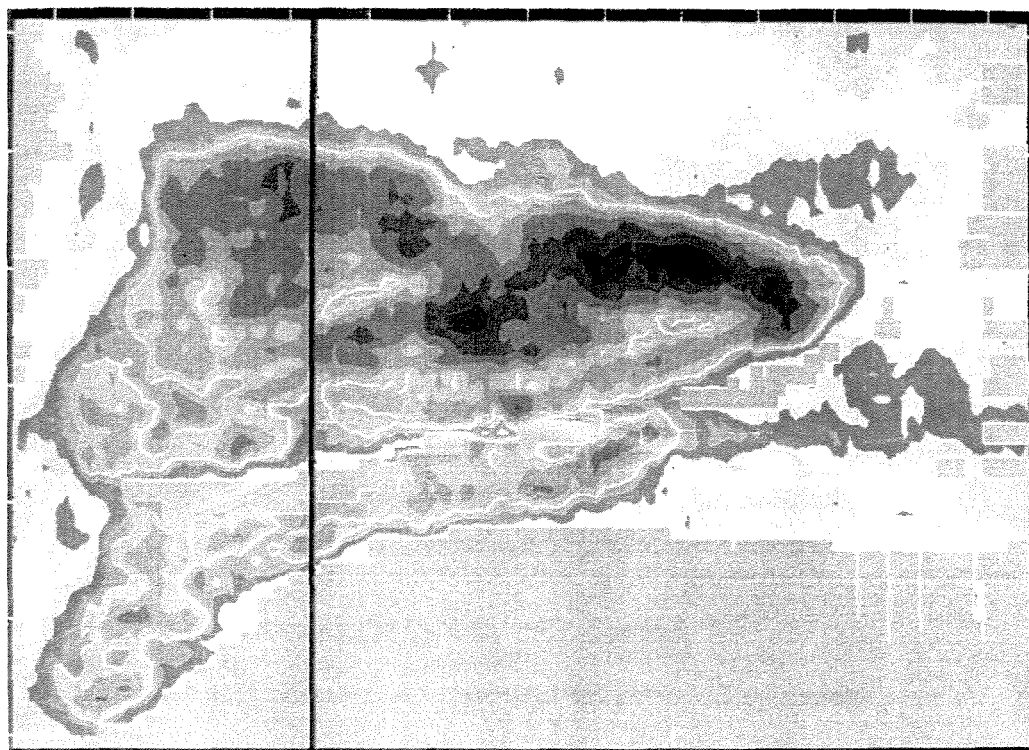


Figura 1.2: Horizonte através de um intervalo produtor em um campo no Golfo do México, as áreas em vermelho representam fortes anomalias de amplitude correlacionadas com intervalos portadores de gás. (Robertson, 1992)

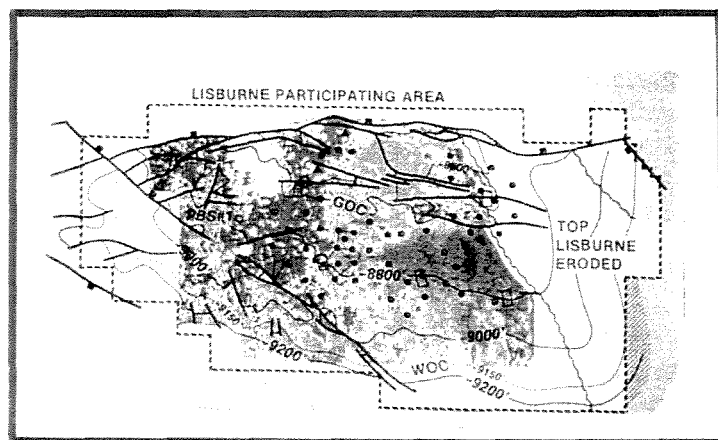


Figura 1.3: Mapa de espessura porosa a partir dos dados sísmicos 3D, Campo de Lisburne, Baía Prudhoe, Alaska. (Robertson, 1992)

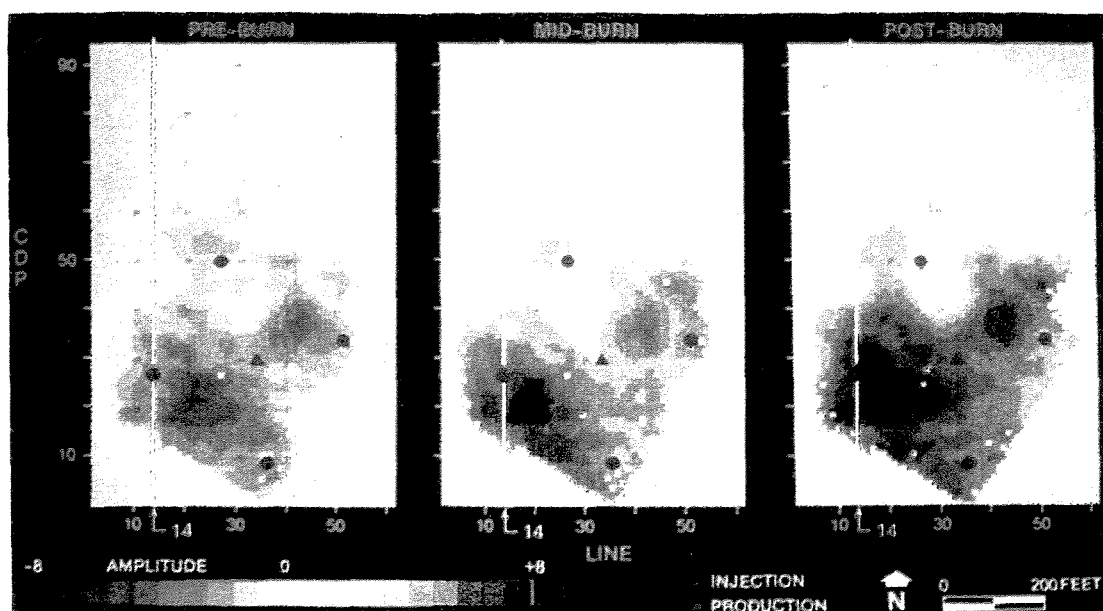


Figura 1.4: Evolução da injeção de vapor em um projeto piloto de recuperação avançada de hidrocarbonetos. (Robertson, 1992)

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo pretendemos apresentar alguns dos conceitos necessários ao uso dos atributos sísmicos na caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos. Segundo Brown (1996) um atributo sísmico é necessariamente obtido a partir de uma informação sísmica básica, sendo que os atributos relacionados aos horizontes estratigráficos ou a uma determinada formação são interdependentes, apenas refletindo diferentes formas de se expressar e estudar uma quantidade limitada de informações básicas. As informações básicas são: o tempo, a amplitude, a frequência e a atenuação, e compõem a base para a classificação mostrada na figura 2.1. Neste presente estudo, a maioria dos atributos utilizados são derivados da amplitude; assim, inicialmente discutiremos alguns aspectos relacionadas à natureza desta informação, e que condicionam seus valores.

Além disso, apresentaremos as técnicas geoestatísticas utilizados neste trabalho, que permitiram integrar as informações sísmicas à descrição do reservatório estudado, e forneceremos os princípios básicos do método do raio, sobre o qual se fundamenta a modelagem sísmica realizada. Também são apresentadas as definições do coeficiente de correlação de Pearson, R_P , e da estatística p , utilizados para avaliar as correlações observadas entre os atributos sísmicos e as propriedades de reservatório.

2.1 Amplitude Sísmica

2.1.1 Definição

A amplitude sísmica pode ser associada ao desvio da partícula do meio em relação ao seu ponto de equilíbrio durante a passagem de uma onda sísmica, e relaciona-se com a energia transportada pela onda ao atingir uma interface caracterizada por um contraste de impedância acústica, que é definida como sendo o produto da densidade deste meio pela velocidade intervalar do mesmo. Diversos tipos de amplitude podem ser obtidos a partir dos dados provenientes de um levantamento sísmico, como por exemplo as amplitudes das ondas compressionais (P) refletidas e incidentes, ou as amplitudes das ondas cisalhantes (S) refletidas e incidentes. Algumas destas amplitudes podem ser relacionadas através de

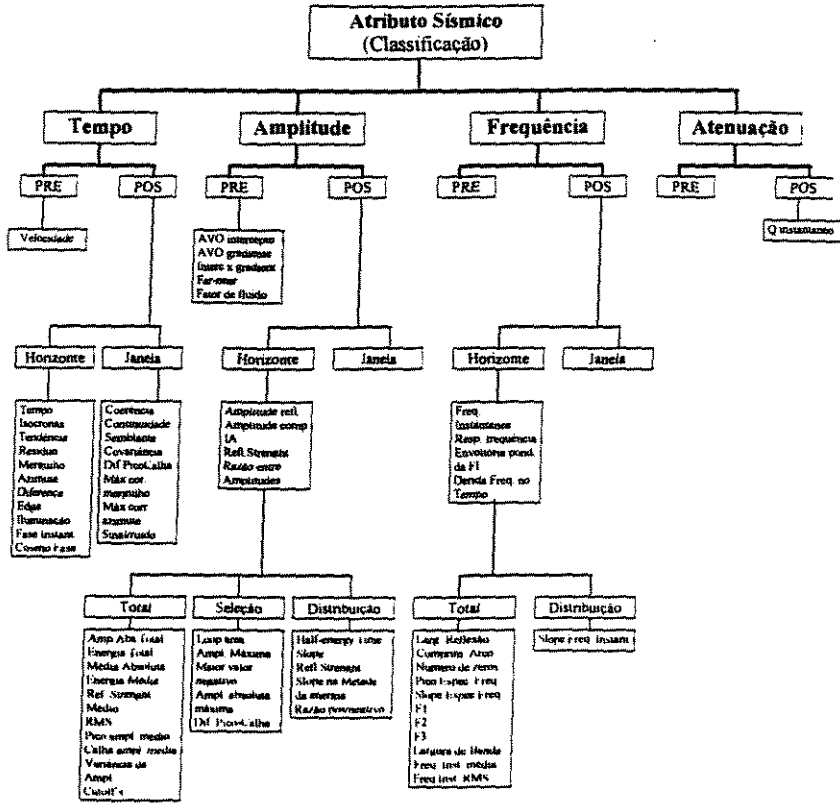


Figura 2.1: Classificação dos atributos sísmicos (Brown, 1996).

equações simples, como por exemplo:

$$A_{P,r} = C_r \times A_{P,i} \quad (2.1)$$

sendo $A_{P,r}$ a amplitude da onda P refletida, e $A_{P,i}$ a amplitude da onda P incidente, e C_r o coeficiente de reflexão, que no caso de incidência normal, é definido como:

$$C_r = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} = \frac{\Delta I}{2\bar{I}} \approx \frac{1}{2} \ln \frac{I_2}{I_1} \quad (2.2)$$

onde:

I_n impedância do meio n

$\bar{I}$ impedância média através da interface de reflexão

$$\Delta I = I_2 - I_1$$

No presente estudo os valores de amplitude utilizados foram determinados a partir da reflexão da onda P.

2.1.2 Fatores que afetam a amplitude sísmica

Sheriff (1975) discorre sobre os fatores que afetam a amplitude sísmica, afirmando que a amplitude varia consideravelmente, e que os fatores responsáveis pelas variações nem sempre são resultados de características da subsuperfície (figura 2.2). Portanto, relacionar as variações da amplitude às propriedades físicas das camadas geológicas exige a eliminação ou redução da influência dos fatores sem significado geológico. Além dos fatores inerentes à aquisição sísmica, existem aqueles associados ao processamento e à visualização dos sinais, como por exemplo, polaridade, escala, ganhos e balanceamento de traços, que influenciam nossa capacidade de perceber as variações da amplitude. Geralmente, nas etapas iniciais do processamento sísmico é empregado um processamento com consistência superficial, que tem por objetivo minimizar os efeitos relacionados à força e ao acoplamento da fonte, à atenuação e ao espalhamento próximo a superfície, à sensibilidade e ao acoplamento dos geofones, e etc. Na maioria das vezes, é empregado um ganho, de forma que a energia média, numa janela de interesse específico, tenha um determinado valor. Contudo, este procedimento implica na desconsideração de fatores perturbadores locais, tais como diferentes ruídos atuando em diferentes traços, o que pode gerar erros de interpretação significativos. Um procedimento alternativo é ajustar o ganho relativo à amplitude de um evento que esteja representado por um refletor com algum valor fixo, de forma que os outros eventos apresentem valores de amplitudes relativas confiáveis.

Outro fenômeno condicionador dos valores da amplitude sísmica é a absorção, devido à transformação da energia sísmica em outras formas de energia, como por exemplo calor, que está relacionado a fatores como a pizeletricidade, o atrito interno na camada atravessada pela onda, a histerese, etc. Outro mecanismo de absorção de energia está relacionado ao fluxo viscoso dos fluidos presentes nos poros. A passagem da onda sísmica provoca variações de pressão, e o gradiente de pressão criado propicia a movimentação dos fluidos através do espaço poroso interconectado, ou seja, a onda realiza trabalho. Como a compressibilidade dos fluidos pode variar amplamente, podemos esperar atenuações distintas em função do tipo de fluido presente nos poros das rochas.

Além dos dois aspectos discutidos acima, inúmeros outros fatores afetam a transmissão da energia, e conseqüentemente provocam alterações na amplitude sísmica, os principais são: a. perda de energia devido à transmissão através de interfaces; b. múltiplas de curto período; c. fenômenos de focalização/desfocalização associados à curvatura dos refletores; d. ângulo de incidência da onda; e. distância entre os refletores (ver item 2.1.3).

Ruijtenberg et alli (1992) afirmam que a amplitude das reflexões sísmicas podem ser alteradas por três fatores, de natureza geológica, principais: a. mudanças nas propriedades da rocha capeadora (densidade, velocidade, litologia, etc.); b. mudanças nas propriedades

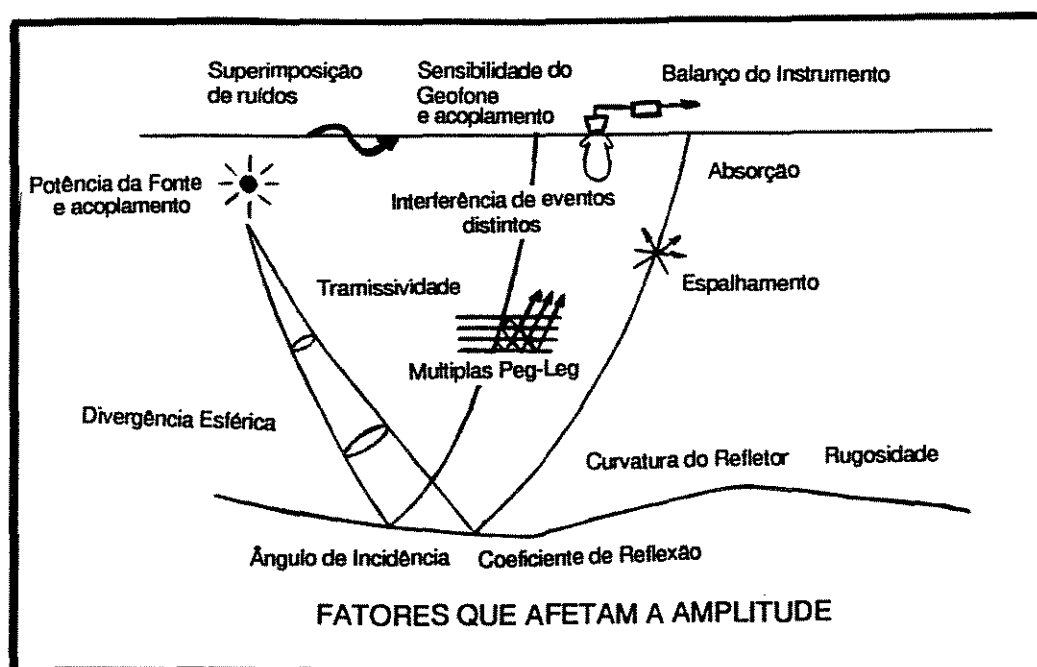


Figura 2.2: Fatores que afetam os valores da amplitude da onda sísmica refletida (adaptado de Sheriff, 1975).

do reservatório causadas por variações na porosidade, mineralogia ou tipo de fluido; c. mudanças na geometria das interfaces (fraturamentos, falhamentos e variações no mergulho). Como as propriedades das rochas capeadoras geralmente são constantes por grandes áreas, as mudanças na amplitude são frequentemente relacionadas a mudanças internas no reservatório e/ou na geometria dos mesmos.

Ruijtenberg et alli (1992) realizaram alguns experimentos para observar as respostas sísmicas geradas pela imposição de variações nas propriedades petrofísicas de um reservatório de hidrocarbonetos. Os resultados destes experimentos podem ser observados na figura 2.3, onde percebe-se o aumento nos valores da amplitude sísmica causado pelo aumento na porosidade do reservatório e, também, devido à presença de uma camada de carvão no interior do mesmo. Além destes fatores, a mudança no tipo de fluido presente no reservatório também pode alterar a densidade do reservatório e a velocidade da onda sísmica dentro dele, e conseqüentemente alterar o contraste de impedância, refletindo nos valores da amplitude sísmica. Na figura 2.4, podemos observar o comportamento da impedância acústica com o aumento da profundidade e a presença de diferentes fluidos no reservatório. Neste caso especificamente, se o reservatório encontra-se entre 2000 e 2500m de profundidade, as impedâncias acústicas das porções do reservatório saturadas por água, óleo ou gás são suficientemente diferentes, e estas regiões podem ser separadas com base nos valores de amplitude. Entre 2500 e 4000m as respostas devido a presença de óleo ou gás são similares,

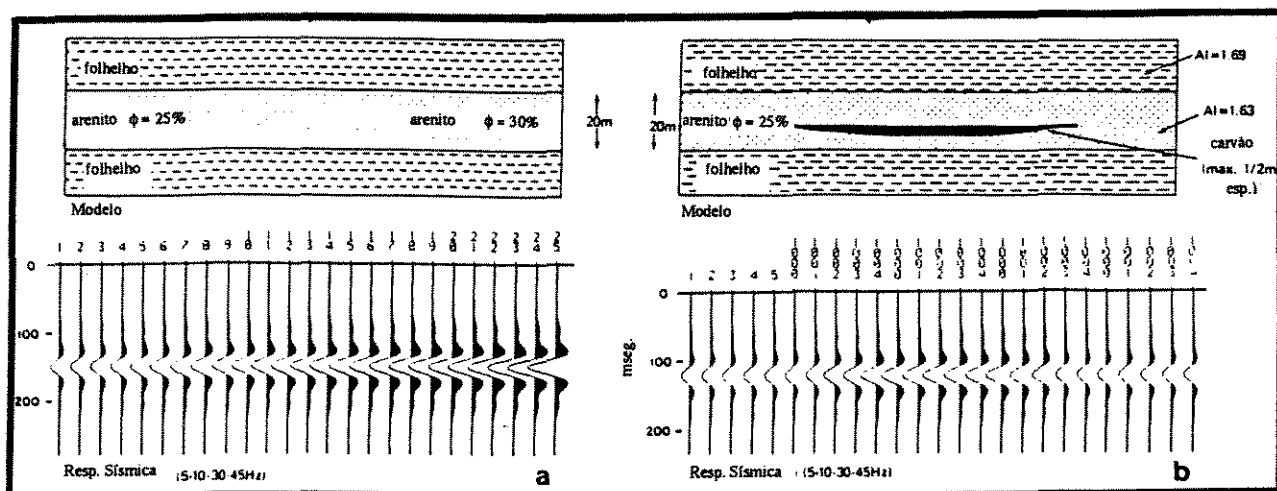


Figura 2.3: Resposta da amplitude sísmica à variação na porosidade (a); e a variação litológica (b) (adaptado de Ruijtenberg et alli, 1992).

contudo, ainda é possível distinguir os horizontes com hidrocarbonetos daqueles portadores d'água. Para profundidades superiores a 4000m não é possível utilizar a amplitude sísmica para a identificação do fluido presente no reservatório.

2.1.3 Resolução sísmica

Resolução vertical e o efeito de sintonia

Existe um limite físico para a espessura mínima de uma camada, que pode ser resolvido pelos métodos sísmicos. A resolução máxima – a habilidade para reconhecer ou individualizar o topo e a base de um intervalo (figura 2.5) – é função da banda de frequências e da frequência dominante do sinal sísmico, e também do nível de ruído na profundidade do alvo (Buyl et alli, 1988). Quanto maior a banda de frequências e mais alta a frequência dominante, melhor a resolução vertical.

Devido à atenuação elástica do sinal sísmico pelas camadas sobrejacentes aos reservatórios, limites são impostos às mais altas frequências que são refletidas e retornam aos geofones na superfície; assim, quanto mais profundo o alvo, ou maior a distância percorrida pela onda sísmica, maior é a absorção das altas frequências, e conseqüentemente pior a resolução.

Sheriff (1986) afirma que a resolução sísmica pode ser entendida como o grau de detalhe estratigráfico que pode ser extraído a partir do dado sísmico, ou seja, é a habilidade de afirmar que mais do que uma única feição está contribuindo para o efeito observado.

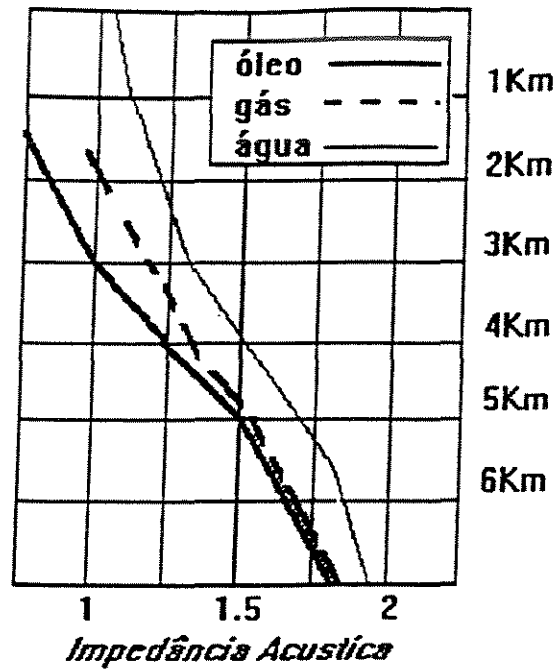


Figura 2.4: Variação da impedância acústica com o aumento da profundidade e o tipo de fluido. (Ruijtenberg et alli, 1992).

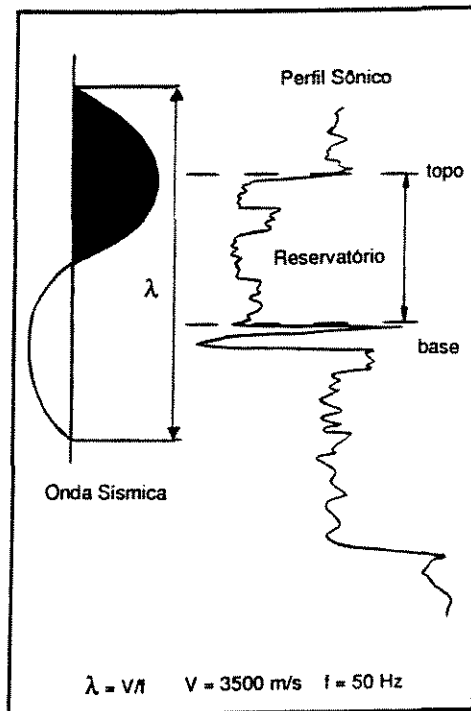


Figura 2.5: Relação física entre a onda sísmica, o perfil sônico e a determinação dos limites da camada de interesse. (frequência de 50Hz; velocidade da onda sísmica igual a 3500 m.s^{-1} ; o comprimento de onda λ é 70m). Para espessuras inferiores a $\lambda/2$ ocorre interferência entre as reflexões do topo e da base (adaptado Buyl et alli, 1988).

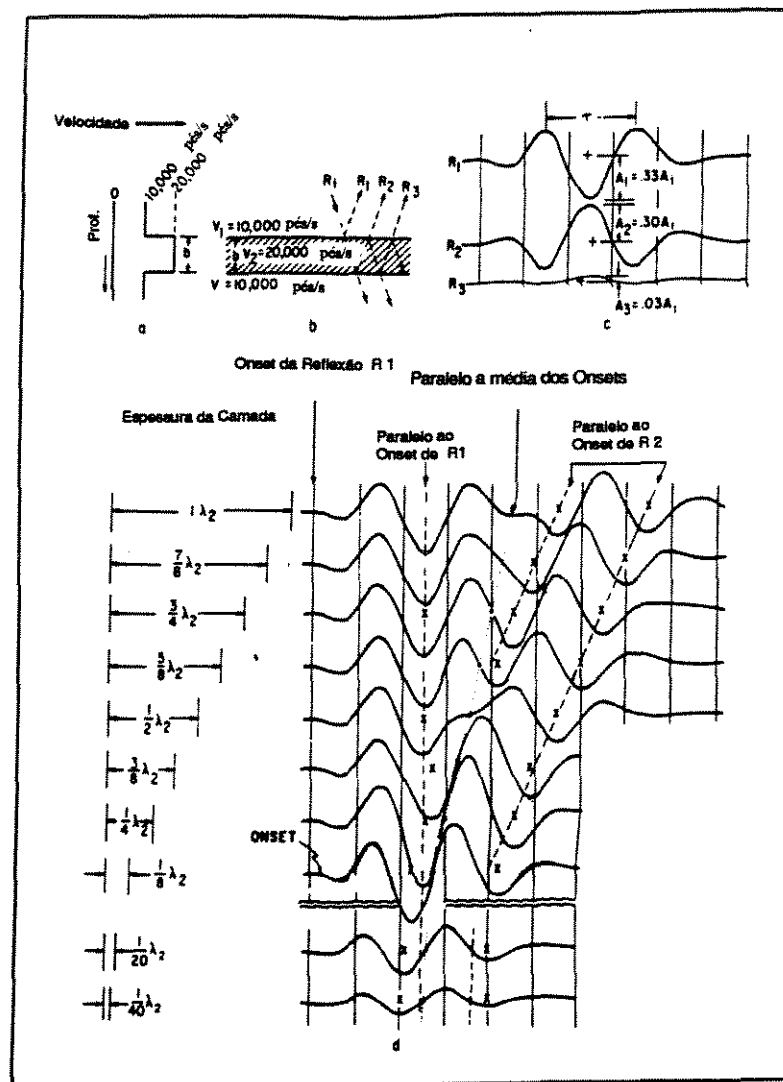


Figura 2.6: Forma da onda refletida versus a espessura da camada, considerando um pulso simétrico (Sheriff, 1986).

O autor apresenta os resultados obtidos por Widess (figura 2.6) a partir da convolução de dois pulsos sísmicos de igual magnitude, mas polaridades opostas, com uma onda simétrica, destacando que:

- Os pulsos são distintos entre si quando estão separados por mais do que meio comprimento de onda;
- Interferência construtiva inicia-se quando a separação diminui para cerca de um quarto do comprimento de onda, produzindo um aumento na amplitude de reflexão, chamado de efeito de sintonia (*tuning effect*);
- Quando a separação entre os pulsos aproxima-se de um oitavo de comprimento de onda, a amplitude decresce e a forma da onda altera-se suavemente;
- Quando a distância entre os pulsos é menor que um oitavo de comprimento de onda, a forma da onda se estabiliza e a variação da amplitude é aproximadamente linear com

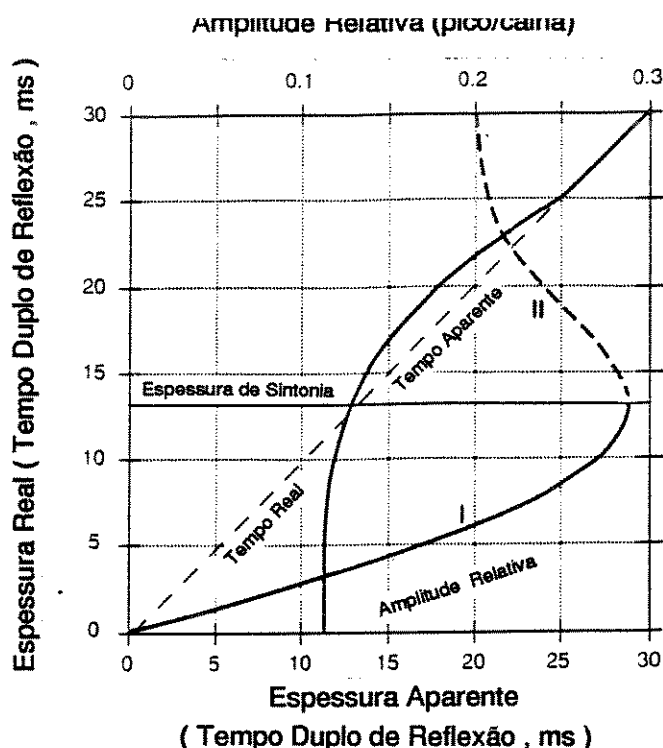


Figura 2.7: Curva de Sintonia para uma camada fina, considerando um pulso tipo Ricker com fase zero e frequência de 30Hz (Zeng et alli, 1996).

a separação dos pulsos.

Quando a espessura total pesquisada é inferior a um quarto do comprimento de onda temos uma situação denominada camada fina, e no caso da espessura total ser superior a um quarto de comprimento de onda, uma situação denominada camada grossa; a interpretação e a resolução sísmica são funções destas situações. Segundo Zeng et alli (1996), no primeiro caso a amplitude da reflexão é linearmente relacionada à espessura da camada.

A observação da figura 2.7 permite as seguintes conclusões: 1. se a espessura da camada se aproxima de um quarto de comprimento de onda – espessura de sintonia – a amplitude da reflexão aumenta, atingindo um valor máximo cerca de 40% maior que a amplitude normal de uma superfície com um contraste de impedância gerado pelo mesmo coeficiente de reflexão (segmento I); 2. quando a espessura da camada é maior que a espessura de sintonia, entre $\lambda/4$ e $\lambda/2$, a amplitude decresce com o aumento da espessura (segmento II). Na figura 2.8, o efeito da diminuição da espessura de uma camada sobre o comportamento das amplitudes pode ser observado, ficando evidente a interferência construtiva entre as reflexões do topo e da base da camada.

Resolução horizontal

Os fatores que afetam a resolução horizontal em uma seção sísmica diferem, dependendo se a seção foi migrada ou não. No caso de seções migradas, os fatores mais importantes que controlam a resolução horizontal são os ruídos e a amostragem espacial. Nas seções não-migradas, a resolução horizontal é comumente descrita em termos da zona de Fresnel (Sheriff, 1986). Considerando a posição da fonte coincidente com a posição do

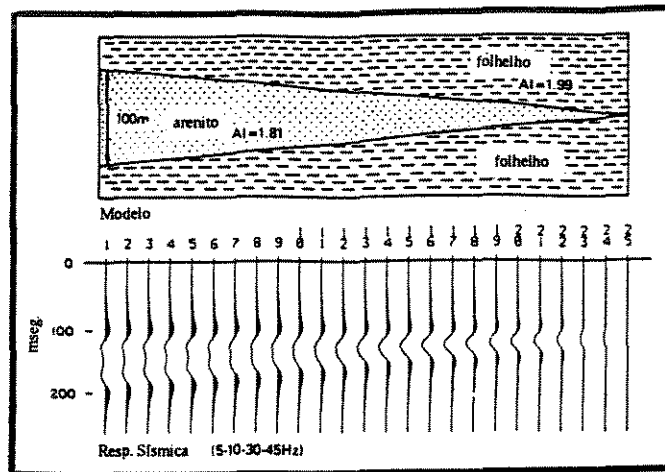


Figura 2.8: Modelagem da resposta sísmica para o afinamento de uma camada de areia (Ruijtenberg et alli, 1992).

receptor, podemos visualizar uma frente de onda tangenciando o ponto de reflexão e outra adiantada cerca de $\lambda/4$ (figura 2.9 a), definindo a 1ª zona de Fresnel; todas as reflexões originadas internamente a esta zona interagem construtivamente ao atingirem o receptor. Externamente à primeira zona, ocorrem n coroas concêntricas, determinando as demais zonas de Fresnel (2ª, 3ª, ..., n -ésima), cujas reflexões interagem de modo alternado, ora construtivamente ora destrutivamente, de forma que os efeitos devidos as reflexões de zonas vizinhas interferem destrutivamente, e a contribuição destas zonas à reflexão é muito pequena.

A dimensão da zona de Fresnel (figura 2.9 b, c) pode ser obtida a partir do nomograma exibido na figura 2.10, e define a área que efetivamente contribui à reflexão. Como as porções mais externas desta área contribuem menos expressivamente que as porções mais internas, costuma-se adotar uma zona de Fresnel efetiva, cujo raio é a metade do raio da primeira zona.

A figura 2.11 exhibe as respostas sísmicas dos refletores, cujas dimensões estão especificadas em termos do tamanho da zona de Fresnel. Quando a dimensão dos refletores é inferior à dimensão da zona de Fresnel, suas respostas são semelhantes à difração sísmica, e os padrões de reflexão informam sobre a extensão lateral dos horizontes estratigráficos. A medida que a dimensão destes horizontes se aproxima da dimensão da zona de Fresnel, sua forma é evidenciada pela reflexão.

2.2 Os atributos sísmicos

Nesta seção são apresentadas as definições dos atributos sísmicos utilizados neste trabalho. Estes atributos foram calculados em sismogramas sintéticos, como o da figura 2.12, e em traços sísmicos reais. Para os sismogramas sintéticos, foram desenvolvidas rotinas computacionais para o cálculo dos atributos. No caso dos dados sísmicos reais, os atributos

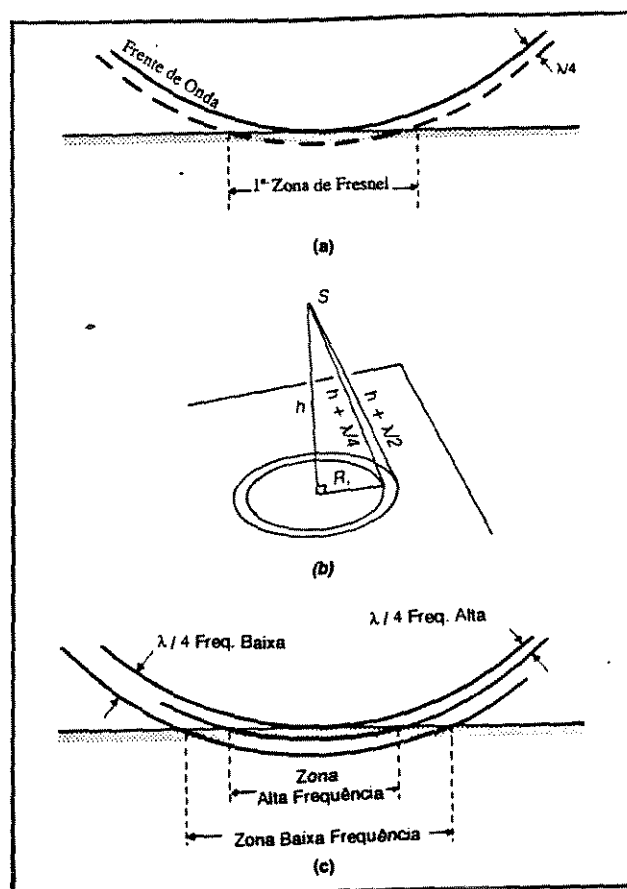


Figura 2.9: a. Definição da 1ª. Zona de Fresnel; b. Corôa da 2ª. Zona de Fresnel; c. Dimensão da zona de Fresnel em função da frequência (Sheriff, 1986).

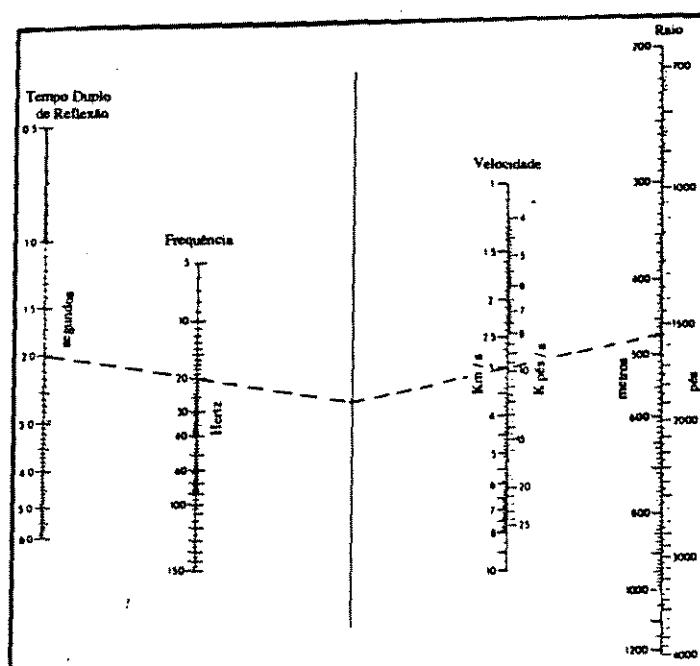


Figura 2.10: Nomograma para definição do raio da zona de Fresnel (Sheriff, 1986).

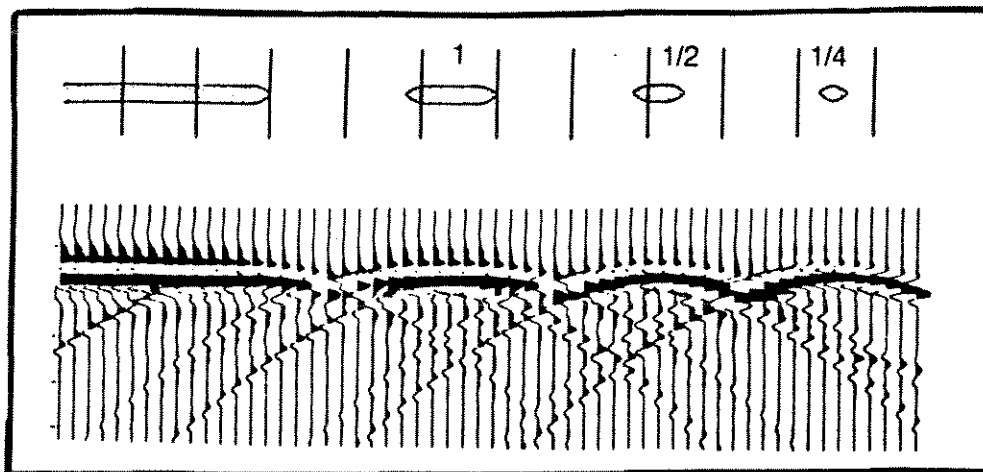


Figura 2.11: Aspecto das reflexões segundo a dimensão do refletor comparada com a dimensão da zona de Fresnel (Sheriff, 1986).

