



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS

ÁREA DE ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA
DE RECURSOS MINERAIS

Sérgio Sacani Sancevero

ESTUDO DE APLICAÇÃO DE MÉTODOS
QUANTITATIVOS EM DADOS SÍSMICOS NO
PROCESSO DE CARACTERIZAÇÃO INTEGRADA
DE RESERVATÓRIOS

Tese apresentada ao Instituto de Geociências como parte dos requisitos
para obtenção do título de Doutor Ciências, na área de Administração
e Política dos Recursos Minerais.

Orientador: Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre

CAMPINAS - SÃO PAULO

Maio - 2007

Catalogo na Publicação elaborada pela Biblioteca Central da UNICAMP

Sancevero, Sérgio Sacani

Sa55e Estudo de Aplicação de Métodos Quantitativos em Dados Sísmicos no Processo de Caracterização Integrada de Reservatórios Sérgio Sacani Sancevero. - Campinas, SP.: [s.n.], 2007.

Orientador: Armando Zaupa Remacre
Tese (Doutorado) Universidade de Campinas,
Instituto de Geociências.

1. Método de Reflexão Sísmica. 2. Geoestatística. 3. Reservatórios - Modelos Matemáticos.

I. Remacre, Armando Zaupa. Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Geociências. III. Estudo de Aplicação de Métodos Quantitativos em Dados Sísmicos no Processo de Caracterização Integrada de Reservatórios.

Título em Inglês: Study of Application of Quantitative Methods in Seismic Data in the Integrated Reservoir characterization Process.

Keywords: Reflection seismic method, Geostatistics, Reservoirs - Mathematical models.

Área de Concentração: Administração e Política de Recursos Minerais

Titulação: Doutor em Ciências

Banca examinadora: Paulo Shoreder Johann, Liliana Alcazar Diogo, Denis José Schiozer, Alexandre Campane Vidal.

Data da defesa: 22/06/2007

Programa de Pós-Graduação em Ciências.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA DE
RECURSOS MINERAIS

AUTOR: SERGIO SACANI SANCEVERO

ESTUDO DE APLICAÇÃO DE MÉTODOS QUANTITATIVOS EM
DADOS SÍSMICOS NO PROCESSO DE CARACTERIZAÇÃO
INTEGRADA DE RESERVATÓRIOS

ORIENTADOR: Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre

Aprovada em: 22/06/2007

EXAMINADORES:

Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre

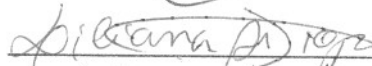
Profa. Dra. Liliana Alcazar Diogo

Prof. Dr. Alexandre Campana Vidal

Prof. Dr. Denis José Schiozer

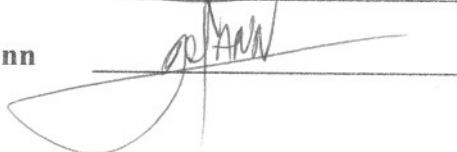
Prof. Dr. Paulo Roberto Schroeder Johann

 - Presidente









Campinas, 22 de junho de 2007

Dedico este trabalho à minha família, à minha mãe Marisilda, e à minha amada e
companheira Cynthia.

*“Viver na Terra pode ser caro, mas isso inclui uma viagem anual
gratuita ao redor do Sol.”* (Anônimo)

AGRADECIMENTOS

Quero expressar os meus primeiros agradecimentos à minha mãe Marisilda agradeço as calorosas, afetuosas e vitais ligações que, invariavelmente, a cada encontro e telefonema renovaram as minhas alegrias e energias. À Cynthia, minha gratidão por ter-me reconfortado com seu afeto, carinho e dedicação, mesmos nos momentos mais difíceis. À toda minha família em São Paulo (Tarlei, Elys e Claudia) pelos incríveis momentos de descontração, divertimento, atenção e carinho. Quero também expressar meus mais profundos agradecimentos ao meu orientador Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, que por meio de discussões, debates e orientação me guiou nesse trabalho, sempre com paciência e me transmitindo os melhores e maiores conhecimentos. Não poderia esquecer, do Moacir (Cisa), grande amigo e companheiro que me auxiliou em momentos complicados e sempre foi um escape, com brincadeiras e conversas sobre os mais variados temas. Gostaria de agradecer a todos na República dos Caixas D'Água, que me acolheram como um irmão: Presi, Nena, Fufu, Marquinhê, Babu, Nego, Sergim, Rui, Zé, Zano, e o recém chegado Rafael. Obrigado a todos e saibam que neste trabalho vocês tem uma participação importante. Além disso gostaria também de agradecer aos meus amigos petroleiros, que sempre estiveram dispostos a me ajudar e em grande parte deste trabalho me auxiliaram diretamente: Mundim, Anelise, Rui entre outros. À banca, pelas sugestões, leitura e avaliação deste trabalho. E a todos que de maneira direta e indireta tem uma parcela de culpa nisso aqui.

SUMÁRIO

Sumário	vi
1 Introdução	1
1.1 Introdução	1
1.2 Motivação e Objetivos	7
1.3 Metodologia e Organização da Tese	8
2 Caracterização de Reservatórios: Uma Revisão do Atual Estado da Arte	13
2.1 Introdução	13
2.2 Definição e Conceito do Processo de Caracterização de Reservatórios	13
2.3 Análise de Fluxogramas Utilizados no Processo de Caracterização de Reservatórios	20
2.4 O Papel da Geoestatística no Processo de Caracterização de Reservatórios	26
2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios	30
2.5.1 A Modelagem Litológica	33
2.5.2 A Modelagem Petrofísica	51
2.5.3 Caracterização Volumétrica	63
3 O Papel da Sísmica no Processo de Caracterização de Reservatórios	72
3.1 Introdução	72
3.2 Visão Geral do Método Sísmico	74
3.3 A Geofísica de Reservatório	81
3.4 A Modelagem Sísmica	83
3.4.1 Modelagem Convolutacional	85
3.5 Os Atributos Sísmicos	95
3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios	111
3.6.1 A Inversão Recursiva	114
3.6.2 A Inversão Sparse Spike	119
3.6.3 A Inversão Geoestatística	123
3.6.4 Validação e Comparação dos Resultados	135

3.7	Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica . . .	139
4	Utilização dos Conceitos de Mineração de Dados e Métodos Estatísticos Multivariados no Processo de Caracterização de Reservatórios	146
4.1	Introdução	146
4.2	Conceitos de Mineração de Dados aplicados no Processo de Caracterização de Reservatórios	147
4.3	O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa	153
4.3.1	Fácies Sísmicas	153
4.3.2	Métodos Estatísticos Multivariados	155
4.3.3	A Análise de componentes Principais (PCA)	158
4.3.4	Análise de Componentes Independentes (ICA)	164
4.3.5	Fatores de Máxima Autocorrelação (MAF)	171
4.3.6	Análises de Agrupamento	175
4.4	Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas	179
5	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	206
	Referências Bibliográficas	212

LISTA DE FIGURAS

1.1	Fluxograma metodológico a ser desenvolvido no decorrer desta tese.	9
2.1	Representação esquemática das escalas de heterogeneidades encontradas em reservatórios de petróleo (Modificado WEBER, 1986)	17
2.2	Modelo esquemático de sistemas turbidíticos onde se encontram resumidas as principais características encontradas neste tipo de reservatório.	35
2.3	Modelo esquemático de sistemas turbidíticos de Tanqua Karoo na África do Sul, onde se pode observar toda a complexidade do sistema além da geometria e das feições em seção de cada um dos elementos que constituem um sistema turbidítico de águas profundas.(Modificado de JOHNSON et al. (2001))	36
2.4	Mapa do sistema turbidítico atual de Almirante Câmara, onde informações sobre a extensão do corpo e suas características geométricas podem ser obtidas para a constituição do modelo de referência	38
2.5	Tabela com as dimensões das principais feições encontradas em reservatórios turbidíticos de águas profundas. (Modificado de BRUHN, 1998)	39
2.6	Esquema mostrando as etapas da simulação Booleana de objetos realizada nesta tese para a geração do modelo litológico de referência.	42
2.7	Seção atravessando os poços N, Q, A, P e C, mostrando a distribuição da litologia nesses poços.	44
2.8	Imagem 3D do modelo adotado como reservatório sintético de referência, os corpos em amarelo representam os corpos de areia modelados por meio da simulação Booleana de objetos.	44
2.9	Seção atravessando os poços N, Q, A, P e C, mostrando o resultado da simulação e a variação de espessura conseguida para os corpos de areia. . . .	46

2.10	Histograma do modelo litológico onde pode-se observar a proporção de rochas reservatório (arenito) e rochas não reservatório (folhelho).	46
2.11	Comparação entre uma seção horizontal do sistema atual de Almirante Câmara (esquerda) e uma seção extraída do modelo gerado neste trabalho (direita). . .	48
2.12	Comparação entre uma seção horizontal do reservatório de Marlin Sul (esquerda), extraído do trabalho de BRUHN (1998) e uma seção horizontal extraída desta tese.	48
2.13	Comparação entre uma seção vertical extraída do trabalho de PICKERING e CLARK (1996) (esquerda) e uma seção vertical extraída do modelo de referência simulado neste trabalho (direita).	50
2.14	Comparação entre uma seção vertical extraída do trabalho de BEAUBOUF (1999) (acima) e uma seção vertical extraída do modelo de referência simulado neste trabalho (abaixo).	50
2.15	Esquema mostrando o processo de simulação sequencial Gaussiana utilizado para a modelagem das propriedades petrofísicas no modelo de referência (Modificado de DUBRULE, 2003).	56
2.16	Histogramas para a densidade, sônico e impedância acústica, mostrando a distribuição e os valores médios para os reservatórios da Bacia de Campos, as cores representam diferentes poços.	58
2.17	Modelo tridimensional da porosidade para o modelo de referência, pode-se observar os corpos de areia preenchidos com porosidade variável e o fundo de folhelho preenchido com porosidade constante e igual a 2%.	60
2.18	Histograma da porosidade dos corpos de areia mostrando que a média dessa propriedade para o modelo gerado é de aproximadamente 0,20.	60
2.19	Modelo tridimensional da densidade para o modelo de referência, as cores esverdeadas representam os corpos de areia enquanto que as cores vermelhas representam o folhelho.	62
2.20	Modelo tridimensional da velocidade compressional para o modelo de referência, as cores verdes representam os corpos de areia enquanto que as cores vermelhas representam o folhelho.	62

2.21	Modelo tridimensional da impedância acústica para o modelo de referência, a cor amarela representam os corpos de areia enquanto que as cores azul e verde representam o folhelho.	64
2.22	Histograma representativo do modelo de impedância acústica onde se observa duas populações distintas, arenito (preto) e folhelho (vermelho), além de uma região de sobreposição entre elas (A) e o histograma referente aos poços do campo de Namorado, mostrando a semelhança entre as duas populações. . . .	64
2.23	Comparação entre o modelo litológico (acima) e o modelo de impedância acústica (abaixo) por meio da seção entre os poços N, Q, A, P e C, mostrando a equivalência entre o intervalo estipulado para a impedância acústica do arenito e os corpos de areia definidos no modelo litológico.	66
2.24	Tabela comparativa entre os valores das propriedades petrofísicas da Bacia de Campos e os modelados neste trabalho.	66
2.25	Mapa representando o valor de net-pay no reservatório de referência.	70
2.26	Mapa representando o valor de net-to-gross no reservatório de referência. . . .	70
2.27	Histograma dos três volumes obtidos para o reservatório de referência.	70
3.1	Concepção geral do método sísmico, onde ondas artificiais são geradas por uma determinada fonte e captadas por sensores após viajarem no interior da Terra. . . .	74
3.2	Definição de <i>cross-line</i> e <i>in-line</i> de acordo com o levantamento sísmico (esquerda) e conjunto de seções ortogonais presentes no volume sísmico 3D (direita) (Modificado de BROWN, 2003).	80
3.3	Tabela comparativa mostrando as principais técnicas de modelagem sísmica suas vantagens e desvantagens (Modificado de AKI E RICHARDS, 2002. . . .	86
3.4	Seção extraída do modelo de impedância acústica atravessando os poços N, Q, A, P e C, mostrando o modelo completo utilizado na obtenção da sísmica sintética com as camadas de propriedades constantes.	88
3.5	Série de coeficientes de reflexão extraída da porção do Poço Q na seção de impedância acústica.	90
3.6	Wavelet sísmica utilizada na geração do dado sísmico sintético.	91

3.7	Ilustração esquemática mostrando como o dado sísmico é obtido a partir da aplicação da modelagem convolucional.	92
3.8	Volume sísmico 3D sintético que será utilizado pelas demais técnicas de caracterização de reservatórios.	94
3.9	Comparação entre o modelo de impedância acústica (A) e a sísmica sintética (B) na porção do reservatório na região dos poços N, Q, A, P e C.	94
3.10	Propriedades dos atributos sísmicos instantâneos. (Modificado de WHITE (1991))	99
3.11	Classificação dos atributos sísmicos.	101
3.12	Atributos sísmicos extraídos nesta tese e utilizados posteriormente na análise multiatributos.	103
3.13	Seção sísmica (a) e respectiva seção litológica (b) utilizada para a apresentação dos resultados provenientes da extração de atributos sísmicos.	104
3.14	Seção de amplitude instantânea (A) e litológica (B).	105
3.15	Seção de fase instantânea (A) e litológica (B).	105
3.16	Seção de frequência instantânea (A) e litológica (B).	106
3.17	Seção de energia do traço (A) e litológica (B).	107
3.18	Seção de similaridade (A) e litológica (B).	108
3.19	Seção de transformada de Laplace (A) e litológica (B).	109
3.20	Seção de decomposição espectral (A) e litológica (B).	110
3.21	Volume sísmico 3D com horizontes interpretados que definem o intervalo a ser avaliado por meio da inversão sísmica.	116
3.22	Modelo de baixa frequência a ser utilizado no processo de inversão sísmica para a impedância acústica.	116
3.23	Comparação entre o modelo de impedância acústica original e o resultado obtido por meio da aplicação da inversão recursiva.	118
3.24	Comparação entre o modelo de impedância acústica original e o resultado obtido por meio da aplicação da inversão recursiva considerando somente o intervalo correspondente aos corpos de areia com valores entre 4400 a 6750 $g/cm^3 * m/s$	118

3.25	Comparação entre o modelo de referência de impedância acústica e o resultado da inversão CSSI.	122
3.26	Comparação entre o modelo de referência de impedância acústica e o resultado da inversão CSSI considerando somente o intervalo referente aos corpos de areia entre 4400 e 6750 $g/cm^3 \cdot m/s$	122
3.27	Gráfico de correlação entre a impedância acústica do modelo de referência e o resultado da inversão CSSI.	126
3.28	Variogramas vertical e horizontal para a inversão geoestatística.	130
3.29	Resultados de impedância acústica das realizações 5, 10, 15 e 20 para a inversão geoestatística.	130
3.30	Comparação entre a impedância acústica do modelo de referência e da realização 3 da inversão geoestatística.	132
3.31	Comparação entre o modelo de referência e a imagem 3 da inversão geoestatística com o corte na impedância entre 4400 e 6750 $g/cm^3 \cdot m/s$	132
3.32	Apresentação da média, desvio padrão, e probabilidade de ocorrência de areia a partir do resultado da inversão geoestatística.	134
3.33	Comparação pontual entre o modelo de referência (rosa) e os resultados das inversões, recursiva (A), sparse spike (B) e geoestatística realização 3 (C). . . .	136
3.34	Comparação entre o modelo de referência (A), o resultado da inversão recursiva (B), o resultado da inversão sparse spike (C) e o resultado da inversão geoestatística (D) para o processo de checagem de corpos utilizando como valor de corte a impedância acústica entre 4400 e 6750 ($g/cm^3 \cdot m/s$).	138
3.35	Comparação entre o modelo de referência, o resultado da inversão sparse spike e o resultado da inversão geoestatística, tanto para a média das realizações como para a realização 3, na reprodução das feições de interesse presentes no modelo (1), (2) e (3) utilizando como valor de corte a impedância acústica entre 4400 e 6750 ($g/cm^3 \cdot m/s$).	138
3.36	Comparação entre o net-pay do modelo de referência (A) e o net-pay usando como dado de entrada a impedância acústica obtida pela inversão sparse-spike (B).	142

3.37	Comparação entre o net-pay do modelo de referência (A) e o net-pay médio das 20 realizações da inversão geoestatística (B).	142
3.38	Histograma comparativo do volume do modelo de referência, da inversão sparse-spike e dos resultados da inversão geoestatística.	144
3.39	Comparação entre o net-pay do modelo de referência (A) o net-pay obtido com a inversão sparse spike (B) e a média dos net-pay obtida com a inversão geoestatística (C).	144
4.1	Mineração de dados aplicada à caracterização de reservatórios.	152
4.2	Tabela de estatística multivariada para a análise de atributos sísmicos.	157
4.3	Funcionamento da ICA.	166
4.4	Um exemplo simples da aplicação da ICA, em (a) os sinais misturados e em (b) as fontes recuperadas. (Modificado de LU e MAO, 2005)	167
4.5	Fluxograma utilizado na análise dos resultados da avaliação multiatributos e na definição das fácies sísmicas.	180
4.6	Componentes principais de 1 a 9 obtidas para o conjunto de 19 atributos estudados nesta tese.	181
4.7	Componentes principais de 10 a 19 obtidas para o conjunto de 19 atributos estudados nesta tese.	182
4.8	Análise da porcentagem da variância, explicada pelas componentes principais.	184
4.9	<i>Scree Plot</i> para as componentes principais obtidas dos atributos sísmicos, onde se observa o comportamento dos autovalores de cada componente principal.	184
4.10	Círculo de correlação para os 19 atributos sísmicos estudados, mostrando grupos de atributos.	186
4.11	Atributos pertencentes ao Grupo 1 da Figura 4.10.	187
4.12	Atributos pertencentes ao Grupo 2 da Figura 4.10.	187
4.13	Atributos pertencentes ao Grupo 3 da Figura 4.10.	188
4.14	Atributos pertencentes ao Grupo 4 da Figura 4.10.	189
4.15	Atributos não agrupados na Figura 4.10.	190
4.16	Classificação litológica realizada com a primeira componente principal.	191

4.17	Diferença entre o modelo original e a classificação realizada com a primeira componente principal.	191
4.18	Classificação litológica utilizando as 5 primeiras componentes principais. . . .	192
4.19	Diferença entre o modelo original e a classificação realizada com as 5 primeiras componentes principais.	193
4.20	Comparação entre as seções de diferença com 1 componente principal (1) e 5 componentes principais (2), comparando as áreas A e B de maior diferença. . .	194
4.21	Componentes Independentes de 1 a 7, extraídas para os atributos sísmicos em estudo.	194
4.22	Componentes Independentes de 8 a 14, extraídas para os atributos sísmicos em estudo.	195
4.23	Classificação litológica realizada com a componente independente 11.	196
4.24	Diferença entre a seção original e a seção classificada com a componente independente 11.	196
4.25	Comparação entre as diferenças com as PCs (1) e (2) e com a ICA (3). atenção especial às regiões C e D, melhores representadas pela ICA, com um erro menor.	198
4.26	Fatores de máxima autocorrelação de 1 a 9 extraídos para os atributos em estudo.	198
4.27	Fatores de máxima autocorrelação de 10 a 19 extraídos para os atributos em estudo.	199
4.28	Degradação da autocorrelação com a adição de fatores na análise.	200
4.29	Correlação entre os 4 primeiros fatores e os atributos sísmicos na ordem da tabela da Figura 3.14.	202
4.30	Correlação entre os 4 primeiros fatores e os atributos sísmicos ordenados. . . .	202
4.31	Classificação litológica utilizando os dois primeiros fatores de máxima autocorrelação.	203
4.32	Classificação litológica utilizando o primeiro fator de máxima autocorrelação. .	203
4.33	Comparação entre as diferenças com as Pcs (1) e (2), com a ICA (3) e com os MAF (4). Atenção especial às região A, melhor representada pelos MAF, com um erro menor.	204

4.34	Comparação entre os índices de acertos na classificação litológica e conseqüentemente na análise de fácies sísmicas par todos os métodos aqui estudados.	204
------	--	-----



**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA
DE RECURSOS MINERAIS**

**Estudo de Aplicação de Métodos Quantitativos em Dados Sísmicos
no Processo de Caracterização Integrada de Reservatórios**

RESUMO

TESE DE DOUTORADO

SÉRGIO SACANI SANCEVERO

O processo de caracterização de reservatórios é atualmente uma das etapas mais importantes na exploração, desenvolvimento e produção de um campo. Porém, para que esse processo seja realizado da melhor forma possível é preciso se ter o conhecimento de determinados métodos, que integram as diferentes informações disponíveis. Desse modo, o objetivo principal dessa tese é estudar de forma criteriosa e quantitativa o processo de caracterização de reservatórios do ponto de vista dos dados sísmicos, avaliando antigos e novos métodos, e definindo novas metodologias que possam ser aplicadas de maneira decisiva neste processo. Para que esses métodos pudessem ser avaliados de maneira conclusiva foi utilizado nesta tese um modelo sintético que reproduzisse minimamente algumas características cruciais de determinados reservatórios como a complexa distribuição dos corpos de areia e a presença de corpos com espessura subsísmica que levassem ao limite as técnicas de modelagem tradicionais, proporcionando avaliar novos métodos. Assim, para caracterizar essas complexas feições, foram utilizados nesta tese dois meios principais de interpretação, primeiro a inversão sísmica dando um caráter preditivo ao dado sísmico e por fim a análise multiatributos, dando um caráter classificatório. No caso da inversão sísmica foram utilizados três métodos de obtenção da impedância acústica. Entre eles, foi a inversão geoestatística que demonstrou ser a mais eficiente das técnicas no que diz respeito à caracterização de reservatórios com espessura subsísmica e complexa distribuição dos corpos de areia. No caso dos atributos, pôde-se demonstrar que é necessário que sejam tratados com uma abordagem multivariada para que seja aproveitada a correlação entre eles e que por meio de técnicas de classificação e modelagem possa se decidir os mais relevantes para o processo. Neste caso 3 métodos de análise multivariada foram apresentados e testados, sendo que dois deles (ICA e MAF) de maneira inédita e que produziram resultados superiores àqueles alcançados quando a tradicional técnica de PCA é aplicada. Assim, com o que foi apresentado, pode-se concluir que o processo de caracterização é um estágio crucial para o desenvolvimento dos campos, mas não é fácil de ser realizado, a menos que os métodos e as técnicas envolvidas sejam conhecidas de maneira profunda. Só assim, é possível extrair o máximo de informações do dado sísmico, caracterizando o reservatório de forma quantitativa e integrada, otimizando sua produção e reduzindo os riscos e custos com a sua exploração



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE ADMINISTRAÇÃO E POLÍTICA
DE RECURSOS MINERAIS

Study of Application of Quantitative Methods in Seismic Data in the Integrated Reservoir Characterization Process

ABSTRACT

DOCTOR THESIS

SÉRGIO SACANI SANCEVERO

The reservoir characterization process can be considered currently the most important stage in the exploration, development and production of the oil field. However, this process is only carried out in the best way if the geologists, geophysicist and engineering has the knowledge of some definitive methods and techniques that integrated all information available about the field. Thus, the aim of this thesis is to study in a criterious and quantitative way the reservoir characterization process, analyzing the seismic data, by the evaluation of classic and novel methods, to defining new methodologies that can be applied in decisive way into this process. So, for these methods could be evaluated in a conclusive way, were used in this thesis a synthetic reference model that reproduced some critical features of determined reservoirs, as the complex distribution of sand bodies and the subseismic thickness. These characteristics pushing to the limit the traditional modelling techniques. In this thesis to characterize the complex features present in the reference model we used two interpretation techniques, first we analyze the seismic inversion that give a predictive character to the seismic data and after we study the multiattribute analysis that give a classificatory character to the seismic interpretation. For the seismic inversion, the stochastic or geostatistical inversion, that demonstrated to be the most efficient technique to characterized the complex and the subseismic features present in the model. About the seismic attributes it could be demonstrated that even so in some cases they represent the features of the model, are necessary that they are dealt with a multivariate approach, to used the advantage of the correlation between them. For the seismic attribute analysis, 3 methods of multivariate statistics analysis were used, two of them (ICA and MAF) for the first time in the reservoir characterization process. With the results we can proved that these 2 new methods improved the process of multiattribute anlysis prducing superior results when compare with the results obtained by the application of traditional PCA technique. With it was presented, can be concluded that the reservoir characterization process is a crucial stage and have some difficults to be accomplishment, unless the methods and the involved techniques are known deeply. Thus it is possible to extract the maximum informations from the datasets, characterizing the reservoir in a quantitative and integrated environmental, optimizing its production and reducing the risks and the costs with its explotation.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

A modelagem e a caracterização de reservatórios são conceitos que a cada dia ganham mais importância na indústria do petróleo. Entender como os modelos que representam os reservatórios são gerados e saber como o processo de caracterização é realizado, tem papel fundamental para auxiliar na otimização do gerenciamento dos campos, reduzindo assim os custos e os riscos com sua exploração e seu desenvolvimento.

O cuidadoso planejamento e desenvolvimento da estratégia de produção de um reservatório, juntamente com a correta previsão do desempenho do campo tem um impacto marcante na viabilidade de execução dos projetos. Para que isso seja feito da forma mais eficiente possível, as empresas de petróleo fazem uso de estudos do reservatório por meio de modelos e processos de caracterização. Embora esses estudos tenham sempre sido realizados, existe atualmente uma pressão para que eles sejam executados da maneira mais precisa e com o menor custo possível.

Os modelos gerados nos estudos de reservatório, embora úteis, apresentam ainda uma aproximação simplificada de uma realidade complexa e desconhecida. O principal problema neste caso é o fator crucial para elaboração de modelos precisos é o conhecimento dos parâmetros do reservatório por meio da aquisição de dados. Entre os parâmetros que governam o comportamento do campo e que precisam ser conhecidos para a sua correta modelagem, pode-se citar: os parâmetros estruturais (mapas de espessura e profundidade das estruturas, falhas etc.); parâmetros da estrutura interna do reservatório; propriedades

petrofísicas (porosidade, permeabilidade, pressão capilar, saturação); os parâmetros que definem os contatos dos fluidos e as propriedades termodinâmicas dos fluidos.

O problema na definição desses parâmetros existe, pois os dados disponíveis para a sua caracterização são acessíveis de forma parcial devido ao pequeno número de poços perfurados e também à dificuldade da realização de medidas *in situ*. Além disso, esses parâmetros não são medidos diretamente, mas inferidos a partir de outras medidas existentes (por exemplo, a resistividade, a radioatividade e a pressão). Colaborando com isso, pode-se citar ainda o fato de que atualmente poços com trajetórias complexas são perfurados, o que reduz o número de amostras e dificulta a interpretação.

Nos últimos anos, porém, tem-se observado um desenvolvimento considerável da aquisição de dados, devido à melhora nas técnicas existentes e à capacidade de se registrar novos parâmetros físicos que podem ser relacionados com as características básicas do reservatório. Um método desenvolvido no final da década de 1970 e que tem auxiliado de maneira significativa todo o processo de modelagem e caracterização é a sísmica 3D. Por meio dessa técnica, foi possível observar uma grande mudança no que diz respeito à modelagem estrutural do reservatório, bem como o acesso à distribuição de propriedades petrofísicas importantes.

Desde o início da década de 1980, a integração da sísmica 3D nas etapas de modelagem dos reservatórios, tem, para muitas empresas de petróleo, funcionado de forma decisiva, mudando assim o comportamento durante o processo de caracterização. As empresas, que desde o início utilizam essa tecnologia para obter uma melhor informação estrutural têm alcançado grandes ganhos de produtividade em termos de descobrir e gerenciar os reservatórios. Por exemplo, na Bacia de Campos, uma campanha de sucesso tem mostrado que a sincronização de estudos sísmicos 3D durante as fases de exploração e desenvolvimento tem resultado na significativa redução nos custos de perfuração, dobrando o sucesso exploratório e reduzindo em um terço o tempo de avaliação. Um estudo realizado pela Exxon, com base em 40 levantamentos sísmicos 3D com um custo total (aquisição + processamento) de 48 milhões de dólares tem dado uma taxa de retorno de 26% no investimento. Um estudo realizado pela Shell mostrou que em 10 campos do Mar do Norte a melhoria na precisão obtida com o dado sísmico 3D mudou a reserva estimada em uma média de 36% (BURNS, 2003).

Com o que foi apresentado acima, pode-se concluir que a sismica 3D é uma técnica que tem se tornado essencial na indústria do petróleo, principalmente para alcançar os seguintes objetivos: detectar a presença de reservatórios de hidrocarbonetos; descrever a forma, o tamanho e a extensão do reservatório; caracterizar as heterogeneidades e as propriedades de transporte e a conectividade entre os vários compartimentos do reservatório e prever o desempenho do campo durante a produção. Assim, os desenvolvimentos da sismica 3D têm fornecido a oportunidade única de conduzir estudos de caracterização de reservatórios com uma precisão melhor e de uma maneira mais eficiente.

Embora a sismica 3D, com o que foi citado, possa ser considerada a principal informação disponível para realizar o processo de caracterização de reservatórios, tem-se observado nos últimos anos, grandes desafios que ainda precisam ser vencidos, principalmente no que diz respeito a chamada interpretação quantitativa do dado sísmico.

A interpretação quantitativa do dado sísmico pode ser definida como a caracterização completa desta informação e como relacioná-la com propriedades cruciais do reservatório, como a litologia e o volume. Para isso é necessário extrair dele o maior número de detalhes possíveis. Um dos métodos de se detalhar a interpretação é conduzir estudos de extração de atributos sísmicos. Os atributos sísmicos representam diferentes maneiras de se analisar o dado sísmico, de modo a se obter informações, que podem estar subjacentes ao dado convencional de amplitude.

A análise e o estudo dos atributos sísmicos pode ser realizada com dois objetivos distintos, e complementares: um caráter preditivo e um caráter classificatório. No caráter preditivo, o objetivo da análise dos atributos se baseia especificamente na obtenção da impedância acústica por meio de técnicas de inversão sísmica. Com o resultado da inversão, é possível então prever a porosidade, espessura porosa, volume, entre outras propriedades. Para isso, desde a década de 1980, várias técnicas de inversão foram desenvolvidas e estudadas. Nesta tese serão apresentados os conceitos teóricos e os resultados obtidos com a aplicação de 3 métodos de inversão. A inversão recursiva e a inversão *sparse-spike*, métodos esses tradicionais e aplicados em grande escala dentro do processo de caracterização de reservatórios. E a inversão geoestatística, ou estocástica, esse, um método mais recente onde os resultados aqui

apresentados podem auxiliar na difusão de sua aplicação.

Já na análise com caráter classificatório, tem-se como base a extração de uma grande quantidade de atributos sísmicos. Com o desenvolvimento tecnológico observado nos últimos anos, é possível extrair uma centena de atributos do dado sísmico original. Assim, o objetivo principal é estudar os atributos sísmicos de maneira conjunta de modo que possam ser usados para definir propriedades do reservatório, principalmente no que diz respeito a sua litologia, por meio da análise de fácies sísmicas. Para que isso possa ser realizado de maneira eficiente, é necessário porém, aplicar determinados métodos e conceitos específicos como a teoria de mineração de dados e técnicas da estatística multivariada, pois dessa maneira é possível analisar as informações extraídas de maneira conjunta obtendo resultados relevantes que podem então ser utilizadas no processo classificatório. Dessa maneira, nesta tese, são apresentadas técnicas multivariadas consagradas de tratamento de dados, como a análise de componentes principais além de técnicas novas e ainda não aplicadas no processo de caracterização como a análise de componentes independentes e os fatores de máxima autocorrelação, de modo a proporcionar o desenvolvimento de novas metodologias a serem aplicadas no processo de caracterização quantitativa de reservatórios.

Para que todas essas técnicas possam ser aplicadas de modo ótimo, principalmente na análise preditiva, um ponto crucial é a integração de todas as informações disponíveis sobre o reservatório, principalmente os dados de poços e o dado sísmico 3D. Contudo, essa integração na prática, não é facilmente acessada, o que leva ao desenvolvimento de ferramentas adequadas para tratar tal problema. Assim, ao mesmo tempo em que as técnicas e métodos de aquisição de dados se desenvolvem, as técnicas de análise e interpretação também tornam-se mais sofisticadas de modo a permitir uma melhor definição das características do reservatório. De acordo com COSENTINO (2001), dentro desse contexto os maiores avanços estão relacionados com a modelagem espacial das propriedades do reservatório. Em adição a isso, o uso da abordagem probabilística para o problema de estimativa, levou ao desenvolvimento de aplicações da geoestatística no processo de modelagem e caracterização. A evolução simultânea da teoria, dos métodos numéricos e da capacidade computacional formou a base para o desenvolvimento dos métodos estatísticos capazes de gerar modelos equiprováveis

do reservatório, a partir de um conjunto esparsos de dados.

Com isso, desde o final da década de 1980, os geólogos de reservatório estão se familiarizando e têm aceito a geoestatística como uma tecnologia fundamental para o processo de caracterização de reservatórios. Contudo, por alguns anos, a geoestatística era uma tecnologia sofisticada acessível somente aos especialistas. Nesta época era observado um desenvolvimento teórico dirigido para a geração de novos algoritmos enquanto que uma menor importância era dada para integração desse método na rotina de estudos de reservatório (LESTANG *et al.*, 2002).

Mais recentemente porém, tornou-se evidente para a maioria dos geocientistas que a geoestatística e a modelagem estocástica não somente fornecem uma distribuição melhor dos parâmetros geológicos, mas também possuem grande potencial para integrar dados oriundos de diferentes naturezas. Em particular, um conhecimento geológico geral (modelos litológicos deposicionais), a geofísica, a geologia estrutural, a petrofísica e as informações básicas sobre a engenharia podem fornecer dados de entrada úteis para o modelo geoestatístico, o que faz da geoestatística o coração do processo de modelagem.

A possibilidade de integrar dados provenientes de diferentes fontes faz com que a modelagem geoestatística seja considerada uma importante técnica para o processo de caracterização de reservatórios. A integração das informações é importante no processo de modelagem e está relacionada à escassez dos dados disponíveis que precisam ser suplementados por hipóteses, informações análogas e correlações que tenham um impacto significativo nos resultados finais. Esses vários elementos precisam ser combinados de forma consistente e coerente durante todas as fases do estudo, pois atualmente, existe a necessidade de um grau maior de integração para se derivar de maneira precisa modelos dinâmicos e estáticos do reservatório. A integração das medidas de subsuperfície fornece benefícios em termos do entendimento dos riscos e das incertezas envolvidas no processo de modelagem e caracterização (NIKRAVESH, 2004).

Como pode-se imaginar, o planejamento e a realização de um estudo integrado é um desafio considerável. De acordo com PICKERING *et al.* (2005) normalmente, cada especialista tende a propor e realizar o melhor estudo de modo a obter os melhores resultados possíveis mesmo que isso não seja relevante para o objetivo global do projeto. Frequentemente é possível

observar estudos muito sofisticados e caros que não são usados numa seqüência do trabalho. Uma atitude oposta também é observada, ou seja, especialistas que limitam o grau de detalhe do trabalho não se interessando em fornecer resultados mais precisos.

Desse modo, para a realização de um processo de caracterização eficiente, além do conhecimento e da integração das informações disponíveis sobre o reservatório, é necessário o conhecimento das técnicas e métodos existentes para proceder o estudo. Atualmente, muitas técnicas e métodos capazes de aumentar e otimizar a produção de óleo e gás por meio de uma modelagem precisa do reservatório, estão em prática. Essas técnicas são usadas especialmente para: caracterizar com precisão o reservatório; encontrar zonas de óleo e gás remanescente no caso de reservatórios maduros; processar grandes conjuntos de dados como a informação sísmica e os dados de perfis de poços; encontrar relações entre muitas fontes de dados com diferentes graus de incerteza; otimizar um grande número de parâmetros; derivar modelos físicos a partir dos dados e finalmente otimizar a produção.

Assim, devido ao fato dos desafios associados com o desenvolvimento de reservatórios de óleo e gás estarem diretamente ligados aos métodos envolvidos no processo de caracterização justifica-se a execução deste trabalho de tese. Isso é crítico, principalmente quando se trata de reservatórios de águas profundas. Esses reservatórios representam desafios significativos para as empresas de petróleo, tanto para serem explorados como para serem desenvolvidos, devido aos altos custos de produção (EZEKWE & FILLER, 2006). Nesses reservatórios, grandes incertezas e riscos estão envolvidos na avaliação, devido ao ambiente, ao baixo controle de poços e à perda de medidas diretas das propriedades do reservatório. Desse modo, a modelagem e caracterização apropriada desses reservatórios fornece para as empresas subsídios para avaliá-los e quantificar os riscos associados com o seu desenvolvimento. Com isso, o estudo e a avaliação quantitativa dos métodos utilizados atualmente para a realização do processo de caracterização de reservatórios, pode ser indicado como uma importante contribuição deste trabalho de tese, pois fornecerá suporte para futuros projetos que utilizem os métodos aqui discutidos em estudos de modelagem e caracterização. Como consequência, a aplicação dos resultados aqui apresentados podem ser usados para se interpretar quantitativamente

os reservatórios otimizando sua produção e reduzindo os riscos e os custos envolvidos no desenvolvimento e gerenciamento dos campos.

1.2 Motivação e Objetivos

A necessidade de se estudar a modelagem de reservatórios analisando as técnicas e métodos disponíveis possui três motivações principais:

- Atualmente no mundo, existe um declínio observado nos fatores de recuperação e na reposição de reservas de petróleo, junta-se a isso a volatilidade dos preços do óleo, onde se tem então a necessidade de modelar e caracterizar com a maior precisão possível os reservatórios acessando as incertezas e os riscos envolvidos nas fases de exploração e produção.
- Existe também a necessidade de se melhorar a tecnologia corrente de modo a fornecer uma solução eficiente para os estudos de modelagem. Essa melhora só ocorrerá com o entendimento e a análise das técnicas e métodos vigentes, além da implantação, estudo e definições de novas tecnologias, para a realização da caracterização de reservatórios.
- Está em crescimento a exploração e produção de reservatórios cada vez mais complexos e que apresentam grandes desafios para serem caracterizados com precisão. Para isso existe a necessidade de integrar as informações provenientes do reservatório, por meio de métodos e tecnologias novas de análise de dados, visando extrair o máximo de conhecimento possível das informações. Desse modo, analisar as técnicas disponíveis de modo que se possa realizar a modelagem de reservatórios de forma integrada é um ponto crucial para o processo de caracterização de reservatórios.

Assim, o objetivo principal desta tese é estudar de maneira criteriosa, quantitativa e integrada o processo de caracterização de reservatórios, abordando principalmente a utilização do dado sísmico neste processo em toda a sua extensão. Serão estudados e avaliados, antigos e novos métodos, com ênfase nas técnicas de inversão sísmica e na aplicação de métodos de mineração de dados e de estatística multivariada, com o intuito de extrair de maneira eficiente e coerente, o máximo de resultados possíveis desta informação, de modo que a sísmica 3D, possa ser inserida de forma quantitativa dentro deste processo. Com esse estudo, é possível definir

novas metodologias que possam ser aplicadas consistentemente e de forma decisiva visando descrever e melhorar o entendimento de reservatórios complexos. Para isso, é utilizado nesta tese um reservatório sintético de referência com características de reservatórios turbidíticos de águas profundas da Bacia de Campos, de modo que os resultados possam ser validados e analisados de forma conclusiva. Além disso, alguns objetivos específicos desta tese, podem ser aqui citados:

- Entender o processo de caracterização, sua importância, sua definição e os dados que estão envolvidos nesse estudo.
- Entender o dado sísmico, e seu papel nesse processo, analisando a geofísica de reservatório por meio da aplicação de atributos sísmicos e da inversão sísmica, de modo a se obter propriedades petrofísicas e demais parâmetros importantes para a definição do reservatório, como a razão net-to-gross e conseqüentemente, seu volume.
- Analisar a geoestatística como ferramenta decisiva na integração das informações provenientes do reservatório, principalmente na geração de modelos e no processo de inversão geoestatística.
- Estudar e analisar os atributos que podem ser extraídos do dado sísmico e como os mesmos podem ser utilizados na caracterização de reservatórios, por exemplo, no processo de análise de fácies sísmicas;
- Estudar a aplicação de métodos de estatística multivariada, como a já consagrada análise de componentes principais, introduzir novos métodos como a análise de componentes independentes e os fatores máxima autocorrelação, além de aplicar técnicas de mineração de dados no estudo de atributos sísmicos visando definir novas metodologias capazes de extrair informações litológicas por meio da análise de fácies sísmicas dos dados sísmicos 3D e de seus atributos.

1.3 Metodologia e Organização da Tese

A abordagem utilizada nesta tese para apresentar o tema proposto é desenvolvida por meio de uma visão multidisciplinar e integrada que combina a modelagem e análise de dados sísmicos,

conceitos de inversão sísmica e geoestatística, e métodos de mineração de dados e de estatística multivariada que serão desenvolvidos de acordo com o fluxograma metodológico apresentado na Figura 1.1.

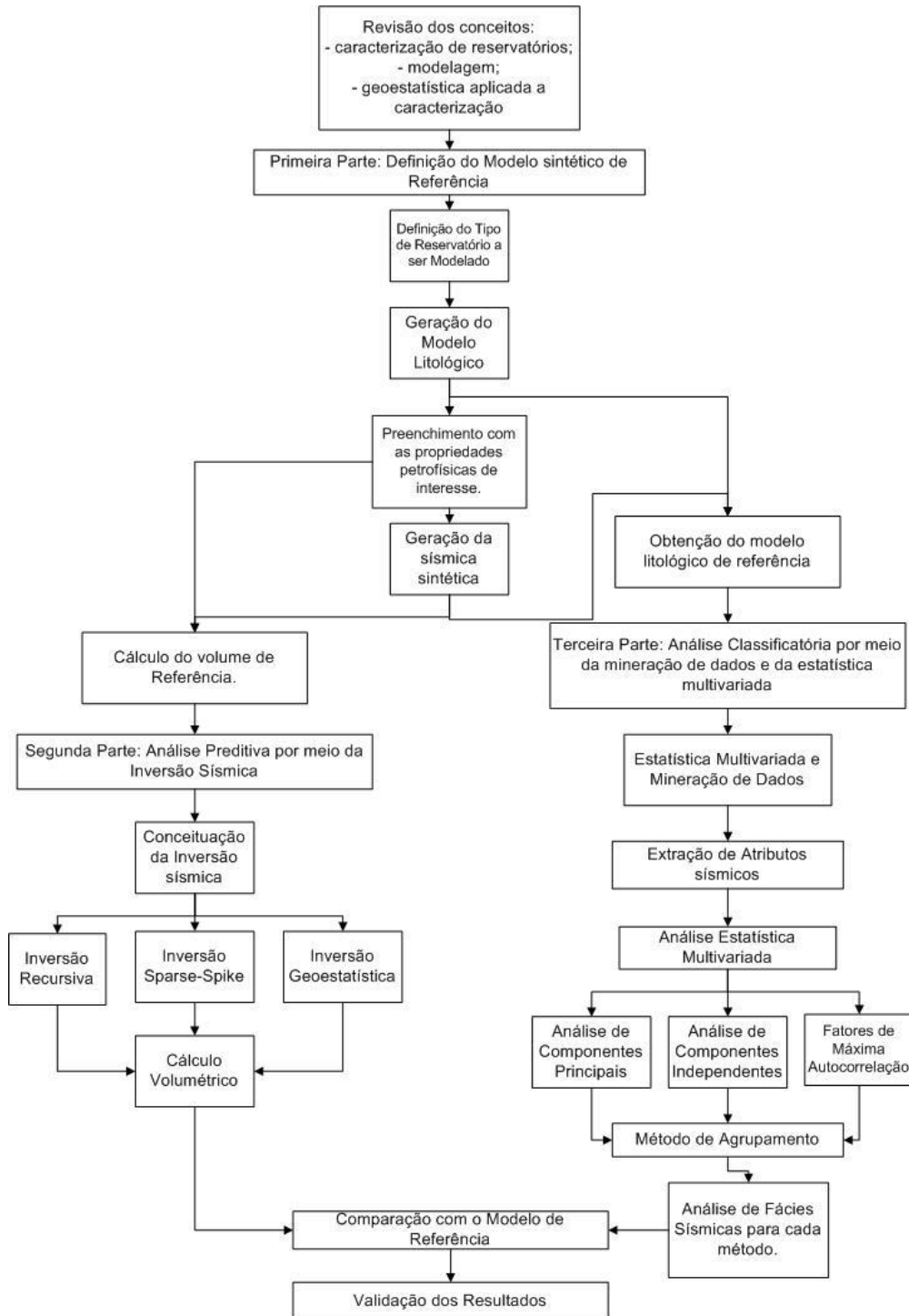


Figura 1.1: Fluxograma metodológico a ser desenvolvido no decorrer desta tese.

Assim, de modo a executar o fluxograma mostrado acima, esta tese está dividida em 5 capítulos incluindo essa introdução de acordo com a seguinte estrutura:

Neste Capítulo 1 é realizada uma introdução ao tema desta tese, destacando a motivação principal para a realização dessa pesquisa, bem como os objetivos. Com este capítulo fica justificada a importância de se desenvolver um trabalho voltado para o estudo dos métodos e das técnicas disponíveis atualmente para o processo de caracterização e modelagem dos reservatórios, além da necessidade do desenvolvimento de novos paradigmas que tratem de maneira integrada e quantitativa as informações disponíveis. Um destaque especial pode ser dado ao fator de integração, que desde a década de 1980 aproximadamente, vem norteando as equipes que trabalham com esse processo. Fica claro que somente com a colaboração de todos os conhecimentos envolvidos é possível gerar modelos realísticos e conseqüentemente caracterizar um reservatório de forma satisfatória.

No Capítulo 2, será apresentada uma revisão do atual estado da arte do processo de caracterização de reservatórios. Algumas definições extraídas da literatura serão fornecidas de modo a ressaltar a importância desse processo. Antes da discussão dos métodos propriamente ditos, será realizada uma breve apresentação de conceitos fundamentais para os processos que serão utilizados e necessários em todo o decorrer do trabalho. Ao final do capítulo é analisada a geração e a caracterização de um modelo sintético de referência representativo de reservatórios turbidíticos de águas profundas da Bacia de Campos, e que será utilizado como dado a ser estudado no decorrer de toda essa pesquisa. Nesse modelo são utilizados os conceitos definidos no capítulo, além de apresentar de forma prática uma abordagem onde se integra a análise litológica, a análise petrofísica por meio de técnicas geoestatísticas e a caracterização volumétrica.

No Capítulo 3, será discutido o método sísmico utilizado no processo de caracterização de reservatórios. Como já foi dito aqui, esse é atualmente o método mais importante e mais utilizado para a correta modelagem de reservatórios. Será apresentada uma visão geral do método, destacando as fases de aquisição, processamento e interpretação. Na sequência serão

discutidos os conceitos envolvidos com a geofísica de reservatórios, uma ciência relativamente nova, porém de crucial importância para a modelagem de reservatórios, além de um estudo sobre modelagem sísmica aplicada no modelo de referência gerado no capítulo anterior. Dentro da geofísica de reservatórios um destaque especial será dado à extração de atributos sísmicos e à importância e aplicabilidade desta técnica na caracterização de determinadas estruturas do reservatório. Por fim, entre os atributos, um deles em especial, a impedância acústica, será estudada de maneira minuciosa, desde a sua obtenção até as interpretações e aplicações mais recentes a que é submetida. Essa ênfase se justifica pela sua importância atual no processo de caracterização e devido ao fato de ela possuir a capacidade de integrar as informações sísmicas e as informações de poços em um único modelo consistente, fazendo com que as propriedades do reservatório possam ser acessadas por meio do dado sísmico. Toda essa análise será realizada utilizando o modelo desenvolvido no Capítulo 2 como meio de ilustração.

No Capítulo 4 serão apresentados os conceitos envolvidos no processo de mineração de dados (*data mining*) e os métodos de estatística multivariada que podem ser usados de maneira eficiente dentro do processo de caracterização de reservatórios. Por meio dessas técnicas é possível analisar toda a complexidade envolvida nos dado sísmico, principalmente quando o objetivo é estudar os atributos de maneira conjunta e extrair deles informações que auxiliem na interpretação quantitativa, por exemplo, por meio da análise de fácies sísmicas. Os atributos sísmicos serão estudados por meio de ferramentas já consagradas como a análise de componentes principais, além de serem apresentados novos métodos nunca antes utilizados no processo de caracterização de reservatórios, como por exemplo, a análise de componentes independentes e os fatores de máxima autocorrelação. Desse modo, com o estudo desses métodos pode-se definir metodologias modernas e eficientes para analisar, explorar e extrair do dado sísmico o máximo de informação necessária para a correta e precisa caracterização de reservatórios.

No Capítulo 5 serão apresentadas as principais conclusões obtidas com o desenvolvimento desta tese, além de mostrar futuras aplicações e sugestões. Como é sabido, nenhum trabalho é dado como totalmente acabado e sempre, devido ao mundo dinâmico em que vivemos, novas

técnicas, idéias e métodos estarão surgindo, e desse modo, sugestões de continuidade desta pesquisa serão fornecidas.

CAPÍTULO 2

CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS: UMA REVISÃO DO ATUAL ESTADO DA ARTE

2.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada uma revisão do estado da arte do processo de caracterização de reservatórios. Essa revisão se inicia na Seção 2.2 com uma visão geral desse processo, baseada na apresentação de conceitos e definições encontradas na literatura. Com a organização desses conceitos passa-se na Seção 2.3 ao estudo dos fluxogramas existente para a realização do processo. Como ficará claro a geoestatística é uma ferramenta utilizada atualmente quase que na maioria dos estudos de reservatório, por esse motivo a Seção 2.4 apresenta o papel da geoestatística dentro do processo de caracterização. Por fim na Seção 2.5, apresenta-se a geração e a descrição do modelo sintético de referência, que além de ser utilizado no decorrer desta tese para o estudo dos métodos sugeridos, resume e coloca em prática todos os conceitos apresentados no decorrer do capítulo.

2.2 Definição e Conceito do Processo de Caracterização de Reservatórios

À medida que as pressões econômicas na indústria de petróleo continuam a ditar a necessidade de se encontrar e desenvolver reservatórios de maneira mais eficiente e menos custosa, há a necessidade de se conceituar e entender o processo de caracterização de reservatórios.

De acordo com BANKHEAD (1999), o processo de caracterização de reservatórios pode

2.2 Definição e Conceito do Processo de Caracterização de Reservatórios

ser definido como a determinação tridimensional e quantitativa do reservatório incluindo seus limites, seu arcabouço estrutural, seu volume, suas heterogeneidades internas e a correspondente distribuição das propriedades de rocha e fluido. O objetivo deste processo é gerar um modelo capaz de prever como o campo será explorado, maximizando a produção e minimizando os custos por meio da determinação ótima da localização dos poços.

Esse objetivo do processo de caracterização de reservatórios está de acordo com a definição encontrada no OIL FIELD GLOSSARY (2006), que afirma que esse processo consiste na geração de um modelo de reservatório que incorpora todas as características necessárias para armazenar e também produzir o óleo presente no campo. O modelo gerado nesse processo simula o comportamento dos fluidos dentro do reservatório sob diferentes conjuntos de circunstâncias de modo a definir as melhores técnicas que otimizam a produção. Numa segunda definição mais simplificada para o conceito desse processo pode-se afirmar que a caracterização de reservatórios consiste no o ato de gerar um modelo de reservatório com base nas características de rocha e fluido do campo.

MA *et al.* (2005), afirmam que a caracterização de reservatórios é um pré-requisito crucial para se prever o potencial econômico de um campo bem como, para examinar diferentes cenários de produção. Esse processo compreende a determinação da arquitetura do reservatório, o estabelecimento das tendências de fluxo dos fluidos e a construção de modelos capazes de identificar o potencial da reserva.

De acordo com vários autores, o processo de caracterização de reservatórios consiste em reunir dados adquiridos a partir de diferentes fontes, escalas e métodos, tais como dados de poços, dados de produção, dados sísmicos, informações sobre a física de rochas e modelos geológicos com o objetivo final de gerar um modelo estático 3D de permeabilidade, porosidade, litologia e saturação. Desse modo BIONDI *et al.* (1995) enfatizam que existe uma necessidade reconhecida em se combinar conhecimentos provenientes da geociência e da engenharia para gerar modelos quantitativos do reservatório de modo que se incorpore todos os tipos de dados disponíveis. Esses modelos integrados são críticos para se prever, monitorar e otimizar o desempenho de um campo durante todo o seu ciclo de vida (exploração, produção, desenvolvimento e abandono). Eles permitem que os engenheiros de reservatório realizem

2.2 Definição e Conceito do Processo de Caracterização de Reservatórios

estudos precisos de simulação de fluxo identificando assim barreiras de permeabilidade, mapeando zonas de óleo remanescente e monitorando as frentes de pressão e saturação do reservatório. Todos esses parâmetros são fundamentais para a correta realização do gerenciamento do campo. Nesse mesmo trabalho os autores destacam que entre os dados disponíveis sobre o reservatório pode-se citar os modelos geológicos conceituais, os dados sísmicos, as análises de testemunhos, os dados de perfis de poços e os dados de produção. Cada um desses dados carregam informações medidas em diferentes escalas e com diferentes graus de precisão. Segundo os autores o desafio atual na caracterização de reservatórios é como integrar todos esses dados em um modelo unificado e consistente do reservatório.

Desse modo, pode-se entender o processo de caracterização de reservatórios como uma das mais importantes tarefas envolvidas no estudo de um campo de petróleo. Nesse processo o objetivo é descrever de maneira mais precisa possível as características petrofísicas de um meio poroso além de se estimar a quantidade de fluido e a sua direção preferencial de escoamento. A descrição correta do reservatório possui um caráter econômico importante por diferentes razões: permite uma boa estimativa das reservas recuperáveis, fornece auxílio para a melhor localização de poços exploratórios, em suma subsidia as decisões sobre a evolução do desenvolvimento do jazimento.

O processo de caracterização de reservatórios é então indispensável para todo o ciclo de vida do campo desde a sua descoberta até a fase de declínio, e os modelos gerados, são atualizados e evoluem à medida que mais dados tornam-se disponíveis.

Um ponto de partida para a geração de modelos do reservatório, deve ser a avaliação de quais respostas são esperadas com uma determinada modelagem, qual a precisão necessária, qual o nível de confiança e quais as previsões aceitáveis. A complexidade do modelo pode então aumentar à medida que mais dados do reservatório são adquiridos

Assim, a escala de modelagem depende da fase de produção em que se encontra o campo e de quais dados estão disponíveis para tal estudo. Por exemplo, nas primeiras fases exploratórias um esforço é feito para se determinar a distribuição espacial das heterogeneidades, já numa fase de desenvolvimento é necessário disponibilizar um modelo de propriedades petrofísicas

2.2 Definição e Conceito do Processo de Caracterização de Reservatórios

detalhado. Isso implica em uma descrição e em uma modelagem do reservatório em diferentes escalas.

O desenvolvimento da reserva estimada, a avaliação do campo e a definição das estratégias de produção estão diretamente relacionadas à arquitetura do reservatório e a sua complexidade. De uma maneira geral as reservas tendem a ser subestimadas em campos grandes e menos complexos enquanto que em campos menores e mais complexos as reservas normalmente são superestimadas. Desse modo, modelos pobres do reservatório resultam em um cálculo equivocado das reservas o que pode acarretar sérias consequências econômicas (DEUTSCH, 1996).

Então, para minimizar esses problemas uma correta análise e classificação das heterogeneidades do reservatório é fundamental para sua caracterização e modelagem. Dentro dessa abordagem, existe uma classificação hierárquica das heterogeneidades, publicada pela primeira vez no trabalho de WEBER (1986). Essas heterogeneidade, dependendo da escala que são tratadas tem uma determinada influência sobre a recuperação de óleo no campo. Por exemplo, na escala do campo (dimensões da ordem de 1 a 10 Km horizontais e de 100m na vertical), as heterogeneidades podem determinar o grau de conectividade entre os corpos que constituem o reservatório. Com esse parâmetro, ou seja, a conectividade, nessa escala, se tem o primeiro fator determinante da quantidade de fluido que pode ser extraído do campo. Já na escala do reservatório (aproximadamente 100 m na horizontal e 100 m na vertical) as fronteiras entre as unidades são marcadas por fortes contrastes de permeabilidade podendo assim determinar regiões exploráveis do reservatórios. Na escala das unidades (entre 1 e 10m) o interesse é modelar uma variedade de estruturas sedimentares de modo a se obter um perfil das propriedades determinantes para o movimento de fluido dentro da unidade. Por fim na escala granulométrica (entre 10 e 100 mm), são as diferenças granulométricas que são usadas para estimar as variações nas propriedades. Nesta tese os métodos e as técnicas estudadas para se realizar a modelagem e assim poder caracterizar as heterogeneidades estarão relacionadas com a escala do reservatório e das unidades. A determinação dessas heterogeneidades , suas variações e suas particularidades são de extrema importância para a recuperação dos

2.2 Definição e Conceito do Processo de Caracterização de Reservatórios

reservatórios. Na Figura 2.1 apresentas-se de forma esquemática as escalas de heterogeneidades presentes nos reservatórios de petróleo.

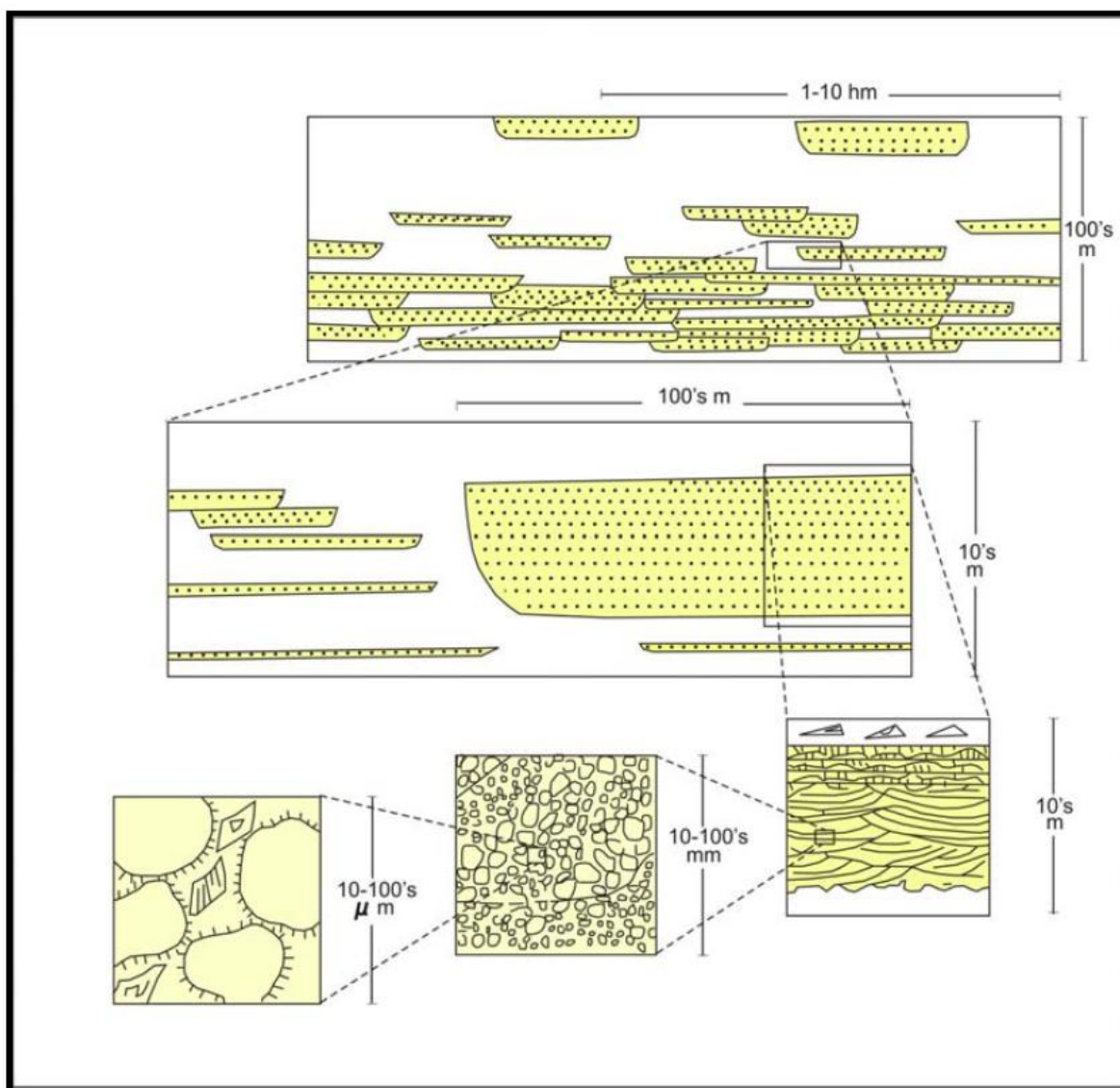


Figura 2.1: Representação esquemática das escalas de heterogeneidades encontradas em reservatórios de petróleo (Modificado WEBER, 1986)

2.2 Definição e Conceito do Processo de Caracterização de Reservatórios

Para que seja possível identificar a presença dessas heterogeneidades nos reservatórios e de uma maneira mais geral, avaliar a geometria interna em termos de continuidade e conectividade entre os corpos, o processo de caracterização e modelagem faz uso de uma grande variedade de dados. Esses dados que fornecem informações sobre o reservatório podem ser agrupados de maneira grosseira em duas categorias: os dados sísmicos e os dados de poços.

Os dados sísmicos são representados pela sísmica 2D e 3D e são considerados a principal fonte de informação para a descrição do reservatório. Eles também são chamados de informação *soft*, ou seja, são medidas indiretas que podem ser correlacionadas com as propriedades do reservatório. Os dados sísmicos são densamente adquiridos e podem ser usados de maneira efetiva para auxiliar na interpolação dos parâmetros nas regiões localizadas entre os poços. A partir dos dados sísmicos pode-se realizar interpretações estruturais capazes de definir a geometria de grande escala do reservatório. Com a correlação entre os dados de poços e os atributos sísmicos pode-se identificar as propriedades de interesse do reservatório como a porosidade e a proporção de fácies.

Outro dado importante que fornece informações cruciais do reservatório é adquirido por meio dos poços perfurados no campo. Essa informação é denominada de *hard*, ou seja, possui propriedades conhecidas do reservatório em posições específicas. Entre os dados provenientes dos poços se tem os perfis geofísicos, dados de testemunhos, dados de produção entre outros. Esses dados fornecem informações diretas e indiretas de algumas propriedades importantes do reservatório como a porosidade, a permeabilidade, o tipo de rocha etc.... Embora forneçam uma informação precisa do reservatório os dados de poços são dispersos no campo e conhecidos em poucas localizações. Desse modo, no processo de caracterização se faz necessária a integração dessas informações com o dado sísmico para agregar valor ao modelo.