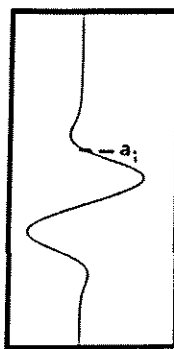


Figura 2.12: Traco sísmico esquemático. As equações que definem os diversos atributos sísmicos apresentados nesta seção utilizam este traço como referência (a_i = valor de amplitude num tempo específico t_i , $i = 1, \dots, n$; n é o número de amostras coletadas ao longo do traço).

foram calculados pelo programa PAL.¹

2.2.1 Valores extremos da amplitude de reflexão

O máximo valor positivo e o máximo valor negativo são denominados neste trabalho por A_{MAX}^+ e A_{MAX}^- , respectivamente.

2.2.2 Valores médios da amplitude de reflexão

Foram calculados para todos os traços o valor médio das amplitudes positivas ($\bar{A}^+$) e das amplitudes negativas ($\bar{A}^-$).

¹ *Post-Stack Attribute Library* (LANDMARK).

2.2.3 Amplitude RMS (A_{RMS})

A A_{RMS} (*root-mean-square*) é calculada para cada traço sísmico, dentro da janela de tempo especificada, segundo a equação (2.3). Devido aos valores de amplitude estarem elevados ao quadrado, os mesmos são muito sensíveis aos valores extremos de amplitude.

$$A_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (a_i)^2} \quad (2.3)$$

2.2.4 Amplitude absoluta média ($\bar{A}_{abs}$)

Os valores de $\bar{A}_{abs}$ são calculados para cada traço sísmico, dentro da janela de tempo especificada, segundo a equação (2.4) e, diferentemente da A_{RMS} , não são muito sensíveis aos valores extremos.

$$\bar{A}_{abs} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |a_i| \quad (2.4)$$

2.2.5 Half-energy time ($T_{E/2}$)

A $T_{E/2}$ é uma medida do tempo necessário para que a energia dentro do intervalo de pesquisa (em tempo) alcance metade do seu valor total. Ela é expressa como um valor percentual do tempo total da janela de pesquisa. Desta forma, se a distribuição da energia dentro do intervalo de pesquisa for mais ou menos homogênea, o valor de $T_{E/2}$ deverá variar entre 40% e 60%. Caso as amplitudes sejam mais fortes nas porções superiores do intervalo pesquisado a $T_{E/2}$ deverá ser inferior a 40%, caso as amplitude sejam mais expressivas na base deste intervalo, a $T_{E/2}$ deverá ser superior a 60%.

2.2.6 Deslocamento máximo ($A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$)

O Deslocamento máximo é uma medida de dispersão, determinada pela diferença entre o maior e o menor valor de amplitude observado.

2.2.7 Energia do traço

Os valores de energia do traço, observados dentro de um intervalo de tempo específico, são função de uma série de fatores, como por exemplo, a maior ou menor capacidade absorção, os coeficientes de reflexão e os contrastes de impedância acústica existentes nos

meios ou interfaces pelos quais as ondas sísmicas viajam. Estes fatores, por sua vez, são função das características das rochas que compõem o reservatório e as encaixantes. Obviamente, variações laterais das propriedades petrofísicas provocam variações de energia dentro da janela de tempo pesquisada, que podem ser mapeadas e utilizadas na descrição do reservatório. Na modelagem sísmica realizada foram utilizados os valores da energia total (E_t) e da energia média ($\bar{E}$):

$$E_t = \sum_{i=1}^n (a_i)^2 \quad (2.5)$$

e

$$\bar{E} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (a_i)^2 \quad (2.6)$$

2.2.8 Atributos derivados do traço complexo (sinal analítico)

Taner (1974) apresenta as definições de alguns atributos sísmicos derivados da análise do traço complexo (2.7), enfatizando a interpretação geológica dos mesmos. Simplificadamente, o traço sísmico convencional pode ser entendido como a porção real $f(t)$ do traço complexo, cuja análise permite a separação natural entre as informações de fase e amplitude.

$$G(t) = f(t) + ig(t) = A_e(t)e^{i\theta(t)} \quad (2.7)$$

onde, $g(t) = A_e(t) \sin \theta(t)$ é o traço de quadratura, obtido a partir de $f(t)$ pela transformada de Hilbert (2.8), $f(t) = A_e(t) \cos \theta(t)$, $A_e(t)$ é a amplitude do envelope do sinal analítico e $\theta(t)$ é a fase instantânea.

$$g(\tau) = \frac{1}{\pi} P.V. \int_{-\infty}^{\infty} \frac{f(t)}{(\tau - t)} dt \quad (2.8)$$

onde $P.V. \int_{-\infty}^{\infty}$ representa o valor principal de Cauchy:

$$P.V. \int_{-\infty}^{\infty} = \lim_{\epsilon \rightarrow 0} \left[\int_{-\infty}^{t-\epsilon} + \int_{t+\epsilon}^{+\infty} \right] \quad (2.9)$$

Os atributos derivados do traço complexo utilizados no nosso estudo foram obtidos no caso de funções discretas; portanto, introduziremos o índice i para indicar que os valores dos atributos referem-se a um tempo específico t_i .

Amplitude do envelope do sinal analítico ($A_e(t_i)$)

A amplitude do envelope do sinal analítico (2.10), doravante tratada simplesmente por amplitude do envelope, independe da fase do sinal, podendo atingir seu valor máximo

em posições de fase distintas dos picos ou calhas de amplitude do traço real, especialmente quando o evento sísmico se origina a partir de múltiplos refletores pouco espaçados.

$$A_e(t_i) = \sqrt{f^2(t_i) + g^2(t_i)} \quad (2.10)$$

Além do $A_e(t_i)$, que é determinado para um tempo específico, foi utilizada uma medida média deste atributo no intervalo de interesse, definida por (2.11), e também o valor do *slope* da amplitude do envelope ($S_{A_e(t)}$):

$$\bar{A}_e = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n A(t_i) \quad (2.11)$$

Fase instantânea ($\theta(t_i)$)

A fase instantânea (2.12), enfatiza a continuidade dos eventos, e diferentemente da fase (função da frequência) é função do tempo, sendo também independente do $A_e(t_i)$, e possibilita uma melhor definição de eventos fracos ou pouco coerentes.

$$\theta(t_i) = \arctan \left(\frac{g(t_i)}{f(t_i)} \right) \quad (2.12)$$

Neste trabalho, também utilizamos o valor médio deste atributo no intervalo de interesse:

$$\bar{\theta} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \theta(t_i) \quad (2.13)$$

Frequência instantânea ($\omega(t_i)$)

Este atributo é definido como:

$$\omega(t_i) = \frac{d\theta(t)}{dt} \quad (2.14)$$

Neste estudo foi pesquisada a relação entre o valor médio da frequência instantânea (2.15) e também do valor do seu *slope* ($S_{\omega(t)}$), com alguns parâmetros de reservatório de interesse.

$$\bar{\omega} = \sum_{i=1}^n \frac{d\theta(t_i)}{dt} \quad (2.15)$$

2.2.9 Frequências

Para cada um dos traços sísmicos disponíveis (sintéticos ou reais) foi determinado o espectro de frequências através da transformada de Fourier (2.16), que permite a transformação de uma função no domínio do tempo para o domínio da frequência; um exemplo

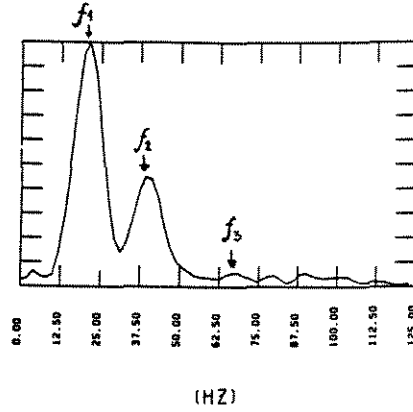


Figura 2.13: Exemplo de um espectro de frequências onde é possível distinguir f_1 , f_2 e f_3

de espectro de frequências pode ser observado na figura 2.13. A partir dos espectros de frequências foram obtidos os valores das frequências mais representativas no intervalo do reservatório (f_1, f_2 e f_3), e também o valor máximo do espectro de frequências (M_{sf}). Na figura 2.13 podemos perceber que f_1 é a frequência proporcionalmente mais importante no pulso, sendo portanto denominada de frequência dominante.

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-j2\pi\omega t} dt \quad (2.16)$$

2.3 Método do traçado do raio

Uma das formas de se estudar a propagação das ondas em um meio cujas camadas apresentam variações suaves nas suas propriedades físicas é resolver a equação elastodinâmica (2.17) através do método assintótico para altas frequências ou método do raio, que também é apropriado para investigar meios cujas dimensões são consideravelmente superiores ao comprimento de onda dominante. Uma revisão completa do método pode ser encontrada em Červený (1987). A equação elastodinâmica para meios gerais se escreve como (Aki & Richards, 1981):

$$\sigma_{ij,j} + f_i = \rho u_{i,tt} \quad (2.17)$$

onde $u_{i,tt}$ representa a derivada segunda em relação ao tempo das componentes cartesianas do vetor deslocamento, ρ é a densidade, f_i são as componentes cartesianas das forças de volume, e $\sigma_{ij,j}$ representa a derivada primeira em relação ao deslocamento das componentes

cartesianas do tensor de tensões .

O método do raio se baseia numa solução em séries para a equação (2.17), do tipo:

$$u_k(x_j, t) = \sum_{n=0}^{\infty} U_k^{(n)}(x_j) F_n(t - \tau(x_j)) \quad (2.18)$$

O método do raio pode ser dividido em duas partes: cinemática e dinâmica. A primeira consiste no cálculo dos raios sísmicos, das frentes de ondas, e dos tempos de trânsito. A segunda objetiva o cálculo do valor complexo do vetor amplitude de deslocamento e a geração dos sismogramas sintéticos. A solução da equação (2.17) a partir de (2.18) determina um sistema de equações diferenciais cujas soluções fornecem os raios, os tempos de trânsito, amplitudes, polarização, etc.

2.4 Método Geoestatístico

2.4.1 Krigagem com deriva externa (KDE)

Segundo Wolf et alli (1994), a krigagem é um algoritmo capaz de estimar em cada nó de uma malha, o valor do parâmetro de interesse, de forma que o quadrado da diferença entre o valor estimado em cada nó e os valores de controle adjacentes seja consistente, no sentido dos mínimos quadrados, com o modelo de variograma (figura 2.14). O operador de krigagem procura responder à seguinte questão : Qual valor deveria ser associado a um determinado nó, a fim de que a estimativa obtenha o melhor ajuste possível no modelo de variograma proposto.

A krigagem calcula os valores da malha através de uma média ponderada dos pontos de controle adjacentes, considerando a distância entre estes pontos e o nó a ser estimado, a relação de proximidade destes pontos (*automatic declustering*), e ainda mantém a relação espacial fornecida pelo variograma. Os ponderadores são assumidos de forma que a variância da estimativa seja minimizada, eliminando erros sistemáticos de super ou sub-estimativa.

Segundo Deutsch (1991) a KDE assemelha-se à krigagem universal, considerando-se somente uma função de deriva (S), cuja tendência é definida implicitamente nas posições dos pontos estimados com o auxílio de uma variável secundária, também denominada variável externa, que deve variar suavemente no espaço, caso contrário, o sistema de krigagem resultante poderá não apresentar solução. A variável secundária deve, ainda, existir nos pontos de controle (locais onde existem valores amostrados) e em todos os demais pontos a serem estimados.

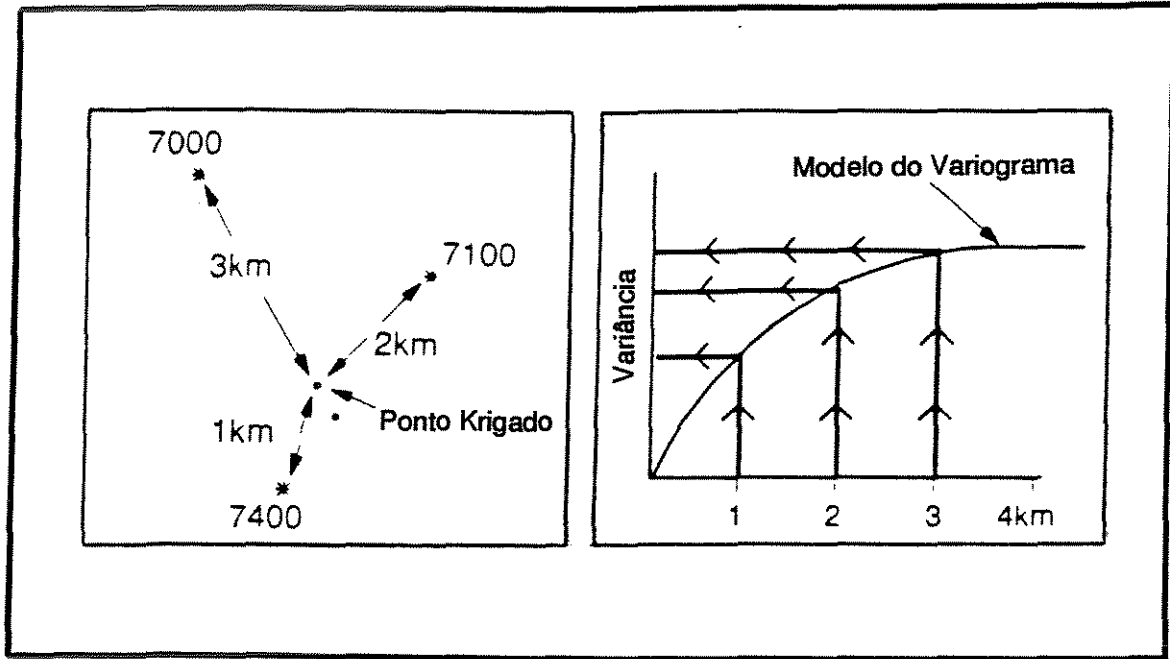


Figura 2.14: A krigagem procura o valor para o ponto a ser krigado que melhor se ajuste ao modelo de variograma (Wolf, 1995).

Duas condições de não-tendenciosidade são impostas ao sistema de krigagem simples a fim de permitir a realização da KDE:

$$\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} = 1 \quad (2.19)$$

e

$$\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} S_{\alpha} = S_0 \quad (2.20)$$

onde λ_{α} são os ponderadores associados aos valores amostrados, e S é a função de deriva. A primeira condição pretende assegurar que o valor médio dos erros das estimativas realizadas seja igual a 0 (Isaaks & Srivastava, 1989), e a segunda condição permite a determinação da deriva externa nas posições onde a variável secundária é conhecida.

Segundo Journel et alli (1992), em termos de um modelo de função aleatória, a variável secundária é interpretada como um reescalonamento linear da variável local, sendo o valor esperado da variável primária determinado pela seguinte equação:

$$E\{Z_1(n)\} = a_0 + a_1 \times S(n) \quad (2.21)$$

em outras palavras, a variabilidade espacial da variável secundária é assumida como sendo a tendência local da variável primária. Simplificadamente, a KDE consiste na estimativa dos coeficientes a_0 e a_1 através da regressão dos valores da variável secundária, para posteriormente utilizar estes valores estimados (a_0^* e a_1^*) para a krigagem da variável primária residual ($z_1(u_{\alpha}) - [a_0^* + a_1^* \times z_2(u_{\alpha})]$, $\alpha = 1, \dots, n$). O sistema de equações utilizado para realizar a

KDE é:

$$\begin{cases} \sum_{\beta} \lambda_{\beta} C_{\alpha\beta} - \mu_0 - \mu_1 S_{\alpha} = C_{\alpha 0} \\ \sum_{\alpha} \lambda_{\alpha} = 1 \\ \sum_{\alpha} \lambda_{\alpha} S_{\alpha} = S_0 \end{cases} \quad (2.22)$$

onde:

$C_{\alpha\beta}$ é a covariância entre os resíduos;

μ_0 e μ_1 são os parâmetros de Lagrange;

λ_{α} e λ_{β} são ponderadores ²;

$S_{\alpha} = S(x_{\alpha})$

Este sistema também pode ser escrito na forma matricial:

$$A \times B = C \quad (2.23)$$

sendo:

$$A = \begin{bmatrix} C_{\alpha\alpha} & C_{\alpha\beta} & 1 & S_{\alpha} \\ C_{\beta\alpha} & C_{\beta\beta} & 1 & S_{\beta} \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ S_{\alpha} & S_{\beta} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

$$B = \begin{bmatrix} \lambda_{\alpha} & \lambda_{\beta} & -\mu_0 & -\mu_1 \end{bmatrix}^T \quad (2.25)$$

e

$$C = \begin{bmatrix} C_{\alpha 0} & C_{\beta 0} & 1 & S_0 \end{bmatrix}^T \quad (2.26)$$

2.4.2 Simulação estocástica condicional

No início da década de 70, Matheron propôs a utilização da krigagem para a realização de simulações estocásticas condicionais (Fouquet, 1994). Este procedimento permite a realização da simulação condicional em duas etapas: a realização de uma simulação não-condicional e, posteriormente, uma krigagem condicionante. Fouquet (1994) apresenta os passos principais relacionados ao emprego desta técnica de simulação (figura 2.15), os quais são sumarizados abaixo:

- localização dos dados reais. (a)

²Sendo que α e β variam de 1 até n , onde n é o número de pontos a serem estimados.

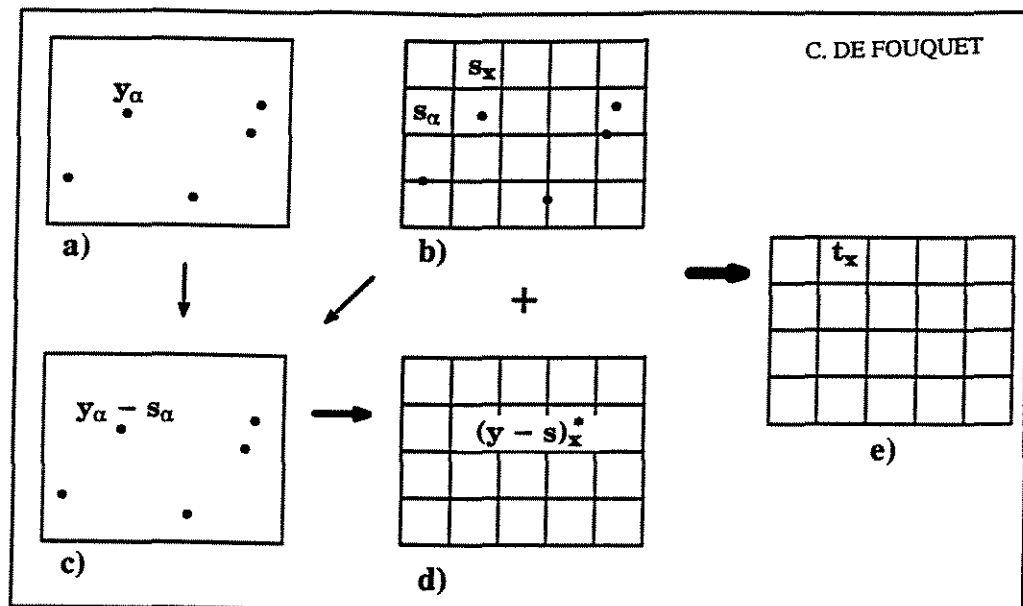


Figura 2.15: Passos para a construção das simulações condicionais

- localização dos dados reais. (a)
- realização de uma simulação não-condicional nos pontos x_i e nos pontos amostrados x_α . (b)
- nos pontos x_α calcula-se a diferença entre o valor simulado (s_α) e o valor real conhecido (y_α). (c)
- krigar nos pontos x_i , com a mesma covariância da variável simulada, a diferença $y_\alpha(x_i) - s^*(x_i)$; sendo s^* os valores krigados a partir dos valores simulados sem condicionamento nos pontos amostrados (s_α). (d)
- somar os valores da simulação não condicional ($s(x_i)$) com os valores krigados no passo anterior. (e)

Segundo Wolf et alli (1994), a Simulação Estocástica é um processo de mapeamento onde as incertezas do traçado das curvas de contorno são quantificadas. Os mapas resultantes, também denominados de **imagens**, respeitam o que é conhecido acerca da superfície real. Cada imagem simulada condicionalmente apresenta as seguintes características:

- Possui aproximadamente a mesma média, variância e variograma do conjunto de dados da variável simulada;
- Reproduz o valor da variável simulada nos locais onde ela é conhecida.

Assim sendo, cada imagem simulada é geologicamente plausível. Se um segundo conjunto de dados (variável secundária) é utilizado para balizar a simulação, então a média das imagens geradas representa a solução da KDE. O conjunto das imagens simuladas pode ser estatisticamente analisado de forma que as incertezas das estimativas podem ser acessadas a partir de funções de densidade de probabilidade, curvas de distribuição de probabilidades acumuladas e mapas de riscos gerados pela imposição de diferentes *cut-offs*. O espectro de variação possível para a estimativa num determinado ponto pode ser quantificado pela amostragem dos valores simulados naquele ponto em cada uma das realizações (= simulações). Obviamente, quanto mais próximo a um ponto de controle estiver o ponto simulado, menor a incerteza da estimativa, sendo que na posição do ponto de controle a estimativa é exata.

Método *turning bands* (TB)

O Método *turning bands* é um procedimento de simulação multidimensional baseado na teoria dos campos aleatórios, e fundamenta-se na transformação de uma simulação de um espaço multidimensional num somatório de simulações unidimensionais equivalentes. Este método foi primeiramente introduzido por Matheron (1973, *in* Mantoglou & Wilson, 1982). Uma apreciação mais detalhada desta metodologia pode ser encontrada na referência acima, e também em Zimmerman & Wilson (1990) e Lantuéjoul (1993).

Na figura 2.16 podemos visualizar uma realização bidimensional de um campo aleatório estacionário através do método TB. O método assume que o campo a ser simulado é estacionário de segunda ordem e isotrópico, e que cada ponto deste campo assume valores normalmente distribuídos e com média igual a zero.

Como pode ser observado na figura 2.16, ao invés de simular diretamente um campo bi ou tridimensional (P), o método realiza simulações unidimensionais ao longo de várias linhas (L_i), também denominadas de direções, utilizando uma função de covariância unidimensional correspondente à função bi ou tridimensional do campo simulado. Assim, à cada ponto deste campo um somatório ponderado dos valores correspondentes nos processos lineares executados é associado (equação 2.27).

$$Z_{sim}(X_N) = \frac{1}{\sqrt{L}} \sum_{i=1}^L z_i(\zeta_{N_i}) \quad (2.27)$$

N é um ponto no espaço simulado definido pelo vetor X_N , e $\zeta_{N_i} = X_N \cdot u_i$ é a projeção deste vetor sobre a linha i ; u_i é o vetor direção unitário desta linha e L o número de linhas simuladas. A partir da covariância do campo simulado (C_n , $n=2$ ou 3), o método TB garante que a simulação de *funções aleatórias unidimensionais* estacionárias (X_n) com covariância

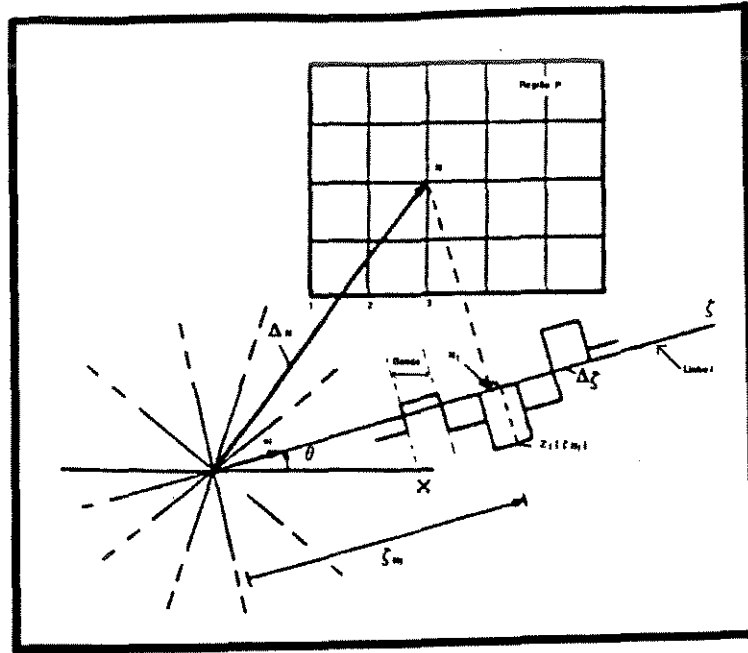


Figura 2.16: Representação esquemática de um campo (região) P e das linhas (L_i) do método *turning bands*.

C_1 é suficiente para reconstituir a covariância do campo, se C_1 tiver a forma apresentada na equação 2.28 (Lantuéjoul, 1994).

$$C_1(r) = \frac{d}{dr}(rC_3(r)) \quad (2.28)$$

A geração destas linhas exige a definição de uma origem arbitrária em R^n , a partir da qual os vetores de direção unitária das linhas são uniformemente distribuídos num círculo (2D) ou numa esfera (3D). A projeção ortogonal de um ponto do espaço simulado até uma determinada linha, determina o valor do processo linear que será associado ao ponto $z_i(\zeta_{N_i})$. Nos primeiros algoritmos que empregavam o método *turning bands* os processos lineares eram gerados discretamente; dessa forma, se definidas linhas ou planos perpendiculares às direções nos limites entre os intervalos de discretização, então um conjunto de bandas (*bands*) era definido ao longo das linhas. Quando estas linhas eram rotacionadas (*turning*), as bandas também eram, o que explica a origem do nome *turning bands* (fig. 2.16).

Lantuéjoul (1993) descreve um algoritmo de simulação pelo método *turning bands* onde os processos lineares são gerados de maneira contínua, não necessitando qualquer discretização. Este tipo de algoritmo é o disponível no programa ISATIS³; portanto, os únicos parâmetros necessários à realização das simulações são: a definição do número de direções ou linhas (denominadas “bandas” pelo programa), e a escolha de uma semente para inicializar o gerador aleatório. O algoritmo de simulação empregado pelo programa ISATIS possibilita a utilização de uma função de deriva externa (variável secundária) para a determinação da função de covariância do campo simulado.

³Versão 2.2, Transvalor, France, 1992

Além da geração da função de covariância linear, a distribuição e o número de linhas simuladas são fatores cruciais para o sucesso deste método. Mantoglou & Wilson (1982) afirmam que o emprego de 4 a 16 é suficiente para a maioria das aplicações bidimensionais. Por outro lado, Zimmerman & Wilson (1990) observaram que o número reduzido de linhas pode provocar o aparecimento de lineamentos nos campos simulados, criando anisotropias indesejáveis, provocadas por erros de truncamento. Estes lineamentos anômalos são mais evidentes a medida que nos afastamos da origem do sistema de linhas utilizados na simulação. Estes autores concluíram que a solução aparente para este fenômeno reside no aumento do número de linhas simuladas. Contudo, a origem deste problema pode estar relacionada ao modelo de covariância do campo simulado, já que este modelo determina o método utilizado para a geração das funções aleatórias unidimensionais (F.Rambert, comunicação verbal).

2.5 Estatística Bivariada: análise das correlações

Neste estudo pretendemos avaliar as relações e a dependência entre grupos distintos de variáveis. Uma das formas mais comuns utilizadas para comparar as distribuições de duas variáveis distintas, é a utilização dos gráficos de dispersão e cálculo do coeficiente de correlação linear entre as variáveis. Nos gráficos de dispersão, os valores de uma das variáveis estudadas correspondem as coordenadas do eixo x e os valores da outra variável às coordenadas do eixo y . Estes gráficos, além de possibilitarem uma avaliação qualitativa do relacionamento das variáveis, permite a visualização de valores anômalos, que podem comprometer o sucesso das estimativas.

2.5.1 Coeficiente de correlação linear de Pearson (R_P)

O coeficiente de correlação linear é uma medida do quanto os valores observados nos gráficos de dispersão, se aproximam de uma reta; assim, se o coeficiente de correlação for igual a $+1$ ou -1 , os pontos no gráfico de dispersão definirão uma linha reta; por outro lado, se $|R_P| < 1$ os pontos formaram uma nuvem larga e difusa (Isaaks & Srivastava, 1989). O coeficiente de correlação utilizado neste estudo é o de Pearson, definido como:

$$R_P = \frac{Cov_{x,y}}{\sigma_x \sigma_y}$$

onde Cov é a covariância entre as amostras e σ é o desvio-padrão das mesmas (Davis, 1986).

2.5.2 Teste de significância

Algumas vezes, apesar da relação entre dois conjuntos de dados apresentar um alto coeficiente de correlação, esta medida pode não ser representativa para a relação entre as populações às quais os valores amostrados pertencem. Uma forma de testar a consistência das relações observadas é verificar a validade do coeficiente de correlação calculado para um determinado nível de significância. Isto pode ser feito através do teste t (Davis, 1986).

A partir do valor do coeficiente de correlação calculado podemos determinar o valor de t da seguinte forma:

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

onde n é o número de amostras. O valor de t obtido, pode ser comparado a um valor crítico (t_c), função dos graus de liberdade ($n-2$) e do nível de significância, determinado a partir de uma distribuição de probabilidades teórica. Se o valor calculado para t for inferior ao valor crítico então podemos afirmar que o coeficiente de correlação calculado é significativo segundo o grau de significância escolhido, atestando a consistência da relação observada. (Na realidade testamos a hipótese nula H_0 , a qual afirma que o coeficiente de correlação entre as populações que originaram as amostras estudadas é igual a zero, e que pode ser rejeitada quando $t < t_c$).

O valor de p , utilizado neste trabalho como critério para a validação das correlações observadas, equivale ao menor nível de significância possível para que o valor do R_P calculado seja consistente. Na prática, quanto menor o valor de p mais confiável é o coeficiente de correlação calculado; por exemplo, o coeficiente de correlação observado entre os valores observados de uma determinada variável com ela mesma é igual a 1, sendo o valor de p , neste caso, igual a 0.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM SÍSMICA

Algumas propriedades petrofísicas de reservatórios, tais como a porosidade e a espessura porosa, podem ser obtidas a partir da interpretação dos mapas de amplitude de reflexão sísmica; contudo, frequentemente os intérpretes não compreendem o significado preciso das tendências de amplitude alta ou baixa que são observados nestes mapas. Neff (1993) afirma estar convencido que modelos geológicos simples devem ser gerados para que seja possível distinguir quais características petrofísicas condicionam as respostas de amplitude observadas.

Segundo Wolf et alli (1994), a utilização dos dados sísmicos pode reduzir consideravelmente as incertezas das estimativas, aumentando a confiabilidade dos resultados obtidos, por exemplo, através da geoestatística. Porém, torna-se necessária a determinação de relações, fisicamente válidas, entre os parâmetros de interesse e os atributos sísmicos disponíveis.

Neste capítulo, procuramos avaliar as relações existentes entre algumas propriedades de reservatórios e alguns atributos sísmicos. Para tanto, foram construídos diversos modelos teóricos realísticos de reservatórios, a partir dos quais foram gerados os sismogramas sintéticos necessários para o cálculo dos atributos sísmicos. A modelagem sísmica apresenta-se como uma ferramenta indispensável à validação das relações entre os dados sísmicos e os parâmetros de reservatório, principalmente nas fases iniciais de exploração e produção, onde o número de poços perfurados é muito pequeno, e conseqüentemente mais difícil a caracterização dos reservatórios e a orientação dos projetos de desenvolvimento. Esta é a situação do reservatório avaliado neste estudo, onde existem apenas seis poços perfurados numa área de aproximadamente 70Km².

3.1 Os modelos de reservatório

Os modelos estudados podem ser separados em dois grupos distintos: grupo 1, formado pelos modelos I a VI (fig. 3.1); grupo 2, composto pelos modelos VII a XII (fig. 3.2). Os modelos do primeiro grupo diferenciam-se uns dos outros simplesmente pelo número de camadas e/ou pela espessura acumulada de rocha reservatório (h_r) e não-reservatório (h_e),

Modelo	N_C	V_{int}	Camadas presentes	N_{cim}
VII	19	3860	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, M, N, O	5
VIII	19	3285	4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, M, N, O	5
IX	17	3762	3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, M, N, O	4
X	19	3732	3, 5, 6, 7, M, N, O	6
XI	13	3820	5, 6, 7, M, N	3
XII	19	3748	2, 2a, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, O	6

Tabela 3.1: Principais características dos modelos VII a XII. (N_C é o número de camadas do modelo; V_{int} é a velocidade intervalar média da onda P ($m.s^{-1}$); N_{cim} é número de camadas ou níveis cimentados presentes no modelo. A velocidade da onda sísmica nas encaixantes é $4260m.s^{-1}$ e a densidade destas rochas é de $2,62g.cm^3$. Os números e letras que discriminam as camadas são os mesmos utilizados nas figuras que exibem os modelos.

sendo que esta última aumenta do modelo I para o modelo VI. Todos os modelos possuem a mesma espessura total (53,5m) e pretendem simular uma porção do reservatório saturada por óleo, onde intercalam-se fácies reservatório e não-reservatório. A espessura das camadas de rocha não-reservatório varia entre 0,5 e 4m. As principais características e os dados utilizados na construção dos modelos VII a XII encontram-se nas tabelas 3.1 e 3.2, e foram obtidas a partir dos perfis, descrição de testemunho e dados de análises petrofísicas de um poço real.

Numa primeira etapa, a análise dos modelos I a VI permitiu avaliar aspectos relacionados à resolução vertical, o efeito de sintonia e as relações entre a amplitude máxima de reflexão sísmica (A_{MAX}^-), associada ao topo dos reservatórios, e h_r e h_e , considerando uma mesma espessura total de reservatório (h_t) para todos os modelos e a mesma velocidade sísmica em todas as camadas de rocha reservatório. Também foi possível avaliar as mudanças impostas à forma da onda (sinal sísmico) devido a variações na distribuição e número de camadas que compõem os modelos. Para tanto, foram gerados, a partir dos modelos III e VI, submodelos (IIIa, IIIb, VIa e VIb) com os mesmos valores de h_r e h_e , mas com diferentes distribuições espaciais das camadas (fig. 3.1).

Cada um dos modelos do Grupo 2 foi gerado a partir de um poço distinto. Em um mesmo modelo, a velocidade da onda sísmica nas rochas reservatório pode variar consideravelmente, refletindo porções do reservatório saturadas por hidrocarboneto e porções saturadas por água. O estudo das respostas sísmicas destes modelos forneceu subsídios para avaliar qual a espessura máxima de reservatório onde as relações entre a A_{MAX}^- e h_r ou h_e têm um significado físico real.