Assim, gerar um modelo onde ocorre a integração direta e correta entre a informação sísmica e os dados de poços pode aumentar o valor da interpretação dos dados, melhorando o processo de tomada de decisão. É possível dessa forma aumentar a habilidade de interpretar os dados aumentando o entendimento e o conhecimento da subsuperfície.

Para se gerar modelos confiáveis onde o processo de caracterização possa ser realizado de

2.3 Análise de Fluxogramas Utilizados no Processo de Caracterização de Reservatórios

maneira eficiente, a modelagem de reservatórios pode ser feita de maneira determinística ou realizada a partir de uma abordagem probabilística. Nesse contexto LATIMER (2004) descreve de maneira sucinta a evolução observada no processo de modelagem de reservatórios. Historicamente, o geólogo e o geofísico criavam seus próprios modelos que eram posteriormente integrados para se criar a idéia comum do prospecto, do campo ou da bacia. Durante o início da década de 80 iniciou-se a tentativa de integrar a geologia e a geofísica onde se esperava ao final ter um modelo do reservatório onde os dados de poços e a informação sísmica eram interpretados conjuntamente. No final dos anos 80, e início dos anos 90, os modelos de reservatório gerados incorporavam desde o começo do processo as duas informações. Atualmente, existe um esforço para que essa integração continue de uma maneira mais robusta aplicando uma metodologia definida e algoritmos matemáticos poderosos. Desse modo, é possível entender que o modelo do reservatório usado no processo de caracterização possui de maneira integrada os dados de poços (porosidade, permeabilidade, saturação, fácies, etc), dados de produção, dados sísmicos, análise de testemunhos, idéias conceituais e qualquer outra informação que auxilie o entendimento do campo.

Integrar essas informações matematicamente não é uma tarefa fácil devido às diferenças na escala e ao fato da disponibilidade dos dados serem provenientes de várias fontes. Para que se possa então gerar esses modelos integrados é preciso antes definir fluxogramas de trabalho, onde de maneira seqüencial o processo de caracterização de reservatórios ganhe vida. Porém, definir esse fluxograma também é uma tarefa complicada, na seção seguinte, é realizada uma análise de alguns fluxogramas utilizados em trabalhos de caracterização com o objetivo de estudá-los e posteriormente definir um para ser aplicado neste estudo.

2.3 Análise de Fluxogramas Utilizados no Processo de Caracterização de Reservatórios

De acordo com NIETO *et al.* (2004), tradicionalmente o fluxograma de caracterização de reservatórios, segue um padrão linear ou seqüencial. Nesse processo, o topo, a base e as falhas são interpretadas na sísmica gerando um arcabouço estrutural, o qual é então passado a diante para que o reservatório seja corretamente dividido nas camadas que o constituem.

2.3 Análise de Fluxogramas Utilizados no Processo de Caracterização de Reservatórios

Na sequência o modelo é populado com as propriedades petrofísicas para que se possa realizar a estimativa do volume de óleo in situ. Com essa estimativa realizada o modelo sofre um processo de mudança de escala de modo que possa ser inserido no simulador de fluxo visando estudar a estratégia de produção e o comportamento dos fluidos no interior do reservatório.

Porém, esse tipo de fluxo linear e seqüencial acabou com o tempo sendo deixado de lado e nos trabalhos modernos adota-se uma nova abordagem. Com o aumento do poder computacional e dos algoritmos, as empresas de petróleo estão aplicando fluxogramas completamente diferentes para a realização do processo de caracterização de reservatórios. Essa nova abordagem segue um processo mais circular e interativo sendo dessa maneira mais integrada e menos seccionada. Nessa nova abordagem a partir do dado sísmico é possível prever as propriedades petrofísicas de maneira mais precisa. Ao mesmo tempo, a partir dos dados de poços é possível realizar com maior precisão a determinação tanto das propriedades petrofísicas como dos tipos de rochas, facilitando assim a correlação no espaço localizado entre os poços. Desse modo, com uma integração simultânea de todos os tipos de dados, os riscos e as incertezas principalmente no cálculo do volume de óleo in situ são reduzidos.

No trabalho de GILBERT *et al.* (2004), discute-se que os modernos fluxogramas aplicados à caracterização de reservatórios tentam integrar todas as informações disponíveis e suas fontes apropriadas em um modelo tridimensional numérico da subsuperfície. Esses modelos fornecem várias propriedades como a litologia, a porosidade, a permeabilidade, a saturação, entre outras, em cada nó da malha gerada. A simulação de fluxo é então realizada nesse modelo de modo a prever o desempenho do reservatório e o seu histórico de produção. Esses modelos do reservatório permitem ao geocientista integrar vários tipos de dados, provenientes de diferentes fontes, de modo a realizar um cálculo do volume, realizar um eficiente planejamento da posição dos poços, prever a performance do campo e otimizar o processo de depletação do reservatório. Em adição a isso, dentro desse modelo, por meio de métodos de simulação pode-se gerar múltiplas realizações equiprováveis, todas elas honrando os dados de entrada e que fornecem uma medida da incerteza envolvida em todo o processo de caracterização de reservatórios. Como se poderá observar posteriormente, essa etapa da simulação estocástica realizada por meio de análises geoestatísticas terá um papel fundamental no processo de

2.3 Análise de Fluxogramas Utilizados no Processo de Caracterização de Reservatórios

caracterização de reservatórios.

Nesse mesmo contexto, no trabalho de CORVI *et al.* (1992), os autores discutem que a caracterização do reservatório pode ser desenvolvida em três estágios principais: a definição da estrutura de grande escala do reservatório, utilizando dados determinísticos; a definição das heterogeneidades de pequenas escalas usando para isso técnicas estatísticas e geoestatísticas; e a mudança de escala do modelo gerado para que seja viável sua utilização nos simuladores de fluxo.

Seguindo as etapas mencionadas, o primeiro passo compreende construir uma descrição geológica detalhada do reservatório, tão detalhada quanto permitam as informações disponíveis. Para a execução dessa fase pode-se fazer uso da interpretação estrutural realizada no dado sísmico, dados estáticos e de testemunhos, perfis de poços e dados de produção. A isso ainda é possível adicionar estruturas geológicas presentes no campo e que são modeladas a partir da experiência que se tem sobre a área de estudo. Dentro dessa fase do fluxograma a primeira tarefa consiste em reconhecer as unidades deposicionais e então se possível correlacioná-las nas regiões entre os poços. Isso ajuda a saber como é a forma geral e a ordem deposicional das unidades e de maneira ideal as relações geométricas entre as unidades. Na maioria dos casos essa caracterização de grande escala resulta em um modelo convencional de camadas, sub homogêneas empilhadas, esse tipo de modelo é denominado no vocabulário petroleiro como *layer-cake*. Não existe dúvida que a maioria dos reservatórios precisam ser caracterizados por arranjos mais complexos das unidades deposicionais porém a necessidade e a habilidade de usar modelos mais complexos depende do objetivo do processo.

Uma vez que a forma do reservatório e sua estrutura de grande escala estejam definidas a próxima etapa consiste em definir as heterogeneidades internas de cada unidade deposicional. Para isso é necessário medidas mais detalhadas nos espaços entre os poços. Embora a sísmica forneça informação espacial, o conhecimento adquirido é muitas vezes insuficiente para relacionar o dado sísmico com as propriedades de rocha devido principalmente a falta de resolução do dado sísmico para a definição de heterogeneidades internas, isso é ainda mais marcante em reservatórios delgados e heterogêneos como será visto mais adiante neste

2.3 Análise de Fluxogramas Utilizados no Processo de Caracterização de Reservatórios

trabalho. Em adição a isso os dados de poços são precários no que diz respeito a fornecer informações direcionais sobre o campo. Assim, para se modelar as regiões entre os poços, as técnicas que serão discutidas posteriormente nessa tese são de crucial importância, pois conseguem aproveitar as principais vantagens de cada informação além de, por meio da combinação dos dados suprir suas desvantagens. Desse modo pode-se verificar a importância do conhecimento das técnicas que aqui serão discutidas para o fluxograma de caracterização de reservatórios.

Porém, não só o conhecimento das técnicas é importante mas também o fato de reconhecer a posição de cada etapa em todo o processo faz diferença no momento de aplicá-las, por esse motivo saber como o processo é realizado industrialmente tem valor mesmo para um trabalho puramente acadêmico. As técnicas e métodos utilizados na caracterização de reservatórios precisam estar de acordo com as evoluções e avanços observados no ambiente organizacional. Desse modo, de acordo com CAAMANO *et al.* (1994), embora existam diferenças entre as empresas e seus sistemas, basicamente, na indústria o fluxograma e o processo de caracterização de reservatórios é executado de acordo com as seguintes etapas bem definidas:

- Carregamento de todos os dados disponíveis, sísmica, perfis de poços, dados de produção, dados geológicos, em uma base comum de dados.
- Realização de um controle de qualidade, verificando as informações e interpretações prévias sobre o campo.
- Pós-processamento do dado sísmico de modo a melhorar a amarração com os poços, obtendo-se também informações derivadas do dado sísmico convencional.
- Combinação entre o dado sísmico e os dados de poço para realizar melhores correlações.
- Estimativa dos parâmetros importantes do reservatório em cada camada utilizando métodos geoestatísticos.
- Construção do modelo ótimo do reservatório para a realização da estimativa das reservas e suas respectivas incertezas.

2.3 Análise de Fluxogramas Utilizados no Processo de Caracterização de Reservatórios

- Realização de etapas da engenharia de reservatório como o balanço de materiais preparando o modelo para a simulação de fluxo.

Contudo, não só nas empresas o fluxograma de caracterização e sua seqüência metodológica tem importância. Inúmeras são as teses e trabalhos acadêmicos que tratam esse tema de maneira criteriosa. Alguns exemplos são a seguir citados com objetivo de contextualizar essa tese no tema proposto de caracterização de reservatórios. Em VOELKER (2004), pode-se encontrar um fluxograma utilizado para caracterizar completamente e de forma integrada um reservatório da Árabia Saudita. O modelo gerado é usado para prever a produção do reservatório. O fluxograma inicia com a construção de um modelo simples conceitual, condicionado a um conjunto de informações mas consistente com os dados observados nos poços e nos dados de produção. Na seqüência é gerado um modelo de fácies condicionado aos dados de poços e às análises de testemunho. É construído então por meio da modelagem de objetos um modelo das fraturas existentes no campo. As fácies são então combinadas com o modelo de fraturas gerado e por meio de estudos de sensibilidade são determinados os principais parâmetros do modelo. Por fim, integrando as informações dinâmicas o modelo é perturbado por meio de processos estocásticos gerando assim informações necessárias para a avaliação das incertezas. Neste trabalho as informações dinâmicas são integradas com o objetivo de se medir o efeito das fraturas na produção do reservatório. Dois pontos podem ser destacados, primeiro o fato do fluxograma de caracterização ser adaptado para cada caso particular. Um segundo ponto a se observar é a utilização da modelagem de objetos. Como será visto posteriormente esse tipo de modelagem tem sido muito aplicada no processo de caracterização de reservatórios, principalmente em casos onde deseja-se reproduzir as formas de corpos encontrados no reservatório. Academicamente essa modelagem é muito importante pois permite em um ambiente não industrial a geração de modelos sintéticos que podem ser então submetidos a numerosos testes de técnicas e métodos utilizados para a caracterização de reservatórios.

Outros métodos e técnicas a partir da década de 90 começaram a ser aplicados de maneira exaustiva no processo de caracterização de reservatório e a partir de então, esse processo começou a ter realmente um caráter multidisciplinar. Vários trabalhos propõem a aplicação

2.3 Análise de Fluxogramas Utilizados no Processo de Caracterização de Reservatórios

combinada das informações dos perfis de poços, análises estatísticas, física de rochas e inversão sísmica de modo a promover uma caracterização completa e quantitativa do reservatório. Um exemplo dessa aplicação pode ser encontrado em AVSETH (2000). Neste trabalho as litofácies e as propriedades de rocha são integradas utilizando métodos estatísticos multivariados, primeiramente para uma definição unidimensional das propriedades e suas correlações. A partir disso utiliza-se a inversão sísmica para derivar as propriedades de maneira tridimensional. A utilização tanto da física de rochas como da estatística multivariada nos fluxogramas de caracterização de reservatórios é algo ainda novo e em desenvolvimento e que será tratado nesta tese posteriormente.

Dentro da mesma linha onde o objetivo é desenvolver um fluxograma que permita uma interpretação quantitativa entre os perfis de poços e o dado sísmico, BULLOCH (1999), apresenta um estudo onde é possível relacionar as propriedades de fluido com a resposta sísmica. Para isso os dados de entrada do modelo são determinados por meio de testes nas amostras ou utilizando informações análogas da área em estudo. Com base nessas informações é possível calcular as propriedades de fluido. Neste caso, outro ponto importante para o desenvolvimento do processo de caracterização de reservatórios pode ser observado, ou seja, a utilização de dados análogos. Em alguns lugares do mundo pode-se encontrar afloramentos que reproduzem determinadas características desses reservatórios, assim a partir de um estudo direto nesses afloramentos é possível extrair informações cruciais para o desenvolvimento dos modelos aplicados à caracterização de reservatórios. Então, uma vez que essas propriedades são determinadas elas podem ser alteradas de maneira controlada reproduzindo diferentes condições de produção. Com os dados de afloramentos pode-se realizar uma modelagem sísmica e então realizar uma comparação direta, analisando as diferenças para cada condição de maneira quantitativa. Trabalhos nessas áreas são importantes pois se pode prever o comportamento do sinal sísmico em diferentes condições, e no caso de uma caracterização dinâmica do campo, se tem um conhecimento suficiente capaz de suportar ou não a aplicação de levantamentos mais avançados como a sísmica 4D.

Essa integração direta do dado sísmico no processo de caracterização de reservatórios como será visto no próximo capítulo, só foi possível a partir da década de 80 com o advento da

2.4 O Papel da Geoestatística no Processo de Caracterização de Reservatórios

sísmica 3D. Desse modo a solução integrada para a caracterização de reservatórios vê cada corpo como um único, e por meio de métodos como a geoestatística, a inversão sísmica, a estatística multivariada e a física de rochas é possível inserir diretamente a sísmica no processo de caracterização. Os desenvolvimentos realizados nesta área combinam essas várias técnicas incorporando princípios geológicos, petrofísicos e modelos de fluidos para se obter uma melhor estimativa da porosidade, litologia, distribuição de fluidos e conectividade dos corpos juntamente com a definição das incertezas associadas ao processo. Desse modo o fluxograma proposto utiliza a estratigrafia de seqüência para gerar um arcabouço crono-estratigráfico de alta resolução servindo como um elemento fundamental para prever as descontinuidades laterais e verticais do modelo. Combinando esse arcabouço com um modelo petrográfico se tem a base que define o fluxo de fluidos. A informação sísmica é integrada por meio da interpretação qualitativa das assinaturas do sinal e por meio de métodos quantitativos onde se utiliza a inversão sísmica, a geoestatística e a estatística multivariada. A maneira como o dado sísmico contribuirá para o modelo depende diretamente da qualidade da informação, do tipo, da escala e da quantidade dos dados disponíveis.

2.4 O Papel da Geoestatística no Processo de Caracterização de Reservatórios

Pôde-se observar na apresentação dos fluxogramas utilizados para se realizar o processo de caracterização de reservatórios, que a geoestatística exerce com uma grande importância dentro de toda a análise realizada com os reservatórios. Devido a isso, justifica-se a apresentação de uma revisão, que tem como principal objetivo revelar qual o papel da geoestatística dentro deste processo.

Como já foi citado nesta tese, o objetivo principal do processo de caracterização de reservatórios é otimizar o gerenciamento do campo e prever da forma mais precisa possível como será desenvolvida a sua produção. O procedimento de se fornecer bases para estudar e prever o comportamento de um campo, consiste basicamente em duas etapas. Na primeira etapa, estabelece-se uma representação das características relevantes do reservatório, após

2.4 O Papel da Geoestatística no Processo de Caracterização de Reservatórios

isso, esse modelo é submetido ao processo de simulação de fluxo, a fim de representar as prováveis estratégias de produção que devem ser adotadas. Fica claro que, só a partir de uma representação adequada, se poderá prever com satisfação o desempenho do campo. É nesta etapa, de representação, ou seja, de modelagem que a geoestatística está incluída, como uma ferramenta capaz de, a partir dos diversos tipos de informações disponíveis sobre o reservatório, gerar modelos únicos ou equiprováveis, onde além da simples representação de feições, é possível acessar o risco e a incerteza envolvida neste processo.

A geoestatística voltada para a caracterização de reservatórios, por muito tempo ficou atrasada com relação às outras áreas de atuação, porém, atualmente ela domina as aplicações. Isso, se deve ao fato do desenvolvimento de novas ferramentas construídas para tratar problemas específicos da modelagem de reservatórios. Se a geoestatística aplicada à mineração tem sua origem no início da década de 1950, a teoria da geoestatística remonta ao final desta mesma década, a geoestatística voltada para a modelagem de reservatórios tem sua origem nos anos 1980. Mas, no calendário geoestatístico, os anos 1990 podem ser claramente definidos como a década da geoestatística para a caracterização de reservatórios, o que coincide com os demais conceitos já mencionados nesta tese.

O sucesso da aplicação da geoestatística dentro do processo de caracterização de reservatórios, está ligado diretamente ao fato, desta ciência fornecer ferramentas adequadas, capazes de tratar de maneira eficiente a maioria dos problemas existentes quando o assunto é modelar um reservatório. Entre essas aplicações específicas pode-se citar: a habilidade de se trabalhar com poucas informações pontuais (poços); a existência de métodos onde é possível realizar de forma consistente a integração de diferentes informações e a competência, por meio de métodos de simulação estocástica, de se gerar modelos equiprováveis onde é possível estudar as incertezas envolvidas no processo.

Na literatura especializada, é possível encontrar exemplos que justificam e qualificam a importância do papel da geoestatística no processo de caracterização. Em SRIVASTAVA (1990), é possível encontrar um dos primeiros trabalhos onde os métodos geoestatísticos são usados de maneira eficiente na análise de risco para o gerenciamento de reservatórios. Neste trabalho, o autor usa métodos geoestatísticos, como a simulação da indicatriz para gerar

2.4 O Papel da Geoestatística no Processo de Caracterização de Reservatórios

modelos que incorporam além das informações quantitativas obtidas nos poços, informações qualitativas, como o modelo geológico conceitual do reservatório em estudo. Um ponto importante discutido, é que até então, a maioria dos métodos utilizados eram baseados em algoritmos de interpolação que entre outros problemas, subestima a complexidade do reservatório, não modelando de forma satisfatória as heterogeneidades.

Comprovando que a década de 1990 foi um marco importante no que diz respeito à aplicação da geoestatística no processo de caracterização de reservatórios, em JOURNEL (1990), observa-se uma revisão dos principais conceitos geoestatísticos e sua aplicabilidade na modelagem de reservatórios. Entre outros temas discutidos, pode-se destacar a ênfase dada, ao fato da geoestatística possuir métodos onde é possível integrar dados de diferentes naturezas. Essa ênfase se deve ao fato de, como já mencionado anteriormente, a sísmica ser uma importante informação sobre o reservatório e que deve ser integrada de maneira quantitativa no processo. Devido às diferenças de escala, só por meio de métodos geoestatísticos especialmente desenhados, essa integração é possível. Dentro deste contexto de integração em DOYEN (1988), pode-se observar uma das primeiras aplicações dessas técnicas geoestatísticas multivariadas, com o objetivo de modelar a porosidade em um reservatório, combinando as informações obtidas da sísmica e os dados de poço.

Em HALDORSEN e DAMSLETH (1990) são discutidos e apresentados os métodos de modelagem estocástica, que podem ser aplicados com sucesso na modelagem de reservatórios. Uma clara distinção é feita entre os métodos baseados em pixel e métodos baseados em objetos, além de se mostrar como os resultados das simulações estocásticas podem ser analisados no arcabouço das incertezas.

DEUTSCH e HEWETT (1996) enumeram os maiores desafios quando o tema é modelagem e caracterização de reservatórios e citam que só por meio da correta aplicação dos métodos geoestatísticos é possível solucionar tais desafios. É por meio da geoestatística, que se pode integrar diferentes informações, para gerar os modelos mais precisos. Além disso, a geoestatística possui métodos como a modelagem de objetos, onde é possível capturar e representar com realismo geológico e de modo eficaz formas e dimensões de corpos que constituem os reservatórios, com o intuito de avaliar por exemplo, o comportamento do fluxo.

2.4 O Papel da Geoestatística no Processo de Caracterização de Reservatórios

Embora, com o passar do tempo, a geoestatística aos poucos começou a ganhar força dentro do processo de caracterização, seus métodos precisavam ainda de uma divulgação mais ampla e de uma explanação específica de sua aplicabilidade. Dentro deste contexto CHAMBERS *et al.* (2000A, 2000B), podem ser considerados os maiores divulgadores da geoestatística. Nesses dois trabalhos, os autores se preocupam em revisar conceitos básicos da geoestatística além de mostrar como esses conceitos podem ser aplicados na modelagem de reservatórios. Além disso, esses autores publicaram em 1995 (YARUS e CHAMBERS, 1995) e em 2005 (COBURN *et al.*, 2005) dois livros onde as diversas aplicações e conceitos da geoestatística podem ser encontrados de forma detalhada, funcionando até hoje como referências na área.

Com o que foi brevemente apresentado, é possível observar que, de fato a geoestatística e seus métodos têm um importante papel dentro do processo de caracterização. Assim, é possível, então sumarizar os principais benefícios da aplicação da geoestatística para a modelagem de reservatórios.

O primeiro, e talvez mais óbvio benefício, é que a geoestatística é uma tecnologia numérica. Isto é, os resultados e os modelos gerados são numéricos, e não apenas conceituais, como as idéias sobre o modelo geológico. Desse modo, o resultado final da aplicação da geoestatística é um volume que representa as principais propriedades litológicas e petrofísicas, honrando e integrando todas as informações disponíveis sobre o campo.

Um outro benefício, é inteiramente ligado ao que já foi mencionado, ou seja, por meio dos métodos geoestatísticos se pode integrar de maneira quantitativa as mais distintas informações sobre o campo, o que inclui, dados sísmicos, dados de poços, análises de testemunhos, dados de produção, entre outros.

Os modelos baseados na geoestatística são capazes de melhorar o entendimento do fluxo de fluido dentro do reservatório. Isso ocorre, pois é por meio da geoestatística que se pode modelar de maneira realista, todas as heterogeneidades importantes para o fluxo de fluidos, desde a sua estrutura externa, as falhas, fraturas, até detalhes estratigráficos que controlam a previsão de performance do campo.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Por fim, é por meio de modelos geoestatísticos gerados pela simulação estocástica que os engenheiros de petróleo podem escolher representações extremas, de modo a acessar os riscos e as incertezas envolvidas no completo entendimento do campo em estudo.

Com isso, encerra-se a revisão sobre o atual estado da arte do processo de caracterização de reservatórios. A partir da próxima seção, será mostrado, como que, aplicando-se os conceitos até aqui desenvolvidos, e seguindo o fluxograma metodológico apresentado no primeiro capítulo, é possível gerar um modelo sintético de reservatório, porém com características realistas, que será utilizado no decorrer desta tese, com o objetivo de mostrar os métodos e as técnicas aqui estudadas para auxiliar o processo de caracterização.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

A geração de modelos sintéticos de referência que possuam características realísticas é uma tarefa que a cada dia ganha mais importância nas atividades de exploração e produção de petróleo. Com um modelo de referência é possível ter uma representação satisfatória da subsuperfície onde é possível desenvolver metodologias relacionadas à caracterização das heterogeneidades presentes nos reservatórios, estudando cada fase da vida de um campo com uma ênfase particular nos estágios iniciais quando um número limitado de informações são conhecidas. Desse modo, a geração de modelos sintéticos de referência tridimensionais fornece importantes benefícios para o processo de caracterização de reservatórios, entre os quais pode-se citar:

- Um melhor entendimento da organização interna da arquitetura dos corpos que constituem os reservatórios e suas conseqüências nas demais áreas envolvidas no processo.
- A quantificação de determinados parâmetros geométricos e geoestatísticos que auxiliam na evolução do processo de caracterização de reservatórios.
- A disponibilidade de se ter um modelo de referência para a validação dos resultados e para testar técnicas de modelagem e novas metodologias que posteriormente podem ser aplicadas com sucesso no processo.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

A geração de modelos de referência realistas e consistentes, pode ser considerada como uma fase inicial do processo de caracterização, visto que nesse tipo de modelo é possível estudar, avaliar e definir os melhores e mais adequados métodos que podem ser aplicados na caracterização de determinados tipos de reservatórios (TAO *et al.*, 2006; REJUN, 2006; RIVOIRARD *et al.*, 2006).

Nesta tese, o modelo sintético de referência gerado e caracterizado servirá como base comparativa, para a interpretação dos resultados, além do fato de ser esse modelo o conjunto de dados onde serão desenvolvidas todas as metodologias propostas.

Antes porém, de se desenvolver o modelo sintético de referência válido, como foi visto na seção de apresentação dos fluxogramas de caracterização de reservatórios, uma primeira etapa sempre é a de desenvolver um conceito sobre o que se deseja modelar com o objetivo principal de se saber qual tipo de reservatório e qual a importância deste em estudos de caracterização. Nesta tese, para se testar e estudar os métodos e técnicas empregados no processo de caracterização optou-se por se gerar um modelo sintético representativo dos principais e mais importantes reservatórios encontrados no Brasil e aqueles que atualmente representam os maiores desafios ao processo de caracterização e modelagem, esses reservatórios possuem sua origem em processos de deposição regidos por correntes de turbidez, sendo assim conhecidos como reservatórios turbidíticos de águas profundas (MUTTI, 1992; MUTTI e LUCCHI, 1972; BRUHN, 1998; WEIMER e SLATT, 2004).

Os sistemas turbidíticos são complexos depósitos siliciclásticos heterogêneos que necessitam de novas abordagens para que sejam caracterizados de maneira eficiente. Esses reservatórios turbidíticos representam atualmente os maiores alvos de exploração de petróleo em algumas áreas do mundo incluindo a Bacia de Campos. Esses sistemas são as vezes caracterizados por uma complexa distribuição dos corpos de areia que o constituem, levando ao limite as atuais ferramentas de análise e modelagem. Pode-se somar a isso a necessidade de que esses reservatórios tenham uma alta taxa de produção de modo que retornem os altos custos realizados com a sua perfuração e produção. Assim as heterogeneidades do reservatório devem ser precisamente quantificadas e a incerteza associada deve ser acessada de modo a determinar o risco envolvido na sua exploração.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Os reservatórios de águas profundas têm sido temas de muitos estudos ao redor do mundo. Como nesses reservatórios, os dados disponíveis são muito esparsos, a avaliação de métodos que integrem dados geológico e geofísicos usando ferramentas geoestatísticas para atingir tal fim, tem um papel fundamental para os projetos atuais de caracterização. Essa integração proposta, utilizando um conjunto de dados onde as interpretações podem ser conclusivas, na qual se combina dados com resolução vertical limitada (dados sísmicos) e dados esparsos porém com alta resolução vertical (dados de poços), fornece a chance de viabilizar a aplicação dos métodos aqui estudados, em casos reais.

Desse modo, alguns reservatórios com feições geométricas e petrofísicas que os caracterizam como delgados e heterogêneos, como vários depósitos turbidíticos de águas profundas da Bacia de Campos, têm sido alvo não só de estudos econômicos para a produção de grandes volumes de hidrocarbonetos, mas também de estudos científicos e tecnológicos para que seja cada vez menor o risco que as incertezas estruturais e estratigráficas associadas à modelagem possam trazer para as referidas análises econômicas.

Dentre essas incertezas as que possuem maiores impactos no processo de caracterização incluem não só a determinação da profundidade correta de um reservatório mas também sua continuidade lateral e até mesmo as suas heterogeneidades internas principalmente quando ele é alvo de uma perfuração de longo alcance horizontal.

Quantificar e caracterizar as heterogeneidades dos reservatórios turbidíticos de modo que se possam construir modelos cada vez mais precisos não é uma tarefa fácil. Embora a continuidade de intervalos produtores possa ser obtida, por exemplo, de seções sísmicas e de testes de pressão, e a quantificação da espessura das camadas e da continuidade possa ser obtida de dados de poços, a interpretação desses dados em reservatórios delgados e heterogêneos é carregada de grande incerteza. Assim, representar por meio de modelos sintéticos de referência adequadamente a arquitetura do reservatório é fundamental para se prever de forma precisa tanto o comportamento do campo perante a simulação de fluxo, como também o comportamento da informação sísmica e dos dados de poços, de modo que se gerem subsídios para a aplicação real dessas informações no processo de caracterização de reservatórios.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

A geração de modelos sintéticos de referência de reservatórios turbidíticos, onde se possa testar métodos e técnicas utilizados na caracterização de reservatórios, usando somente dados de subsuperfície é difícil de ser realizada na prática devido à descontinuidade de informações como os dados de poços e devido também à falta de resolução para caracterizar as heterogeneidades de pequena escala como no caso dos dados sísmicos. Desse modo a geração desse modelo requer a utilização de métodos geoestatísticos e de informações complementares tanto qualitativas (comportamento das propriedades, modelos conceituais) como quantitativas (dimensões e valores das propriedades), assim, a constituição de um modelo sintético de referência pode ser basicamente dividida em duas etapas:

- A geração da litologia.
- O preenchimento da litologia com as propriedades petrofísicas de interesse.

2.5.1 A Modelagem Litológica

Uma das mais importantes fases em um estudo de caracterização de reservatórios consiste na geração do modelo litológico do campo, ou seja, popular um determinado arcabouço geométrico de referência, com dados que descrevem as características litológicas das rochas reservatório e sua respectiva variabilidade espacial. A importância de se gerar um modelo litológico detalhado do reservatório reside no fato de que esse representa uma poderosa ferramenta para guiar a distribuição das propriedades petrofísicas, uma vez que, as fácies litológicas e as características petrofísicas estão intimamente relacionadas. Modelar em primeiro lugar a litologia é uma abordagem consistente pois a distribuição da litologia em reservatório é mais previsível do que a representação direta das propriedades petrofísicas.

Na maioria dos casos o modelo litológico de um reservatório é gerado integrando três definições:

- A representação conceitual, o modelo sedimentológico que se deseja representar.
- A fase de classificação, a definição das fácies que serão modeladas.
- A abordagem probabilística, o modelo estocástico que será utilizado no desenvolvimento da distribuição litológica.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Como já foi dito anteriormente, a representação conceitual que será utilizada nessa tese para a concepção do modelo de referência, consiste em reservatórios turbidíticos de águas profundas. Nesse tipo de reservatório, conhecer e modelar a geometria e as heterogeneidades tem papel fundamental na exploração e desenvolvimento de campos de petróleo, pois é possível estudar a resposta de métodos aplicados no processo de caracterização de reservatórios. Nesses reservatórios certas heterogeneidades afetam de maneira decisiva o desempenho do campo. Assim para construir modelos que representem de forma realista essas heterogeneidades é necessário conhecer algumas das principais características desse tipo de reservatório.

Os sistemas turbidíticos apresentam uma grande variedade de elementos tanto em morfologia como em sistema deposicional que dependem de inúmeros fatores. A classificação desses sistemas é complexa e uma análise detalhada pode ser encontrada em BRUHN (1998); CLARK e PICKERING (1996), READING e RICHARDS (1994) e SLATT e WEIMER (1999). Embora a classificação dos sistemas turbidíticos sofra variações de um trabalho para outro, é possível desenvolver um modelo idealizado que possua em linhas gerais as principais características estruturais e deposicionais encontradas nesse sistema, características essas que na escala do reservatório governam o desempenho do mesmo. Assim, um modelo idealizado de um reservatório turbidítico é apresentado na Figura 2.2.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

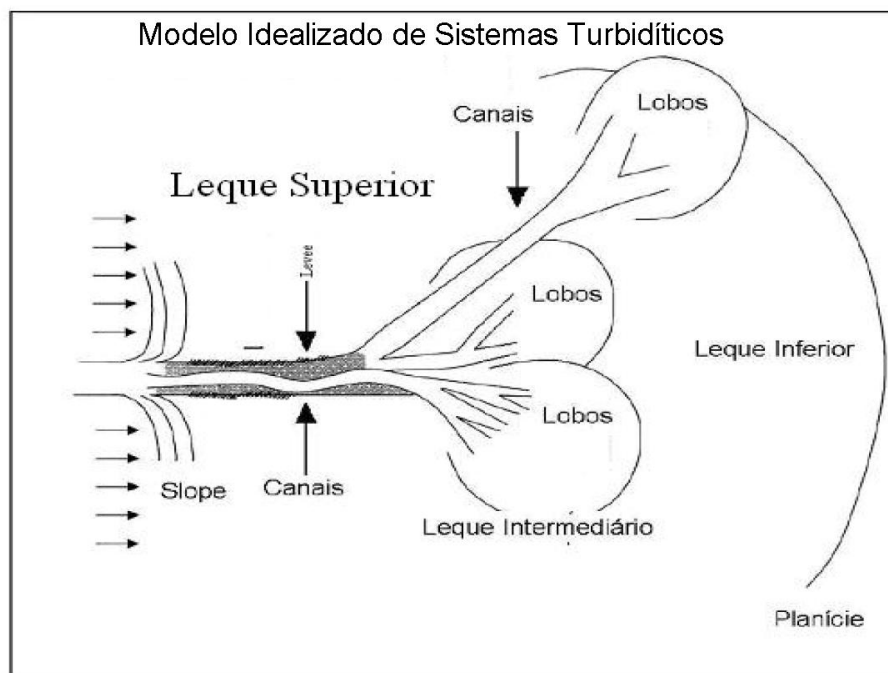


Figura 2.2: Modelo esquemático de sistemas turbidíticos onde se encontram resumidas as principais características encontradas neste tipo de reservatório.

O modelo apresentado na figura anterior, embora simplificado representa de forma aceitável as principais feições presentes em reservatórios turbidíticos de águas profundas e que influenciam o desempenho de campos constituídos por esses sistemas. Uma análise detalhada de cada uma das feições pode ser encontrada em SLATT e WEIMER (1999).

Na geração de modelos sintéticos de referência onde o objetivo é reproduzir formas e dimensões de interesse é necessário conhecer como essas feições podem ser representadas e quais suas principais características geométricas, pois desse modo se tem informação suficiente para que se possa prosseguir com o processo de modelagem. Para isso, estudos de afloramentos análogos possuem um papel fundamental. Esses estudos normalmente fornecem informações sólidas tanto sobre as dimensões do sistema que se está estudando, como também sobre as formas das feições de interesse. Assim é possível entender melhor os componentes que afetam a caracterização desses reservatórios.

Nesse contexto é possível encontrar no trabalho de JOHNSON *et al.* (2001), um estudo detalhado sobre os elementos arquiteturais que constituem um sistema turbidítico. Nesse

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

trabalho todas as principais feições dos reservatórios turbidíticos de águas profundas são analisadas quanto a sua associação de fácies, estratigrafia, sedimentologia e arquitetura deposicional, com o objetivo de se desenvolver um modelo capaz de prever a distribuição e a evolução estratigráfica do sistema em estudo. O modelo final desenvolvido pelo autor pode ser aqui utilizado para observar as principais feições que constituem um sistema dessa natureza e posteriormente ser utilizada para fins de validação do modelo aqui gerado. A Figura 2.3 apresenta o modelo desenvolvido pelo autor, que como pode-se observar já é uma evolução do modelo clássico apresentado anteriormente.

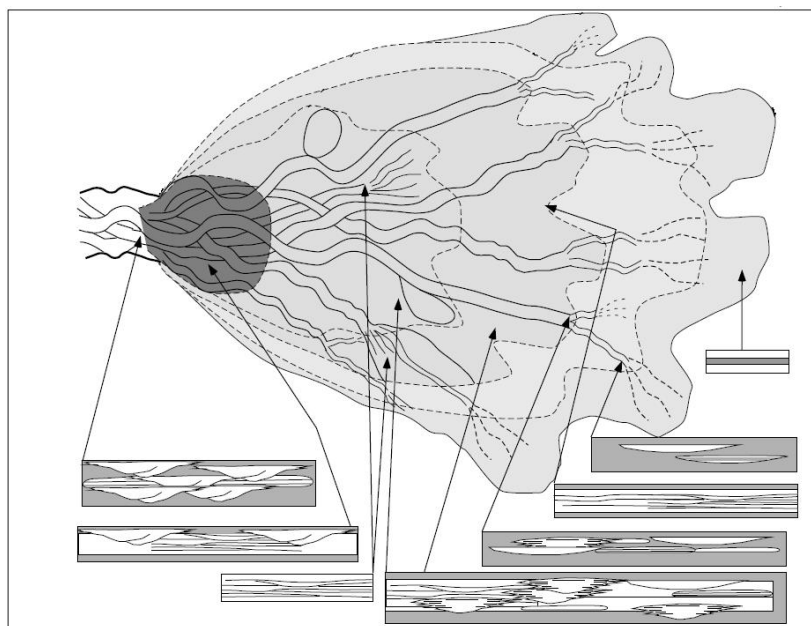


Figura 2.3: Modelo esquemático de sistemas turbidíticos de Tanqua Karoo na África do Sul, onde se pode observar toda a complexidade do sistema além da geometria e das feições em seção de cada um dos elementos que constituem um sistema turbidítico de águas profundas. (Modificado de JOHNSON et al. (2001))

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Além de dados de afloramentos análogos e de mapeamentos geológicos que trabalham com o que é conhecido como sistemas antigos, é possível também usar dados de sistemas atuais, essas informações podem auxiliar na complementação de dados de afloramentos, uma vez que esses, de maneira geral, embora tenham uma boa dimensão vertical, espacialmente são limitados. No Brasil um desses sistemas atuais bastante estudado e que fornece dados para interpretações é o sistema de Almirante Câmara (PELIZZON e FIGUEIREDO, 2005). A Figura 2.4 mostra em mapa as feições geométricas desse sistema.

No mapa da Figura 2.4 é possível observar feições importantes dos sistemas turbidíticos além é claro de se extrair informações cruciais sobre a dimensão real desses elementos. Desse modo, reunindo trabalhos sobre a classificação dos sistemas turbidíticos, estudos de afloramentos análogos e sistemas atuais, pode-se construir uma base de dados útil para o desenvolvimento de estudos de modelagem. BRUHN (1998), organizou tais informações em uma tabela onde são resumidas as principais feições e suas respectivas dimensões, essa tabela encontra-se apresentada na Figura 2.5.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

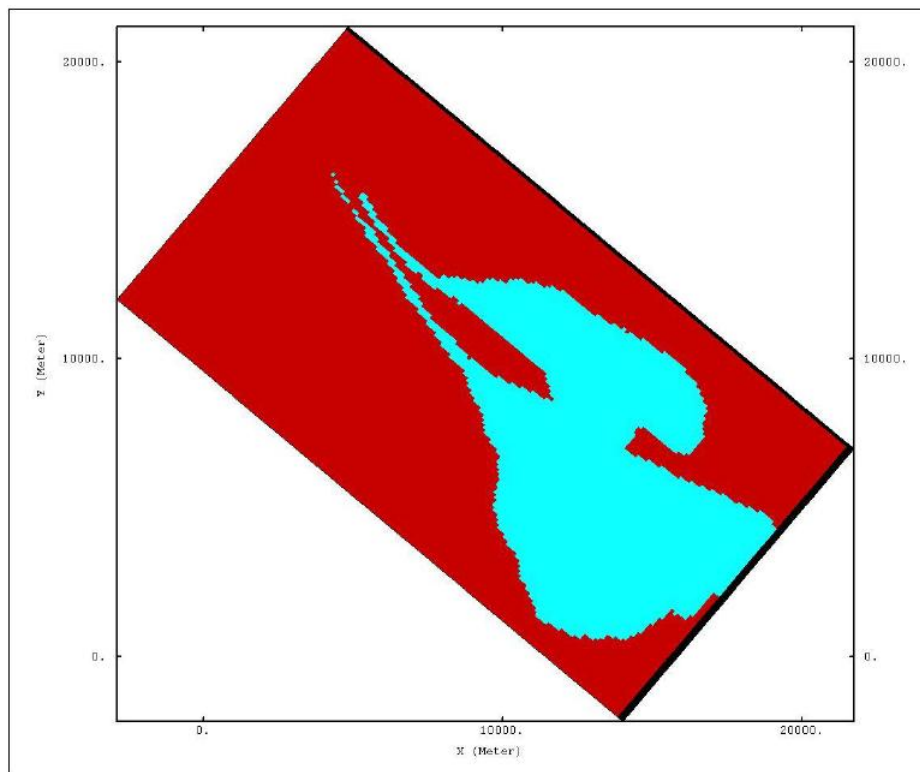


Figura 2.4: Mapa do sistema turbidítico atual de Almirante Câmara, onde informações sobre a extensão do corpo e suas características geométricas podem ser obtidas para a constituição do modelo de referência

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Tipo	Propriedade		
	Espessura	Largura (x1000)	Comprimento (x1000)
Complexo de Canais, sistemas ricos em cascalho e areia			
Individuais	30 -150	0,6 – 6	1,5 -30
Complexo	60 - 300	3 - 180	
Lobos turbidíticos, sistemas ricos em cascalho e areia			
Lobos	30 - 420	3 - 36	9 - 60
Complexo	< 900		
Lobos turbidíticos, sistemas ricos em areia			
Lobos	15 -180	6 – 24	15 - 36
Complexo	<450	Maior que 225 mi ²	
Lobos turbidíticos, sistemas mistos areia/folhleo			
Lobos	6 – 60	3 - 60	6 - >60
Complexos	< 1350		
Fluxo de detritos, sistemas mistos areia/folhleo			
Depósitos	120 - 1200	0,6 - 12	2,4 - 15
Complexos	< 3600	< 60	180

Figura 2.5: Tabela com as dimensões das principais feições encontradas em reservatórios turbidíticos de águas profundas. (Modificado de BRUHN, 1998)

Após um resumo das principais características e feições do tipo de reservatório que se deseja modelar, é necessário escolher o método probabilístico a ser utilizado em tal modelagem.

Neste ponto a geoestatística pode ser vista como a ferramenta mais adequada e especialmente útil na caracterização de reservatórios de águas profunda, pois ela engloba técnicas que permitem a propagação das propriedades do reservatório de uma maneira estatisticamente coerente e consistente. A geoestatística permite a aplicação de conceitos como tendências e a variabilidade das propriedades, bem como a inclusão de interpretações subjetivas relacionadas com a descrição dos reservatórios de águas profundas.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Os métodos geoestatísticos mais comuns, aplicáveis na caracterização de reservatórios de águas profundas são as técnicas de simulação seqüencial: a simulação seqüencial Gaussiana (SGS), utilizada aqui, na modelagem petrofísica e a simulação seqüencial da indicatriz (SIS), essa não utilizada nesta tese. A SGS, normalmente é usada para distribuir propriedades contínuas como a porosidade, permeabilidade, saturação, razão net-to-gross, ou espessura porosa, entre outras. Como será visto posteriormente existem variações da SGS como a simulação com deriva externa, a cossimulação entre outras. Cabe ao usuário estar preparado para escolher um determinado procedimento, após, revisar e entender de maneira clara como o método pode ser aplicado aos seus dados.

Para a simulação de variáveis discretas como as fácies, por exemplo, pode-se utilizar a técnica da simulação seqüencial da indicatriz (SIS). Todavia, muitos reservatórios de águas profundas são depositados em estruturas e feições que possuem características geométricas marcantes e bem definidas como foi visto nas figuras anteriores. Neste caso pode-se optar por outro método de modelagem de fácies denominado de simulação baseada em objetos ou simulação Booleana.

Esse tipo de modelagem é muito utilizado na caracterização de reservatórios fluviais. Para reservatórios turbidíticos de águas profundas essa técnica atualmente está se tornando mais popular. A simulação Booleana, é uma técnica muito poderosa mas pode ser facilmente aplicada erroneamente. Com isso, essa tese pode ser vista como um teste de aplicação de tal técnica, e as conclusões e resultados aqui apresentados podem auxiliar a utilização futura da modelagem baseada em objetos em projetos de caracterização de reservatórios.

Desse modo, como o objetivo da modelagem neste caso é reproduzir a forma e as feições geométricas dos reservatórios, optou-se pela simulação Booleana baseada em objetos. Esse tipo de modelagem é visualmente atrativa pois as realizações resultantes reproduzem as geometrias interpretadas em afloramentos análogos e em sistemas modernos (DEUTSCH, 2002). A fundamentação teórica sobre modelos Booleanos e o desenvolvimento matemático necessário pode ser encontrado em STOYAN *et al.* (1985) e LANTUÉJOUL (1995).

Na indústria do petróleo os modelos baseados em objeto, principalmente a simulação Booleana,

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

tornaram-se populares a partir da década de 80, quando começaram a ser aplicados na modelagem de reservatórios fluviais do Mar do Norte. Desde então esse tipo de modelo vêm sendo utilizado de maneira exaustiva no processo de caracterização de reservatórios. Em trabalhos como o de VIESSUR (1999); PUMPUTIS e SCHIOZER (2002); CAERS *et al.* (2001) e PEREIRA (1998) é possível encontrar uma vasta coletânea de aplicações da simulação Booleana para a geração de modelos litológicos utilizados no processo de caracterização de reservatórios.

A modelagem baseada em objetos, em especial a simulação Booleana, é normalmente usada para reproduzir as heterogeneidades de grande escala em reservatórios de petróleo, como canais, lobos, canais de transbordamento, falhas, entre outros. Para isso, os algoritmos de simulação Booleana geram em domínio pré-definido objetos com uma geometria específica.

No algoritmo aqui utilizado para a realização da simulação de objetos, as informações e o resultado das simulações são variáveis categóricas que só podem assumir dois valores, denominados de grãos e poros. O algoritmo consiste em dispor objetos aleatoriamente dentro de um domínio. Desse modo um ponto desse domínio irá pertencer a um grão se ele possuir no mínimo um objeto, caso contrário irá pertencer a um poro.

Assim, de acordo com LANTUÉJOUL (1995) o modelo Booleano pode ser definido como:

$$Z(x) = \bigcup_{x_i \in p} [1_{A_i(x_i)}(X)], \quad (2.1)$$

onde $A_i(x_i)$ corresponde ao conjunto A_i deslocado de x_i e $1_B(x)$ é uma função indicatriz que retorna 1 se x pertence a B e 0 caso contrário. Um esquema do algoritmo de simulação utilizado nesta tese é apresentado na Figura 2.6.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

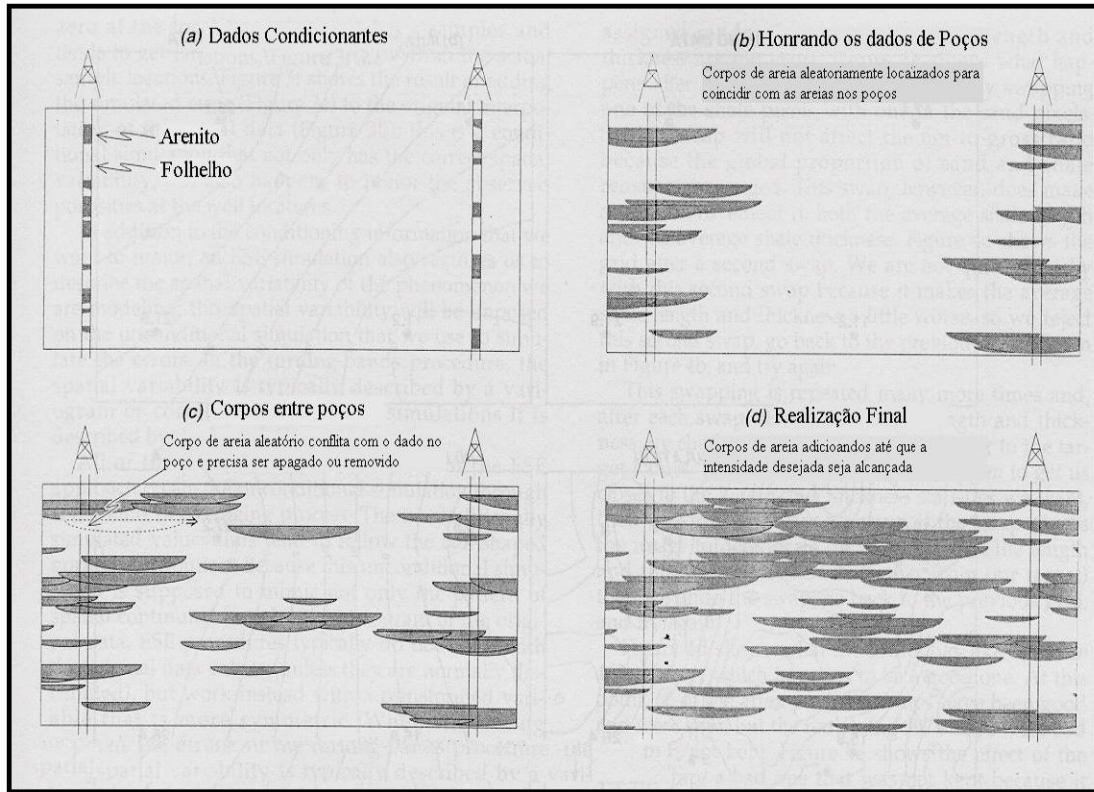


Figura 2.6: Esquema mostrando as etapas da simulação Booleana de objetos realizada nesta tese para a geração do modelo litológico de referência.

Definido o tipo de reservatório a ser modelado e o método estocástico a ser utilizado no processo de simulação, a modelagem litológica do reservatório de referência foi executada. A primeira etapa consistiu na geração dos dados de poços utilizados como condicionantes para a simulação de objetos. Nos dados de poços foram definidas duas litologias, uma relacionada à rochas reservatório (arenito) e outra relacionada à rochas não reservatório (folhelhos). Para reservatórios turbidíticos de águas profundas essa definição é suficiente, pois os demais tipos de rocha encontrados são variações dessas, ou são litologias responsáveis por formar marcadores regionais no campo e que nesse momento não são de interesse para a caracterização das heterogeneidades internas do reservatório. Além da definição do tipo litológico, essas fácies foram dispostas de modo a manter uma proporção e uma disposição realista. Junto à definição dos poços e suas respectivas litologias foi também estipulado o domínio da simulação, ficou então estabelecido um campo com dimensões horizontais de 10 km x 10 km e dimensão vertical de 50 m, essas dimensões estão de acordo com o que já foi apresentado anteriormente. Quanto

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

as dimensões horizontais essas estão coerentes com o mapa apresentado do sistema atual de Almirante Câmara, já a dimensão vertical de 50 m é condizente com a grande parte dos afloramentos análogos utilizados para a extração de informações condicionantes para o processo de modelagem. Como será visto posteriormente essa diferença entre as dimensões horizontais e a dimensão vertical será importante para a aplicação de outras técnicas de caracterização. Na Figura 2.7 é apresentada a informação litológica contida nos poços aqui denominados de N, Q, A, P e C, localizados numa seção central do reservatório. Essa seção será exaustivamente repetida e utilizada como base para as comparações e análises futuras que serão executadas no decorrer do trabalho.

Após a definição do domínio e das informações condicionantes, foram estabelecidas as formas e dimensões dos objetos que seriam inseridos no domínio de modo a executar a simulação de objetos. Uma combinação de senóides e semi elipsóides foram geradas com objetivo de simular algumas das feições encontradas em reservatórios turbidíticos de águas profundas como canais e lobos turbidíticos. Com isso, efetuada a simulação Booleana de objetos o resultado é um modelo tridimensional que mostra a distribuição dos corpos gerados. Uma imagem 3D do modelo gerado e adotado como modelo sintético de referência é apresentada na Figura 2.8.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

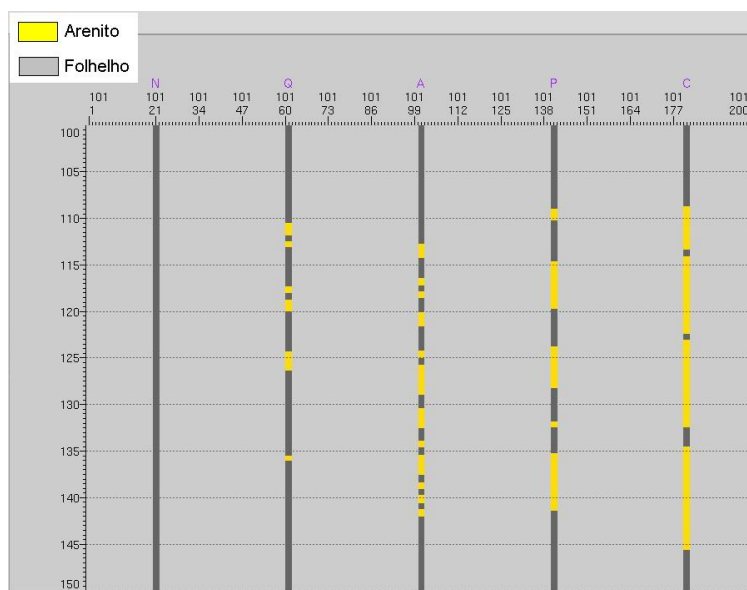


Figura 2.7: Seção atravessando os poços N, Q, A, P e C, mostrando a distribuição da litologia nesses poços.

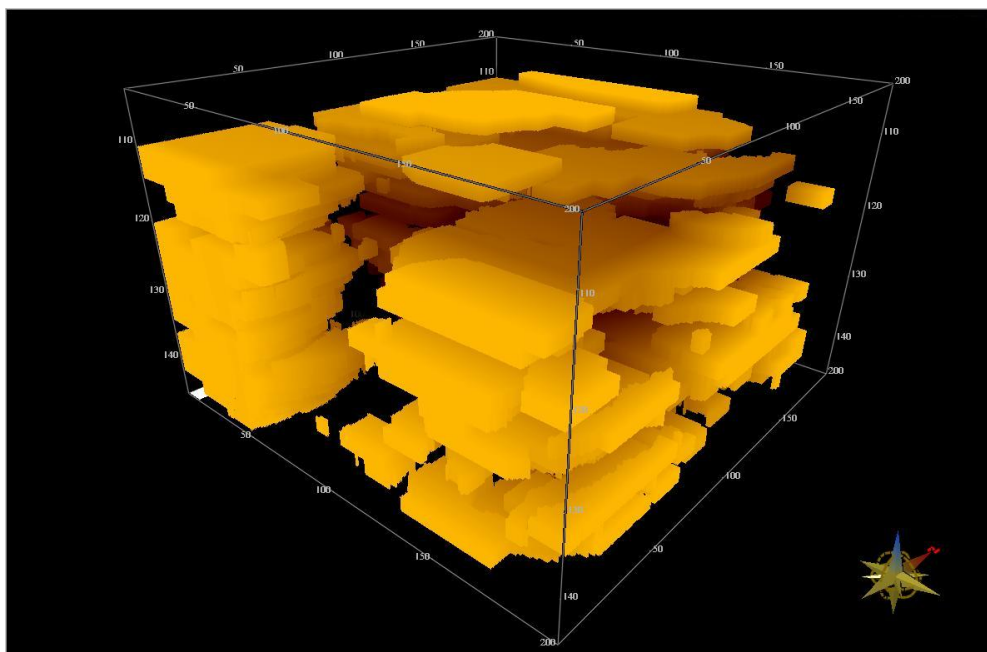


Figura 2.8: Imagem 3D do modelo adotado como reservatório sintético de referência, os corpos em amarelo representam os corpos de areia modelados por meio da simulação Booleana de objetos.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Pode-se observar a complexidade da distribuição dos corpos de areia no reservatório. Essa complexidade é realista, pois como dito anteriormente muitos reservatórios e aqueles que são considerados como um desafio para o processo de caracterização possuem uma complexa distribuição dos corpos de areia juntamente com uma espessura restrita (50m). Porém para se testar posteriormente o comportamento do modelo perante, por exemplo, o dado sísmico, não basta apenas o modelo possuir uma espessura restrita, é importante alternar regiões mais e menos espessas, desse modo afinamentos estratigráficos podem ser representados e os métodos posteriores podem ser interpretados de maneira quantitativa, pois existirão parâmetros para mostrar a partir de qual espessura o método é inapropriado para a caracterização (Figura 2.9).

Essa variação de espessura mostrada na figura anterior, caracteriza determinados reservatórios turbidíticos de águas profundas, onde ocorrem fenômenos conhecidos como o afinamento estratigráfico das camadas. Esse tipo de situação apresenta um grande desafio para as ferramentas de modelagem, pois tais espessuras são denominadas sub-sísmicas, ou seja, utilizando o dado sísmico convencional essas camadas não são identificadas em toda a sua extensão o que pode provocar problemas no processo de caracterização, principalmente no que diz respeito ao cálculo do volume do campo. Outra característica importante do resultado final da simulação que precisa ser aqui interpretada diz respeito à proporção de rocha reservatório e não-reservatório, pois a partir dessa proporção o modelo gerado pode ser classificado de acordo com alguns modelos previamente analisados na literatura. Para analisar essa proporção foi gerado o histograma do modelo litológico, esse histograma é apresentado na Figura 2.10.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios



Figura 2.9: Seção atravessando os poços N, Q, A, P e C, mostrando o resultado da simulação e a variação de espessura conseguida para os corpos de areia.

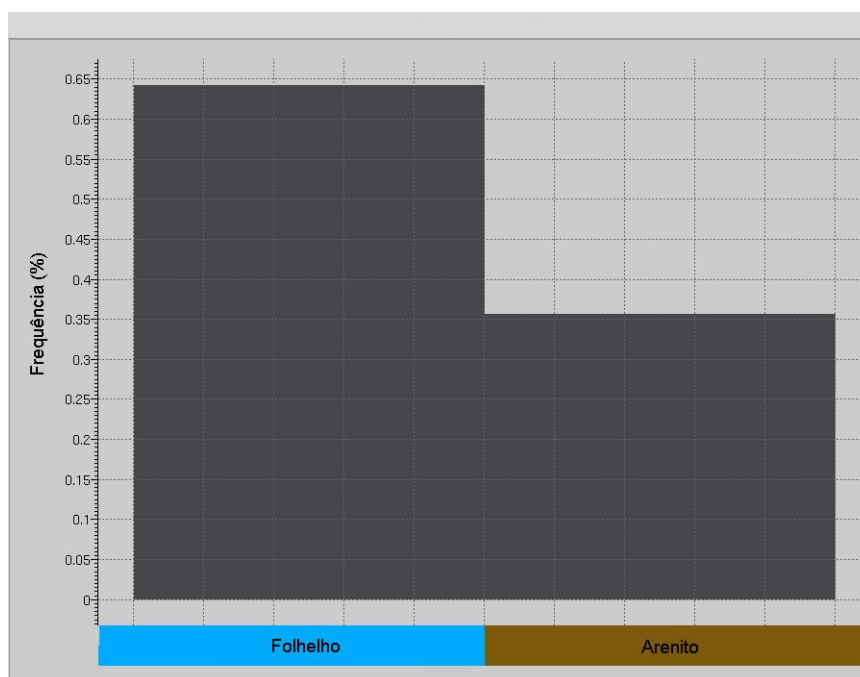


Figura 2.10: Histograma do modelo litológico onde pode-se observar a proporção de rochas reservatório (arenito) e rochas não reservatório (folhelho).

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Com as proporções apresentadas no histograma da Figura 2.10, onde as rochas reservatório representam aproximadamente 35% das litologias presentes no modelo, pode-se considerar e classificar o reservatório modelado, de acordo com as classificações disponíveis na literatura como sendo um reservatório misto de areia e folhelho (BRUHN, 1998). Porém não só a classificação do modelo gerado é suficiente para validar a simulação e então considerar um modelo sintético realista. Outra forma de validar o modelo é comparar seções, tanto vertical como horizontal, do modelo aqui gerado com exemplos encontrados na literatura. Essa validação tem como principal objetivo confirmar determinadas feições geométricas bem como encontrar algumas regiões inconsistentes, de modo que o modelo de referência gerado possa ser considerado realista suportando a continuação do trabalho. Desse modo, uma primeira comparação pode ser observada na Figura 2.11.

Nessa primeira comparação pode-se observar uma grande semelhança entre as feições encontradas no sistema atual de Almirante Câmara com a seção extraída do modelo aqui gerado. Essa semelhança existe não somente nas feições geométricas e nas formas modeladas mas também na escala do modelo, onde os dois apresentam aproximadamente a mesma dimensão de 10 km. Na seção extraída do modelo aqui desenvolvido pode-se notar algumas inconsistências com a realidade, como a formação de *esquinas*, ou seja, bordas retas, o que não desautoriza a sua aplicação, visto que na maior parte da seção analisada os corpos turbidíticos possuem grandes semelhanças. Outra comparação entre seções horizontais pode ser apresentada na Figura 2.12.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

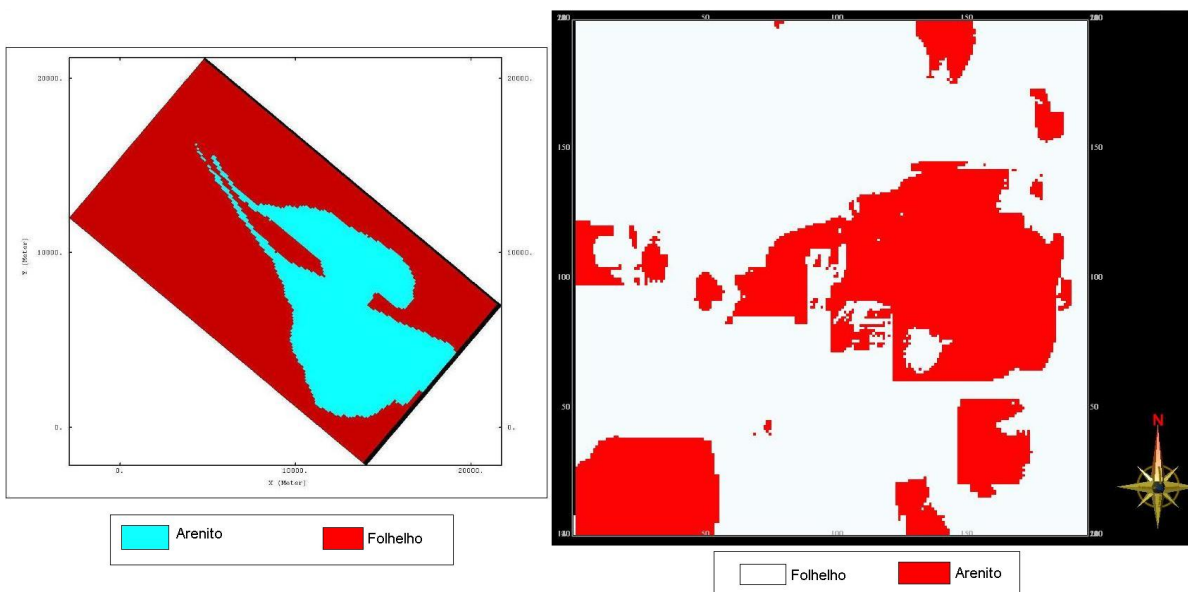


Figura 2.11: Comparação entre uma seção horizontal do sistema atual de Almirante Câmara (esquerda) e uma seção extraída do modelo gerado neste trabalho (direita).