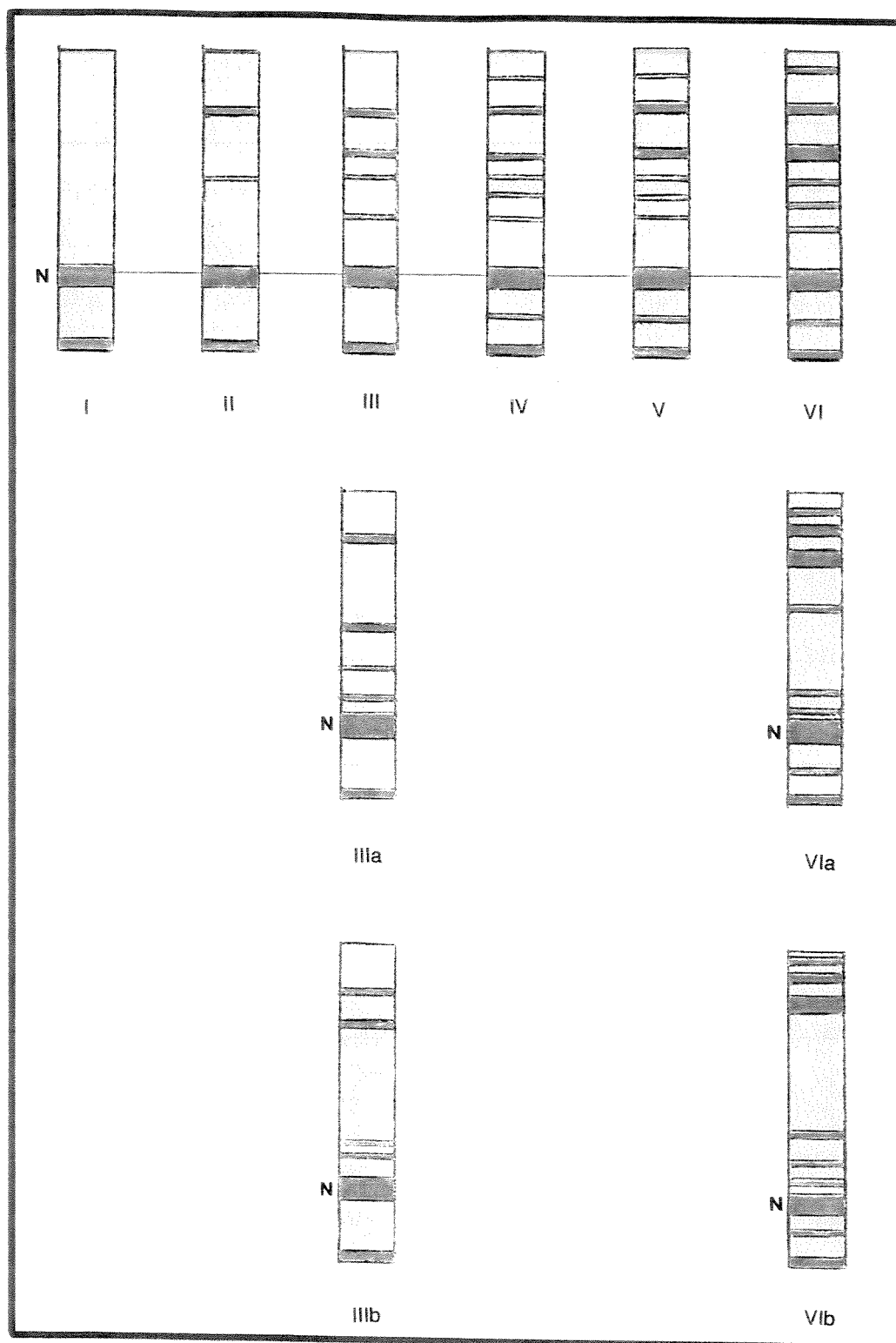


Figura 3.1: Modelos de reservatórios utilizados na modelagem sísmica derivados de um único poço real. A camada N é a única camada mantida em todos os modelos, pois representa um marco estratigráfico muito expressivo dentro do reservatório simulado. A velocidade da onda-P dentro das camadas de rocha reservatório é igual a 3560m.s^{-1} , e nas camadas de rocha não-reservatório varia entre $4260\text{-}4500\text{m.s}^{-1}$; as densidades das camadas reservatório varia entre $2,32$ e $2,37\text{g.cm}^3$ e nas camadas não-reservatório entre $2,55$ e $2,62\text{g.cm}^3$; os algarismos romanos indicam os modelos. (Rocha reservatório: cor amarela; Rocha não-reservatório: cor verde)

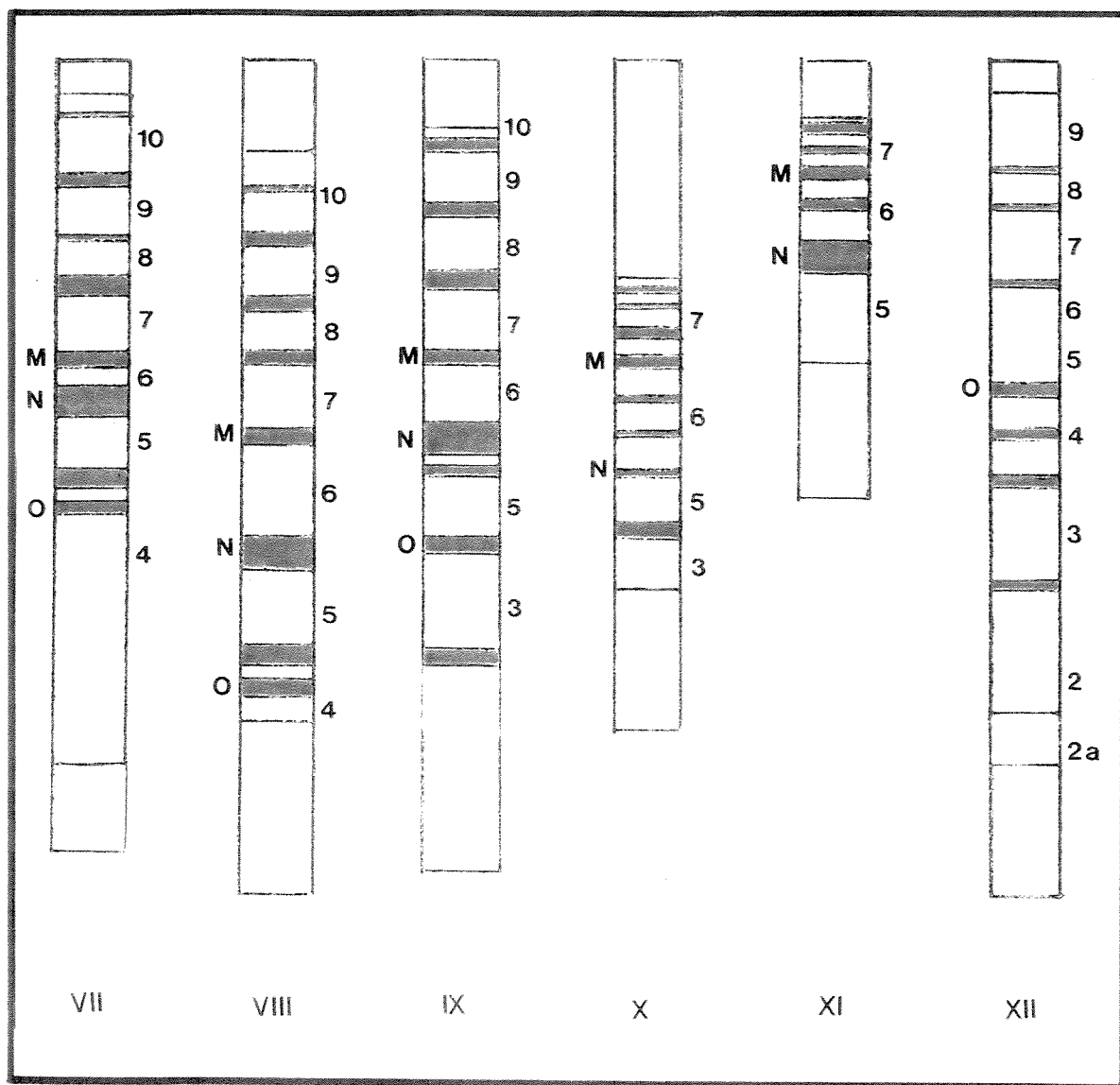


Figura 3.2: Modelos de reservatórios utilizados na modelagem sísmica derivados de poços reais. As camadas M, N e O representam marcos estratigráficos expressivos dentro do reservatório simulado. Os números servem para a identificação das camadas de rocha reservatório (cor amarela); os algarismos romanos indicam os modelos. (rocha não-reservatório: cor verde)

Camada	V	d
2	3700	2,41
2a	4100	2,51
3	3700	2,41
4	3700	2,41
5	3500	3,34
6	3560	2,32
7	3560	2,32
8	3560	2,35
9	3560	2,36
10	3560	2,35
M	4500	2,62
N	4260	2,55
O	4260	2,55

Tabela 3.2: Principais características físicas das camadas presentes nos modelos VII a XII. (V = velocidade da onda P na camada (m.s^{-1}); d é a densidade da camada (g.cm^3). Os números e letras que discriminam as camadas são os mesmos utilizados nas figuras que exibem os modelos)

Na construção dos modelos de ambos os grupos, procuramos reproduzir as principais heterogeneidades presentes nos poços reais; assim, algumas camadas aparecem sempre com a mesma espessura e posição estratigráfica, refletindo seu modo real de ocorrência. Este é o caso das camadas M, N e O, que possuem natureza determinística. As outras camadas de rocha não-reservatório que compõem os modelos são de natureza estocástica, algumas geradas pela aglutinação de níveis intensamente cimentados, outras representando as ocorrências de camadas de folhelhos e margas dispersas no reservatório. Mas, devemos salientar que nosso propósito não é reproduzir a resposta sísmica observada nas seções reais, logo não modificamos os modelos até que suas respostas se ajustassem àquelas observadas nas seções (modelagem progressiva).

3.2 Os sismogramas sintéticos (ou traços sísmicos)

Para a geração dos sismogramas sintéticos de cada um dos modelos estudados, foi utilizado o pacote de modelagem sísmica pelo método do raio (SEIS88) elaborados por Červený e Pšenčík (1988). O programa SEIS88 possibilita a modelagem numérica do campo de ondas sísmicas em meios bidimensionais cujas camadas podem apresentar variações laterais de velocidade. O traçado dinâmico do raio ponto a ponto (processo iterativo de

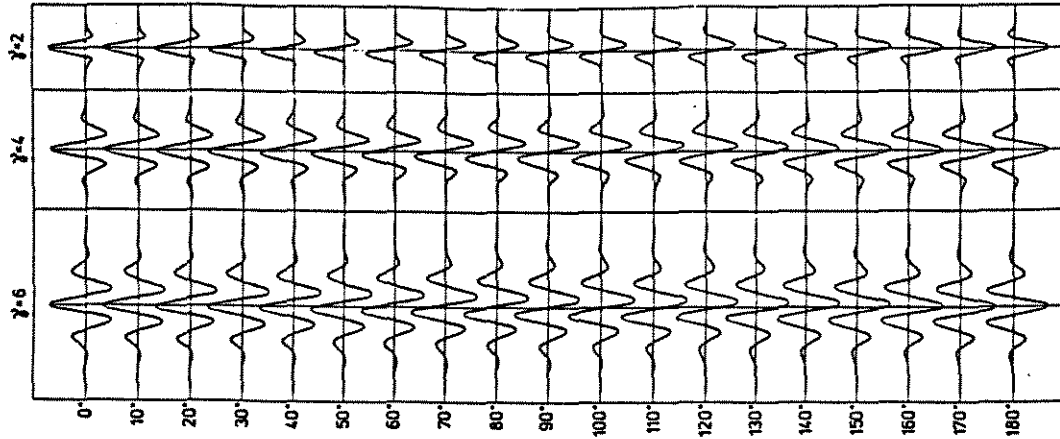


Figura 3.3: Tipos de assinaturas de fontes geradas segundo escolha dos parâmetros γ e Ψ .

determinação do raio entre dois pontos do meio) fornece os tempos de trânsito e as amplitudes das ondas P, SV e SH.

A construção dos sismogramas sintéticos utiliza uma função tempo-fonte (eq. 3.1) constituída por uma função exponencial modulada por uma função periódica (Červený, 1987):

$$F(t) = e^{-(\frac{\omega t}{\gamma})^2} \cos(\omega t + \Psi) \quad (3.1)$$

onde t é o tempo, $\omega = 2\pi f$, f (frequência do sinal), Ψ (fase) e γ (forma do pulso) são parâmetros cuja escolha permite a simulação de uma grande variedade de assinaturas de fontes (fig. 3.3), semelhantes àquelas observadas nas campanhas sísmicas exploratórias; o intervalo de amostragem utilizado é de 4ms.

Na fase de modelagem os sismogramas de cada um dos modelos construídos foram obtidos com o uso da equação 3.1, utilizando os $\Psi = 0$, $\gamma = 1,835$ e $f=22,5\text{Hz}$. A escolha destes parâmetros permitiu ajustar o pulso sísmico utilizado na modelagem ao pulso extraído de uma seção sísmica passando por alguns poços reais com o auxílio do programa STRATA¹ (fig. 3.4). Os atributos sísmicos foram obtidos a partir dos traços sintéticos num intervalo (janela) de tempo variável limitado pelo primeiro valor zero de amplitude acima e abaixo das reflexões associadas ao topo e à base dos modelos, respectivamente.

O programa SEIS88 fornece os traços sísmicos correspondentes às reflexões de cada interface (limite entre as camadas que compõem os modelos) isoladamente. As reflexões individuais de cada interface foram combinadas, de forma que as interferências construtivas e destrutivas das reflexões provenientes das sucessivas interfaces produzem os traços sísmicos

¹Stratigraph Analysis and Inversion: Hampson-Russel Software Services Ltda.

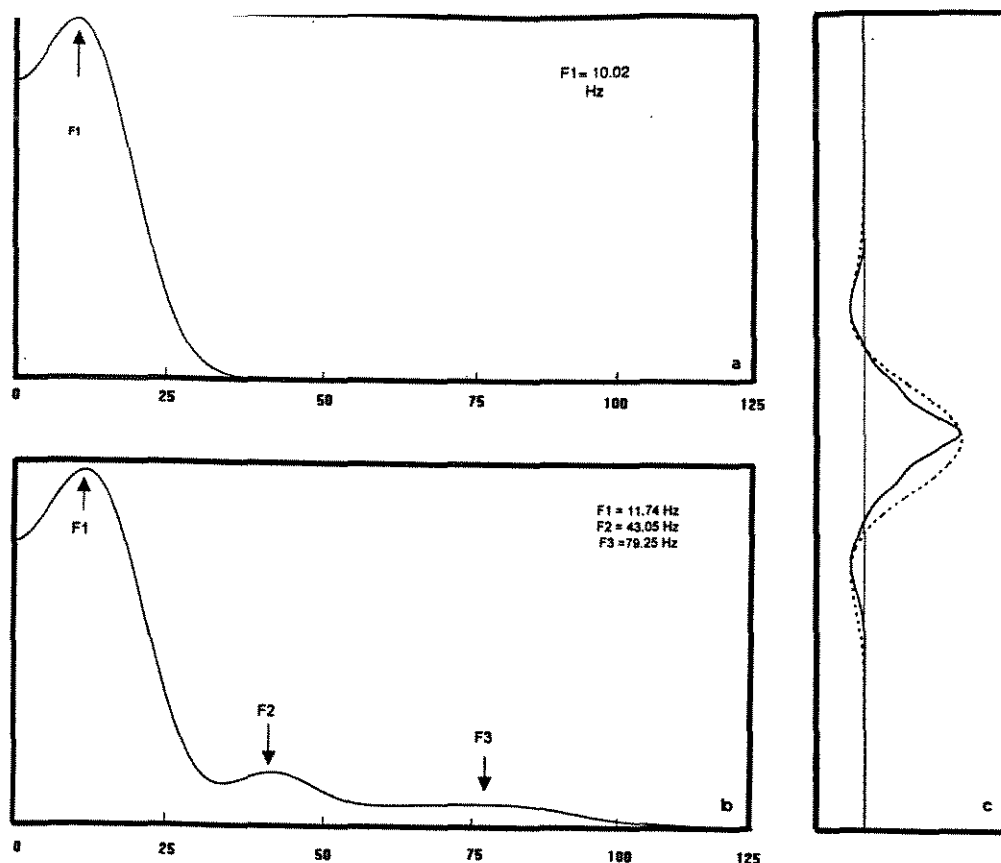


Figura 3.4: Comparação entre o pulso extraído do dado sísmico real e o pulso utilizado na modelagem: a. Espectro de frequências do pulso sintético; b. Espectro de frequências do pulso real; c. Forma dos pulsos (real: linha contínua; sintético: linha tracejada).

de cada modelo (fig 3.5). Estes traços foram obtidos simulando um levantamento com afastamento nulo, onde a posição do único receptor coincide com a posição da fonte (puntual e isotrópica).

3.3 Análise dos resultados da modelagem

A análise dos dados provenientes da modelagem sísmica dividiu-se em duas fases distintas:

1. Avaliação do comportamento de A_{MAX}^- frente os diferentes valores de h_r e h_e , e também devido às variações nas posições das camadas de rocha não-reservatório. Além disso, avaliamos o efeito das diferentes distribuições das camadas no reservatório sobre a forma da onda refletida ²;
2. Avaliação das relações entre os demais atributos sísmicos extraídos dos traços sintéticos e as propriedades de reservatório dos modelos.

²Para cumprir este objetivo os sismogramas sintéticos foram obtidos também para $f=25\text{Hz}$.

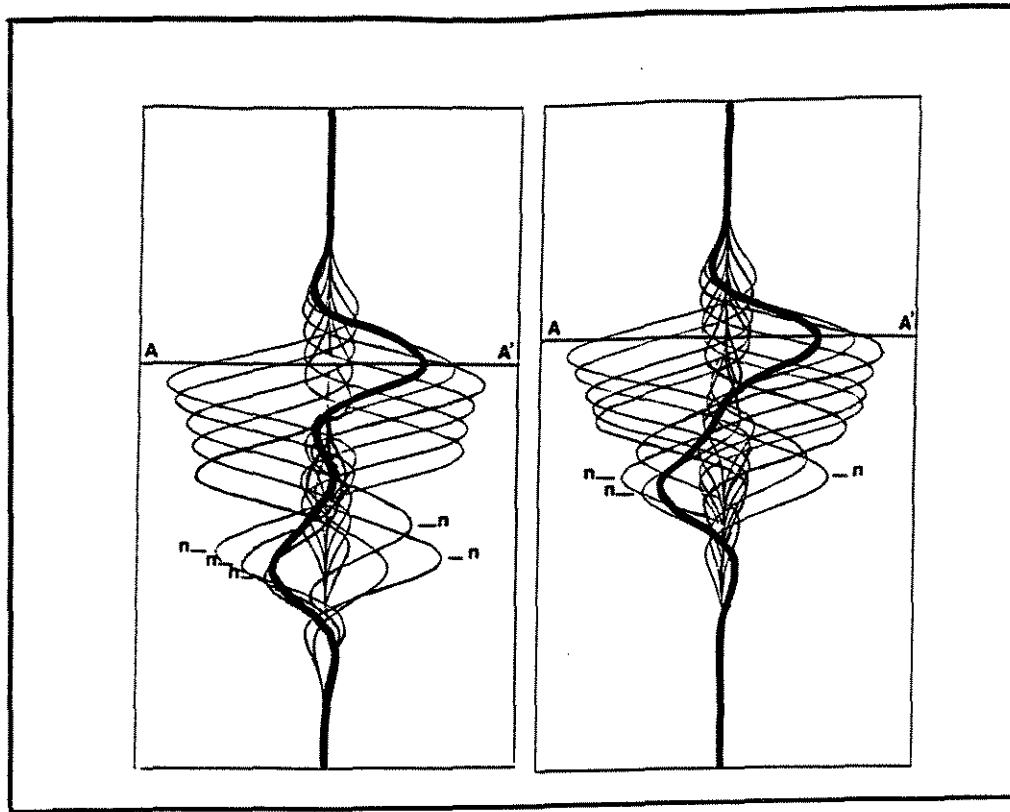


Figura 3.5: Sismogramas das reflexões de cada interface que compõem os Modelos V e VII e a resposta composta de amplitude, ou seja, a reflexão resultante (linha grossa; $f=25\text{Hz}$). As reflexões que interceptam a linha A-A' contribuem para o valor de A_{MAX}^- , note que algumas reflexões não estão contribuindo (assinaladas com a letra n).

3.3.1 Avaliação da A_{MAX}^-

Nesta seção discutiremos os resultados obtidos a partir da análise dos traços sísmicos dos modelos teóricos relativos ao comportamento da A_{MAX}^- frente as variações nas proporções de h_r e h_e , ou no posicionamento das camadas no interior do reservatório.

Os valores de A_{MAX}^- obtidos para a $f=22,5\text{Hz}$ estão expressos na tabela 3.3. A observação destes dados sugere a existência de uma relação diretamente proporcional entre A_{MAX}^- e h_r , e inversamente proporcional entre a primeira e h_e . Quando analisamos os resultados obtidos no caso dos modelos do grupo 1 (fig. 3.6) e grupo 2 (fig. 3.7), percebemos claramente as relações entre A_{MAX}^- e h_r , cujas regressões obtidas têm coeficientes de correlação linear de 0,94 e 0,91, respectivamente.

Obviamente, no caso dos modelos do grupo 1, a correlação entre h_e e A_{MAX}^- é idêntica à correlação entre h_r e A_{MAX}^- , invertendo-se apenas a razão de proporcionalidade. Por outro lado, quando avaliamos estas relações, utilizamos todos os modelos conjuntamente, percebemos que apenas a correlação entre h_e e A_{MAX}^- persiste (fig. 3.8), sugerindo que a proporção e a distribuição das camadas de rocha não-reservatório estejam condicionando os valores de A_{MAX}^- observados, para o caso específico dos modelos estudados. Na figura 3.9 podemos perceber que a variações no número ou na espessura das várias camadas

Grupo	Modelo	h_t (m)	h_r (m)	h_e (m)	A_{MAX}^-
1	I	53,5	49,5	4,0	22,16
	Ia	53,5	49,5	4,0	20,28
	Ib	53,5	49,5	4,0	20,05
	II	53,5	48,0	5,5	20,09
	III	53,5	46,5	7,0	18,95
	IIIa	53,5	46,5	7,0	18,53
	IIIb	53,5	46,5	7,0	18,73
	IV	53,5	45,0	8,5	17,10
	V	53,5	42,5	11,0	15,97
	VI	53,5	39,5	14,0	14,29
	VIa	53,5	39,5	14,0	15,25
	VIb	53,5	39,5	14,0	16,93
2	VII	86,5	71,0	15,5	14,45
	VIII	75,0	59,0	16,0	15,44
	IX	68,0	52,5	15,5	13,49
	X	40,5	30,5	10,0	12,49
	XI	32,5	22,5	10,0	11,48
	XII	87,0	78,5	8,5	17,61

Tabela 3.3: Tabela exibindo os valores de h_t , h_r e h_e dos modelos I a XII e os valores de A_{MAX}^- obtidos para $f=22,5\text{Hz}$.

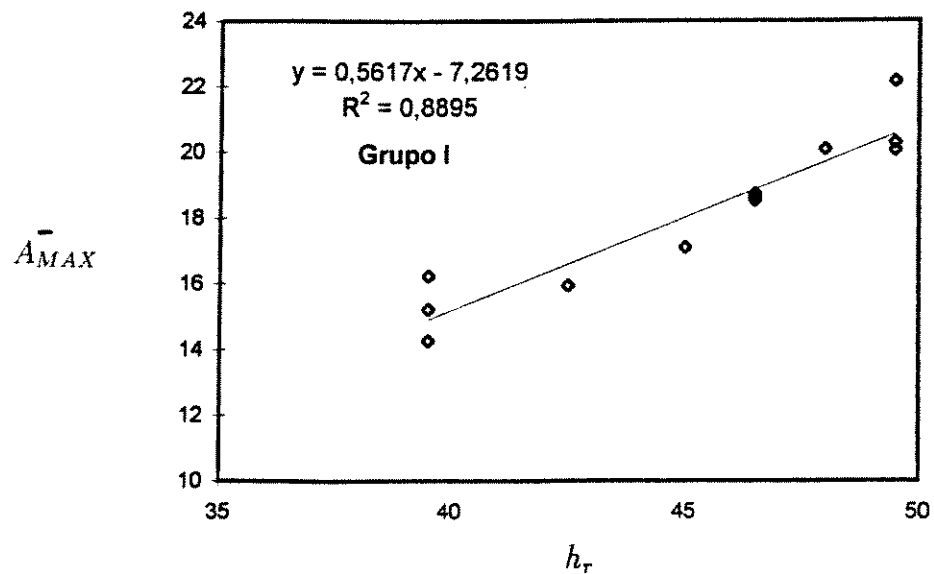


Figura 3.6: O gráfico exibe a relação entre os valores de A_{MAX}^- e h_r dos modelos I a VI

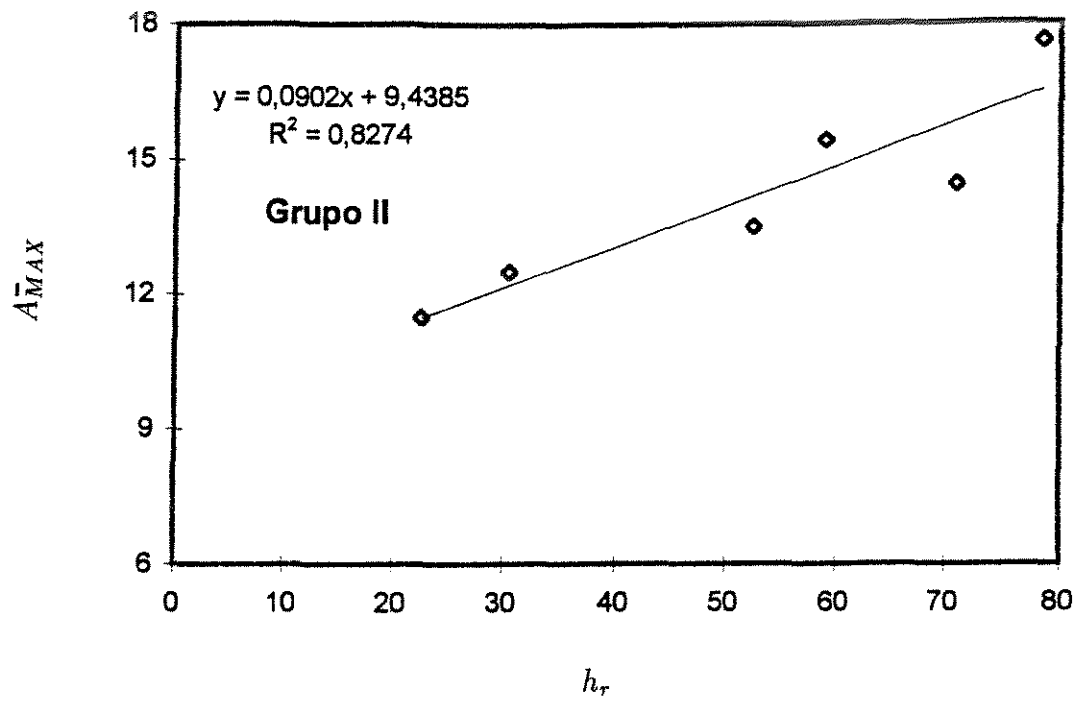


Figura 3.7: O gráfico exibe as relações entre os valores de A_{MAX}^- e h_r dos modelos VII a XII

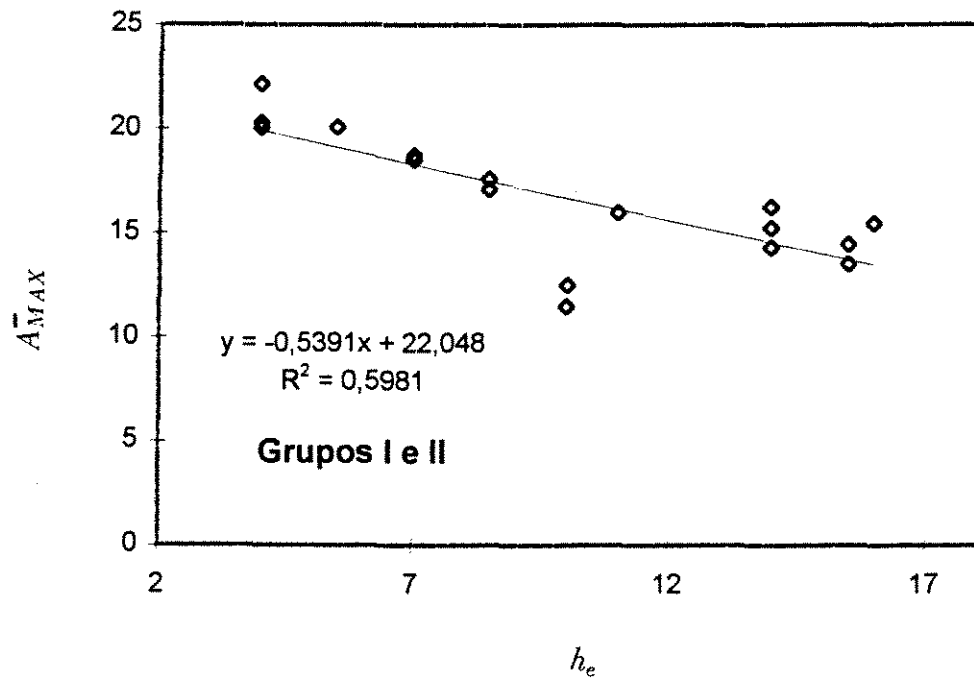


Figura 3.8: O gráfico exibe a relação entre os valores de A_{MAX}^- e h_e dos modelos I a XII

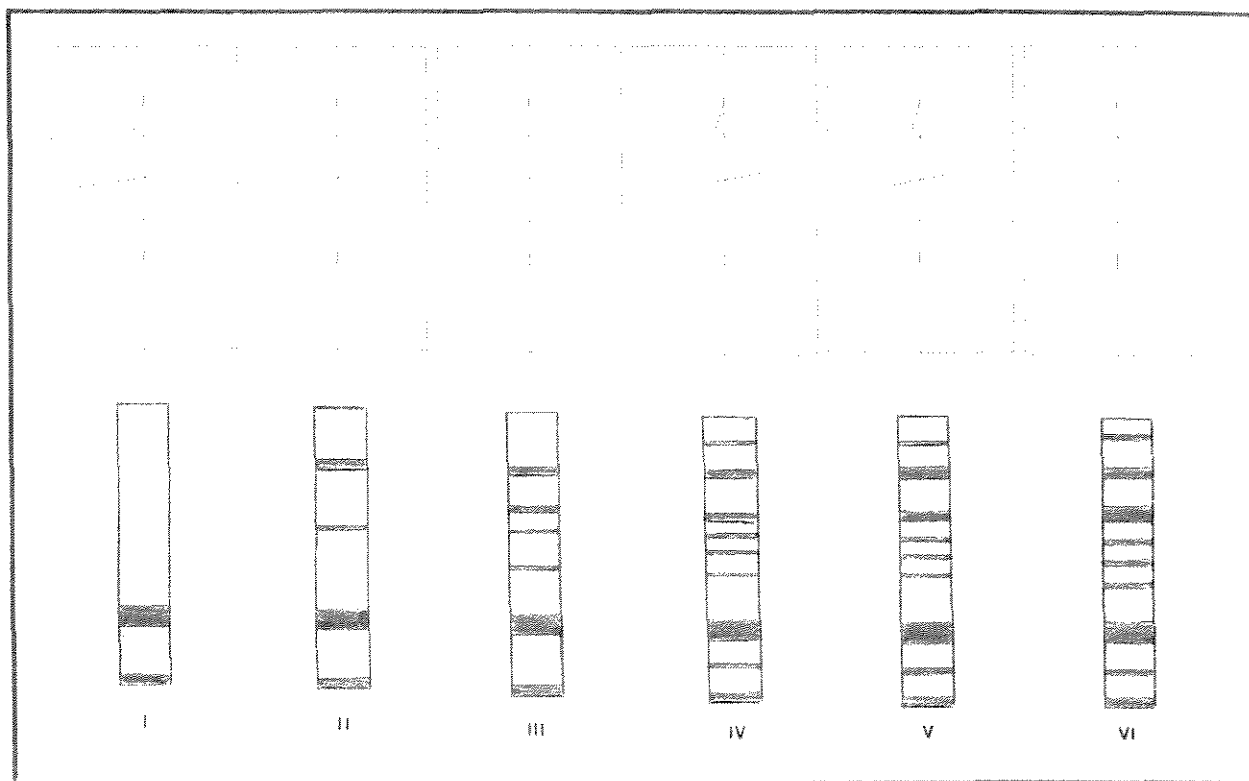


Figura 3.9: Alguns modelos de reservatórios e seus respectivos sismogramas ($f=22,5\text{Hz}$); h_e aumenta da esquerda para a direita (Modelos I a VI).

que compõem os modelos do grupo I, não imprimem alterações à forma do sinal. Estes resultados estão em acordo com as conclusões apresentadas em Sheriff (1986), para reservatórios formados por múltiplos refletores e com h_t próximo ou inferior a $\lambda/4$ (no caso dos modelos estudados o valor de λ é aproximadamente igual a 160m). Apesar disso, a variação do valor da amplitude é facilmente identificada, evidenciando a relação entre estes valores e as variações laterais de fácies.

Outro aspecto considerado foi o efeito da variação da posição das camadas, mantendo-se constante h_r e h_e . Observando a tabela 3.3, percebemos que tais variações provocam alterações nos valores de amplitude de até 12%; contudo, a relação entre A_{MAX} e h_r persiste.

Aparentemente, as variações observadas entre os valores de amplitude encontrados para os modelos com mesmo h_r e h_e refletem os diferentes padrões de interferência entre as reflexões provenientes da sucessivas interfaces que constituem estes modelos (fig. 3.5), sendo controlados principalmente pela frequência, o que fica evidente quando comparamos

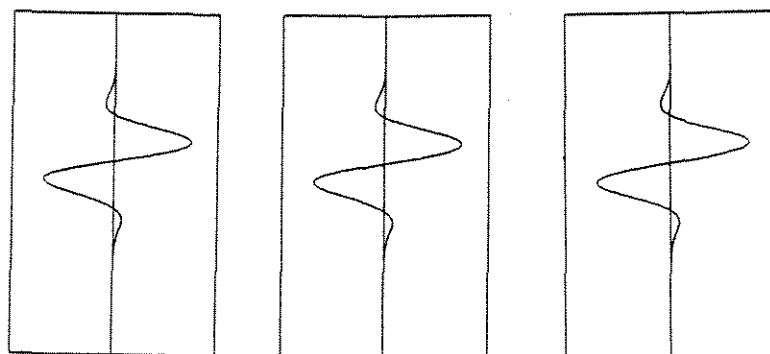


Figura 3.10: Sismogramas dos modelos III, IIIa e IIIb para $f=22,5\text{Hz}$, evidenciando que a posição das camadas praticamente não influenciam a forma final do sinal.

os sismogramas apresentados nas figuras 3.10 e 3.11. Vale ressaltar que nos modelos onde as camadas encontram-se concentradas numa determinada porção do reservatório (Modelos VIa e VIb), o efeito do posicionamento destas camadas pode provocar variações mais acentuadas nos valores de amplitude observados, provavelmente devido a alterações no efeito de sintonia. No caso dos modelos avaliados e do pulso utilizado, a espessura de sintonia deveria estar entre 35 e 45m.

Bakke (1996) modelou o comportamento da amplitude de reflexão para situações onde camadas de arenito cimentado intercalam-se com camadas não-cimentadas, e verificou que existe uma tendência de aumento no valor da amplitude (sintonizada) quando a distância entre as camadas cimentadas diminui, semelhantemente ao que ocorre quando analisamos os valores de A_{MAX}^- dos Modelos VI e VIa com o valor obtido para o Modelo VIb.

Apesar dos bons resultados obtidos devemos salientar que as correlações entre A_{MAX}^- e as propriedades do reservatório pesquisados, se restringem a um intervalo de espessura inferior ou próximo a $\lambda/2$. Isto ocorre porque as reflexões provenientes de interfaces que encontram-se a uma distância do topo do reservatório superior a este limite não estão contribuindo efetivamente para o valor da amplitude máxima observada (traços indicados pela letra n na figura 3.5). Vale dizer que o valor da espessura de reservatório à qual A_{MAX}^- relaciona-se é função da velocidade intervalar média, da forma da onda e da frequência dominante na profundidade do reservatório; assim, este valor deve ser determinado para cada reservatório especificamente. Obviamente, não se justifica a busca de uma relação entre

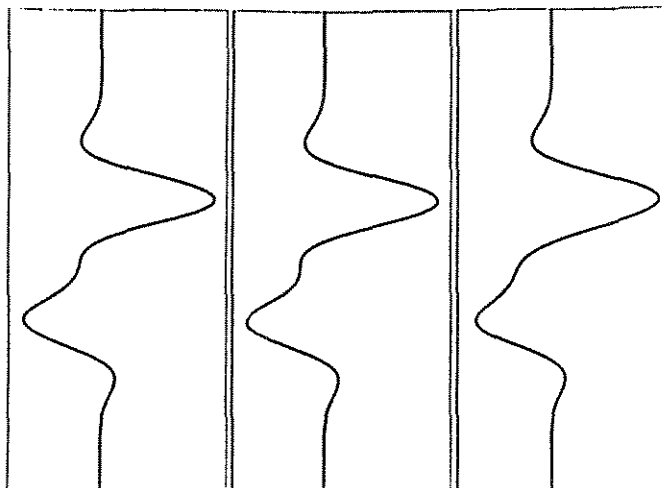


Figura 3.11: Sismogramas dos modelos III, IIIa e IIIb, para $f=25,0\text{Hz}$, evidenciando a influência da posição das camadas sobre a forma final do sinal.

A_{MAX}^- e propriedades do reservatório tais como h_r , h_e e h_t quando este último excede $\lambda/2$.

Os resultados apresentados nesta seção sugerem que é possível encontrar relações consistentes entre a amplitude máxima da reflexão sísmica relacionada ao topo dos reservatórios e as espessuras acumuladas de fácies reservatório e não-reservatório. Estas relações poderiam ser utilizadas na previsão dos valores de h_r e h_e de reservatórios, principalmente quando a espessura total dos mesmos não seja muito superior a $\lambda/2$. Outro aspecto importante refere-se a pequena influência da distribuição vertical das camadas de rocha não-reservatório sobre os valores da A_{MAX}^- para $f \leq 25\text{Hz}$.

3.3.2 Avaliação dos outros atributos sísmicos

Nesta seção, iremos avaliar as possíveis relações entre h_e , h_r e a razão $R = (h_r/h_e)$ dos modelos teóricos (tabela 3.4) e os atributos sísmicos (tabelas 3.5 e 3.6) extraídos dos traços sintéticos dos modelos I a XII. Uma primeira constatação é a correlação quase que perfeita entre os valores de A_{MAX}^- e $A_e(t)$, expressa graficamente na figura 3.12. Dessa forma, as conclusões relativas ao comportamento da A_{MAX}^- podem ser extendidas para $A_e(t)$, e as estimativas baseadas nas possíveis relações destes atributos com h_r ou h_e , provavelmente apresentem resultados semelhantes.

Os traços sísmicos dos modelos VII a XII estão apresentados na figura 3.13. Nas tabelas 3.7 e 3.8, encontram-se os valores dos coeficientes de correlação entre os atributos

Modelo	h_t	h_r	h_e	R
I	53,5	49,5	4,0	12,4
II	53,5	48,0	5,5	8,7
III	53,5	46,5	7,0	6,6
IIIa	53,5	46,5	7,0	6,6
IIIb	53,5	46,5	7,0	6,6
IV	53,5	45,0	8,5	5,3
V	53,5	42,5	11,0	4,3
VI	53,5	39,5	14,0	2,8
VIa	53,5	39,5	14,0	2,8
VIb	53,5	39,5	14,0	2,8
VII	86,5	71,0	15,5	4,6
VIII	75,0	59,0	16,0	3,7
IX	68,0	52,5	15,5	3,4
X	40,5	30,5	10,0	3,0
XI	32,5	22,5	10,0	2,2
XII	87,0	78,5	8,5	9,2

Tabela 3.4: Valores dos parâmetros de reservatório dos modelos estudados.