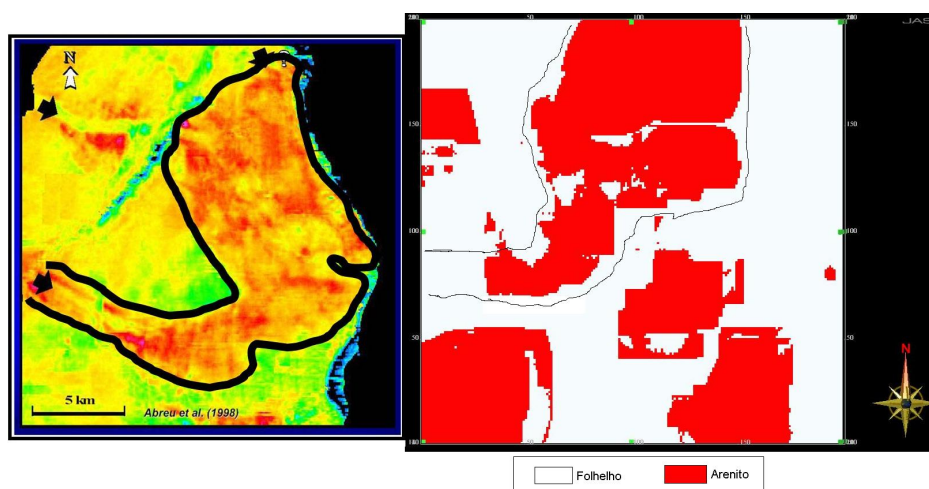


Figura 2.12: Comparação entre uma seção horizontal do reservatório de Marlin Sul (esquerda), extraído do trabalho de BRUHN (1998) e uma seção horizontal extraída desta tese.

Na comparação acima pode-se observar mais uma vez a grande semelhança entre as seções horizontais, ambas apresentam feições de lobos turbidíticos e canal turbidítico. Com as duas comparações apresentadas entre as seções horizontais, pode-se validar parte do modelo, porém essa validação só se torna completa com as comparações feitas com as seções verticais. A primeira comparação entre seções verticais é apresentada na Figura 2.13.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Pode-se observar na figura anterior que ao se comparar uma determinada seção vertical do modelo de referência, com trabalhos consagrados na área de caracterização de reservatórios, feições importantes como lobos e canais são facilmente identificadas. Esses elementos são importantes, pois em reservatórios turbidíticos de águas profundas eles constituem as principais heterogeneidades internas e são as estruturas mais desafiadoras de serem identificadas, por exemplo pelo dado sísmico convencional. Outra comparação entre seções verticais é apresentada na Figura 2.14.

Na Figura 2.14 pode-se observar claramente como os canais são apresentados e onde eles estão localizados no sistema turbidítico. O trabalho utilizado para comparação nesta figura corresponde a um extensivo trabalho de mapeamento realizado no afloramento de Brushy Canyon (BEAUBOUF *et al.*, 1999). Em trabalhos relacionados com reservatórios turbidíticos de águas profundas o afloramento de Brushy Canyon é tido como uma referência, pois é considerado juntamente com o afloramento de Tanqua Karoo uma dos maiores afloramentos em extensão, onde todas as feições, formas e elementos desses sistemas podem ser encontrados, mapeados e estudados, fornecendo assim dados suficientes para a geração de modelos de referência. Desse modo, como observado na Figura 2.14, os canais gerados por simulação de objetos correspondem aos canais encontrados no afloramento de Brushy Canyon, não só individualmente, mas também como complexos de canais resultado da sobreposição de várias estruturas dessa natureza. Desse modo, embora não se tenha realizado nenhuma comparação quantitativa, é possível, pelos exemplos mostrados, considerar e credenciar o modelo sintético de referência gerado como representativo de um reservatório turbidítico de águas profundas, pois como foi observado ele representa de maneira satisfatória as principais feições e os principais elementos arquiteturais, embora em certas porções localizadas algumas inconsistências possam existir devido ao fato do método utilizado ser puramente matemático, ou seja, o algoritmo utilizado para a simulação de objetos nesta tese não foi desenvolvido para fins exclusivamente geológicos, mas mesmo com essas restrições o modelo gerado se mostrou coerente reproduzindo as principais características e elementos arquiteturais dos reservatórios turbidíticos de águas profundas. Com o modelo litológico validado a próxima etapa consiste em preencher as litologias com as propriedades petrofísicas de interesse.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

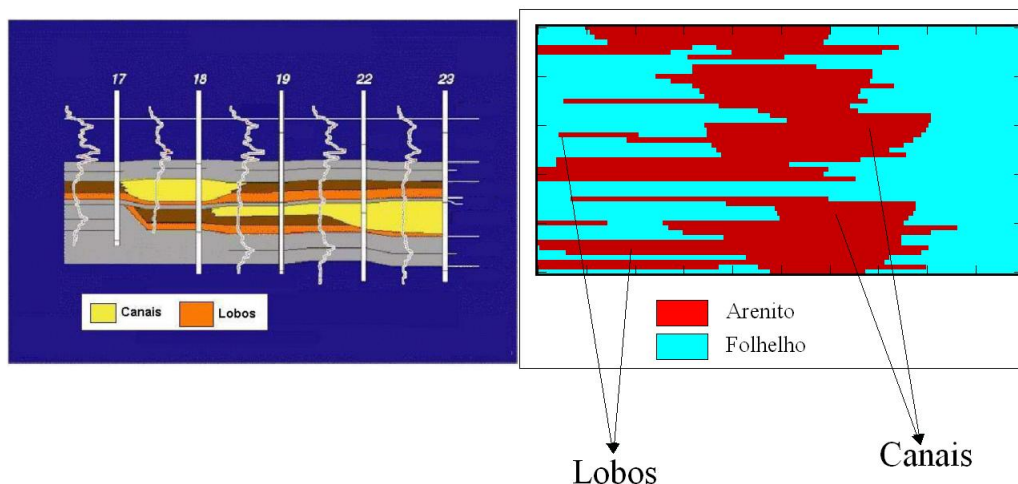


Figura 2.13: Comparação entre uma seção vertical extraída do trabalho de PICKERING e CLARK (1996) (esquerda) e uma seção vertical extraída do modelo de referência simulado neste trabalho (direita).

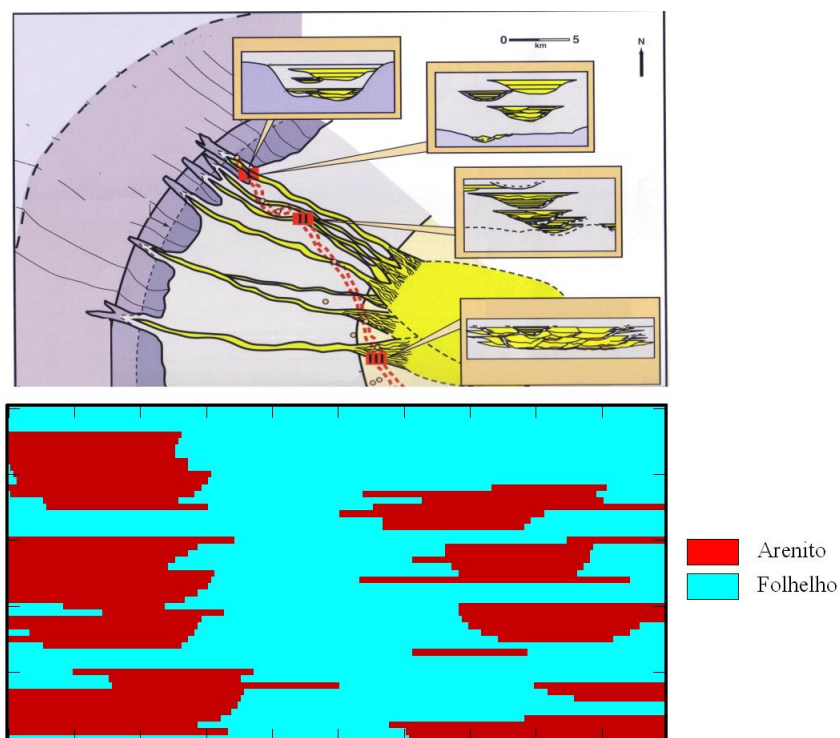


Figura 2.14: Comparação entre uma seção vertical extraída do trabalho de BEAUBOUF (1999) (acima) e uma seção vertical extraída do modelo de referência simulado neste trabalho (abaixo).

2.5.2 A Modelagem Petrofísica

Como já foi dito anteriormente o principal objetivo da maioria dos projetos de caracterização de reservatórios é desenvolver modelos onde as previsões possam ser realizadas da melhor forma possível. Assim, após a determinação da litologia, a etapa seguinte consiste em incorporar propriedades estáticas e dinâmicas, ao modelo do reservatório. Desse modo a etapa de modelagem petrofísica pode ser entendida como a atribuição e simulação de propriedades como a porosidade, densidade, velocidade compressional, entre outras, dentro de cada fácies e/ou camada do reservatório, previamente definidas na modelagem litológica.

Entender as relações existentes entre a rede interconectada de espaços porosos, as propriedades de rocha e o fluxo de fluido, forma uma das bases de um estudo completo do reservatório. Uma descrição correta das propriedades petrofísicas é um requisito fundamental para se representar corretamente o comportamento dinâmico e estático do campo em estudo. Essas relações podem ser definidas pelo modelo petrofísico.

O modelo petrofísico do reservatório normalmente é definido na fase de interpretação quantitativa dos perfis de poços, porém em casos como o aqui apresentado, pode-se por meio de dados reais definir distribuições das propriedades e essas podem então ser modeladas em todo o campo. Além, de determinar as heterogeneidades petrofísicas do reservatório, esse modelo é fundamental para as etapas seguintes do processo de caracterização como a modelagem sísmica.

Como o objetivo do modelo de referência aqui gerado é proporcionar subsídios para analisar posteriormente o impacto da informação sísmica no processo de caracterização de reservatórios, optou-se por modelar as seguintes propriedades petrofísicas: porosidade, densidade de rocha, velocidade compressional e impedância acústica. Para outros estudos, como por exemplo, monitoramento do reservatório por meio de sísmica 4D, outras propriedades devem ser modeladas como a permeabilidade e a saturação de óleo. Uma breve descrição das propriedades modeladas é apresentada a seguir

A porosidade pode ser considerada uma das principais propriedades para a caracterização de reservatórios. Ela pode ser definida como a razão dos espaços porosos pelo volume total da

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

rocha e é importante pois determina a capacidade de armazenamento de fluido do reservatório. Desse modo a porosidade tem influência direta no fluxo de fluidos dentro do reservatório. A porosidade é medida normalmente pelo perfil neutrônico e sua avaliação é feita interpretando a resposta do perfil ao longo do poço.

Juntamente com a porosidade, a densidade da rocha também tem grande importância no processo de caracterização, pois auxilia na discriminação entre determinados tipos de rochas. A densidade é calculada como sendo a densidade média de todos os materiais que constituem a rocha. Essa propriedade é medida por meio do perfil de densidade. A densidade possui uma forte relação com a porosidade. Essa relação tem sido estudada de maneira empírica por muitos anos e o resultado desses trabalhos podem ser encontrados em PICKELL e HEACOCK (1960) e THOMPSON e WOODS (1996). Pelo fato de existir essa correlação a densidade deve ser modelada conjuntamente com a porosidade.

Para se determinar certos parâmetros em reservatório, como por exemplo a profundidade das feições é necessário conhecer com precisão a velocidade compressional com a qual as ondas atravessam as camadas de rocha. Em estudos de caracterização de reservatórios, normalmente esse parâmetro não é obtido diretamente, mas sim é calculado a partir do perfil sônico. Mais uma vez a porosidade tem um papel fundamental na determinação da velocidade e dessa maneira essas duas propriedades são fortemente correlacionadas. Em WILLIE e GARDNER (1956) é possível encontrar a descrição do método, onde por meio da aplicação de determinadas relações pode-se obter a porosidade das rochas a partir da velocidade compressional.

Combinando a densidade da rocha e a velocidade compressional, pode-se então definir uma propriedade que mede a quantidade de resistência que um determinado meio possui ao movimento, essa propriedade recebe o nome de impedância acústica. A impedância acústica é de extrema importância em estudos de reservatório pois integra as medidas sísmicas às propriedades de rocha, como será visto posteriormente. A impedância acústica não é medida por perfis geofísicos, mas pode ser obtida multiplicando a densidade de rocha pela velocidade compressional. Devido ao fato de estar diretamente ligada ao cálculo do coeficiente de reflexão, essa propriedade é a mais importante para o desenvolvimento do modelo sísmico. Desse modo pode-se notar, pelo fato da existência de intercorrelações entre as propriedades, que

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

embora a impedância acústica seja fundamental para a modelagem sísmica ela depende da densidade e da velocidade, que por sua vez são diretamente ligadas à porosidade, assim para a geração de modelos petrofísicos consistentes essas propriedades devem ser modeladas de maneira dependente.

Uma vez definidas as propriedades e conhecidas suas relações, pode-se então definir o método de modelagem a ser aplicado. Mais uma vez a geoestatística tem um papel fundamental na caracterização de reservatórios pois fornece as ferramentas necessárias para a geração de modelos consistentes. Um dos principais desafios da geoestatística no processo de caracterização é justamente popular o modelo litológico com as respectivas propriedades petrofísicas. Normalmente essa operação é realizada honrando as informações disponíveis nos poços e recebe o nome de modelagem condicional. Nesta tese, porém, não existem informações condicionantes, assim a modelagem utilizada é dita não condicional.

Como já foi mencionado anteriormente, existem vários métodos capazes de modelar a distribuição espacial das variáveis regionalizadas. Esses métodos podem variar desde as técnicas de estimativa, determinísticas até as simulações estocásticas. Pelo fato da estimativa possuir um caráter suavizador, os métodos estocásticos se tornam mais interessantes pois conseguem reproduzir a variabilidade da variável de interesse representando de maneira mais realista as heterogeneidades presentes nos reservatórios.

Dentre as várias técnicas de simulação o formalismo Gaussiano é contudo, a maneira mais simples e eficiente de gerar realizações que honrem o histograma e o variograma desejado. Com esse formalismo foram desenvolvidos os principais métodos de simulação utilizados para gerar modelos de variáveis aleatórias regionalizadas. Entre esses métodos o mais amplamente aplicado é o da simulação seqüencial Gaussiana (SGS) (JOURNEL e HUIJBREGTS, 1978; GOOVAERTS, 1997 DUBRULE, 2003; DEUTSCH, 2002). Esse algoritmo trabalha de maneira seqüencial preenchendo sucessivamente localizações aleatórias numa malha. Em cada nova posição da malha o valor é estimado a partir de valores previamente amostrados. Assim, um valor aleatório é escolhido de uma distribuição Gaussiana que possui média igual ao valor estimado e desvio padrão igual ao desvio padrão da estimativa. O valor escolhido na distribuição Gaussiana é integrado ao conjunto de dados e uma nova posição aleatória é

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

escolhida. O resultado desse processo é uma realização Gaussiana que satisfaz as estatísticas de entrada, ou seja, média, variância e variograma. Assim a simulação Gaussiana de uma variável contínua $z(u)$ pode ser resumida pelo seguinte procedimento:

- Determina-se uma distribuição $Fz(Z)$ representativa de toda a área de estudo.
- Realiza-se uma transformação dos dados com distribuição $Fz(Z)$ em um novo conjunto com distribuição normal.
- Adotando então essa distribuição normal procede-se com a simulação sequencial.
- Define-se um caminho aleatório que visita cada nó da malha. Em cada nó u da malha, um determinado número de vizinhos é escolhido para a realização da simulação, nessa etapa os nós já simulados podem estar presentes.
- Utiliza-se uma krigagem simples para determinar os parâmetros como a média e a variância da distribuição condicional da função aleatória $Y(u)$ em cada posição da malha.
- Escolhe-se um valor simulado $y^{(1)}(u)$ a partir da distribuição.
- Adiciona-se o valor simulado $y^{(1)}(u)$ ao conjunto de dados.
- Realiza-se a transformação inversa dos valores simulados com distribuição normal $\{y^{(1)}(u), u \in A\}$ para valores com a distribuição da variável original $\{Z^{(1)}(u) = \varphi^{-1}(y^{(1)}(u)), u \in A\}$.

Se múltiplas realizações são necessárias, $\{z^{(l)}(u), u \in A\}, l = 1, \dots, L$ o algoritmo apresentado é repetido L vezes com diferentes caminhos aleatórios para cada realização. Cada realização obtida é dita equiprovável, ou seja, não existe uma melhor que a outra, todas têm a mesma probabilidade de ocorrer. A Figura 2.15 apresenta de maneira esquemática o processo de simulação Sequencial Gaussiana. Essa técnica de simulação foi utilizada para a modelagem da porosidade considerada aqui como a propriedade primária. Para as demais propriedades como a densidade e a velocidade compressional foi utilizada uma outra técnica de simulação baseada na SGS, porém que considera a relação entre as variáveis.

Um problema importante na descrição dos reservatórios é a integração de diferentes tipos

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

de dados e de informações com o objetivo principal de modelar com maior precisão as heterogeneidades melhorando dessa forma a previsão das reservas que podem ser recuperadas. Existem nesse caso dois aspectos que devem ser considerados para a modelagem de reservatórios de petróleo.

O primeiro aspecto diz respeito à reprodução das heterogeneidades. Nesse caso como já foi visto a melhor solução é a simulação estocástica, pois assim consegue-se reproduzir a variabilidade espacial do fenômeno.

O segundo aspecto a ser considerado é a integração de diferentes tipos de dados. A abordagem desse aspecto é mais recente. Neste caso algumas soluções ligadas à algoritmos desenvolvidos a partir da krigagem, como a krigagem com deriva externa, a cokrigagem, o reconhecimento de padrões, etc.. existem.

No caso de se reproduzir a variabilidade utilizando para isso mais de uma variável, pode-se utilizar um método derivado da SGS, denominado de cossimulação seqüencial Gaussiana, esse método foi proposto para simular modelos de várias variáveis contínuas, reproduzindo as distribuições envolvidas, e os variogramas. Entre algumas aplicações importantes da cossimulação sequencial Gaussiana, de acordo com VERLY (1995), está a modelagem conjunta de propriedades petrofísicas de um reservatório onde é necessário considerar a dependência entre as variáveis.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

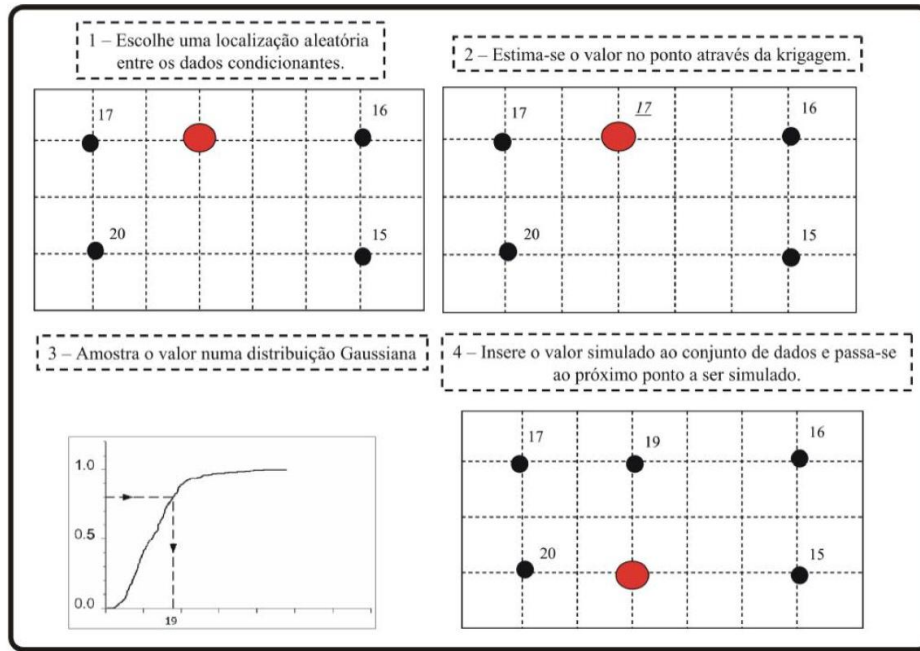


Figura 2.15: Esquema mostrando o processo de simulação sequencial Gaussiana utilizado para a modelagem das propriedades petrofísicas no modelo de referência (Modificado de DUBRULE, 2003).

O algoritmo de cossimulação sequencial Gaussiana considera um conjunto de K variáveis, $[Z_k(x), k = 1, \dots, K]$, onde x denota uma localização no espaço. Se, por acaso $k = 2$, as variáveis $Z_1(x_0)$ e $Z_2(x_0)$ podem representar a porosidade e a densidade numa determinada localização X_0 . O problema nesse caso consiste em gerar modelos das duas variáveis de modo que: (1) algumas propriedades estatísticas das variáveis devem ser individualmente ou conjuntamente reproduzidas e (2) os valores das variáveis são reproduzidos nos pontos onde são conhecidos. Na prática a cossimulação sequencial Gaussiana não difere muito da simulação sequencial Gaussiana.

Outra vantagem é que a cossimulação sequencial Gaussiana reproduz o grau de correlação existente entre as variáveis, o que é importante pois no processo de caracterização de reservatórios as variáveis petrofísicas estudadas quase sempre apresentam correlações. Se as variáveis são independentes suas realizações também serão. Porém, se as variáveis possuem um grau de dependência, esse é reproduzido em suas realizações. Essa é uma vantagem sobre os métodos que utilizam deriva externa, que não incorporam o grau de correlação entre

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

as variáveis. Após ter discorrido sobre as propriedades petrofísicas a serem modeladas e os respectivos métodos a serem utilizados, pode-se então apresentar e discutir os resultados referentes à modelagem petrofísica.

Como já foi dito, nesta tese não estão sendo utilizados dados reais para a modelagem das propriedades petrofísicas. Porém, para que seja possível realizar a cossimulação de modo a gerar resultados satisfatórios foi adotada a estratégia de se construir um conjunto de informações aleatórias para serem utilizadas no processo de simulação. Esse conjunto gerado é constituído de variáveis independentes onde se pode impor as correlações desejadas para as propriedades petrofísicas e ele não possui influência no resultado final, pois as transformações realizadas adequam os valores obtidos com os valores esperados das propriedades.

Assim, para se iniciar a modelagem petrofísica é essencial conhecermos os intervalos e a distribuição esperada para os valores de cada variável modelada. Esses parâmetros podem ser encontrados nos histogramas da Figura 2.16, que apresentam valores típicos para as variáveis velocidade compressional (sônico), densidade e impedância acústica para reservatórios da Bacia de Campos. Nessa figura estão apresentados histogramas referentes ao Campo de Namorado, que possui uma base de dados pública de modo que é possível estudar e analisar os resultados em comparação com esse reservatório.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

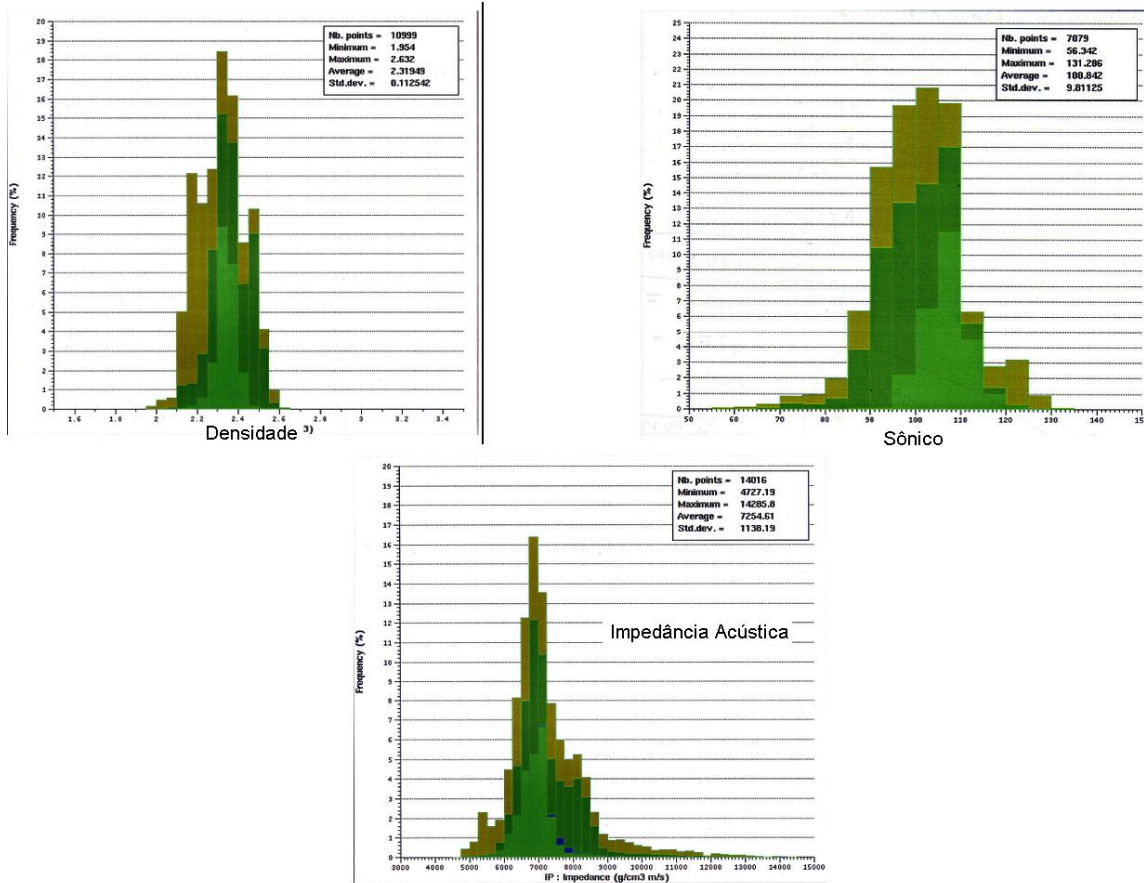


Figura 2.16: Histogramas para a densidade, sônico e impedância acústica, mostrando a distribuição e os valores médios para os reservatórios da Bacia de Campos, as cores representam diferentes poços.

Com esses valores é possível realizar as simulações obtendo valores realistas. Para a porosidade foi estabelecido que modelo deveria ter um valor médio de aproximadamente 20% considerando para comparação o reservatório do Campo de Namorado que possui uma porosidade média de 24%.

Desse modo, por meio da simulação sequencial Gaussiana foi gerado o modelo de porosidade. Para essa modelagem foi adotado um variograma que respeitasse a continuidade lateral e vertical dos corpos de areia presentes no modelo litológico. Vale ressaltar que a modelagem da porosidade foi realizada somente para os corpos de areia, adotando-se para o folhelho um valor de porosidade constante igual a 2%. A Figura 2.17 apresenta o modelo 3D da porosidade para o reservatório sintético de referência.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Uma maneira de melhor caracterizar o modelo é por meio do seu histograma (Figura 2.18), a partir dele é possível definir a porosidade média para as rochas reservatório como sendo igual a 20%. Esse valor é importante pois posteriormente será utilizado na caracterização volumétrica do reservatório e para essa caracterização será utilizado o valor médio da porosidade no arenito.

Com a porosidade já modelada é então possível utilizá-la na geração do modelo de densidade, uma vez que ambas as propriedades são correlacionadas. Para isso foi utilizada a cossimulação seqüencial Gaussiana, onde se pode inserir o grau de correlação desejado entre as propriedades. Na modelagem da densidade utiliza-se o variograma da porosidade, pelo fato dessa propriedade ser conhecida em todos os nós da malha, outro parâmetro que deve ser fornecido é o coeficiente de correlação, que neste caso foi adotado como sendo igual a -0,70. Assim, a Figura 2.19 apresenta o modelo tridimensional obtido para a densidade.

Observa-se na Figura 2.19 que como o arenito e o folhelho foram modelados, o modelo de densidade apresenta-se realista, já dificultando a completa definição dos corpos de areia.

A próxima propriedade petrofísica modelada foi a velocidade compressional. Como no caso anterior utilizou-se a cossimulação seqüencial Gaussiana, porém para a velocidade foi usada a correlação com a densidade. Assim, foi ajustado um variograma para a densidade, com os mesmos alcances do variograma da porosidade de modo a manter a coerência do modelo. Desse modo o modelo tridimensional de velocidade compressional é apresentado na Figura 2.20.

A última propriedade modelada e talvez a mais importante para algumas etapas dessa tese como o caso da modelagem sísmica foi a impedância acústica. Porém como já foi mencionado essa propriedade não foi modelada e sim calculada por meio da multiplicação entre o modelo de densidade e o modelo de velocidade compressional, por esse motivo foi a última propriedade a ser gerada. A Figura 2.21 apresenta o modelo tridimensional da impedância acústica.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

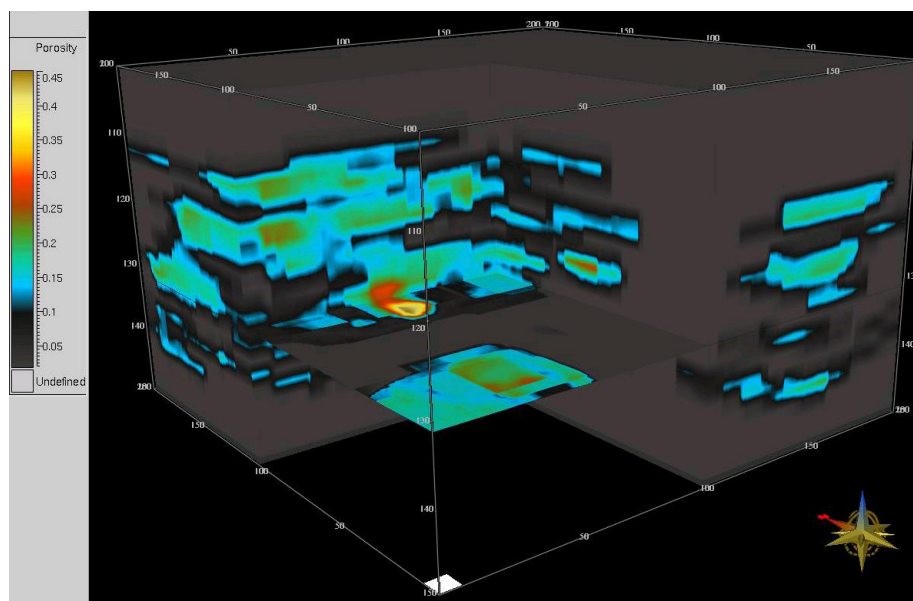


Figura 2.17: Modelo tridimensional da porosidade para o modelo de referência, pode-se observar os corpos de areia preenchidos com porosidade variável e o fundo de folhelho preenchido com porosidade constante e igual a 2%.

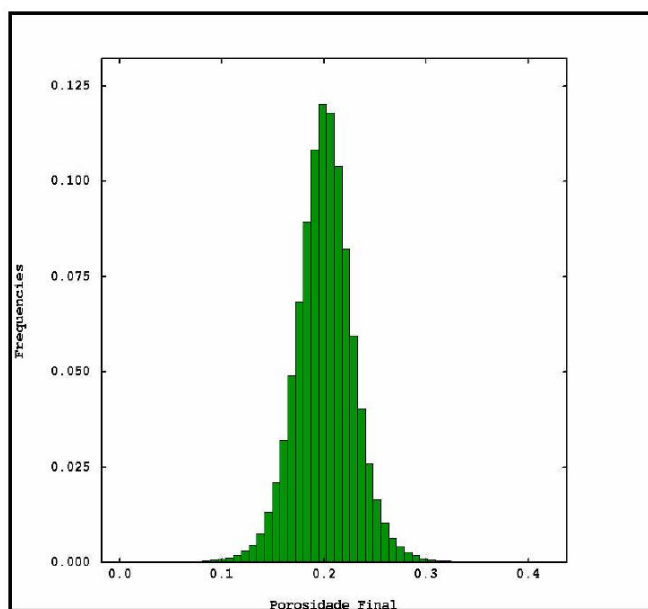


Figura 2.18: Histograma da porosidade dos corpos de areia mostrando que a média dessa propriedade para o modelo gerado é de aproximadamente 0,20.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Devido a importância dessa variável, pelo fato de ser o objeto principal de estudo do próximo capítulo, uma caracterização mais detalhada é necessária. Pode-se analisar o histograma (Figura 2.22A), onde é possível primeiro identificar duas populações distintas representando as litologias reservatório e não reservatório juntamente com uma região de sobreposição entre essas populações. Essa característica também é encontrada em dados reais como mostra a Figura 2.22B referente à impedância acústica calculada com base nos poços pertencentes ao reservatório do campo de Namorado. Essa região de sobreposição em casos reais varia de reservatório para reservatório, chegando ao caso extremo onde a impedância acústica é incapaz de distinguir entre arenito e folhelho, necessitando nesses casos utilizar outras propriedade como por exemplo a impedância elástica.

Do mesmo modo que para o caso da porosidade, foi identificada a porosidade média, que será utilizada posteriormente na caracterização volumétrica do modelo, é interessante no caso da impedância acústica definir e separar os valores referentes a cada litologia. Assim, com base no histograma anterior estipulou-se que os corpos de areia contemplam os valores de impedância acústica entre 4400 e 6750 $g/cm^3.m/s$. Com esses valores ocorre uma pequena perda devido a região de sobreposição, porém essa perda é insignificante, pois como é mostrado na Figura 2.23 os corpos de areia modelados correspondem perfeitamente ao intervalo definido para a impedância acústica.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

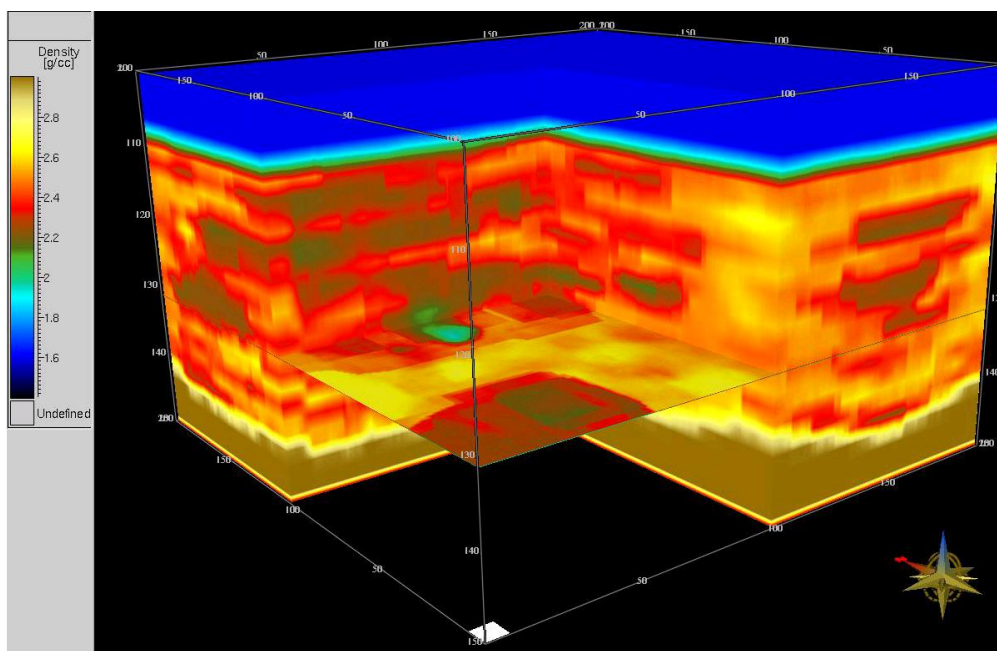


Figura 2.19: Modelo tridimensional da densidade para o modelo de referência, as cores esverdeadas representam os corpos de areia enquanto que as cores vermelhas representam o folhelho.

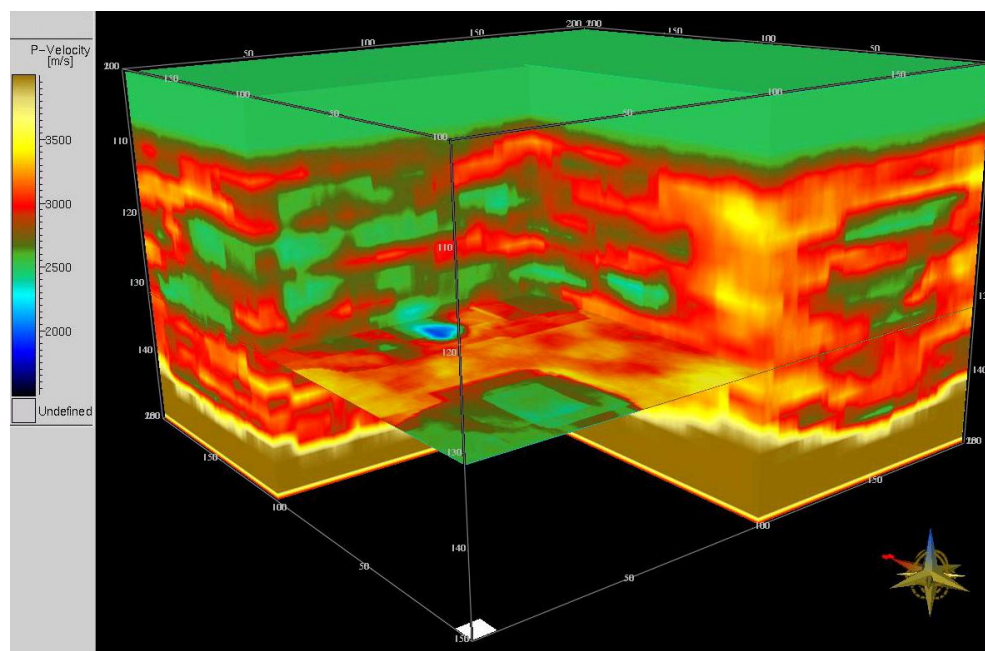


Figura 2.20: Modelo tridimensional da velocidade compressional para o modelo de referência, as cores verdes representam os corpos de areia enquanto que as cores vermelhas representam o folhelho.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Pela comparação realizada na Figura 2.22 fica claro que o intervalo de impedância acústica selecionado contempla de maneira satisfatória os corpos de areia presentes no modelo litológico. Finalizando a modelagem petrofísica pode-se resumir os resultados obtidos comparando-os com valores médios encontrados em reservatórios da Bacia de Campos e já apresentados nos histogramas da Figura 2.16. A Figura 2.24 mostra uma tabela comparativa entre esses valores.

Com base nos valores apresentados na tabela acima e com as comparações e validações já apresentadas sobre o modelo litológico pode-se concluir que o modelo sintético gerado para essa tese e que será utilizado nos estudos referentes à caracterização de reservatórios é satisfatório podendo então ser aplicado nas análises futuras.

2.5.3 Caracterização Volumétrica

Após a constituição do modelo petrofísico a última etapa a ser realizada para se ter a completa caracterização do modelo de referência é a obtenção de seu volume. A determinação do volume de óleo em um reservatório é normalmente considerada como a fase final de um estudo de caracterização de reservatórios. É nesta fase que a descrição do reservatório em termos de suas heterogeneidades internas e externas é quantificada em um número que representa a quantidade de óleo no reservatório.

O volume de óleo é o parâmetro mais importante de um campo de petróleo. É a partir do cálculo do volume de óleo que se tem uma clara visão da importância da acumulação e conseqüentemente da aplicabilidade dos projetos de produção. O procedimento básico para a determinação do volume de um reservatório é baseado em cálculos que levam em consideração as heterogeneidades geológicas. Técnicas que consideram o balanço de materiais também podem ser utilizadas, porém se necessita ter um razoável conhecimento das propriedades dinâmicas do reservatório.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

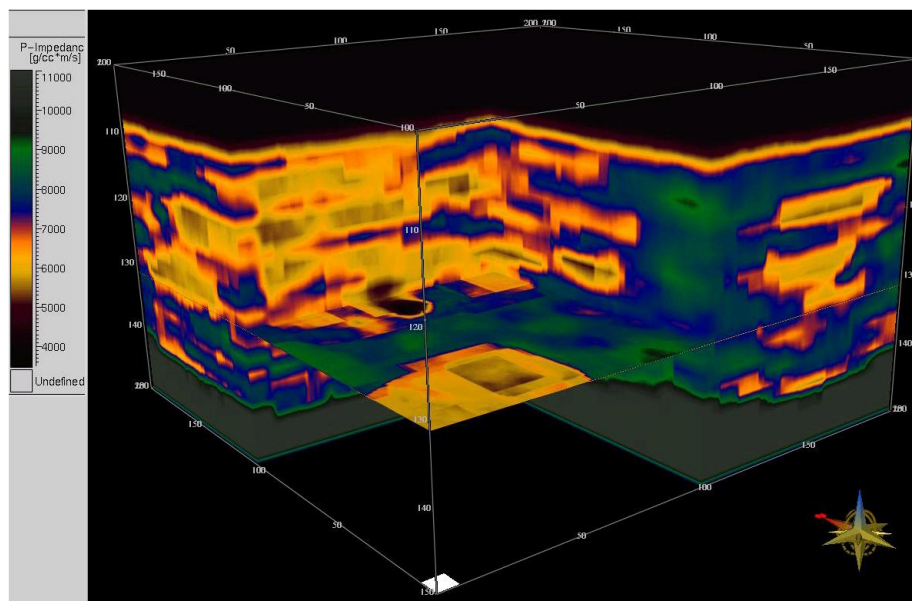


Figura 2.21: Modelo tridimensional da impedância acústica para o modelo de referência, a cor amarela representam os corpos de areia enquanto que as cores azul e verde representam o folhelho.

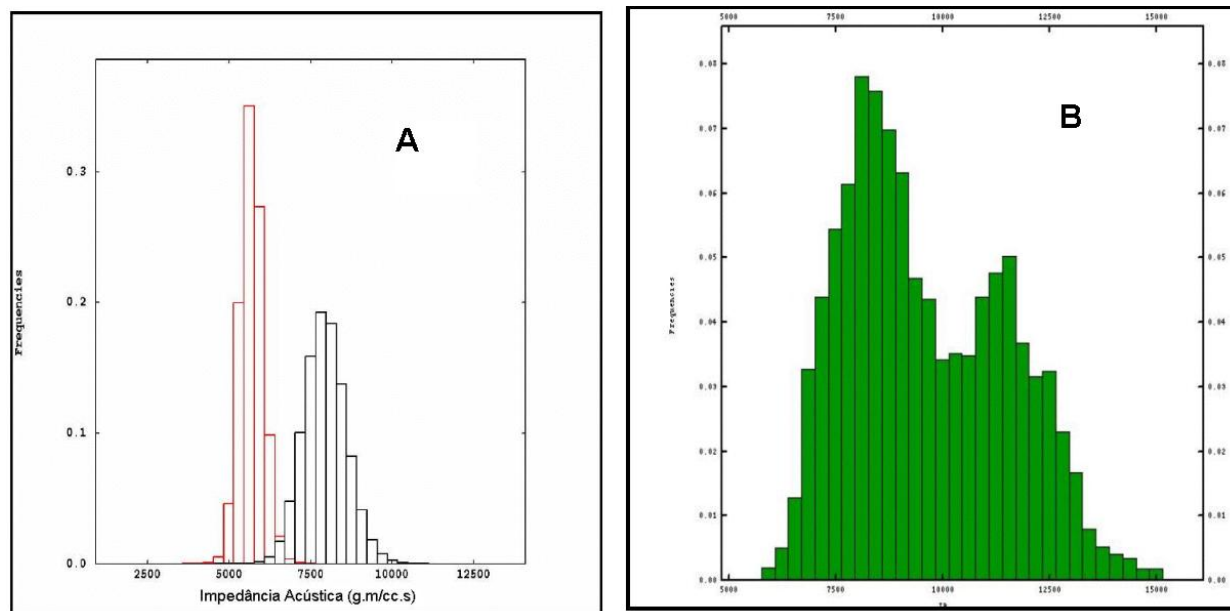


Figura 2.22: Histograma representativo do modelo de impedância acústica onde se observa duas populações distintas, arenito (preto) e folhelho (vermelho), além de uma região de sobreposição entre elas (A) e o histograma referente aos poços do campo de Namorado, mostrando a semelhança entre as duas populações.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

O cálculo do volume de um reservatório é baseado na seguinte equação (COSENTINO, 2001):

$$V_R = V_{GR} \cdot N/G \cdot \phi \cdot (1 - S_W). \quad (2.2)$$

Onde V_R é o volume do reservatório, V_{GR} é o volume geométrico, ϕ é a porosidade, S_W é a saturação de água e N/G é a razão de net-to-gross. Com essa equação, neste trabalho foram determinados 3 volumes para o reservatório. O primeiro volume foi chamado de volume geométrico, ou seja, considera apenas a dimensão geométrica do campo e a razão net-to-gross global. O segundo volume calculado foi denominado de volume geológico, que é o volume geométrico com a adição da porosidade no cálculo. E o terceiro volume é denominado de volume geofísico, neste caso o valor da razão net-to-gross é obtido por meio do net-pay calculado com o modelo de impedância acústica. Desse modo, com a definição desses 3 volumes pode-se analisar o que ocorre quando se insere cada vez mais definições de heterogeneidades no modelo, ou seja, no primeiro volume calculado o grau de heterogeneidades é mínimo, pois se considera o reservatório como um todo e uma determinada razão de net-to-gross obtida da proporção global de arenito no reservatório. No segundo volume com a adição da porosidade no modelo, está se considerando que além de uma determinada proporção os corpos de areia possuem uma determinada porosidade, o que restringe mais o fluxo. Por fim no terceiro volume estimado a proporção de areia é calculada com base na propriedade petrofísica da impedância acústica, que como será visto a seguir insere grande heterogeneidade no modelo. Esse terceiro volume posteriormente será calculado utilizando os modelos de impedância acústica obtidos pelos métodos de inversão sísmica e com isso será possível mostrar como a informação sísmica pode ser usada para acessar diretamente propriedades do reservatórios como o net-pay e o volume. Uma outra fonte de incerteza e heterogeneidade seria a inclusão da saturação no cálculo do volume, porém para o caso aqui em estudo foi considerado que todo o reservatório é saturado em óleo, ou seja, a saturação de água é nula.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

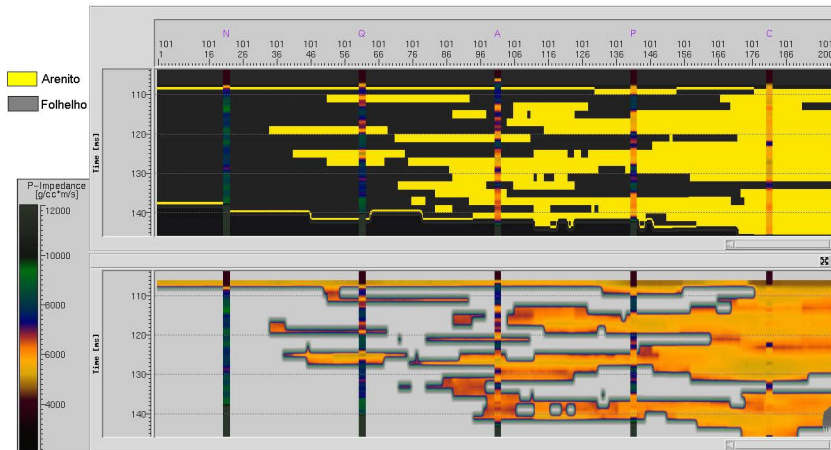


Figura 2.23: Comparação entre o modelo litológico (acima) e o modelo de impedância acústica (abaixo) por meio da seção entre os poços N, Q, A, P e C, mostrando a equivalência entre o intervalo estipulado para a impedância acústica do arenito e os corpos de areia definidos no modelo litológico.

Propriedade	Bacia de Campos	Modelo
Porosidade	24%	20%
Densidade	2,32 g/cm ³	2,41 g.cm ³
Velocidade Compressional	3022,94 m/s	2930,70 m/s
Impedância Acústica	7254,61 g/cm ³ .m/s	7129,71 g/cm ³ .m/s

Figura 2.24: Tabela comparativa entre os valores das propriedades petrofísicas da Bacia de Campos e os modelados neste trabalho.

Assim, para o cálculo do volume geométrico a equação anterior se reduz a:

$$V_{R1} = V_{GR} \cdot N/G. \quad (2.3)$$

Onde $V_{GR} = 5.10^9 m^3$, e a razão N/G é a porcentagem global de areia, que como foi apresentada na Figura 2.11 é de 0.35, assim:

$$V_{R1} = 5.10^9 \cdot 0.35 = 1750 Mm^3. \quad (2.4)$$

Para se calcular o volume geológico, basta multiplicar o volume anterior pela porosidade média de 20%, desse modo se tem:

$$V_{R2} = V_{R1} \cdot \phi_m$$

$$V_{R2} = 1750 \cdot 0,20$$

$$V_{R2} = 350 \text{ Mm}^3$$

Para o cálculo do terceiro volume, o geofísico, o valor da razão net-to-gross não é mais a média global de areia no reservatório, esse valor agora será ponderado pela espessura total do reservatório, assim:

$$Net - to - Gross = \frac{Net - Pay}{50}. \quad (2.5)$$

Onde 50m é a espessura total do reservatório e o *Net - Pay* é a espessura de arenito. Desse modo para calcular a espessura de arenito no reservatório será utilizada a impedância acústica. Por meio do método aqui desenvolvido, onde se utiliza a impedância acústica para obter a espessura de arenito no reservatório, o dado sísmico posteriormente pode ser diretamente integrado ao processo de caracterização de reservatórios e os modelos de impedância acústica resultantes dos processos de inversão sísmica podem ser utilizados nesse cálculo. Isso representa um avanço na utilização da sísmica para a obtenção de propriedades fundamentais do reservatório como seu volume. A seguir é então apresentado passo a passo o método para a obtenção da espessura de arenito por meio do uso da impedância acústica.

Como o que se deseja é obter a espessura de arenito, pode-se utilizar uma derivação por meio do tempo e do modelo de velocidade compressional, assim a espessura de arenito pode ser definida como:

$$\Delta H_{ARENITO} = V_{ARENITO} \cdot \Delta T_{ARENITO}. \quad (2.6)$$

Onde $\Delta H_{ARENITO}$ é a espessura que se deseja obter para o arenito (net-pay), $V_{ARENITO}$ é o modelo de velocidade compressional que contém somente os valores referentes a litologia de arenito e $\Delta T_{ARENITO}$ é o intervalo de tempo do modelo que é preenchido por arenito. Vale lembrar que os modelos gerados nessa tese foram gerados em profundidade, porém como se tem um modelo de velocidade e a espessura total do reservatório, a transformação do modelo

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

para o domínio do tempo é direta. Na equação acima $V_{ARENITO}$ pode ser obtido da mesma maneira que se obteve o intervalo de impedância acústica para o arenito realizando cortes no histograma de velocidade que também separa claramente as duas populações, assim essa variável é conhecida precisa-se então calcular o valor de $\Delta T_{ARENITO}$ para se obter a sua espessura.

Para isso é necessário trabalhar duas equações:

$$\Delta T_R = \Delta T_{ARENITO} + \Delta T_{FOLHELHO} \quad (2.7)$$

$$\sum Z = Z_{ARENITO} \cdot \Delta T_{ARENITO} + Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_{FOLHELHO} \quad (2.8)$$

Onde a primeira equação diz que o intervalo de tempo total do reservatório é a soma do intervalo de tempo do arenito ($\Delta T_{ARENITO}$) e do intervalo de tempo do folhelho ($\Delta T_{FOLHELHO}$). E a segunda equação mostra que a impedância acústica total do reservatório é a soma da impedância acústica do arenito ($\Delta Z_{ARENITO}$) e da impedância acústica do folhelho ($\Delta Z_{FOLHELHO}$) ambas ponderadas pelo intervalo de tempo de cada litologia. Como o objetivo é obter o intervalo de tempo referente a litologia do arenito, é necessário trabalhar as duas equações acima de modo a expressar a variável $\Delta T_{ARENITO}$ em termos de grandezas conhecidas, o desenvolvimento para isso é apresentado abaixo:

$$\sum Z - Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_{FOLHELHO} = Z_{ARENITO} \cdot \Delta T_{ARENITO}$$

$$\sum Z - Z_{FOLHELHO} \cdot (\Delta T_R - \Delta T_{ARENITO}) = Z_{ARENITO} \cdot \Delta T_{ARENITO}$$

$$\sum Z - Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_R + Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_{ARENITO} = Z_{ARENITO} \cdot \Delta T_{ARENITO}$$

$$\sum Z - Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_R = Z_{ARENITO} \cdot \Delta T_{ARENITO} - Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_{ARENITO}$$

$$\sum Z - Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_R = \Delta T_{ARENITO} \cdot (Z_{ARENITO} - Z_{FOLHELHO})$$

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Assim o intervalo de tempo para o arenito pode ser calculado como:

$$\Delta T_{ARENITO} = \frac{\sum Z - Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_R}{Z_{ARENITO} - Z_{FOLHELHO}} \quad (2.9)$$

Onde $\sum Z$ é o modelo total de impedância acústica do reservatório, $Z_{ARENITO}$ é o modelo de impedância acústica que contempla somente os valores referentes ao arenito entre 4400 e 6750 $g/cm^3 \cdot m/s$, $Z_{FOLHELHO}$ é o modelo de impedância acústica representativo dos valores de folhelho, obtido pela subtração do modelo total e do modelo de arenito e ΔT_R corresponde a espessura do reservatório transformada para o domínio do tempo utilizando o modelo de velocidade compressional e é igual a 40 ms.

Resolvendo a Equação 2.9 e substituindo o valor encontrado para $\Delta T_{ARENITO}$ na Equação 2.6, pode-se então obter o valor de net-pay, para o reservatório de referência. Um mapa do reservatório onde o valor de net-pay é representado espacialmente pode ser observado na Figura 2.25.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

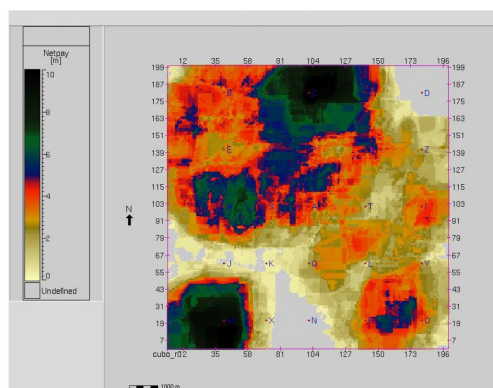


Figura 2.25: Mapa representando o valor de net-pay no reservatório de referência.

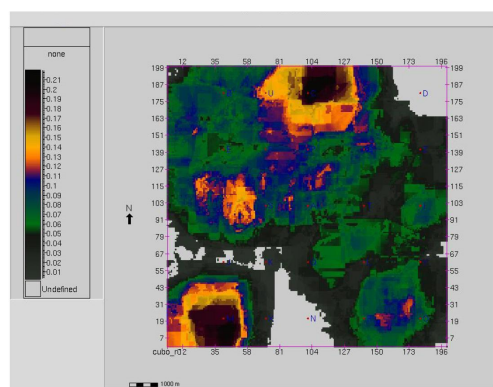


Figura 2.26: Mapa representando o valor de net-to-gross no reservatório de referência.

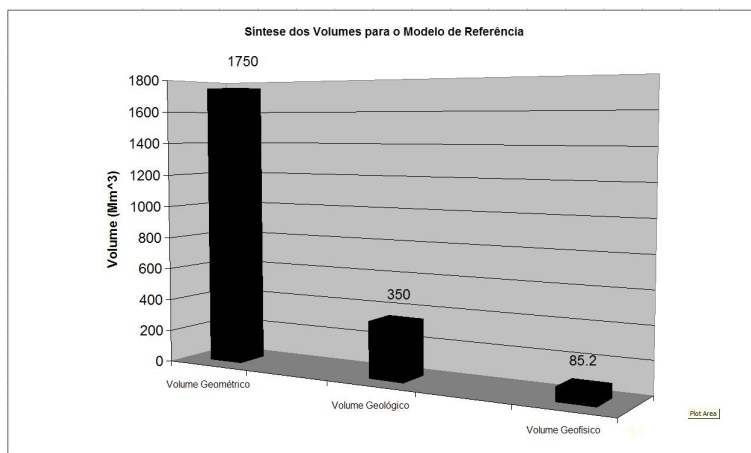


Figura 2.27: Histograma dos três volumes obtidos para o reservatório de referência.

2.5 A Geração e Caracterização de um Modelo Sintético de Referência para Estudos de Modelagem de Reservatórios

Dividindo o mapa de net-pay da figura anterior por 50m, pode-se então obter o mapa representativo da razão de net-to-gross para o reservatório em estudo (Figura 2.26).

Para se calcular o volume do reservatório utilizando a impedância acústica necessita-se do valor médio do net-to-gross, para isso obtém-se o histograma desta propriedade onde é possível extrair o valor desejado, desse modo o valor médio para o net-to-gross é de 0,0852.

Desse modo o volume geofísico para o reservatório de referência é:

$$V_{R3} = V_{GR} \cdot \phi \cdot N/G \Rightarrow V_{R3} = 5.10^9 \cdot 0,20 \cdot 0,0852 \Rightarrow V_{R3} = 85,20 \text{ Mm}^3 \quad (2.10)$$

Assim, para se poder analisar os resultados obtidos os três volumes calculados para o reservatório de referência podem ser sintetizados na Figura 2.27.

Pode-se observar claramente que a medida que as heterogeneidades começam a ser consideradas no modelo o volume começa a ter seu valor reduzido. Isso mostra a importância que o processo de caracterização de reservatórios possui no gerenciamento e desenvolvimento de um campo. Como foi aqui mostrado é essencial saber desde a definição do processo, ou seja, saber o que se deseja com a caracterização de reservatórios, passando pela consolidação de um fluxo de trabalho, para que de modo metodológico e organizado as etapas possam ser realizadas de maneira sequencial sempre visando aproveitar ao máximo cada uma das fases do processo, até a definição de um modelo sintético onde uma série de testes, e o desenvolvimento de novas metodologias, como a aqui apresentada para o cálculo do volume utilizando a impedância acústica possam ser desenvolvidas dentro de um ambiente controlado. Com o modelo gerado neste capítulo, pode-se então a partir do capítulo seguinte aplicar técnicas e métodos como a inversão sísmica e a física de rochas visando buscar uma caracterização melhor do modelo, ou seja, uma vez conhecendo-se a verdade (modelo de referência) pode-se por meio da aplicação de novos métodos tentar analisar aqueles que melhor conseguem se aproximar dessa verdade, conseguindo ao final o desenvolvimento de uma metodologia integrada para o processo de caracterização de reservatórios.

CAPÍTULO 3

O PAPEL DA SÍSMICA NO PROCESSO DE CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

3.1 Introdução

A geofísica é a ciência que estuda a Terra e suas propriedades físicas, usando para isso medidas realizadas indiretamente em superfície de modo a obter de regiões inacessíveis informações sobre sua estrutura, geometria, e características gerais. Para o processo de caracterização de reservatórios a utilização da geofísica é de suma importância pois assim é possível estudar alvos de exploração localizados a grandes profundidades, definindo sua posição, sua continuidade lateral e suas heterogeneidades. Dentre todos os métodos geofísicos aplicados na caracterização de reservatórios, o método sísmico é sem dúvida alguma o mais vastamente utilizado, devido à sua exaustiva e densa amostragem tanto em área quanto em profundidade. Pode-se dizer que poucas tecnologias afetaram tanto o campo da caracterização de reservatórios quanto o advento da sísmica 3D. Os levantamentos sísmicos 3D têm provado ser uma ferramenta poderosa para imagear a subsuperfície, desde sua introdução no meio dos anos 70. Hoje, os levantamentos sísmicos 3D demonstram alta razão custo/benefício, pois reduzem o risco de poços secos e fornecem um melhor indicativo para o posicionamento de novos poços aproveitando as áreas de drenagem e fluxo do fluido. Como benefícios adicionais, pode-se ainda citar a melhora na estimativa das reservas e o pouco tempo gasto no planejamento de projetos de desenvolvimento. Os levantamentos sísmicos 3D estão revolucionando a indústria geofísica, pois provocam grandes efeitos na exploração e produção mundial de petróleo. Com os investimentos planejados pelas grandes empresas visando melhorar essa tecnologia, os levantamentos sísmicos 3D tem e ainda terão por um longo tempo papel fundamental

na definição de estratégias de produção e no desenvolvimento de campos. Devido a essa importância é necessário conhecer o dado sísmico, definindo suas vantagens e limitações, de modo que sua aplicabilidade possa ser realizada da melhor forma possível. Neste capítulo o dado sísmico será analisado em toda a sua extensão, iniciando com uma visão geral desta tecnologia, onde serão tratados os aspectos ligados à aquisição, processamento e interpretação. Após esse breve entendimento sobre a sísmica dita de exploração, uma ênfase maior será dada à sísmica de reservatório, onde alguns conceitos adicionais serão trabalhados. Assim, se pode passar à modelagem sísmica, um tópico muito importante atualmente, e que aqui será explorado por meio de uma aplicação prática realizada no modelo de referência gerado no capítulo anterior. Com esse modelo desenvolvido pode-se explorar de forma quantitativa ferramentas fundamentais de interpretação usadas para se extrair o máximo conhecimento possível do dado sísmico, isso é feito primeiro avaliando os atributos sísmicos e suas aplicações atuais no processo de caracterização de reservatórios e finalmente, tratando o problema inverso e a obtenção de um dos principais e mais utilizados atributos sísmicos, a impedância acústica. Nesta tese a impedância acústica será obtida utilizando métodos já consagrados além da apresentação de uma nova técnica de inversão que usa alguns dos conceitos já mencionados anteriormente de modelagem estocástica. Assim, por meio desse atributo é possível acessar propriedades do reservatório, como a porosidade, além de utilizá-la para estimar a reserva, por meio do cálculo do volume do campo, volume esse que pode então ser comparado ao volume de referência gerado no Capítulo 1, fornecendo assim resultados conclusivos sobre quais os métodos de inversão que melhor se aplicam ao processo de caracterização. Com isso, ao final do capítulo, se terá uma completa revisão da aplicação dessa tecnologia que cresce a cada dia e tem cada vez mais importância no processo de caracterização de reservatórios.