Modelo	E	E_t	$A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$	A_{MAX}^+	A_{MAX}^-
I	9,42	4,34	4,43	2,213	-2,216
II	7,55	3,29	3,96	1,954	-2,009
III	6,21	2,79	3,58	1,726	-1,859
IIIa	6,15	2,77	3,57	1,717	-1,853
IIIb	6,26	2,82	3,61	1,737	-1,873
IV	4,92	2,21	3,19	1,476	-1,710
V	4,34	1,97	3,00	1,402	-1,597
VI	3,56	1,55	2,69	1,257	-1,429
VIa	4,04	1,78	2,89	1,363	-1,525
VIb	4,76	2,09	3,16	1,467	-1,693
VII	3,52	1,72	2,61	1,167	-1,445
VIII	4,04	1,99	2,77	1,223	-1,544
IX	1,96	0,88	1,54	0,194	-1,349
X	2,49	1,05	2,23	0,985	-1,249
XI	2,14	0,88	2,08	0,933	-1,148
XII	4,56	2,19	2,85	1,092	-1,761

Tabela 3.5: Valores dos atributos sísmicos sintéticos. (As abreviaturas são as apresentadas no capítulo 2, juntamente com a definição de cada atributo sísmico)

Modelo	A_{RMS}	A_{abs}	A_e	$A_e(t)$	θ
I	9,71	6,03	7,83	7,3	2,216
II	8,69	5,39	7,22	7,3	2,009
III	7,87	4,99	6,72	7,4	1,859
IIIa	7,84	4,82	6,69	7,4	1,853
IIIb	7,91	4,99	6,73	7,4	1,873
IV	7,01	4,34	6,19	7,6	1,771
V	6,59	4,10	5,92	7,7	1,597
VI	5,97	3,73	5,43	7,8	1,425
VIa	6,36	3,93	5,63	7,7	1,529
VIb	6,99	4,25	5,94	7,6	1,615
VII	5,93	3,87	5,54	5,3	1,445
VIII	6,36	4,05	5,73	7,2	1,626
IX	4,43	2,39	4,88	12,4	1,345
X	4,99	3,09	4,29	29,0	1,441
XI	4,63	2,87	4,87	5,1	1,148
XII	6,75	4,36	6,16	5,1	1,676

Tabela 3.6: Valores dos atributos sísmicos sintéticos. (As abreviaturas são as apresentadas no capítulo 2, juntamente com a definição de cada atributo sísmico)

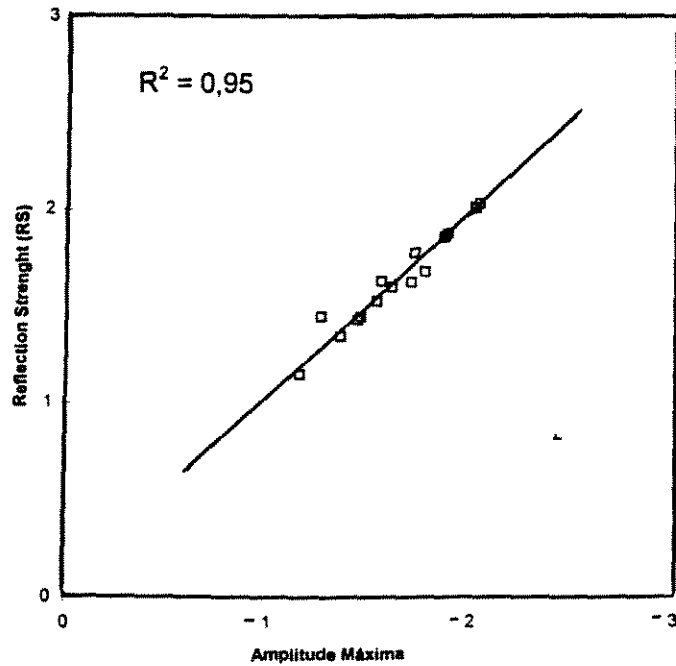


Figura 3.12: Relação entre A_{MAX}^- e o $A_e(t)$ ($R_P=-0,98$)

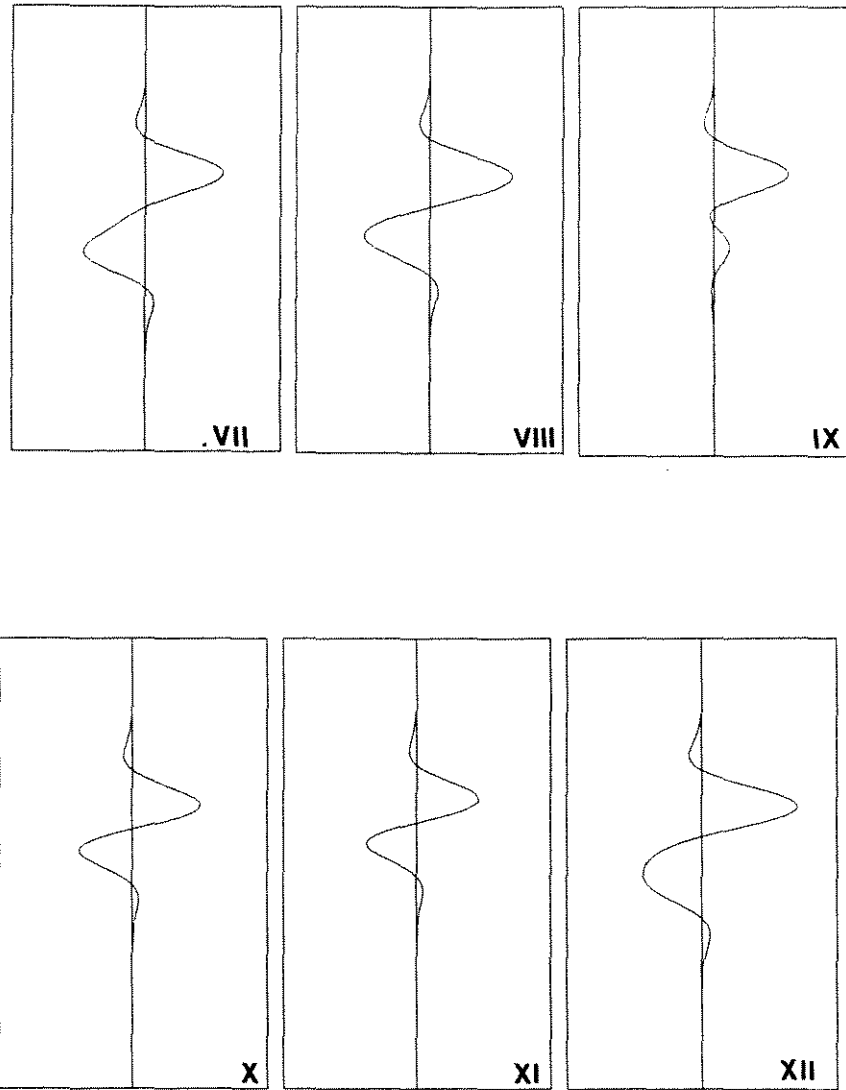


Figura 3.13: Sismogramas sintéticos dos modelos VII a XII ($f=22,5\text{Hz}$ e $\gamma = 1,835$).

Atributo	h_r	h_e	R
E	0,92	-0,92	0,98
E_t	0,92	-0,92	0,98
$A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$	0,93	-0,93	0,97
A_{MAX}^+	0,91	-0,91	0,98
A_{MAX}^-	-0,92	0,92	-0,91
A_{RMS}	0,93	-0,93	0,94
A_{abs}	0,93	-0,93	0,97
A_e	0,95	-0,95	0,97
$A_e(t)$	0,95	-0,95	0,92
θ	-0,59	0,59	0,92

Tabela 3.7: Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e as propriedades de reservatório dos modelos I a VI; todas as correlações significantes à $p \leq 0,05$; a única exceção é a correlação entre θ e R ($p=0,94$).

sísmicos sintéticos e as propriedades do reservatório dos modelos I a VI e I a XII, respectivamente. No primeiro caso todas as correlações apresentaram $R_P \geq 0,90$, sendo θ a única exceção. Como h_t é o mesmo para todos os modelos, h_e e h_r apresentam os mesmos coeficientes de correlação, apenas invertendo a relação de proporcionalidade. Quando avaliamos os resultados obtidos com a inclusão dos modelos VII a XII, ou seja, variamos h_t , notamos que as correlações entre os atributos sísmicos e h_e persistem; contudo, no caso de h_r as relações não se confirmaram. Aparentemente, no caso de reservatórios compostos por múltiplos refletores, devido a intercalações frequentes, a resposta sísmica é principalmente controlada pelo número, espessura e posição dos níveis não-reservatórios. Isto se deve, provavelmente, pela imposição de padrões de interferência complexos entre as reflexões internas ao reservatório. As correlações obtidas entre os atributos sísmicos e a razão R são muito boas tanto quando avaliamos os modelos do grupo 1 separadamente ou em conjunto como os modelos do grupo 2, indicando o potencial dos atributos sísmicos para a previsão da distribuição espacial de R . É importante afirmar que todas as interfaces presentes nos modelos estão contribuindo para a reflexão do topo, de forma que as correlações com A_{MAX}^- são consistentes em todos os casos.

Nas figuras 3.14 a 3.17 são mostradas as melhores correlações entre as propriedades de reservatório dos modelos e os atributos sísmicos sintéticos. Os bons resultados obtidos demonstram o potencial do uso dos atributos sísmicos pesquisados para a previsão das propriedades do reservatório de interesse a partir de regressões simples ou multivariadas. Contudo, devemos salientar que nosso objetivo é verificar a existência de relações entre os propriedades do reservatório e atributos sísmicos, sem necessariamente utilizarmos regressões

Atributo	h_t	h_r	h_e	R
E	-0,09 0,72	0,17 0,50	-0,82* 0,0	0,90* 0,0
E_t	-0,04 0,88	0,22 0,37	-0,81* 0,0	0,92* 0,0
$A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$	-0,13 0,60	0,12 0,64	-0,79* 0,0	0,83* 0,0
A_{MAX}^+	-0,15 0,57	0,08 0,76	-0,76* 0,0	0,83* 0,0
A_{MAX}^-	-0,06 0,83	-0,31 0,21	0,76* 0,0	-0,87* 0,0
A_{RMS}	-0,06 0,82	0,20 0,43	-0,79* 0,0	0,88* 0,0
A_{abs}	-0,02 0,93	0,23 0,35	-0,78* 0,0	0,87* 0,0
A_e	0,006 0,98	0,26 0,29	-0,78* 0,0	0,89* 0,0
$A_e(t)$	-0,07 0,81	0,25 0,31	-0,79* 0,0	0,86* 0,0
θ	-0,31 0,21	-0,35 0,15	0,07 0,77	-0,24 0,33

Tabela 3.8: Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e as propriedades de reservatório dos modelos I a XII; os asterísticos indicam aquelas correlações significantes à $p \leq 0,05$ (os valores da estatística p são apresentados nas linhas inferiores).

para a predição dos valores de um determinado parâmetro. Outrossim, firmada a relação entre um atributo sísmico e o parâmetro de reservatório, cuja distribuição espacial desejamos descrever, podemos utilizar tal atributo como guia, ou condicionador, à extrapolação dos valores observados nos poços perfurados. Tinker (1996) apresenta um exemplo, onde a amplitude do envelope foi utilizada para controlar a extrapolação dos valores de porosidade em um reservatório turbidítico, sendo a tendência da variação espacial do atributo sísmico imposta à porosidade.

3.3.3 As limitações da modelagem

Ao avaliarmos os resultados provenientes do estudo dos modelos teóricos, devemos ter em mente as limitações impostas pelas simplificações utilizadas na construção destes modelos, e também na geração dos traços sísmicos. Primeiramente, os modelos apresentam um intervalo muito limitado de valores de h_r e h_e , onde as transições entre as porções de rocha reservatório e rocha não-reservatório são sempre bruscas, não sendo considerados os efeitos de transições gradacionais entre as litofácies utilizadas; contudo, Sinval e Khattri (1983) afirmam que em alguns casos as variações de impedância devidas às transições gradacionais entre fácies similares, podem não afetar seriamente os resultados observados. Outra limitação é o fato da espessura mínima de camada utilizada nos modelos ser de aproximadamente 0,5 metros, ou seja, o efeito de camadas menos espessas não foi levado em consideração. No caso específico dos modelos VII a XII, onde representamos as porções do reservatório abaixo do contato O-A, devemos considerar que foram utilizadas apenas variações de velocidade e densidade da rocha para simular a diminuição da porosidade total dos reservatórios, não sendo individualizadas camadas ou níveis de rocha não-reservatório.

Uma premissa básica deste estudo é que as camadas imediatamente acima e abaixo do reservatório possuem características físicas uniformes (por exemplo, densidade e velocidade sísmica), de forma que as variações nas respostas sísmicas são exclusivamente função das variações nas propriedades dos reservatórios. Além disto, na geração dos sismogramas sintéticos foram impostas muitas simplificações, não sendo considerados, por exemplo, os efeitos das reflexões múltiplas, variações no pulso sísmico, ruídos associados ao sinal sísmico, e fenômenos de atenuação e dispersão da energia sísmica.

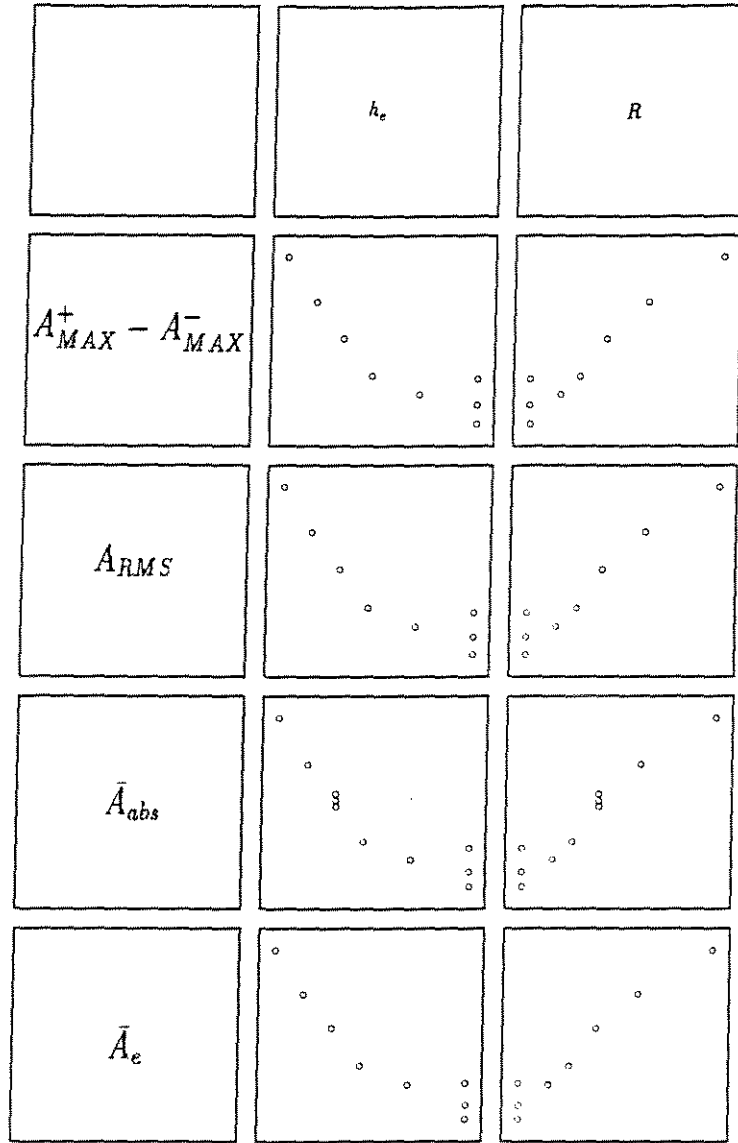


Figura 3.14: Relações entre os parâmetros h_e e R dos modelos e a E_t , $\bar{E}$, A_{MAX}^+ e A_{MAX}^- (Modelos I a VI).

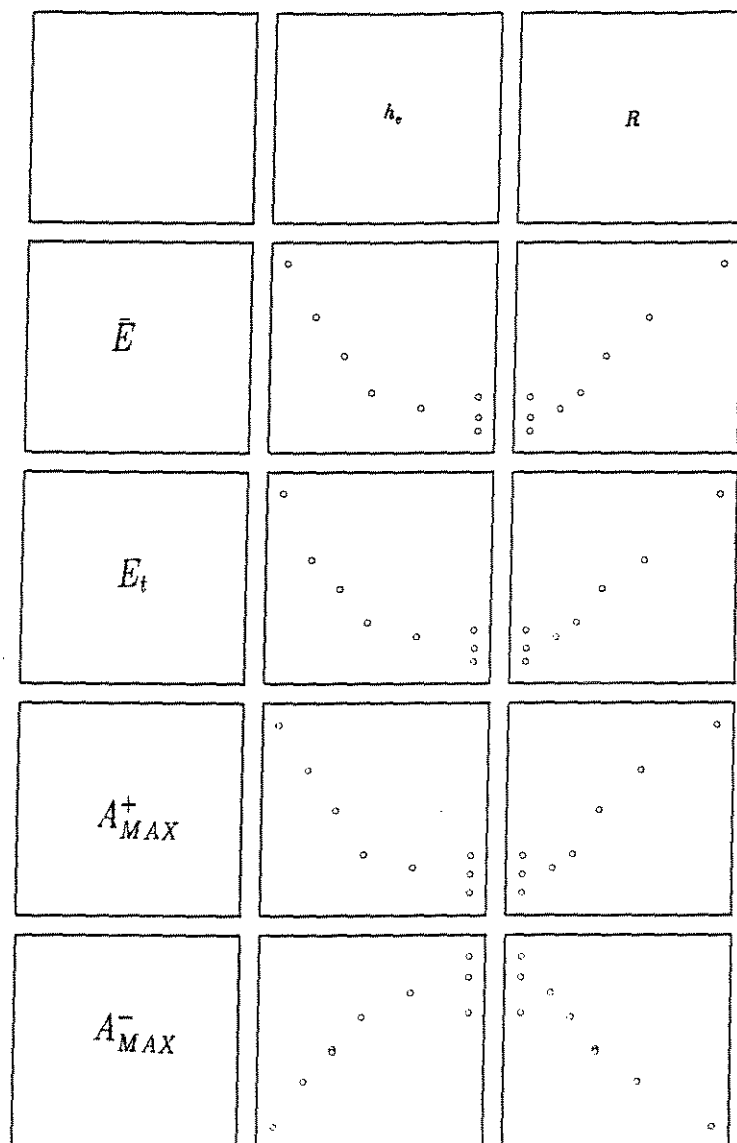


Figura 3.15: Relações entre os parâmetros h_e e R dos modelos e a $A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$, A_{RMS} , $\bar{A}_{abs}$ e $\bar{A}_e$ (Modelos I a VI).

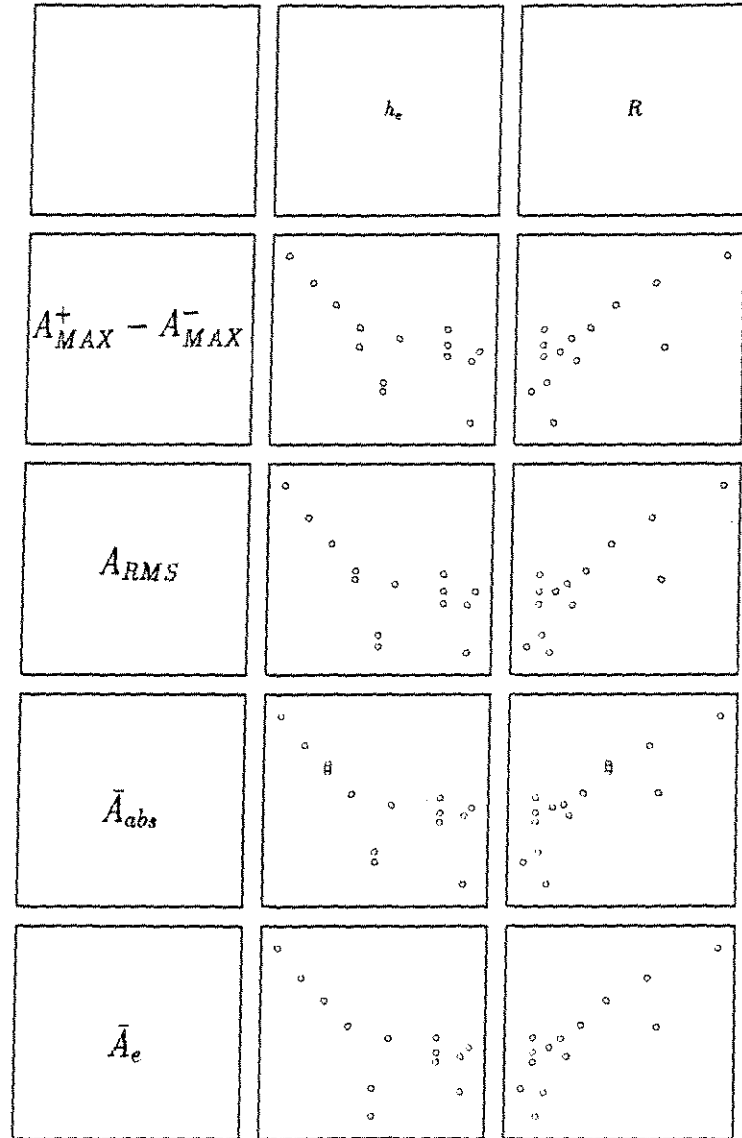


Figura 3.16: Relações entre os parâmetros h_e e R dos modelos e a E_t , $\bar{E}$, A_{MAX}^+ e A_{MAX}^- (Modelos I a XII).

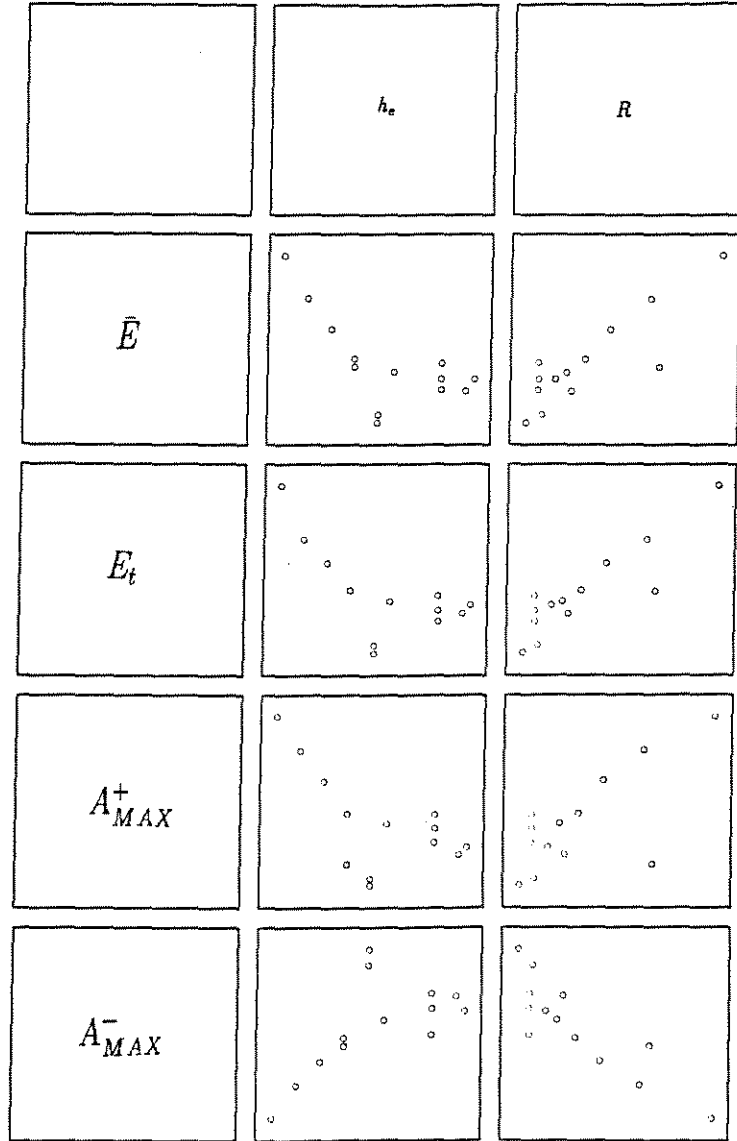


Figura 3.17: Relações entre os parâmetros h_e e R dos modelos e a $A_{MAX}^+ - A_{MAX}^-$, A_{RMS} , $\bar{A}_{abs}$ e $\bar{A}_e$ (Modelos I a XII).

CAPÍTULO 4

ESTIMATIVA DE PARÂMETROS DE RESERVATÓRIO

A geoestatística possibilita a integração de dados provenientes de diferentes fontes, contudo é necessário o estabelecimento de relações consistentes entre a variável a ser estimada e seus estimadores. No capítulo 3 demonstramos, a partir do estudo de modelos teóricos, que as variações em alguns atributos sísmicos correlacionam-se com as variações nas proporções de h_r e h_e , ou ainda na razão R . Neste capítulo, pretendemos verificar estas relações entre dados sísmicos e medidas de poços em um reservatório real.

No nosso caso especificamente, existem apenas 6 poços perfurados, a partir dos quais os valores das propriedades do reservatório utilizados neste estudo foram obtidos. Como é possível se extrair um número muito grande de atributos sísmicos a partir dos dados reais, a princípio avaliaremos as possíveis relações entre todos os atributos disponíveis e algumas propriedades do reservatório. Obviamente, desejamos que os resultados observados durante a modelagem, principalmente no caso da h_e , possam ser confirmados, auxiliando, assim, uma melhor caracterização da distribuição das fácies não-reservatório, e consequentemente uma melhor compreensão da distribuição da cimentação presente no reservatório real.

4.1 O dado sísmico real

A informação sísmica utilizada integra parte de um levantamento 3D, e recobre uma área de aproximadamente 70Km². Os atributos sísmicos (ver tabela 4.1) foram coletados numa malha regular formada por 135 linhas, com espaçamento de 75m, cada uma contendo cerca de 280 CDPs (pontos comuns em profundidade) distos entre si 25m, perfazendo um total de 37800 CDPs.

Todos os atributos utilizados foi calculados numa janela de tempo limitada pelas reflexões do topo e base do reservatório estudado, exceto A_{MAX}^- , $A_e(t)$, e A_{MAX}^+ que são atributos extraídos a partir de um horizonte específico; os dois primeiros relacionados à reflexão topo, e o último à reflexão da base do reservatório. O conteúdo de frequências na profundidade do reservatório é de 5 a 100Hz, com frequência dominante de 14Hz; a velocidade intervalar média nas rochas reservatório, obtidas a partir da análise de perfis sônicos, varia

Poço	1	2	3	4	5	6
Atributo						
A_{abs}	2067	4194	1984	2834	2221	3552
$\bar{A}^+$	1505	1222	1405	423	2173	1911
$\bar{A}^-$	2782	5679	2293	3350	2274	5044
A_{MAX}^-	-4565	-9462	-4685	-6860	-3408	-8676
A_{MAX}^+	2528	3215	1919	847	3731	2744
A_{RMS}	4565	5324	2306	3737	2478	4396
$A_e(t)$	3994	9497	5007	6712	3495	8289
$\bar{A}_e$	3316	7650	3160	4785	3363	5610
S_{A_e}	-33927	-29190	-35893	-87723	55813	-91467
$T_{E/2}$	24	31	26	29	53	28
M_{sf}	10	0	8	0	13	8
$\bar{\omega}$	11	10	10	9	15	11
$S_{\omega(t)}$	-5	-3	-13	48	-97	-35
f_1	12	14	15	14	17	14
f_2	54	42	45	47	60	61
f_3	90	87	84	90	95	80
$\bar{\theta}$	-14	-38	-32	-16	-5	-10

Tabela 4.1: Relação dos atributos sísmicos reais avaliados e valores coletados no traço mais próximo ou coincidente com a posição dos poços; As abreviações para o nome dos atributos são as mesmas apresentados no capítulo 2.

entre $3600\text{-}4000\text{m.s}^{-1}$, enquanto que nas encaixantes situa-se entre $4200\text{-}4500\text{m.s}^{-1}$. Considerando a frequência dominante no intervalo do reservatório, obtemos um valor de espessura de sintonia próximo a 70m (20ms). As espessuras em tempo do reservatório avaliado variam entre 10 e 35ms, sendo que 80% do reservatório apresenta espessuras entre 15 e 25ms; portanto, os valores da amplitude da reflexão sísmica provavelmente estão alterados pelo efeito de sintonia. Contudo, devido a complexidade do fenômeno, não foi possível remover o efeito de sintonia para a realização deste estudo, não sendo possível avaliar o impacto do mesmo sobre os valores dos atributos sísmicos utilizados, e consequentemente sobre as estimativas realizadas.

4.2 Os dados dos poços reais

O reservatório estudado é composto por dois conjuntos principais de arenitos denominados neste trabalho como reservatório I (superior) e reservatório II (inferior), separados por uma associação das fácies 3 e 4 descritas no capítulo 1. O conjunto inferior é o mais expressivo, podendo atingir espessuras de até 107m. Na área coberta pela sísmica existem apenas seis poços perfurados que atingiram o reservatório avaliado. A distância média entre os poços é de aproximadamente 2000m, e a localização relativa dos mesmos pode ser observada na figura 4.1. Os parâmetros do reservatório foram obtidos para 5 intervalos distintos:

Intervalo 1: Reservatórios I e II (espessura total)

Intervalo 2: Reservatório II (espessura total)

Intervalo 3: Reservatórios I e II acima do contato O/A

Intervalo 4: Reservatório II acima do contato O/A

Intervalo 5: Reservatórios I e II abaixo do contato O/A

O valor das propriedades de reservatório determinados para cada um destes intervalos, a partir da descrição de testemunhos e *logcalc*¹ estão apresentados na tabela 4.2. As porosidades obtidas a partir da análise de perfis (ϕ_l) e de testemunhos (ϕ_t), são porosidades médias do reservatório nos intervalos, e apresentam um coeficiente de correlação linear igual a 0,85 (fig. 4.2).

¹Estudo de perfis visando obter dados para a interpretação geológica e cálculos volumétricos

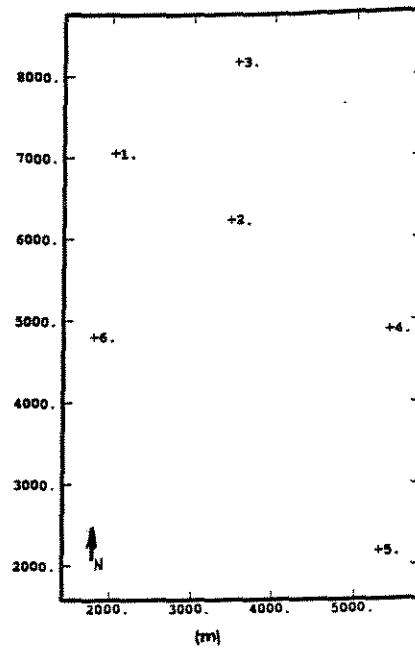


Figura 4.1: Posição relativa do poços utilizados.

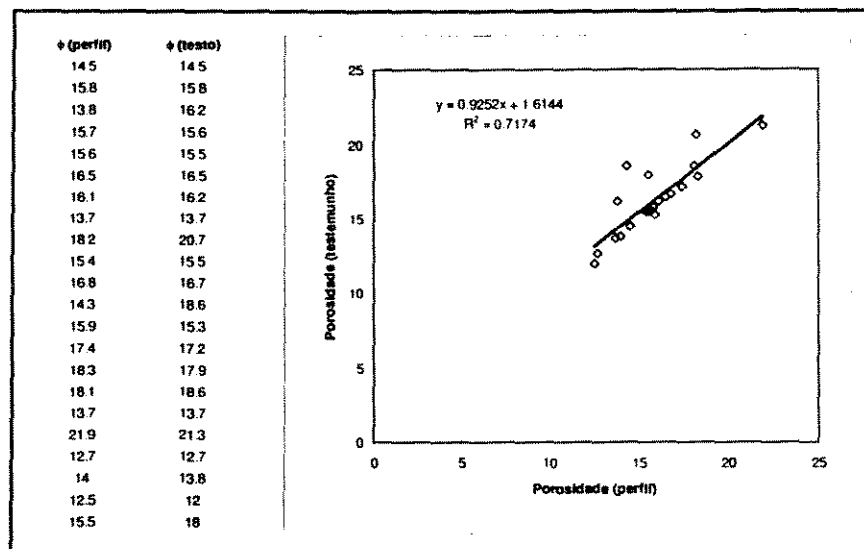


Figura 4.2: Relação entre as porosidades medidas em perfil e testemunhos nos cinco intervalos definidos para o reservatório neste estudo.

Intervalo	Poço	h_t	ϕ_l	$h\phi$	h_r	h_e	R
1	1	125,5	14,5	18,2	52,7	72,8	0,72
	2	121,2	14,6	17,7	60,3	60,7	0,99
	3	117,0	15,8	18,5	62,2	54,8	1,14
	4	96,4	13,8	13,3	45,1	51,3	0,88
	6	101,1	15,7	15,9	59,1	41,9	1,41
2	1	105,3	15,6	16,4	47,6	57,7	0,82
	2	107,2	15,6	16,8	58,0	49,2	1,18
	3	102,3	16,5	16,9	57,2	45,1	1,27
	4	75,2	16,2	12,1	41,5	33,7	1,23
	5	69,4	13,7	4,9	12,2	23,8	0,51
	6	83,4	18,2	15,2	57,9	25,4	2,28
3	1	84,7	15,4	13,1	46,8	37,9	1,24
	2	60,2	16,2	9,7	42,5	17,7	2,40
	3	76,0	16,8	12,7	50,4	26,2	1,96
	4	69,4	14,3	9,9	38,4	31,0	1,24
	6	53,1	15,9	8,4	34,9	18,2	1,92
4	1	64,5	17,4	11,3	41,7	22,7	1,83
	2	46,2	19,2	8,8	40,3	5,9	6,81
	3	61,3	18,3	11,2	45,2	15,9	2,86
	4	48,2	18,1	8,7	34,8	13,4	2,60
	5	36,0	13,7	4,9	12,2	23,8	0,51
	6	35,4	21,9	7,8	33,8	1,6	21,2
5	1	40,8	12,7	5,2	5,9	34,6	0,17
	2	61,0	13,0	7,9	17,6	43,3	0,41
	3	41,0	14,0	5,7	11,8	29,2	0,40
	4	27,0	12,5	3,4	6,7	20,3	0,33
	6	48,0	15,5	7,4	24,2	23,8	1,02

Tabela 4.2: Parâmetros do reservatório nos 5 intervalos: h_t é a espessura total (m); ϕ_l = porosidade de perfil (%); $h\phi$ é igual a $h_t \times \phi_l$; h_r é a espessura acumulada de rocha reservatório (m); h_e é a espessura acumulada de rocha não-reservatório (m); R é a razão h_r/h_e .

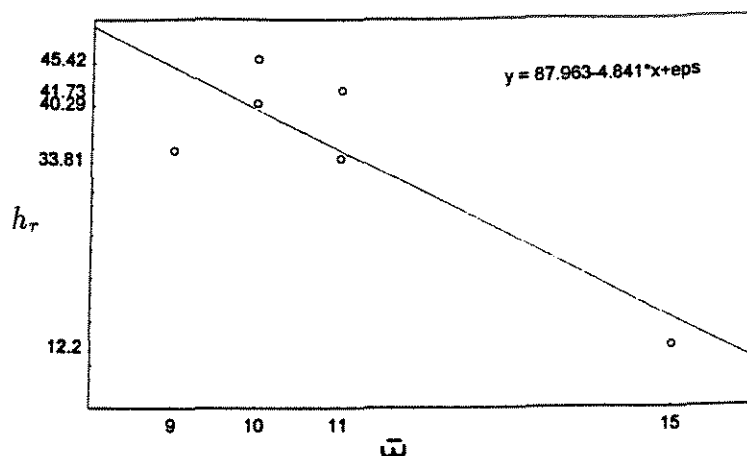


Figura 4.3: Exemplo de correlação com elevado coeficiente de correlação provocado pela presença de um único valor muito distinto: $\bar{\omega}$ - h_r ($R_P = -0,86$) – intervalo 4

4.3 O estudo das correlações

Primeiramente, foram calculados os coeficientes de correlação entre as propriedades dos 5 intervalos determinados em cada poço e os valores dos atributos sísmicos coletados num único traço sísmico (coincidente ou o mais próximo do poço), que são apresentados nas tabelas 4.3 a 4.7. A escolha das correlações consistentes baseou-se nos seguintes critérios: $R_P \geq 0,60$, $p \leq 0,05$.

Devido ao reduzido número de observações disponíveis (6 poços), os valores dos coeficientes de correlação podem estar fortemente influenciados por uma única medida. Isto foi confirmado pela análise dos gráficos das variações dos valores das propriedades do reservatório em função das variações nos valores dos atributos sísmicos (gráficos de dispersão), a qual evidenciou que a maioria dos valores altos de coeficientes de correlação eram produzidos pela presença de um único valor muito distinto dos demais, como exemplificado na figura 4.3. Portanto, um terceiro critério para avaliar a qualidade e a confiabilidade das correlações observadas foi a inspeção dos gráficos de dispersão.

Segundo os critérios apresentados, as correlações determinadas entre os atributos sísmicos disponíveis e as propriedades do reservatório observadas nos intervalos 1, 2, 3 e 5 mostraram-se inconsistentes. Assim, nosso estudo restringiu-se à avaliação das relações entre os atributos sísmicos e as propriedades de reservatório do intervalo 4, ou seja, as porções do reservatório II saturadas por óleo, sendo finalmente escolhidas relações entre os atributos sísmicos ($\bar{A}_{abs}$, $\bar{A}_{MAX}$, $\bar{A}_e$, $A_e(t)$, $\bar{A}^-$ e $T_{E/2}$) e os valores de h_e e h_r do intervalo 4, que foram utilizadas na sequência deste trabalho.

Um outro aspecto que foi considerado durante este estudo é que todos os atributos sísmicos disponíveis apresentavam variações, por vezes significativas, nos seus valores nos outros traços existentes na vizinhança dos poços, como exemplificado na tabela 4.8. Visando

	h_t	ϕ	$h\phi$	h_r	h_e	R
A_{abs}	-0,21 0,74	-0,09 0,89	-0,23 0,71	-0,20 0,74	-0,36 0,55	0,36 0,55
A^+	0,34 0,57	0,79 0,11	0,61 0,27	0,72 0,17	0,06 0,92	0,55 0,34
A^-	-0,14 0,82	-0,04 0,99	-0,14 0,82	-0,26 0,66	-0,32 0,59	0,49 0,51
A_{MAX}^+	0,58 0,29	0,40 0,51	0,65 0,23	0,70 0,18	0,22 0,72	0,25 0,69
A_{MAX}^-	0,33 0,59	0,05 0,94	0,32 0,60	0,17 0,78	0,48 0,41	-0,45 0,45
$A_e(t)$	-0,32 0,60	-0,03 0,99	-0,28 0,64	-0,24 0,70	-0,51 0,38	0,48 0,41
A_e	-0,11 0,85	-0,17 0,79	-0,18 0,77	-0,19 0,72	-0,25 0,69	0,24 0,69
S_{A_e}	0,96 0,01	0,07 0,91	0,86 0,06	0,46 0,43	0,78 0,11	-0,44 0,46
A_{RMS}	0,19 0,76	-0,39 0,51	-0,03 0,96	-0,08 0,90	0,26 0,67	-0,19 0,76
$T_{E/2}$	-0,25 0,68	-0,17 0,78	-0,29 0,62	-0,15 0,81	-0,38 0,52	0,29 0,63
$\bar{\omega}$	0,42 0,48	0,53 0,35	0,56 0,32	0,46 0,43	0,19 0,76	0,25 0,68
$S_{\omega(t)}$	-0,33 0,58	-0,86 0,06	-0,64 0,25	-0,83 0,08	-0,13 0,83	-0,63 0,25
M_{sf}	0,33 0,59	0,61 0,27	0,54 0,35	0,33 0,59	0,17 0,78	0,17 0,78
f_1	-0,38 0,52	0,45 0,45	-0,13 0,84	0,42 0,49	-0,68 0,20	0,63 0,20
f_2	-0,02 0,97	0,01 0,99	-0,03 0,96	-0,33 0,59	0,18 0,77	-0,13 0,83
f_3	0,26 0,67	-0,88 0,05	-0,14 0,82	-0,70 0,19	0,71 0,18	-0,97 0,01
θ	0,21 0,73	0,06 0,99	0,16 0,80	0,15 0,81	0,15 0,81	0,09 0,89

Tabela 4.3: Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 1 (linha superior), e a estatística p (linha inferior).

	h_t	ϕ	$h\phi$	h_r	h_e	R
A_{abs}	0,23	0,35	0,27	0,43	-0,09	0,52
	0,65	0,49	0,59	0,39	0,85	0,29
A^+	-0,37	-0,18	-0,33	-0,32	-0,32	-0,03
	0,47	0,73	0,52	0,53	0,53	0,96
A^-	0,36	-0,47	0,41	0,56	-0,00	0,60
	0,48	0,35	0,41	0,25	0,99	0,20
A_{MAX}^+	-0,27	-0,43	-0,31	-0,32	-0,13	-0,23
	0,59	0,35	0,54	0,53	0,81	0,66
A_{MAX}^-	-0,42	-0,59	-0,48	-0,65	0,01	-0,69
	0,48	0,35	0,41	0,25	0,99	0,20
$A_e(t)$	0,31	0,53	0,38	0,58	-0,13	0,66
	0,55	0,27	0,45	0,22	0,80	0,15
A_e	0,30	0,28	0,33	0,45	0,02	0,43
	0,55	0,58	0,53	0,36	0,97	0,40
S_{A_e}	-0,51	-0,88	-0,62	-0,72	-0,07	-0,78
	0,30	0,02	0,18	0,10	0,89	0,06
A_{RMS}	0,54	0,30	0,52	0,51	0,40	0,31
	0,27	0,55	0,29	0,30	0,43	0,55
$T_{E/2}$	-0,86	-0,72	-0,89	-0,85	-0,61	-0,48
	0,03	0,11	0,02	0,03	0,20	0,33
$\bar{\omega}$	-0,76	-0,63	-0,78	-0,80	-0,46	-0,46
	0,08	0,18	0,07	0,06	0,35	0,36
$S_{\omega(t)}$	0,61	0,43	0,59	0,57	0,46	0,23
	0,20	0,39	0,21	0,23	0,35	0,65
M_{sf}	-0,42	-0,28	-0,40	-0,48	-0,21	-0,26
	0,41	0,59	0,43	0,34	0,69	0,62
f_1	-0,76	-0,46	-0,75	-0,64	-0,69	-0,26
	0,08	0,36	0,09	0,17	0,13	0,62
f_2	-0,72	-0,47	-0,73	-0,79	-0,42	-0,39
	0,10	0,35	0,10	0,06	0,41	0,45
f_3	-0,56	-0,93	-0,71	-0,85	-0,01	-0,92
	0,25	0,01	0,11	0,03	0,98	0,01
θ	-0,37	-0,30	-0,39	-0,38	-0,24	-0,10
	0,46	0,56	0,45	0,45	0,64	0,85

Tabela 4.4: Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 2 (linha superior), e a estatística p (linha inferior).

	h_t	ϕ	$h\phi$	h_r	h_e	R
A_{abs}	-0,85	0,03	-0,84	-0,65	-0,80	0,65
	0,06	0,96	0,07	0,23	0,10	0,23
A^+	-0,20	0,66	0,02	0,05	-0,32	0,37
	0,75	0,22	0,97	0,94	0,60	0,53
A^-	-0,86	0,08	-0,82	-0,65	-0,79	0,66
	0,06	0,89	0,08	0,23	0,11	0,23
A_{MAX}^+	-0,32	-0,61	-0,13	-0,02	-0,50	0,67
	0,59	0,27	0,83	0,96	0,39	0,21
A_{MAX}^-	0,92	0,01	0,91	0,73	0,82	-0,63
	0,03	0,99	0,03	0,16	0,09	0,26
$A_e(t)$	-0,92	0,08	-0,88	-0,66	-0,87	0,70
	0,03	0,90	0,05	0,23	0,05	0,19
A_e	-0,78	0,03	-0,76	-0,55	-0,76	0,67
	0,11	0,95	0,13	0,33	0,14	0,21
S_{A_e}	0,51	0,56	0,68	0,84	0,15	0,32
	0,37	0,32	0,20	0,07	0,81	0,60
A_{RMS}	-0,37	-0,22	-0,44	-0,45	-0,23	-0,21
	0,54	0,72	0,45	0,44	0,70	0,73
$T_{E/2}$	-0,79	0,02	-0,77	-0,52	-0,78	0,67
	0,11	0,97	0,12	0,36	0,11	0,21
$\bar{\omega}$	-0,01	0,40	0,12	0,03	-0,04	0,10
	0,99	0,50	0,85	0,95	0,95	0,87
$S_{\omega(t)}$	0,28	-0,77	0,03	-0,07	0,45	-0,53
	0,64	0,13	0,96	0,91	0,44	0,36
M_{sf}	0,39	0,38	0,51	0,36	0,32	-0,23
	0,51	0,53	0,38	0,55	0,60	0,71
f_1	-0,45	0,42	-0,30	-0,02	-0,62	0,54
	0,44	0,48	0,63	0,97	0,26	0,35
f_2	0,27	-0,22	0,19	-0,12	0,47	-0,55
	0,66	0,71	0,76	0,84	0,42	0,33
f_3	0,64	-0,60	0,43	0,29	0,71	-0,56
	0,24	0,28	0,47	0,64	0,17	0,32
θ	-0,31	-0,01	-0,32	-0,38	-0,20	-0,19
	0,61	0,98	0,60	0,53	0,75	0,76

Tabela 4.5: Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 3 (linha superior), e a estatística p (linha inferior).

	h_t	ϕ	$h\phi$	h_r	h_e	R
A_{abs}	-0,51	0,61	-0,21	0,12	-0,85	0,61
	0,30	0,20	0,69	0,82	0,03	0,20
A^+	-0,37	-0,21	-0,44	-0,50	0,16	0,26
	0,46	0,68	0,37	0,31	0,77	0,61
A^-	-0,41	0,71	-0,08	0,23	-0,88	0,69
	0,41	0,11	0,87	0,65	0,02	0,12
A_{MAX}^+	-0,43	-0,28	-0,52	-0,50	0,07	0,12
	0,39	0,58	0,29	0,31	0,88	0,82
A_{MAX}^-	0,34	-0,80	-0,02	-0,35	0,93	-0,68
	0,51	0,06	0,97	0,49	0,01	0,13
$A_e(t)$	-0,35	0,77	0,00	0,34	-0,94	0,64
	0,49	0,07	0,99	0,50	0,01	0,16
A_e	-0,40	0,56	-0,13	0,19	-0,80	0,49
	0,42	0,24	0,80	0,72	0,05	0,32
S_{A_e}	-0,11	-0,85	-0,46	-0,62	-0,67	-0,57
	0,82	0,03	0,36	0,19	0,15	0,24
A_{RMS}	-0,02	0,55	0,19	0,38	-0,53	0,41
	0,96	0,25	0,70	0,46	0,27	0,42
$T_{E/2}$	-0,66	-0,69	-0,89	-0,93	-0,33	-0,24
	0,15	0,12	0,01	0,00	0,52	0,65
$\bar{\omega}$	-0,46	-0,67	-0,71	-0,85	0,49	-0,16
	0,35	0,14	0,11	0,03	0,31	0,76
$S_{\omega(t)}$	0,68	0,62	0,88	0,97	-0,35	0,12
	0,21	0,26	0,05	0,01	0,55	0,85
M_{sf}	-0,03	-0,45	-0,23	-0,45	0,56	-0,07
	0,96	0,37	0,66	0,37	0,24	0,89
f_1	-0,56	-0,53	-0,73	-0,73	0,19	-0,18
	0,24	0,28	0,10	0,10	0,71	0,74
f_2	-0,29	-0,60	-0,54	-0,76	0,61	-0,15
	0,57	0,20	0,25	0,08	0,20	0,78
f_3	0,00	-0,92	-0,38	-0,59	0,79	-0,80
	0,99	0,01	0,45	0,21	0,06	0,06
θ	-0,42	-0,31	-0,54	-0,69	0,34	0,11
	0,40	0,54	0,26	0,13	0,51	0,84

Tabela 4.6: Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 4 (linha superior), e a estatística p (linha inferior).

	$\bar{h}_t$	ϕ	$h\phi$	$\bar{h}_r$	$\bar{h}_e$	R
A_{abs}	0,66	0,19	0,65	0,70	0,31	0,49
	0,22	0,75	0,23	0,18	0,61	0,40
A^+	0,55	0,75	0,70	0,62	0,23	0,55
	0,33	0,15	0,18	0,27	0,71	0,33
A^-	0,72	0,28	0,73	0,76	0,34	0,55
	0,17	0,64	0,16	0,13	0,57	0,33
A_{MAX}^+	0,93	0,33	0,91	0,61	0,75	0,29
	0,02	0,58	0,03	0,27	0,14	0,63
A_{MAX}^-	-0,59	-0,28	-0,62	-0,74	0,18	-0,58
	0,29	0,65	0,27	0,15	0,77	0,30
$A_e(t)$	0,65	0,27	0,62	0,74	0,19	0,55
	0,28	0,65	0,26	0,15	0,75	0,33
A_e	0,67	0,06	0,62	0,61	0,41	0,35
	0,21	0,92	0,26	0,27	0,49	0,56
S_{A_e}	0,47	-0,39	0,26	-0,26	0,85	0,61
	0,42	0,51	0,66	0,67	0,07	0,27
A_{RMS}	0,57	-0,16	0,46	0,29	0,52	0,08
	0,32	0,79	0,43	0,63	0,36	0,89
$T_{E/2}$	0,54	0,04	0,49	0,55	0,27	0,33
	0,35	0,95	0,40	0,33	0,66	0,59
$\bar{\omega}$	0,44	0,52	0,54	0,39	0,26	0,36
	0,46	0,37	0,35	0,51	0,67	0,55
$S_{\omega(t)}$	-0,63	-0,78	-0,78	-0,69	-0,27	-0,59
	0,25	0,11	0,11	0,19	0,66	0,29
M_{sf}	-0,05	0,46	0,08	0,02	-0,10	0,15
	0,93	0,43	0,89	0,97	0,88	0,81
f_1	0,05	0,39	0,16	0,39	-0,24	0,37
	0,93	0,51	0,79	0,51	0,69	0,54
f_2	-0,35	0,16	-0,25	-0,18	-0,34	0,09
	0,56	0,79	0,68	0,77	0,58	0,88
f_3	-0,38	-0,98	-0,63	-0,86	0,20	-0,89
	0,52	0,00	0,25	0,06	0,74	0,04
θ	0,59	0,23	0,60	0,48	0,39	0,36
	0,28	0,70	0,28	0,41	0,51	0,55

Tabela 4.7: Coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos e os parâmetros de reservatório do intervalo 5 (linha superior), e a estatística p (linha inferior).

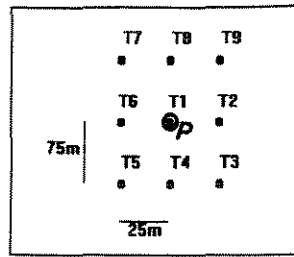


Figura 4.4: Localização dos traços amostrados (T) em relação aos poços (P).

Poço	1	2	3	4	5	6
Traço						
T1	2067	4194	1984	2834	2221	3552
T2	2128	4474	1925	2920	2742	3480
T3	1959	4327	2088	2781	2153	3290
T4	1879	4238	2187	2819	1796	3262
T5	1789	4238	2187	2819	1796	3262
T6	1976	3974	2127	2817	1798	3576
T7	2212	4017	2348	3492	1917	3468
T8	2203	4147	2204	3446	2269	3391
T9	2118	4399	2037	3568	2637	3483

Tabela 4.8: Exemplo da variação observada nos valores da Amplitude Absoluta Média ($\bar{A}_{abs}$) nos traços vizinhos aos poços. (Obs. - os outros atributos apresentam comportamento semelhante)

avaliar o impacto destas variações sobre as correlações observadas (nos valores de R_P), tomamos os valores dos atributos sísmicos nos 9 traços mais próximos a cada um dos poços (figura 4.4) e determinamos os coeficientes de correlação entre estes, e também do seu valor médio, com os parâmetros de reservatório (fig. 4.5). Apesar das variações nos valores dos R_P obtidos, percebemos que as correlações permanecem válidas independentemente do traço sísmico utilizado, e em alguns casos o valor médio destes atributos apresenta um coeficiente de correlação superior aos obtidos para os valores dos traços isoladamente (ver tabela 4.9).

Chu et alli (1994) avaliaram o impacto do aumento do número de traços utilizados para a composição de um valor médio do atributo sobre o coeficiente de correlação obtido entre estes valores médios e as propriedades de reservatório observadas nos poços. Os autores constataram uma relação de proporcionalidade direta entre estas duas variáveis; contudo, ressaltam que quanto maior o número de traços utilizados menor a resolução horizontal. Como estamos interessados na melhor resolução possível, optamos pela manutenção

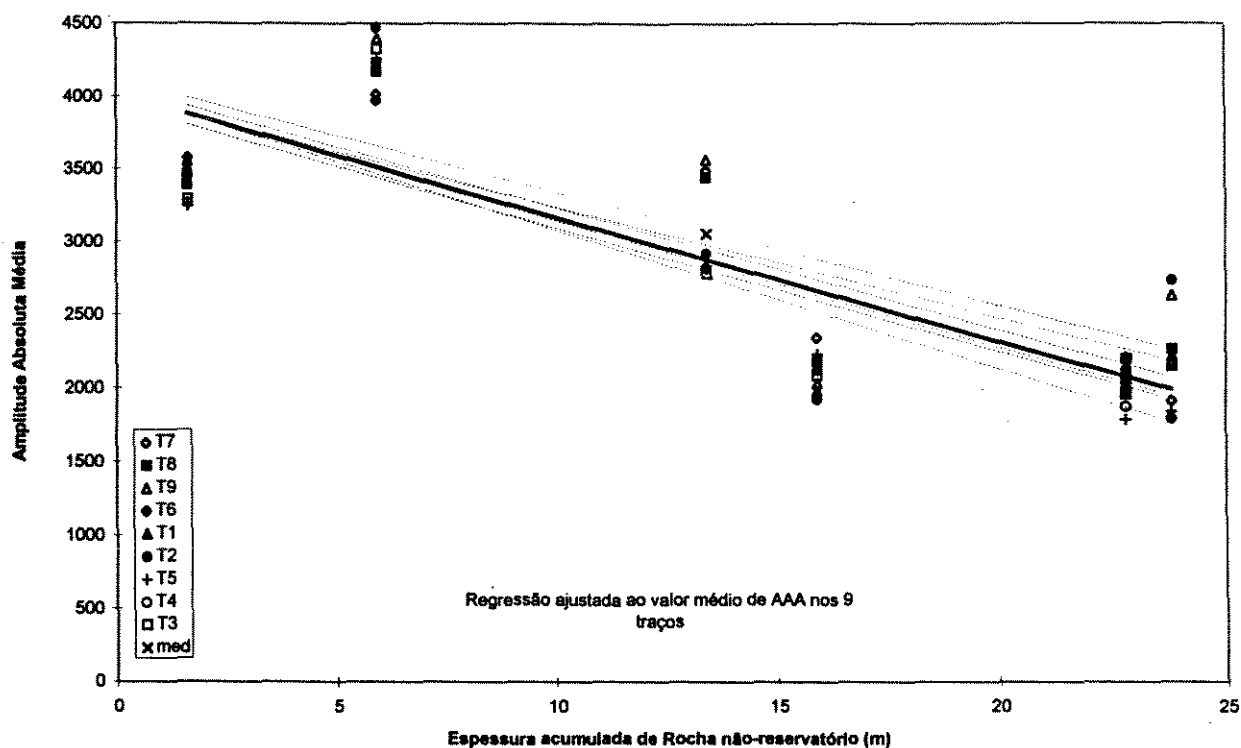


Figura 4.5: Exemplo das possíveis regressões ajustadas entre $\bar{A}_{abs}$ e h_e , dependendo do valor do atributo sísmico existente nos 9 traços (T) vizinhos aos poços, cujos coeficientes de correlação estão expressos na tabela 4.9; O R_P obtido quando utilizamos o valor médio destes valores é igual a -0,85 (regressão representada pela linha contínua).

Atributo	A_{abs}	A^-	$A_e(t)$	A_e	A_{MAX}^-
Traço					
T1	-0,86	-0,88	-0,94	-0,81	0,94
T2	-0,72	-0,81	-0,84	-0,70	0,84
T3	-0,82	-0,71	-0,92	-0,82	0,92
T4	-0,87	-0,81	-0,93	-0,84	0,91
T5	-0,87	-0,88	-0,91	-0,82	0,90
T6	-0,93	-0,92	-0,96	-0,86	0,96
T7	-0,87	-0,84	-0,86	-0,84	0,84
T8	-0,81	-0,86	-0,84	-0,80	0,86
T9	-0,74	-0,80	-0,75	-0,71	0,77
MT	-0,85	-0,89	-0,91	-0,81	0,90

Tabela 4.9: Exemplos dos valores dos coeficientes de correlação entre os atributos sísmicos coletados nos 9 traços, e também entre o valor médio destes atributos, e o valor de h_e observados nos poços, no intervalo 4. (MT é a média dos atributos nos 9 traços)

da densidade espacial original da informação sísmica ².

Na figura 4.6 podemos observar algumas das relações escolhidas para orientar os processos de estimativa de h_e do intervalo 4 a partir dos atributos sísmicos escolhidos. Repetindo os resultados obtidos na modelagem, o parâmetro h_e apresentou uma boa correlação com diversos atributos sísmicos, os quais apresentam também uma boa correlação entre si (tabela 4.10). A boa correlação entre estes atributos sísmicos provavelmente advém do fato dos mesmos serem derivados de uma única informação básica, refletindo maneiras distintas de representação desta informação, no caso específico a amplitude.

No reservatório avaliado, a principal heterogeneidade presente deve-se à cimentação carbonática. Neste estudo admitimos que esta cimentação ocorre na forma de níveis, ou lâminas, distribuídos num arcabouço arenoso mais ou menos homogêneo, e que estes níveis cimentados contribuem significativamente para os valores de h_e observados. Os resultados obtidos estão de acordo com as conclusões obtidas por Meckel e Nath (1977) e Mahradi (1983). Estes autores, avaliando o efeito da presença de múltiplas camadas finas dispersas num meio homogêneo, concluíram que para camadas separadas por aproximadamente $\lambda/4$, as reflexões resultantes nestas camadas interferem construtivamente na amplitude sísmica, sendo o valor desta proporcional a espessura total das camadas presentes (*in* Bakke, 1996).

²O espaçamento entre as amostras (CDP's) é de 25m e 75m segundo as direções x e y , respectivamente)

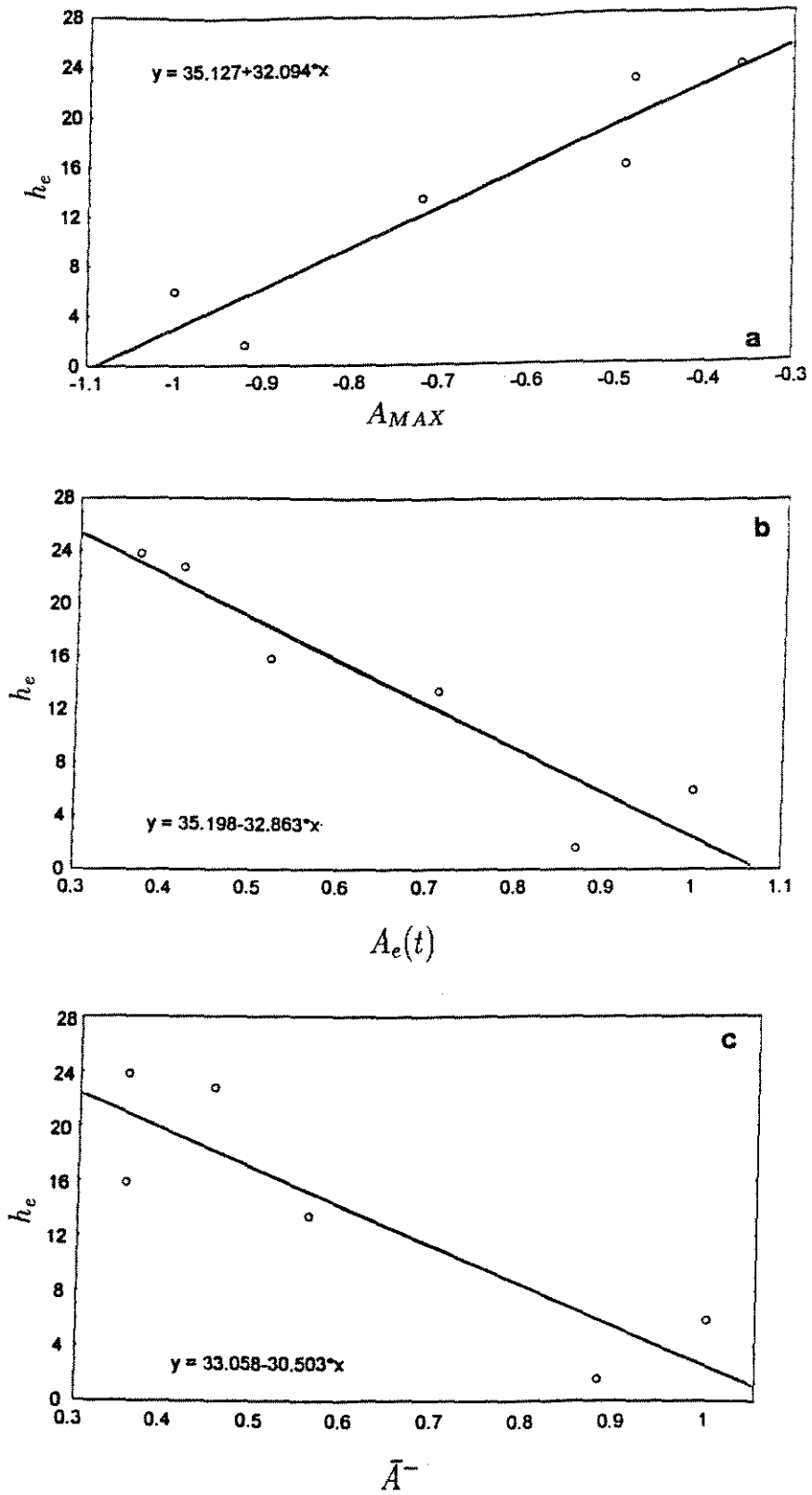


Figura 4.6: Exemplos das correlações observadas e das regressões ajustadas entre alguns atributos sísmicos e h_e do Intervalo 4: a. $A_{MAX}^- - h_e$; b. $A_e(t) - h_e$; c. $\bar{A}^- - h_e$; (os atributos sísmicos estão normalizados).

Atributo	A_{abs}	A^-	$A_e(t)$	A_e	A_{MAX}^-
A_{abs}	1,00				
$\bar{A}^-$	0,98	1,00			
$A_e(t)$	0,95	0,95	1,00		
$\bar{A}_e$	0,99	0,96	0,95	1,00	
A_{MAX}^-	-0,95	-0,97	-0,99	-0,94	1,00

Tabela 4.10: Coeficiente de correlação linear entre os atributos sísmicos escolhidos para a krigagem de h_e .

Semelhantemente aos resultados da modelagem, a variável h_r não apresentou correlação alguma com a maioria dos atributos sísmicos utilizados, provavelmente, devido ao fato do reservatório ser composto por múltiplos refletores ³ como discutimos no capítulo 3. A única correlação h_r foi com a variável $T_{E/2}$ (figura 4.7a). Apesar da regressão ajustada estar, aparentemente, muito influenciada por uma única amostra, podemos perceber que a remoção desta amostra (figura 4.7b) não altera significativamente a inclinação da reta de regressão ajustada. Além disso, o coeficiente de correlação obtido apenas com as 5 amostras restantes é igual a $-0,61$, e o valor estimado de h_r a partir destas 5 amostras difere pouco do valor estimado pela regressão ajustada as 6 amostras originais (figura 4.7a), 13,1m e 12,3m, respectivamente. Assim sendo, decidimos pela utilização do atributo $T_{E/2}$ para auxiliar a estimativa da distribuição espacial de h_r .

A determinação de correlações confiáveis apenas entre os atributos sísmicos e as propriedades de reservatório do intervalo 4, sugere que as reflexões que determinaram o intervalo de pesquisa dos atributos sísmicos, associadas preliminarmente ao topo do reservatório I e a base do reservatório II, estejam, na verdade, associadas a outros horizontes estratigráficos, como por exemplo o topo do reservatório II e, internamente a este pacote, ao contato óleo-água, ou ainda ao marco estratigráfico (camada B), que separa duas porções do reservatório com comportamentos sísmicos muito distintos, cujo limite está muito bem evidenciado nos perfis sônicos dos poços perfurados. Esta afirmação está de acordo com a nova interpretação proposta pelos intérpretes responsáveis pelo campo de petróleo avaliado neste estudo.

³grande número de camadas de rocha não-reservatório intercaladas, principalmente níveis intensamente cimentados

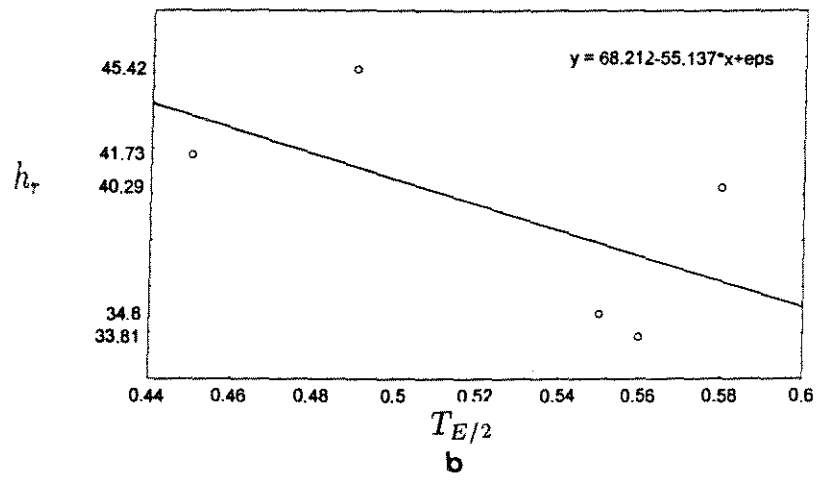
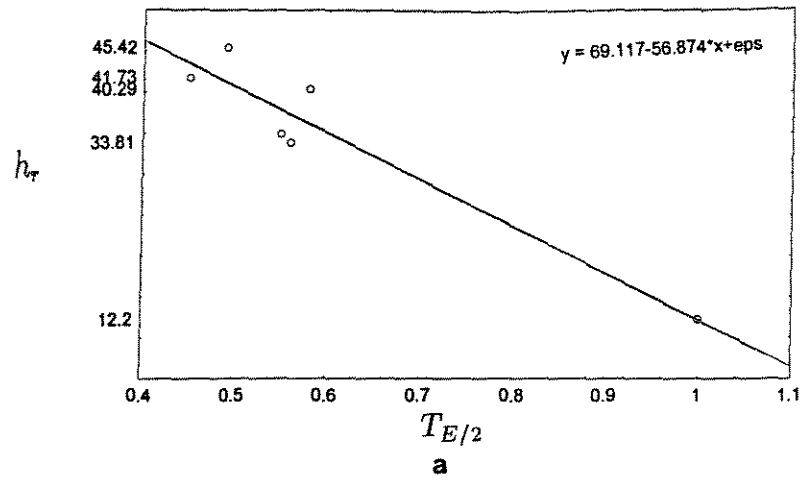


Figura 4.7: Relação entre h_r e $T_{E/2}$: utilizando as 6 amostras disponíveis (a); e utilizando apenas 5 amostras (b). (os valores de $T_{E/2}$ estão normalizados)

4.4 Estimativas por krigagem com deriva externa

Os estudos geoestatísticos apresentados neste trabalho, foram realizados através do programa ISATIS ⁴. Os dados sísmicos (variável secundária) utilizados para balizar a krigagem das informações dos poços (variável primária), foram fornecidos ao programa na forma de um arquivo tipo-gride. Este procedimento permite a otimização das operações numéricas, diminuindo o tempo computacional gasto nos procedimentos de estimativa. Além disso, a realização da KDE, utilizando a variável secundária na forma de um grid pré-estabelecido, evita a necessidade de krigar esta informação nas posições dos pontos a serem estimados.

O reconhecimento da deriva e da função de covariância do dado secundário é realizado automaticamente pelo ISATIS. O programa pesquisa diversas funções simultaneamente, determinando aquela que melhor se ajusta às variáveis estudadas. Os critérios de seleção são o menor erro médio e a menor variância do erro, obtidos por validação cruzada. A opção pelo reconhecimento automático se justifica pelo número reduzido de poços disponíveis. Para todas as variáveis sísmicas utilizadas, o programa escolheu uma deriva linear e um modelo de covariância generalizada de primeira ordem com alcance variando entre 1200 e 1300m, determinados a partir de uma vizinhança única. As estimativas foram realizadas numa malha regular constituída por 22220 celas de 25m × 75m. Os mapas dos atributos sísmicos (informação *soft*) utilizados para a krigagem com deriva externa dos parâmetros de reservatório do intervalo 4, são apresentados nas figuras 4.8 a 4.13, juntamente com os mapas krigados destes parâmetros. A área sobre a qual as estimativas foram realizadas é ligeiramente inferior àquela coberta pela sísmica (ver mapas), isto porque na porção sul da área estudada a coleta dos atributos sísmicos foi prejudicada pela dificuldade no reconhecimento, e consequentemente no mapeamento da reflexão associada à base do intervalo pesquisado. Os limites leste e oeste foram definidos em função da presença de duas grandes falhas. A exclusão destas áreas foi uma tentativa de minimizar o efeito da presença de valores “anômalos”, provenientes de uma coleta indevida, sobre as estimativas. Como será mostrado mais adiante, as estimativas são menos confiáveis sobre ou ao longo das falhas presentes no reservatório.

Para podermos avaliar os resultados obtidos pela KDE e ilustrarmos a dificuldade no mapeamento das propriedades do reservatório estudado, foram elaborados manualmente (fig. 4.14) os mapas de h_t , h_r e h_e do intervalo 4. Também foram gerados 4 mapas de h_e através de Krigagem Ordinária, utilizando 4 variogramas distintos (fig. 4.15). Quando comparamos o mapa de h_e elaborado manualmente com os mapas krigados percebemos que os resultados são muito parecidos, excetuando o mapa gerado com o modelo

⁴Transvalor & Geovariances, France. 1994

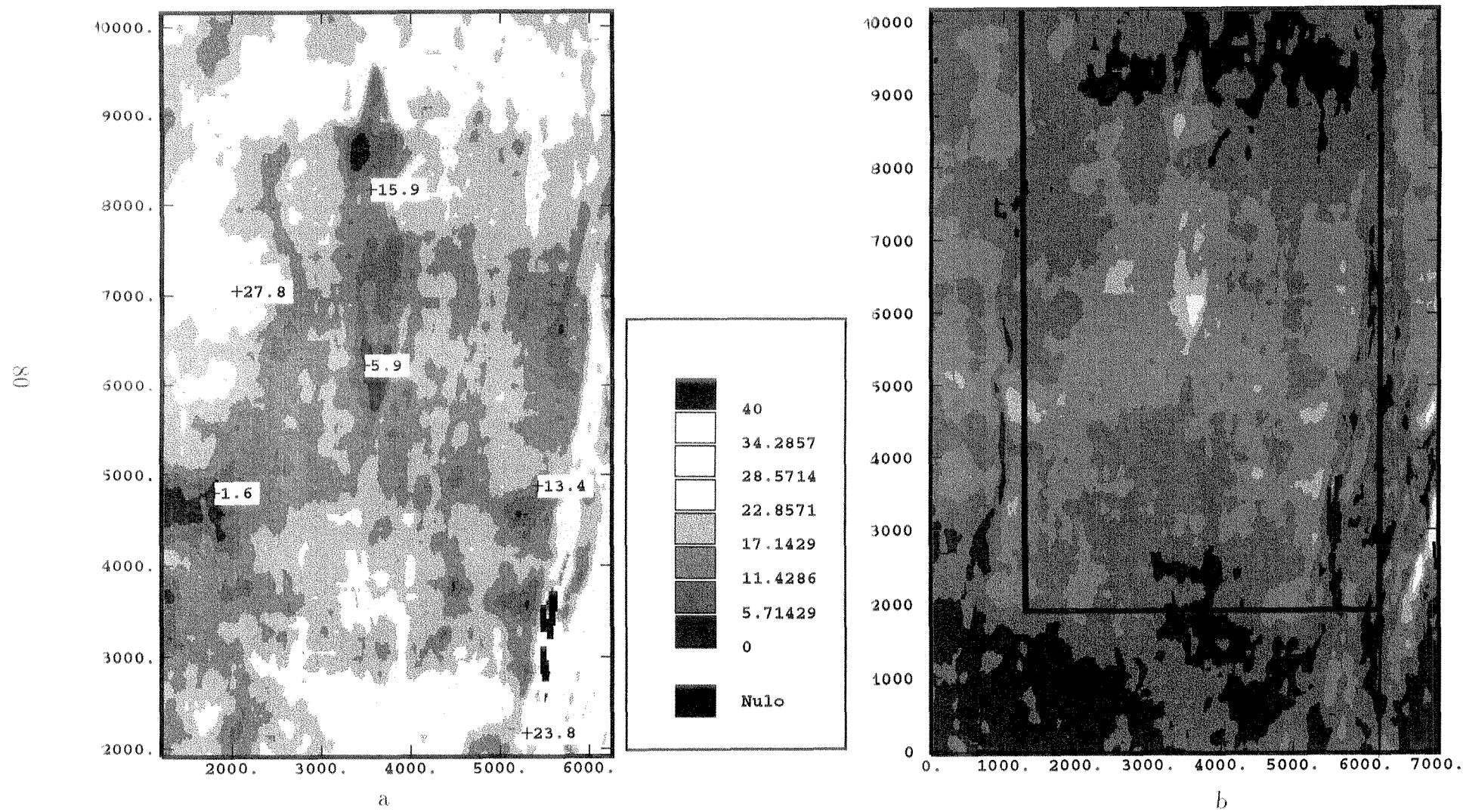


Figura 4.8: a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa da amplitude absoluta média.

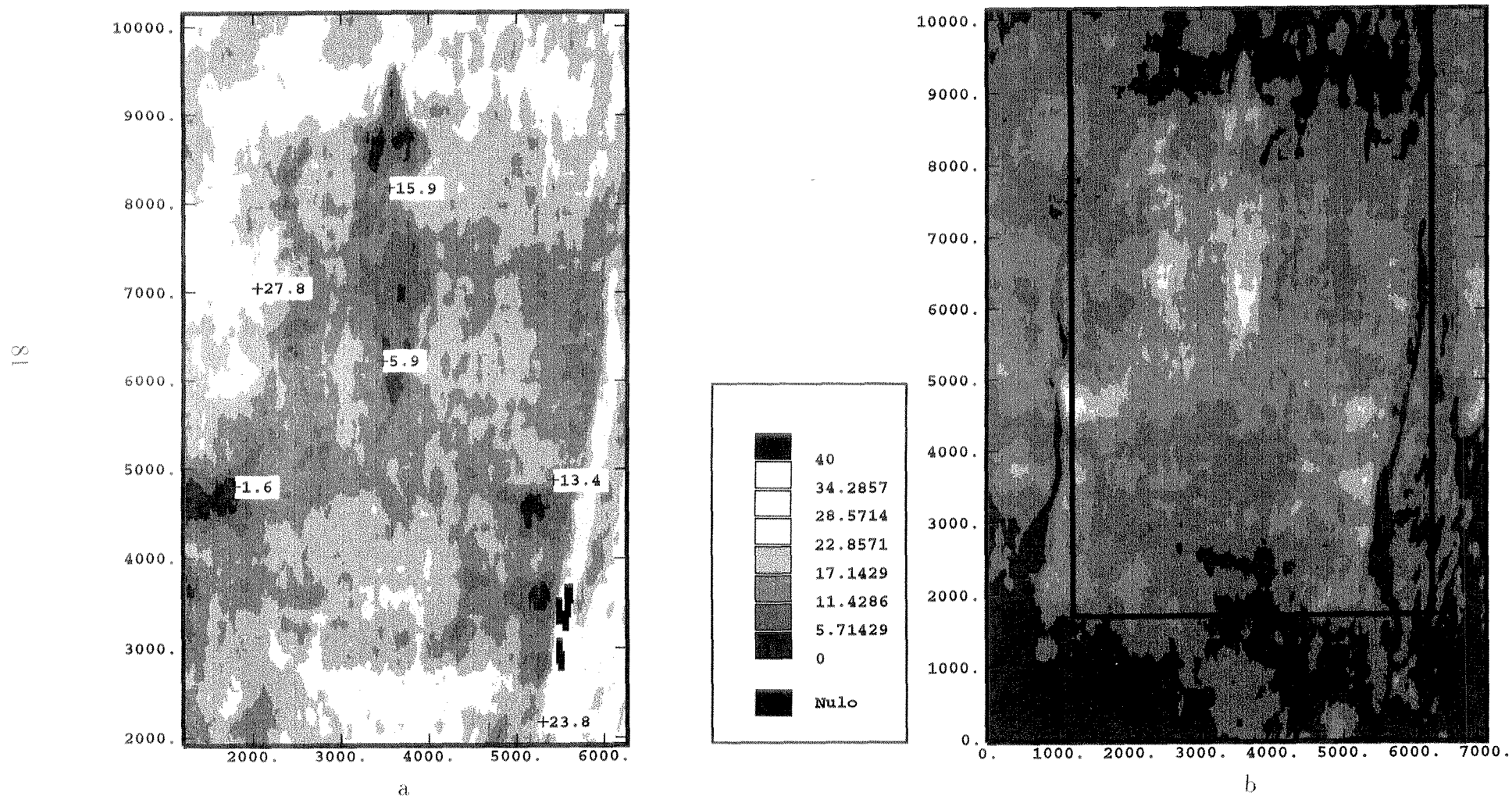


Figura 4.9: a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa da média das calhas de amplitude.