3.2 Visão Geral do Método Sísmico

O método de reflexão sísmica consiste basicamente na geração de ondas sísmicas artificiais por meio de fontes (explosivos, canhões de ar, caminhões vibradores, entre outras), essas ondas são injetadas dentro Terra, a energia viaja atravessando as camadas que constituem a subsuperfície. Onde as propriedades das rochas se alteram, uma parte da energia é transmitida para as demais camadas e outra parte é refletida retornando à superfície, onde então é detectada por sensores (geofones, hidrofones), que funcionam como verdadeiros microfones (Figura 3.1). Como se sabe, a Terra e a sua subsuperfície é tridimensional, e as reservas de petróleo estão também localizadas em armadilhas tridimensionais, contudo o método sísmico utilizado para mapear a subsuperfície tradicionalmente utilizava uma abordagem bidimensional. Porém, em 1970 foi apresentada ao mundo a tecnologia sísmica 3D e em 1975 o primeiro levantamento sísmico 3D foi realizado sob termos contratuais inaugurando assim uma nova era na exploração de petróleo (BROWN, 2003). Desse modo, toda a descrição do método sísmico realizada neste capítulo será feita com base na sísmica 3D.

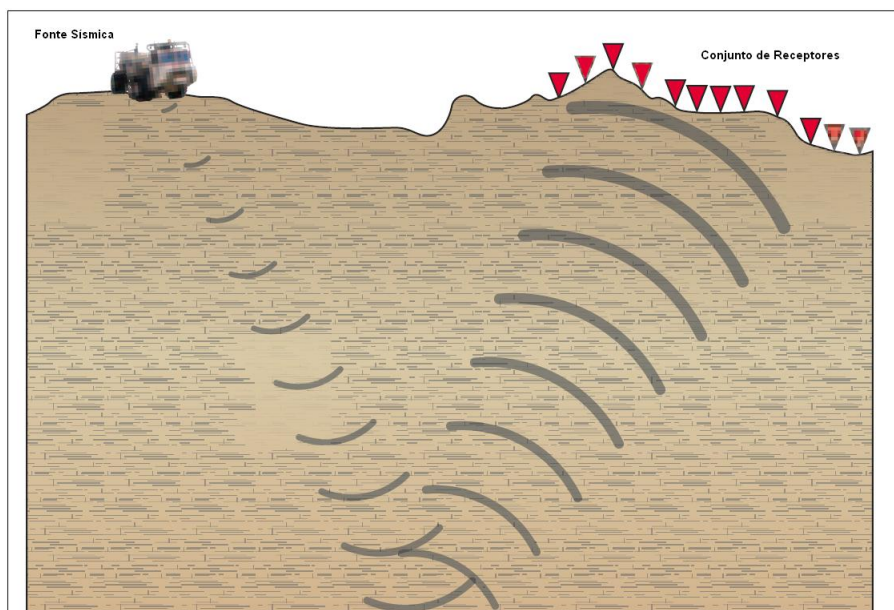


Figura 3.1: Concepção geral do método sísmico, onde ondas artificiais são geradas por uma determinada fonte e captadas por sensores após viajarem no interior da Terra.

Os principais parâmetros medidos com o dado sísmico são: (1) o tempo de chegada das ondas sísmicas (chamado de eventos); (2) a amplitude dos eventos; (3) a característica dos eventos (que pode informar algo sobre a estrutura das superfícies refletoras) e (4) o padrão dos eventos (que pode informar algo sobre a estrutura local e o ambiente deposicional). Assim, a partir desses parâmetros, o geofísico pode extrair informações relevantes sobre a subsuperfície.

As ondas sísmicas que são a principal fonte de informação desse método, podem ter várias classificações, de acordo com o movimento que elas realizam. Porém a grande maioria dos levantamentos registram as ondas denominadas de ondas P , compressionais ou acústicas, o movimento dessas ondas envolve a compressão ou expansão das distâncias intermoleculares onde ela se propaga. Em alguns levantamentos mais recentes ondas do tipo S , cisalhantes ou elásticas, também estão sendo registradas. A propagação dessas ondas no interior da Terra é condicionada principalmente pela velocidade e pela densidade do meio, assim em interfaces que separam diferentes tipos de rocha, onde a velocidade de propagação e/ou a densidade se alteram parte da energia da onda é refletida e outra parte é transmitida. A razão da amplitude da onda refletida em relação a onda incidente é chamada de refletividade. Para a maioria das interfaces encontradas no interior da Terra, a refletividade é menor que 0,1 podendo chegar em casos favoráveis a 0,3, isso mostra o porque da dificuldade de se interpretar os dados de sísmica de reflexão. Quando a onda incide perpendicularmente numa camada, a refletividade pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$R = \frac{\rho_2 \cdot V_2 - \rho_1 \cdot V_1}{\rho_2 \cdot V_2 + \rho_1 \cdot V_1}. \quad (3.1)$$

Onde ρ_1 e V_1 são a densidade e a velocidade de propagação da onda no meio incidente e ρ_2 e V_2 são as mesmas propriedades no meio em que a onda irá se propagar. A esse produto entre velocidade e densidade, como já foi apresentado, se dá o nome de impedância acústica. Assim, pode-se definir que a sísmica de reflexão é um método que mede o contraste de impedância acústica entre as rochas que constituem a subsuperfície.

Porém como foi dito, esse contraste as vezes é mínimo. Então, para que o dado sísmico atinja a superfície em condições que os contrastes de impedância acústica possam ser interpretados,

e ter todas características, estudadas, é necessário uma série de procedimentos, que estão basicamente divididos em três partes: aquisição, processamento, e interpretação. De acordo com BACON et al. (2003), o principal objetivo das duas primeiras etapas, ou seja, da aquisição e do processamento dos dados é produzir seções que possam da melhor forma possível, representar a subsuperfície da Terra. Para alcançar esse objetivo a quantidade correta e o tipo certo de dado precisa ser adquirido, após isso uma etapa de processamento é necessária visando remover a energia não desejada e tratada como ruído, além de posicionar os eventos corretamente.

A grande maioria de dados adquiridos atualmente são provenientes de levantamentos sísmicos 3D, devido a grande vantagem fornecida por esses tipos de dados para estudos tanto exploratórios como de caracterização de reservatórios. Hoje em dia, é quase que raridade uma grande companhia de petróleo perfurar poços exploratórios antes que um levantamento sísmico 3D tenha sido realizado, processado e interpretado. Os levantamentos sísmicos variam muito de dimensão, podem ter dezenas de quilômetros quadrados para o caso de estudo de desenvolvimento de campos até milhares de quilômetros quadrados para estudos de exploração. Além disso os métodos de aquisição sísmica variam de acordo com inúmeros outros fatores. Basicamente existem levantamentos realizados em terra (sísmica terrestre) e em mar (sísmica marítima). Atualmente os levantamentos de sísmica terrestre são bem menos comuns do que os levantamentos de sísmica marítima, isso se deve parcialmente, ao custo, que para levantamentos terrestre é muito maior e também devido ao fato que em terra um poço é muito mais barato que um poço em água profunda, o que faz com que os levantamentos sísmicos marítimos sejam mais executados visando reduzir o número de insucessos.

De maneira geral um levantamento sísmico é conduzido, por meio da disposição de sensores capazes de captar as ondas sísmicas, denominados de geofones ou hidrofones, ao longo de linhas retas e então detonando uma determinada fonte na extremidade dessa linha. Se as camadas da subsuperfície são horizontais ou ligeiramente inclinadas as ondas sísmica seguem por caminhos não tão complicados, porém em locais de geologia complexa a aquisição e o processamento sísmico serão mais trabalhosos. No caso da exploração de petróleo e na caracterização de reservatórios estuda-se em detalhe a componente refletida da onda. Esse tipo de onda, como

já foi dito viaja na subsuperfície, reflete nas interfaces de rochas com diferentes propriedades e retorna até os sensores. Cada onda que atinge o sensor produz um impulso momentâneo proporcional à vibração sofrida pelo terreno. Cada pulso registrado é denominado de traço sísmico e a soma (empilhamento) de todos os traços em um levantamento produz o que se chama de seção sísmica.

A aquisição dos dados sísmicos depende principalmente do terreno onde é efetuada. Existem várias diferenças entre os levantamentos sísmicos terrestres e marítimos. Entre elas, pode-se citar que enquanto nos levantamentos marítimos a fonte e os receptores estão acoplados, nos levantamentos terrestres eles estão separados, além disso, nos levantamentos terrestres não existe uma homogeneidade na topografia e os obstáculos e impedimentos são mais comuns. Em geral, a aquisição sísmica marítima é mais simples e rápida do que a aquisição terrestre, pois a grande maioria das áreas onde são feitos esses tipos de levantamentos possuem poucos obstáculos, proporcionando então o registro rápido de uma grande quantidade de dados. Assim, no caso de levantamentos sísmicos marítimos é possível adquirir dados com uma densidade maior de informação, e também com uma melhor qualidade do que os dados adquiridos em terra. Uma questão fundamental envolvida na aquisição sísmica, não importando se essa é realizada em terra ou mar, é que a maioria dos dados sísmicos são adquiridos de acordo com uma técnica que visa melhorar a qualidade, por meio da repetibilidade do ponto a ser amostrado. Essa técnica foi desenvolvida em 1962 por W. Harry Maine, é conhecida como técnica CMP (*common midpoint*) e tem como base o fato dos pontos em subsuperfície serem registrados redundantemente com diferentes afastamentos entre a fonte e o receptor. A seção sísmica final é obtida sobrepondo-se os traços redundantes após as correções necessárias realizadas durante o processamento sísmico. A técnica CMP permite atenuar de maneira considerável os ruídos e amplificar o sinal de interesse.

Após os dados sísmicos terem sido adquiridos de maneira correta eles precisam ser organizados e corrigidos para que o resultado final possa representar de maneira eficiente a geologia em subsuperfície. Essa é a função da etapa de processamento sísmico. O objetivo principal do processamento sísmico é enfatizar as reflexões sísmicas e reduzir ao máximo, sem comprometer o dado, os ruídos. Para que isso seja feito de uma maneira sistemática um conjunto de

procedimentos e etapas foram estabelecidas para que o dado sísmico seja então processado. O processamento sísmico pode ser resumido como a aplicação de uma série de algoritmos de filtragem e ganho, visando melhorar a qualidade da informação de modo que ela possa ser então empilhada gerando seções coerentes com a geologia em subsuperfície. Em todo o processamento sísmico existem detalhes que fogem da competência desta tese serem discutidos, em YILMAZ (2002) pode-se encontrar de forma minuciosa a descrição de cada etapa e suas particularidades.

Com o dado sísmico processado adequadamente pode-se passar ao processo de interpretação sísmica. A interpretação sísmica pode ser resumida como a derivação de um modelo geológico que seja consistente com os dados sísmicos observados. Esse modelo nunca é único e uma interpretação envolve uma seqüência de escolhas arbitrárias. A medida que mais dados tornam-se disponíveis, por exemplo, com a perfuração de poços, a interpretação pode ser revista e atualizada. Por exemplo, se testes de pressão indicam que determinados poços não estão localizados em corpos conectados uma reavaliação do dado sísmico permite determinar novas explicações que não foram propostas anteriormente. Ocasionalmente uma interpretação totalmente nova poderá ser feita se as correções e modificações gerarem grandes inconsistências.

Atualmente a maioria dos trabalhos sísmicos 3D são analisados em sistemas interativos e as estações de trabalho são ferramentas poderosas para aplicar as técnicas de interpretação existentes. Nesses ambientes é possível tratar facilmente a grande quantidade de dados adquiridos. Porém, antes de se iniciar tal processo, é necessário entender o conceito de volume sísmico. Com o advento do dado tridimensional o intérprete está trabalhando diretamente com um volume que abriga o campo de ondas e representa assim de maneira mais realística a estrutura tridimensional da subsuperfície. A grande maioria da interpretação 3D é realizada em seções extraídas desse volume de dados. O volume de dados 3D contém um conjunto de pontos ortogonais regularmente espaçados, espaçamento esse definido pela geometria de aquisição e provavelmente ajustado durante o processamento do dado. As três principais direções, definem então três conjuntos de seções ortogonais que cruzam o conjunto de dados, esse conceito pode ser observado na Figura 3.2 e é abordado de maneira similar nas principais

referências de caracterização sísmica de reservatório, devido a sua importância (BROWN, 2003; SHERIFF, 1992). A interpretação do dado sísmico pode ser classificada de acordo com o objetivo do levantamento. Em levantamentos para exploração, a interpretação pode ser dividida em estrutural e estratigráfica, já para estudos voltados para a caracterização de reservatórios a interpretação é dirigida para a análise de indicadores de hidrocarbonetos.

A interpretação estrutural pode ser entendida como a primeira etapa no estudo do dado sísmico. Por meio desse tipo de interpretação o objetivo é mapear e entender as principais estruturas que constituem a área de estudo, além de se determinar os principais horizontes que delimitam os alvos de interesse. Entre esses elementos pode-se citar as falhas, domos de sal, reefs, entre outros, sendo que cada um desses elementos tem sua importância específica dependendo do tipo de reservatório em que se está trabalhando. Uma vez que as principais estruturas estão definidas pode-se buscar então por meio da interpretação estratigráfica definir o ambiente deposicional e possíveis armadilhas que armazenam o óleo. Nesse ponto, o dado sísmico 3D representou um grande avanço para o processo de interpretação, pois ao contrário dos dados 2D como foi visto anteriormente, por meio do dado 3D é possível registrar também seções horizontais. Diferente da interpretação estrutural que é feita na sua maioria utilizando seções verticais (*in-line* e *crossline*), a interpretação estratigráfica utiliza na sua maioria seções horizontais. Isso se deve ao fato de que as feições estratigráficas, ou seja, aquelas formadas pelos ambientes deposicionais, normalmente possuem pequenas extensões verticais não sendo desse modo, bem representadas em seções verticais, já horizontalmente esses sistemas apresentam grande continuidade e são assim facilmente identificados.

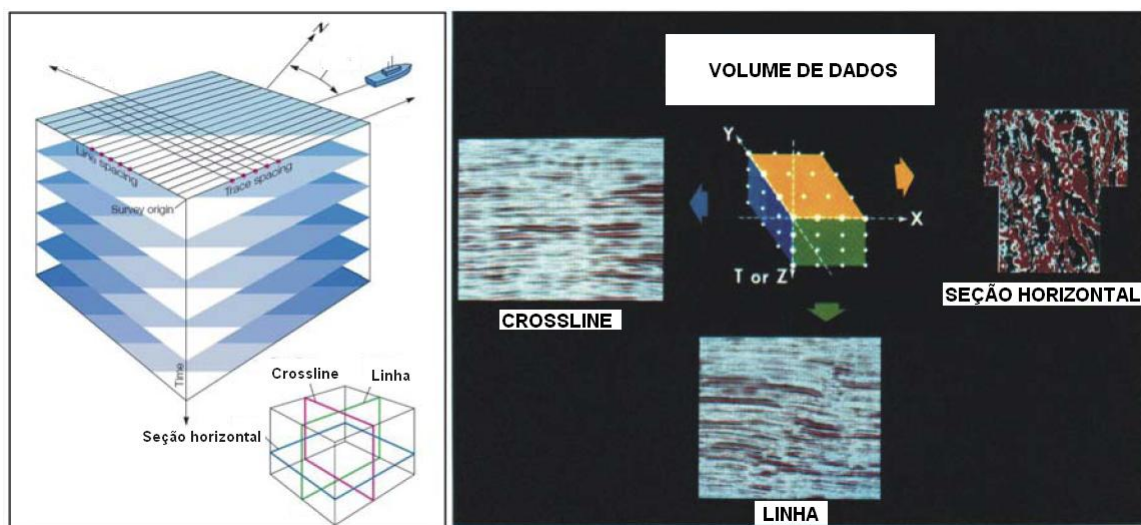


Figura 3.2: Definição de *cross-line* e *in-line* de acordo com o levantamento sísmico (esquerda) e conjunto de seções ortogonais presentes no volume sísmico 3D (direita) (Modificado de BROWN, 2003).

Um outro tipo de interpretação também está sendo muito utilizada atualmente. Ela não é voltada para a exploração e sim para a caracterização de reservatórios. A esse tipo de interpretação se dá o nome de indicadores de hidrocarbonetos, ou de interpretação da amplitude sísmica. Basicamente, a presença de hidrocarbonetos nos poros das rochas provoca alterações na velocidade e na densidade. Assim, em circunstâncias favoráveis as acumulações geram efeitos sísmicos que podem ser identificados, esses efeitos são chamados de indicadores de hidrocarbonetos. As alterações na velocidade e densidade mudam a amplitude da reflexão e a forma da onda de várias maneiras dependendo do contraste com as rochas encaixantes, gerando assim anomalias sísmicas que podem fornecer indicativos sobre várias propriedades do reservatório. Porém para realizar esse tipo de interpretação o dado sísmico deve ser integrado com as demais informações do reservatório, com isso é possível gerar modelos mais confiáveis e resultados mais consistentes. Esse tipo de interpretação fez com que se desenvolvesse um novo conceito e uma nova área na geofísica, denominada de geofísica de reservatório e que será apresentada e discutida a seguir.

3.3 A Geofísica de Reservatório

A geofísica de reservatório, também conhecida como geofísica de produção e desenvolvimento, tem como objetivo delinear, descrever e monitorar os reservatórios de maneira quantitativa. Esse conceito é relativamente novo, vasto e ainda tratado de forma escassa na literatura (SHERIFF, 1992; PENNINGTON, 2001). Desse modo o objetivo dessa seção é apresentar essa nova tecnologia e embasar as análises que serão feitas posteriormente.

No passado, o papel da geofísica era totalmente concentrado na exploração e em pequeno grau para o desenvolvimento das descobertas. Porém, com o passar do tempo a confiança no método sísmico foi aumentando, e esse se mostrou eficiente para reduzir os riscos associados com a perfuração de novos poços em campos já em produção, com isso pôde-se adicionar restrições geofísicas aos modelos estatísticos tornando-se um mecanismo para que se gerar de maneira direta resultados geofísicos para os engenheiros de reservatório. Nesse novo conceito uma série de tecnologias estão envolvidas com o objetivo de se extrair a maior quantidade possível de detalhes da subsuperfície, mais do que as técnicas geofísicas puramente aplicadas à exploração.

Existem diferenças importantes e específicas entre a geofísica de exploração e a geofísica de reservatório. Entre essas diferenças, se inclui a hipótese de que esteja disponível um controle de poços dentro da área do levantamento, de modo que esse possa ser conduzido em um nível de detalhe proporcionando um entendimento das propriedades das rochas e uma interpretação quantitativa da amplitude sísmica. Devido a isso, sem duvida alguma, mais uma vez, o tipo de dado e levantamento que mais se adequa à necessidade da geofísica de reservatório é a sísmica 3D.

A presença de poços que possam ser integrados no processo de interpretação, altera consideravelmente o valor do dado adquirido. A partir de uma análise petrofísica dos poços é possível determinar a litologia (incluindo a mineralogia, a porosidade, e a morfologia dos espaços porosos), o fluido contido na rocha e informações detalhadas sobre marcadores que servem como restrição para a interpretação de horizontes. A partir dos dados de produção e de engenharia, os dados de poços fornecem uma estimativa dos limites do aquífero e outras

feições de interesse. O engenheiro de reservatório pode também fornecer uma boa estimativa sobre o volume de óleo e determinar a necessidade de estudos mais detalhados com o objetivo de aumentar a resolução das informações.

Além disso, com a presença de poços é possível também, se ter acesso a amostras de testemunhos que auxiliam de maneira decisiva o trabalho de interpretação quantitativa do geofísico de reservatório. A partir de dados de perfis, particularmente o perfil sônico de velocidade compressional e cisalhante combinados com perfis de imagem, informações sobre fraturas, podem ser usadas para fornecer propriedades sísmicas básicas, as quais por sua vez são modeladas para diferentes características litológicas e tipo de fluido. As amostras de testemunho podem então ser utilizadas como a base de um arcabouço teórico, que auxilia no processo de interpretação e modelagem sísmica.

Embora a existência de poços na região de estudo facilite a interpretação sísmica esses dados se tornam cada dia mais escassos, pois, devido aos altos custos o objetivo é produzir o reservatório com a menor quantidade de poços e de maneira mais eficiente possível, para isso, no caso da geofísica de reservatório é importante saber como utilizar essas informações de maneira correta e eficiente. Desse modo, mais uma vez a geoestatística tem desempenhado um papel fundamental. Por meio de técnicas como a krigagem e suas derivações, é possível incorporar a informação sísmica no processo de estimativa gerando imagens cada vez mais realistas das regiões entre poços. Além disso é possível também utilizar métodos estocásticos com a finalidade de acessar as heterogeneidades e as incertezas envolvidas no processo.

Na maioria dos levantamentos sísmicos sejam eles realizados para a exploração ou para estudo de reservatório o principal objetivo é imagear as estruturas em tempo e profundidade de maneira correta e também caracterizar a amplitude sísmica de modo eficiente. A partir do dado sísmico, não só as amplitudes são coletadas, são também adquiridos um vasto conjunto de informações e características de maneira coletiva, essas informações são denominadas de atributos sísmicos. O atributo sísmico mais simples e o primeiro a ser analisado é a amplitude sísmica e ela normalmente é interpretada como máxima e mínima, fornecendo assim determinadas relações com a geologia em subsuperfície. Porém, em muitos casos a simples análise da amplitude sísmica não é suficiente para determinar as estruturas desejadas, devido a

isso, se tem observado atualmente a profusão de um número enorme de atributos sísmicos que são usados na caracterização de reservatórios. Os principais tipos de atributos, suas aplicações e derivações serão posteriormente apresentadas nesse capítulo.

Como foi aqui visto, o dado sísmico, suas propriedades e suas relações são de suma importância para o processo de caracterização de reservatórios, pois com essa nova ciência, a geofísica de reservatório ele pode ser estudado de maneira detalhada fornecendo assim interpretações mais precisas para o desenvolvimento de um modelo confiável do reservatório. A seguir, nesse capítulo serão mostradas então aplicações práticas do dado sísmico no modelo de referência gerado no Capítulo 2, essas aplicações se iniciarão com a modelagem sísmica do reservatório de referência, seguindo da extração de atributos e terminando com a modelagem inversa. Todas essas técnicas que serão discutidas são atualmente utilizadas de forma exaustiva principalmente na caracterização de reservatórios delgados, pois, como já foi mencionado, são eles os que representam os maiores desafios ao processo de modelagem e caracterização.

3.4 A Modelagem Sísmica

De acordo com o OIL FIELD GLOSSARY (2006), a modelagem sísmica pode ser definida como a comparação, simulação, ou representação do dado sísmico com o objetivo de se definir os limites da resolução sísmica, acessar as ambigüidades da interpretação, ou realizar previsões. Modelos sísmicos sintéticos são desenvolvidos normalmente para se acessar problemas da estrutura e da estratigrafia antes que o dado sísmico real seja adquirido, para que se possa testar a habilidade de se interpretar as informações, fornecendo dessa maneira suporte para as análises sísmicas.

De acordo com SHERIFF (1995), a utilização de dados sísmicos envolve o conceito de reconstruir uma porção da Terra envolvida nas medidas sísmicas, através de um modelo. Um modelo, nada mais é que uma simplificação da subsuperfície onde somente os únicos elementos envolvidos são aqueles mais importantes e que afetam diretamente as medidas, neste caso a velocidade da onda sísmica e a densidade das rochas. Um modelo pode ser um modelo físico construído em laboratório, um modelo regido por expressões matemáticas ou meramente uma vaga imagem. A etapa de modelagem sísmica pode ser importante para se entender como

vários tipos de feições e heterogeneidades possíveis irão se apresentar no dado sísmico.

Qualquer que seja a modelagem sísmica realizada ela é dirigida para produzir resultados desejáveis além de ser executada de maneira rápida e eficiente. Para que isso ocorra três fatores principais precisam ser incluídos numa rotina de modelagem sísmica: as geometrias e interfaces estruturais e estratigráficas a serem modeladas; a distribuição das propriedades de rocha e as hipóteses e técnicas computacionais utilizadas.

Quaisquer um desses fatores podem ser tratados de maneira simples ou complexa dependendo do objetivo da modelagem. Por exemplo, a modelagem de uma região estratigraficamente complexa requer a construção de malhas finas, e uma distribuição precisa das propriedades de rocha. Simplificações ou erros introduzidos em quaisquer uma dessas etapas podem gerar modelos errados ou imagens com artefatos espúrios.

Muitos fenômenos geológicos são complicados de serem modelados através de tratamentos teóricos, desta forma, a etapa de modelagem às vezes envolve experimentos com modelos físicos geológicos em pequena escala. Entretanto, os modelos precisam ser geometricamente, similares aos sistemas que se desejam modelar, além de respeitar a cinemática e a dinâmica dos sistemas, portanto esse tipo de modelagem é difícil de ser realizada devido às complicações existentes na construção do modelo físico.

Desse modo, a grande maioria das modelagens sísmicas realizadas são feitas por meio de algoritmos computacionais. As técnicas utilizadas e apresentadas na literatura fornecem modelos simples da subsuperfície como base de referência para a geração de ambientes geológicos mais complexos. A maioria dos métodos e a grande maioria dos trabalhos encontrados usam modelos simples de camadas, com velocidade e densidade constante para cada camada, dessa maneira a maior parte das heterogeneidades presentes no reservatório não são honradas. Como será visto posteriormente nesta tese o modelo sísmico foi construído de modo a reproduzir as heterogeneidades internas do reservatório de referência e pode neste caso ser considerado um avanço se comparado com a grande maioria dos modelos desenvolvidos para estudos sísmicos. Embora apresente as inconsistências já citadas anteriormente, para o objetivo aqui proposto esse modelo se comporta de maneira satisfatória, ou seja, reproduz as

características geométricas fundamentais dos reservatórios de águas profundas, servindo como uma base sólida para comparações e testes de métodos.

Muitas técnicas estão disponíveis para modelar a resposta sísmica de uma determinada feição. As abordagens mais utilizadas são: (1) a modelagem convolucional; (2) a modelagem por traçamento de raios; (3) a modelagem por diferenças finitas; (4) a modelagem por elementos finitos e (5) os métodos espectrais. Na Figura 3.3 é apresentada uma tabela comparativa dos métodos de modelagem sísmica existentes, essa tabela é mais qualitativa do que quantitativa e fornece uma visão geral de várias técnicas de modelagem. Na tabela cada abordagem possui sua vantagem e desvantagem, seu uso apropriado determinado pelo objetivo da modelagem, o tipo de informação de entrada, o grau de esforço computacional gasto em cada método, entre outras características. Embora sejam reconhecidamente de grande importância para o processo sísmico, o objetivo desta seção é mostrar a geração do dado sísmico por meio da modelagem convolucional, nesse caso as demais técnicas não serão detalhadas, porém um aprofundamento pode ser encontrado em trabalhos como (LEVANDER, 1988; OLSEN, 1994; CHEN e MCMECHAN, 1993; COULTRIP, 1993; SCHLEICHER et al., 2005)

3.4.1 Modelagem Convolucional

O modelo mais simples e útil de um traço sísmico é representado pela convolução entre uma wavelet e a série de coeficientes de reflexão. Desse modo a modelagem convolucional figura entre a técnica mais fácil, mais rápida e mais utilizada para se realizar a modelagem do dado sísmico. Com o que foi dito algumas questões podem ser levantadas: (1) o que significa a wavelet e (2) o que significa a série de coeficientes de reflexão. Desse modo, entende-se por wavelet a assinatura temporal emitida pela fonte sísmica, ou seja, a forma de onda da fonte. A série de coeficientes de reflexão, também conhecida como refletividade, pode ser definida como a série temporal dos coeficientes de reflexão com incidência normal em relação ao tempo duplo de trânsito. A partir da modelagem convolucional, pode-se gerar modelos tridimensionais com facilidade, a única restrição é que esses possuam uma dimensão vertical muito menor que a dimensão horizontal, de modo que, embora ocorram variações de velocidade, densidade e impedância acústica verticalmente e horizontalmente elas não interferem na modelagem.

Técnica	Aplicação	Vantagens	Desvantagens
Convolução 1D	Construção de dados sintéticos 1D a partir de coeficientes de reflexão; amarração sísmica poço; modelagem iterativa geral	Rápida; pode ser agrupada para modelagem 2D e/ou 3D; é independente da complexidade geológica.	A amplitude e a forma da onda são baseados no coeficiente de reflexão e na wavelet; pode ser usada para simular AVO criando coeficientes de reflexão versus offset usando equações matemáticas.
Traçamento de Raios 1D	Dado sintético 1D; amarração sísmica poço.	Rápida; Pode simular múltiplas e incluir efeitos de atenuação; pode ser agrupada para a modelagem 2D e 3D.	A amplitude e a forma da onda são baseados no coeficiente de reflexão e na wavelet; Não modela efeitos de AVO; A modelagem é tipo layer-cake; a precisão depende da complexidade geológica.
Traçamento de Raio CDP	Dado sintético 1D; Simula efeitos de AVO em modelos geológicos 1D, 2D e 3D	Rapidez	Requer onda S, geometria de aquisição e processamento; o modelo é layer-cake; a amplitude pode ser não realística em áreas complexas.
Traçamento de Raios 2D	Faz dado sintético 2D para uma resposta sísmica geral	Rapidez; Pode simular efeitos 2D como a difração	Os modelos são muito simples; as interfaces são baseadas nas bordas das camadas; produz reflexão forte e coerente nas interfaces; Necessita de processamento.
Diferença Finita Elástica 1D	Primeiramente usada para calcular efeitos de ondas convertidas no CMP	Rapidez; Resposta AVO 1D mais precisa; Pode incluir múltiplas e atenuação.	Não simula efeitos 2D e 3D; requer propriedades elásticas e alguns fatores de atenuação; A precisão depende do processamento.
Diferença Finita Acústica 2D e métodos espectrais	Dado sintético 2D para resposta sísmica realística.	Inclui múltiplas, atenuação e efeitos de difração; requer somente propriedades acústicas.	Lenta; Não simula efeitos de ondas convertidas; requer geometria de aquisição; produz dado sintético cru; requer processamento do dado cru.
Diferença Finita Elástica 2D	Dado sintético 2D para resposta sísmica mais realística pode incluir anisotropia.	Inclui múltiplas, atenuação, efeitos de difração e ondas convertidas.	Muito lenta; requer propriedades elásticas; todos os problemas do dado cru.
Diferença Finita Elástica 3D	Resposta sísmica 3D; estuda fenômenos de propagação de ondas.	Simula propagação de onda 3D, múltiplas, ondas convertidas, AVO, difração, etc.	Extremamente lenta (anos); dificuldade na construção do grid.

Figura 3.3: Tabela comparativa mostrando as principais técnicas de modelagem sísmica suas vantagens e desvantagens (Modificado de AKI E RICHARDS, 2002).

Desse modo é possível representar sísmicamente as heterogeneidades do reservatório de modo rápido. Outra vantagem é que efeitos como a dependência do afastamento também são modelados de maneira rápida, utilizando determinadas equações já consagradas.

Para mostrar a eficiência do método convolucional de modelagem sísmica, o modelo sintético desenvolvido no capítulo anterior será aqui utilizado como exemplo de aplicação dessa técnica. Então, lembrando, temos que, no modelo convolucional, o traço sísmico $d(t)$ é modelado como sendo a convolução da wavelet sísmica $W(t)$ com a refletividade $r(t)$. A refletividade representa o sismograma ideal livre de ruídos, que seria registrado se a wavelet sísmica fosse um pulso (*spike*). O traço sísmico pode então ser representado pela seguinte expressão:

$$d(t) = r(t) \otimes W(t) + n(t) \quad (3.2)$$

Onde $n(t)$ é o ruído adicionado. Nesta tese o dado sísmico gerado será livre de ruídos para que as interpretações realizadas possam ser conclusivas de modo a analisar exclusivamente os métodos de interpretação. O coeficiente de reflexão $r(t)$ para afastamento nulo e para ondas compressionais pode ser calculado pela equação de Zoepritz fazendo o ângulo de incidência igual a zero, por meio da seguinte expressão que é semelhante a Equação 3.1:

$$r(t) = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1}. \quad (3.3)$$

Onde I é a impedância acústica do meio que pode ser calculada como:

$$I = V_p \cdot \rho. \quad (3.4)$$

Onde V_p é a velocidade compressional e ρ é a densidade da rocha. Embora seja considerada uma técnica de modelagem que produz resultados satisfatórios, numerosos problemas podem surgir quando se utiliza o método convolucional para o cálculo da sísmica sintética. Esse método computa a amplitude e produz a forma da onda baseado somente no coeficiente de reflexão e na wavelet usada. O modelo convolucional sísmico não leva em consideração interações entre a wavelet e as estruturas em subsuperfície como a distorção do raio. Esses problemas podem ser causados, por exemplo, por súbitas mudanças na distribuição das propriedades de rocha. Essas variações não precisam ser significantes para ter um grande efeito no dado sísmico simulado. No caso desta tese, mesmo ocorrendo mudanças nas propriedades petrofísicas a modelagem convolucional pode ser usada de maneira satisfatória visto que a espessura do reservatório, ou seja, a porção que apresenta variação nas propriedades petrofísicas é pequena com relação a dimensão horizontal do mesmo. Dessa maneira o raio sísmico não sofre sérias distorções que cheguem a prejudicar a modelagem.

Para a geração do dado sísmico sintético no modelo de referência, foi utilizado então o modelo de impedância acústica, a partir do qual foi calculado a série de coeficientes de reflexão. Porém, antes do cálculo dos coeficientes de reflexão foram adicionadas ao modelo camadas

3.4 A Modelagem Sísmica

com valores constantes nas propriedades petrofísicas, a adição dessas camadas tem como objetivo evitar determinados problemas que podem ocorrer com os algoritmos no limite da região do reservatório além de servir posteriormente como horizontes marcadores no processo de interpretação sísmica. Esses horizontes em dados reais normalmente são encontrados e correspondem à descontinuidades de caráter regional que em determinados casos cruzam toda a extensão da bacia. Assim, na Figura 3.4 apresenta-se o modelo de impedância acústica completo com as camadas de propriedades constantes.

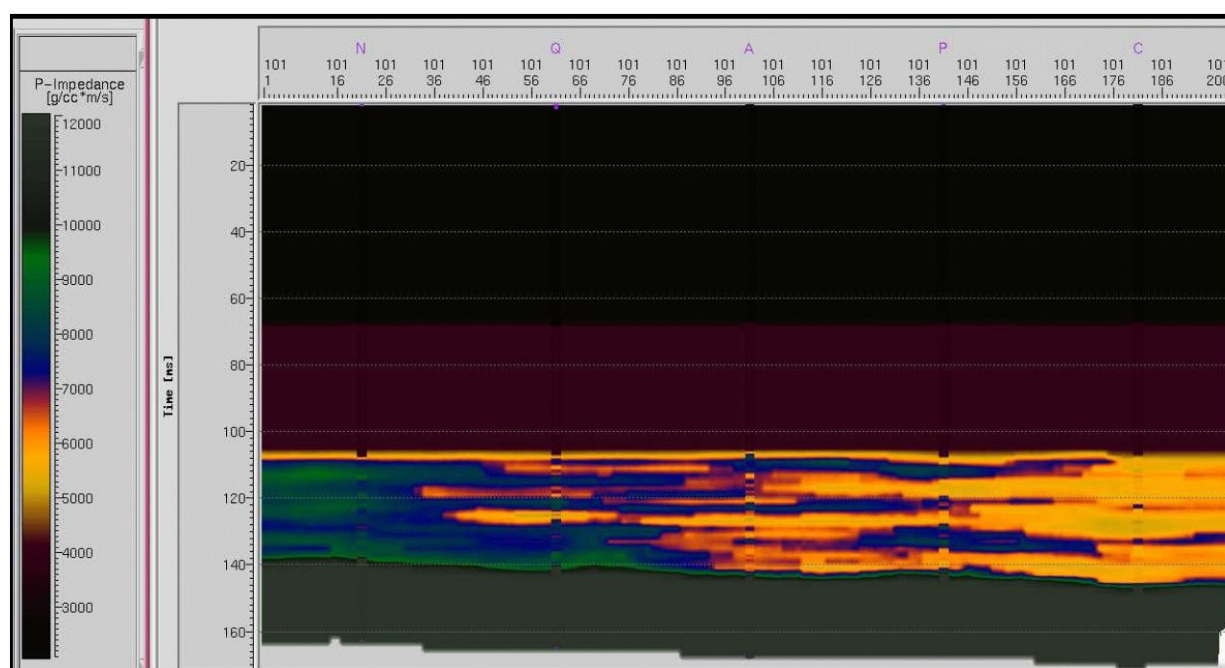


Figura 3.4: Seção extraída do modelo de impedância acústica atravessando os poços N, Q, A, P e C, mostrando o modelo completo utilizado na obtenção da sísmica sintética com as camadas de propriedades constantes.

A etapa seguinte no processo de modelagem sísmica foi a extração dos coeficientes de reflexão, essa extração foi realizada calculando os coeficientes de reflexão no modelo de impedância acústica em tempo de acordo com a Equação 3.3. Para exemplificar o procedimento, é mostrado na Figura 3.5, de maneira esquemática a série de coeficientes de reflexão extraídas do modelo de impedância acústica na porção do Poço Q.

A série de coeficientes de reflexão mostra os picos de reflexão para cada mudança de impedância acústica, sendo o coeficiente positivo quando a mudança ocorre de um valor menor para um valor maior e negativo quando se passa de uma impedância maior para uma de menor valor. Essa série de coeficientes de reflexão é que será convolvida na próxima etapa da modelagem sísmica com a wavelet definida, a fim de se gerar o dado sísmico sintético. É importante ressaltar que esse processo é feito simultaneamente em todo o volume 3D, aqui para mostrar esquematicamente apresenta-se somente 1 traço.

Assim para que se pudesse prosseguir com a modelagem sísmica foi necessário a obtenção de uma wavelet. Esse tipo de informação é difícil de ser conseguida pois são dados retirados das fontes sísmicas no momento da aquisição. Para esta tese é utilizada uma wavelet com feições reais de modo a reproduzir de maneira mais confiável possível o dado com o qual se deseja trabalhar. A wavelet utilizada para a geração do dado sísmico sintético é mostrada na Figura 3.6.

Algumas considerações devem ser feitas com respeito à wavelet utilizada para a geração da sísmica sintética. A wavelet possui características importantes e que podem auxiliar vários estudos de caracterização de reservatórios. A principal característica é a sua frequência dominante. A frequência dominante pode ser definida como a frequência obtida a partir da metade da amplitude máxima. A amplitude máxima é medida no espectro de amplitude de onde pode-se obter também o valor da frequência dominante. No caso da wavelet utilizada, a frequência dominante é aproximadamente igual a 25 Hz. E essa frequência dominante é o fator responsável por uma das principais características do dado sísmico, sua resolução vertical. Como já foi dito anteriormente o dado sísmico é aquele entre os dados obtidos para a caracterização de reservatórios o que apresenta melhores resultados, principalmente devido a sua resolução horizontal, porém quando se necessita de resolução vertical o dado sísmico possui uma grande limitação. Devido a falta de resolução vertical, o dado sísmico não consegue distinguir tipos de rochas, corpos de areia e nenhuma outra feição que esteja abaixo do limite de resolução. Desse modo calcular a resolução vertical do dado sísmico é de suma importância para as pretensões e para o que se deseja fazer com o dado adquirido.

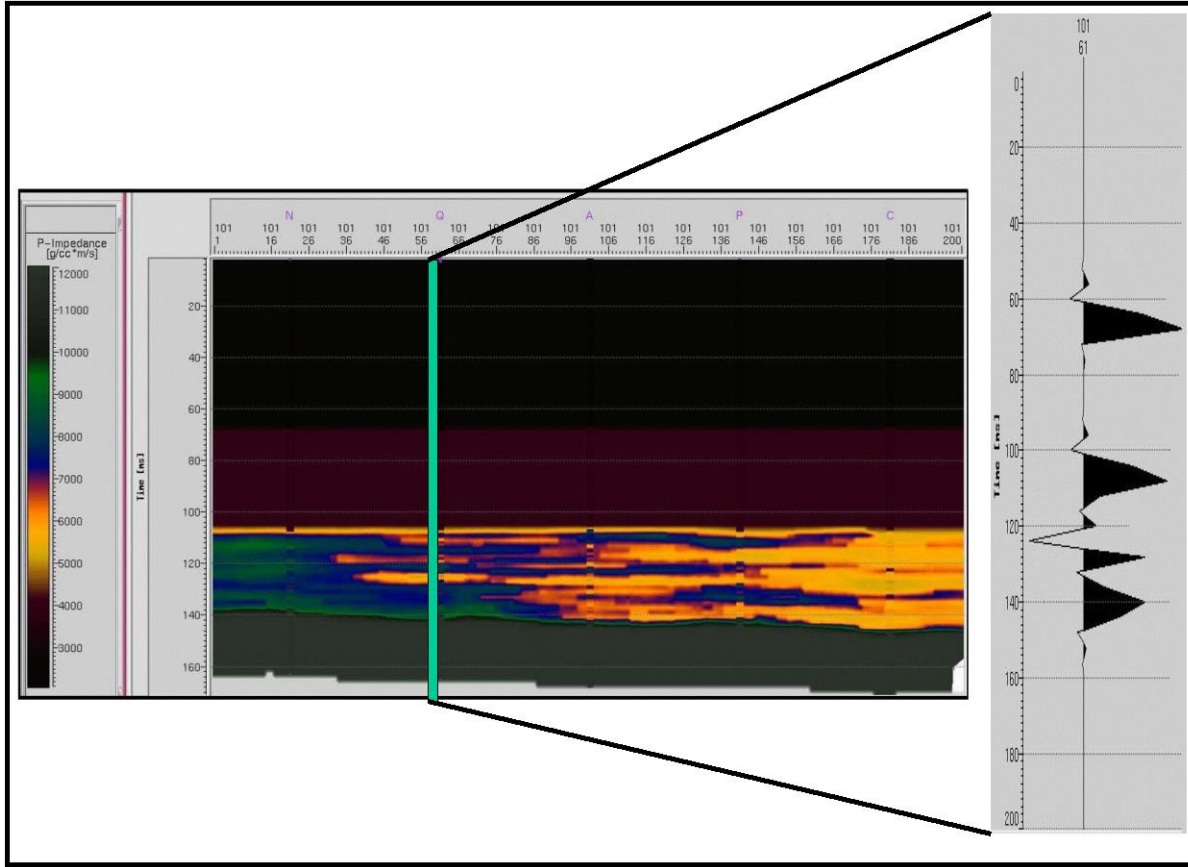


Figura 3.5: Série de coeficientes de reflexão extraída da porção do Poço Q na seção de impedância acústica.

Para se calcular a resolução sísmica utiliza-se a expressão desenvolvida por WIDESS (1973). De acordo com esse trabalho, a resolução do dado sísmico pode ser calculada como sendo 1/4 do comprimento de onda na frequência dominante da wavelet. Para se obter esse valor é preciso então em um primeiro instante calcular o comprimento de onda que é função da velocidade de propagação e da frequência dominante, para a wavelet aqui apresentada essa parte da função se torna:

$$\lambda = \frac{V}{f} = \frac{3000 \text{ m/s}}{25 \text{ Hz}} = 120 \text{ m} \quad (3.5)$$

Onde 3000m/s é a velocidade média na porção do reservatório e 25Hz é a frequência dominante da wavelet. Assim com esses 120 m, pode-se aplicar a seguinte equação e obter a resolução do dado sísmico aqui modelado:

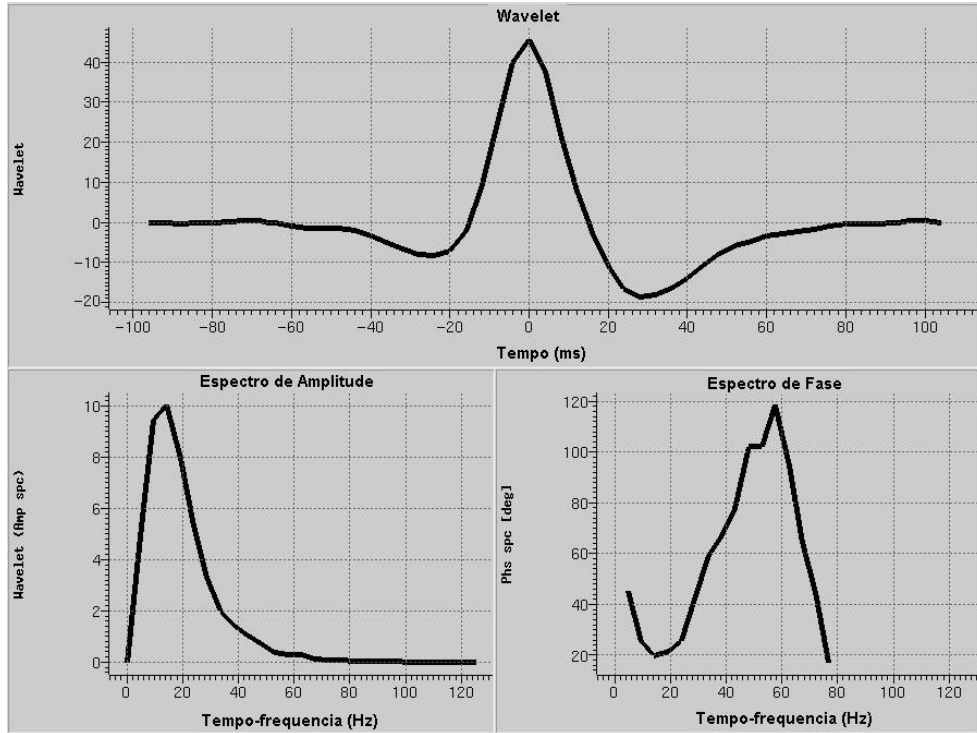


Figura 3.6: Wavelet sísmica utilizada na geração do dado sísmico sintético.

$$R = \frac{\lambda}{4} = \frac{120 \text{ m}}{4} = 30 \text{ m} \quad (3.6)$$

Pode-se observar de acordo com as equações acima que para a wavelet real utilizada nesta tese a resolução sísmica é de aproximadamente 30 m, com isso somente estruturas com mais de 30 m de espessura serão individualizadas nas seções sísmicas. Como no modelo gerado a região do reservatório possui uma espessura máxima de 50 m e os corpos de areia são extremamente finos, é de se esperar que nenhum corpo seja identificado utilizando essa wavelet. Esse é o maior problema encontrado com o dado sísmico, embora possua uma excelente resolução horizontal, sua resolução vertical é considerada pobre o que faz com que em reservatórios turbidíticos de águas profundas, não só o dado sísmico convencional mas outras informações provenientes da sísmica, tenham que ser utilizadas, visando aumentar a qualidade do dado para que esse possa ser utilizado de maneira eficiente no processo de caracterização de reservatórios.

Com a wavelet estudada e com os coeficientes de reflexão extraídos é possível obter o dado

sísmico sintético. De maneira esquemática esse dado é obtido por meio da operação mostrada na Figura 3.7.

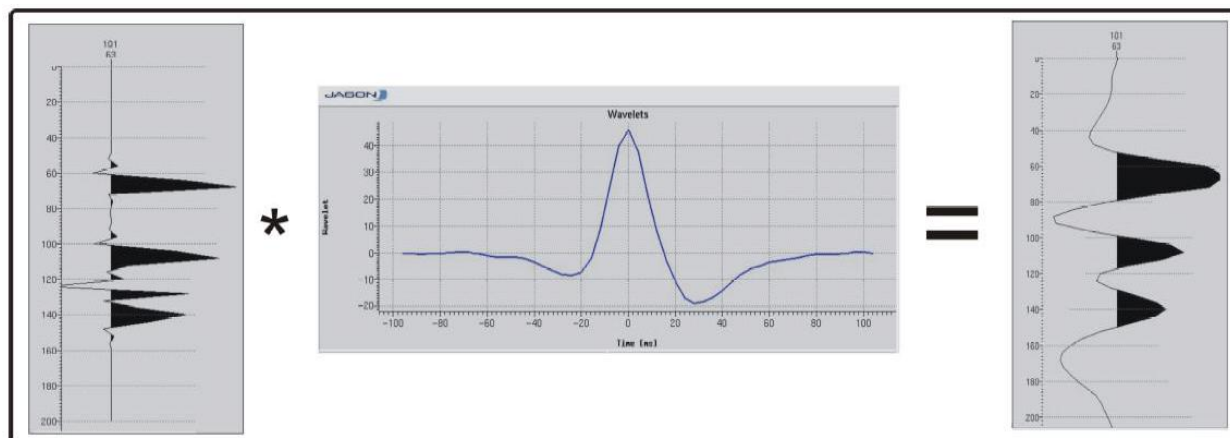


Figura 3.7: Ilustração esquemática mostrando como o dado sísmico é obtido a partir da aplicação da modelagem convolucional.

Repetindo essa operação para todos os traços presentes no modelo pode-se obter um volume sísmico 3D sintético que poderá ser então utilizado nas demais seções desse capítulo que tem por objetivo mostrar ferramentas e métodos que podem ser usados, visando melhorar a resolução e qualidade da informação sísmica, para que esse tipo de dado seja utilizado de maneira correta obtendo-se assim resultados satisfatórios para o processo de modelagem de reservatórios. Na Figura 3.8 é apresentado o volume sísmico 3D que será utilizado para as demais seções deste capítulo.

Como era de se esperar, e como pode ser visto no cubo sísmico sintético realizando a modelagem sísmica com a wavelet de frequência dominante de 25 Hz, não é possível identificar nenhuma heterogeneidade interna no reservatório. Uma maneira de mostrar esse efeito de melhor forma é comparando o modelo de impedância acústica, onde é possível identificar os corpos de areia presentes no modelo com o dado sísmico sintético, essa comparação é feita por meio de uma seção sísmica extraída na região dos poços N, Q, A, P e C e mostrada na Figura 3.9.

Essa situação como apresentada neste trabalho é normalmente encontrada em projetos de caracterização de reservatórios que utilizam o dado sísmico como parte integrante, principalmente quando o alvo são reservatórios turbidíticos de águas profundas, ou seja, os melhores reservatórios encontrados no Brasil e em algumas partes do mundo. Se o dado sísmico for utilizado de maneira convencional no processo de modelagem, pode-se observar que não trará nenhum ganho tornando-se dessa forma ineficiente para a caracterização de reservatórios. Desse modo, para se aproveitar essa informação, que como foi visto anteriormente é considerada a mais valiosa para esse processo, é necessário utilizar métodos de interpretação avançados e de certa forma pouco difundidos e estudados. Com isso, as duas próximas seções tem o objetivo de mostrar como extrair informações do dado sísmico mesmo em condições totalmente adversas como a apresentada, com o objetivo fundamental de melhorar a resolução vertical identificando assim as heterogeneidades presentes no modelo de referência. Primeiramente serão analisados os atributos sísmicos e na última seção, dentre esses atributos aquele que mostra melhores resultados para o processo de caracterização de reservatórios, ou seja, a inversão do dado sísmico para a impedância acústica. Ao final do capítulo se poderá então observar como técnicas e métodos avançados de interpretação sísmica podem auxiliar de forma decisiva o processo de caracterização e modelagem de reservatórios.

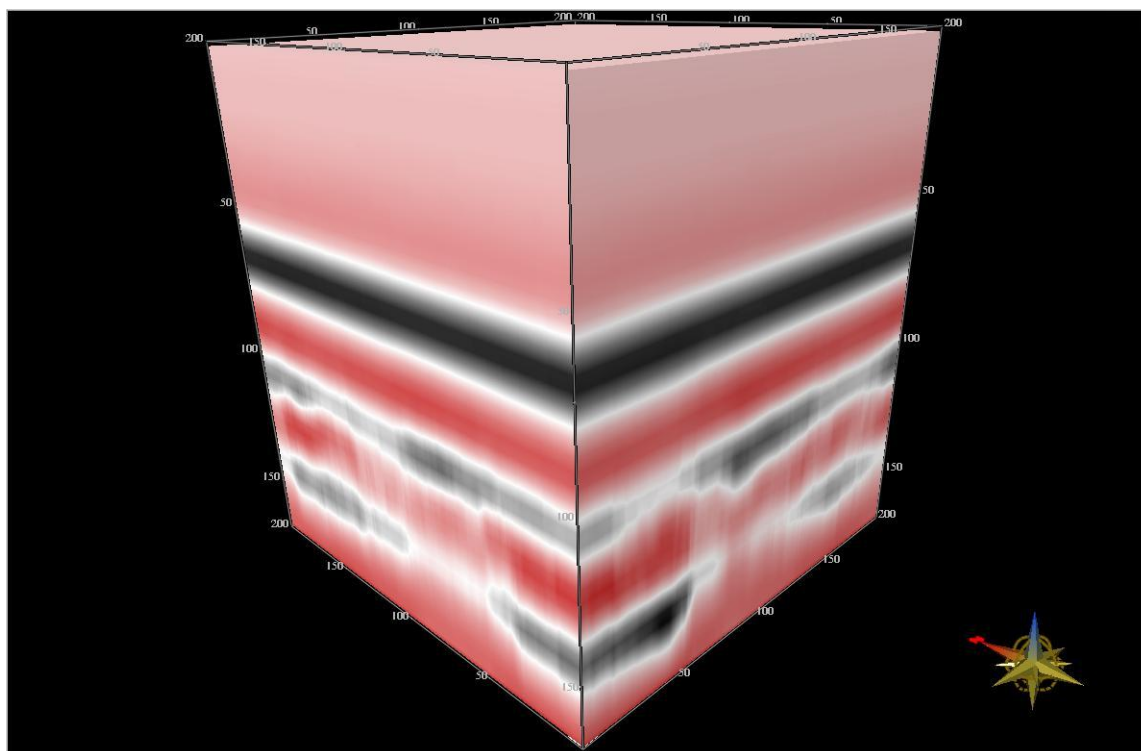


Figura 3.8: Volume sísmico 3D sintético que será utilizado pelas demais técnicas de caracterização de reservatórios.

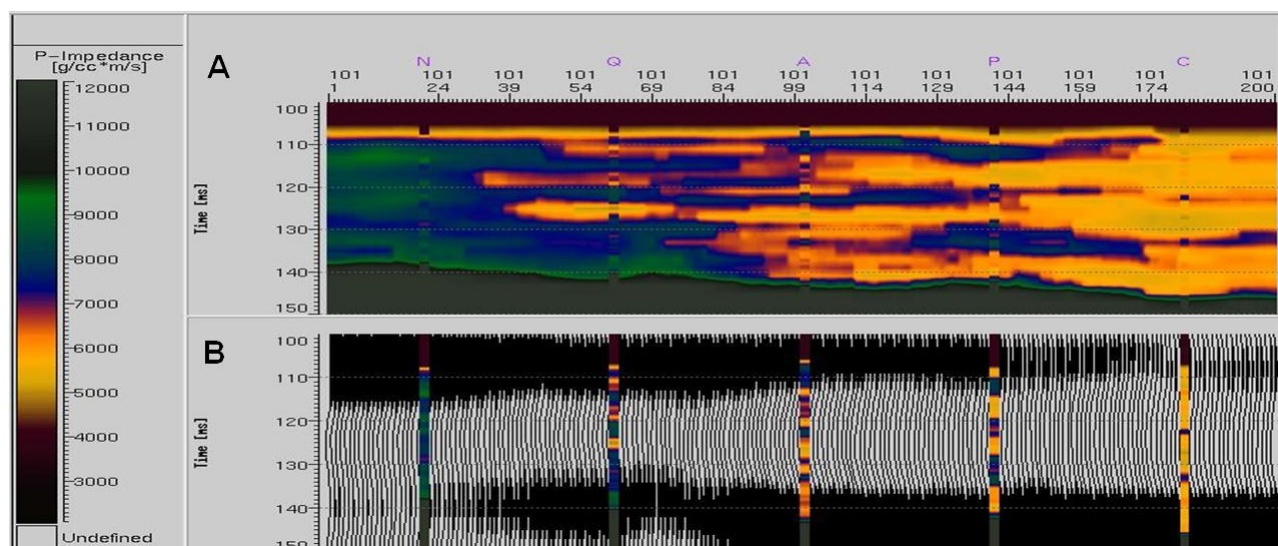


Figura 3.9: Comparação entre o modelo de impedância acústica (A) e a sísmica sintética (B) na porção do reservatório na região dos poços N, Q, A, P e C.

3.5 Os Atributos Sísmicos

Como já foi dito nesta tese, a sísmica de exploração, tem como objetivo mapear as feições geológicas associadas com a deposição de hidrocarbonetos, a geração, a migração e as possíveis armadilhas. Dentro deste contexto se encontra o mapeamento de falhas, a definição de horizontes regionais, a identificação de feições como anticlinais, sinclinais e domos de sal, além da interpretação voltada para a definição de feições estratigráficas como canais e lobos turbidíticos. Já a geofísica de reservatório e mais especificamente a sísmica de reservatório tem como principal objetivo caracterizar as propriedades dinâmicas e estáticas dos reservatórios, principalmente no que diz respeito às propriedades petrofísicas, a identificação dos tipos de rochas e o cálculo do volume do reservatório. O objetivo desta seção é apresentar os atributos sísmicos extraídos nesta tese para serem utilizados no processo de caracterização de reservatórios, e para tanto, primeiramente, será traçado um histórico do desenvolvimento, extração, utilização e interpretação dos atributos sísmicos; após isso, serão apresentados os atributos extraídos e por fim, na próxima seção serão discutidos os problemas inversos e a obtenção da impedância acústica, um dos atributos sísmicos mais importantes.

Se consultarmos um dicionário, a palavra atributo estará definida como uma característica inerente de uma pessoa ou de uma coisa, porém, como queremos aqui uma definição geofísica, podemos recorrer a SHERIFF (1991), onde encontramos que um atributo sísmico é uma medida baseada no dado sísmico, como o envelope de amplitude, a polaridade, a velocidade entre outros. Já em TANNER (2000), os atributos sísmicos são definidos como sendo toda e qualquer informação obtida do dado sísmico, seja ela realizada por medidas diretas ou obtida por meio da aplicação de equações e relações. Outra definição pode ser encontrada em CHEN e SIDNEY (1997), onde os atributos sísmicos são considerados medidas específicas da geometria, cinemática, dinâmica e de relações estatísticas que podem ser extraídas do dado sísmico. Alguns atributos são mais sensíveis que outros dependendo do ambiente onde se encontra o reservatório, alguns são melhores para revelar anomalias na subsuperfície, que não são facilmente identificadas e alguns têm sido utilizados como indicadores diretos de hidrocarbonetos. Por trás de todas as definições, pode-se dizer que a tecnologia dos atributos sísmicos, permite ao intérprete extrair informações até então escondidas na grande massa de

dados sísmicos, objetivando sempre a melhor e mais eficiente caracterização dos reservatórios petrolíferos.

Ao passo que, os atributos sísmicos são uma das tecnologias utilizadas com maior frequência na modelagem de reservatórios e na análise sísmica, pesquisadores das maiores companhias de petróleo, contratados e instituições acadêmicas continuam a desenvolver a cada dia novas tecnologias especialmente desenhadas para a análise de atributos sísmicos. devido ao fato dos atributos existirem basicamente desde a existência dos dados sísmicos, eles podem, por algumas vezes ser considerados como uma tecnologia madura. Todavia, a informação contida no dado sísmico é de uma riqueza incomparável em termos de amplitude, frequência, geometria e textura, e devido a isso, há muito ainda a ser desenvolvido em termos de abordagens inovadoras que combinam os atributos numa interpretação integrada visando a modelagem dos reservatórios. Algumas dessas novas abordagens serão discutidas no Capítulo 4, principalmente no que diz respeito a aplicação de técnicas de estatística multivariada voltada para uma análise multiatributo.

De acordo com EASTWOOD (2002), existem alguns fatores fundamentais que continuam a alimentar a pesquisa e o desenvolvimento na utilização dos atributos na predição de propriedades do reservatório. Entre esses fatores, pode-se citar:

- O crescimento no volume de dados, que necessita do desenvolvimento de métodos semi-automáticos para a realização da interpretação;
- A necessidade de se reduzir o tempo no processo de tomada de decisão;
- A facilidade da utilização;
- A necessidade de se melhorar a qualidade dos dados;
- O aumento na velocidade computacional;
- A formação de equipes multidisciplinares;
- A necessidade de interpretações consistentes;

- Uma ênfase maior na análise quantitativa;
- O entendimento das incertezas da não unicidade e da qualidade dos dados;
- Novos tipos de dados, ondas convertidas, 4D, AVO, ondas cisalhantes e variações azimutais.

TANNER (2000), diz que o estudo e a interpretação dos atributos sísmicos nos fornece algumas informações qualitativas da geometria e dos parâmetros físicos da subsuperfície. Tem-se observado, por exemplo, que a amplitude contida no dado sísmico é o principal fator para a determinação de parâmetros físicos, assim como a impedância acústica, os coeficientes de reflexão, a velocidade, a absorção, entre outros. Já a fase, pode ser considerada como o principal fator para se determinar a forma dos refletores, sua configuração geométrica, etc. Um ponto que precisa ser aqui considerado, é que todos os os parâmetros derivados da sísmica são considerados como atributos sísmicos. Eles podem ser a velocidade, a amplitude, a frequência e a taxa de mudança desses parâmetros com respeito ao tempo e ao espaço, o que permite desenvolver um esquema de classificação para todos os atributos. O que não pode ser esquecido, é que o principal objetivo dos atributos é fornecer informações precisas e detalhadas para o intérprete, sobre os parâmetros estruturais, estratigráficos e litológicos do reservatório. Porém, antes de se apresentar a classificação dos atributos sísmicos, cabe aqui uma revisão histórica desta tecnologia.

Pode-se dizer, que a tecnologia dos atributos sísmicos teve seu início junto com a aquisição sísmica. Contudo, o primeiro grande salto no seu desenvolvimento se deu nos anos 1960, quando alguns geofísicos visionários reconheceram que poderiam aprender mais com o dado sísmico, além de usá-lo somente para mapear a estrutura geológica em subsuperfície. Nessa época, nasceu um tipo de interpretação, que até hoje é utilizada e denominada de *bright-spots*. Nesse tipo de interpretação são usadas determinadas anomalias na amplitude sísmica para relacioná-la com pistas que levam a interpretações mais conclusivas. Por esse motivo, o primeiro atributo estudado e atualmente considerado o mais importante é a amplitude de reflexão.

De acordo com muitos autores (CHOPRA e MARFURT, 2005 e TANNER, 2000), um outro

marco importante na história dos atributos sísmicos é o estudo inovador realizado por Nigel Anstey, no início da década de 1970. Em seu trabalho, Anstey descreveu o que viria a ser o fundamento da análise de atributos sísmicos. Seu atributo de trabalho, foi a amplitude a qual ele chamou de intensidade de reflexão, que serviu como base para todo o desenvolvimento dos *bright-spots*. A importância da análise feita por Anstey é que ela removeu as distorções das reflexões e a fase da *wavelet* da amplitude sísmica, fazendo com que os *bright-spots* pudessem ficar mais visíveis e, em determinados dados, era possível até fazer comparações entre anomalias de amplitude, embora essa idéia hoje possa ser considerada como lugar comum, na sua época foi recebida como uma grande contribuição.

Além de mostrar o desenvolvimento dos atributos, o trabalho de Anstey, também foi importante, pois inspirou muitos outros pesquisadores na década de 1970 a estudar essa até então, nova tecnologia. Dentro deste contexto, é que em 1979, por meio de TANNER *et al.* (1979), surge a análise do traço sísmico complexo. O surgimento e desenvolvimento de tal tecnologia, coincide com a primeira crise do petróleo, e no meio da busca por novos reservatórios, a análise do traço complexo representou um dos maiores avanços experimentados pela sísmica de reflexão.

O ponto central da análise do traço complexo, está em considerar o traço sísmico como sendo composto por uma componente real e uma componente complexa, assim o traço complexo permite a separação do envelope de amplitude e da fase, além de se poder calcular a frequência instantânea. Para poder decompor o dado sísmico na sua parte real e complexa, é necessário realizar uma transformação nos dados.

As transformações de dados de um formato para outro, é uma tarefa comum na análise de sinais, e para ser realizada, muitas técnicas estão disponíveis e são utilizadas para se extrair importantes informações das séries temporais, ou seja, do dado sísmico. Desse modo, interpretar o dado a partir de diferentes pontos de vista, às vezes resultam em novas idéias e na descoberta de determinadas relações outrora não evidentes.

A transformação do dado sísmico, do domínio do tempo para a frequência, é o exemplo mais comum de rearranjo de dados o qual pode fornecer maneiras úteis de se analisar o

dados. A transformada de Fourier, usada para realizar tal processamento, nos permite analisar propriedades médias de uma porção considerável do dado, mas não nos permite avaliar variações locais. A análise do dado sísmico como um sinal analítico, ou seja, a análise do traço complexo é uma técnica de transformação que retém propriedades locais, e tal transformação é realizada por uma operação conhecida como transformada de Hilbert.

A análise do traço complexo realiza uma separação natural das informações sobre a amplitude e a fase, e essas duas quantidades, ou atributos, são medidas no traço complexo. A amplitude é chamada normalmente de intensidade da reflexão. A fase, por sua vez, pode ser considerada como a base para o cálculo da frequência instantânea. O importante aqui é que a combinação desses atributos pode gerar muitos outros atributos.

Na Figura 3.10, é apresentada uma tabela, onde é possível encontrar a definição dos elementos da análise do traço complexo. Um traço sísmico $x(t)$ pode ser representado pela parte real de um sinal complexo $A(t)e^{j\phi(t)}$. Onde $A(t)$ é o envelope de amplitude, ou amplitude instantânea e $\phi(t)$ é a fase instantânea. A parte imaginária do sinal é chamada de quadratura e é formada aplicando-se um desvio de 90 graus no traço real. A amplitude e a fase são os dois atributos instantâneos primários. A partir deles, outros podem ser calculados, como por exemplo, a frequência instantânea que nada mais é que a diferenciação da fase instantânea.

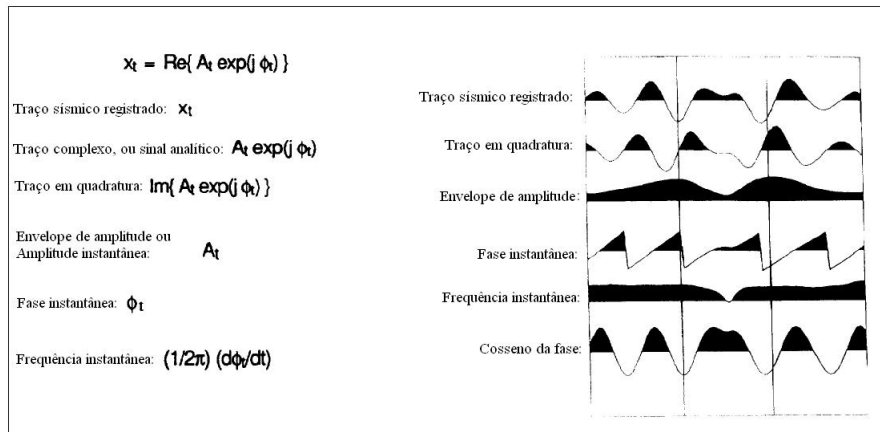


Figura 3.10: Propriedades dos atributos sísmicos instantâneos. (Modificado de WHITE (1991))

Após o desenvolvimento da análise do traço complexo, ficou provado que os atributos sísmicos tinham um lugar de destaque principalmente no que diz respeito a interpretação estratigráfica. Assim, com o desenvolvimento tecnológico, observado principalmente a partir da década de 1980, proliferaram o número de atributos que eram calculados no dado sísmico. Muitos desses novos atributos não possuíam nenhum significado geológico, porém, como revelavam diferentes padrões no dado sísmico, mesmo assim eram calculados. Atualmente, os programas comerciais de interpretação sísmica são capazes de calcular centenas de atributos.

Com o desenvolvimento tecnológico, surgiu também a possibilidade de se calcular os atributos sísmicos de diversas maneiras. Então, foi possível introduzir várias maneiras de se obter os atributos sísmicos.

De acordo com CHEN e SIDNEY (1997), existem atributos baseados em seções, em eventos e os atributos baseados em volumes. Os atributos baseados em seções são normalmente os atributos instantâneos ou aqueles obtidos por meio de um determinado processamento especial. Os atributos baseados em eventos são aqueles extraídos do dado sísmico e associados com uma determinada superfície, e isso faz com que se possa observar como os atributos variam em determinado evento geológico, ou entre superfícies que definam intervalos geológicos. Para isso, é possível utilizar os atributos instantâneos que são obtidos por meio da análise do traço complexo, contudo, é também possível usar os atributos janelados, ou seja, aqueles extraídos em janelas que definam determinados intervalos de interesse.

Uma grande vantagem obtida com a utilização do dado sísmico 3D é a habilidade de se gerar volumes de multiatributos. Esses volumes possuem um importante significado. Por exemplo, ao se utilizar um volume 3D da fase instantânea, pode-se facilitar a interpretação de áreas ruidosas. Uma outra grande vantagem dos volumes 3D de atributos é a possibilidade de se gerar correlações entre os cubos calculados, sendo que essas correlações podem, em alguns casos, ser usadas como indicativos da similaridade e continuidade do dado sísmico.

De acordo com TANNER (2000), os atributos podem ser classificados como se apresenta na Figura 3.11.

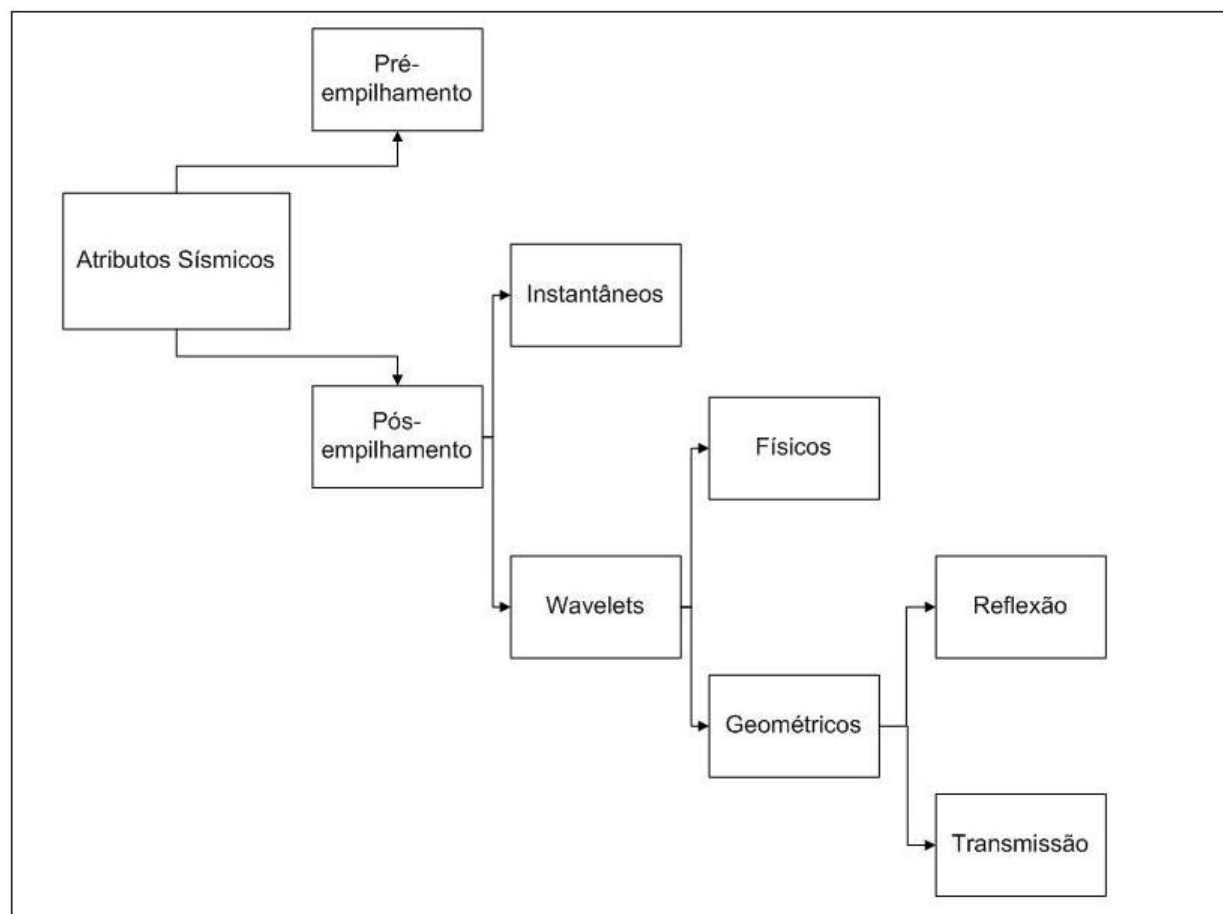


Figura 3.11: Classificação dos atributos sísmicos.

Os atributos pré-empilhamento, são calculados nas famílias CDPs, e com isso, uma grande quantidade de dados é gerada e às vezes não apresentam significados práticos importantes, porém, eles contêm determinadas informações que podem ser correlacionadas diretamente com os fluidos. Nessa categoria, os principais atributos são os de AVO. Já os atributos de pós-empilhamento são aqueles mais aplicados principalmente na interpretação geológica. Todos os atributos conhecidos podem ser classificados como de pós-empilhamento. Como são indubitavelmente os mais utilizados, os atributos pós-empilhamento são divididos em instantâneos e os de wavelet.

Os atributos instantâneos já foram discutidos neste trabalho. Já os atributos de wavelets, compreendem os atributos que são calculados no pico do envelope do traço e têm uma direta

relação com a transformada de Fourier da wavelet na vizinhança do envelope. Esses atributos por sua vez, são divididos em físicos e geométricos.

Os atributos físicos estão relacionados com quantidades e qualidades físicas. Por exemplo: a magnitude do envelope do traço é proporcional ao contraste de impedância acústica; velocidades médias e instantâneas são diretamente relacionadas às propriedades de rocha. Conseqüentemente, esses são os atributos mais utilizados na classificação litológica e na caracterização de reservatórios.

Os atributos geométricos descrevem a relação espaço temporal existente entre os atributos. A continuidade lateral de determinadas estruturas medida pela similaridade é um grande indicativo da igualdade ou da continuidade do dado. Os atributos geométricos são mais utilizados na interpretação estratigráfica, uma vez que eles definem características dos eventos e sua relação espacial, e com isso podem ser usados para quantificar determinadas feições e reconhecer ambientes deposicionais. Por fim, esses atributos podem ser subdivididos como de reflexão e de transmissão.

Os atributos de reflexão são aqueles que correspondem às características da interface. Entre eles se incluem todos os atributos instantâneos e de wavelets. Já os atributos de transmissão são aqueles relacionados com as características das camadas, portanto, nessa classe se incluem a maioria dos atributos de velocidade.

Devido ao fato de que uma análise individual dos atributos depende de determinado tipo de reservatório que está sendo interpretado, existe uma tentativa de se reduzir a incerteza e a não unicidade, e essa abordagem se baseia numa análise multiatributos. Essa análise tem como principal objetivo combinar os atributos extraídos dentro de um contexto lógico e estatístico, aproveitando-se a melhor característica de cada atributo. Para isso, métodos relacionados à mineração de dados e ao processo de busca do conhecimento em base de dados, com métodos de estatística multivariada são utilizados para a realização dessa análise. Esse tema será vastamente discutido no Capítulo 4, onde serão apresentados novos métodos capazes de tratar o problema relacionado à análise multiatributo.

3.5 Os Atributos Sísmicos

Nesta tese foram extraídos 19 atributos do dado sísmico modelado, os atributos com a sua numeração que será posteriormente utilizada, são apresentados na Figura 3.12.

Número	Atributo
1	Transformada de Hilbert
2	Energia do Traço
3	Fase Instantânea
4	Frequência Instantânea
5	Amplitude Instantânea
6	Decomposição Espectral
7	“Edge Preserv”
8	Transformada de Laplace
9	Fator de Qualidade – Q
10	Similaridade
11	“Band Width”
12	“Thin Bed”
13	Primeira derivada da Amplitude
14	Segunda Derivada da Amplitude
15	Cosseno da Fase
16	Envelope de Fase
17	Aceleração de Fase
18	Envelope de Frequência
19	Impedância Acústica - CSSI

Figura 3.12: Atributos sísmicos extraídos nesta tese e utilizados posteriormente na análise multiatributos.

Para ilustrar como os atributos sísmicos podem ser utilizados nesse processo, dos 19 atributos listados acima, alguns deles serão a partir de agora mostrados em mais detalhes. O objetivo aqui é mostrar que a interpretação dos atributos um a um, pode ser dispendiosa e dependendo do atributo utilizado, as feições do reservatório podem ou não ser caracterizadas. Para comprovar isso, os atributos serão comparados com uma seção horizontal extraída do modelo

litológico. Na Figura 3.13 apresenta-se a seção litológica e a seção sísmica obtida para a realização das comparações.

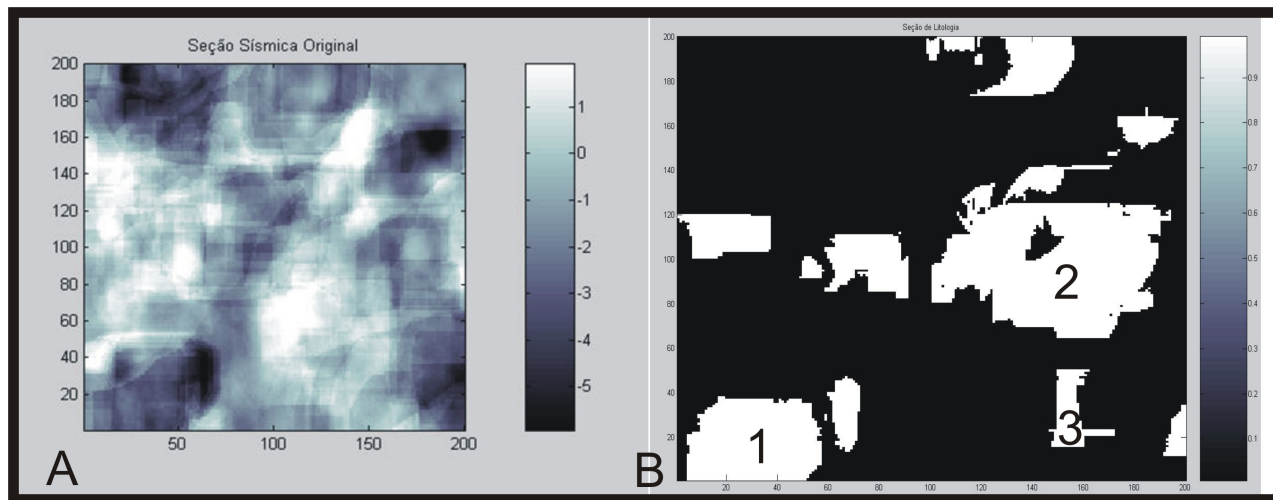


Figura 3.13: Seção sísmica (a) e respectiva seção litológica (b) utilizada para a apresentação dos resultados provenientes da extração de atributos sísmicos.

Pode-se observar que a seção escolhida contempla três corpos de areia marcados como (1), (2) e (3), que poderão ser usados para verificar quais os atributos melhor definem esses corpos. Como também é notado, na seção extraída do dado sísmico convencional, somente o corpo (1) pode ser identificado, mesmo assim de maneira precária, embora isso já fosse esperado, pois como foi dito anteriormente o dado sísmico convencional nesse tipo de reservatório não apresenta resultados satisfatórios. O primeiro atributo extraído foi a amplitude instantânea. De acordo com CHEN e SIDNEY (1997) a amplitude instantânea mede a amplitude de vibração dos traços no domínio do tempo, e é considerada como a expressão padrão de qualquer dado sísmico. Tradicionalmente, a amplitude instantânea é utilizada nas interpretações estruturais e estratigráficas, embora possa ser usada como base para o cálculo de outros atributos ligados a amplitude, como a primeira derivada e a segunda derivada, com o objetivo de isolar áreas de alta e baixa amplitude. A comparação entre a seção em amplitude instantânea e o modelo litológico é apresentada na Figura 3.14.

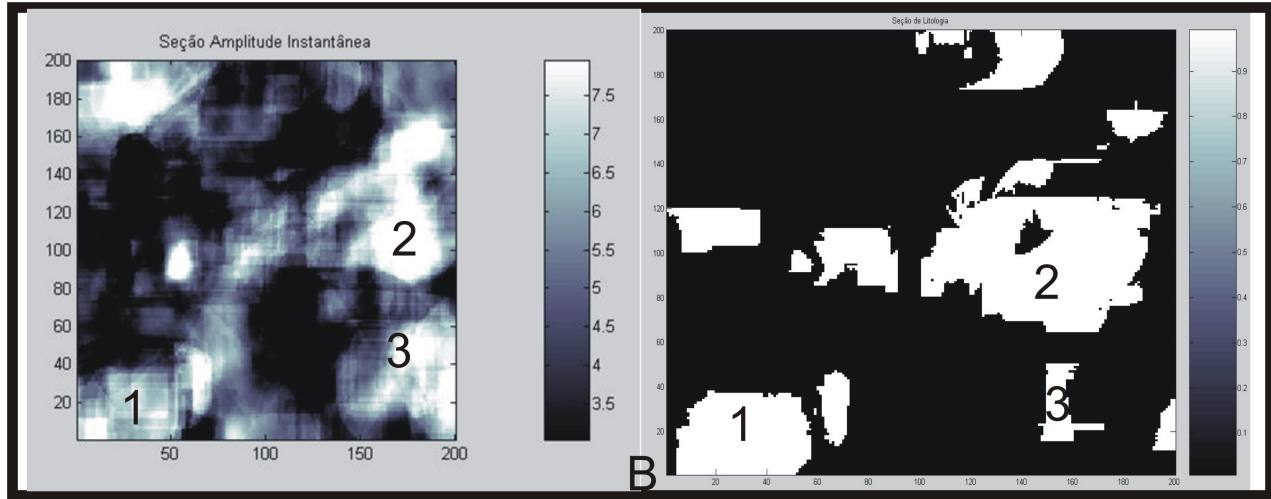


Figura 3.14: Seção de amplitude instantânea (A) e litológica (B).

Pode-se observar na Figura 3.14 que a amplitude instantânea reproduz de maneira satisfatória os corpos de areia presentes na seção litológica, reproduzindo até mesmo um pequeno corpo localizado a leste do corpo (1). Outro atributo instantâneo extraído foi a fase instantânea. A fase instantânea pode ser definida como o ângulo cuja tangente é $q(t)/f(t)$, e mede a fase, ou a modulação dos traços nas amostras selecionadas. A fase tende a amplificar eventos relacionados a feições intra-reservatório, porém o ruído também é amplificado, os atributos de fase para produzir resultados satisfatórios devem ser combinados com outros atributos, principalmente no que diz respeito a interpretação de horizontes regionais. A comparação deste atributo com o modelo litológico é mostrada na Figura 3.15.

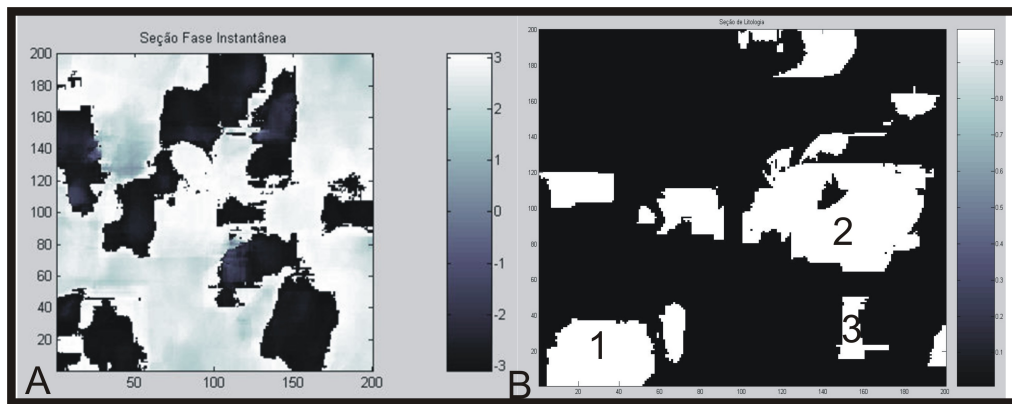


Figura 3.15: Seção de fase instantânea (A) e litológica (B).

O atributo de fase, por sua vez, não reproduz nenhum dos corpos de areia de forma satisfatória, e desse modo, todos os demais atributos provenientes da fase também não devem apresentar bons resultados na caracterização dos corpos do modelo. O último atributo instantâneo extraído foi a frequência instantânea. A frequência instantânea pode ser definida como a derivada da fase instantânea em relação ao tempo, e ocasionalmente pode ser utilizada para se estimar a atenuação sísmica. Normalmente, reservatórios de óleo e gás tendem a reduzir os componentes de alta frequência. É muito usada para medir eventos geológicos cíclicos, e na presença de ruídos se torna instável. A comparação desse atributo com a seção litológica é apresentada na Figura 3.16.

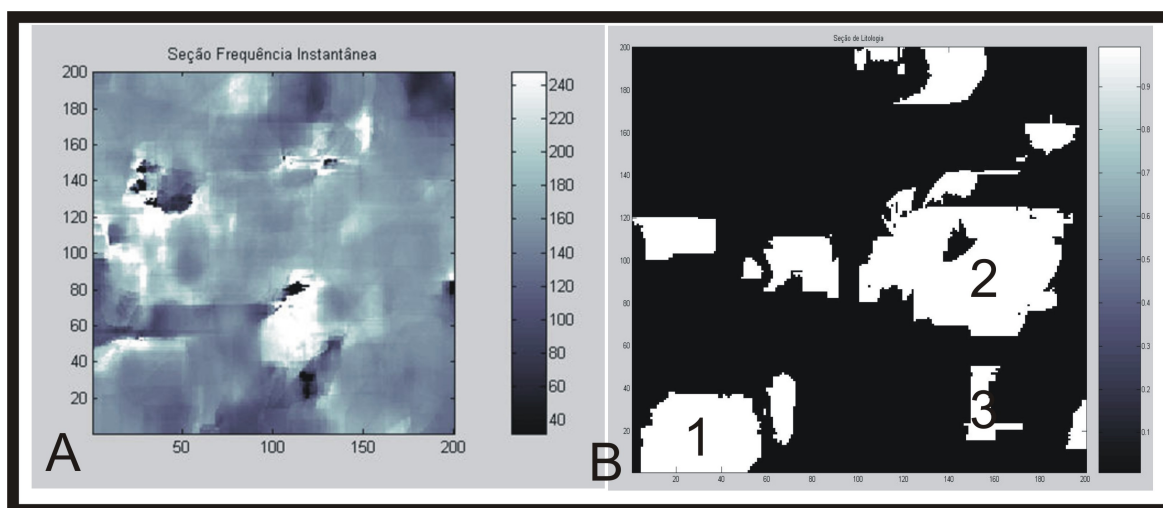


Figura 3.16: Seção de frequência instantânea (A) e litológica (B).

Mais uma vez, esse atributo instantâneo, também não apresentou resultados satisfatórios para revelar as feições de interesse. Isso é esperado, pois como foi dito, a frequência instantânea produz bons resultados onde o objetivo é delimitar eventos cíclicos, como neste caso, devido a natureza do dado sísmico gerado, a frequência instantânea não tem muito o que contribuir para a interpretação. Isso se deve também ao fato de ela ser uma derivada da fase, que também não revelou as feições de interesse. Além desses atributos instantâneos mostrados, foram calculados outros derivados desses principais, como pode ser observado na tabela da Figura 3.14. Esses atributos não serão aqui mostrados, mas sua comparação com os demais será feita no Capítulo 4. Com isso, para esse caso, pôde-se observar que o único atributo

instantâneo com resultados satisfatórios foi a amplitude, e isso era esperado, pois sabe-se que a amplitude instantânea é muito utilizada para a identificação de feições estratigráficas como é o caso dos corpos de areia aqui modelados. Os demais atributos normalmente apresentam melhores resultados em seções verticais.

Além de se testar os atributos instantâneos, também foram testados outros atributos como a energia do traço, a similaridade e um atributo desenvolvido recentemente e que está sendo aplicado com sucesso em determinados casos, denominado de decomposição espectral. O atributo de energia foi escolhido, pois a sua geração, é uma forma transformada da frequência instantânea, e na realidade, é uma maneira mais robusta de se estimar a frequência instantânea. Na Figura 3.17 apresenta-se a comparação deste atributo com a seção litológica.

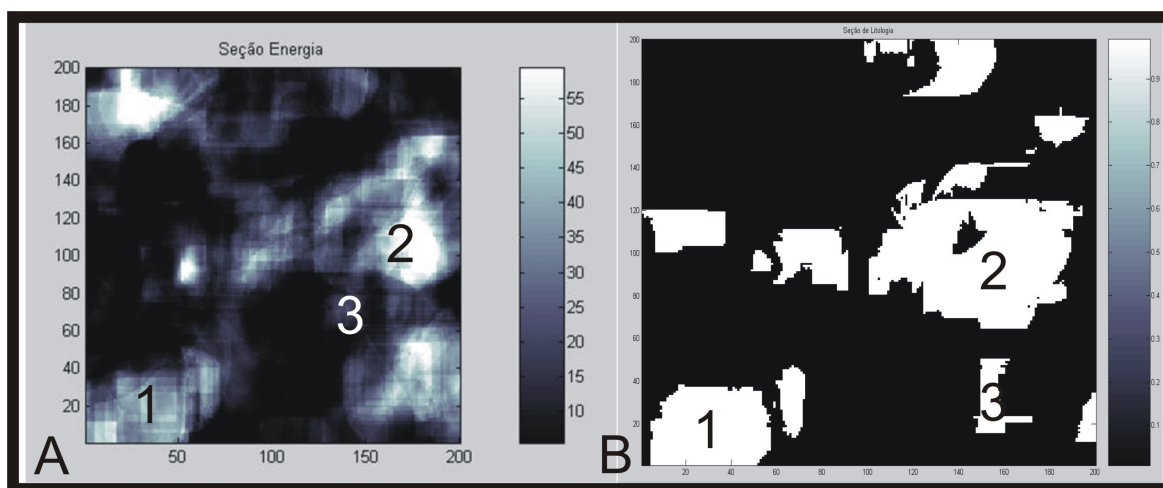


Figura 3.17: Seção de energia do traço (A) e litológica (B).

Como é possível observar, o atributo de energia consegue extrair as feições de interesse dos corpos 1 e 2 escondidos na informação sísmica. Desse modo, pode-se concluir para esta aplicação que, como era de se esperar, esse atributo apresenta uma maneira mais robusta de se extrair resultados a partir da frequência do dado, substituindo desse modo o atributo de frequência instantânea que como foi mostrado, não apresentou resultados satisfatórios.

O atributo de similaridade também é as vezes definido como coerência. Esse atributo foi utilizado pela primeira vez em 1990 pela AMOCO com o objetivo de interpretar campos

repletos de falhas. Como nas regiões de falhas ocorre uma mudança brusca na frequência, fase e amplitude do sinal sísmico, medir a similaridade entre os traços iria apresentar uma anomalia nessas regiões, identificando tais feições de maneira fácil. Além disso, feições estratigráficas como canais, deltas, lobos, reefs entre outras, também são facilmente observados nesse atributo, pois espera-se que tais feições possuam a mesma característica sísmica, se diferenciando das demais feições de subsuperfície. De maneira simples, o método para extrair tal atributo trabalha medindo a similaridade entre traços adjacentes, e as diferenças de similaridade se apresentam como anomalias na seção observada (CHOPRA e MARFURT, 2005). A Figura 3.18 apresenta a seção litológica juntamente com o atributo de similaridade.

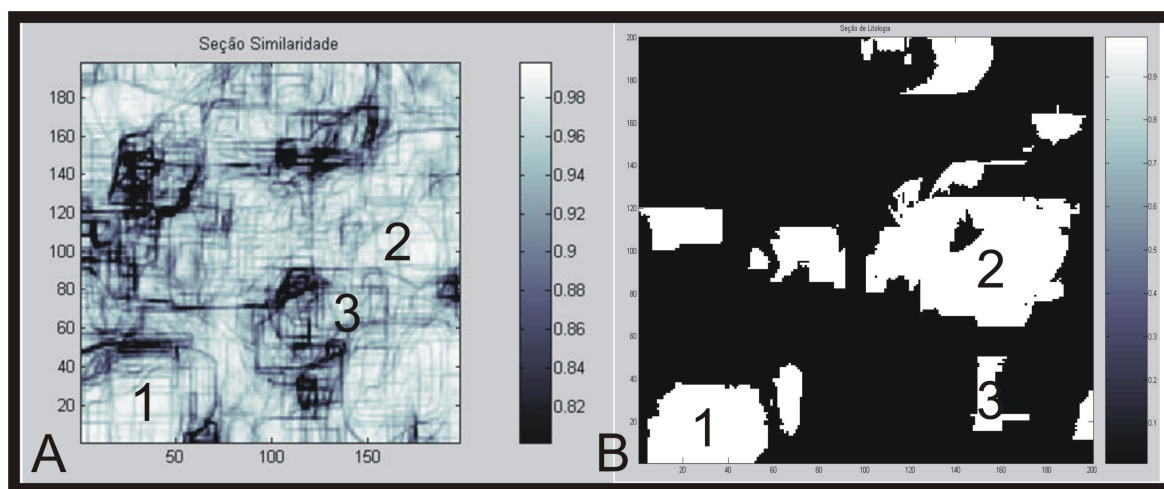


Figura 3.18: Seção de similaridade (A) e litológica (B).

Como pode ser visto na Figura 3.18, o atributo de similaridade consegue realçar algumas bordas, delimitando assim alguns dos corpos de interesse no modelo. Algum ruído ainda permanece do processo. Vale ressaltar que os algoritmos para extração desse atributo em particular, requerem uma parametrização adequada e complexa, mesmo não procurando por parâmetros ótimos, os resultados são considerados satisfatórios para a identificação e caracterização dos corpos de areia. Existe uma outra forma de analisar esse atributo que é realizando a transformada de Laplace, que ao se realizar essa transformação, se gera um atributo que também mede a similaridade no dado. Esse atributo juntamente, com a seção litológica, é apresentado na Figura 3.19

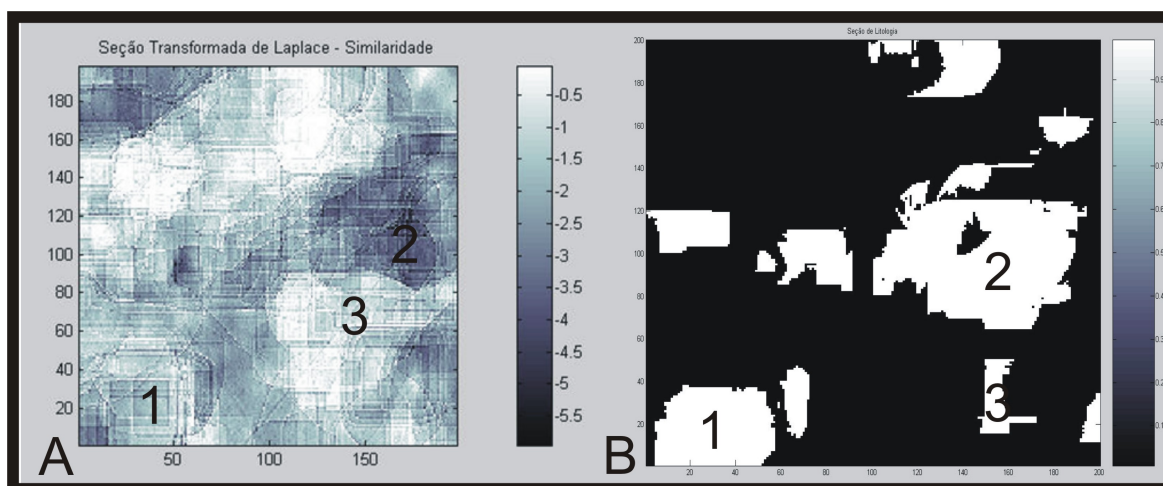


Figura 3.19: Seção de transformada de Laplace (A) e litológica (B).

Observa-se com a transformada de Laplace, que principalmente para o corpo 2, esse atributo melhora a similaridade e a identificação do corpo. Desse modo, pode-se afirmar que alguns atributos envolvidos na identificação de similaridade podem melhorar as interpretações do dado sísmico.

O último atributo a ser tratado nessa seção é a decomposição espectral. Esse atributo também é novo, mais recente que a similaridade ou coerência, e também foi desenvolvido por intérpretes da AMOCO. O método da decomposição espectral é realizado por meio da transformada discreta de Fourier (DFT) baseado na fase independente do sinal sísmico, como foi desenvolvido originalmente por (PARTYKA *et al.*, 1999). As reflexões sísmicas, principalmente aquelas provenientes de reservatórios delgados, possuem determinadas características no domínio da frequência, que são marcantes. O método para se realizar a decomposição espectral consiste em escolher um intervalo de tempo que será então, transformado para o domínio da frequência via DFT, e desse modo tem-se o espectro de frequência do intervalo escolhido. Esse espectro é balanceado para que os diferentes valores possam ser comparados e o resultado é então gerado de modo a se tentar identificar as feições estratigráficas presentes no reservatório. Na Figura 3.20 é apresentada a comparação entre o modelo litológico e o resultado da decomposição espectral.

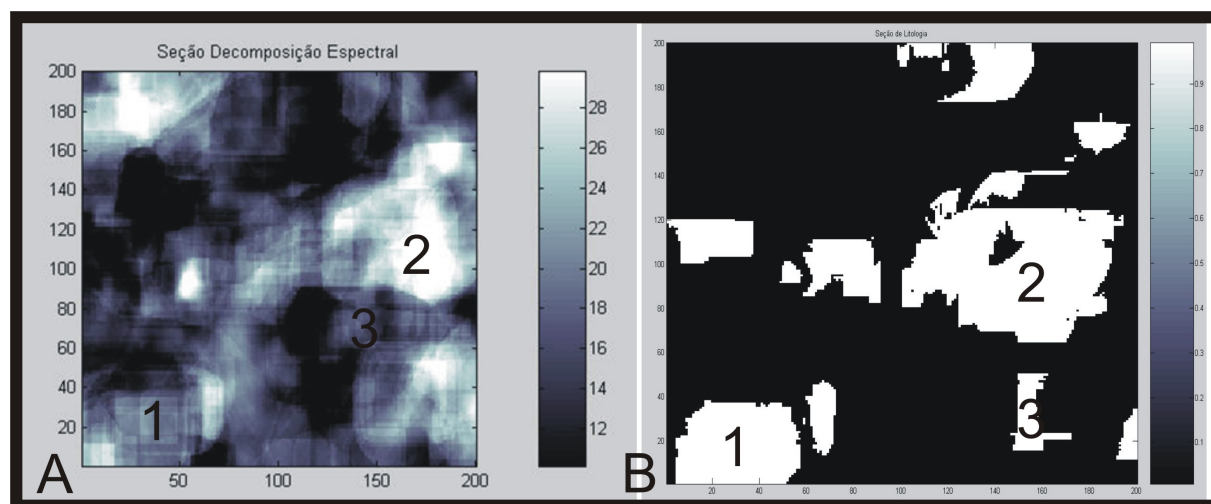


Figura 3.20: Seção de decomposição espectral (A) e litológica (B).

Mais uma vez, com esse atributo é possível definir as feições estratigráficas representando os corpos de areia presentes no modelo de referência, principalmente os corpos 1 e 2. Vale ressaltar também, que esse atributo é muito recente, onde alguns algoritmos ainda estão em desenvolvimento e a sua correta utilização requer uma delicada parametrização e entendimento da análise de sinais. Aqui, mais uma vez, o objetivo é mostrar a aplicabilidade dessa técnica no processo de caracterização de reservatórios e não o de promover um estudo detalhado da decomposição espectral.

Como foi visto, os atributos sísmicos representam uma poderosa ferramenta no processo de caracterização de reservatórios, pois conseguem em determinados casos, identificar as feições escondidas no dado. A interpretação utilizada aqui baseou-se na animação da seção horizontal do volume sísmico, o que não é o adequado. Como existe uma grande quantidade de atributos, o ideal é promover uma análise multivariada que consiga automaticamente identificar aqueles que melhor representam o dado em estudo. Essa análise multivariada dos atributos sísmicos será apresentada no Capítulo 4, onde todos os atributos mostrados na tabela da Figura 3.14 serão utilizados. Os atributos aqui apresentados foram interpretados em termos de seção horizontal, pois em seções verticais não foi observada nenhuma mudança significativa. Porém, é importante além de identificar as feições estratigráficas, tentar mapear também os corpos de areia nas seções verticais. Para isso é necessário desenvolver atributos com um caráter mais quantitativo do que os apresentados. Nesse contexto, COOKE *et al.* (2001), mostra

que dentre a centena de atributos disponíveis, um deles se destaca por apresentar um caráter quantitativo capaz de mapear feições tanto vertical como horizontalmente, esse atributo será o objeto de estudo da próxima seção, e é conhecido como impedância acústica. A impedância acústica será tratada de maneira quantitativa, porém antes é necessário uma introdução ao problema inverso, que é o método utilizado para a geração dessa informação. Com esse atributo será possível mostrar como o dado sísmico e suas derivadas podem ser utilizados de forma quantitativa e eficiente no processo de caracterização de reservatórios. Vale ressaltar, que a impedância acústica obtida por meio da inversão sísmica, também será utilizada na análise multiatributos.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

O dado sísmico uma vez processado, raramente é o produto final que se deseja para ser usado de forma eficiente no processo de caracterização de reservatórios, para que isso aconteça alguns cálculos, transformações e interpretações mais avançadas são necessárias. Normalmente, é preciso converter o dado processado em determinadas quantidades que são relacionadas de maneira mais próxima às propriedades físicas do alvo de interesse. Por exemplo, deve-se medir a amplitude das ondas sísmicas ao atingirem os geofones de modo a determinar a profundidade dos refletores e então interpretar determinada anomalia no contexto da caracterização de reservatórios.

A inversão, é uma maneira de transformar o dado em quantidades físicas que são interpretadas mais facilmente, por exemplo, se deseja em levantamentos sísmicos transformar as variações na amplitude sísmica para os contrastes de impedância acústica. Para realizar o processo de inversão já se tem em mente o que causa tais variações observadas, e provavelmente se conhece de maneira aproximada, sua profundidade, extensão e mesmo a forma. Desse modo, se tem um modelo matemático o qual se deseja testar e refinar usando os dados adquiridos. O processo de inversão exclui qualquer interpretação que seja radicalmente diferente de um modelo prévio. Por exemplo, se o dado sísmico for invertido considerando como modelo 2 refletores, nunca se saberá que o que causou a anomalia na verdade foi um único evento SCALES *et al.* (2001). A teoria do problema inverso em geofísica está bem definida, detalhada

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

e pode ser entendida consultando por exemplo os trabalhos de RUSSEL, 1988; SCALES e SNIEDER, 2000 e TARANTOLA, 1984.

Como já foi dito anteriormente, do ponto de vista da geofísica o processo de caracterização de reservatórios, tem sido feito tradicionalmente utilizando-se o dado sísmico em amplitude. Essa abordagem data desde o momento em que se começou a usar a amplitude sísmica para a detecção de anomalias relacionadas com a presença de hidrocarbonetos nas rochas. Pouco tempo depois, foram feitas às primeiras tentativas de se inverter o dado sísmico de amplitude para parâmetros que diretamente recuperam as propriedades de rocha, primeiramente para a impedância acústica. A amplitude sísmica e os atributos de amplitude caracterizam as propriedades de reflexão das interfaces e, são, só de maneira indireta relacionados com as rochas ao redor. Em contraste a isso, os parâmetros das propriedades de rocha derivados do dado de impedância, caracterizam as rochas, significando que elas podem ser diretamente e quantitativamente relacionadas com outros parâmetros importantes do reservatório. Uma segunda vantagem é que os dados de propriedade de rocha derivados da impedância, são igualmente válidos para toda a seção e não apenas focados nas regiões de alta amplitude como ocorre com as anomalias sísmicas.

Desse modo, de acordo com PENDREL (2001), pode-se dizer que o principal objetivo da inversão sísmica é transformar o dado de reflexão numa propriedade quantitativa das rochas que descrevem o reservatório. Falando de forma mais simples, perfis de impedância acústica são calculados em cada CMP. Em outras palavras o processo de inversão corresponde à resposta da seguinte pergunta: se fossem furados poços e perfilados em cada CMP como seria o seu perfil de impedância acústica? Comparando com os dados de amplitude sísmica os resultados da inversão apresentam uma maior resolução e suportam interpretações mais precisas. Desse modo facilita melhores estimativas das propriedades do reservatório como a porosidade, a espessura porosa entre outras.

A impedância acústica por definição, como foi visto anteriormente na seção sobre a modelagem sísmica e na geração do modelo de referência, é o produto da densidade pela velocidade compressional das rochas. Isso significa que a impedância acústica é uma propriedade da rocha, e não uma propriedade de interface, como o dado sísmico convencional em amplitude.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

A inversão sísmica para a impedância acústica como foi visto, é a simples transformação do dado sísmico em pseudo perfis de impedância acústica em cada traço. Algumas vantagens de se utilizar a impedância acústica nas interpretações são enumeradas por (LATIMER *et al.*, 2000):

- Um bom modelo de impedância contém mais informações que o dado sísmico. Esse modelo contém toda a informação do dado sísmico sem os fatores complicantes causados pelas *wavelets*, mais a informação essencial proveniente dos poços.
- O volume de impedância acústica é o resultado da integração dos dados de diferentes fontes, tipicamente a sísmica e os dados de poços e/ou as informações de velocidade. Na verdade construir um modelo de impedância, é a maneira mais natural de se integrar os dados e fornecer um resultado que pode ser entendido por geólogos, engenheiros e geofísicos.
- A impedância acústica é o elo natural entre o dado sísmico e o dado de poço. A impedância acústica é relacionada com a litologia, porosidade e outras propriedades. É comum encontrar fortes correlações empíricas entre a impedância acústica e uma ou mais propriedades do reservatório.
- Os modelos de impedância acústica podem fornecer a base para a geração de modelos 3D de fácies e de propriedades petrofísicas. Esses modelos podem ser diretamente inseridos nos simuladores de reservatório para a análise de fluxo.
- A impedância acústica é uma propriedade de camada. A amplitude sísmica é um atributo das interfaces das camadas. Como propriedade de camada, os modelos de impedância podem ser usados para análises de estratigrafia de sequência. Os lobos laterais da wavelet são atenuados eliminando assim alguns efeitos estratigráficos falsos.
- A impedância acústica suporta interpretações volumétricas mais rápidas e precisas permitindo assim a delineação dos corpos a serem explorados.

A seguir são apresentados os métodos de inversão sísmica trabalhados nesta tese juntamente com os resultados obtidos.

3.6.1 A Inversão Recursiva

Pode-se dizer que a era moderna da inversão sísmica começou no início da década de 80 quando os algoritmos que levavam em consideração tanto a amplitude da wavelet como o espectro de fase começaram a aparecer. Previamente, assumiu-se que cada amostra no traço sísmico representava um único coeficiente de reflexão não correlacionado com outro. Esse método foi chamado de inversão recursiva. A inversão recursiva é considerada a inversão verdadeiramente baseada no traço pois o único dado de entrada é o traço sísmico. Os métodos recursivos são rápidos e simples. Porém esses métodos produzem resultados dentro da faixa de frequência da sísmica e devido ao fato da wavelet não ser removida os efeitos de afinamento e dos lobos laterais da wavelet não são reduzidos. Devido a isso as vantagens que esse método oferece para as interpretações são limitadas.

Mesmo com essas limitações, entre as técnicas de inversão existentes, a inversão recursiva já foi considerada como a técnica mais popular de se obter a impedância acústica (COOKE e SCHNEIDER, 1983). A inversão recursiva é baseada na seguinte equação bem conhecida, que fornece os coeficientes de reflexão em termos da impedância acústica:

$$RC_n = \frac{[(\rho \cdot V)_{n+1} - (\rho \cdot V)_n]}{[(\rho \cdot V)_{n+1} + (\rho \cdot V)_n]} \quad (3.7)$$

Onde RC é o coeficiente de reflexão da n -ésima interface e $\rho \cdot V_n$ é o produto da densidade e velocidade, ou a impedância acústica no n -ésimo intervalo. Se a refletividade verdadeira é disponível, então pode-se recuperar a impedância acústica invertendo a equação acima e propagando-a para todas as camadas do modelo. Desse modo para se recuperar a impedância acústica da n -ésima camada basta aplicar a seguinte equação:

$$Z_n = Z_1 \prod_{i=1}^{n-1} \left[\frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right]. \quad (3.8)$$

Na prática, para que a inversão sísmica seja executada dentro do processo de caracterização de reservatórios alguns detalhes não tratados na descrição do algoritmo precisam ser aqui apresentados e valem para os demais métodos de inversão utilizados. A primeira questão diz

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

respeito à interpretação dos horizontes sísmicos. Esse processo consiste em definir os horizontes no dado sísmico que serão utilizados como limites e restrições para a inversão sísmica. Em um caso real, essa etapa de interpretação pode ser tão complexa quão complexa for a geologia em subsuperfície. No modelo de referência aqui estudado, esse processo se torna simples, pois, não foram modeladas falhas, e na porção do reservatório não é possível definir nenhum horizonte, desse modo o que se tem são 5 horizontes, a saber: topo da camada I, define o limite superior do intervalo a ser avaliado; topo da camada II define a interface entre as duas primeiras camadas de propriedades constantes; topo do reservatório, marca o topo da porção do reservatório; base do reservatório, define a base da porção do reservatório e base da camada II, define o limite inferior do intervalo a ser avaliado. Os horizontes interpretados no volume sísmico 3D são apresentados na Figura 3.21.

Com os horizontes interpretados é possível então definir o modelo a priori que é necessário para a solução do problema inverso. No caso da inversão para a impedância acústica esse modelo a priori é constituído do modelo de baixa frequência da impedância acústica obtido por meio da interpolação dos valores de impedância acústica presentes nos poços dentro do intervalo definido pelos horizontes. Esse modelo de baixa frequência (Figura 3.22), é utilizado por todos os algoritmos de inversão sísmica, e funciona como uma tendência para a geração do resultado final, reduzindo o espaço de soluções.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

Com os horizontes interpretados e com a definição do modelo de baixa frequência pode-se então executar a inversão recursiva no modelo de referência. O resultado obtido para o modelo de referência utilizando o método de inversão recursiva, comparando-o com o modelo de impedância acústica original é apresentado na Figura 3.23.

Como era de se esperar a inversão recursiva não apresenta grandes benefícios para o processo de interpretação e caracterização de reservatórios, isso ocorre devido ao fato deste método manter o resultado dentro do intervalo de frequência da sísmica, além do fato de não se utilizar os poços de maneira direta dentro do algoritmo. Com isso, nenhum corpo de areia presente no modelo é identificado e caracterizado de maneira satisfatória por meio da inversão recursiva. O que se pode observar é que na região do Poço C que apresenta corpos de areia com maior espessura, a inversão recursiva consegue indicar uma anomalia, embora não localize e nem individualize os corpos. Para uma melhor interpretação dos resultados aplicou-se os limites de 4400 a 6750 $g/cm^3 * m/s$ que retratam somente os valores de impedância acústica relacionados com os corpos de areia. A comparação entre o modelo de referência e o resultado da inversão recursiva com o limite aplicado, é mostrada na Figura 3.24.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

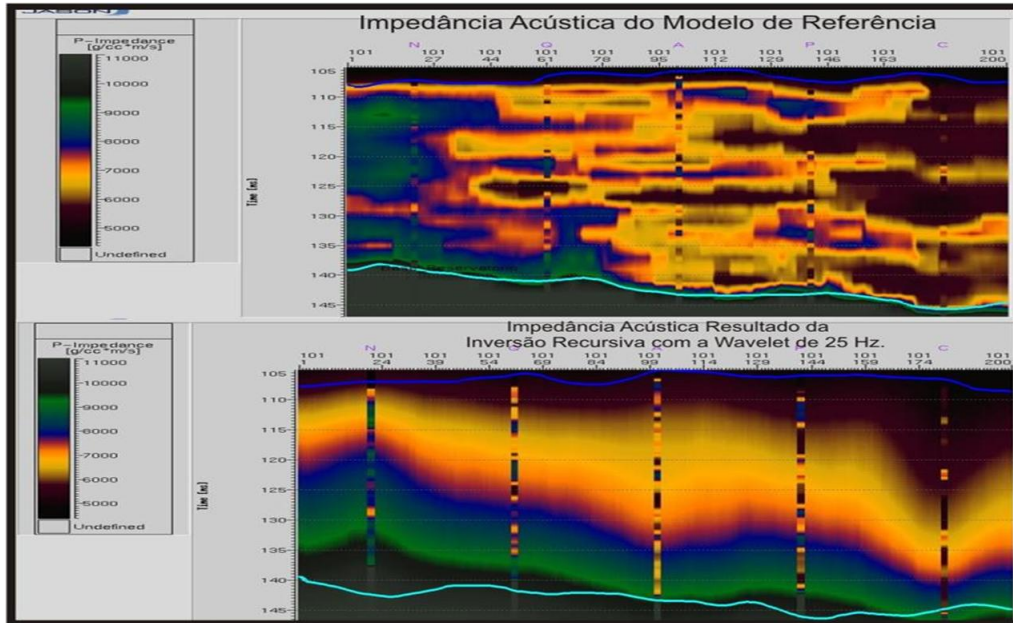


Figura 3.23: Comparação entre o modelo de impedância acústica original e o resultado obtido por meio da aplicação da inversão recursiva.

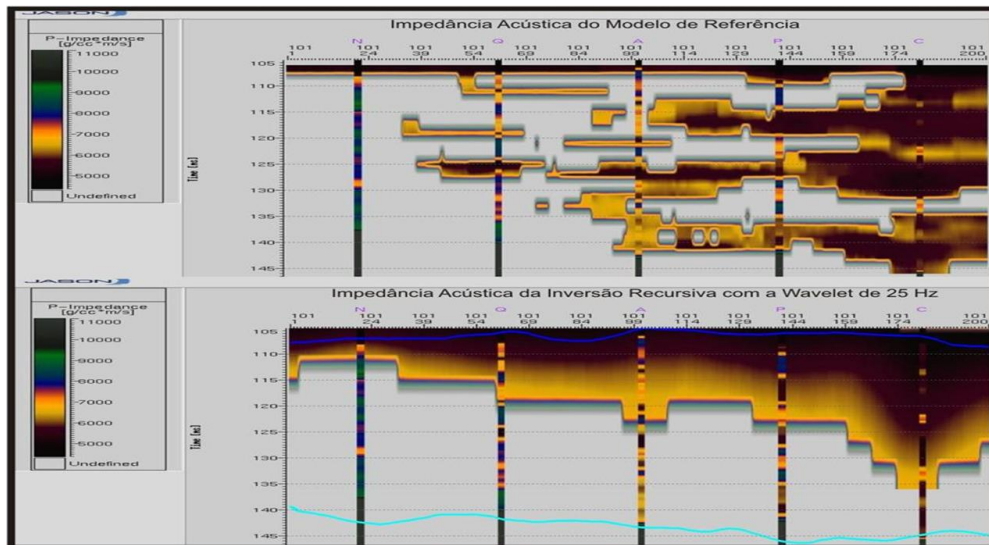


Figura 3.24: Comparação entre o modelo de impedância acústica original e o resultado obtido por meio da aplicação da inversão recursiva considerando somente o intervalo correspondente aos corpos de areia com valores entre 4400 a 6750 $g/cm^3 * m/s$.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

Mais uma vez pode-se observar que quase nenhum benefício é gerado para a interpretação com o dado invertido por meio da inversão recursiva. Fica claro, quando se aplicam os limites na impedância acústica que na região do Poço C os três corpos superiores passam a ser interpretados como um único corpo de areia, já o corpo inferior isolado dos demais não é identificado no resultado da inversão recursiva. Nos demais poços não se observa nenhuma semelhança entre o modelo de referência e o dado invertido por meio da inversão recursiva. A inversão recursiva integra os valores de impedância acústica, deste modo o único benefício que podemos observar é que esse resultado mostra regiões com maior e menor presença de valores relacionados com os corpos de areia de interesse.

Embora os resultados não sejam satisfatórios, a importância da inversão recursiva dentro do processo de caracterização de reservatório não está no fato de recuperar ou não as frequências presentes no modelo, e sim, pois esse foi o primeiro método desenvolvido com o objetivo de inverter o dado de amplitude para impedância acústica. Porém, como pouco acréscimo era observado utilizando a inversão recursiva, outros métodos foram desenvolvidos com o passar dos tempos, para auxiliar de maneira efetiva o processo de modelagem e caracterização de reservatórios, o próximo método a ser estudado, denominado *inversão constrained sparse-spike*, (CSSI), foi uma grande evolução e é com certeza atualmente o método mais amplamente utilizado dentro desse processo.

3.6.2 A Inversão Sparse Spike

O outro método utilizado para a obtenção da impedância acústica neste trabalho é chamado de *constrained sparse spike inversion* ou CSSI. Por meio do algoritmo de inversão CSSI estima-se a série de coeficientes de refletividade que se aproxima do dado sísmico original usando para isso um número mínimo de pulsos (DEBEYE e RIEL, 1990). No processo de inversão se deseja modelar o dado sísmico como sendo a convolução da wavelet sísmica com a série de coeficientes de reflexão. Contudo, devido ao fato da wavelet sísmica possuir uma banda de frequência limitada a solução do problema inverso é não única, ou seja, existem muitas séries de coeficientes de reflexão que quando convolvidas com a wavelet sísmica reproduz o dado sísmico de entrada dentro de uma determinada precisão. Desse modo, a concordância do dado gerado pela inversão CSSI com o dado sísmico torna-se uma condição necessária, mas

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

não suficiente na solução do problema inverso. Para se encontrar a melhor solução geológica e geofísica a partir de um grande número de soluções matemáticas possíveis é necessário impor outras condições. Essas condições adicionais são fornecidas por restrições geofísicas que descrevem como a impedância acústica pode variar lateralmente nas regiões entre os poços. Essas restrições são definidas com base numa informação a priori de um modelo geológico, que fornece a tendência de variação da impedância acústica, e nos dados de poços que definem as variações laterais da impedância acústica. Desse modo aplicando as restrições ao processo de inversão as potenciais soluções são limitadas reduzindo a não unicidade da solução do problema inverso. Assim, o resultado obtido apresenta um melhor significado geológico e geofísico. Como todos os métodos de inversão desenvolvidos posteriormente à inversão recursiva, a inversão CSSI é baseada em um algoritmo que resolve um problema de otimização. Essa otimização é feita minimizando a seguinte função objetivo:

$$F = L_1(r) + \lambda L_2(s - d) + \alpha^{-1} L_3(\Delta Z_{Tend.}). \quad (3.9)$$

Onde F representa a função objetivo que se deseja minimizar. Os operadores L_1 , L_2 e L_3 representam os operadores de deconvolução. Onde L_1 é a norma do erro da refletividade que é expressa como a soma dos valores absolutos dos coeficientes de reflexão. O termo L_2 é o erro associado ao dado sísmico, expresso como a diferença entre o dado sísmico original (s) e o dado sísmico sintético (d), e o termo L_3 representa o erro na amarração com a tendência observada nos dados de poços. O termo λ fornece um determinado peso para a relação entre o dado sísmico e o dado sintético. Esse termo é importante para todo o processo de inversão e a sua definição controla o resultado. Se o valor de λ for alto, o termo $(s-d)$ é enfatizado e o resultado será detalhado, o problema neste caso é que o ruído presente no dado é também ressaltado. Já um baixo valor de λ enfatiza o termo da refletividade e o resultado estará limitado em termos de detalhe. Assim, parte do trabalho é selecionar um valor de λ que forneça um balanço ótimo entre o traço de impedância gerado e um ajuste aceitável com o dado sísmico. A escolha do valor de λ é realizada por meio de um processo de controle de qualidade. A inversão CSSI tende a remover a wavelet do dado de modo que o resultado é de banda larga para as frequências mais altas, o que maximiza a resolução vertical minimizando os efeitos de afinamento.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

Embora as restrições na inversão CSSI garantam a existência das baixas frequências, no processo de inversão não se espera que a informação de frequências mais baixas sejam confiáveis. Isso é uma consequência da natureza da banda limitada da wavelet sísmica. As frequências mais baixas confiáveis serão dependentes da qualidade do dado sísmico de entrada e das restrições aplicadas. Abaixo desta frequência, informações adicionais precisam ser fornecidas. Uma integração das frequências pode ser definida, abaixo da qual, a informação contida no resultado final da inversão é fornecida pelo modelo de baixa frequência. Como foi visto o modelo pode ser calculado utilizando as informações contidas nos perfis de poços. Acima da frequência de integração, a informação presente no resultado final da inversão é proveniente da própria inversão CSSI, esse resultado integrado é chamado de inversão completa. Essa etapa de integração dos conteúdos de frequência é normalmente a última etapa do processo.

Desse modo a obtenção da impedância acústica a partir do método CSSI, envolve as seguintes etapas (SALLEH e RONGHE, 1999):

1. Um modelo de impedância é construído usando o modelo geológico baseado nos horizontes interpretados, nas informações estruturais e nos perfis de poços. Esse modelo é conhecido como modelo da Terra. O dado é então interpolado definindo assim as restrições e o modelo de tendência a ser utilizado no processo de inversão. Esse modelo de impedância é usado para gerar a informação de baixa frequência ausente no dado sísmico (Figura 3.23);
2. Estima-se a wavelet usando os perfis de poços (Figura 3.10) ;
3. A inversão é realizada utilizando-se as restrições e o modelo de tendência;
4. Ao final do processo o modelo de baixa frequência é adicionado ao resultado.

Para o dado de referência sintético aqui estudado o modelo geológico é composto pelos horizontes interpretados já mostrados. Adiciona-se a isso os perfis de poços presentes no modelo. Neste trabalho não foi necessário realizar a etapa de estimativa da wavelet, pois considera-se a mesma wavelet que modelou todo o dado trabalhado, de modo que os poços e a sísmica já estão amarrados. Desse modo na Figura 3.25 é apresentado o resultado da inversão CSSI na seção entre os poços N, Q, A, P e C.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

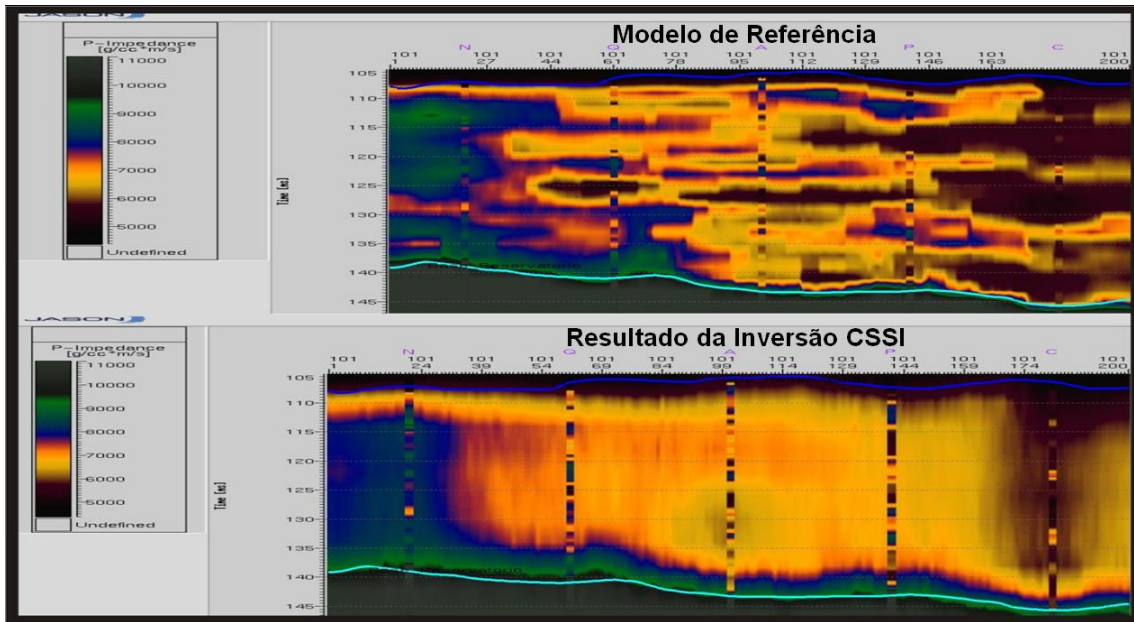


Figura 3.25: Comparação entre o modelo de referência de impedância acústica e o resultado da inversão CSSI.