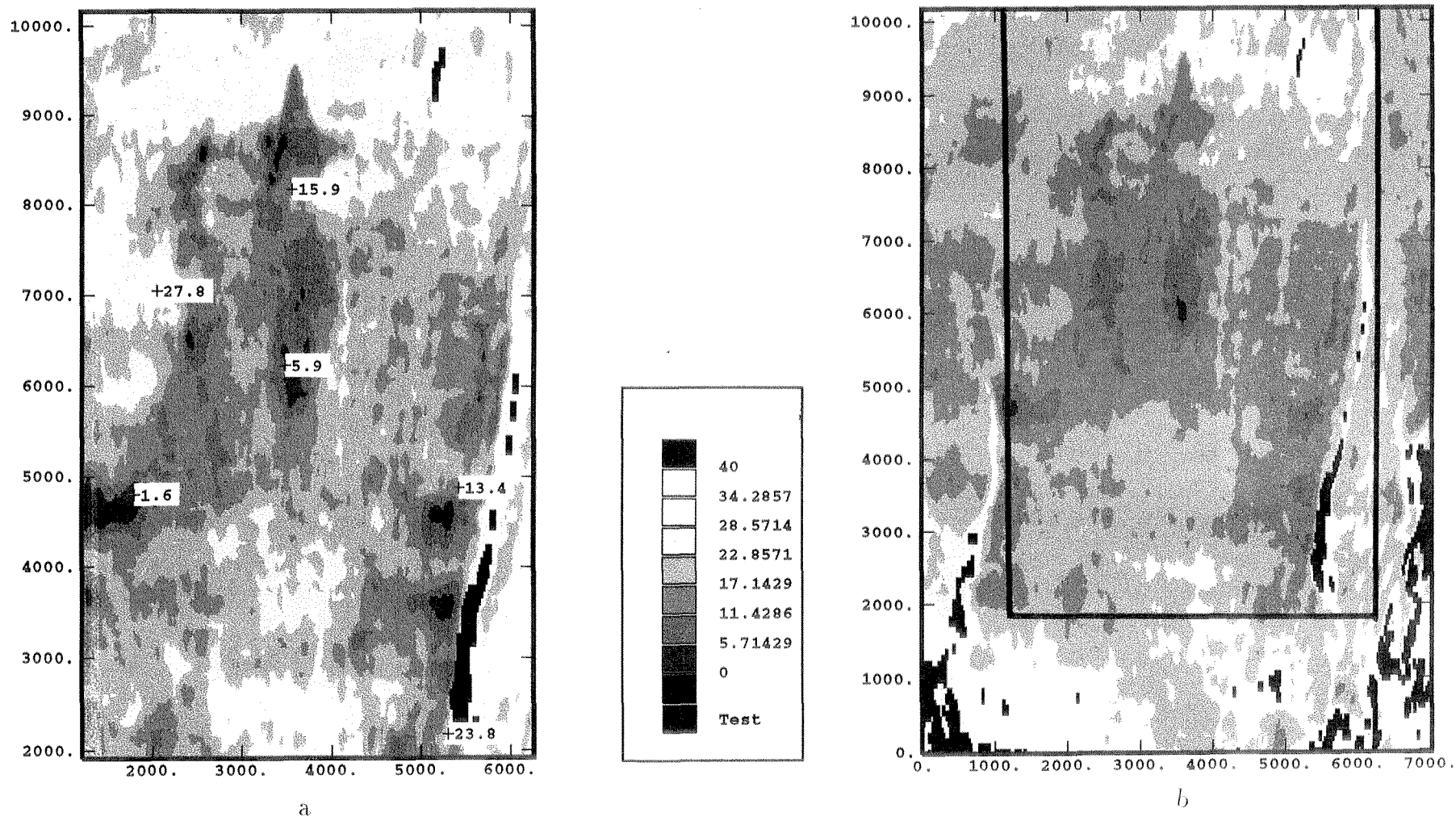
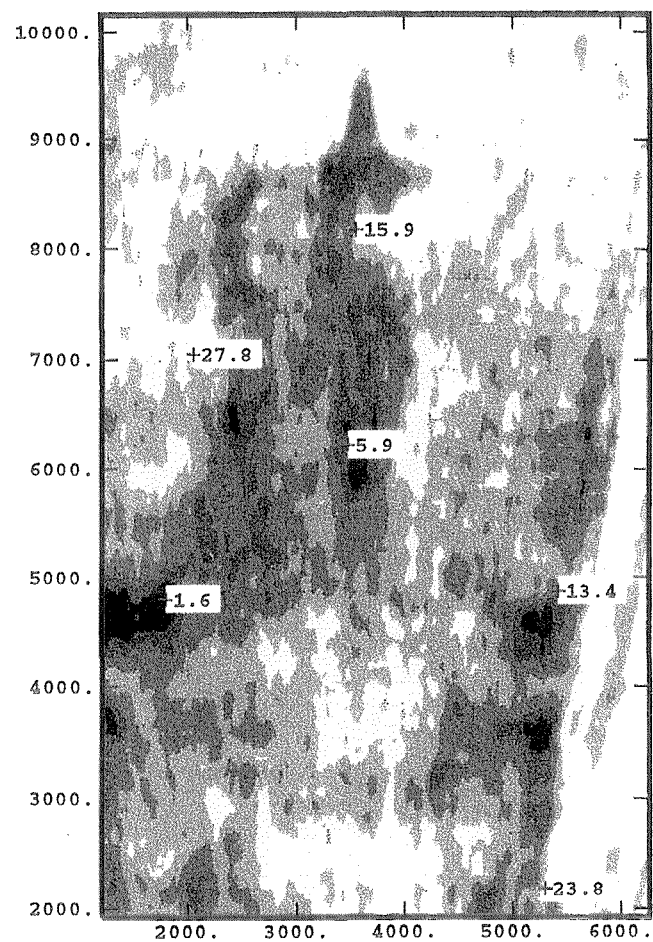
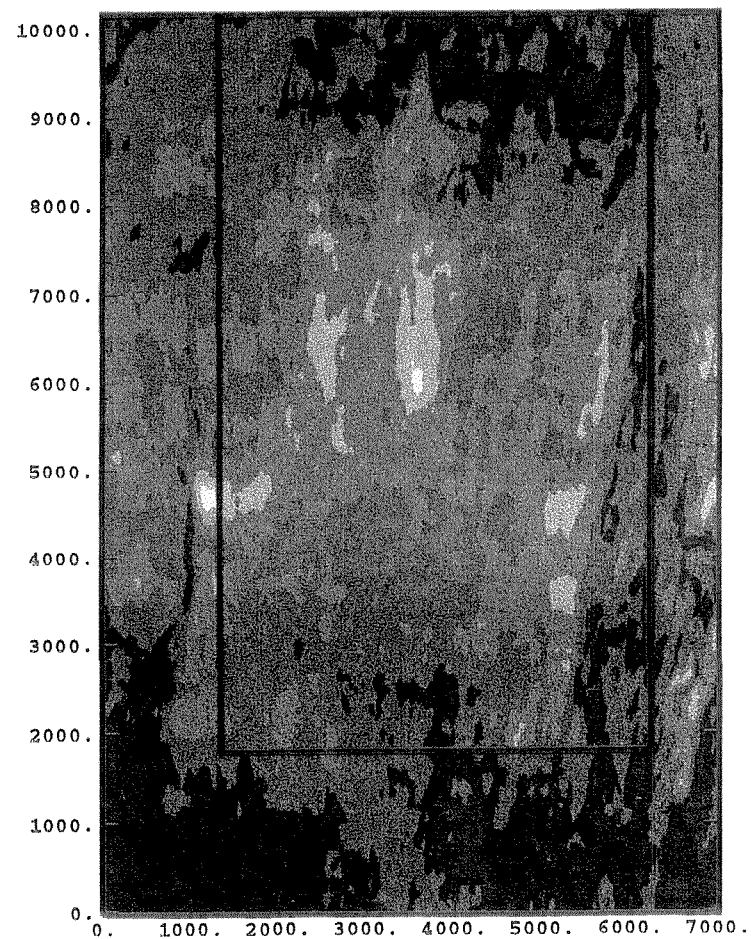
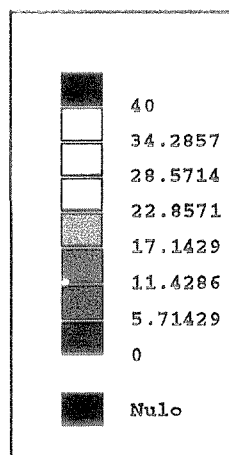


Figura 4.10: a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa das calhas de amplitude máxima



a



b

Figura 4.11: a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+)

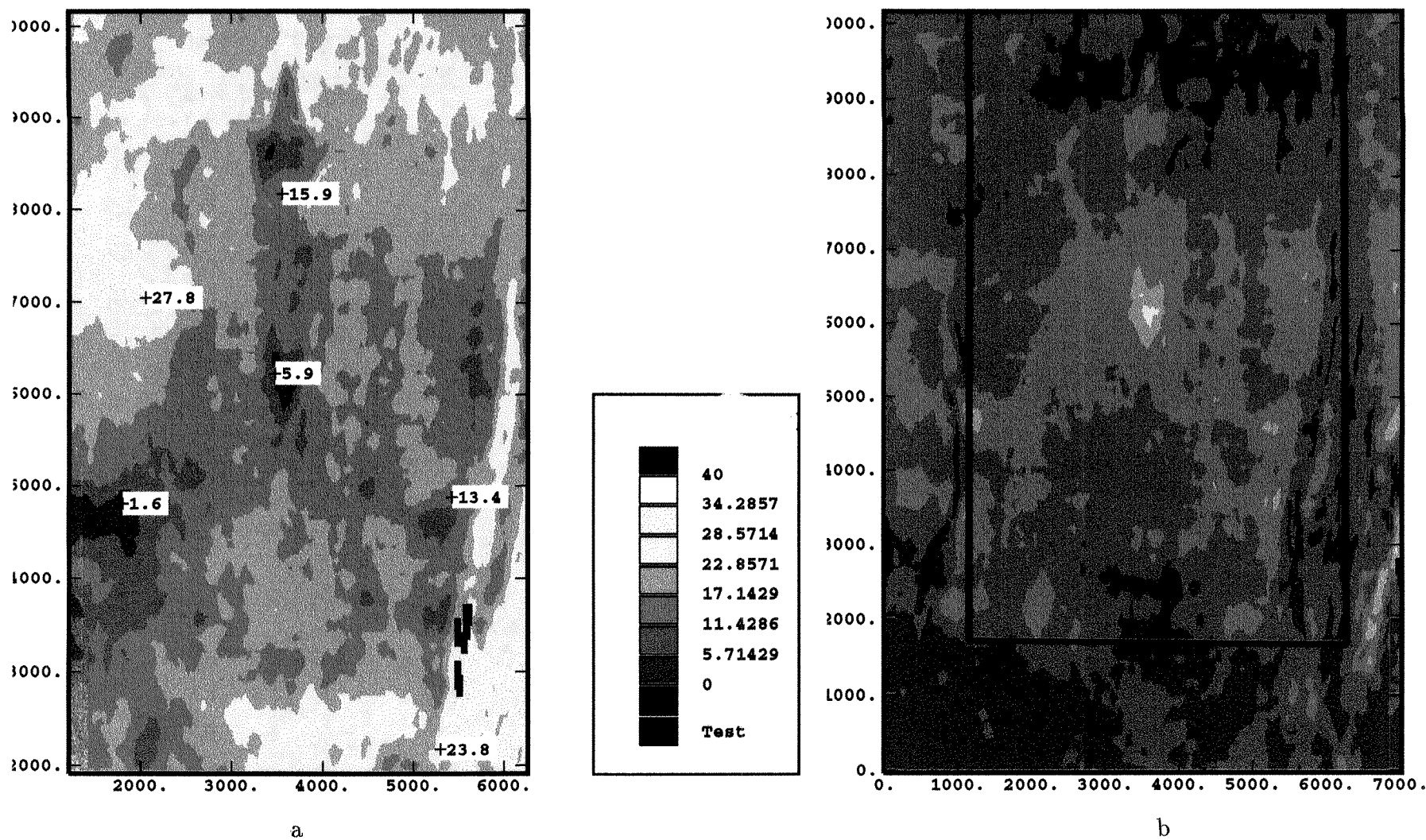


Figura 4.12: a. Mapa de h_e estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa médio das amplitudes dos envelopes.

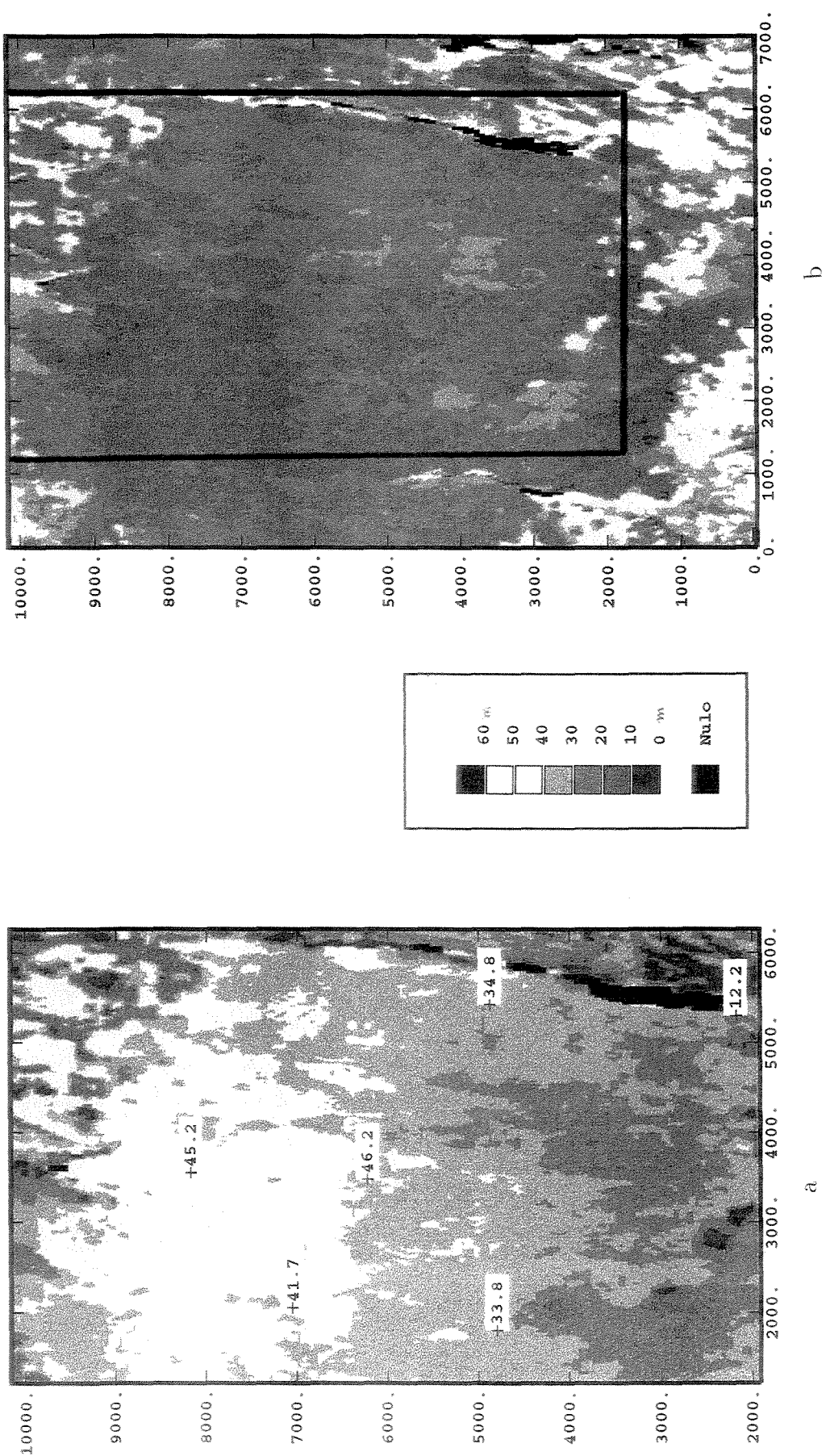


Figura 4.13: Mapa de h_r estimado a partir das espessuras medidas nos poços (+) e do mapa do atributo sísmico; b. Mapa do *half-energy time*.

pepítico. O pequeno número de informações (poços) disponíveis não permite uma definição detalhada da distribuição espacial das propriedades de interesse, mas apenas sugerem uma tendência para a distribuição. Além disso, a impossibilidade de obter-se, a partir dos dados disponíveis, um variograma que reflita a variabilidade da propriedade estudada de maneira consistente, não justifica uma estimativa a partir de Krigagem simples ou Ordinária, ou mesmo por Cokrigagem, a menos que se utilize um modelo de variabilidade “emprestado” de um reservatório com características sedimentares semelhantes.

Quando avaliamos os resultados obtidos pela KDE (figuras 4.8 a 4.13), onde as tendências (derivadas) das variáveis sísmicas substituem a função de variabilidade das variáveis primárias (propriedades de reservatório), percebemos um aumento significativo no detalhamento do comportamento espacial das variáveis estimadas, sendo claramente definidas as tendências de distribuição e os domínios com maior ou menor espessura de h_e e h_r . Na tabelas 4.11 e 4.12 encontram-se os valores máximos, mínimos, o valor médio e a variância de h_e e h_r real e estimados, e também dos atributos sísmicos utilizados nas estimativas. Podemos perceber que as estimativas apresentaram um intervalo de espessuras maior que aquele amostrado pelos poços, evidenciando a influência da sísmica na determinação da variabilidade destas estimativas. Obviamente, a concordância entre os valores médios real e estimado não é um critério definitivo na qualificação de uma determinada estimativa ⁵, porém diferenças muito grandes entre estes valores podem indicar problemas nas estimativas, já que as mesmas foram condicionadas pelos dados dos poços, que são as únicas informações reais disponíveis. Além disso, podemos perceber que os variogramas das estimativas assemelham-se aos variogramas dos atributos sísmicos utilizados, quanto a estrutura de variabilidade associada aos valores estimados (figuras 4.16 e 4.17).

No caso específico de h_e , as estimativas obtidas com o auxílio dos 5 atributos distintos são muito parecidos. Isto já era esperado devido a alta correlação existente entre os atributos sísmicos utilizados, decorrente da origem comum destes atributos, derivados a partir de um único atributo básico: a amplitude. Na figura 4.18 podemos visualizar o mapa do valor médio de h_e destas cinco estimativas, e na figura 4.19 apresentamos um mapa de resíduo absoluto médio, que representa o valor médio dos resíduos observados entre as 5 estimativas realizadas e os valores expressos no mapa médio de h_e . Como podemos perceber, o resíduo médio é predominantemente inferior a 15% da espessura média de h_e , sendo que as maiores diferenças concentram-se em lineamentos com direção aproximadamente N-S, na maioria dos casos intimamente associados aos falhamentos presentes no reservatório. Apesar de não pretendermos utilizar estas zonas de discrepância para a determinação de falhas não

⁵Devemos salientar que a média amostral, obtida a partir dos poços, não reflete, necessariamente, a média da população da qual as amostras se originaram (isto é mais verdade quanto menor o número de amostras disponíveis)

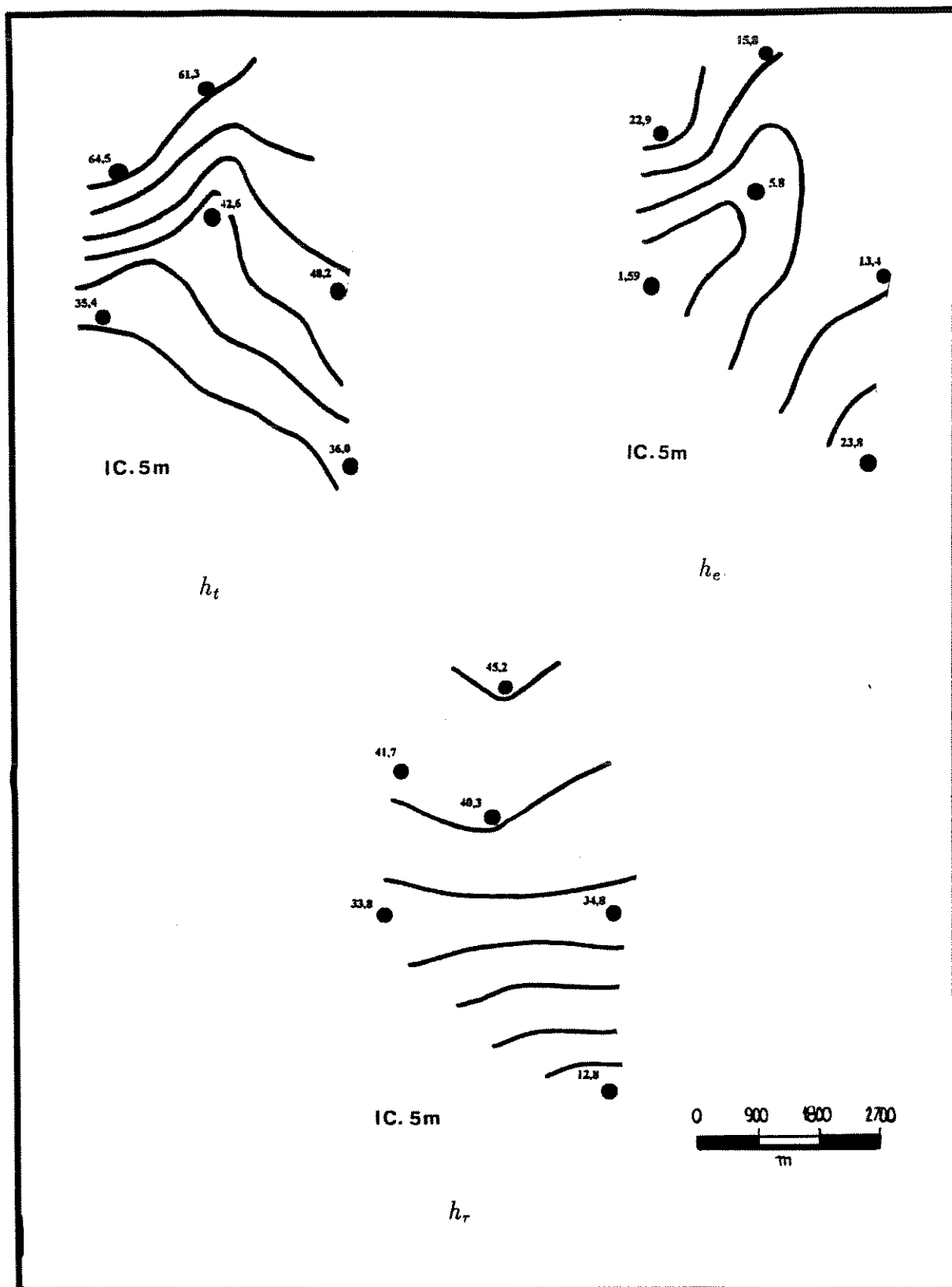


Figura 4.14: Mapas de h_t , h_r e h_e do intervalo 4, elaborados manualmente. (I.C. - intervalo de contorno)

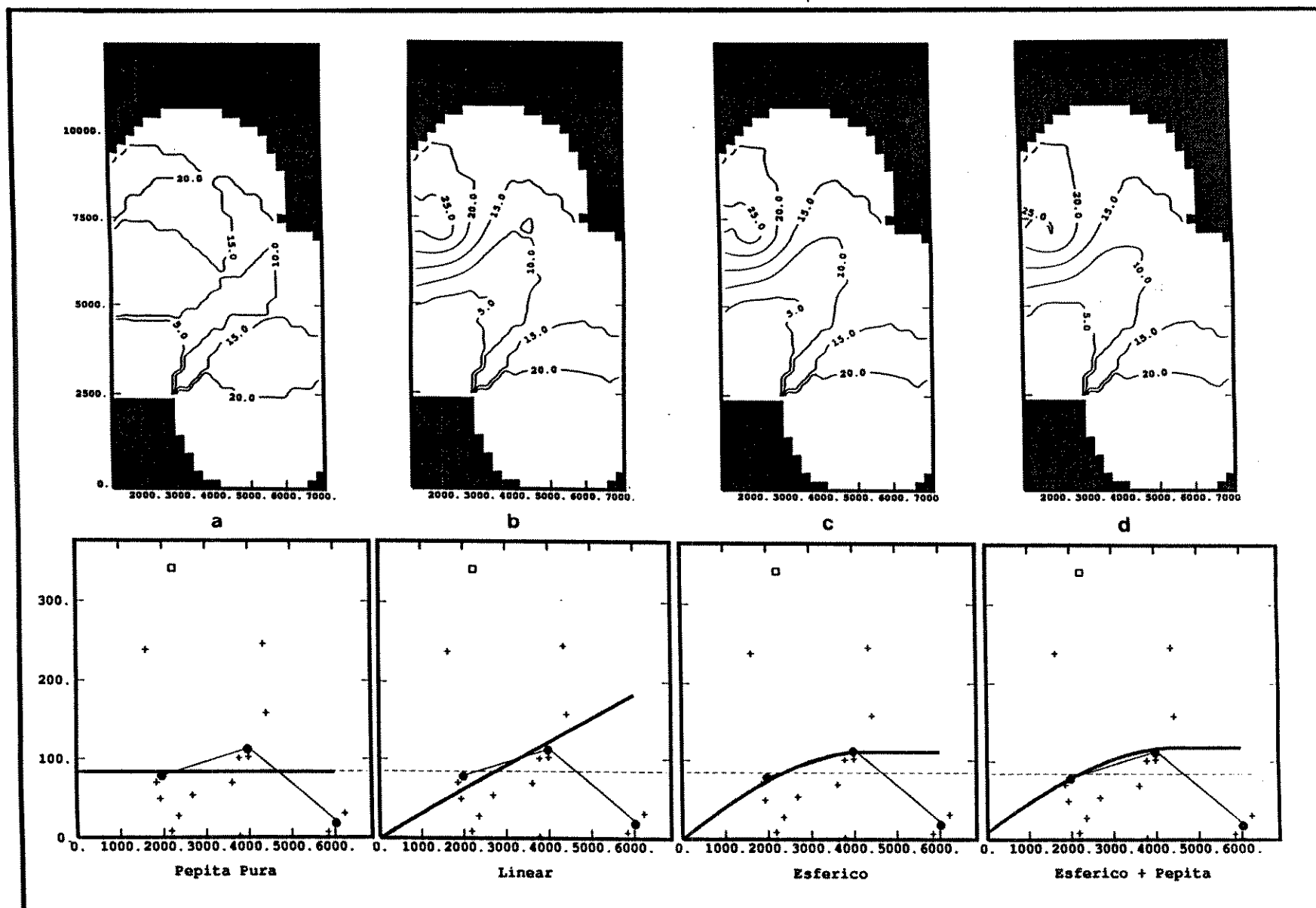


Figura 4.15: Mapas de h_e do intervalo 4 produzidos por krigagem ordinária, segundo 4 funções variogramas distintas: a. pepita pura; b. modelo esférico; c. modelo esférico mais pepita; d. modelo linear (deriva); (em todos os casos foi utilizada “vizinhança única” devido ao reduzido número de pontos (6)).

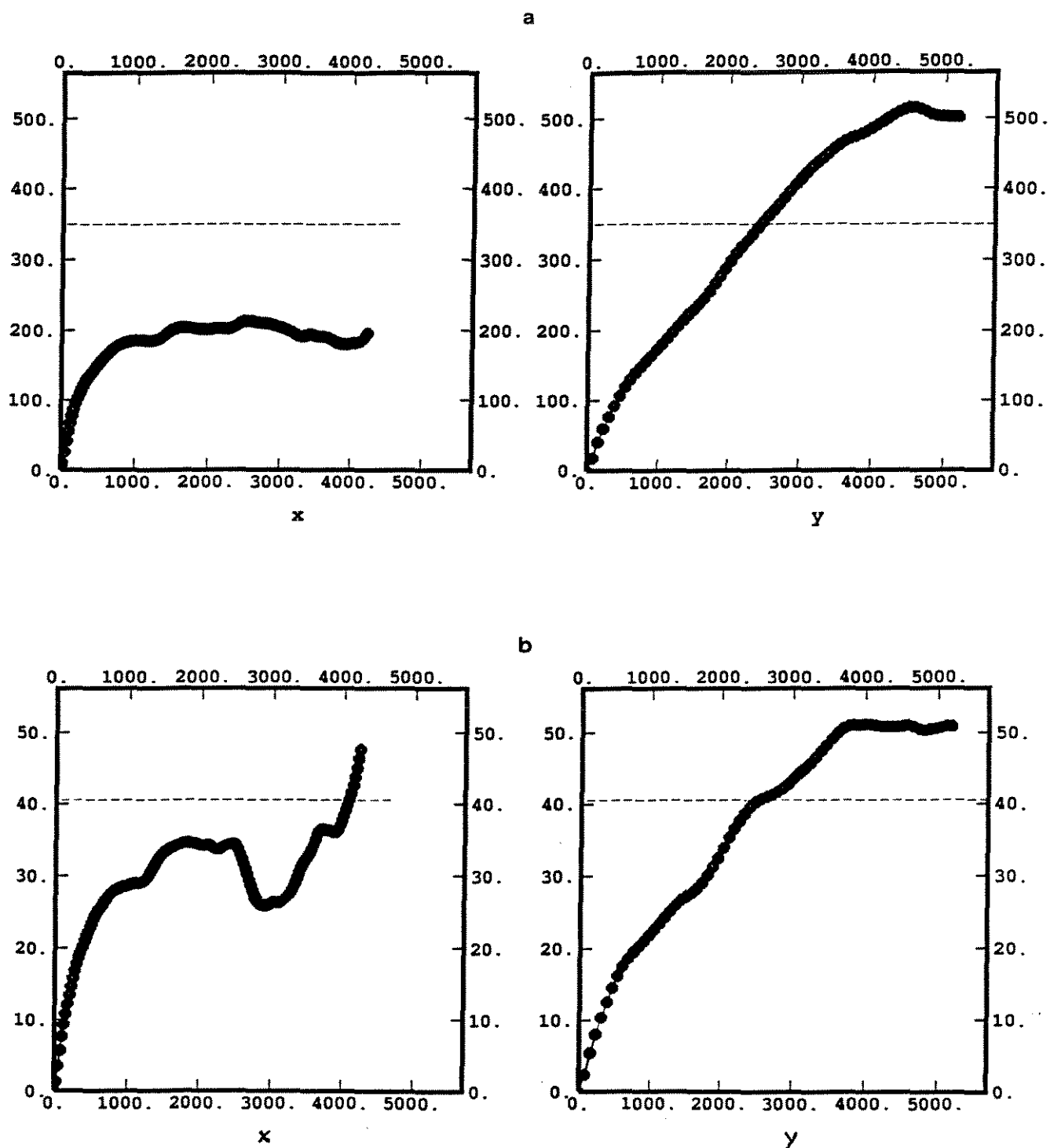
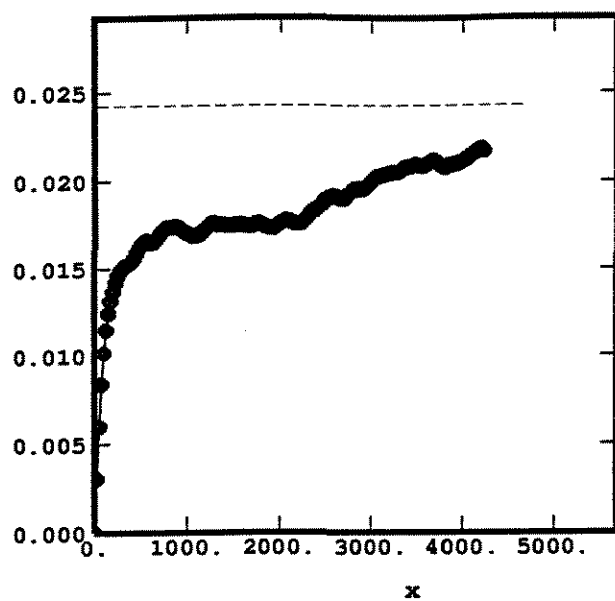
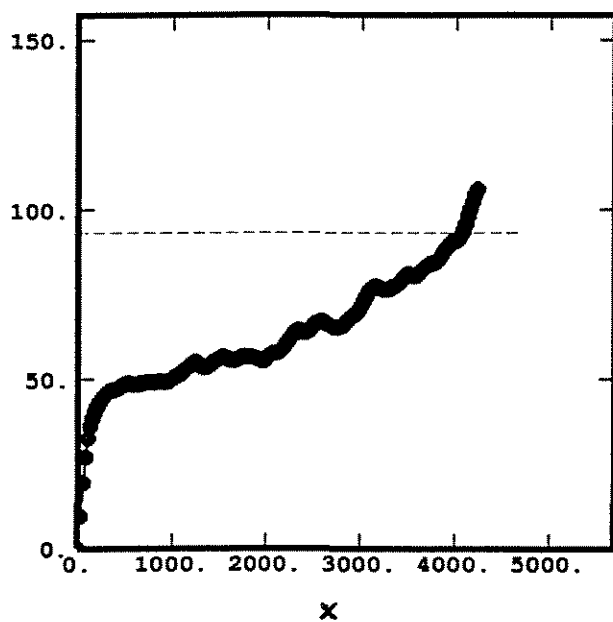
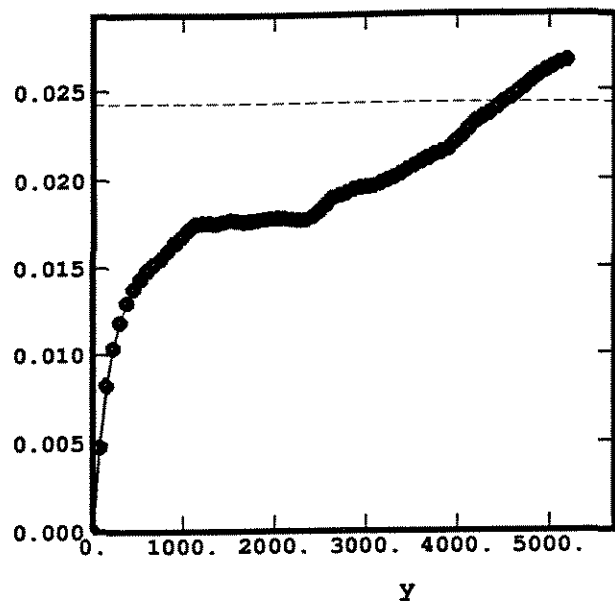


Figura 4.16: a. Variogramas da amplitude do envelope; b. Variogramas de h_e estimada através da krigagem com deriva externa. (x : variograma na direção E-W; y : variograma na direção N-S)



a



b

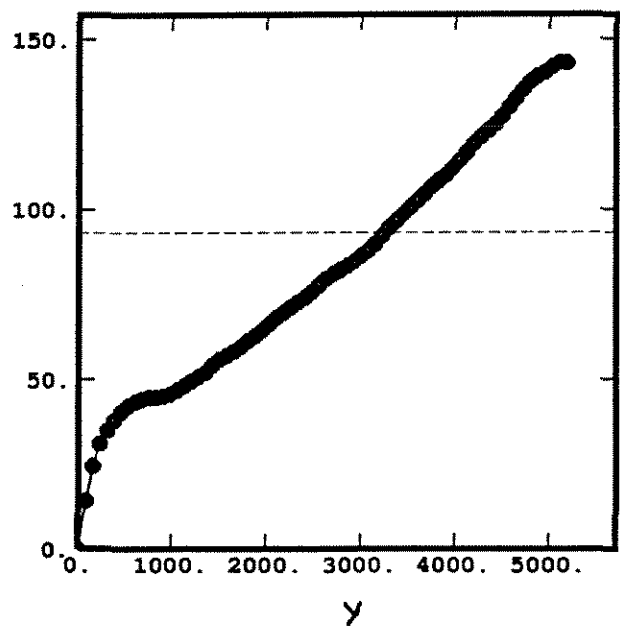


Figura 4.17: a. Variogramas do *Half-energy time*; b. Variogramas da h_r estimada através da krigagem com deriva externa. (x : variograma na direção E-W; y : variograma na direção N-S)

Deriva		A_{abs}	A_e	A^-	A_{MAX}^-	$A_e(t)$
	h_e	h_e^*	h_e^*	h_e^*	h_e^*	h_e^*
Máximo	27,77	42,16	35,12	36,87	39,19	38,75
Mínimo	1,59	0	0	0	0	0
Média	14,72	19,8	18,6	18,9	20,0	20,1
Variância	3,03	2,45	2,26	2,37	2,46	2,52
σ_{sism}^2		2,77	3,51	3,4	4,36	4,32

Tabela 4.11: Comparação entre os valores reais e os valores estimados (*) de h_e com o auxílio de 5 atributos sísmicos distintos (derivadas externas); σ_{sism}^2 é a variância do atributo sísmico.

	h_r	h_r^*
Máximo	45,42	56,41
Mínimo	12,2	0
Média	34,71	34,56
Variância	3,29	3,11
σ_{sism}^2		3,95

Tabela 4.12: Comparação entre os valores reais e os valores estimados (*) de h_r com o auxílio de $T_{E/2}$. (σ_{sism}^2 é a variância do atributo sísmica)

observadas ou detectadas originalmente, devemos lembrar que durante a interpretação dos refletores que delimitam o intervalo estudado, a definição destes refletores nas vizinhanças dos falhamentos não é muito clara, o que prejudica a obtenção dos atributos sísmicos; além disso, os valores dos atributos sísmicos próximos as regiões afetadas pelas falhas, estão condicionados pelas características físicas desta regiões.