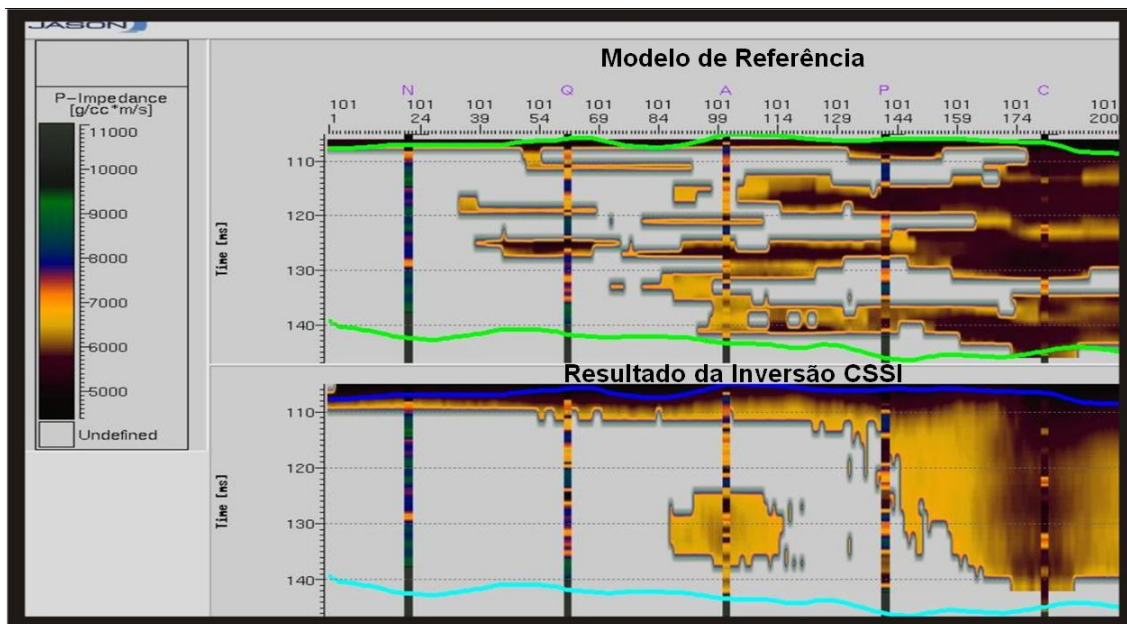


Figura 3.26: Comparação entre o modelo de referência de impedância acústica e o resultado da inversão CSSI considerando somente o intervalo referente aos corpos de areia entre 4400 e 6750 g/cm³*m/s.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

Pode-se observar que em algumas porções da seção, as heterogeneidades presentes no modelo são caracterizadas de maneira satisfatória, isso ocorre principalmente na região do Poço C que apresenta os corpos com maior espessura. Uma maneira de se interpretar o resultado da inversão sísmica de forma mais conclusiva é comparar o modelo de referência e o resultado da inversão CSSI aplicando um corte nos valores de impedância acústica de modo a caracterizar somente os corpos de areia, esse corte é realizado entre os valores de 4400 e 6750 $\text{g/cm}^3 \cdot \text{m/s}$ e a comparação entre as duas seções é mostrada na Figura 3.26.

Desse modo fica evidente quais as regiões melhores caracterizadas pela inversão CSSI. Observa-se que a região do Poço C apresenta uma satisfatória reprodução dos corpos de areia. Outra região em que a inversão CSSI apresenta resultados confiáveis é a parte inferior do Poço A, nas demais regiões dessa seção observa-se que a inversão não é capaz de caracterizar a complexidade dos corpos de areia presentes no modelo. Um fato importante a ser destacado na análise do resultado da inversão CSSI é o exagero na conectividade dos corpos de areia, onde esses são caracterizados. Isso ocorre pelo fato da inversão CSSI realizar uma média com os valores de impedância acústica, ressaltando assim uma limitação importante do método. Essa limitação pode ser entendida dentro de um contexto geoestatístico, onde a inversão CSSI pode ser considerada análoga ao processo de krigagem, o qual apresenta as mesmas limitações, ou seja, uma suavização no resultado.

Uma maneira de se lidar com a limitação observada no processo da inversão CSSI, visando superá-la, é incorporar uma visão estocástica ao processo de inversão. Desse modo pode-se realizar uma simulação condicional com os dados de impedância acústica, obtendo-se assim realizações equiprováveis como resultado do processo de inversão sísmica. Essas realizações podem ser analisadas conjuntamente por meio de probabilidades, onde se pode também estudar a incerteza, ou seja, a não unicidade do processo de inversão. Essa é a base para o desenvolvimento e para o estudo da inversão estocástica ou geoestatística.

3.6.3 A Inversão Geoestatística

Recentemente uma nova técnica de inversão tem emergido com o objetivo de modelar as heterogeneidades dos reservatórios honrando de maneira conjunta os dados de poços e os dados sísmicos 3D. Essa técnica é conhecida como inversão geoestatística e pode ser descrita

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

de maneira geral como um procedimento estocástico de estimar a distribuição das propriedades nas regiões entre os poços. A inversão estocástica ou geoestatística pode ser vista como uma metodologia para se obter um volume de impedância acústica de alta resolução a partir dos dados de impedância acústica adquiridos nos perfis de poços. Como já foi dito, o problema de inversão sísmica, é descrito como um problema não único, ou seja, existem várias soluções para que a refletividade proveniente da impedância acústica, quando convolvida com a wavelet, produza um resultado que se ajuste satisfatoriamente ao dado sísmico. Na inversão geoestatística a não unicidade é razoavelmente controlada pois não se procura uma solução ótima para o problema, mas sim procura-se acessar múltiplas realizações estocásticas, onde estudos estatísticos podem ser desenvolvidos de modo a analisar as incertezas envolvidas no processo de modelagem de reservatórios.

A metodologia da inversão geoestatística foi originalmente introduzida por BORTOLI *et al.* (1992) e HAAS e DUBRULE (1994). Como definida inicialmente a metodologia consiste em realizar uma simulação seqüencial Gaussiana a partir dos dados de poços obtendo-se assim pseudoperfis de impedância acústica para cada traço pertencente ao levantamento sísmico. A partir dos pseudoperfis são gerados traços sísmicos sintéticos que são então comparados com o traço original em cada posição. A simulação que produzir o melhor ajuste entre o traço sintético e o traço original dentro de um critério de similaridade é definida como a solução da inversão na determinada localização. O algoritmo incorpora então, o perfil que apresentou o melhor ajuste aos dados e procede a outro traço, caso o traço não seja aceito, outra simulação é realizada no mesmo traço até que o critério de aceitação seja alcançado. A resolução vertical do dado é determinada pela seleção do tamanho da célula vertical no processo de simulação e não pela frequência contida no dado sísmico. Desse modo o resultado da inversão geoestatística são múltiplos volumes 3D com a mesma resolução horizontal da sísmica e com a resolução vertical próxima a dos perfis de poços. Como o processo de inversão geoestatística não é controlado somente pelos perfis de impedância acústica, pelo modelo variográfico e pelo histograma, mas também pelo dado sísmico, o número de solução possíveis é reduzido, diminuindo assim a não unicidade da solução.

Os algoritmos atuais de inversão geoestatística diferem do desenvolvido inicialmente proposto,

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

principalmente na comparação e no cálculo do ajuste entre o traço original e o traço sintético, além da inserção de outras restrições que tem como objetivo minimizar a maior limitação desse método, ou seja, o tempo computacional. O algoritmo utilizado neste trabalho realiza o ajuste entre o traço sintético e o traço sísmico original por meio de um processo de otimização denominado *simulated annealing*, onde algumas soluções ditas degradadas também são aceitas dentro de critérios pré-estabelecidos. O algoritmo de inversão geoestatística utilizado nesta tese é constituído das seguintes etapas:

1. Inicialmente é realizada uma simulação seqüencial Gaussiana dos perfis de poços de impedância acústica, com o objetivo de preencher o volume a ser invertido;
2. Os variogramas horizontais e verticais são gerados e modelados;
3. Cada nó da malha é revisitado num passeio aleatório e ressimulado;
4. Para cada nó calcula-se um traço sintético, para isso é necessário mais uma vez se conhecer a wavelet;
5. O traço sintético gerado é comparado com o traço original onde se calcula um resíduo baseado na soma dos quadrados da diferença entre o traço original e o traço sintético;
6. Esse resíduo é submetido a um teste de aceitação/rejeição. Para isso utiliza-se o processo de otimização por meio da *simulated annealing*. Nesse processo o resíduo é aceito se satisfazer os critérios pré-estabelecidos, critério esse que mede a porcentagem de degradação do traço sintético com relação ao traço original, desse modo alguns traços mesmo que degradados mas que cumpram os critérios são aceitos;
7. Se aceito, o traço é considerado como solução da inversão e é incorporado aos dados, assim um novo traço é visitado e simulado. Caso não seja aceito o mesmo traço é ressimulado até que o resíduo satisfaça o critério de aceitação;
8. O processo de inversão continua até que todos os pontos da malha sejam simulados e todas as realizações resultantes sejam consistentes tanto com o dado sísmico como com os dados de poço, além de possuir resíduo mínimo com a sísmica.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

A partir do algoritmo acima descrito são obtidas múltiplas realizações equiprováveis. Com os modelos de impedância acústica calculados, estudos estatísticos e análise de incerteza podem ser realizados de modo a interpretar os resultados e extrair deles informações úteis para a caracterização de reservatórios.

O fluxograma da Figura 3.27 resume as principais etapas do processo de inversão geoestatística utilizada nessa tese.

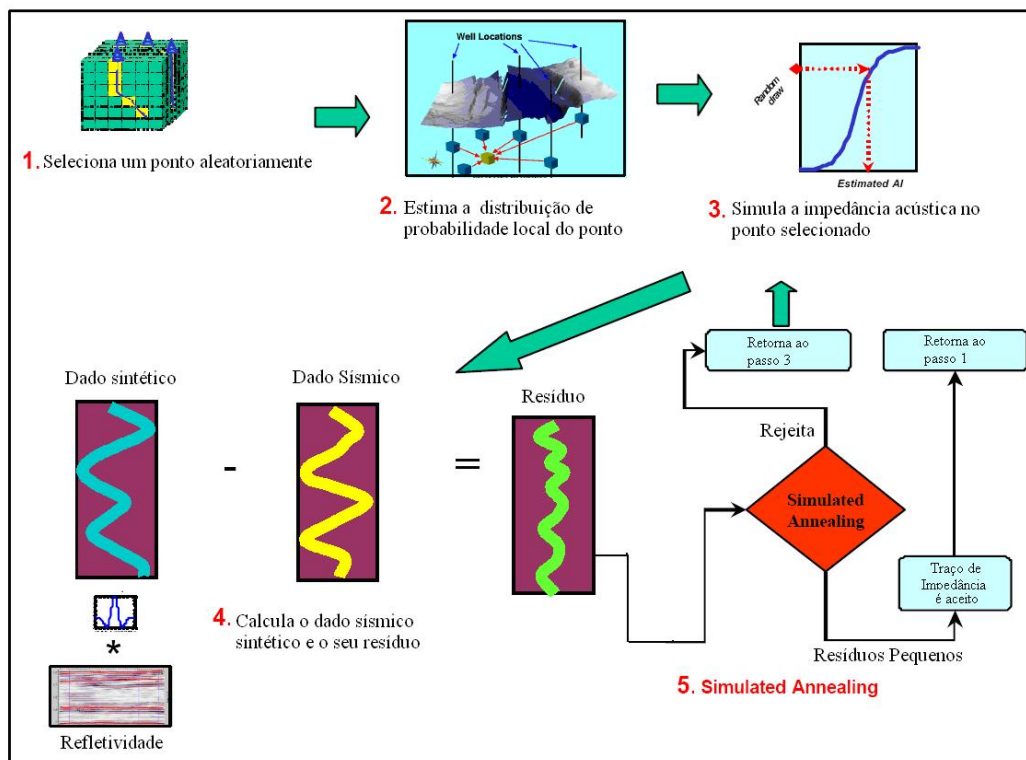


Figura 3.27: Gráfico de correlação entre a impedância acústica do modelo de referência e o resultado da inversão CSSI.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

Na presença de dados de poços e de horizontes sísmicos interpretados, a impedância acústica num ponto particular do espaço é obtida a partir dos pontos de controle existentes. Como indicado no passo 2 do fluxograma, a localização desses pontos de controle tem que ser consistente com a geometria imposta pelos horizontes interpretados.

Como foi visto, o algoritmo de inversão geoestatística aqui utilizado consiste de duas partes principais, um procedimento de simulação estocástica seqüencial e uma etapa de otimização utilizada para condicionar os resultados da simulação estocástica de modo a honrarem o dado sísmico 3D disponível. No início do método uma malha 3D é construída com os nós dessa malha coincidentes com os nós da malha sísmica. Os pontos de controle, incluindo aqueles ao longo dos poços existentes são marcados com uma localização em relação à malha de simulação. O objetivo é então simular um valor específico de impedância acústica para cada ponto da malha 3D. Os horizontes sísmicos são também posicionados com respeito a essa malha, para que sejam subsequenteiramente utilizados para guiar as correlações laterais entre os pontos de controle existentes e os pontos simulados na malha. Cada ponto de controle é então descrito não somente com um valor de impedância acústica mas também com uma distribuição de impedância acústica local. O algoritmo é inicializado com uma distribuição global do conjunto completo de medidas de impedância acústica. Um maneira de se fazer isso é amostrar a distribuição a priori tanto das impedâncias medidas nos poços como nas impedâncias obtidas de uma inversão. O algoritmo seleciona de maneira aleatória um ponto na malha a ser simulado. Um valor correspondente de impedância acústica é então aleatoriamente simulado na distribuição. Essa distribuição local é estimada a partir de distribuições associadas com os pontos de controle disponíveis através da técnica de krigagem. Para ser executada a krigagem necessita de variogramas verticais e horizontais, mais o conhecimento da distância entre os poços. Uma vez que a distribuição local tenha sido estimada para cada ponto da malha sísmica, uma distribuição cumulativa é usada para sortear um valor de impedância acústica através das técnicas de Monte Carlo. Em geoestatística, como já foi visto em exemplos anteriores neste projeto, esta técnica de simulação é conhecida como Simulação Seqüencial Gaussiana. No caso da inversão geoestatística uma variação desta técnica de simulação é implementada, no caso, não somente um valor de impedância acústica é sorteado da distribuição cumulativa, mas também esse valor é sujeito a um teste

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

de performance. O teste de performance consiste em calcular a série de refletividade local a partir dos valores de impedância acústica simulados, convolver essa refletividade com a wavelet para simular então um traço sísmico e calcular o resíduo sísmico ou, a soma dos quadrados da diferença entre o traço sísmico simulado e o traço sísmico original.

Uma vez calculado esse resíduo sísmico, deve-se então aplicar um critério para saber se esse traço será aceito ou rejeitado. Quando o traço não passa neste teste de aceitação um novo valor de impedância é sorteado da mesma distribuição cumulativa. Uma etapa crítica deste procedimento é fazer com que o novo valor sorteado esteja próximo da porcentagem definida, caso contrário à busca por esse valor ótimo pode levar inúmeras tentativas. É neste ponto que entra em cena o algoritmo de simulação annealing. Esse algoritmo permite que um número máximo de tentativas ou iterações sejam realizadas antes de se atingir a porcentagem de resíduo desejada. Caso a simulação não encontre o valor desejado dentro do resíduo definido e dentro do número de iterações desejadas, o procedimento de annealing é terminado e a realização corrente de impedância é escolhida como resultado final.

Após uma simulação satisfatória da impedância acústica, o procedimento é então aleatoriamente deslocado para um novo ponto da malha, e o processo descrito pelo fluxograma da Figura 3.26 é então repetido. Os pontos já simulados e aceitos, imediatamente tornam-se pontos de controle a serem usados na simulação dos pontos restantes na malha.

Um outro importante detalhe técnico do algoritmo de inversão geoestatística pode ser destacado quanto ao processo de interpolação da distribuição local via krigagem. Como já foi enfatizado a inversão do dado sísmico empilhado não pode recuperar os componentes de baixa frequência do modelo. Em outras palavras só se pode honrar de maneira completa o dado sísmico se os componentes de baixa frequência do modelo estiverem ausente durante o processo de inversão. Para recuperar os componentes de baixa frequência da impedância acústica é realizada a interpolação da distribuição local através da krigagem ordinária. A técnica de krigagem ordinária mantém o valor médio da impedância acústica medida nos poços.

De maneira geral a solução do problema é não única, ou seja, existem muitas possibilidades de

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

distribuição de impedância acústica que podem honrar tanto os dados de poços como os dados sísmicos. De maneira semelhante ao processo de simulação Sequencial Gaussiana a inversão geoestatística fornece uma simples e quase trivial maneira de quantificar a não unicidade, ou a incerteza na estimativa. Isso é feito literalmente gerando vários cenários ou modelos da distribuição da impedância acústica. Dentro dos limites impostos pela precisão finita da aritmética computacional, cada inversão geoestatística fornece uma estimativa independente da impedância acústica, de modo que o conjunto completo de realizações podem então ser usados para quantificar a incerteza local em forma de desvio padrão ou variância.

Como foi apresentado anteriormente uma das grandes vantagens do processo de inversão geoestatística é a geração de um conjunto de realizações o que ajuda então a se lidar com a não unicidade do problema inverso. Desse modo, cada bloco 3D de impedância gerado pelo processo de inversão é diferente. Desse modo diferente do processo de inversão recursiva e de inversão sparse spike, alguns cuidados devem ser levados em consideração para se analisar os resultados provenientes deste processo de inversão.

Interpretar muitos blocos de impedância acústica pode se tornar uma tarefa que irá consumir um grande tempo, desse modo gerar certas estatísticas resume as informações contidas nas inúmeras realizações, além de salientar as feições de interesse. Entre as inúmeras estatísticas que podem ser geradas para cada célula, podemos destacar a média das realizações, o desvio padrão, os quantis de 10% e 90% entre outras. Esses volumes novos de estatística gerados a partir dos resultados, indicam a distribuição da variabilidade para cada célula do bloco de impedância acústica.

Um objetivo final dos modelos de impedância acústica é serem relacionados com algumas propriedades petrofísicas importantes do reservatório. No caso desta tese o objetivo é estimar o volume do reservatório a partir dos modelos de impedância acústica disponíveis. Neste capítulo para encerrar as discussões sobre a inversão geoestatística são mostrados os resultados obtidos, e as interpretações realizadas com base nas estatísticas apresentadas.

De acordo com o algoritmo acima apresentado, a primeira etapa consiste em se calcular os variogramas que fornecem os dados de entrada para a modelagem geoestatística. Tanto o

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

variograma vertical como o horizontal foram calculados a partir dos dados de poços. Os variogramas utilizados são mostrados na Figura 3.28.

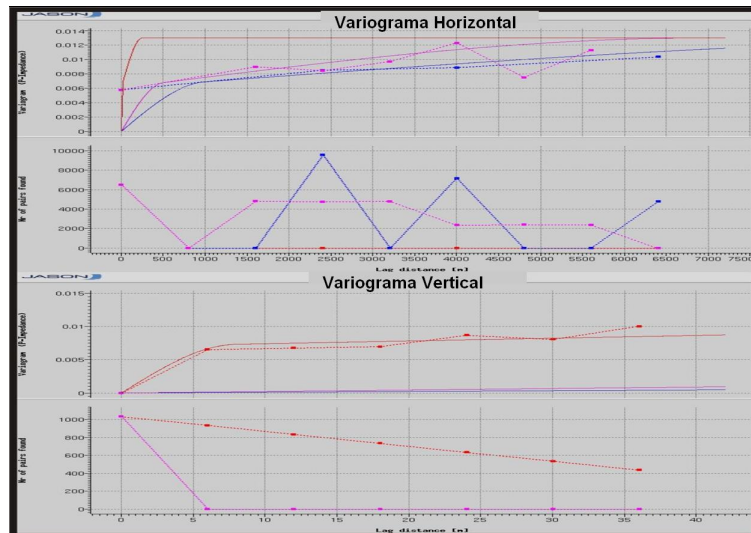


Figura 3.28: Variogramas vertical e horizontal para a inversão geoestatística.

Com isso, foram executadas 20 realizações, sendo todos os modelos equiprováveis. Na Figura 3.29 são apresentadas 4 dessas 20 realizações (5, 10, 15 e 20).

O que se observa de modo geral nas seções da Figura 3.28 é a presença de uma alta frequência,

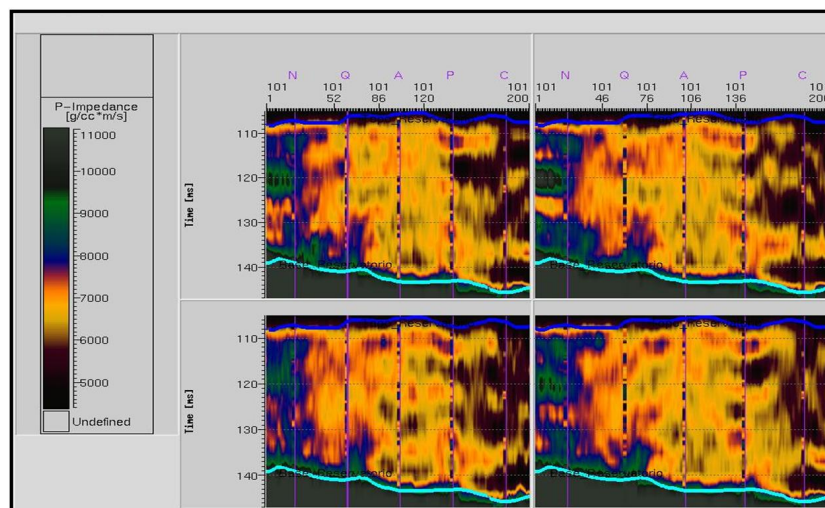


Figura 3.29: Resultados de impedância acústica das realizações 5, 10, 15 e 20 para a inversão geoestatística.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

caracterizando os corpos de areia de maneira satisfatória. A partir então das 20 realizações, calculou-se a impedância média de cada imagem que foi comparada com a impedância média do modelo de referência. Assim pôde-se decidir qual imagem melhor ilustraria os resultados obtidos. Desse modo a realização 3 apresentou a média mais próxima da média do modelo de referência. Na Figura 3.30 apresenta-se a comparação entre a realização 3 da inversão geoestatística e o modelo de referência em impedância acústica na seção N,Q,A,P,C central ao reservatório.

Mais uma vez para mostrar de maneira efetiva quais as feições identificadas por meio da aplicação da inversão sísmica, foi realizado o corte nos valores referentes aos corpos de areia, para a realização 3 da inversão geoestatística. A comparação entre esse resultado e o modelo de referência é apresentada na Figura 3.31.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

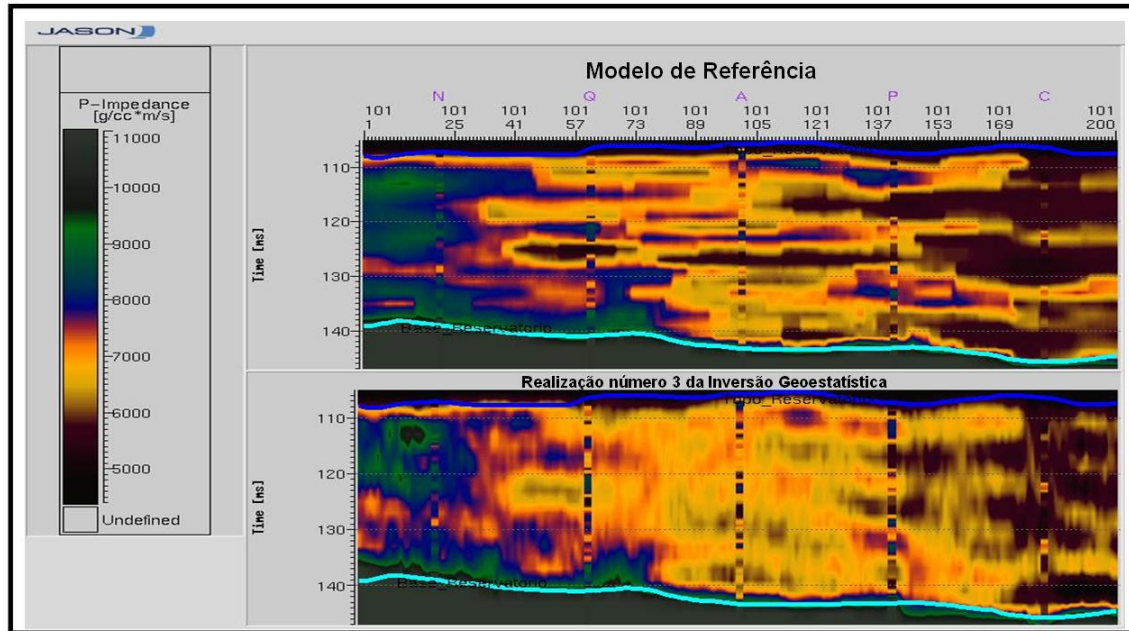


Figura 3.30: Comparação entre a impedância acústica do modelo de referência e da realização 3 da inversão geoestatística.

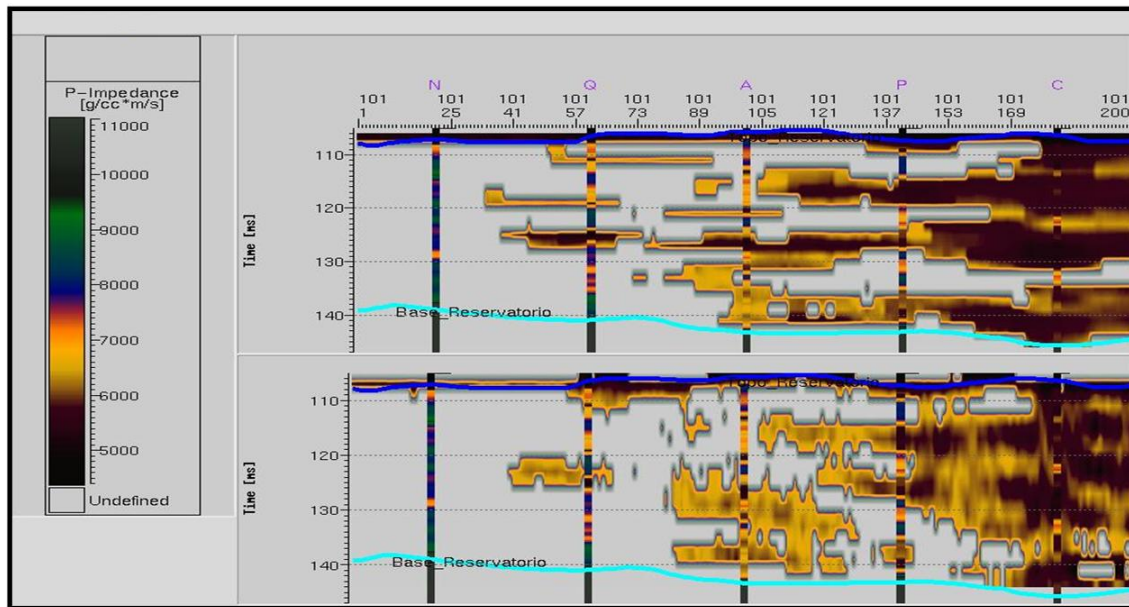


Figura 3.31: Comparação entre o modelo de referência e a imagem 3 da inversão geoestatística com o corte na impedância entre 4400 e $6750 \text{ g/cm}^3 * \text{m/s}$.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

Com isso é possível identificar que na região do Poço C ocorre uma boa reprodução dos corpos de areia, tanto em forma como em valores de impedância acústica, embora não seja identificada no resultado da inversão a região de ausência de areia notada na parte inferior do Poço C no modelo de referência. Nas demais regiões também ocorre uma efetiva identificação dos corpos de areia presentes no modelo de referência, isso pode ser notado principalmente nas regiões dos Poços A e P e também na região do Poço Q. Um resultado importante também, é que na região do Poço N, não existe nenhum corpo de areia modelado e nada foi identificado pela inversão geoestatística, esse resultado é importante pois pode-se confirmar que esse método de inversão não gera artefatos que possam prejudicar a interpretação e a caracterização de reservatórios.

Uma das maneiras de se tratar o resultado da inversão estocástica é por meio da obtenção de estatísticas que possam auxiliar a interpretação dos resultados. Entre as estatísticas que podem ser obtidas, foram calculadas 3 consideradas importantes, a primeira é a média das realizações, a qual pode auxiliar uma interpretação rápida, porém pode prejudicar em certos aspectos devido a suavização causada no modelo final, a segunda estatística é o desvio padrão, que mostra quais as regiões onde se pode ter maior ou menor confiança no resultado e por último pode-se obter a probabilidade de ocorrência dos corpos de areia, essa estatística é importante pois de certo modo resume as realizações obtidas identificando regiões com maior e menor probabilidade de ocorrência das feições de interesse. Essas três estatísticas são apresentadas na Figura 3.32.

A partir da média das realizações pode-se notar a suavização do resultado, isso fica evidente por meio do exagero na conectividade dos corpos de areia do modelo. Se somente a média for utilizada para as interpretações, sérios problemas podem ser causados prejudicando o processo de modelagem e caracterização. Com o resultado do desvio padrão se tem subsídios para avaliar as regiões onde o resultado possui maior confiabilidade. Observa-se que nos poços o desvio padrão é nulo, isso ocorre pois esses dados são utilizados como condicionantes no processo de inversão geoestatística e são honrados na execução da inversão, e esse valor do erro aumenta a medida que se afasta dos poços. É possível notar que nas regiões extremas esse valor é mais alto do que nas regiões entre poços. Uma outra medida estatística que auxilia a decidir sobre

3.6.4 Validação e Comparação dos Resultados

Todas as comparações realizadas até o momento foram feitas em relação a seções de impedância e comparando-as com o modelo de referência. Nesta parte do trabalho o objetivo é realizar a comparação de maneira pontual, ou seja, entender como os métodos de inversão reproduzem um determinado traço de impedância acústica. A idéia da validação cruzada é, realizar a inversão sem determinados poços de controle e obter o resultado invertido, após isso em cada localização extraí-se os poços do modelo invertido e por fim o poço original e comparado com o resultado fornecido pela inversão sísmica.

Para a realização dessa validação, foram gerados alguns poços além dos utilizados nas etapas de modelagem anteriores. Esses poços gerados não foram utilizados no processo de inversão, desse modo é possível analisar como os métodos reproduzem os valores reais de maneira pontual. Extraíndo então dos resultados das inversões traços na mesma posição de um determinado poço não utilizado como condicionante para o processo, é possível realizar a comparação entre o modelo de referência e os métodos de inversão utilizados nesta tese. Essa comparação é mostrada na Figura 3.33.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

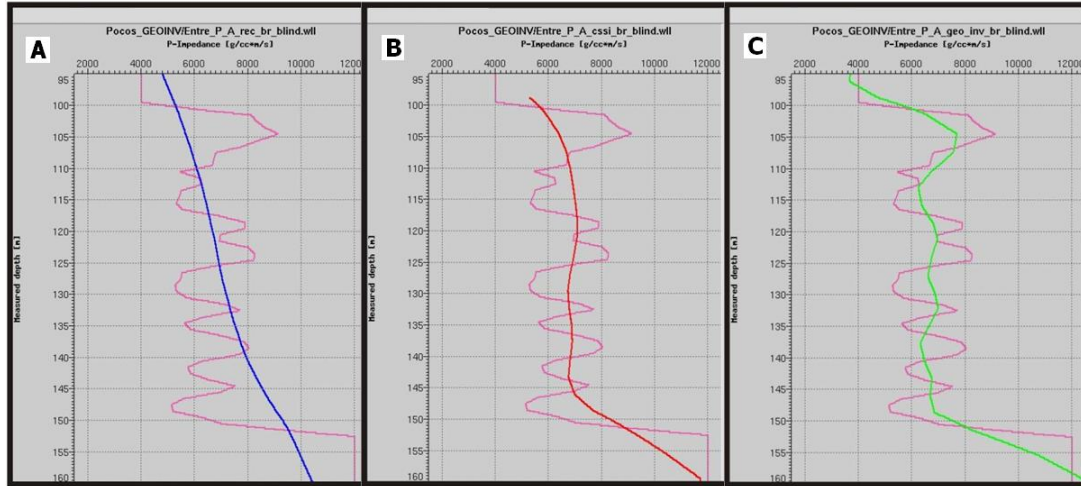


Figura 3.33: Comparação pontual entre o modelo de referência (rosa) e os resultados das inversões, recursiva (A), sparse spike (B) e geoestatística realização 3 (C).

O que se observa nessa comparação é um resumo e até mesmo uma avaliação da evolução sofrida pelos métodos com o decorrer do tempo. No caso da Figura 3.33A, pode-se claramente notar que a inversão recursiva apenas mostra uma tendência geral para o valor da impedância acústica, não resolvendo nenhuma heterogeneidade interna do reservatório. Com a adição dos poços de maneira direta no processo de inversão, ou seja, a aplicação da inversão sparse-spike (3.33B), embora pontualmente nenhuma heterogeneidade em si seja resolvida, pode-se notar que o resultado se apresenta praticamente como uma média ao longo do poço sendo mais valioso que o resultado da inversão recursiva, mas ainda sem benefícios significantes para definir individualmente os corpos de areia. Assim, ao se inserir o aspecto estocástico para esse método, ou seja, aplicando a inversão geoestatística (3.33C), os ganhos em termos de resolução são marcantes é possível notar que o primeiro corpo de areia localizado na porção superior do poço é bem resolvido por meio da inversão geoestatística, além disso a maioria das inflexões apresentadas no poço original são satisfatoriamente mapeadas por esse método.

Uma outra maneira de comparar os modelos de impedância acústica obtidos por meio da aplicação dos métodos de inversão com o modelo de referência é aproveitar, como citado anteriormente, uma das principais vantagens de se trabalhar com modelos de impedância acústica, ou seja, a interpretação volumétrica. Para isso, procedeu-se da seguinte maneira. Os modelos gerados foram inseridos num processo de checagem de corpos, que tem por

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

objetivo determinar corpos conectados ou não a partir da aplicação de valores de corte na impedância acústica. Essa técnica é semelhante aos valores aplicados nos modelos de impedância acústica, porém agora são determinados corpos e se sabe se esses estão ou não conectados. O valor de corte estabelecido foi o mesmo já citado anteriormente. Com isso, na Figura 3.34 apresenta-se o modelo de referência juntamente com os resultados das 3 inversões realizadas, para esse processo de checagem de corpos.

Pode-se observar mais uma vez a vantagem em se utilizar a inversão geoestatística para o processo de caracterização de reservatórios. Ao se analisar a Figura 3.34, nota-se principalmente na região entre os Poços A e P e Q e A que o único método capaz de representar satisfatoriamente as heterogeneidades localizadas nas regiões entre poços foi a inversão estocástica, isso mostra como esse método é capaz de resolver corpos com espessuras restritas agregando um grande valor ao processo de caracterização e modelagem. Além de comprovar como a evolução apresentada pelos métodos de caracterização pode auxiliar o desenvolvimento dessa importante etapa no desenvolvimento dos campos, principalmente no caso de reservatórios turbidíticos de águas profundas que são caracterizados por uma complexa distribuição dos corpos de areia e por feições com espessura subsísmica.

Como foi mostrado no estudo realizado com os atributos sísmicos, pode-se realizar uma comparação por meio de seções horizontais, onde também é possível analisar a reprodução das feições presentes no modelo de referência pelos diversos métodos de inversão utilizados. Uma comparação entre o modelo de referência e os resultados da inversão CSSI e da inversão geoestatística é apresentada na Figura 3.35. Neste caso a inversão recursiva recursiva não foi utilizada, pois como já mostrado anteriormente seus resultados são comprovadamente insatisfatórios para a caracterização de reservatórios.

3.6 O Problema Inverso e a Impedância Acústica como Ferramenta de Caracterização de Reservatórios

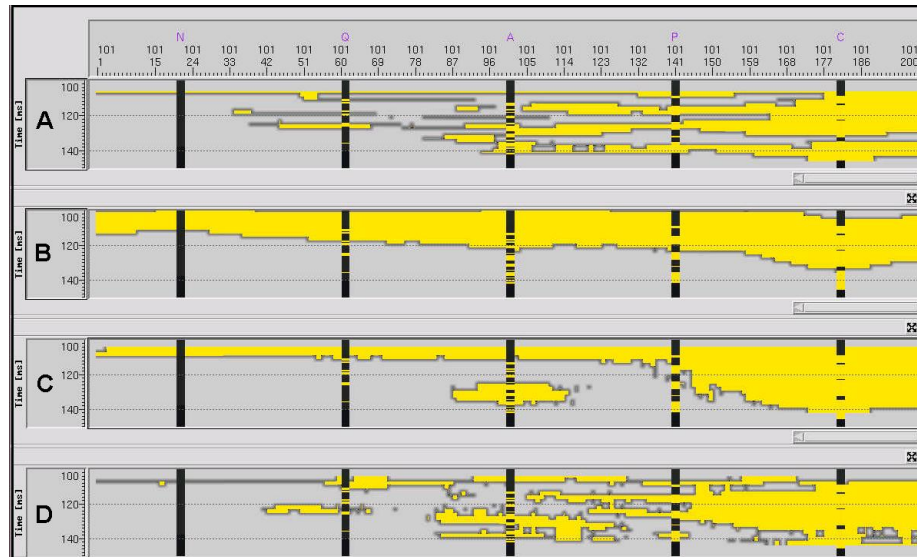


Figura 3.34: Comparação entre o modelo de referência (A), o resultado da inversão recursiva (B), o resultado da inversão sparse spike (C) e o resultado da inversão geoestatística (D) para o processo de checagem de corpos utilizando como valor de corte a impedância acústica entre 4400 e 6750 ($\text{g}/\text{cm}^3 \cdot \text{m}/\text{s}$).

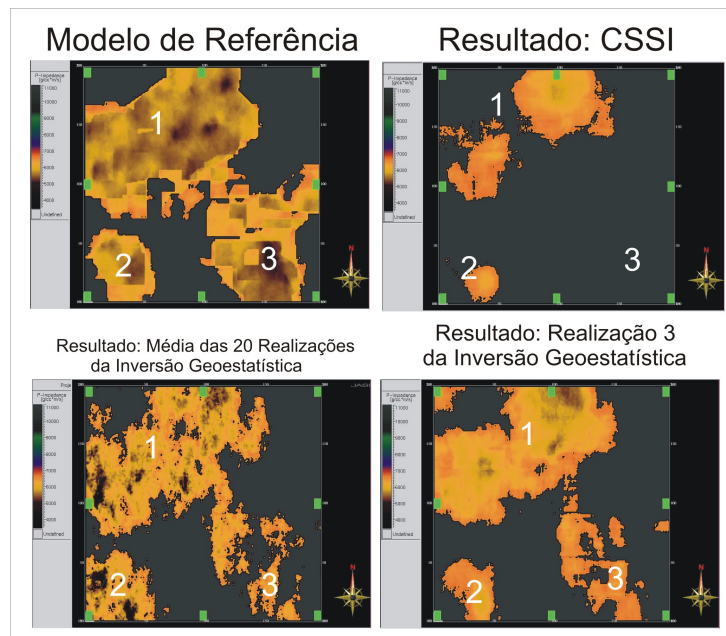


Figura 3.35: Comparação entre o modelo de referência, o resultado da inversão sparse spike e o resultado da inversão geoestatística, tanto para a média das realizações como para a realização 3, na reprodução das feições de interesse presentes no modelo (1), (2) e (3) utilizando como valor de corte a impedância acústica entre 4400 e 6750 ($\text{g}/\text{cm}^3 \cdot \text{m}/\text{s}$).

3.7 Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica

Pode-se observar na figura anterior que a seção escolhida no modelo de referência possui 3 corpos de areia, numerados como (1), (2) e (3). Ao se analisar primeiramente o resultado da inversão sparse spike, pode-se observar que somente o corpo 2 e parte do corpo 1 foram de alguma forma identificados, embora essa identificação seja insatisfatória para caracterizar o reservatório. O corpo 3 presente no modelo de referência, teve 0% de identificação. Assim, em caso prático e real, se para o desenvolvimento do campo fosse necessário a localização de novos poços, uma região promissora como onde se localiza o corpo 3, não seria aproveitada, se fosse utilizada para o processo o resultado da inversão sparse spike. Já, ao se utilizar a inversão geoestatística, pode-se observar que mesmo para uma determinada realização como para a média das realizações os três corpos presentes no modelo foram caracterizados satisfatoriamente. Por, exemplo, em um caso real o corpo 3 seria nesse caso aproveitado e com a inserção de poços nessa região seria possível, definir melhor o modelo podendo até chegar à definição completa desse corpo de areia. Mais uma vez, fica comprovada a eficiência do método de inversão geoestatística na caracterização de feições do reservatório de referência.

Os três métodos utilizados aqui para comparar e validar os resultados, embora tenham mostrado as diferenças entre os métodos de inversão, foram puramente qualitativos, ou seja, nenhum parâmetro foi efetivamente medido. Assim, um modo de verificar de forma quantitativa o impacto da evolução dos métodos de inversão no processo de caracterização é por meio do cálculo do volume do reservatório, utilizando o método aqui desenvolvido, o qual pode ser comparado com o volume original calculado no Capítulo 2. Desse modo, ao final poderá se concluir sobre os benefícios de se aplicar a inversão sísmica diretamente no processo de caracterização de reservatórios, ou seja, no acesso à propriedades do reservatório como o net-pay e o volume propriamente dito.

3.7 Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica

Como já foi mencionado anteriormente, uma das grandes vantagens de se trabalhar com os dados de impedância acústica é a sua direta correlação com propriedades fundamentais do reservatório, como porosidade, litologia, e até mesmo propriedades que caracterizam o volume do campo como o net-pay e a razão net-to-gross. Em reservatórios turbidíticos de

3.7 Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica

águas profundas, ficou provado que só se pode utilizar o dado sísmico de maneira eficiente, se esse for invertido para impedância acústica, pois consegue-se dessa maneira aumentar a banda de frequência dessa informação, minimizando o principal problema que é a sua baixa resolução vertical. Assim, para mostrar como a informação sísmica é inserida no processo de caracterização, modelagem e gerenciamento do reservatório essa seção se propõe a apresentar o cálculo volumétrico utilizando os resultados das inversões sísmicas e método desenvolvido nesta tese para a obtenção do volume por meio dos dados de impedância acústica.

Pelo fato da inversão recursiva não ter oferecido resultados significantes, optou-se por não utilizá-la nessa determinação volumétrica. Assim, só serão submetidos a esse cálculo os modelos resultantes da inversão sparse spike e da inversão geoestatística. De acordo com o que foi apresentado no Capítulo 2 para o cálculo do volume do reservatório serão realizadas de maneira sequencial as seguintes etapas:

- Calcular o $\Delta T_{ARENITO}$ de acordo com a equação:

$$\Delta T_{ARENITO} = \frac{\sum Z - Z_{FOLHELHO} \cdot \Delta T_R}{Z_{ARENITO} - Z_{FOLHELHO}}, \quad (3.10)$$

obtendo-se assim o valor do net-pay.

- Dividir o valor encontrado no item anterior por 50 m, obtendo-se o valor da razão net-to-gross para o reservatório.
- Inserir o valor de net-to-gross, na equação:

$$V_{R3} = V_{GR} \cdot \phi \cdot N/G, \quad (3.11)$$

onde $V_{GR} = 5.10^9$, $\phi = 0.20$ e N/G será o valor obtido por meio dos cálculos realizados nos itens anteriores.

Com isso posto, primeiramente realizou-se a obtenção do volume utilizando o modelo de impedância acústica resultante da inversão sparse spike. Desse modo, aplicando-se a Equação

3.7 Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica

3.10, obteve-se o net-pay para a inversão sparse-spike, a comparação entre o net-pay do reservatório de referência e o net-pay calculado com a inversão sparse spike é mostrada na Figura 3.36.

Pode-se observar na Figura 3.36 que o net-pay calculado com o resultado da inversão sparse-spike reproduz somente as grandes espessuras porosas encontradas no reservatório. Nas regiões de afinamento das camadas ou em regiões com corpos com espessura restrita esses não são reproduzidos. Esse resultado já era esperado pelas comparações feitas anteriormente. Uma constatação importante é notar que a região do Poço F, por exemplo, onde a espessura porosa no modelo de referência é de aproximadamente 6 m, ela é subestimada no resultado com o modelo da inversão sparse-spike onde se consegue reproduzir uma espessura de aproximadamente 2 m. Pode-se concluir que se algum planejamento de desenvolvimento fosse realizado utilizando como entrada esse resultado, várias regiões não seriam consideradas como por exemplo à região entre os Poços T e L, onde no modelo de referência apresentam uma considerável espessura porosa, prejudicando o gerenciamento do campo. Dividindo o resultado da Figura 3.36 por 50 m e inserindo na Equação 3.25, pode-se obter o volume do reservatório considerando a impedância acústica resultante da inversão sparse spike. Com isso obteve-se um volume para o reservatório de $55,3Mm^3$, que se comparado ao volume geofísico do reservatório de referência de $85,2Mm^3$, mostra uma diferença aproximada de $30Mm^3$ o que interfere de forma decisiva nas tomadas de decisões.

Uma alternativa de se melhorar essa estimativa do volume, é inserir o resultado da inversão geoestatística na obtenção dessa propriedade. Para isso, numa primeira comparação, foi aplicada a metodologia aqui desenvolvida para cada uma das 20 realizações, obtendo-se assim 20 valores de net-pay, a partir de então foi calculado um valor de net-pay médio. A comparação entre o net-pay do modelo de referência e o net-pay médio das 20 realizações da inversão geoestatística é apresentada na Figura 3.37.

3.7 Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica

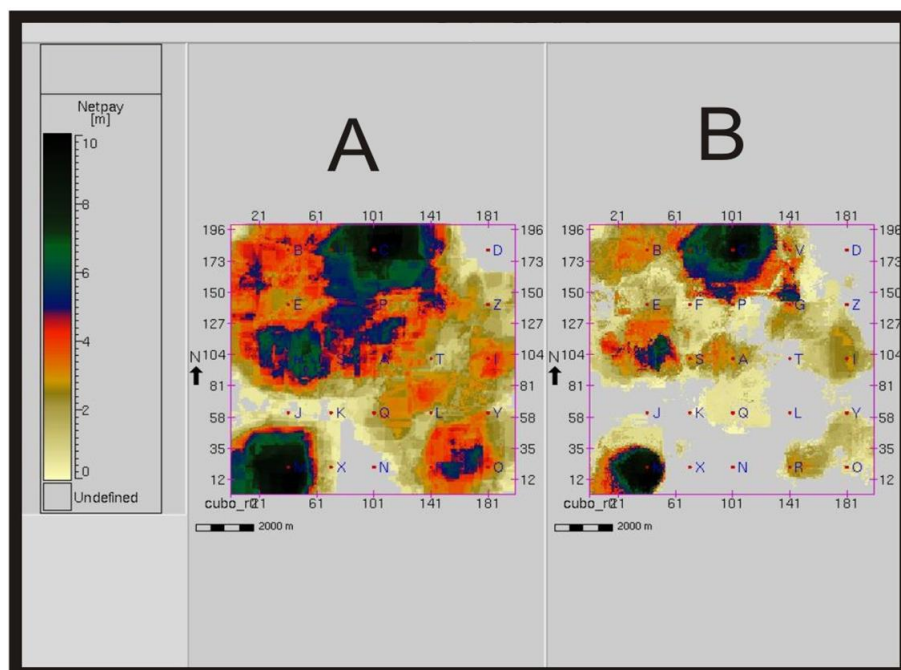


Figura 3.36: Comparação entre o net-pay do modelo de referência (A) e o net-pay usando como dado de entrada a impedância acústica obtida pela inversão sparse-spike (B).

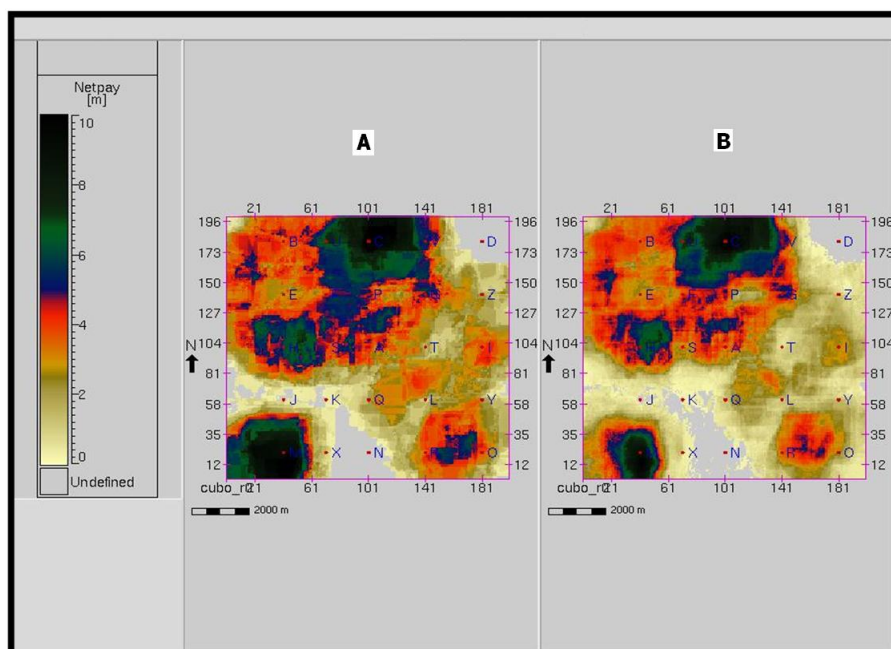


Figura 3.37: Comparação entre o net-pay do modelo de referência (A) e o net-pay médio das 20 realizações da inversão geoestatística (B).

3.7 Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica

Se observa na Figura 3.37, que mesmo sendo um valor médio para o net-pay, as principais heterogeneidades do modelo de referência são bem resolvidas fornecendo assim um resultado confiável para o processo de caracterização de reservatórios. Porém, como em um estudo de reservatório atualmente o interesse está em acessar as incertezas o cálculo do volume foi feito para cada uma das 20 realizações, gerando resultados que podem ser apresentados na forma de histograma. O histograma da Figura 3.38 reúne os volumes adquiridos, ou seja, o volume de referência, o volume a partir da inversão sparse spike e os volumes obtidos para as 20 realizações da inversão geoestatística.

Na Figura 3.38 pode-se observar que realmente houve uma melhora na estimativa do volume do reservatório ao se utilizar o algoritmo de inversão geoestatística, essa melhora chegou à casa dos $20Mm^3$. O caso ideal seria que o volume do modelo de referência estivesse incluído entre os volumes obtidos pela inversão geoestatística, porém, isso não ocorre, pois grande parte do modelo de referência gerado, possui corpos com espessura entre 1 e 3 metros, essas espessuras não são reproduzidas nem por meio da inversão geoestatística, o que estabelece então o limite dos métodos de inversão sísmica. Podendo-se a partir de então utilizar o mesmo modelo gerado, porém métodos diferentes com a finalidade de recuperar espessuras extremamente finas presentes no reservatório, mas que agregam um determinado valor tanto ao processo de caracterização como economicamente. Embora possua essa limitação, mesmo assim, os resultados são satisfatórios mostrando o ganho ao se utilizar o método de inversão geoestatística.

Para se ter um quadro comparativo geral das regiões com melhor e pior estimativa do volume, são comparadas na Figura 3.39 os mapas de net-pay obtidos para o volume de referência, o resultado da inversão sparse spike e o resultado do net pay médio das 20 realizações da inversão geoestatística.

3.7 Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica

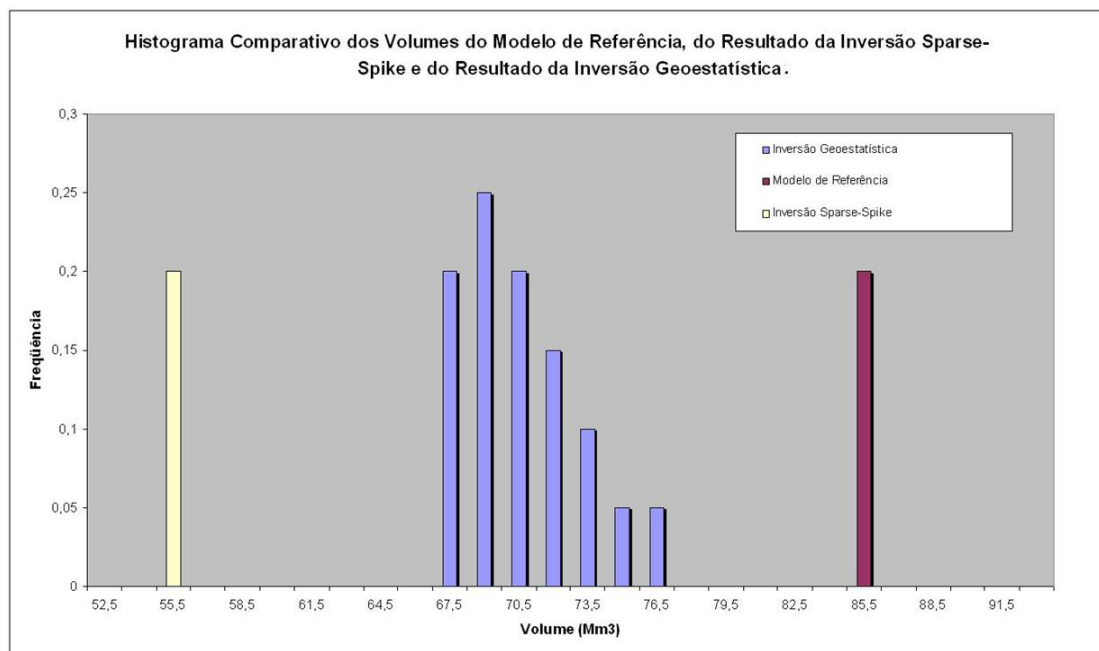


Figura 3.38: Histograma comparativo do volume do modelo de referência, da inversão sparse-spike e dos resultados da inversão geoestatística.

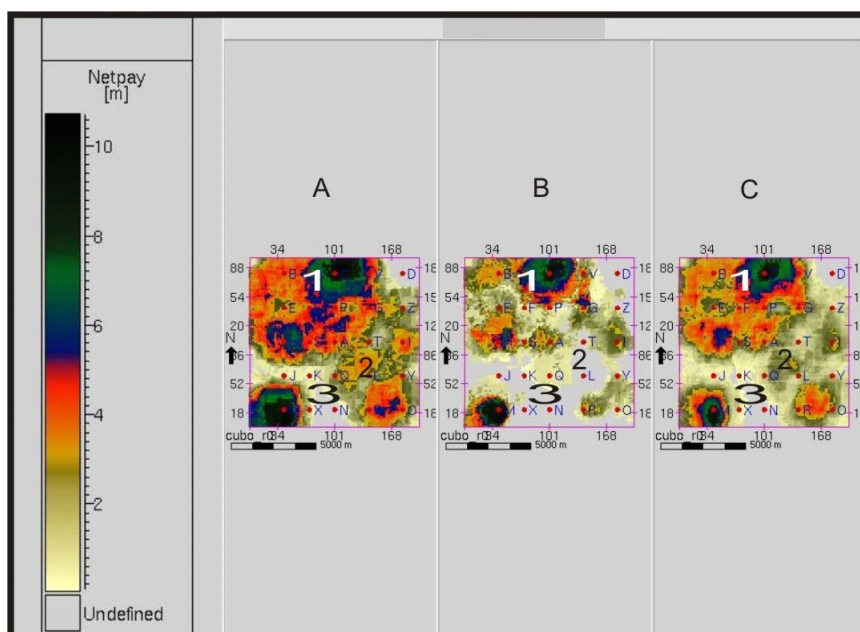


Figura 3.39: Comparação entre o net-pay do modelo de referência (A) o net-pay obtido com a inversão sparse spike (B) e a média dos net-pay obtida com a inversão geoestatística (C).

3.7 Caracterização Volumétrica do Reservatório por meio da Inversão Sísmica

Em uma primeira análise da Figura 3.39 pode-se observar que mesmo havendo um exagero na conectividade dos corpos de areia como mostrado anteriormente com o resultado da inversão sparse spike a espessura porosa e conseqüentemente o volume final do reservatório é subestimado. Isso ocorre pelo fato da inversão sparse-spike não reproduzir corretamente os valores de impedância acústica, pois realiza uma média com os valores invertidos. Já a reprodução das espessuras com a utilização da inversão geoestatística se mostra mais confiável para toda a extensão do reservatório em estudo. Numa análise mais criteriosa pode-se selecionar 3 regiões que podem ser analisadas de maneira mais detalhada tanto qualitativamente como quantitativamente. A primeira região analisada (1), corresponde aos corpos de maior espessura, nesta região a inversão sparse-spike só reproduz aqueles corpos com espessura superior a 7 m, já a inversão geoestatística consegue nessa região uma reprodução confiável. Na Região 2 dos painéis da Figura 3.39, existe a ocorrência de espessuras intermediárias, nesta região fica evidente as limitações do método de inversão sparse-spike, visto que esse método não consegue reproduzir as espessuras de interesse. A inversão geoestatística, embora subestime as espessuras nesta região consegue identificar heterogeneidades que são importantes no caso de se utilizar esse tipo de informação no planejamento da produção de um campo. Por fim a Região 3 nos painéis da Figura 3.41 é constituída por corpos com baixa espessura fazendo com que ambos os métodos de inversão não identifiquem as heterogeneidades, estabelecendo assim um limite para os métodos aqui aplicados. De maneira quantitativa pode-se resumir aqui os resultados obtidos para o cálculo do net-pay. No modelo de referência o valor de net-pay varia entre 0 e 12 m, por meio da inversão sparse spike são reproduzidos com sucesso valores de net-pay entre 7 e 12 m, já com a utilização da inversão geoestatística são, são reproduzidos de maneira confiável valores de net-pay entre 2 e 12 m. Essa diferença de 5 metros na caracterização do net-pay é relevante, principalmente no cálculo do volume do reservatório, cálculo esse que irá definir o planejamento das regiões a serem exploradas e desenvolvidas.

CAPÍTULO 4

UTILIZAÇÃO DOS CONCEITOS DE MINERAÇÃO DE DADOS E MÉTODOS ESTATÍSTICOS MULTIVARIADOS NO PROCESSO DE CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS

4.1 Introdução

Como tem-se observado no decorrer deste trabalho, a caracterização quantitativa de reservatórios devido aos avanços apresentados, principalmente no que diz respeito a aquisição e processamento dos dados, gerando novos tipos de informações, para melhorar e tornar mais eficiente a sua descrição, vem se tornando cada vez mais complexa. Um dos fatores que mais contribuem para aumentar a complexidade da análise, porém fornecendo importantes resultados, é a proliferação de atributos sísmicos, ocorrida principalmente a partir da década de 1990. Como foi apresentado no capítulo anterior, os atributos têm um papel fundamental dentro do processo de caracterização, e saber como deles extrair informações úteis é de suma importância na modelagem dos reservatórios. Com o objetivo de otimizar tal análise, uma escola de geofísicos começou a combiná-los com a finalidade de dar um significado quantitativo à sua interpretação, criando assim o que é conhecido atualmente como análise multiatributos. A principal consequência desse desenvolvimento se encontra no que é conhecido como análise de fácies sísmicas. A análise de fácies sísmicas é realizada por meio do emprego de técnicas de agrupamento e reconhecimento de padrões, onde através da combinação adequada dos atributos sísmicos, busca-se a identificação de características geológicas do reservatório. Para

4.2 Conceitos de Mineração de Dados aplicados no Processo de Caracterização de Reservatórios

isso, o intérprete precisa aplicar conceitos de mineração de dados e de estatística multivariada, de modo a realizar uma interpretação quantitativa dos atributos sísmicos. Assim, o objetivo deste capítulo é apresentar novos métodos e ferramentas capazes de auxiliar o intérprete no seu trabalho. Na Seção 4.2, são apresentados os conceitos básicos de mineração de dados e como esses conceitos podem ser aplicados na caracterização de reservatórios, além de uma breve introdução sobre o processo de análise de fácies sísmicas. Como será visto, muitos desses conceitos culminam com a aplicação de métodos estatísticos multivariados, portanto a Seção 4.3 se concentra na explicação da estatística multivariada, da sua aplicação dentro do processo de caracterização de reservatórios e dos métodos utilizados para realizar a análise multiatributo e conseqüentemente a identificação de fácies sísmicas. Por fim, na Seção 4.4, são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir dos métodos aplicados. Assim, ao final do capítulo, tem-se uma idéia completa de como o dado sísmico pode ser aplicado de forma quantitativa e eficiente dentro do processo de caracterização de reservatórios.

4.2 Conceitos de Mineração de Dados aplicados no Processo de Caracterização de Reservatórios

De acordo com UDEN *et al.* (2003), a mineração de dados ou *Data Mining*, é um processo onde se busca estabelecer padrões e relações nos dados, fornecendo assim informações que levam a um rápido conhecimento e entendimento dos parâmetros essenciais que controlam os dados a ser minerados, ou seja, explorados. O processo de mineração de dados usa etapas progressivas, onde os resultados de uma etapa anterior são aproveitados numa próxima etapa, e a cada etapa completada, o objetivo é reduzir o volume de informações a ser analisadas de modo a facilitar seu entendimento. Porém, antes de se discutir aqui como esse processo pode ser utilizado com os dados sísmicos e aplicado no processo de caracterização de reservatórios, alguns conceitos importantes e a contextualização da mineração de dados devem ser apresentados.

Pode-se dizer que, a mineração de dados, embora não seja nova, teve seu grande desenvolvimento a partir da década de 1980. Isso ocorreu, principalmente pelos desenvolvimentos computacionais, pela quantidade de dados adquiridos e pela quantidade de dados capazes de serem armazenados. Especificamente sobre os dados sísmicos, e sobre a caracterização de reservatórios, a partir da década de 1980 com o advento da sísmica 3D,

4.2 Conceitos de Mineração de Dados aplicados no Processo de Caracterização de Reservatórios

a quantidade de informações adquiridas que precisavam de uma pronta análise, também aumentou de maneira significativa. Devido ao aumento constante da necessidade de transformar os dados coletados, um novo campo começou a emergir, recebendo o nome de descoberta do conhecimento na base de dados, ou *knowledge discovery in databases*, ou ainda KDD.

De uma maneira abstrata de acordo com FAYYAD *et al.* (1996), o processo de KDD está fundamentado no desenvolvimento e aplicação de técnicas capazes de fazer com que a grande quantidade de dados existentes tenha algum sentido. O problema básico do KDD é transformar e mapear informações importantes contidas numa numerosa base de dados, em formas mais compactas, abstratas, ou mais úteis.

Os métodos tradicionais de transformar os dados em conhecimento, se baseiam praticamente numa análise e interpretação manual das informações. Nas áreas científicas e tecnológicas essa abordagem clássica de análise dos dados se concentra basicamente em um ou mais analistas, fazendo com que eles se tornem intimamente familiarizados com os dados e sirvam também como uma interface entre a base de dados e os produtos gerados.

Principalmente nas aplicações científicas e aqui especificamente na caracterização de reservatórios, essa análise manual, é lenta, cara e muito subjetiva. De fato, como o volume de dados cresce de maneira drástica a cada dia que passa, essa abordagem se torna praticamente inviável. Pode-se dizer que atualmente, os bancos de dados crescem em dois sentidos principais: (1) no número ou na quantidade de dados registrados, por exemplo, levantamentos sísmicos 3D chegam a ter terabytes de informações registradas, e (2) o número de campos, ou atributos por dado, no caso da sísmica, como foi apresentado no capítulo anterior, centenas de atributos sísmicos, podem ser calculados. Desse modo, a análise tradicional dos dados, precisa ser atualizada de modo com que se possa atender a demanda atual pelo conhecimento. Nesse ponto, o KDD tenta acessar de maneira eficiente o problema de se trabalhar com o excesso de informação.

De acordo com GOLDSHIMDT e PASSOS (2005), o termo KDD, foi formalizado em 1989, e uma das definições mais populares, postula que o KDD é um processo não trivial, de

4.2 Conceitos de Mineração de Dados aplicados no Processo de Caracterização de Reservatórios

identificar válidos, novos, potencialmente úteis e entendíveis, padrões nos dados. Aqui, dados se refere a um conjunto de fatos, no caso da caracterização de reservatórios, pode-se referir ao dado sísmico 3D. Como padrões, entende-se a busca por uma estrutura nos dados, fazendo com que eles tenham um significado útil, no caso da sísmica 3D, os padrões podem se referir a identificação litológica a partir dos atributos extraídos. O termo processo implica que o KDD compreende uma série de etapas como a preparação dos dados, a busca por padrões, a avaliação do conhecimento e o refinamento. Como será visto mais adiante, neste capítulo, é dentro desse processo que se concentram as ferramentas de estatística multivariada. Por fim, o termo não trivial, significa que todo esse processo envolve métodos mais sofisticados do que por exemplo, só o cálculo de simples médias de grandezas pré-definidas.

Dentro de todas as etapas realizadas no KDD, que vai desde a aquisição de dados, passando pelo seu processamento, até o conhecimento, uma que pode ser considerada a mais importante das etapas é a mineração de dados. Desse modo, fica aqui clara a diferença entre os processos. O KDD é o processo como um todo, e a mineração de dados é uma, se não a mais importante das etapas presentes neste processo.

De acordo com HAND (1998), o termo mineração de dados não é novo para os estatísticos, e tem sido usado como uma das etapas do processo de KDD, em busca de padrões escondidos na grande massa de dados. Essa disciplina, pode ser considerada como uma interface entre a estatística, o reconhecimento de padrões, o aprendizado de máquinas, entre outras áreas. E é vista como uma análise exploratória secundária, visando encontrar relações até então não suspeitadas e que possuem um interesse para contribuir com o entendimento dos dados.

Por sua vez, o processo de mineração de dados compreende um outro grupo de etapas e métodos, que, quando aplicados de forma consistente, fornecem os resultados desejados. O processo de mineração de dados envolve o ajuste de modelos, ou a determinação de padrões a partir de dados de entrada. A maioria dos métodos utilizados na mineração de dados são baseados em tentativas de se testar técnicas, principalmente de reconhecimento de padrões e de estatística, como classificação, agrupamento, regressão e métodos correlatos.

Como foi dito no início dessa explanação, a partir da década de 1990, não só o tamanho

4.2 Conceitos de Mineração de Dados aplicados no Processo de Caracterização de Reservatórios

das bases de dados têm crescido, como também a quantidade de atributos que podem ser extraídos desses dados, tem aumentado. Devido a isso, o processo de mineração de dados, tem se baseado principalmente na análise de grandes conjuntos de dados multivariados, e para se analisar esses dados é necessário que todo o processo de mineração, seja fundamentado na estatística multivariada. A estatística multivariada fornece métodos capazes de acessar todas as etapas requeridas pelo processo de mineração de dados. Por exemplo, para que os padrões possam ser encontrados de maneira eficiente, e que o conjunto de dados forneça informações úteis, é necessário primeiramente reduzir a dimensionalidade das informações conservando somente o que é relevante, eliminando dessa maneira a redundância observada nos dados. Para isso, como será visto mais adiante, uma série de métodos estão disponibilizados e o representante mais popular desse conjunto de métodos, é sem dúvida alguma a análise de componentes principais. Após terem sido submetidos a essa primeira análise, os dados estão prontos para a etapa de reconhecimento de padrões.

Existem diversos métodos que podem ser usados no reconhecimento de padrões, mas todos acabam sendo categorizados em três grandes áreas de atuação: classificação, regressão e agrupamento. A diferença entre essas categorias será tratada em outra seção dentro deste capítulo, contudo, antes de se discutir os métodos de maneira detalhada, é preciso entender a ligação entre o processo de mineração de dados e o processo de caracterização de reservatórios.

Ao analisarmos o dado sísmico, rapidamente pode-se notar que ele possui as características e necessidades adequadas para a aplicação do processo de mineração de dados e busca pelo conhecimento. JOHANN (2004), comenta que, tradicionalmente, o intérprete sísmico, ao mapear horizontes e extrair atributos, o faz em uma abordagem qualitativa e monovariável. Ao utilizar uma abordagem quantitativa, o intérprete sísmico estará utilizando algoritmos e recursos computacionais em constante processo evolutivo. Com a abordagem multivariada, o geocientista, estará realizando uma pesquisa sobre a base de dados, procurando dar a eles um significado útil, além de buscar por determinados padrões que se ajustem ao modelo geológico proposto.

Desse modo, a metodologia de reconhecimento de padrões sísmicos, também denominada de

4.2 Conceitos de Mineração de Dados aplicados no Processo de Caracterização de Reservatórios

análise de fácies sísmicas, utiliza uma abordagem quantitativa, multivariada, de busca pelo conhecimento e de exploração do banco de dados, visando dar um significado prático e útil, para o dado sísmico e todo o seu conjunto de atributos, culminando assim, na mais pura aplicação dos conceitos de KDD e mineração de dados.

Como foi visto, a mineração de dados consiste na aplicação de uma série de métodos, principalmente da estatística multivariada, que tem o objetivo de dar um significado quantitativo ao dado em estudo. Os volumes sísmicos, atualmente adquiridos, consistem em uma grande quantidade de dados e redundância entre as informações. ao se aplicar métodos de mineração de dados, se otimiza de maneira significativa a análise, principalmente ao se utilizar algoritmos que promovam uma redução na dimensionalidade dos dados, preservando as feições essenciais, subjacentes ao dado sísmico. Esses algoritmos devem ser aplicados, pois de acordo com WALLS *et al.* (2002), entende-se que um único atributo sísmico não carrega consigo informações suficientes para que um correto diagnóstico e uma interpretação efetiva seja realizada. Assim, é necessário promover uma análise multiatributos, onde a partir de vários atributos sísmicos e da aplicação dos métodos adequados se consegue a descrição desejada. Essa análise, nada mais é do que a aplicação de métodos de estatística multivariada, classificação, reconhecimento de padrão e agrupamento, ou seja, da aplicação da mineração de dados e do processo de KDD dentro do processo de caracterização de reservatórios.

A Figura 4.1 apresenta de forma esquemática o processo de mineração de dados aplicados à caracterização de reservatórios.

4.2 Conceitos de Mineração de Dados aplicados no Processo de Caracterização de Reservatórios

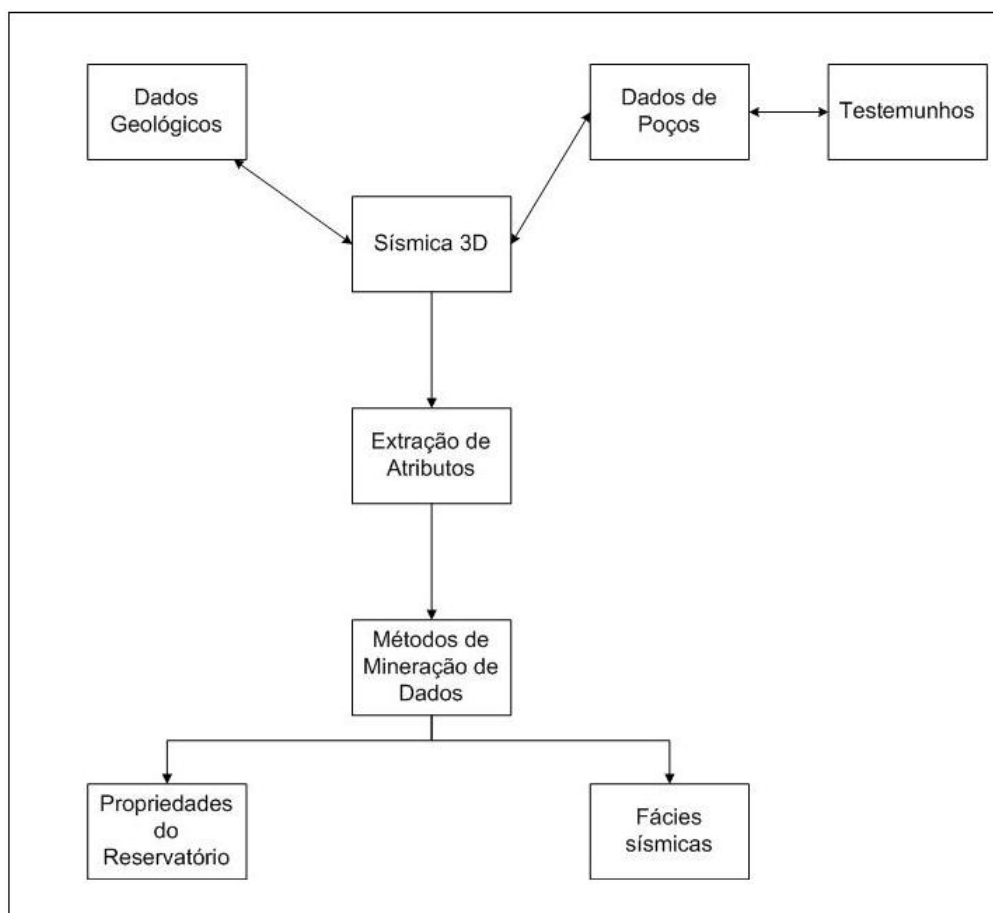


Figura 4.1: Mineração de dados aplicada à caracterização de reservatórios.

De acordo com a Figura 4.1, a partir dos dados sísmicos que é atualmente a principal fonte de informação sobre o reservatório, é possível extrair uma série de atributos, que nada mais são do que uma maneira diferente de analisar a sísmica. Para que todos esses atributos tenham um sentido prático, na interpretação é necessário aplicar a eles métodos de mineração de dados. Com isso, dependendo da análise realizada, pode-se obter propriedades do reservatório, como por exemplo, aquelas relacionadas ao tipo de fluido ou se obter um modelo geológico por meio da análise de fácies sísmicas.

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

4.3.1 Fácies Sísmicas

Um dos principais objetivos da estratigrafia sísmica, e neste caso podendo ser estendido para a geofísica de reservatório, é reconhecer e analisar as fácies sísmicas de forma relacionada ao ambiente geológico. Mas o que vem a ser fácies sísmicas?

JOHANN (2003), apresenta que, por definição, uma unidade de fácies sísmicas, é uma unidade sísmica construída em três dimensões, composta de características de reflexões cujos parâmetros tais como a configuração das reflexões, a continuidade, a amplitude, a frequência, ou a velocidade intervalar se distinguem daqueles das unidades de fácies sísmicas adjacentes. Desde que os parâmetros de um intervalo de reflexões assim como sua forma externa seja delimitada, essa unidade pode ser interpretada em termos de ambiente geológico, podendo servir para realizar previsões litológicas.

Um trabalho que pode ser considerado pioneiro nesta área, principalmente no que diz respeito a interpretação quantitativa de fácies sísmicas, é o de MATHIEU e RICE (1969). Neste trabalho, os autores estudam duas quantidades sísmicas: a amplitude dos picos ou o intervalo de tempo entre os picos. Para isso eles utilizaram a análise de discriminante e com isso plantaram a semente da utilização da estatística multivariada no contexto da interpretação quantitativa do dado sísmico.

DUMAY e FOURNIER (1988), atentam que para se definir de maneira consistente as fácies sísmicas é necessário considerar todas as contidas nos traços sísmicos, ou seja, é necessário calcular um grande número de parâmetros sísmicos, como os atributos. Assim, uma etapa é determinar quais desses parâmetros discriminam melhor as fácies. Os autores, citam que a maneira mais eficiente de se realizar tal processo é por meio de uma análise estatística multivariada, tendo como dados de entrada os parâmetros, ou atributos sísmicos. Vale aqui ressaltar, que na época de publicação deste trabalho, calcular uma grande quantidade de atributos era uma tarefa muito trabalhosa.

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

Contudo, a partir da década de 90, como já foi apresentado, observou-se a rápida proliferação dos atributos sísmicos e com isso o desenvolvimento de novas pesquisas. Neste contexto JOHANN (1997) realiza um trabalho integrado, de reconhecimento de fácies sísmicas, usando para isso métodos multivariados como a análise de componentes principais e a análise de discriminante. O resultado obtido com tal interpretação é posteriormente utilizado como condicionante numa modelagem integrada de reservatórios.

Junto com a habilidade de se calcular atributos sísmicos, a estatística multivariada, também se desenvolveu. Dessa maneira, principalmente na área de reconhecimento de padrões, novos métodos começaram a se desenvolver. Nesse ponto, CARR *et al.* (2001), apresentam um novo método conhecido como mapas autorganizáveis de Kohonen, baseado no método de redes neurais, para caracterizar um determinado reservatório, usando para isso um conjunto de 8 atributos sísmicos. Mais tarde esse método seria usado com sucesso no trabalho de MATOS (2004), que aplicou tal método num reservatório da Bacia de Campos e mostrou resultados promissores no que diz respeito a sua utilização em larga escala dentro do processo de caracterização de reservatórios.

Em COLÉOU *et al.* (2003), pode-se encontrar uma revisão sobre os métodos utilizados na classificação não supervisionada de fácies sísmicas. O termo não supervisionado, indica que nenhuma calibração ou restrição é feita a partir dos dados de poços. Neste trabalho são discutidos métodos como a análise de componentes principais, os mapas auto-organizáveis, redes neurais, k-médias, todos eles aplicados na definição das fácies sísmicas. Além disso, é discutido também de forma exaustiva a necessidade da obtenção de um grande número de atributos para que essa definição seja robusta.

De forma geral, os trabalhos envolvidos na definição de fácies sísmicas, seguem a mesma metodologia. Primeiro se aplica a análise de componentes principais, com isso é possível definir um espaço reduzido formado por aqueles atributos que melhor representam os dados. Em um segundo momento, esses atributos são inseridos num método classificatório, gerando como resultados mapas de fácies sísmicas. Porém, em LINARI *et al.* (2003), uma nova metodologia é proposta. Neste trabalho, ao invés de se utilizar os atributos após uma análise de componentes principais, as próprias componentes calculadas são utilizadas na classificação. A vantagem de

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

tal abordagem é que, como cada componente possui uma determinada contribuição de cada atributo usado, e ao se seguir tal metodologia, se está na realidade combinando os atributos de diversas formas, podendo assim gerar modelos mais consistentes.

Na maioria absoluta dos trabalhos pesquisados, na bibliografia, a análise de componentes principais aparece como o único método capaz de realizar a redução na dimensionalidade. Todavia, atualmente, são conhecidos outros métodos como a análise de componentes independentes e os fatores de máxima autocorrelação. Dessa forma, o objetivo nesta tese, a partir de agora é estudar e aplicar esses três métodos de redução de dimensionalidade e posteriormente realizar a definição de fácies sísmicas usando para isso um método de agrupamento conhecido como k-médias. Como se está utilizando um dado sintético, é possível medir a eficiência dos métodos pelo grau de acerto na definição do modelo litológico.

4.3.2 Métodos Estatísticos Multivariados

No caso da caracterização de reservatórios e especialmente no caso da sísmica, essa afirmação é ainda mais verídica. Isso porque, extrair informações verdadeiramente úteis de dados sísmicos envolve a análise de um grande número de variáveis. Muitas vezes, ocorre que um pequeno número dessas variáveis contém as informações mais relevantes para o processo de caracterização de reservatórios, enquanto que a maioria das variáveis, pouco adiciona à interpretação dos resultados em termos quantitativos. A decisão sobre quais variáveis são importantes é feita geralmente com base no conhecimento geológico do campo, ou seja, se baseando em critérios mais subjetivos do que objetivos.

Assim, para se poder analisar de maneira conjunta todas as variáveis presentes no conjunto de dados e fornecer um significado objetivo, foram desenvolvidos os métodos estatísticos multivariados. Num primeiro plano, o objetivo geral de todos os métodos multivariados é realizar de alguma forma uma redução na dimensionalidade dos dados. Com isso é possível avaliar as variáveis por simples correlações que podem ser realizados com poucas variáveis. Quando se trabalha com um número de variáveis maior que três, começa-se a conviver com o problema de realizar correlações entre as variáveis, ou seja, nesse espaço n -dimensional, os métodos conhecidos de análise monovariada como os histogramas, e os métodos de análise

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

bivariada como os gráficos de correlação, começam a perder a praticidade.

Num segundo plano, como o objetivo de se trabalhar com um número elevado de variáveis é buscar por determinados padrões, existem então técnicas, por exemplo, de agrupamento, que são capazes de agrupar dentre todas as variáveis analisadas aquelas semelhantes entre si, dentro de determinados critérios. A combinação dessas duas famílias de métodos, leva a uma nova interpretação quantitativa e eficiente, mesmo quando se trabalha com um número considerado de amostras e variáveis. Antes, porém de se discutir os métodos que serão usados, alguns conceitos e definições prévias, são necessárias.

Numa análise estatística, é preciso sempre se ter em mente os conceitos ligados ao espaço das variáveis e ao espaço das amostras. No caso do dado sísmico, isso não é diferente. O dado sísmico, adquirido e depois processado, consiste de n medidas diferentes, ou seja, as variáveis, ou no caso da sísmica, os atributos, que são por sua vez, medidos e calculados em m amostras presentes nos traços sísmicos ou ainda dependendo do tipo de atributo, ele é calculado traço a traço, o que faz com que o espaço das amostras seja representado pelos traços sísmicos. Desse modo, o dado sísmico, do ponto de vista da estatística multivariada, pode ser representado por uma matriz de dados, ou tabela de dados, como a apresentada na Figura 4.2, essa tabela é conhecida como tabela de análise estatística multivariada.

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

Espaço dos Traços	Espaço dos Atributos				
	Atributo 1	Atributo 2	Atributo 3	Atributo n	
	Traço 1	D ₁₁	D ₂₁	D ₃₁	D _{n1}
	Traço 2	D ₁₂	D ₂₂	D ₃₂	D _{n2}
	Traço 3	D ₁₃	D ₂₃	D ₃₃	D _{n3}
	Traço m	D _{1m}	D _{2m}	D _{3m}	D _{nm}

Figura 4.2: Tabela de estatística multivariada para a análise de atributos sísmicos.

Com isso, de acordo com JOHANN (2003), o espaço das observações (indivíduos, medidas, amostras, traços, etc.) é caracterizado na análise que irá se fazer de fácies sísmicas, pelo conjunto de amostras de segmentos de traços sísmicos. O segmento de traço pode ser definido em uma janela entre eventos detectáveis em um reservatório. Como no caso do reservatório aqui em estudo, o traço é relativamente pequeno, ou seja, constituído de poucas amostras, o dado sísmico é livre de ruídos, as amostras são aqui definidas como o traço sísmico como um todo.

Já o espaço das variáveis, se caracteriza, no caso da metodologia aqui proposta, pelo conjunto de atributos sísmicos. Os atributos aqui usados serão aqueles 19 citados, previamente calculados no capítulo anterior. Como cada atributo sísmico, caracterizará uma dimensão do espaço da análise estatística, haverá aqui um maior interesse em, ao invés de analisar os atributos diretamente, executar uma prévia redução estatística dessas informações, mantendo as características mais importantes dos dados e então usando esse novo domínio, para a realização do agrupamento a fim de se definir as fácies sísmicas.

Desse modo, os métodos que a partir de agora serão estudados em detalhes e são capazes de realizar de modo eficiente a análise multiatributos, são:

- A análise de componentes principais (PCA);
- A análise de componentes independentes (ICA);
- Os fatores de máxima autocorrelação (MAF).

4.3.3 A Análise de componentes Principais (PCA)

A análise de componentes principais (PCA), têm sido desde o início considerada como o mais valioso resultado aplicado da álgebra linear. Originalmente, esse método foi desenvolvido por HOTELLING (1933), que realizou um estudo com 140 alunos de uma escola, estudando quatro características por aluno, sendo elas: a velocidade da leitura, o poder da leitura, a velocidade em realizar operações aritméticas e o poder de realizar operações aritméticas. Usando esse exemplo, todo o procedimento de PCA que será aqui detalhado, foi desenvolvido. Desde então, a análise de PCA (como será chamada a partir de agora), tem sido aplicada nos mais vastos campos da ciência, desde a neurociência, passando pelas ciências sociais e pela computação gráfica, até a caracterização de reservatórios. Sua popularidade se deve especialmente ao fato de ser um método relativamente simples, e não paramétrico de se extrair informações relevantes de um conjunto de dados complexos. Com um baixo custo computacional, a análise de PCA, fornece uma maneira eficiente de se reduzir dados complexos em um conjunto menor e que muitas vezes revela estruturas simplificadas e escondidas na grande massa de dados.

Como já foi dito, tenta-se em qualquer área da ciência entender um determinado fenômeno por meio de medidas de várias quantidades. Infelizmente, ao se medir muitas variáveis, os dados às vezes podem parecer redundantes e suas correlações não ficam claras. Isso não é um problema trivial, mas um obstáculo fundamental para qualquer ciência empírica. Os exemplos são muitos, que tratam com sistemas complexos de dados, como a neurociência, a fotometria, a meteorologia, a oceanografia, a geofísica, e aqui especificamente, a sísmica voltada para a caracterização de reservatórios. Em todas essas áreas o número de variáveis medidas é grande, e ao mesmo tempo podem ser decepcionantes, uma vez que informações relevantes se escondem subjacentes aos dados.

A análise de componentes principais consiste essencialmente em reescrever as coordenadas das amostras em outro sistema de eixos mais conveniente para a análise de dados. Em outras palavras, as n -variáveis originais geram, por meio de suas combinações lineares, n -componentes principais, cuja principal característica, além da ortogonalidade, é que são obtidos em ordem crescente de máxima variância, ou seja, a componente principal 1 detém mais informação estatística que a componente principal 2 e assim por diante.

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

Esse método permite a redução da dimensionalidade dos pontos representativos das amostras, pois, embora a informação estatística presente nas n -variáveis originais seja a mesma dos componentes principais, é comum obter em apenas 3 componentes mais de 90% desta informação, dependendo do dado que se encontra sob análise. Assim, como será visto, o gráfico da componente 1 versus a componente 2, fornece uma janela privilegiada estatisticamente para as observações dos pontos no espaço n -dimensional.

A análise de componentes principais também pode ser usada para julgar a importância das próprias variáveis originais escolhidas, ou seja, as variáveis originais com maior peso na combinação linear dos primeiros componentes principais são as mais importantes do ponto de vista estatístico. Desse modo, é possível por meio da análise de PCA, revelar estruturas subjacentes aos dados.

Na realidade, o que se deseja com a análise de componentes principais é responder a seguinte pergunta: existe uma outra base, ou sistema, onde a combinação linear dos dados originais, melhor expressa o que se procura? Pelo fato de se buscar por combinações lineares, a álgebra linear se presta de modo eficiente para buscar uma solução para a análise de PCA. A solução é baseada em uma importante propriedade da decomposição de autovalores. Para isso considere que os dados estão organizados numa matriz $\mathbf{X}$, $n \times m$, onde n é o número do tipo de medidas (atributos) e m , é o número de amostras, (traços). O objetivo então é encontrar uma matriz ortonormal $\mathbf{P}$, onde $\mathbf{Y}=\mathbf{P}.\mathbf{X}$, de modo que a matriz de covariância:

$$C_y = (1/m - 1).Y.Y^T, \quad (4.1)$$

seja diagonalizada. Desse modo as linhas da matriz $\mathbf{P}$ são as componentes principais da matriz $\mathbf{X}$.

Pode-se começar, reescrevendo a matriz de covariância C_y , utilizando a expressão $\mathbf{Y}=\mathbf{P}.\mathbf{X}$, da

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

seguinte maneira:

$$\begin{aligned}C_y &= \frac{1}{m-1}(PX)(PX)^T \\&= \frac{1}{m-1}PXX^TP^T \\&= \frac{1}{m-1}P(XX^T)P^T \\C_y &= \frac{1}{m-1}PA P^T.\end{aligned}\tag{4.2}$$

Pode-se observar que uma nova matriz $\mathbf{A}$ foi definida. Onde $A = XX^T$, e a matriz $\mathbf{A}$ por definição é dita simétrica.

O objetivo aqui é reconhecer que uma matriz simétrica $\mathbf{A}$ é diagonalizada pela matriz ortogonal dos autovetores, de acordo com um teorema da álgebra linear. Assim, para a matriz simétrica $\mathbf{A}$, temos que:

$$A = EDE^T.\tag{4.3}$$

Onde $\mathbf{D}$ é a matriz diagonal e $\mathbf{E}$ é a matriz dos autovetores.

A matriz $\mathbf{A}$, tem $r \leq n$ autovetores ortonormais, onde r , é o rank da matriz. O rank da matriz $\mathbf{A}$ é menor que n , quando $\mathbf{A}$ é dito degenerado, ou seja, todos os dados ocupam um subespaço de dimensões $r \leq n$. Mantendo-se a restrição de ortogonalidade, pode-se remediar essa situação selecionando $n - r$ vetores ortogonais, de modo a preencher a matriz $\mathbf{E}$. Esses vetores adicionais não afetam a solução final, pois as variâncias associadas a essas direções são iguais a zero.

Assim, seleciona-se a matriz $\mathbf{P}$, para ser a matriz onde cada linha p_i é um autovetor de XX^T . Por essa seleção, $P \equiv E^T$. Substituindo essa relação na Equação 4.2, encontra-se que $A = P^TDP$. Com essa relação e com o teorema da álgebra linear que diz que a inversa de uma matriz ortogonal é igual a sua transposta, ou seja $P^{-1} = P^T$, finalmente pode-se escrever

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

C_y , da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} C_y &= \frac{1}{m-1} P A P^T \\ &= \frac{1}{m-1} P (P^T D P) P^T \\ &= \frac{1}{m-1} (P P^T) D (P P^T) \\ &= \frac{1}{m-1} (P P^{-1}) D (P P^{-1}) \\ C_y &= \frac{1}{m-1} D. \end{aligned} \tag{4.4}$$

Fica evidente que a escolha de $\mathbf{P}$, diagonaliza a matriz de covariância C_y . Essa dedução é muito importante para o desenvolvimento da análise de PCA. Desse modo é possível resumir os resultados da PCA nas matrizes $\mathbf{P}$ e C_y :

- As componentes principais da matriz $\mathbf{X}$, são os autovetores de $X X^T$, ou as linhas da matriz $\mathbf{P}$;
- O i -ésimo valor na diagonal da matriz C_y é a variância da matriz $\mathbf{X}$ ao longo de p_i .

A partir dessa solução algébrica, é necessário desenvolver uma maneira computacional de se realizar a análise de PCA. A maneira mais amplamente utilizada na literatura e que foi usada nesta tese é calcular as componentes por meio da decomposição de valores singulares.

Para isso, considere $\mathbf{X}$, como sendo uma matriz arbitrária $n \times m$ e que $X X^T$, seja uma matriz de rank r , quadrada e simétrica. Para se realizar a decomposição, determinadas grandezas precisam ser conhecidas, a saber:

- $v_1, v_2, v_3, \dots, v_n$ é um conjunto de autovetores ortonormais $m \times 1$, com os autovalores associados $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots, \lambda_n$, para a matriz simétrica $X^T X$, de modo que $(X^T X) v_i = \lambda_i v_i$;
- $\sigma_i \equiv \sqrt{\lambda_i}$, é um positivo real e definido como valores singulares;
- $u_1, u_2, u_3, \dots, u_n$ é um conjunto de vetores ortonormais $n \times 1$ definidos por: $u_i = (1/\sigma_i) X v_i$.

Com essas grandezas definidas, e de posse de um teorema da álgebra linear, que diz que para uma matriz qualquer $\mathbf{X}$ de dimensões $n \times m$, a matriz simétrica $X^T X$, tem um conjunto de autovetores ortonormais $v_1, v_2, v_3, \dots, v_n$ e um conjunto de autovalores associados

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

$u_1, u_2, u_3, \dots, u_n$. O conjunto de vetores $Xv_1, Xv_2, Xv_3, \dots, Xv_n$ forma uma base ortogonal onde cada vetor Xv_i tem comprimento $\sqrt{\lambda_i}$.

Com isso, se tem o necessário para realizar a decomposição. O que é dito como o valor na decomposição de valores singulares, nada mais é que uma forma de reescrever a terceira definição.:

$$Xv_i = \sigma_i \cdot u_i. \quad (4.5)$$

O resultado nos diz que $\mathbf{X}$ multiplicado por um autovetor de $X^T X$ é igual a um escalar vezes um outro vetor. Assim, o conjunto de autovetores $v_1, v_2, v_3, \dots, v_n$ e o conjunto de vetores $u_1, u_2, u_3, \dots, u_n$ são ambos conjuntos ortonormais, ou a base num espaço de dimensão r .

É possível resumir esse resultado para todos os vetores em uma matriz de multiplicação de acordo com a construção a seguir, de modo a gerar uma nova matriz diagonal Σ :

$$\Sigma \equiv \begin{vmatrix} \sigma_i & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_r & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix}. \quad (4.6)$$

Onde $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3 \geq \dots, \sigma_r$, são os conjuntos de valores singulares, ordenados pelo seu rank. Do mesmo modo é possível construir matrizes ortogonais $\mathbf{V}$ e $\mathbf{U}$, onde:

$$\mathbf{V} = v_1 v_2, \dots, v_n. \quad (4.7)$$

$$\mathbf{U} = u_1 u_2, \dots, u_n.$$

Onde, do mesmo modo como foi mencionado anteriormente, vetores ortonormais $(m - r)$ e $(n - r)$ são inseridos de modo a preencher as matrizes $\mathbf{V}$ e $\mathbf{U}$ respectivamente. A Equação 4.6 fornece uma representação gráfica de como todas as partes se ajustam para formar então a versão matricial da SVD, como segue:

$$\mathbf{XV} = \mathbf{U}\Sigma. \quad (4.8)$$

Onde cada coluna de $\mathbf{V}$ e $\mathbf{U}$ representam o mesmo valor mostrado a Equação 4.5. Devido ao fato de $\mathbf{V}$ ser ortogonal, é possível multiplicar ambos os lados por $V^{-1} = V^T$, para se obter

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

então a forma final da decomposição:

$$X = U\Sigma V^T. \quad (4.9)$$

Embora aparentemente simples, tal decomposição é muito poderosa. A Equação 4.9, mostra que qualquer matriz arbitrária $\mathbf{X}$, pode ser convertida para uma matriz ortogonal, uma matriz diagonal e outra matriz ortogonal. Isso representa realizar rotações com a base de dados, e essas rotações projetam os dados em uma outra base de coordenadas o que é a base da PCA, que por sua vez, pode ser vista então, como uma rotação dos dados multidimensionais de modo que a variabilidade máxima seja projetada em cada par de combinação dos eixos. No caso da análise de PCA utilizando a SVD, as colunas da matriz $\mathbf{V}$, são as componentes principais da matriz $\mathbf{X}$.

Calcular a PCA, usando a SVD, na prática, pode ser resumido nas seguintes etapas:

1. Os dados precisam ser padronizados por algum método de pré-processamento, como por exemplo a normalização, ou o autoescalamento, isso faz com que se possa trabalhar com variáveis que medem grandezas diferentes como os atributos sísmicos;
2. Os dados precisam ser organizados numa matriz $n \times m$, onde n é o número de atributos estudados e m é o número de amostras;
3. Por fim, é realizada a SVD, ou o cálculo dos autovetores da matriz de covariância, que deve então ser obtida.

Um benefício importante dessa metodologia, como já foi mencionado, é que é possível analisar as variâncias C_y associadas com as componentes principais. Normalmente encontra-se que grandes variâncias estão associadas com os primeiros $k \leq n$ componentes principais, e a partir de uma determinada componente ela começa a decair. Com isso é possível concluir que, as feições mais importantes do dado estão nas primeiras k componentes. Esse processo recebe o nome de redução da dimensionalidade.

Como já foi dito de forma exaustiva, a análise de PCA tem grandes aplicações dentro do processo de caracterização de reservatórios, o que pode ser constatado com as referências já citadas. Embora seja aplicada vastamente, a análise de PCA ainda possui determinadas

limitações que em certos casos levam a resultados não muito eficientes. Existem, porém, outros métodos que tratam de problemas multivariado e que basicamente podem ser aplicados para se comparar os resultados com a PCA, um desses métodos ainda novo no contexto de caracterização de reservatórios é conhecido como análise de componentes independentes, ou ICA.

4.3.4 Análise de Componentes Independentes (ICA)

Tendo em vista os problemas apresentados pela análise de PCA no tratamento de dados multivariados, a análise de componentes independentes (ICA), tenta suprir algumas dessas deficiências, enquanto busca extrair as informações verdadeiramente relevantes, contidas no conjunto de dados analisados.

A análise ICA é de interesse de uma grande variedade de áreas, pois promete tratar de maneira eficiente os dados multivariados. Dentre algumas das áreas onde a ICA é usada com sucesso, pode-se citar mais uma vez a neurociência, o tratamento de sinais telefônicos, a análise de imagens cerebrais, o comportamento dos preços e a análise de vozes, porém no processo de caracterização de reservatórios, poucos são os trabalhos encontrados onde se utiliza a ICA. Desse modo, essa seção tem como objetivo introduzir o conceito desta nova análise e avaliar a sua aplicação no processo de caracterização. Embora eficientemente, nenhum trabalho tenha sido feito usando a ICA neste contexto, a motivação para tentarmos utilizá-la veio de TANNER (2000), onde o autor cita esse método como uma nova tecnologia que visa facilitar a análise multiatributos, identificando quais são as projeções mais discriminantes. Em todas as aplicações citadas acima, e especialmente na caracterização de reservatórios, se tem um contexto onde uma grande quantidade de sinais são medidos e/ou calculados e sabe-se que cada sinal medido depende de um grande número de fatores distintos. Em outras palavras, cada sinal medido é essencialmente uma mistura de fatores.

Exemplificando, pode-se imaginar o caso da bolsa de valores, onde 100 preços de ações, representam o conjunto de 100 medidas, cada uma dependendo de um determinado número de fatores (taxa de desemprego, taxa de juros e condições climáticas). Desse modo, o preço das ações pode ser visto como uma mistura desses distintos fatores. Se esses fatores podem

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

ser extraídos de cada uma das 100 unidades, eles então podem ser usados para prever os movimentos futuros do mercado.

De maneira análoga, no processo de caracterização de reservatórios, e especialmente na análise de multiatributos, é possível ter um grande número de atributos calculados, por exemplo, 50, e esses atributos, também dependem de uma determinada quantidade de fatores, como o tipo de rocha (reservatório, ou não reservatório), o tipo de fluido (água, gás, óleo) e por exemplo a presença ou não de fraturas. Desse modo, o sinal medido por cada atributo nada mais representa do que a mistura desses fatores. Assim, se esses fatores forem extraídos de cada atributo, pode-se utilizar esse resultado de forma quantitativa para, por exemplo, analisar e identificar as fácies sísmicas.

Não importando a área de aplicação, o problema que se tem de um modo geral, são fatores (tipo de rocha) ou as fontes do sinal, que são de interesse primário, mas elas estão escondidas na grande quantidade de sinais medidos (atributos) ou a mistura de sinais. Por meio da ICA, pode-se então extrair a fonte dos sinais subjacente ao conjunto ou mistura de sinais medidos.

A ICA pertence a uma classe de métodos denominados de *separação de fonte cega*, ou *blind source separation BSS*. Esses métodos separam os dados nas suas componentes subjacentes, onde os dados podem estar na forma de imagens, sons, canais de telecomunicações, preços na bolsa ou atributos sísmicos. O termo *cega*, implica que esses métodos podem separar os dados das fontes de sinal, mesmo conhecendo pouco sobre essas fontes, como é o caso da caracterização de reservatórios, onde se tem pouca informação sobre o modelo geológico em subsuperfície.

Com o objetivo de mostrar como a ICA funciona serão apresentados dois exemplos: no primeiro exemplo, pode-se imaginar duas pessoas falando ao mesmo tempo numa sala com dois microfones, como é mostrado na Figura 4.3.

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

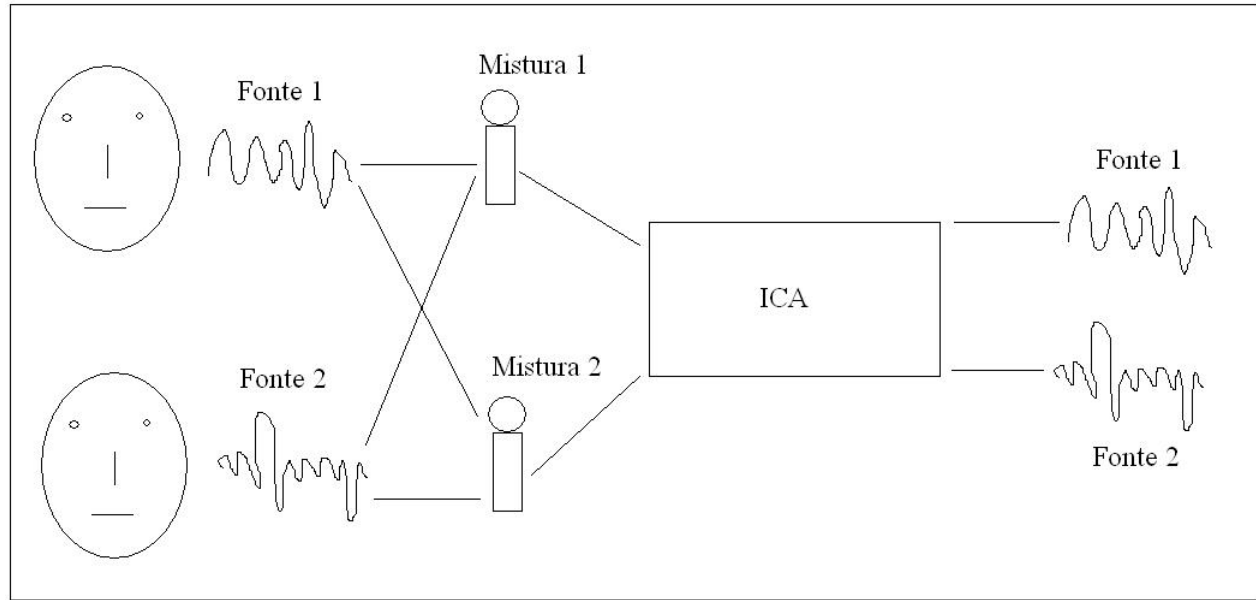


Figura 4.3: Funcionamento da ICA.

De acordo com a Figura 4.3, se cada sinal de voz é examinado numa escala fina, então torna-se aparente que a amplitude de uma voz não é correlacionada com a amplitude da outra voz num determinado intervalo de tempo. O fato dos dois sinais não estarem relacionados é porque eles são gerados por fontes distintas fisicamente. Sabe-se que as vozes são não correlacionadas, então uma estratégia fundamental para realizar a separação das vozes misturadas nas componentes que a constituem é olhar para a variação do sinal dentro dessas misturas. A propriedade de que os sinais sejam não relacionados é de fundamental importância, pois serve para separar não somente mistura de sons, mas misturas de todo o tipo, como por exemplo, o sinal sísmico. No caso da sísmica, se tem uma situação parecida. Após a onda ter sido gerada e atingir as camadas constituídas por diferentes tipos de rochas, os sinais são misturados. Assim, como na Figura 4.3, as pessoas seriam representadas pelos tipos de rocha, por exemplo, rocha reservatório e não reservatório, que geram sinais distintos. Esses sinais são captados por diversos atributos (microfones) e o objetivo é aplicar a ICA de modo a tentar reproduzir a fonte original, identificando assim as fácies sísmicas.

Um outro exemplo, pode ser encontrado em LU e MAO (2005), e é reproduzido aqui. Na Figura 4.4, estão mostrados na parte superior (4.4a) 4 imagens misturadas e na parte inferior (4.4b) as 4 fontes.

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

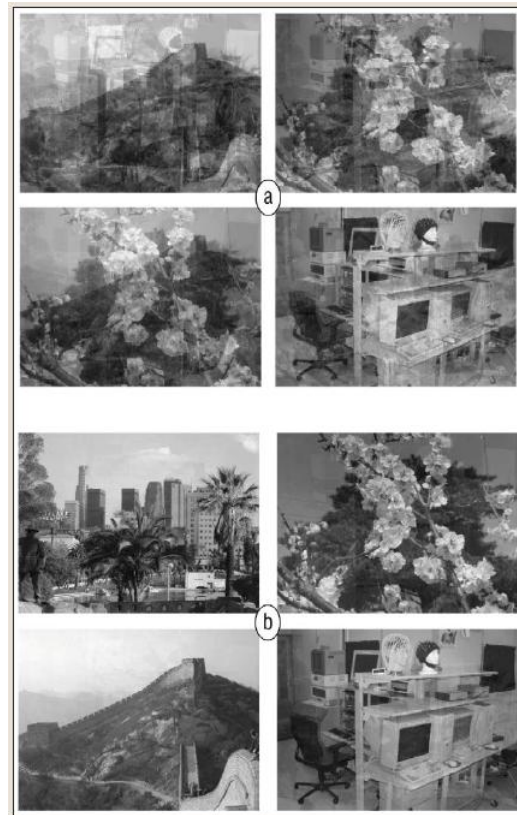


Figura 4.4: Um exemplo simples da aplicação da ICA, em (a) os sinais misturados e em (b) as fontes recuperadas. (Modificado de LU e MAO, 2005)

Nesse caso, tem-se 4 fontes, que seriam, por exemplo, 4 tipos de rochas e 4 imagens misturadas que poderiam ser representadas por 4 atributos sísmicos distintos, onde não fica claro os tipos de rochas. Com a aplicação da ICA se consegue então separar as 4 fontes, ou tipos de rochas que constituem o modelo.

Para se poder fazer essas separações, o método da ICA se baseia numa premissa simples, genérica e fisicamente realista, de que se diferentes sinais são gerados por fontes distintas, ou processos físicos diferentes, como por exemplo, duas pessoas falando ou dois tipos de rochas, então esses sinais podem ser considerados estatisticamente independentes. O método da ICA tem a vantagem de que essa premissa pode ser vista também de maneira recíproca, ou seja, se os sinais são estatisticamente independentes, podem ser extraídos de uma mistura de sinais, então esses sinais precisam ter sua origem em diferentes processos físicos (tipos de rochas e pessoas). Neste trabalho, não serão detalhadas as características matemáticas dessa premissa,

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

o que pode ser feito consultando STONE (2004).

O método da ICA, pode ser relacionado aos métodos convencionais de se analisar grandes conjuntos de dados, como a análise de PCA. Enquanto que a ICA encontra um conjunto de fontes de sinais, a PCA encontra um conjunto de sinais com propriedades mais fracas que a independência. Por exemplo, a PCA extrai um conjunto de sinais não correlacionados, a partir de um conjunto de misturas. Se essas misturas são os microfones, ou os atributos sísmicos, então os sinais extraídos são simplesmente um novo conjunto de sinais misturados. No caso dos atributos sísmicos, cada um deles fornece uma contribuição para cada componente calculada. Em contrapartida, a ICA, extrai um conjunto de sinais independentes a partir de um conjunto de mistura, de modo que os sinais extraídos são um simples conjunto de vozes ou tipos de rochas. Desse ponto de vista, a ICA se apresenta de maneira satisfatória para o mapeamento de fácies sísmicas.

Nesta tese, para se poder obter as componentes independentes, foi utilizado o algoritmo FastICA (HYVARINEN E OJA 2001). Porém, antes de realizar a descrição do algoritmo utilizado, algumas considerações, obtidas de STONE (2004) são necessárias.

O método da ICA, pode ser definido de maneira rigorosa usando o modelo de variáveis latentes. Para isso assume-se que existem n misturas lineares $x_1, \dots, x_n$ de n componentes independentes $s_1, s_2, \dots, s_n$, de modo que:

$$x_j = a_{j1}s_1 + a_{j2}s_2 + \dots + a_{jnsn}. \quad (4.10)$$

Onde a_{ji} , são os coeficientes da i -ésima fonte e j -ésima componente. denota-se por x um vetor aleatório onde estão as misturas $x_1, x_2, \dots, x_n$, e da mesma forma um vetor s com os elementos $s_1, \dots, s_n$ e uma matriz $\mathbf{A}$ com os elementos a_{ij} . Usando essa notação matricial, o modelo de misturas dos sinais pode ser escrito como:

$$\mathbf{x} = \mathbf{A.s}. \quad (4.11)$$

O modelo estatístico descrito pela Equação 4.11 é chamado de análise de componentes independentes, ou modelo ICA. O modelo ICA é um modelo generativo, o que significa que ele descreve como os dados observados são gerados por um processo de mistura dos componentes entre si. As componentes independentes são variáveis latentes, significando que elas não são

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

diretamente observadas. Do mesmo modo, a matriz de mistura é desconhecida também. A única coisa observada é o valor aleatório x , e precisa-se estimar tanto $\mathbf{A}$ e s usando isso. Isso precisa ser feito assumindo determinadas premissas. Após se estimar a matriz $\mathbf{A}$ é necessário calcular a sua inversa denotada por $\mathbf{W}$ e obter as componentes, aplicando:

$$\mathbf{s} = \mathbf{W}.\mathbf{x}. \quad (4.12)$$

Antes, porém, de se aplicar o algoritmo para realizar tal operação, determinados pré-processamentos são necessários. O pré-processamento básico é a centragem dos dados na matriz $\mathbf{X}$. Isso é feito calculando-se a média e depois subtraindo-se a média de cada elemento da matriz, por meio desse pré-processamento, então os algoritmos da ICA podem trabalhar de maneira mais fácil.

Um outro pré-processamento útil e necessário é o *whitening*. Isso significa que após o dado ter sido centrado, a matriz $\mathbf{X}$ é transformada de modo a se obter uma nova matriz com os elementos não correlacionados e com variância igual a 1. Uma maneira muito comum de fazer essa transformação é por meio da decomposição de autovalores da matriz de covariância:

$$E\mathbf{X}\mathbf{X}^T = E\mathbf{D}E^T. \quad (4.13)$$

Onde $\mathbf{E}$ é a matriz ortogonal de autovalores de $E(\mathbf{X}\mathbf{X}^T)$ e $\mathbf{D}$ é a matriz diagonal dos autovalores:

$$\mathbf{D} = \text{diag}(d_1, \dots, d_n). \quad (4.14)$$

Note que $E(\mathbf{X}\mathbf{X}^T)$ pode ser estimado de uma forma padrão. Desse modo a transformação de *whitening* pode ser feita da seguinte maneira:

$$\mathbf{x} = E.\mathbf{D}^{-1/2}E^T\mathbf{x}. \quad (4.15)$$

Desse modo, para aplicar o algoritmo do FastICA, é necessário que o dado tenha passado por esses dois pré-processamentos.

O algoritmo do FastICA é um algoritmo iterativo que possui uma regra de aprendizado, ou seja, tentar sempre achar o vetor $\mathbf{w}$ de modo que a projeção $w^T x$ possua a máxima independência. É preciso lembrar que para isso ocorrer, a variância de $w^T x$ precisa ser igual a 1, para o dado

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

que passou pelo pré-processamento de *whitening*.

Não se pode esquecer que o objetivo do algoritmo FastICA é encontrar o valor da matriz $\mathbf{W}$, que por sua vez será usado para encontrar as componentes, ou seja, é necessário encontrar os $\mathbf{p}$ vetores $\mathbf{w}$. Para isso, de uma forma resumida, o algoritmo pode ser executado da seguinte maneira:

1. Inicia-se com uma escolha aleatória do vetor $\mathbf{w}$;
2. Após essa escolha, esse vetor precisa ser otimizado de modo a produzir componentes com o máximo de independência entre elas. Para tanto, alguns conceitos avançados de álgebra linear como a máxima entropia entre os vetores é aplicado;
3. o vetor é testado nas condições de otimização;
4. Se a função convergir, deve-se retornar ao segundo passo onde uma nova iteração é calculada.

É importante destacar nesse algoritmo, que a saída serão $\mathbf{p}$ vetores, representando as $\mathbf{p}$ componentes. Para que o algoritmo trabalhe com as $\mathbf{p}$ componentes, a cada iteração são subtraídas as projeções ou componentes dos vetores previamente estimados.

O algoritmo FastICA, de acordo com HYVARINEM e OJA (2001), possui algumas propriedades importantes:

- A convergência do algoritmo é cúbica, isso significa que o algoritmo converge rapidamente, que é o desejado quando se está processando uma grande quantidade de dados;
- Não existe a necessidade de se escolher parâmetros, o que torna o algoritmo fácil de ser usado;
- O algoritmo encontra de forma direta as componentes independentes, diferente de outros algoritmos onde se obtém funções de distribuição;
- A performance do algoritmo pode ser otimizada, se as funções de entropia forem escolhidas de maneira correta;

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

- As componentes independentes são estimadas uma a uma, e isso é útil na análise exploratória dos dados, e reduz o tempo computacional se o esperado for estimar poucas componentes.

Com esse algoritmo, o método ICA tem sido aplicado em muitos campos como os já citados. Porém, na caracterização de reservatórios, sua aplicação ainda é muito deficitária. Uma das mais modernas e recentes aplicações da ICA está na análise de imagens ou no reconhecimento de faces (BARTLETT *et al.*, 2002), o que faz com que se motive a aplicá-lo na análise de fácies sísmicas. Até o momento, foram analisados dois métodos de estatística multivariada com promissoras aplicações no processo de caracterização de reservatórios, contudo, nenhum desses métodos considerou o caráter espacial dos dados. Para isso, um último método será aqui discutido, onde a principal diferença é inserir o caráter espacial na análise. Esse método é conhecido como fatores de máxima autocorrelação.

4.3.5 Fatores de Máxima Autocorrelação (MAF)

Já foi visto que, quando são coletados dados multivariados em algum campo de aplicação, como por exemplo, os atributos sísmicos na caracterização de reservatórios, o efeito da redundância de informação normalmente ocorre devido a covariação entre as variáveis. Para lidar com os dados multivariados, várias técnicas estatísticas são desenvolvidas de modo que se possa realizar uma análise exploratória, dando ao intérprete a possibilidade de descobrir e analisar feições e estruturas importantes subjacentes aos dados. Um desenvolvimento interessante que auxilia essa análise é o processo de redução da dimensionalidade dos dados, de modo a simplificá-los, permitindo um melhor entendimento, uma melhor visualização e uma interpretação mais eficiente, restando dos dados somente as informações relevantes. Como já foi apresentado, no caso dos atributos sísmicos, a grande quantidade de atributos usados para tentar representar o modelo de subsuperfície, acaba por gerar uma grande redundância no banco de dados. Uma outra analogia que pode ser feita nesse caso, é comparar os atributos sísmicos às medidas feitas por satélites, onde são feitas muitas medidas utilizando diferentes comprimentos de onda e a interpretação conjunta das imagens obtidas para cada comprimento de onda gera o resultado final desejado.

Nesta tese já foram apresentados 2 métodos capazes de fazer uma análise exploratória de

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

dados multivariados. O primeiro, foi a tradicional análise de PCA, que entre suas principais limitações está o fato de não tratar o caráter espacial dos dados e nem sempre produzir imagens completamente limpas de informações não desejadas. O segundo método foi a ICA, que tem uma abordagem distinta, onde o objetivo é, a partir de sinais misturados, reconstruir a fonte desses sinais, no caso os tipos de rochas. A ICA também não considera o caráter espacial dos dados, contudo a comparação com a análise de PCA deve ser feita de maneira cuidadosa, uma vez que as abordagens se apresentam de forma distinta.

Além desses dois métodos, existe um terceiro que será aqui estudado, e que pode ser considerado como a extensão espacial da análise de componentes principais. Esse método é conhecido como fatores de máxima autocorrelação, ou MAF. Assim, de acordo com NIELSEN (1994) e LARSEN (2002), os fatores de máxima autocorrelação foram propostos como uma alternativa à análise de componentes principais, permitindo que a natureza espacial dos dados fosse inserida no processo.

Nos MAF, busca-se por uma transformação que maximize a autocorrelação entre as observações vizinhas. Para que seja aplicada a transformação de MAF, é necessário que se tenha o conhecimento ou a estimativa da matriz de dispersão dos dados e a da matriz de dispersão dos dados deslocados. A premissa básica dos MAF, é que os sinais de interesse, por exemplo, aqueles pertencentes ao mesmo tipo de rocha, exibam alta autocorrelação, enquanto que as informações indesejadas possuam menos autocorrelação.

A transformação dos MAF, maximiza a autocorrelação representada por cada componente. Do ponto de vista da álgebra linear, os MAF podem ser vistos como uma maneira mais satisfatória de ortogonalizar os dados do que a análise de PCA. A transformação dos MAF é equivalente a se realizar a transformação dos dados para um novo sistema, no qual a matriz de covariância da imagem espacialmente deslocada é a matriz identidade, seguida por uma análise de componentes principais.

Uma importante propriedade do procedimento dos MAF é que essa transformação é invariante a transformações lineares, uma propriedade não observada, por exemplo, na análise de PCA. Especificamente, se $Z^* = BZ$, onde B , é qualquer matriz não singular $p \times p$, então a solução

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

dos MAF é a mesma para $\mathbf{Z}$ e $\mathbf{Z}^*$. Em particular, isso quer dizer que é irrelevante se o dado é ou não reescalado, o por exemplo, é feito como pré-processamento nos outros métodos (SWITZER e GREEN, 1984).

Para deduzir a transformação dos MAF, pode-se recorrer aos trabalhos de NIELSEN (1994) e SWITZER e GREEN (1984). Para iniciar, pode-se considerar uma variável aleatória:

$$Z^T = Z[(x)_1, \dots, Z(x)_n], \quad (4.16)$$

e assumir que:

$$\begin{aligned} E\{Z(x)\} &= 0 \\ D\{Z(x)\} &= \Sigma \end{aligned} \quad (4.17)$$

.

Pode-se considerar também um deslocamento espacial:

$$\Delta^T = (\Delta_1, \Delta_2). \quad (4.18)$$

Desse modo a função de covariância espacial pode ser definida como:

$$Cov\{Z(x), Z(x + \Delta)\} = \Gamma(\Delta) \quad (4.19)$$

E Γ , possui as seguintes propriedades:

$$\begin{aligned} \Gamma(0) &= \Sigma \\ \Gamma(\Delta)^T &= \Gamma(-\Delta) \end{aligned} \quad (4.20)$$

.

Nos MAF, se está interessado nas correlações entre as projeções das variáveis e as variáveis deslocadas. Desse modo, tem-se que:

$$\begin{aligned} Cov\{a^T Z(x), a^T Z(x + \Delta)\} &= a^T \Gamma(\Delta) a \\ &= (a^T \Gamma(\Delta) a)^T \\ &= a^T \Gamma(\Delta)^T a \\ &= a^T \Gamma(-\Delta) a \\ &= \frac{1}{2} a^T (\Gamma(\Delta) + \Gamma(-\Delta)) a. \end{aligned} \quad (4.21)$$

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

Introduzindo Γ_{Δ} , se tem que:

$$\begin{aligned}\Sigma_{\Delta} &= D\{Z(x) - Z(x + \Delta)\} \\ &= E\{[Z(x) - Z(x + \Delta)][Z(x) - Z(x + \Delta)]^T\}.\end{aligned}\tag{4.22}$$

A função Δ é considerada como o variograma multivariado de modo que:

$$\Gamma(\Delta) + \Gamma(-\Delta) = 2\Sigma - \Sigma_{\Delta}.\tag{4.23}$$

E então, combinando, as Equações 4.21 e 4.23, tem se que:

$$Cov\{a^T Z(x), a^T Z(x + \Delta)\} = a^T \left(\Sigma - \frac{1}{2} \Sigma_{\Delta} \right) a.\tag{4.24}$$

Dividindo a Equação 4.24 pela variância dos dados projetados no subespaço correspondendo à a_i , a expressão para a correlação é dada por:

$$Cov\{a^T Z(x), a^T Z(x + \Delta)\} = 1 - \frac{1}{2} \frac{a^T \Sigma_{\Delta} a}{a^T \Sigma a}.\tag{4.25}$$

O último termo na parte direita da Equação 4.25 é conhecido como coeficiente de Rayleigh. Para maximizar a correlação é necessário minimizar esse coeficiente:

$$R(a) = \frac{1}{2} \frac{a^T \Sigma_{\Delta} a}{a^T \Sigma a}.\tag{4.26}$$

Fazendo $k_1 \geq \dots \geq k_m$ serem os autovalores e $a_1, \dots, a_m$ os autovetores conjugados correspondentes de Σ_{Δ} com relação a Σ , então se tem que:

$$Y_i(x) = a_i^T Z_i(x).\tag{4.27}$$

Ou seja, Y_i é o i -ésimo fator de máxima autocorrelação. Para se obter a solução dos MAF, deve-se resolver dois autoproblemas ordinários, seguindo as etapas:

- Calcular as componentes principais da matriz de dispersão Σ ;
- Calcular a matriz de dispersão para as componentes principais;
- Calcular as componentes principais para os dados transformados correspondentes.

De acordo com SWITZER e GREEN (1984), recomenda-se a formação de dois conjuntos de atributos. Os dois conjuntos são $Z(x) - Z(x + \Delta_h)$ e $Z(x) - Z(x + \Delta_v)$, onde Δ_h é uma unidade

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

de deslocamento horizontal e Δ_v é uma unidade de deslocamento vertical.

O resultado deste processo são imagens produzidas para cada fator ortonormal. Normalmente, as primeiras imagens são as mais representativas, retendo as informações realmente importantes. De acordo com HILGER e STEGMANN (2001), estudos comparativos podem ser realizados entre a análise de PCA e os MAF, mostrando que os MAF realizam um trabalho mais eficiente do que a PCA, no que diz respeito à representação de padrões. Isso se deve ao fato de que não é necessário escolher quantos fatores devem ser utilizados na classificação, pois, por construção, o primeiro fator sempre guardará as informações mais relevantes. Isso resulta numa menor interferência do intérprete, pelo menos na hora de escolher as variáveis que seguirão na análise.

Para completar a análise multivariada, principalmente no que diz respeito ao estudo de fácies sísmicas, após a análise exploratória, é necessário processar as informações com algoritmos e métodos de classificação e agrupamento.

Esses dois termos às vezes podem se confundir, porém, a diferença básica entre eles está no fato de que a classificação usa dados de calibração e o agrupamento não os utiliza, sendo realizado de acordo com uma abordagem não supervisionada. Como essa análise é realizada, e o método que será aqui utilizado é o tema da próxima seção.

4.3.6 Análises de Agrupamento

Os métodos de agrupamento, fornecem ferramentas poderosas para analisar conjuntos de dados multivariados e tem suas aplicações nas mais distintas áreas. A análise de agrupamento é um termo usado para descrever diversas técnicas numéricas, cujo propósito fundamental é classificar os valores de uma matriz de dados, em grupos discretos. A técnica classificatória de análise de agrupamentos pode ser utilizada quando se deseja explorar as similaridades entre indivíduos ou entre variáveis definindo-se em grupos, considerando simultaneamente no primeiro caso todas as variáveis medidas em cada indivíduo, ou seja, cada atributo em cada amostra, e no segundo todos os indivíduos nos quais foram feitas medições, ou seja, os traços sísmicos. Os métodos de agrupamentos pesquisam na base de dados por grupos homogêneos de itens, representados por pontos num espaço n-dimensional em um número convincente de

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

grupos relacionando-os por meio de coeficientes de similaridade ou de correspondência.

Desse modo, por meio dos métodos de agrupamentos, pode-se separar os dados em grupos numa situação onde nenhuma informação a priori sobre os grupos é disponível (classificação não supervisionada), ao contrário dos métodos de classificação (classificação supervisionada) onde existem informações a priori sobre os grupos e suas características individuais que podem ser utilizadas. No caso do processo de caracterização de reservatórios, a classificação seria feita se fossem usadas as informações de poços como uma maneira de calibrar a classificação. Contudo, nesta tese os dados de poços não serão utilizados nesta etapa do trabalho, e a classificação será não supervisionada, ou seja, utilizando métodos de agrupamentos.

O objetivo de uma análise de agrupamento é que as unidades dentro dos grupos devem ser o mais parecidas possível e os grupos formados devem ser o mais distintos possíveis. Não se deve esperar que a análise de agrupamento sempre divida os dados em grupos completamente distintos, as vezes uma sobreposição ocorre entre os grupos. As principais razões para se fazer uma análise de agrupamento, também conhecida como análise *cluster*, são”

- Exploração eficiente da base de dados;
- Visualização;
- Redução dos dados;
- Geração de hipóteses para agrupamentos novas variáveis.

Para se desenvolver as técnicas de agrupamentos, considere $X = (x_1, x_2, \dots, x_N)$, como sendo um conjunto de N vetores, cada um com uma dimensão d . Na análise de agrupamentos, tenta-se agrupar os dados com base em alguma medida de similaridade/dissimilaridade, que quantifica a proximidade entre os vetores de dados no espaço desejado. A medida de similaridade mais utilizada é a norma Euclidiana, definida em um espaço vetorial ortogonal. Isso ocorre pelo fato dos conjuntos multivariados apresentarem uma certa redundância, ao se expressar os dados num espaço ortogonal, tenta-se remover essa redundância enquanto se retem as informações mais importantes. Por esse motivo, todos os métodos multivariados discutidos até aqui, são de suma importância para a etapa de agrupamento. Um dos objetivos da análise de agrupamento, é encontrar protótipos para cada um desses grupos, formando uma

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

base para futuras classificações.

A tarefa de se agrupar dados em grupos distintos, deve possuir as seguintes propriedades:

- Homogeneidade: um grupo Y_k , é dito homogêneo, se e somente se $\forall x_i, x_j \in Y_k$ e $x_l \in x_k$, tem-se que:

$$\begin{aligned}d(x_i, x_j) &\leq d(x_i, x_l) \\d(x_i, x_j) &\leq d(x_j, x_l).\end{aligned}\tag{4.28}$$

onde d é uma medida de proximidade

- Estabilidade: um agrupamento realizado num conjunto de dados, é dito estável se ele minimiza alguma função objetivo.