O mapa de resíduo médio obtido pode também ser utilizado como uma forma alternativa para avaliar as incertezas associadas às estimativas realizadas, pois cada um dos mapas gerados poderia ser interpretado como uma “realização” possível da propriedade estudada (devemos lembrar que a função covariância dos atributos sísmicos utilizados é praticamente a mesma).

A análise dos 5 mapas krigados de h_e evidencia uma tendência na distribuição espacial de h_e aproximadamente paralela à direção N-S, ou seja, paralela às falhas presentes no reservatório. Este fato poderia indicar algum tipo de controle estrutural sobre a diagênese, assim a cimentação carbonática poderia ter sido parcialmente controlada pela distribuição das falhas presentes no campo.

A partir da soma e da divisão dos mapas de h_e e h_r krigados foram gerados,

respectivamente, os mapas de espessura total (h_t) e da razão entre a espessura de rocha reservatório e a espessura de rocha não-reservatório do intervalo 4, apresentados nas figuras 4.20a e 4.20b.

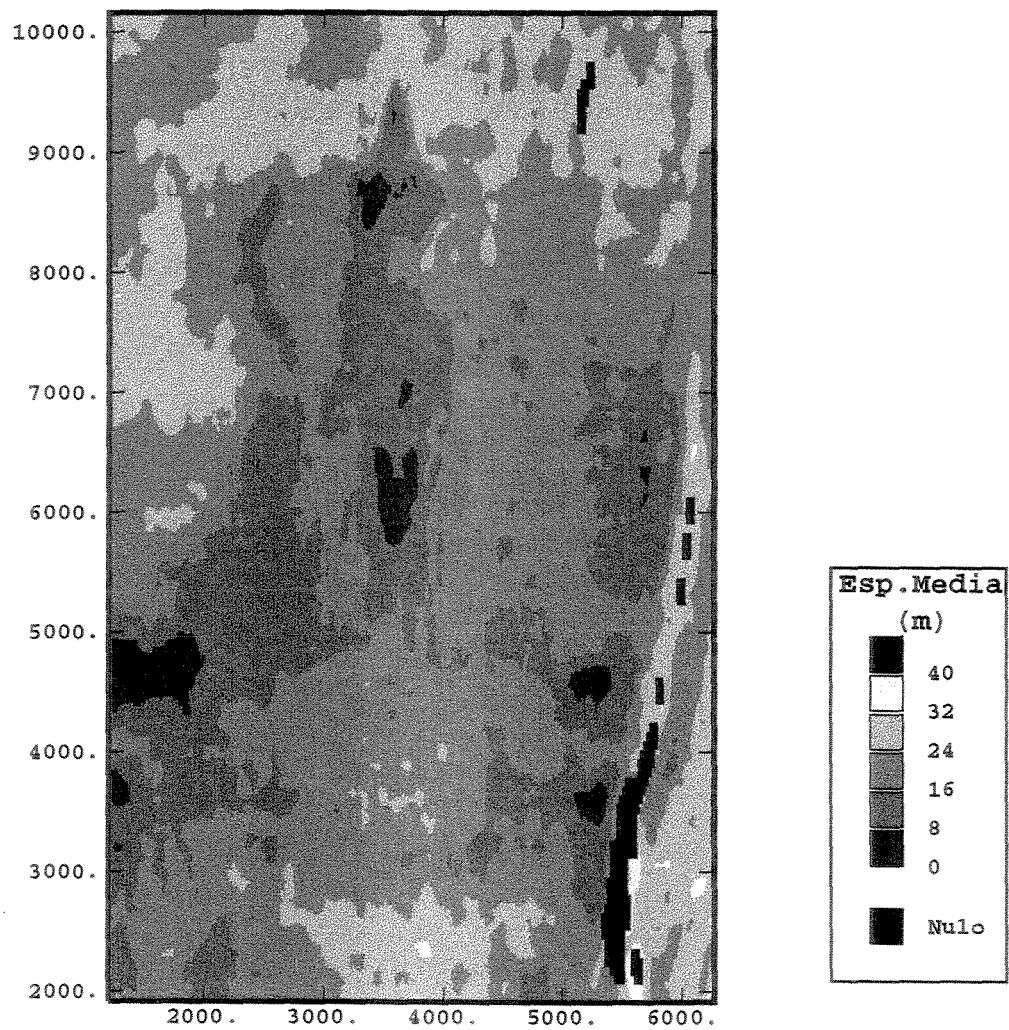


Figura 4.18: Mapa do valor médio de h_e obtido a partir das cinco estimativas. (Intervalo 4)

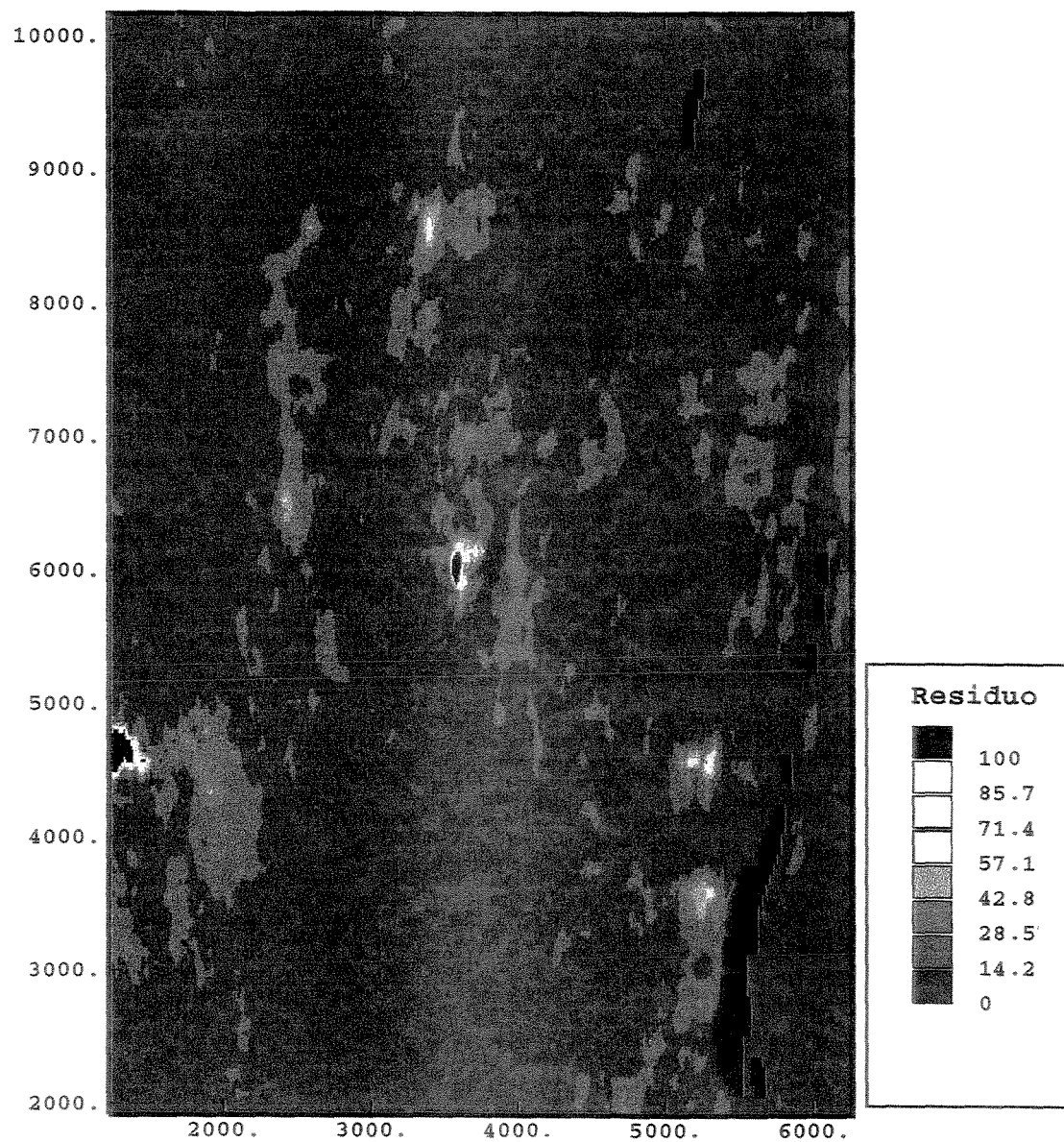


Figura 4.19: Mapa do resíduo médio das estimativas de h_e do Intervalo 4. (Os valores estão expressos em porcentagens da espessura média de rocha não-reservatório)

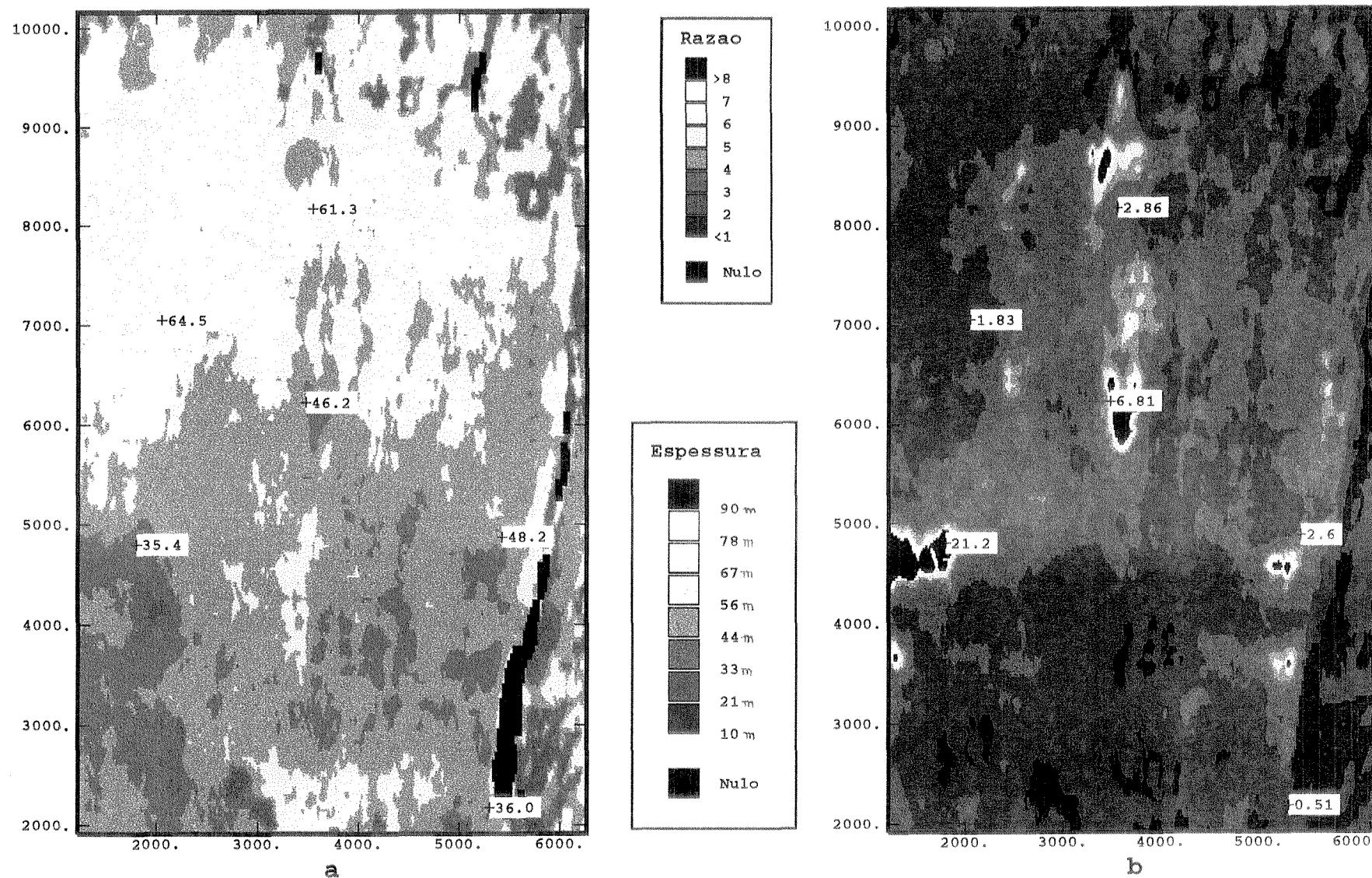


Figura 4.20: a. Mapa da espessura total ; b. Mapa da razão h_r / h_e (Intervalo 4)

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA CONDICIONAL

Talvez mais importante que o processo de estimativa seja a definição da confiabilidade, ou melhor, do grau de incerteza associado aos valores estimados. Para acessar as incertezas associadas às estimativas realizadas, faz-se necessário o emprego da simulação estocástica. No nosso caso especificamente, utilizamos um procedimento de simulação condicional denominado *turning bands*, que permite a utilização de uma função de deriva externa para substituir a variabilidade espacial da variável simulada.

5.1 O Método *turning bands*

Neste trabalho foram realizadas 100 simulações de h_e e h_r , sendo que os atributos sísmicos escolhidos para fornecerem a variabilidade espacial (função de covariância) ao algoritmo de simulação foram o $A_e(t)$ e a $T_{E/2}$, respectivamente.

Para a realização da simulação é necessário que as variáveis envolvidas apresentem distribuição normal e estejam padronizadas. Vale dizer que a maioria dos atributos sísmicos utilizados têm distribuição normal, excetuando a $T_{E/2}$ (fig. 5.1). Na tabela 5.1 apresentamos as estatísticas básicas de h_e e h_r , antes e após a anamorfose ¹, e na tabela 5.2 estão expressos os valores da $A_e(t)$ antes e após a padronização ², e da $T_{E/2}$ antes e após a anamorfose.

Como discutido na seção 2.4.2, o método *turning bands* fundamenta-se na transformação de uma simulação de um espaço multidimensional num somatório de simulações unidimensionais equivalentes, onde os processos lineares são gerados ao longo de direções (bandas) uniformemente distribuídas no plano ou espaço. O número de bandas deve ser escolhido a fim de otimizar a relação qualidade da imagem/tempo de simulação. Na prática, quando simulamos uma malha formada por $n_x \times n_y$ nós, é aconselhável a escolha de um número de bandas no mínimo igual ao maior valor entre o número de nós em x (n_x) e em y

¹Operação de transformação de uma variável com uma distribuição qualquer à uma variável que tenha distribuição normal.

²O valor padronizado é obtido pela seguinte operação: $(x_i - m)/\sigma$, onde x_i é o valor da variável, m é a média e σ é o desvio-padrão das amostras.

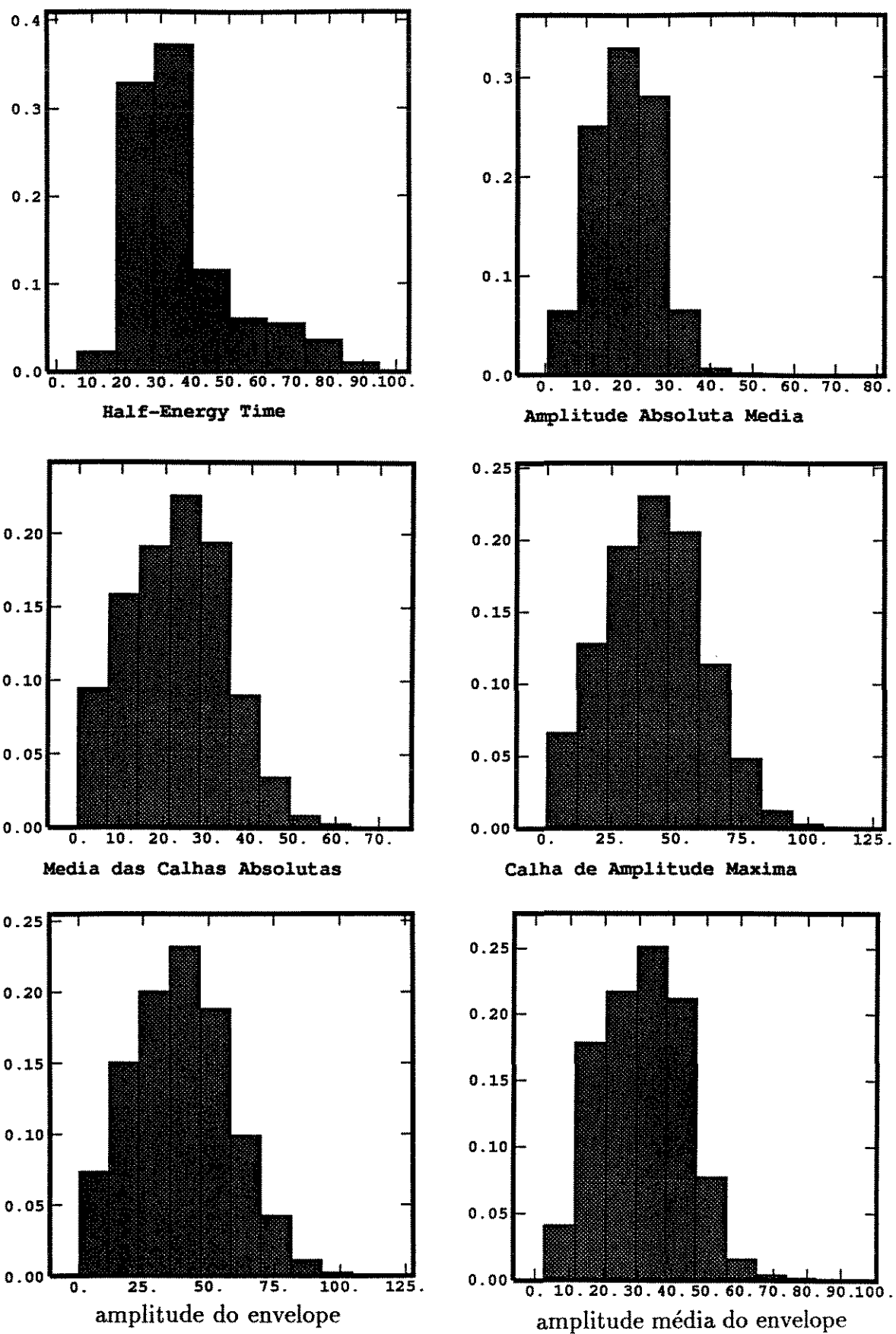


Figura 5.1: Histogramas de frequências dos atributos sísmicos.

(ny). Por outro lado, alguns pesquisadores aconselham a utilização de um número de bandas no mínimo igual ao valor da soma do número de nós existentes nas duas direções (F.Rambert, comunicação verbal). No nosso caso especificamente, a malha simulada é constituída por 202 e 101 nós nas direções x e y , respectivamente. Na prática, quanto maior o número de bandas utilizadas melhor a reprodução da função de covariância do campo simulado, e obviamente maior o tempo gasto na simulação. Neste estudo foram utilizadas cerca de 400 bandas, sendo o tempo médio necessário para a execução de 20 realizações aproximadamente igual à 40 minutos. Nas figuras 5.2 e 5.3 apresentamos algumas das imagens resultantes das simulações de h_e e h_r , respectivamente.

Após a realização das simulações, cada imagem foi transformada em um mapa de indicatrizes.³ No caso de h_e as 100 imagens foram convertidas para indicatrizes segundo dois *cut-offs* distintos, 10 e 20m, e no caso de h_r , somente 80 imagens das 100 simuladas puderam ser convertidas segundo os *cut-offs* de 15, 25, 35 e 45m.⁴ A escolha destes *cut-offs* não obedeceu nenhum critério econômico ou de produção específico, tão somente visou à geração dos diversos mapas de probabilidades apresentados nas figuras 5.4 e 5.5, que representam o valor médio dos mapas de indicatrizes resultantes, e que evidenciam as regiões com maior ou menor probabilidade de h_e e h_r apresentarem espessuras menores ou iguais àquelas determinadas pelos *cut-offs* escolhidos.

A análise dos mapas de probabilidades pode auxiliar a definição de regiões do reservatório onde a presença de camadas de margas e folhelhos, e também dos níveis cimentados seja menos marcante, destacando as principais tendências na distribuição destas fácies, ou ainda, indicando as porções do reservatório onde é maior a probabilidade de existirem espessuras significativas de rocha porosa. Dessa forma, os mapas resultantes da simulação estocástica poderiam ser interpretados como mapas de qualidade do reservatório, visando orientar os processos de exploração e recuperação.

Os variogramas de algumas imagens resultantes das simulações de h_e e h_r são apresentados nas figuras 5.6 e 5.7, respectivamente. Os histogramas da distribuição das espessuras obtidas nestas simulações, estão apresentados nas figuras 5.8 e 5.9, juntamente com os valores médios e a variância das variáveis simuladas.

Quando comparamos os variogramas de $A_e(t)$, obtidos nas direções N-S e E-W, com os variogramas das imagens simuladas, percebemos que a deriva, praticamente linear, observada no variograma de $A_e(t)$ na direção N-S também aparece nos variogramas das imagens simuladas, tanto nesta direção quanto na direção E-W; talvez este fenômeno seja

³Se o valor presente num determinado nó da malha de simulação for menor ou igual ao valor do *cut-off* estipulado, este valor é substituído por 1, caso contrário é substituído por 0.

⁴A razão das exclusão de 20 imagens é discutida na seção 5.1.1.

	h_r	h_{rn}	h_e	h_{en}
Valor Máximo	45,42	3,0	1,59	-1,6
Valor Mínimo	12,20	-3,0	27,77	1,22
Valor Médio	34,71	0,25	14,72	-0,06
Variância	3,29	1,17	3,03	0,96

Tabela 5.1: Estatística básica de h_r e h_e , antes e após a anamorfose (n).

	$A_e(t)$	$A_e(t)_p$	$T_{E/2}$	$T_{E/2n}$
Valor Máximo	115,18	-2,082	94,0	3,695
Valor Mínimo	0,24	4,063	6,0	-1,952
Valor Médio	39,18	0,000	36,4	0,000
Variância	4,32	1,000	39,0	1,000

Tabela 5.2: Estatística básica de $A_e(t)$ antes e após a padronização (p), e da $T_{E/2}$ após a anamorfose (n).

um reflexo do reduzido número de pontos condicionantes, ou ainda do tipo de função utilizado para simular a covariância dos processos lineares. Da mesma forma, percebemos que a estrutura mais contínua amostrada pelo variograma de $A_e(t)$ na direção E-W também foi reproduzida pelo algoritmo de simulação. Assim, os variogramas das imagens simuladas são determinados pelo imbricamento das duas estruturas de $A_e(t)$, ora dominando a deriva da direção N-S, ora dominando a estrutura da direção E-W com um patamar claramente definido.

Aparentemente a deriva observada na direção N-S poderia estar relacionada a uma aumento progressivo das litologias da fácies 3 (ver capítulo 1) nesta direção, ou seja, aumento na espessura acumulada de rochas não-reservatório (h_e).

5.1.1 Imagens impróprias

Como discutido na seção 2.4.2, a utilização de um número reduzido de linhas para a geração dos processos estocásticos lineares durante a simulação pelo método *turning bands*, pode levar a geração de “anisotropias” indevidas nas imagens produzidas. Apesar destas imagens serem realizações possíveis e equiprováveis, elas não têm significado geológico; assim sendo, não devem ser utilizadas no estudo das incertezas associadas às estimativas realizadas. As 100 imagens de h_r foram geradas em 5 grupos de 20 realizações separadamente,

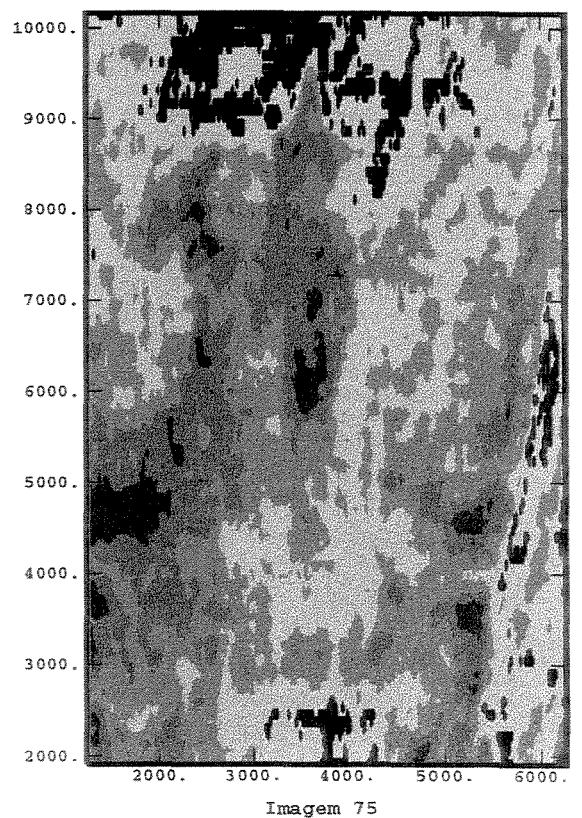
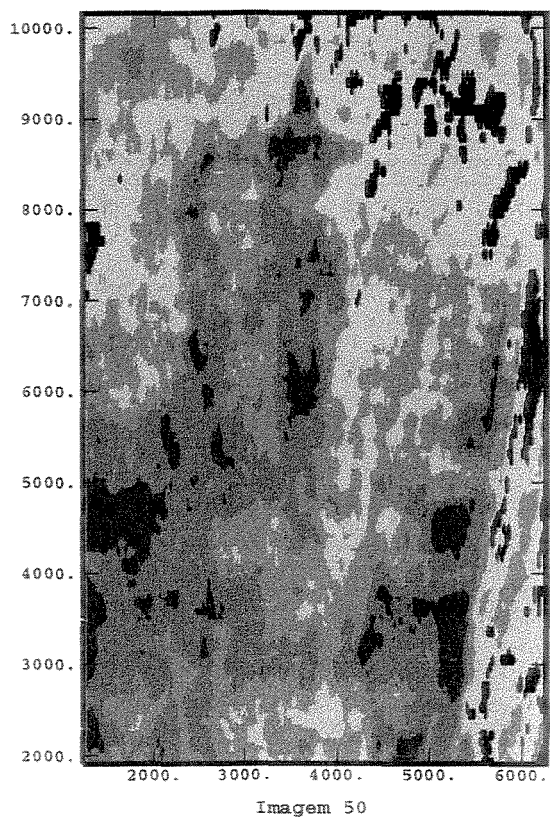
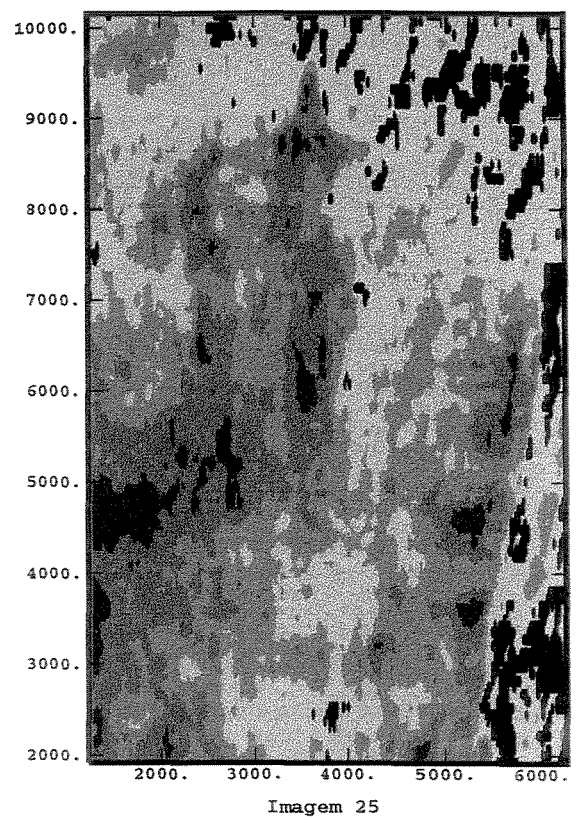
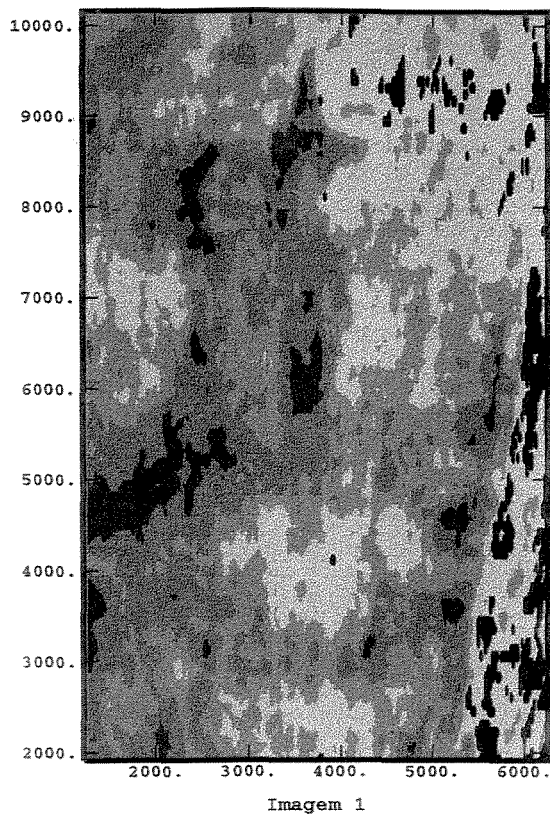


Figura 5.2: Mapas de 4 realizações de h_e , através do método de *turning bands*.

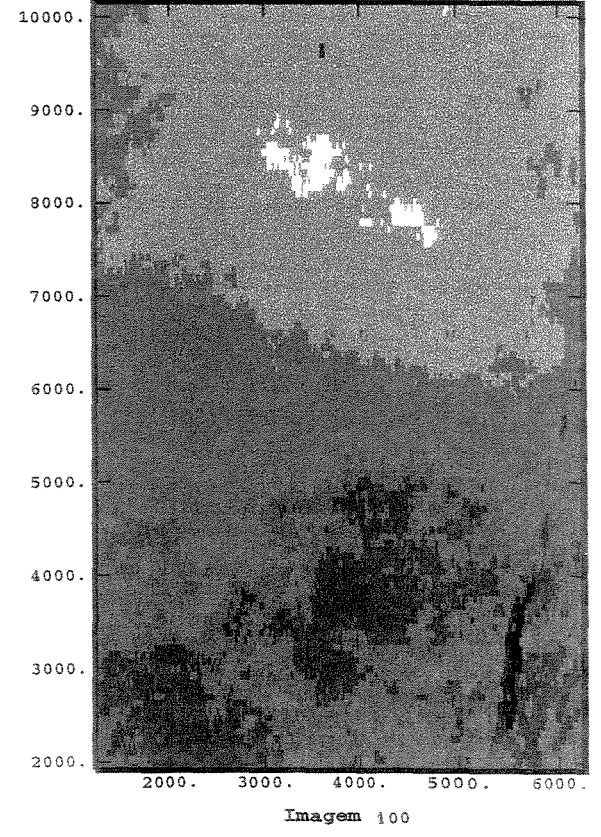
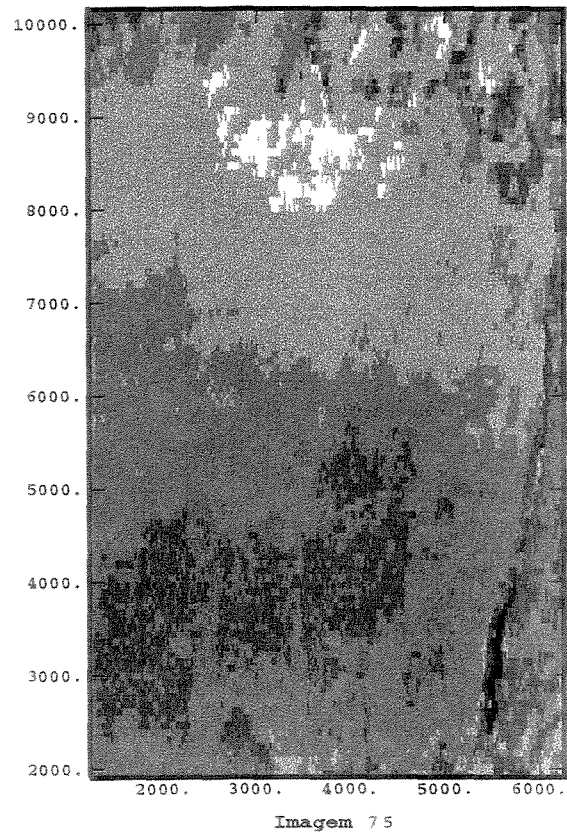
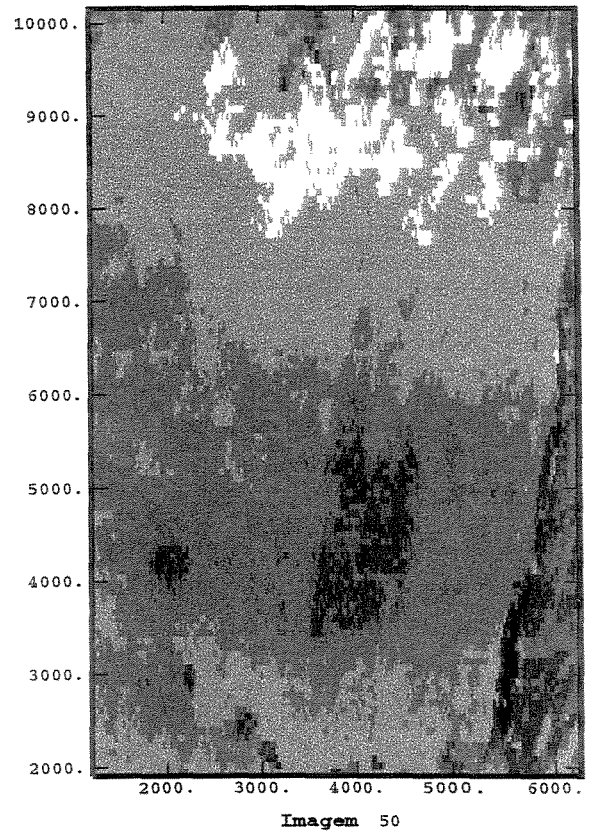
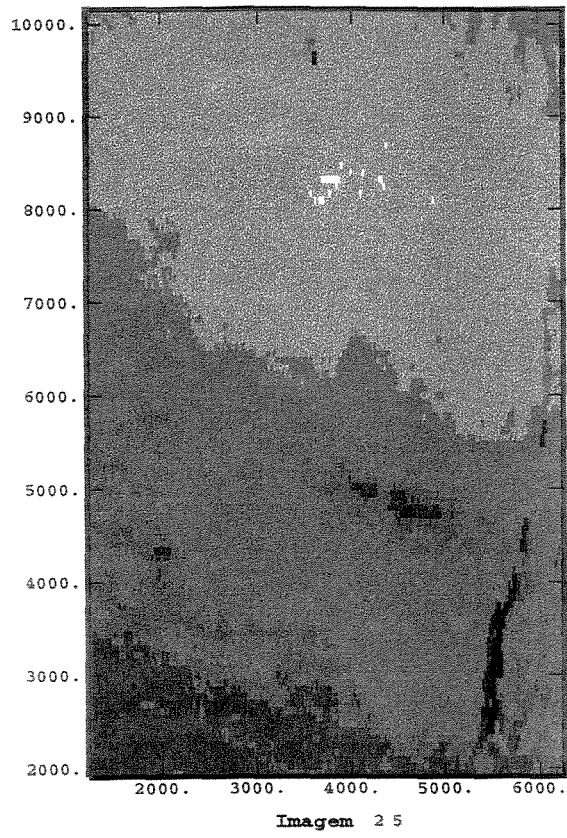
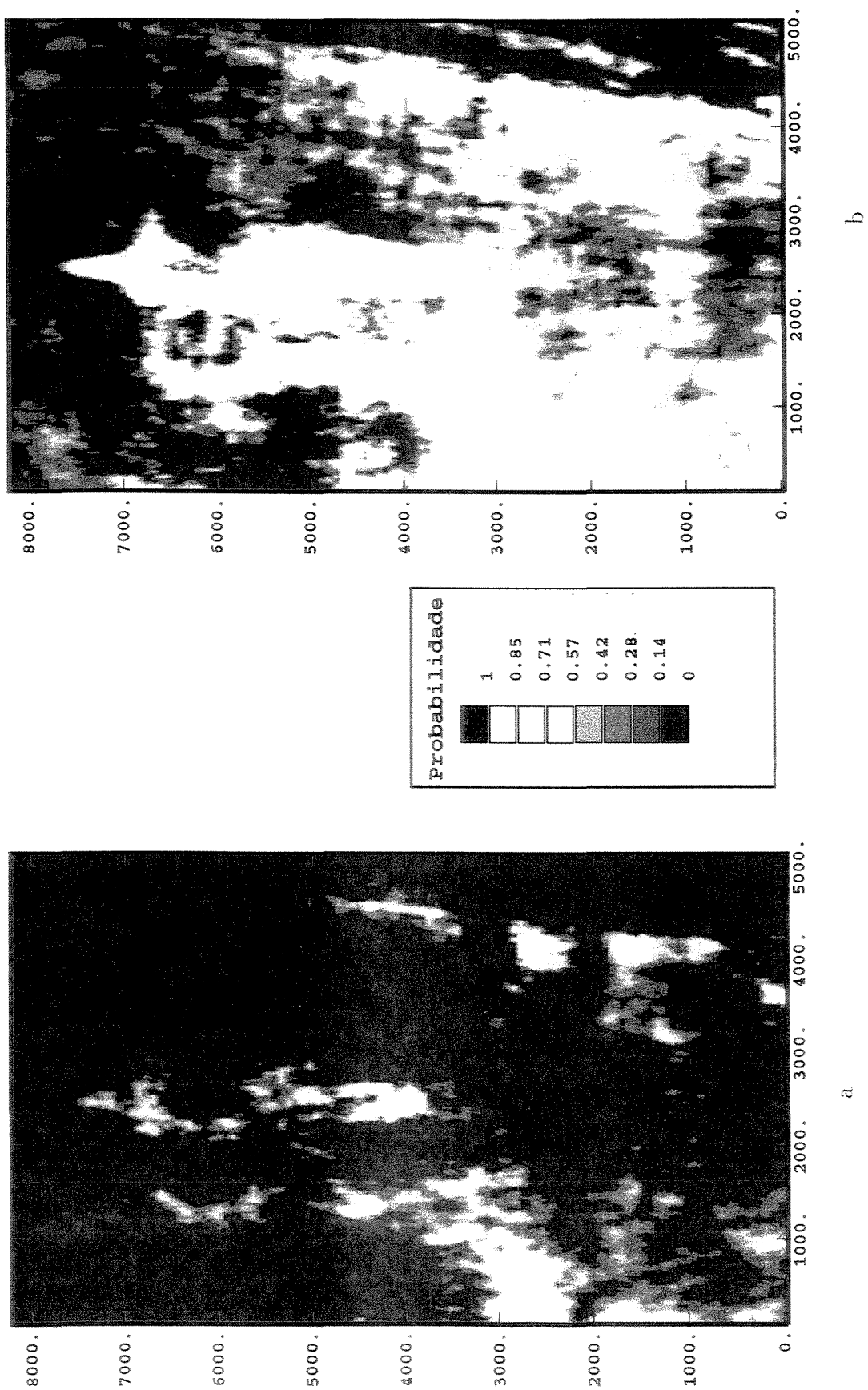


Figura 5.3: Mapas de 4 realizações de h_r , através do método de *turning bands*.



★ Figura 5.4: Mapas de probabilidade: a. probabilidade de $h_e \leq 10\text{m}$; b. probabilidade de $h_e \leq 20\text{m}$. (legenda: valores percentuais)

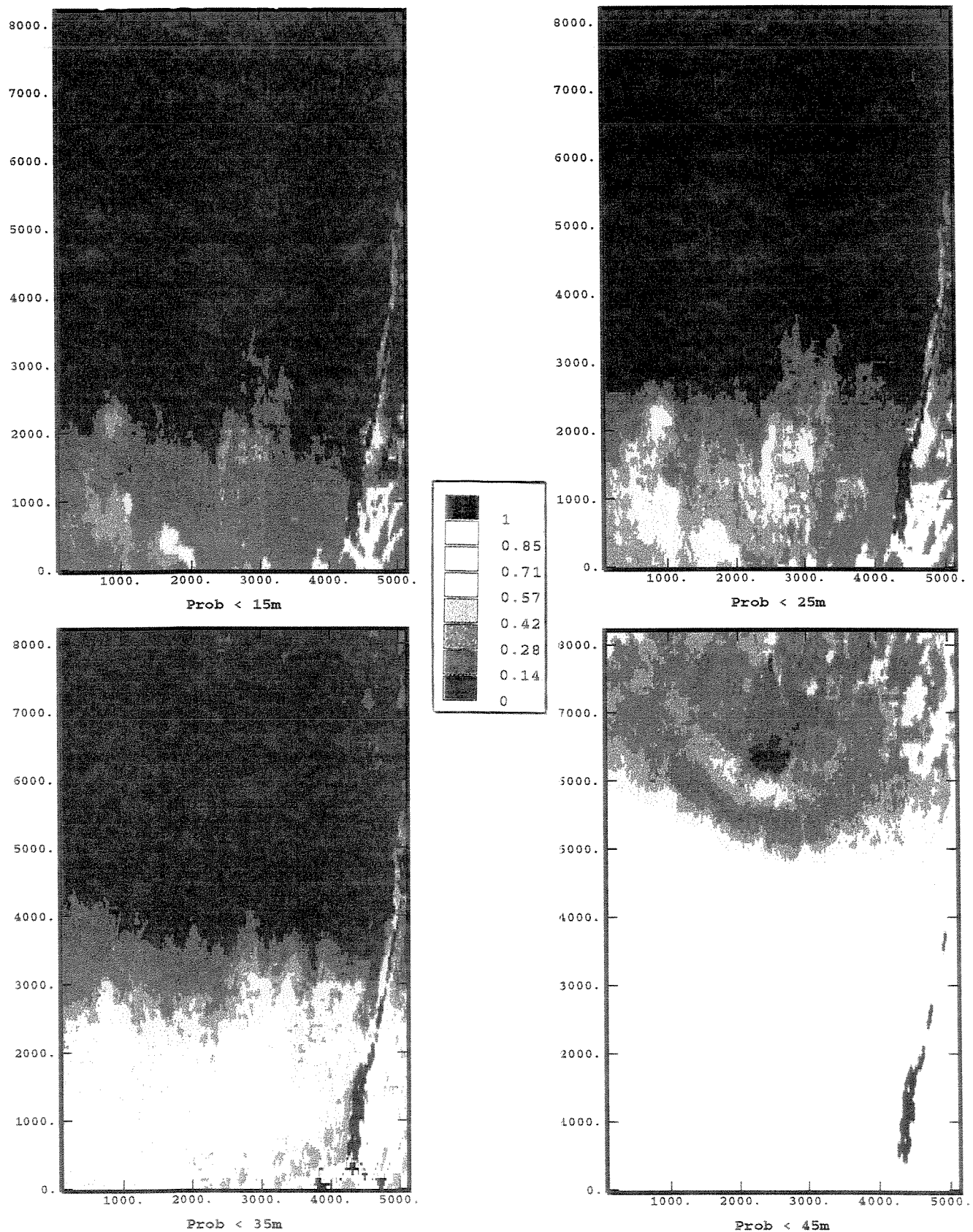


Figura 5.5: Mapa de probabilidade: a. probabilidade de $h_r \leq 15\text{m}$; b. probabilidade de $h_r \leq 25\text{m}$; c. probabilidade de $h_r \leq 35\text{m}$; probabilidade de $h_r \leq 45\text{m}$. (legenda: valores percentuais)

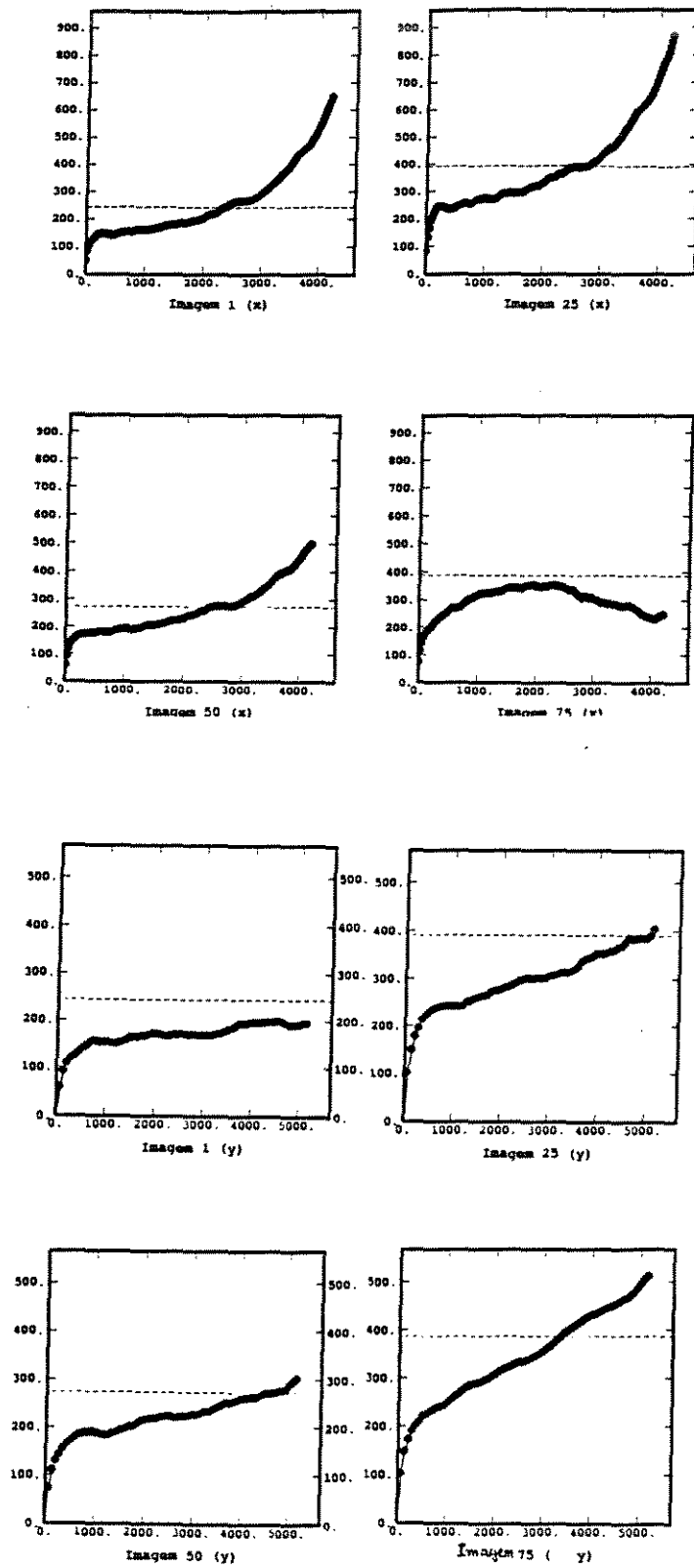


Figura 5.6: Variogramas das imagens 1 , 25, 50 e 75 de h_e simulado. (x = direção E-W; y = direção N-S)

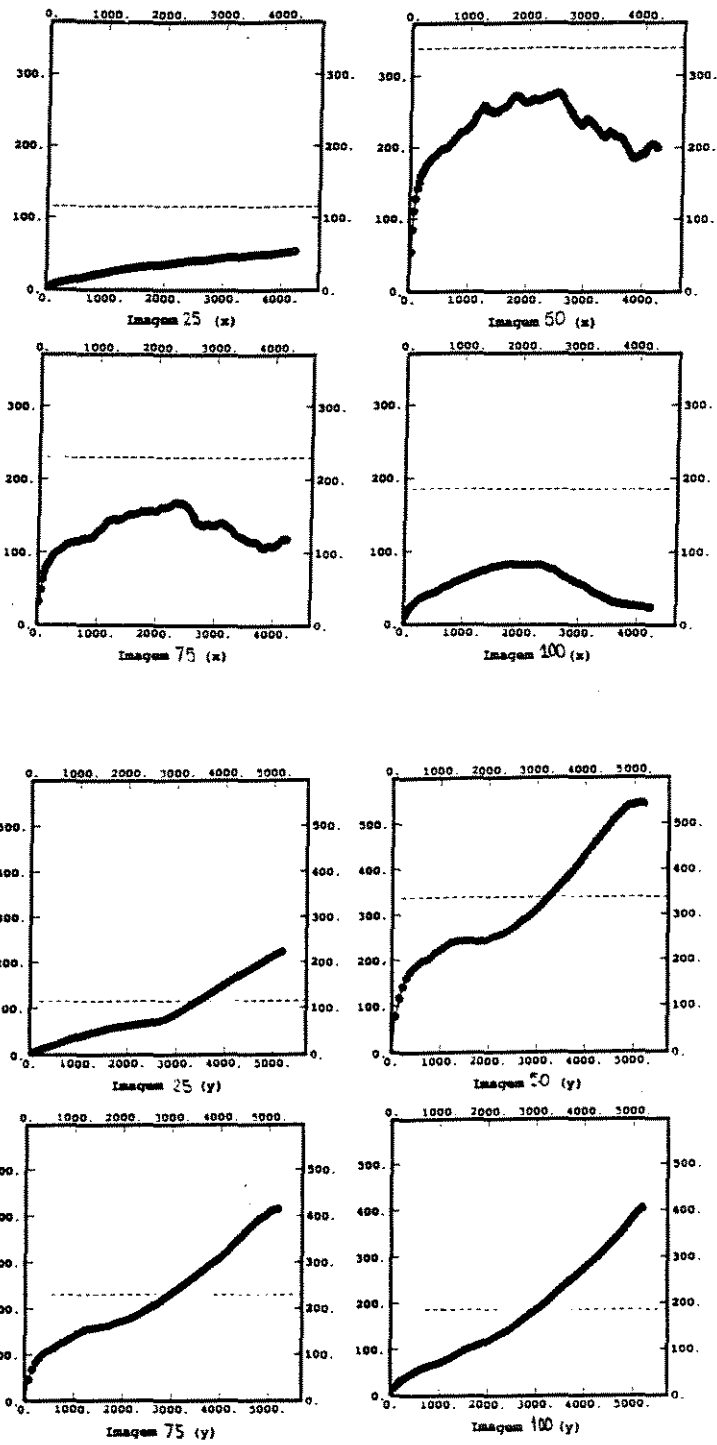


Figura 5.7: Variogramas das imagens 25, 50, 75 e 100 de h_r simulado. (x = direção E-W; y = direção N-S)

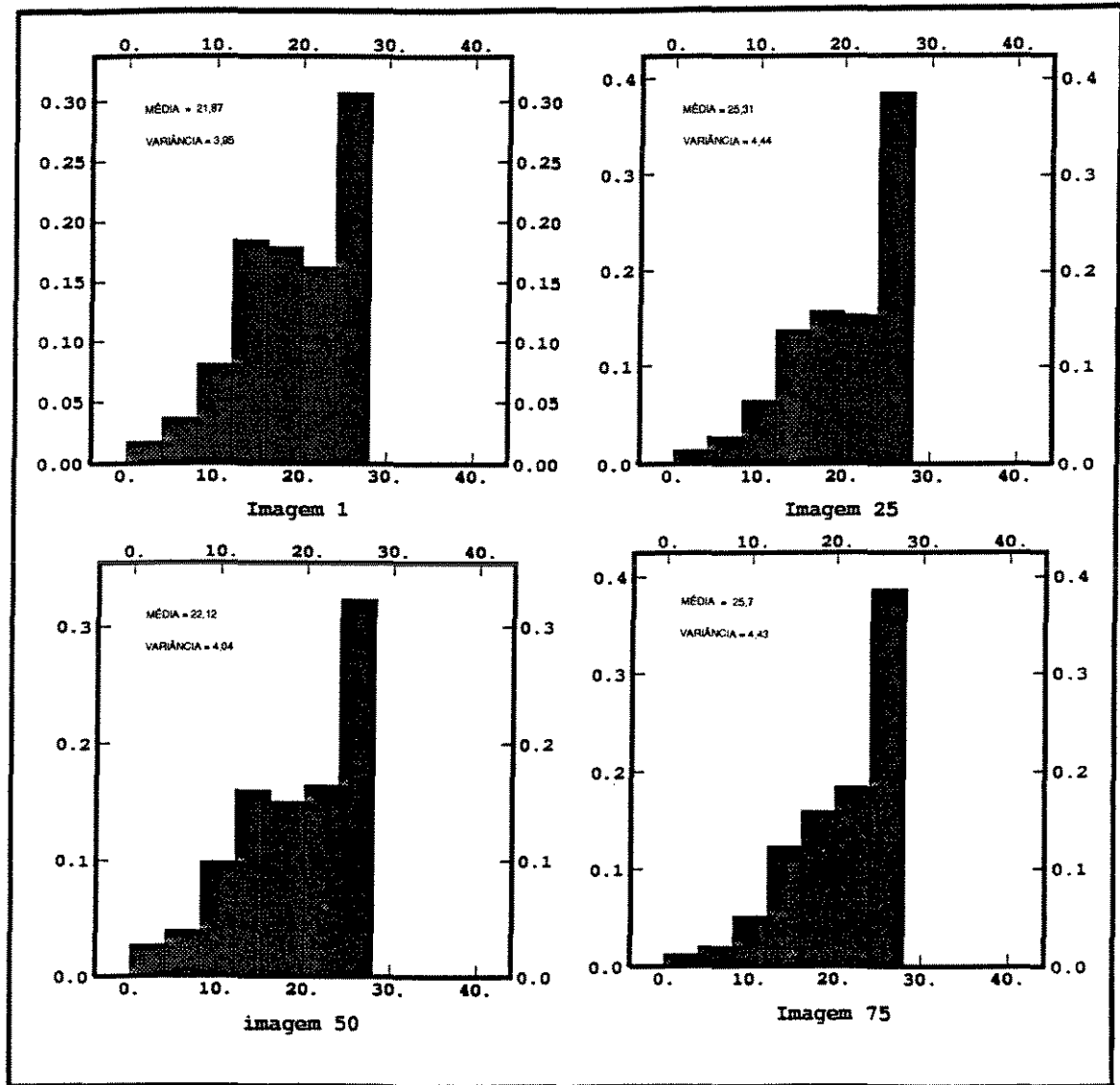


Figura 5.8: Histogramas de h_e simulado: imagens 1, 25, 50 e 75; e os valores médios e a variância do h_e simulado em cada uma destas realizações.

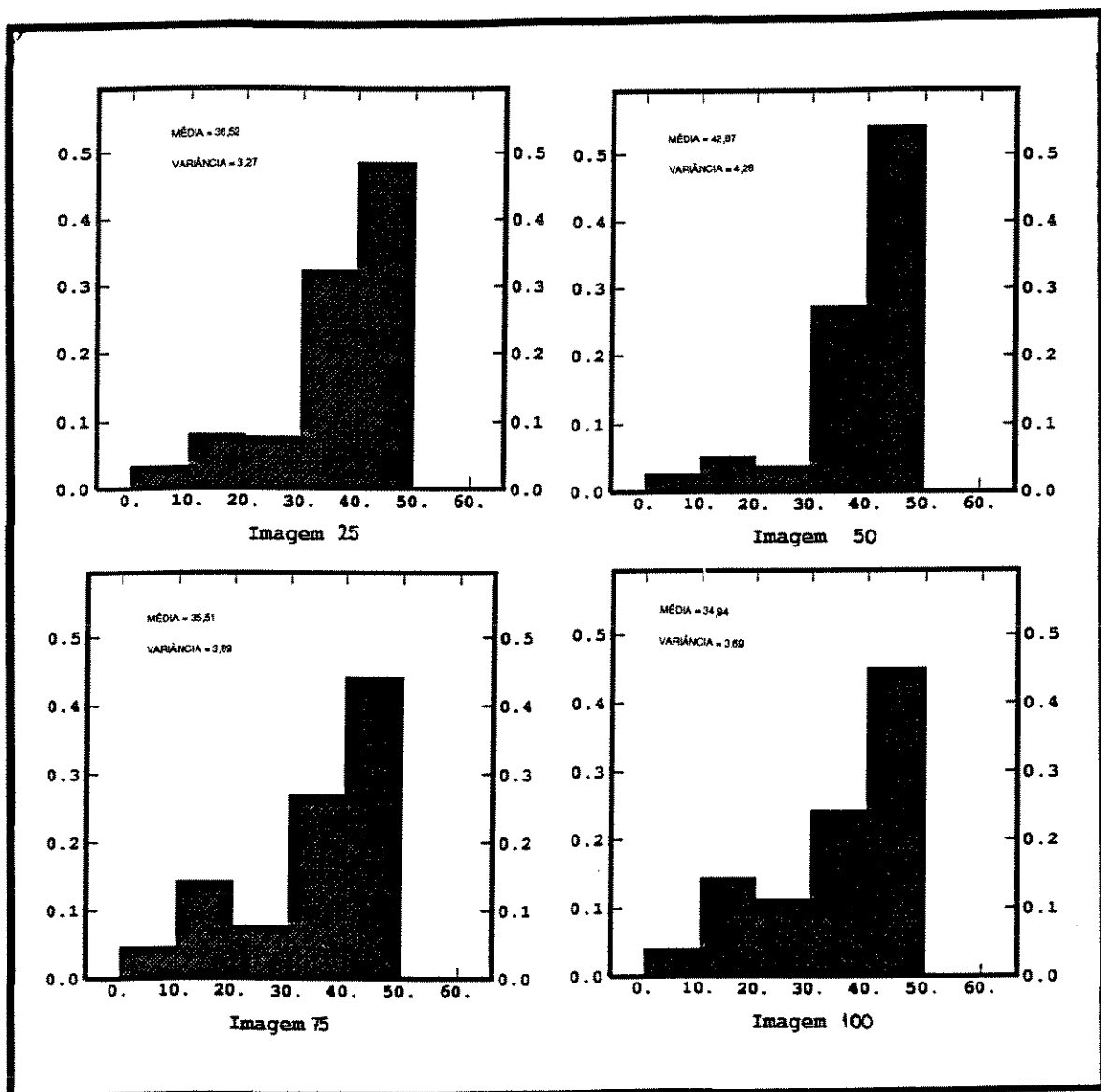


Figura 5.9: Histogramas de h_r simulado: imagens 25, 50, 75 e 100; e os valores médios e a variância do h_r simulado em cada uma destas realizações.

e em apenas um dos 5 conjuntos de imagens percebemos a ocorrência dos lineamentos que caracterizam o problema apresentado, sendo que neste caso todas as 20 imagens estavam afetadas; algumas das imagens que apresentaram este problema podem ser observadas na figura 5.10.

O fato deste fenômeno ter se manifestado, ou ser perceptível, apenas em um dos 5 conjuntos simulados poderia estar relacionado à posição da origem do sistema de linhas definido para a realização daquele conjunto de imagens simuladas. Segundo Zimmermam & Wilson (1990), a percepção deste fenômeno é mais clara, ou o mesmo é mais expressivo, a medida que nos afastamos da origem do sistema de geração das linhas utilizadas durante a simulação. Estes autores também afirmam que uma solução para este problema seria aumentar o número de linhas utilizadas ⁵. Aparentemente, apenas o aumento no número de linhas simuladas não é suficiente para evitar a manifestação do problema, de forma que os resultados produzidos, em alguns casos, podem ser completamente inapropriados, e a avaliação de cada uma das realizações torna-se indispensável.

No caso específico de h_e não notamos a ocorrência deste fenômeno, contudo o caráter francamente anisotrópico inerente às imagens resultantes pode ter mascarado os possíveis lineamentos presentes, dificultando a percepção dos mesmos. Assim, não podemos afirmar com certeza que o problema não tenha afetado parte das imagens geradas.

⁵Devemos lembrar que estes autores consideravam que 16 linhas fosse suficientemente grande, e ainda que os processos lineares eram gerados de maneira discreta nos algoritmos então disponíveis.

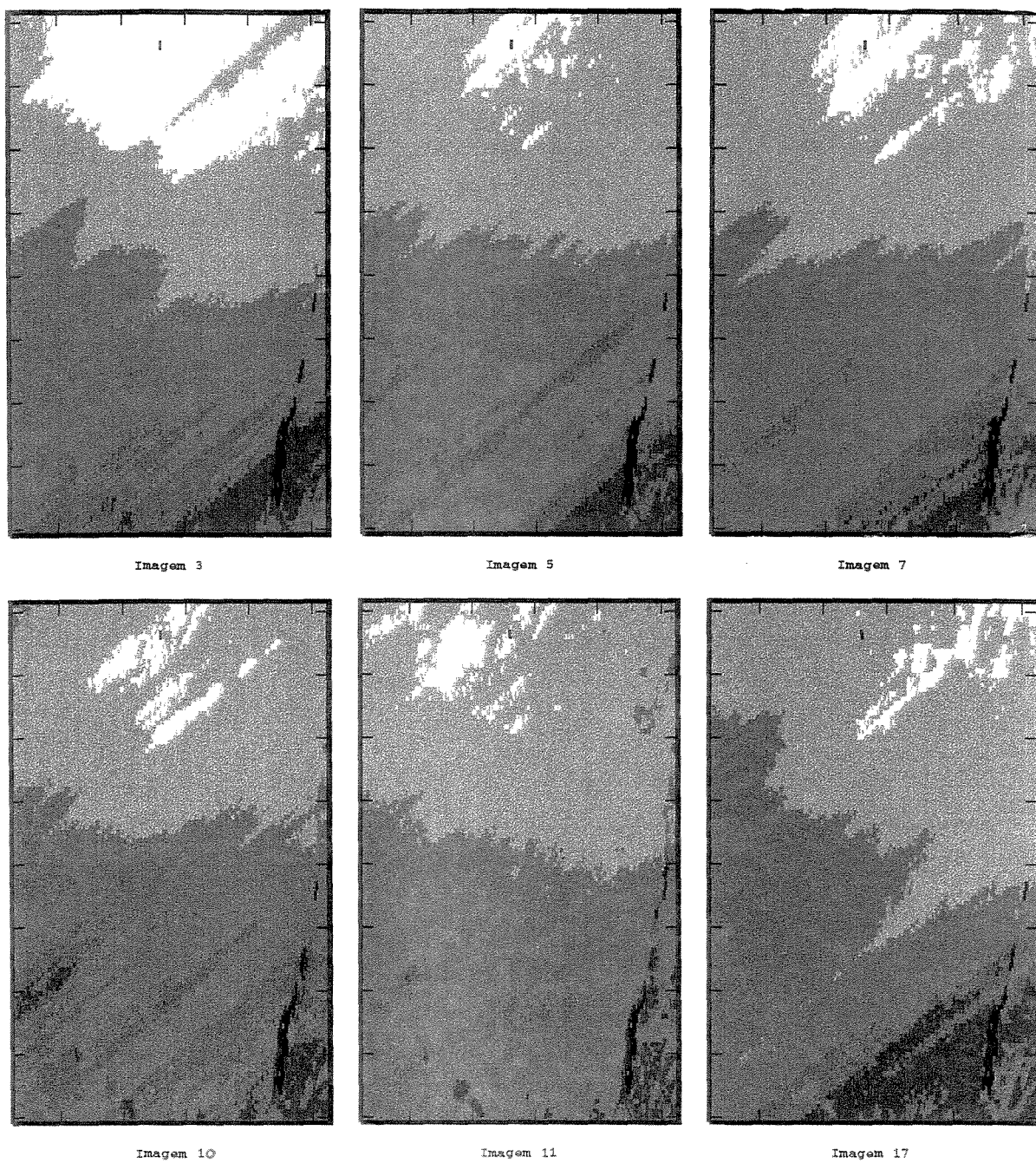


Figura 5.10: Apresentação das anisotropias (lineamentos) indevidas geradas durante a simulação pelo método de *turning bands* em 20% das imagens de h_r produzidas.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

O objetivo deste estudo foi avaliar quais atributos sísmicos poderiam ser utilizados no mapeamento das propriedades físicas de um reservatório de petróleo, e também alguns procedimentos disponíveis para promover a integração entre os dados sísmicos e as informações dos poços perfurados.

Durante a modelagem, diversos aspectos como por exemplo a resolução vertical, relacionados ao uso dos atributos sísmicos foram analisados. Os resultados apresentados indicam que a utilização do valor da amplitude da reflexão sísmica associada ao topo dos reservatórios pode ser útil na busca de relações com as propriedades físicas do reservatório para uma espessura limitada, igual a aproximadamente meio comprimento de onda.

A modelagem serviu também para demonstrar que as frequentes intercalações de folhelhos, margas e níveis cimentados produzem reflexões com padrões de interferência distintos, dependentes da frequência na profundidade do reservatório, que condicionam os valores da amplitude máxima de reflexão. No caso específico do reservatório avaliado, e para o pulso utilizado, as variações nas posições das camadas dentro do reservatório não afetam significativamente a relação entre a amplitude sísmica e a espessura acumulada das fácies não-reservatório (h_e). Aparentemente, o caráter multi-refletor do reservatório condicionou o mau desempenho das relações entre a espessura acumulada de rocha reservatório (h_r) e a maioria dos atributos sísmicos disponíveis.

Dentre os diversos atributos sísmicos avaliados, cinco apresentaram correlações significativas com h_e , a saber: amplitude absoluta média ($\bar{A}_{abs}$); média das calhas de amplitude ($\bar{A}^-$); a média das amplitude do envelope ($\bar{A}_e$); a amplitude do envelope ($A_e(t)$); máxima calha de amplitude (A_{MAX}^-), esta última correspondendo ao valor da amplitude da reflexão do topo do reservatório estudado. Estes 5 atributos foram utilizados na estimativa da distribuição espacial de h_e através da krigagem com deriva externa (KDE), e devido a alta correlação entre os mesmos, estes produziram resultados semelhantes, o que permitiu a elaboração um mapa de h_e médio. O resíduo médio do h_e , determinado pelas diferenças entre as estimativas e o valor médio destas estimativas é geralmente inferior à 15% da espessura média, sendo que as maiores diferenças entre as 5 estimativas de h_e realizadas, estão intimamente associadas as falhas presentes no reservatório. Além disso, a análise dos 5 mapas

krigados de h_e evidencia uma tendência na distribuição espacial de h_e aproximadamente paralela à direção N-S, ou seja, paralela às falhas presentes no reservatório. Este fato poderia indicar algum tipo de controle estrutural sobre a diagênese; assim, a cimentação carbonática pode ter sido principalmente condicionada pela distribuição das falhas presentes no campo.

A previsão da distribuição espacial da espessura acumulada de rocha reservatório (h_r) baseou-se na correlação observada entre esta propriedade e o *half-energy time* ($T_{E/2}$). Vale ressaltar que todos os outros atributos disponíveis não apresentaram relação alguma com os valores de h_e .

A determinação das correlações confiáveis apenas entre os atributos sísmicos e as propriedades de reservatório do intervalo 4 (reservatório inferior saturado por óleo), sugere que as reflexões que determinaram o intervalo de pesquisa dos atributos sísmicos, associadas preliminarmente ao topo do reservatório I e a base do reservatório II, estejam, na verdade, associadas a outros horizontes estratigráficos, como por exemplo o topo do reservatório II e, internamente a este pacote, ao contato óleo-água, ou ainda ao marco estratigráfico (camada B), que separa duas porções do reservatório com comportamentos sísmicos muito distintos.

Após a KDE, as incertezas associadas as estimativas foram avaliadas através da simulação estocástica condicional (método *turning bands*). Assim, foram gerados mapas de probabilidades, os quais podem ser interpretados como mapas de qualidade de reservatório. A análise destes mapas possibilitou uma melhor compreensão da distribuição das camadas de rocha não-reservatório, e também a definição de regiões com maior chance do reservatório apresentar valores de espessura porosa mais expressivos.

A maior dificuldade na obtenção de relações consistentes entre os atributos sísmicos e os parâmetros do reservatório residiu no pequeno número de poços disponíveis. Para suprir esta deficiência, a modelagem sísmica foi fundamental, auxiliando no esclarecimento e na validação de algumas das relações utilizadas. Por outro lado, a integração das informações sísmicas, densamente amostradas, permitiu um maior detalhamento da distribuição das fácies reservatório e não reservatório, impossível de ser obtido apenas com as informações dos poços.

6.1 Referências Bibliográficas

- Araktingi, U.G. et alli Integration of seismic and well log data in reservoir modeling. *Report 5*, Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford, CA, May. 1992.
- Aki, K., Richards, P.G. *Quantitative Seismology: Theory and Methods*. New York: W.H. Freeman and Company, 1980. 932p.
- Bakke, N.E. *Prediction of calcite cement distribution in shallow marine sandstones reservoirs using seismic data*. Trondheim, Noruega, 1996. 160p. Tese de Doutorado em Engenharia, Norwegian University of Science and Technology.
- Bergamaschi, M.A. *Integração de dados para caracterização preliminar de reservatório de hidrocarboneto*. Brasil, 1993. 145p. Dissertação de Mestrado em Geoengenharia de Reservatórios, Universidade Estadual de Campinas.
- 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, 1994, Macaé. Relatório Interno da Petrobras, Rio de Janeiro. 1994
- Brown, R.A. Net producible gas sand mapping by interactive analysis of seismic time and amplitude. *In: Sheriff, R.E. Investigations in Geophysics n° 7*. Tulsa, Oklahoma: Society Exploration Geophysicists, 1992. p.189-206.
- Brown, R.A. Seismic attribute and their classification. *Geophysics*, 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.
- Callaway, J. et alli Seismic, Geological, and Petrophysical Integration: A key to improved reservoir characterization. *In: International Geophysical Conferency and Exposition*, Jakarta, 1996. Painel.
- Castagna, J.P. AVO Analysis - Tutorial and Review. *In: Castagna, J.P., Backus, M.M., Investigations in Geophysics, n° 8*. Tulsa, Oklahoma: Society Exporation Geophysicists, 1993. p.3-35.
- Cerveny, V. *Ray Method for 3D Seismic Modelling*. Notas de Aula, Trondheim, The Norwegian Institute of Technology, 1987. 583p.
- Cerveny, V., Psencík, I. *Manual do SEIS88*. Praga, 1988. 48p.

- 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. AAPG Computer Applications in Geology n°3: Stochastic Modeling and Geostatistics*. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologist, 1994. p.143-157.
- Chu, J., XU, X., Journel, A.G., 1994. 3D Implementation of Geostatistical Analysis - The Amoco case study. *In: Yarus, J.M., Chambers, R.L. AAPG Computer Applications in Geology n°3: Stochastic Modeling and Geostatistics*. Tulsa, Oklahoma, 1994. p.201-216.
- Davis, C.J. *Statistics and Data Analysis in Geology*. New York: John Wiley & Sons, 1986. 646p.
- Deutsch, C.V. *The relationship between Universal Kriging, Kriging with an External Drift, and Cokriging. Report 4*, Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford, CA, May. 1991.
- Dumay, J., Fournier, F. Multivariate statistical analyses applied to seismic facies recognition. *Geophysics*, v. 53, n. 9, p.1151-1159, Sept. 1988.
- Fouquet, C. Reminders of the Conditioning Kriging. *In: Armstrong, M., Dowd. P.A. Geostatistical Simulations - Proceedings of the Geostatistical Simulation Workshop*, Fontainebleau, France, May. 1993. Boston, London: Kluwer Academic Publishers, 1994. p. 131-139.
- Fournier, F., Derain, J-F. A statistical methodology for deriving reservoir properties from seismic data. *Geophysics*, v. 60, n. 5, p.1437-1450, Sept-Oct. 1995.
- Isaaks, E.H., Srivastava, R.M. *An Introduction to Applied Geostatistics*. New York: Oxford University Press, 1989. 561p.
- Journel, A.G., Xu, W., Tran, T. Integration seismic data in reservoir modelling: The Collocated Cokriging alternative. *Report 5*, Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford, CA, May. 1992.
- Lantéjoul, C. Non Conditional Simulation of Stationary Isotropic Multigaussian Random Functions. *In: Armstrong, M., Dowd. P.A. Geostatistical Simulations - Proceedings of the Geostatistical Simulation Workshop*, Fontainebleau, France, May. 1993. Boston, London: Kluwer Academic Publishers, 1994. p. 147-177.
- Mantoglou, A., Wilson, J.L. The Turning Bands Method for simulation os Random Fields using line generation by a Spectral Method. *Water Resources Research*, v. 18, n. 5, p.1379-1394, Oct. 1982.

- Mathieu, P.G. & Rice, G.W. Multivariate Analysis used in the detection of stratigraphic anomalies from seismic data. *Geophysics*, v. 34, n. 4, p.507-515, Aug. 1969.
- Maureau, G.T.F.R., van Wijhe, D.H. The prediction of porosity in the Permian Carbonate of Eastern Netherlands using seismic data. *Geophysics*, v. 44, n. 9, p.1502-1517, Sept. 1979.
- Neff, D.B. Estimated Pay Mapping using three-dimensional seismic data and incremental pay thickness modeling. *Geophysics*, v. 55, n. 5, p.567-575, May. 1990.
- Neff, D.B. Amplitude map analysis using forward modeling in sandstone and carbonate reservoirs. *Geophysics*, v. 58, n. 10, p.1428-1441, Oct. 1993.
- Ostrander, W.J., 1982. *Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence*. In: Annual International Meeting, 52, 1982, Expanded Abstracts: Soc. Expl. Geophysics, p.216-220, 1982.
- Robertson, J.D. Reservoir management using 3-D seismic data. In: Sheriff, R.E. *Investigations in Geophysics n° 7*. Tulsa, Oklahoma: Society Exploration Geophysicists, 1992. p.25-35.
- Ruijtenberg, P.A., Buchanan, R., Mark, P. Three-Dimensional Data improve reservoir mapping. In: Sheriff, R.E. *Investigations in Geophysics n° 7*. Tulsa, Oklahoma: Society Exploration Geophysicists, 1992. p.122-128.
- Sinvhal, A., Khattri, K. N. Application of seismic reflection data to discriminate subsurface lithostratigraphy. *Geophysics*, v. 48, n. 11, p.1498-1513, Nov. 1983.
- Sinvhal, A., Khattri, K. N., Sinvhal, H., Awasthi, A.K. Seismics indicator of stratigraphy. *Geophysics*, v. 49, n. 8, p.1196-1212, Aug. 1984.
- Sheriff, R.E. Factors affecting seismic amplitudes. *Geophysical Prospecting*, v.23, 1, p.125-136, March. 1975.
- Sheriff, R.E. Aspects of Seismic Resolution. In: Berg, O.R., Woolverton, D.G. *Seismic Stratigraphy II: An integrated approach to hydrocarbon exploration*. Tulsa, Oklahoma: The American Association petroleum Geologists, 1986. p.1-9. (AAPG Memoir, 39)
- 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*, v. 57, n. 1, p.14-20, Jan. 1992.
- Taner, M.T., Koehler, F., Sheriff, R.E. Complex seismic trace analysis. *Geophysics*, v. 44, n. 6, p.1041-1063, June. 1979.

- Tinker, S.W. Building the 3-D Jigsaw Puzzle: Applications of Sequence Stratigraphy to 3-D reservoir characterization, Permian basin. *AAPG Bulletin*, v. 80, n. 4, p.465-485, April. 1996.
- Varela, C.L., Esteves, F.R. Mapeamento de amplitude na delimitação dos campos de Corvina e Malhado. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 4, n. 3, p.263-274, Jul/Set. 1990.
- White, R.E. Properties of Instantaneous Seismic attributes. *Geophysics*, v. 10, n. 7, p.26-32, July. 1991.
- Wolf, D.J., Withers, K.D., Burnaman, M.D. Integration of well and seismic data using geostatistics. In: Yarus, J.M., Chambers, R.L. *AAPG Computer Applications in Geology n.º 3: Stochastic Modeling and Geostatistics*. Tulsa, Oklahoma: The American Society of Petroleum Geologist, 1994. p.177-199.
- Zimmerman, D.A., Wilson, J.L. *Description of and User's Manual for TUBA: A computer code for generating two-dimensional random fields via the Turning Bands Method*. New México, 1990. 112p.
- Zeng, H. et alli Facies mapping from three-dimensional seismic data: Potential and Guidelines from a Tertiary sandstone-shale sequence model, Powderhorn Field, Calhoun County, Texas. *AAPG Bulletin*, v.80, 1, p.16-45, Jan. 1996.