Os métodos de agrupamento disponíveis podem ser divididos em duas grandes categorias: métodos hierárquicos; e métodos não hierárquicos, também referidos como métodos baseados numa função objetivo.

Nesta tese, foi usado um método de agrupamento vastamente conhecido e não hierárquico, conhecido como k-médias (*k-means*). Além de ser um dos métodos mais bem estudados na literatura estatística, o método das k-médias é facilmente programável, computacionalmente econômico e gera resultados eficientes na classificação. O método das k-médias possui várias aplicações, entre elas: agrupamento por similaridade predição não linear; aproximação de distribuições multivariadas e teste não paramétrico para a independência de algumas variáveis.

De acordo com MACQUEEN (1967), o procedimento das k-médias consiste em simplesmente começar com k grupos, cada um consistindo em um ponto aleatório. À medida em que o procedimento avança, novos pontos são adicionados nos grupos, assim a média é recalculada considerando o novo ponto de modo a ficar próxima da média original. Com isso, o método das k-médias, usa k protótipos que são os centróides dos grupos para caracterizar os dados. Esses grupos são determinados minimizando a soma dos erros ao quadrado de acordo com:

$$J_K = \sum_{k=1}^k \sum_{i \in c_k} (x_i - m_k)^2.\tag{4.29}$$

4.3 O Conceito de Fácies Sísmicas e os Métodos Estatísticos Multivariados Utilizados para a sua Determinação Quantitativa

Onde, x_i são os pontos pertencentes a matriz de dados e:

$$m_k = \sum_{i \in c_k} \frac{x_i}{n_k}. \quad (4.30)$$

É o centróide do grupo c_k e n_k é o número de pontos em c_k .

Talvez, a aplicação mais óbvia do processo das k-médias, seja tratar o problema da similaridade dos grupos, ou o que é conhecido como agrupamento. O ponto desta aplicação não é encontrar um grupo único e definitivo, mas sim simplificar e auxiliar o intérprete em obter um bom entendimento quantitativo e qualitativo de uma grande quantidade de dados multivariados.

Computacionalmente, o cálculo das k-médias começa com a definição de k , ou seja, em quantos grupos se deseja classificar o conjunto de dados. No caso do processo de caracterização de reservatórios e na análise de fácies sísmicas, o número k , corresponde ao número de fácies presentes no reservatório. Normalmente o intérprete tem o conhecimento de tal informação. O processo das k-médias começa, onde cada amostra é localizada na média mais próxima, assim uma nova média é calculada e então determina-se o par de médias que são mais próximas entre todos os pares. Se a distância entre os membros desses pares é menor do que uma distância C , pré-definida, os dados são agrupados usando seus pesos respectivos para formar uma única média. O par mais próximo, é novamente determinado e sua separação é comparada com o valor de C , e assim sucessivamente até que todas as médias sejam separadas de uma distância C . Dependendo do tamanho definido para C , por exemplo, numa malha grosseira, o número de grupos é reduzido e partição definida é grosseira. Em adição a isso, a medida que cada novo ponto é processado e sua distância da média mais próxima é determinada, ela pode ser comparada com um tamanho R , também pré-definido. Se um novo ponto encontra-se mais distante da média mais próxima, ele é considerado como pertencer a um outro grupo. Sendo esse R relacionado a uma malha refinada, o número de grupos definidos aumenta e ficam mais detalhados. Após todas as amostras terem sido processadas desta maneira, se tem o conjunto de dados classificado. Os pontos associados com cada k-ésima média, produz um novo grupo. Na prática, o único parâmetro fornecido é o número de grupos que se deseja obter, e o processo de minimização das distâncias é feito por meio de métodos de cálculo de distâncias. Nesta tese, o método utilizado é o da distância de Mahalanobis, e a justificativa de se utilizar tal método esta no fato de que os dados que serão usados no processo de classificação são

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

resultantes de análises feitas com as técnicas multivariadas analisadas anteriormente (PCA, ICA e MAF). Esses métodos, como foi discutido, ortogonalizam os dados e neste caso a distância de Mahalanobis é a mais indicada para tratar dados ortogonais.

Neste trabalho, para a realização da classificação e identificação das fácies, foi utilizada uma abordagem apresentada por DING e HE (2004). Neste trabalho, os autores, ao invés de utilizarem as variáveis originais, porém, só aquelas identificadas na análise de PCA, utilizam as próprias componentes. Devido à propriedade do método das k-médias, de ser invariante à transformações ortogonais, não existem impedimentos teórico para a sua aplicação, devendo apenas se tomar o cuidado de utilizar a distância de Mahalanobis no processo. Os autores, mostram uma maior eficiência na classificação ao utilizarem essa abordagem, e, nesta tese, tal procedimento foi expandido para utilizar os resultados provenientes da ICA e dos MAF.

Assim, na próxima seção são apresentados os resultado obtidos para a análise dos atributos sísmicos com o objetivo final de identificação das fácies sísmicas.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

Para se poder atingir o objetivo deste capítulo, que é o de, classificar o dado sísmico e determinar dessa maneira as fácies sísmicas presentes no modelo, dando a essa informação uma interpretação quantitativa dentro do processo de caracterização de reservatórios, diversos métodos e técnicas foram aplicados. Todo esse processo se iniciou no Capítulo 3 com a extração dos atributos sísmicos, passando aqui, por uma análise exploratória multivariada e culminando com o processo de agrupamento e classificação dos dados nas fácies presentes no reservatório sintético em estudo nesta tese.

Desse modo, toda a análise que será apresentada a partir de agora, segue o esquema apresentado no fluxograma da Figura 4.5.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

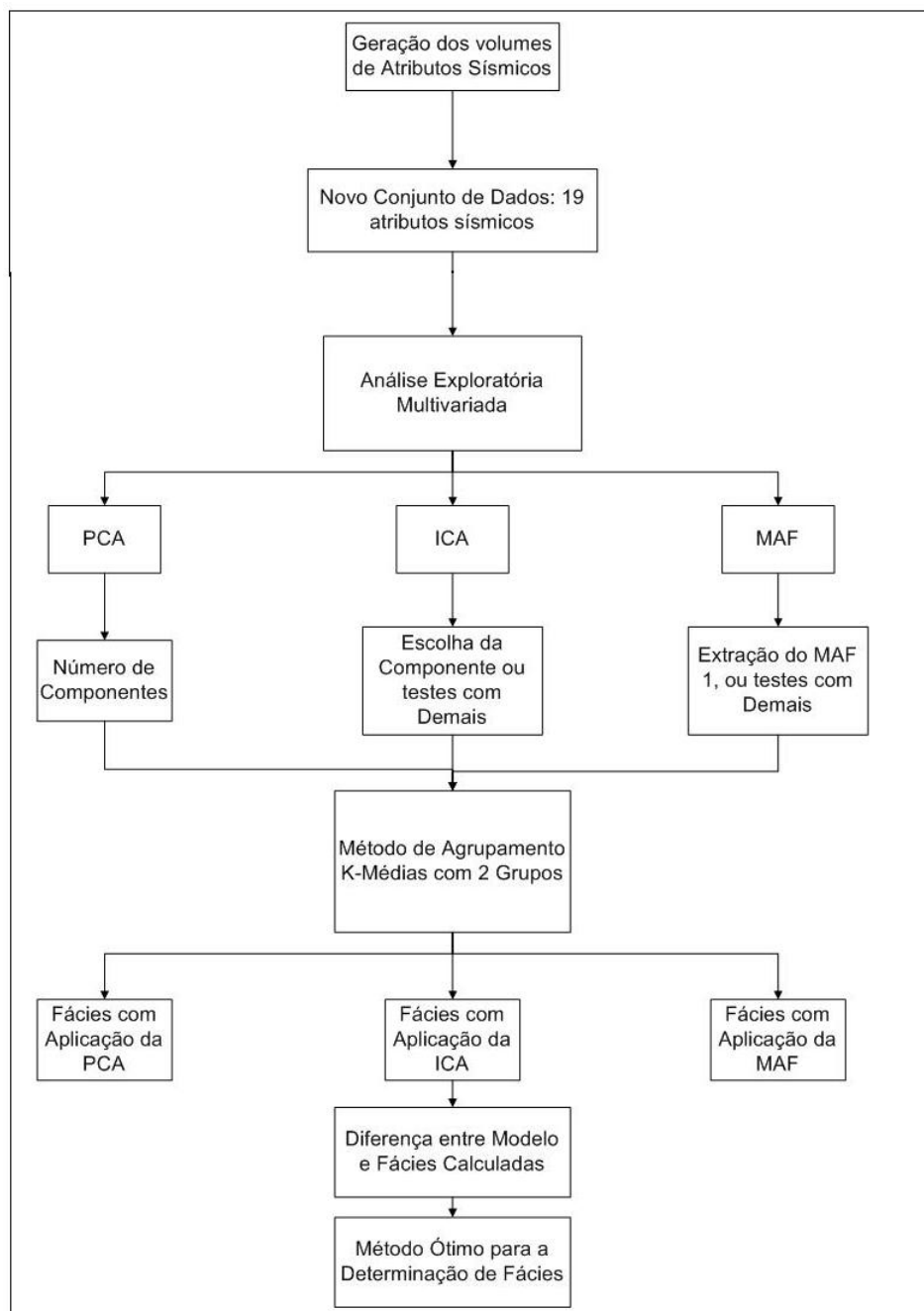


Figura 4.5: Fluxograma utilizado na análise dos resultados da avaliação multiatributos e na definição das fácies sísmicas.

A primeira etapa do fluxograma mostrado na Figura 4.5, foi realizada no Capítulo 3, onde os 19 atributos foram extraídos do dado sísmico em estudo. Como foi mostrado e discutido no capítulo anterior, alguns dos atributos reproduziram bem determinadas feições do reservatório, enquanto que outros não tiveram muito sucesso. Nesse ponto, poderia se adotar a abordagem

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

de escolher os atributos que melhor retratam o reservatório e inserí-los no processo de classificação. Contudo, o objetivo aqui, é mostrar que ao invés de se utilizar os atributos como dados de entrada, e passar por uma etapa de escolha, serão usados os fatores e componentes calculados pelos métodos multivariados.

Dentre os métodos multivariados, o primeiro aplicado ao conjunto de atributos sísmicos foi a análise de PCA. Aplicando-se o algoritmo descrito anteriormente, foram extraídas 19 componentes principais. As componentes calculadas são apresentadas nas Figuras 4.6 e 4.7.

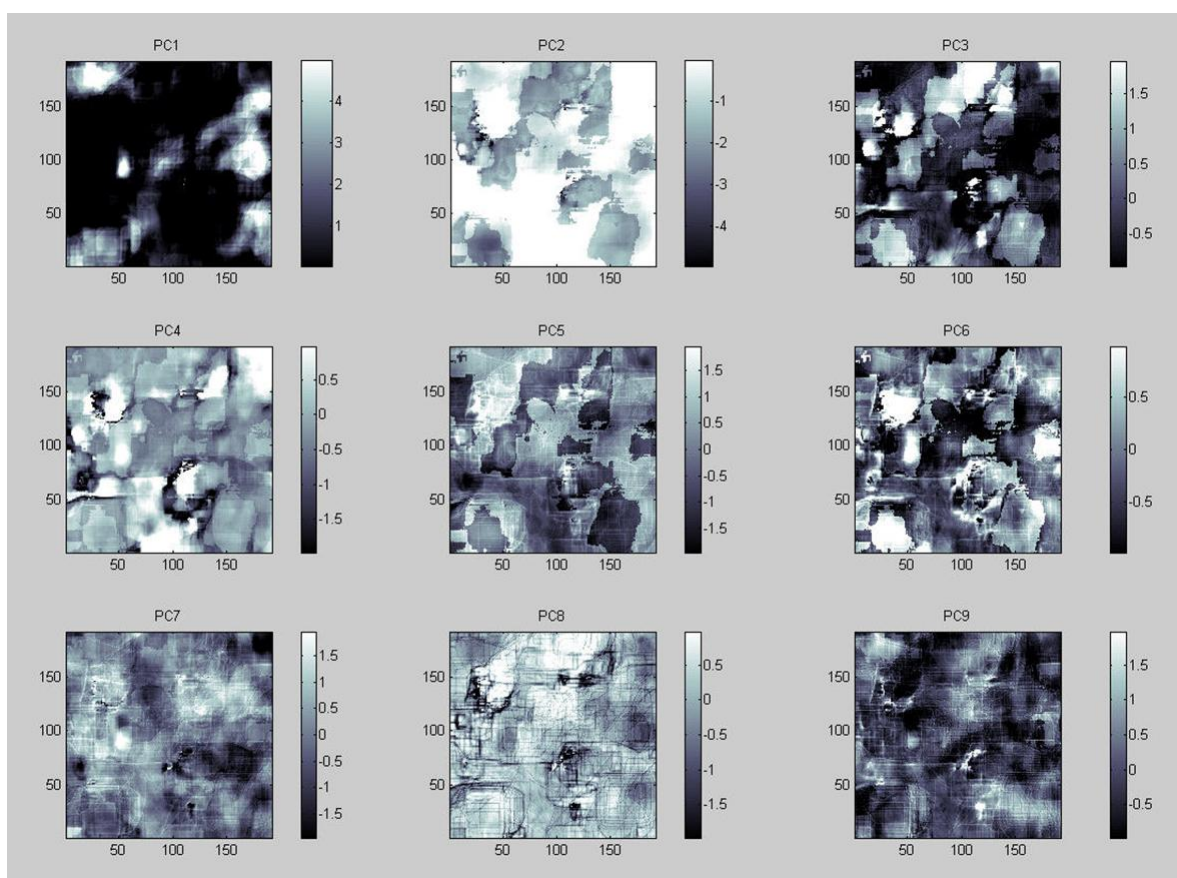


Figura 4.6: Componentes principais de 1 a 9 obtidas para o conjunto de 19 atributos estudados nesta tese.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

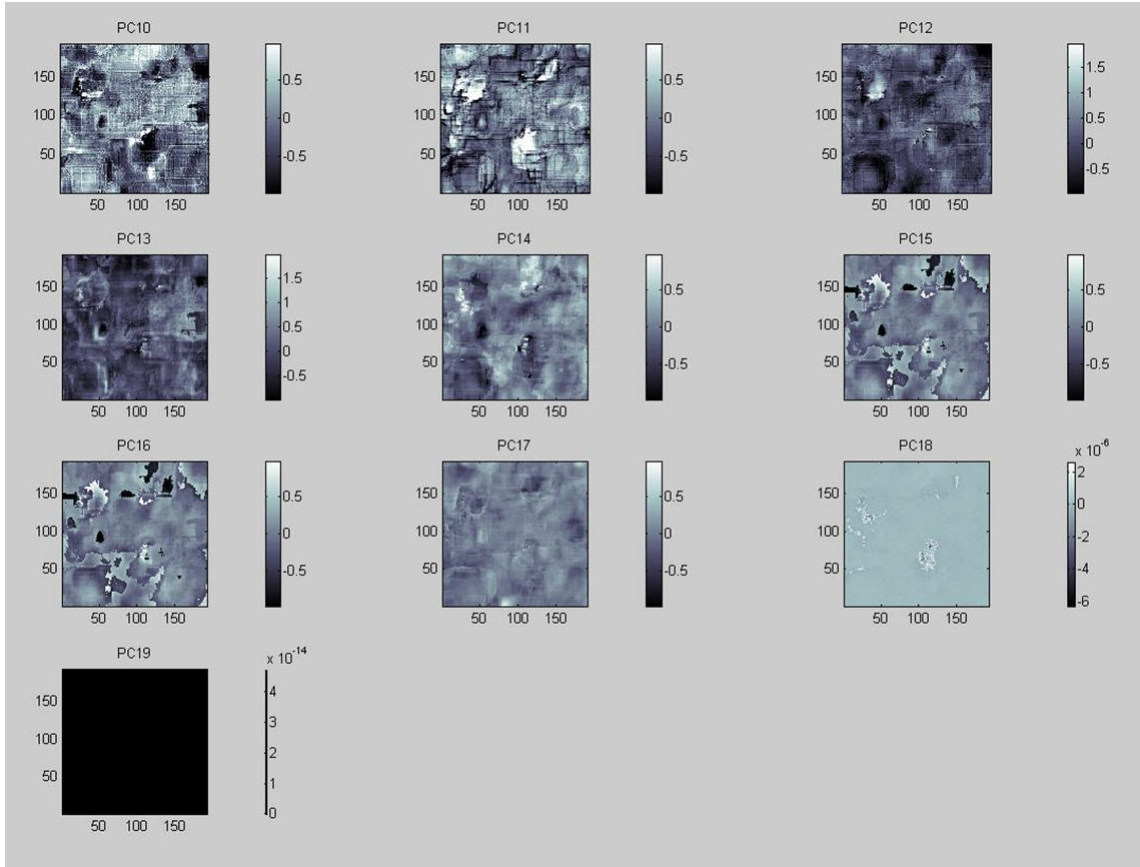


Figura 4.7: Componentes principais de 10 a 19 obtidas para o conjunto de 19 atributos estudados nesta tese.

Ao se observar as figuras 4.6 e 4.7, pode-se notar que na primeira componente (PC1), algumas feições desejadas são reproduzidas. Todavia, nas demais componentes, também se observa algumas características importantes, de modo que algumas das demais componentes também podem contribuir para o processo. Pode-se notar na Figura 4.7, que os atributos de ordem mais alta, pouco contribuem, pois nesse caso a variabilidade total do dado já ficou retida nas componentes de menor grau. Desse modo, para que a análise de PCA, seja utilizada, é necessário então procurar uma maneira de se selecionar, quantos e quais as componentes que são necessárias para representar de forma eficiente o dado em estudo. Essa seleção pode ser feita por meio de duas análises. Na primeira delas, o objetivo é verificar qual a porcentagem da variância do dado é explicada pelas componentes principais. Isso é feito por meio de um gráfico onde se confrontam as componentes principais e a variância acumulada (Figura 4.8).

Ao se analisar o gráfico da Figura 4.8, é possível observar que a partir da componente 5, mais de

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

80% da variância é explicada, com 8 componentes se tem uma explicação de 90% da variância dos dados. Neste ponto é possível enumerar uma das desvantagens da análise de PCA, para que ela seja utilizada de forma eficiente é necessário utilizar um critério subjetivo para se escolher quantas componentes serão utilizadas. Para tentar minimizar essa subjetividade (JOLLIFFE, 2002), uma outra análise pode ser feita. Nessa segunda análise se avalia o valor dos escores das componentes principais, e ao se graficar (Figura 4.9) as componentes principais e os autovalores dos escores, pode-se observar o comportamento, por meio de um gráfico, denominado de *scree-plot* (CATTELL,1966).

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

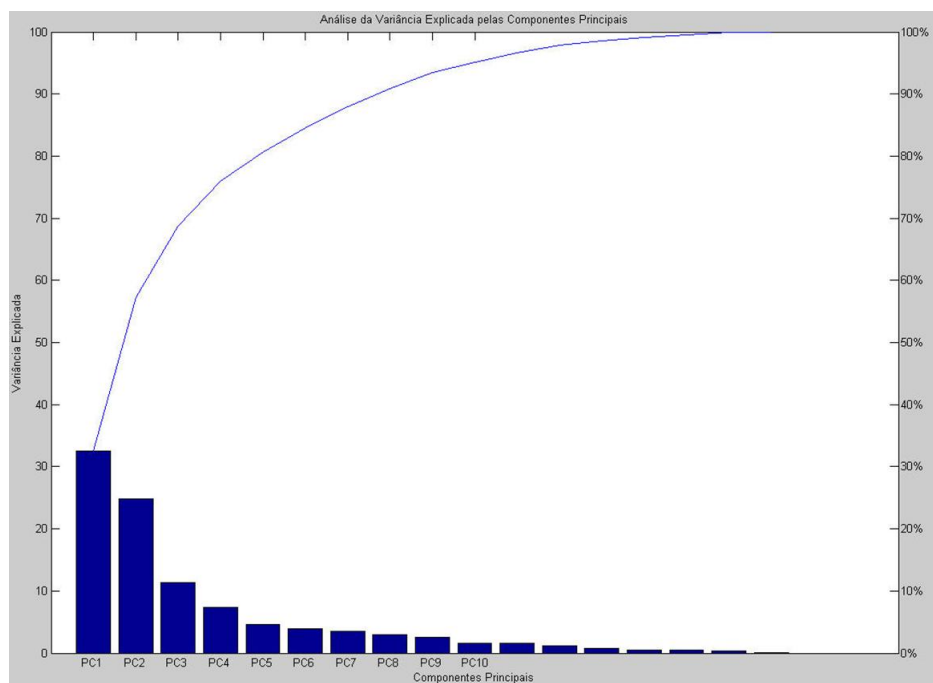


Figura 4.8: Análise da porcentagem da variância, explicada pelas componentes principais.

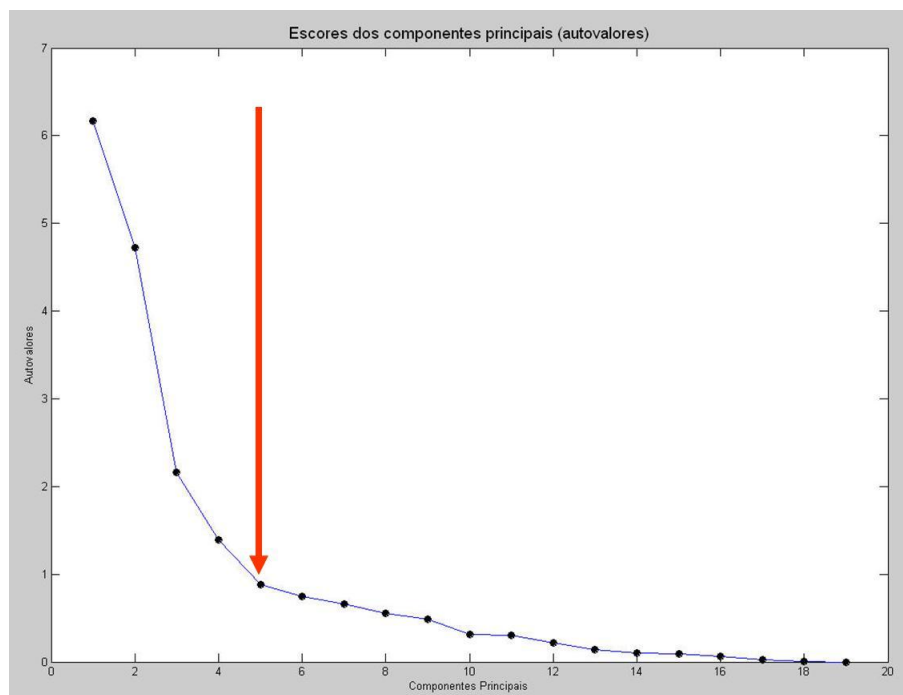


Figura 4.9: *Scree Plot* para as componentes principais obtidas dos atributos sísmicos, onde se observa o comportamento dos autovalores de cada componente principal.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

Num gráfico tipo *scree plot*, tenta-se analisar como os autovalores se alteram com a componente principal. Enquanto essa diferença é grande, entre uma componente e a sua seguinte, indica que essa componente ainda não é suficiente para explicar os dados. A partir do momento em que essa diferença, ou seja, onde a inclinação da reta se altera, ou a derivada, indica quantas são as componentes necessárias para se representar com o mínimo de perda de informação o dado. Se um número maior de componentes for incluída se estará inserindo ruídos na análise (CATTELL,1966). Assim, a Figura 4.8, mostra que até a componente principal 5, a diferença entre os autovalores é significativa, desta componente em diante, pode-se notar uma alteração na curva. Com isso, pelo fato de reter 80% da variabilidade dos dados e pelo fato do *scree-plot*, mostrar uma mudança na inclinação da curva, pode-se dizer que 5 componentes principais, são suficientes para explicar os atributos sísmicos. Neste ponto, nota-se um dos objetivos da análise de PCA, que conseguiu neste caso reduzir a dimensionalidade de 19 atributos para 5 componentes principais. Essas 5 componentes serão utilizadas mais adiante no processo de classificação e agrupamento.

Antes, porém, de apresentar a classificação e o agrupamento para as componentes principais, é possível analisar outros resultados da aplicação deste método. Um resultado interessante e com importantes aplicações práticas é quando se projeta nas duas primeiras componentes as variáveis em estudo. Esse tipo de representação é denominada de círculo de correlação. E a principal característica desse tipo de análise é realizar agrupamentos entre as variáveis semelhantes, podendo ser usado como alternativa aos gráficos de correlação. Assim, a Figura 4.10 apresenta o círculo de correlação para os atributos sísmicos aqui estudados.

Como está mostrado na Figura 4.10, pode-se observar 4 grupos bem distintos de atributos. No Grupo 1 da Figura 4.10, se concentram os atributos relacionados à amplitude, e se observarmos os mesmo de uma maneira conjunta na Figura 4.11, poderá se notar que todos eles reproduzem de maneira satisfatória as características do reservatório, e justamente por esse motivo, eles tem uma contribuição maior na primeira componente.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

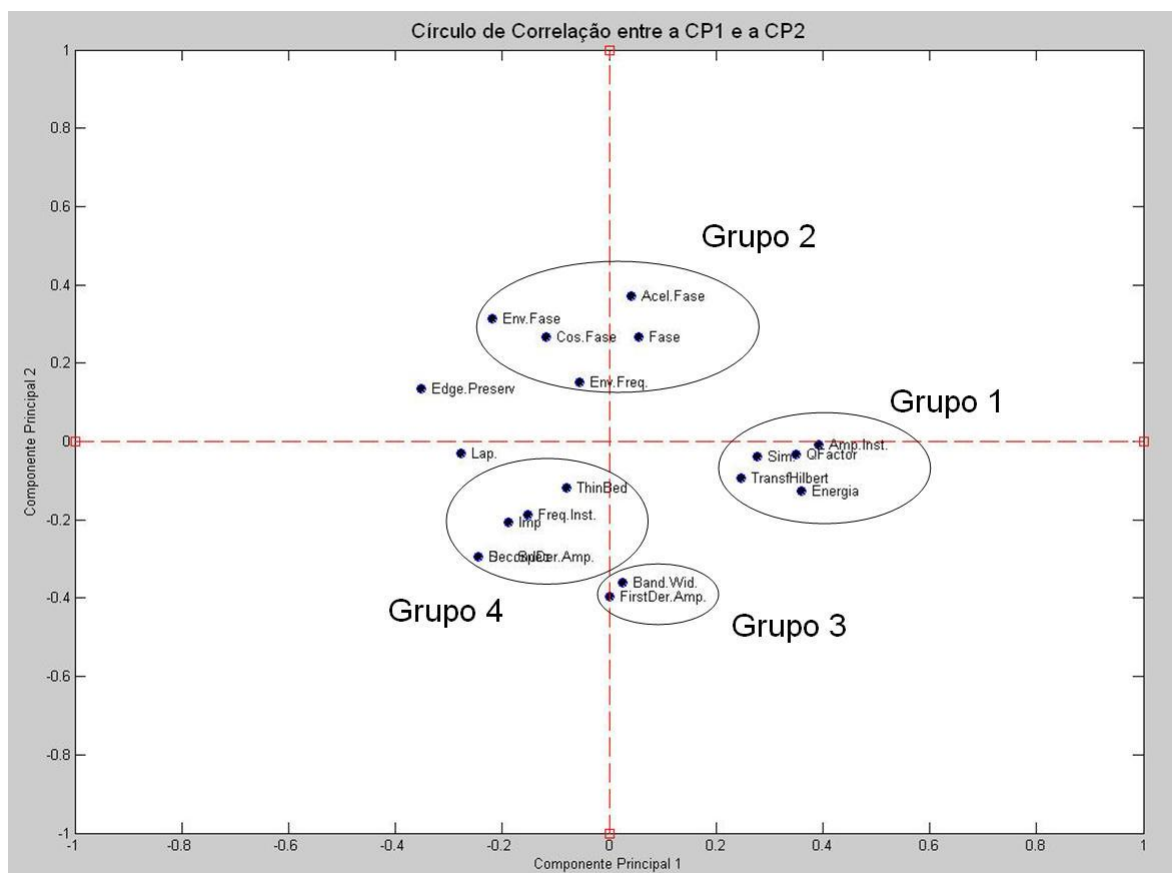


Figura 4.10: Círculo de correlação para os 19 atributos sísmicos estudados, mostrando grupos de atributos.

Por outro lado, quando se observa o Grupo 2 da figura 4.10, duas considerações importantes podem ser feitas. Primeiro, neste grupo encontram-se todos os atributos relacionados à fase e analisando-os conjuntamente na Figura 4.12, nota-se que eles não reproduzem nenhuma das feições desejadas, e por isso possuem uma maior contribuição na segunda componente.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

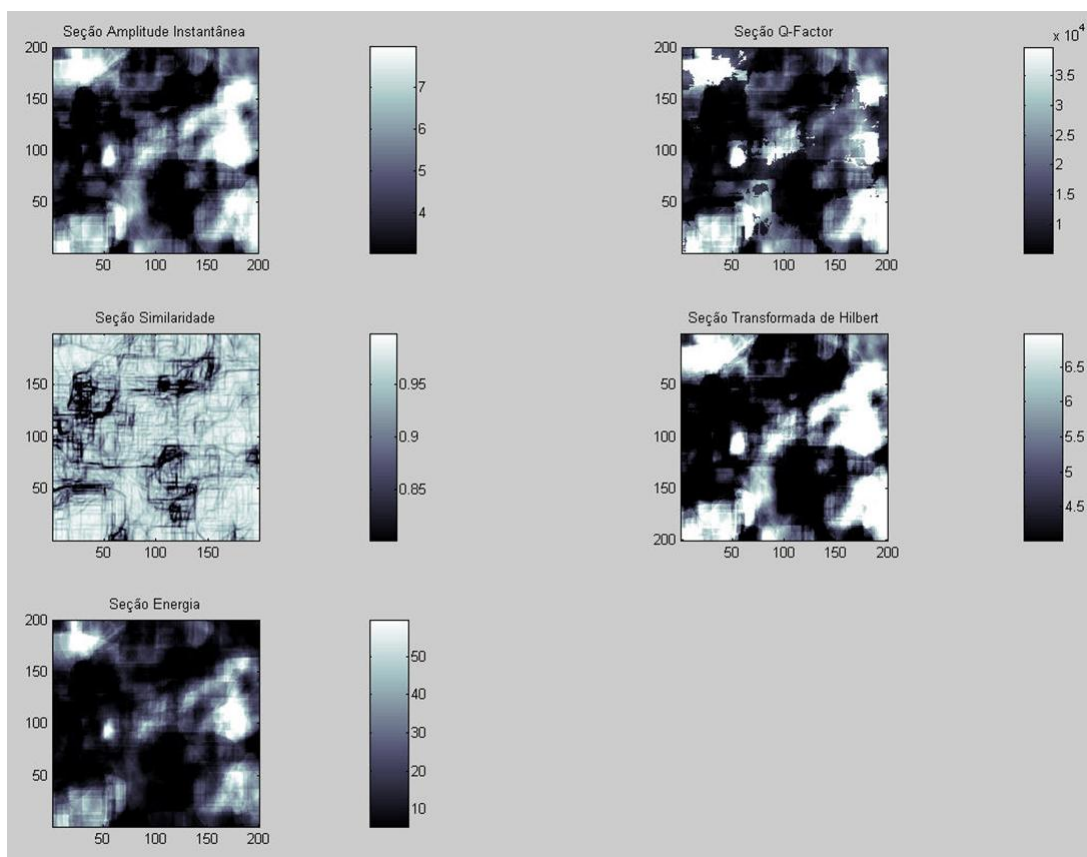


Figura 4.11: Atributos pertencentes ao Grupo 1 da Figura 4.10.

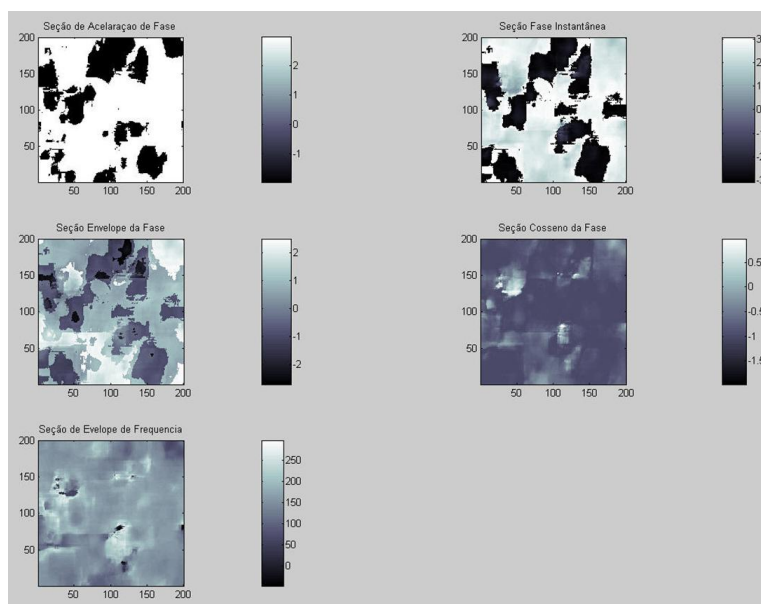


Figura 4.12: Atributos pertencentes ao Grupo 2 da Figura 4.10.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

O Grupo 3, da Figura 4.10, foi aqui destacado por ter em primeiro lugar um comportamento totalmente oposto aos atributos do Grupo 2, por isso estão localizados na mesma posição, porém com sinal oposto na segunda componente. Ao se observar com detalhes esses atributos (Figura 4.13), pode-se notar que eles possuem a mesma característica textural representando as mesmas feições.

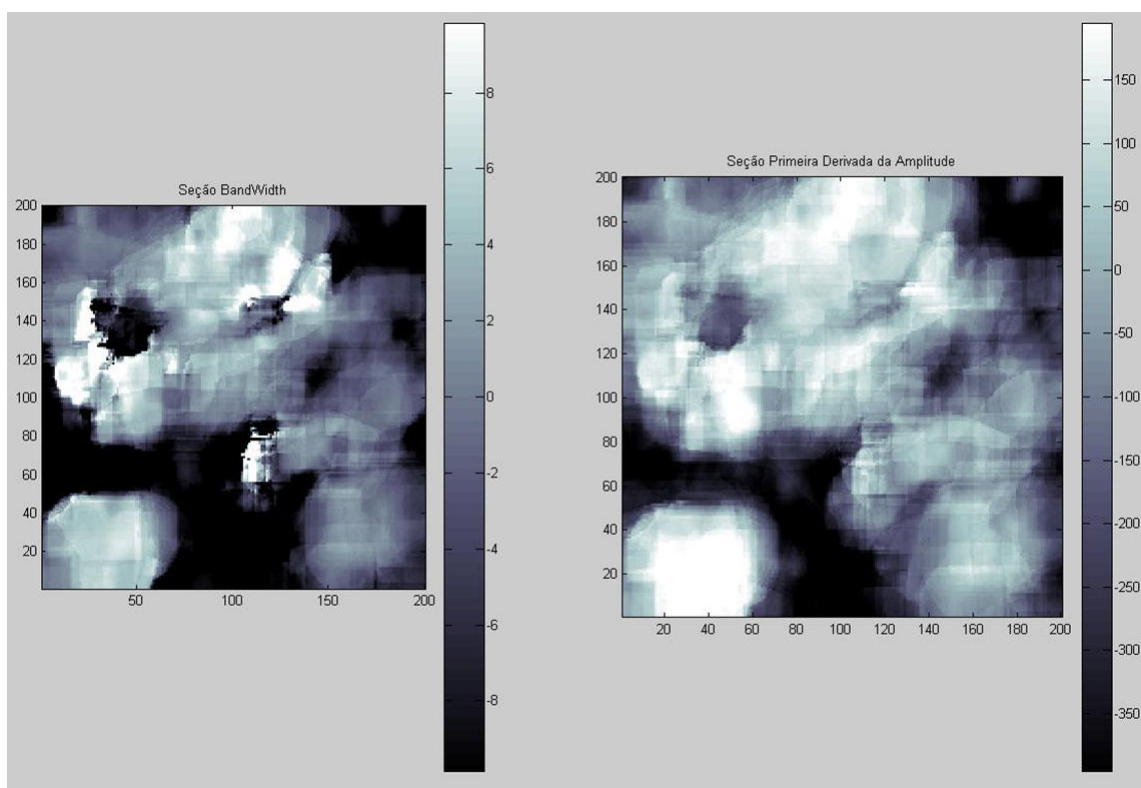


Figura 4.13: Atributos pertencentes ao Grupo 3 da Figura 4.10.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

Já o Grupo 4, possui um comportamento intermediário, agrupando atributos sísmicos mais influenciados pela frequência, eles não se concentram preferencialmente em nenhuma das componentes. Ao realizar uma análise detalhada (Figura 4.14), nota-se que alguns atributos representam satisfatoriamente as feições de interesse, como é o caso da decomposição espectral e da impedância acústica, enquanto que os demais não acrescentam para as interpretações.

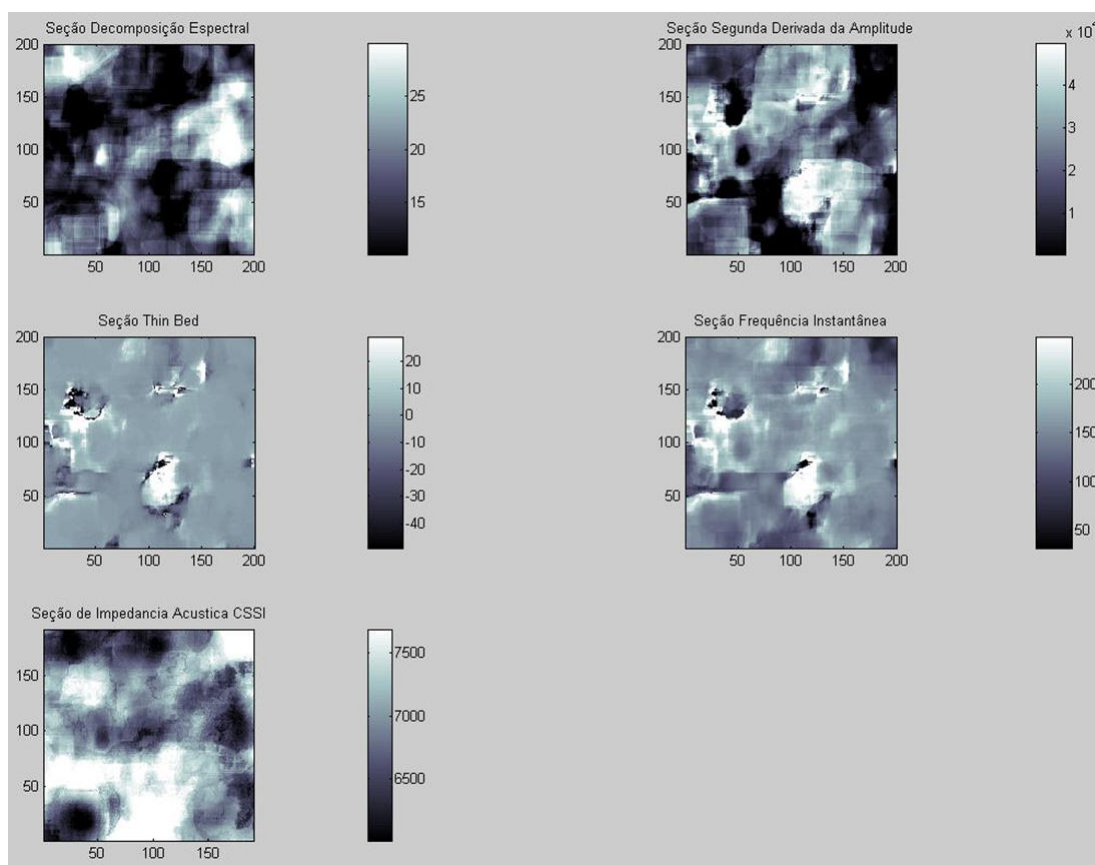


Figura 4.14: Atributos pertencentes ao Grupo 4 da Figura 4.10.

Finalmente, dois últimos atributos restaram, e não pertenceram a nenhum dos grupos anteriores. Contudo, se analisarmos esses atributos, podemos ver que eles tem um comportamento contrário ao Grupo 1, porém representam satisfatoriamente as feições do reservatório, e por isso estão concentrados na primeira componente (Figura 4.15).

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

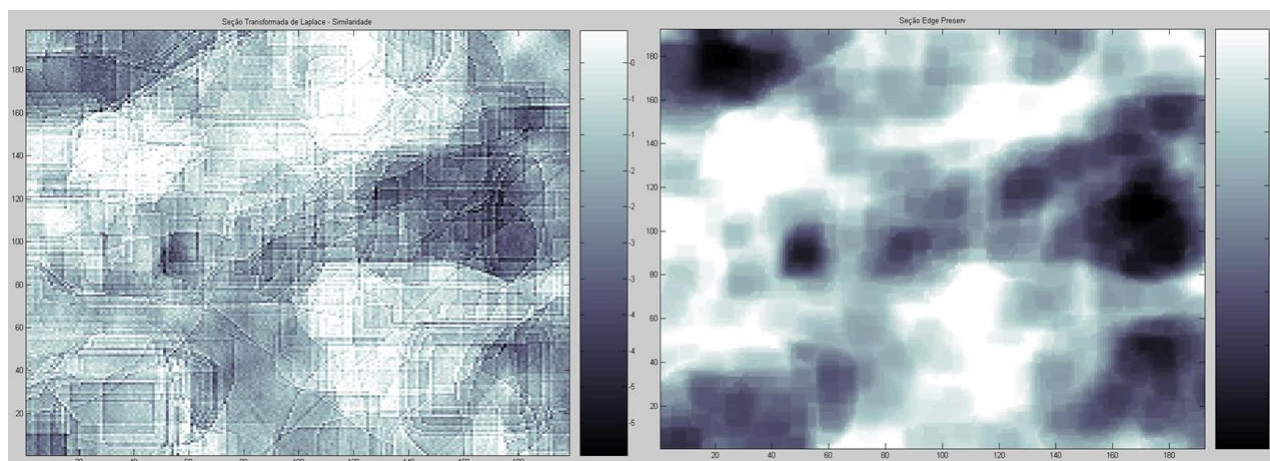


Figura 4.15: Atributos não agrupados na Figura 4.10.

O círculo de correlação, além de fornecer informações sobre esses grupos formados, fornece também informações sobre as correlações. Portanto, dentro dos grupos formados, todos os atributos possuem uma boa correlação e positiva. Já ao ser comparados com os atributos de um grupo diametralmente oposto, ele apresentam uma boa correlação negativa. Já se comparados com grupos intermediários, por exemplo, o Grupo 1 com o Grupo 2, não irá existir correlação. Desse modo, com o círculo de correlação, não é preciso fazer vários gráficos de correlação.

Após esse estudo realizado com a análise de PCA, procedeu-se a classificação e o agrupamento visando reproduzir os tipos de rochas presentes no modelo do reservatório. Para a realização do agrupamento e da classificação foi utilizado o método das k-médias, usando a distância de Mahalanobis e buscando por 2 grupos no banco de dados, representando os dois tipos de rochas presentes, rocha tipo 1 (reservatório), e o tipo 0 (não reservatório). De acordo com JOLLIFFE (2002), a estratégia de se usar as primeiras componentes como dado de entrada na fase de agrupamento e classificação a cada dia se torna mais utilizado e como já foi dito pode ser muito eficiente neste processo. No caso da análise de PCA foi primeiro realizada uma classificação usando somente a primeira componente, que tem uma maior contribuição dos atributos relacionados à amplitude e com isso, obteve-se o modelo apresentado na Figura 4.16.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

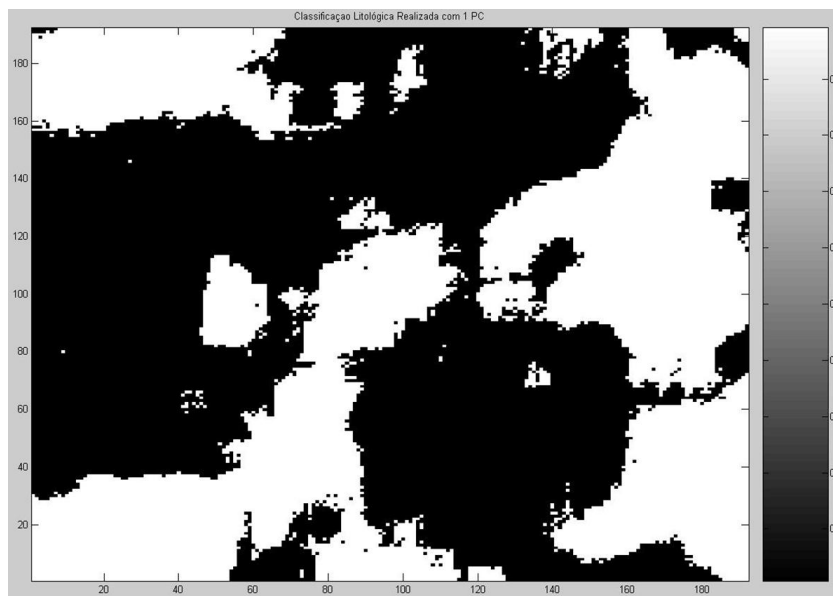


Figura 4.16: Classificação litológica realizada com a primeira componente principal.

Após a classificação, foi calculada a diferença entre o modelo original e a seção classificada, e foi também calculado o índice de acerto. A seção representando essa diferença para a classificação realizada com a primeira componente principal é apresentada na Figura 4.17, e o índice de acerto calculado foi de 64%.

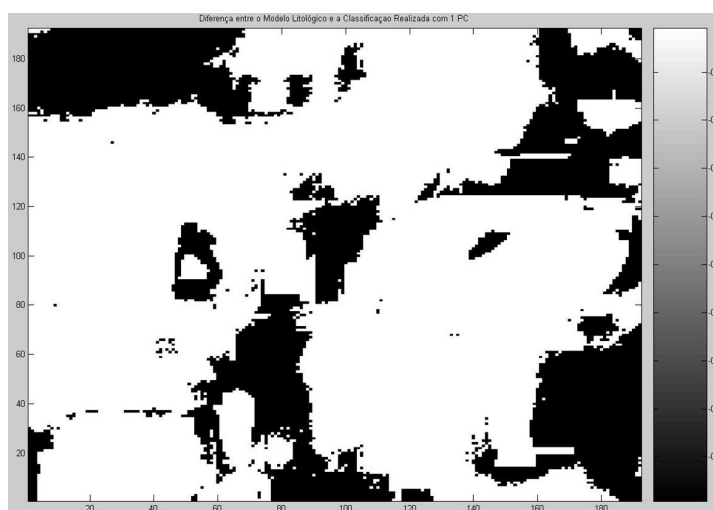


Figura 4.17: Diferença entre o modelo original e a classificação realizada com a primeira componente principal.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

O índice relativamente baixo de acerto, abaixo de 70%, mostra que a primeira componente não captura a quantidade de informação adequada para representar satisfatoriamente o dado, com o objetivo de melhorar a classificação e utilizando-se as interpretações feitas anteriormente, foram utilizadas as 5 primeiras componentes, que foram escolhidas como número ótimo a partir da análise do *scree plot* e da explicação da variância acumulada. Assim, na Figura 4.18 é apresentada a classificação realizada com 5 componentes principais.

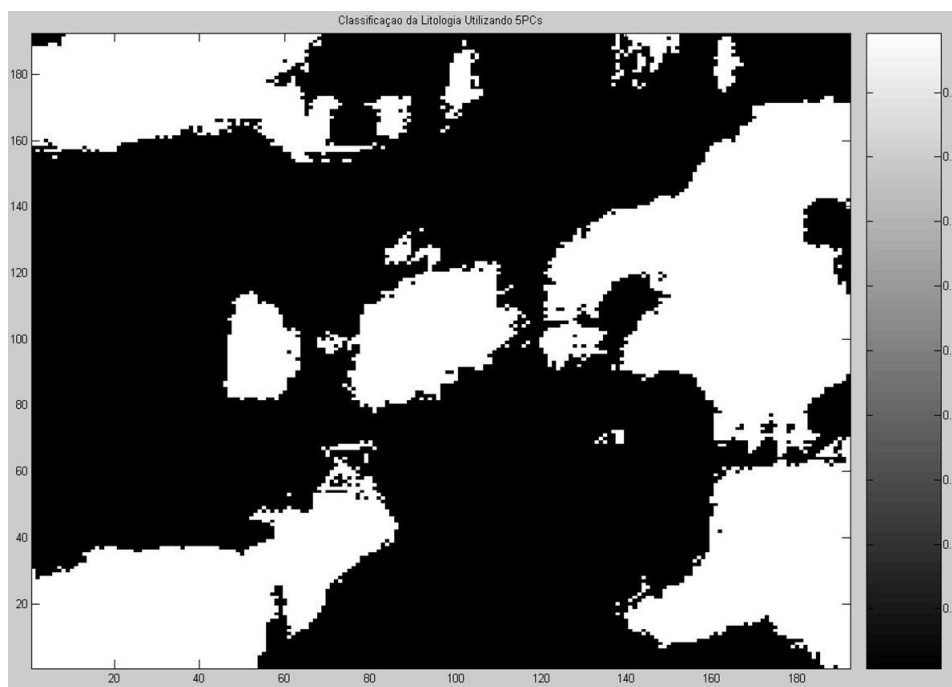


Figura 4.18: Classificação litológica utilizando as 5 primeiras componentes principais.

Do mesmo modo que para análise feita com a classificação utilizando 1 componente principal, para o caso de 5 componentes principais também foi realizada a diferença entre a seção classificada e o modelo original, como também foi calculado o índice de acerto, neste caso o índice foi de 70%. Na Figura 4.19 é apresentada a seção da diferença, entre o modelo original e a classificação feita com 5 componentes.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

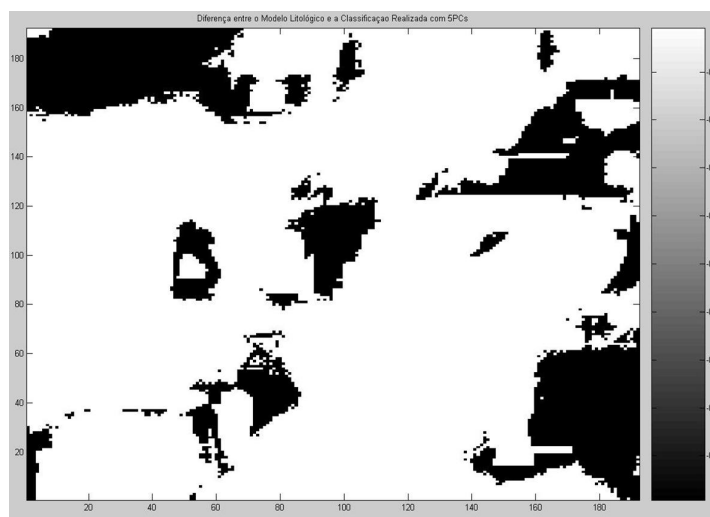


Figura 4.19: Diferença entre o modelo original e a classificação realizada com as 5 primeiras componentes principais.

Embora a diferença entre as duas classificações não seja tão marcante, é preciso analisar as duas imagens da diferença, para uma comparação mais precisa (Figura 4.20). Ao se realizar essa comparação, possível identificar duas regiões A e B, nessas regiões nota-se um erro maior ao se utilizar 1 componente principal, o que poderia ocasionar um erro na definição de um provável alvo.

Após a aplicação da análise de componentes principais para a obtenção de fácies sísmicas, o próximo método a ser utilizado é a análise de componentes independentes. Como foi mostrado, suas aplicações e implicações na interpretação, são diferentes da PCA. Aqui o objetivo é descobrir qual componente melhor separa as fontes do sinal, ou seja, os tipos de rocha. Como na análise de PCA, a primeira etapa consiste em extrair as componentes independentes. Como foi visto, esse é um processo iterativo onde as componentes são extraídas até que o algoritmo convirja, quando esse passa a não convergir mais, a partir de um determinado número de iterações, as componentes extraídas até esse momento são retidas. Com isso, para os 19 atributos utilizados, foram extraídas 14 componentes independentes, que são apresentadas nas figuras 4.21 e 4.22.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

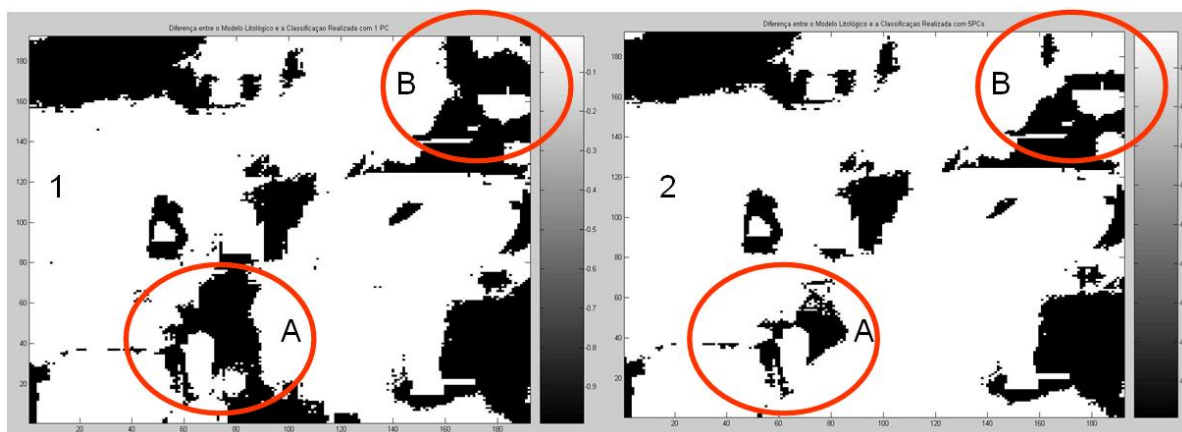


Figura 4.20: Comparação entre as seções de diferença com 1 componente principal (1) e 5 componentes principais (2), comparando as áreas A e B de maior diferença.

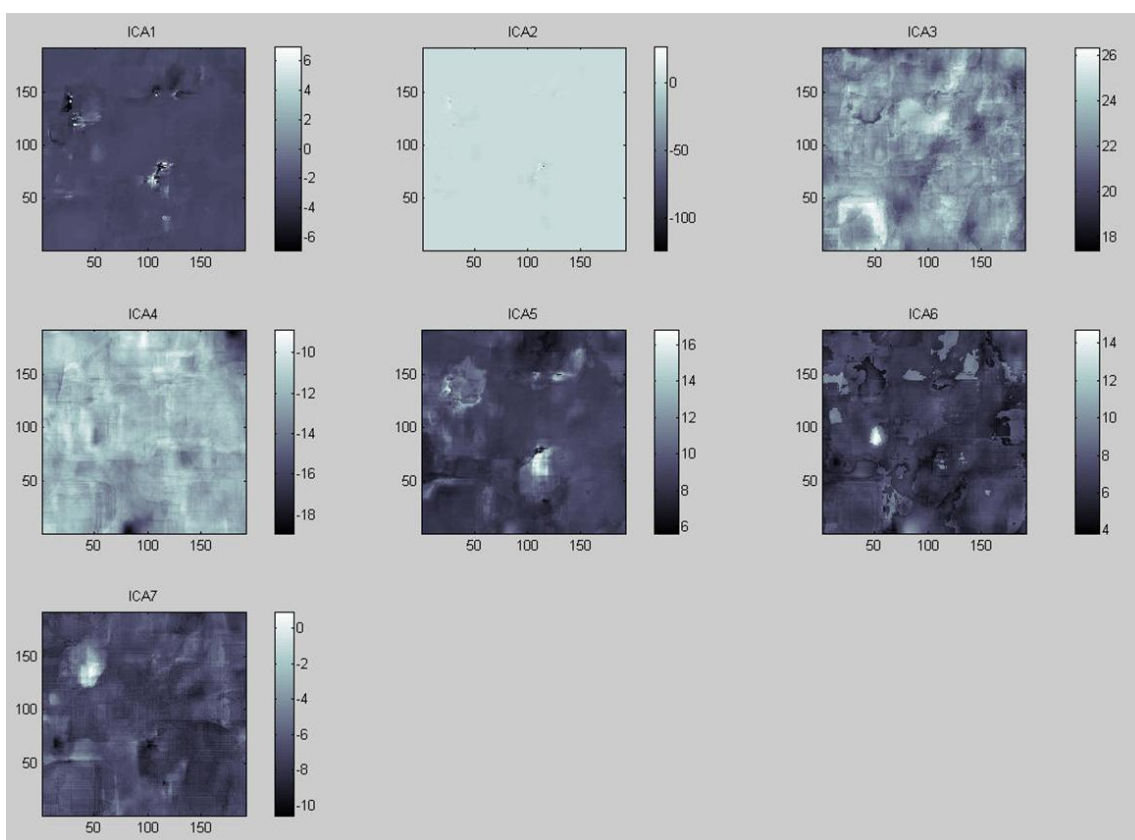


Figura 4.21: Componentes Independentes de 1 a 7, extraídas para os atributos sísmicos em estudo.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

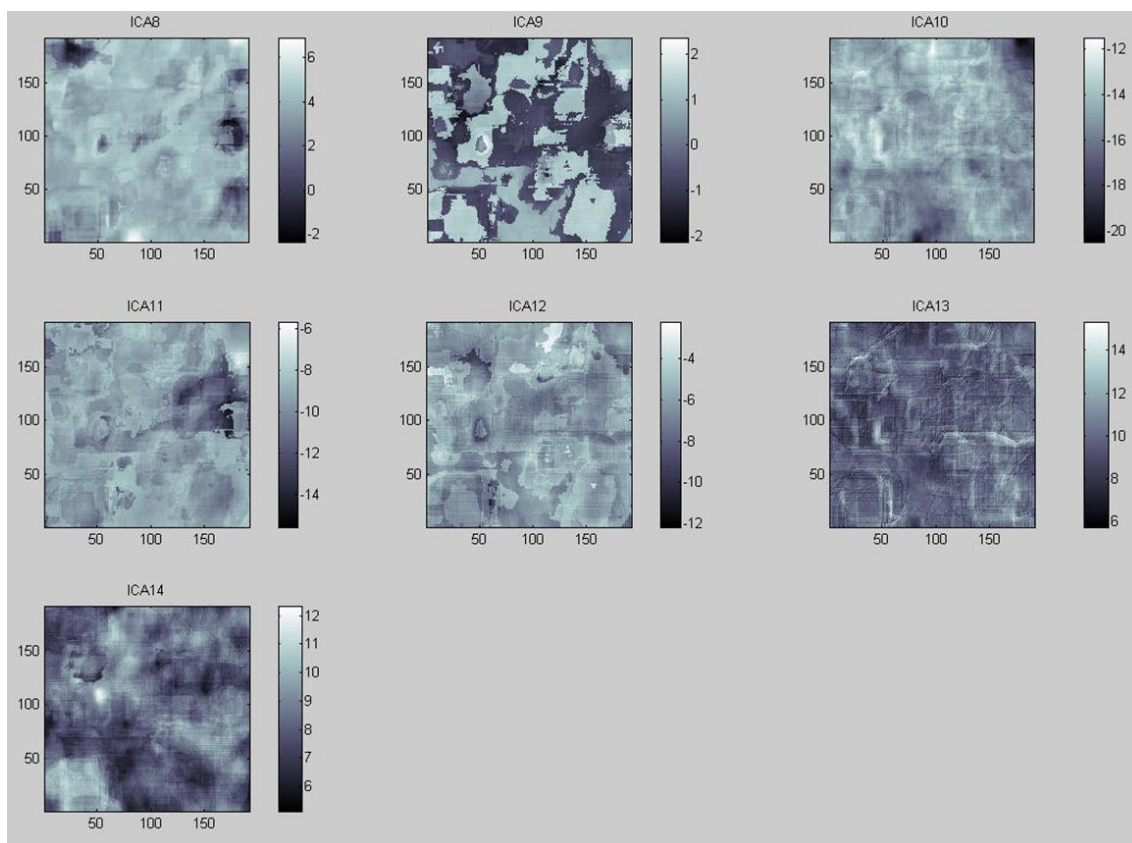


Figura 4.22: Componentes Independentes de 8 a 14, extraídas para os atributos sísmicos em estudo.

Por construção, como já foi discutido, a ICA se difere da PCA em vários aspectos. Um deles, é que a PCA decompõe o sinal num conjunto de novas misturas não correlacionadas, enquanto que a ICA decompõe um conjunto de sinais misturados (atributos) em um conjunto de sinais independentes (Figuras 4.21 e 4.22). O que a ICA faz e está representado nas Figuras 4.21 e 4.22, é produzir sinais independentes que mostram diferentes graus de contrastes entre as fontes, cabendo ao intérprete então, identificar aquela que melhor contrasta de modo a se assemelhar ao máximo do modelo do reservatório. Assim, pode-se observar que entre as 14 componentes, a componente número 11 é aquela que gera as melhores feições sendo então a escolhida para melhor representar as fácies do reservatório.

Contudo, esse processo não pode ser realizado de forma visual. O que foi aqui realizado de modo interativo, foi testar todas as componentes no processo de classificação e reter aquela que apresentou o maior índice de acerto, um procedimento semelhante é proposto por STONE

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

(2004), porém usando as redes neurais como classificador.

Assim, se tem a classificação litológica realizada pela componente independente número 11 (Figura 4.23) e na figura 4.24 apresenta-se a diferença entre o modelo original e a classificação realizada com a ICA, neste caso o índice de acerto foi de 73%.

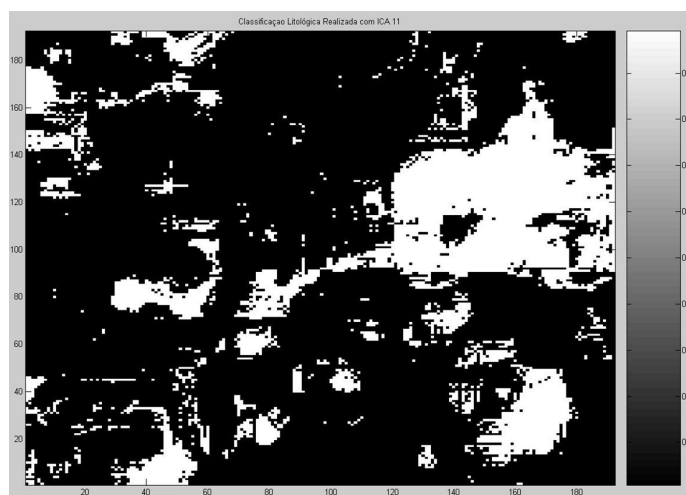


Figura 4.23: Classificação litológica realizada com a componente independente 11.

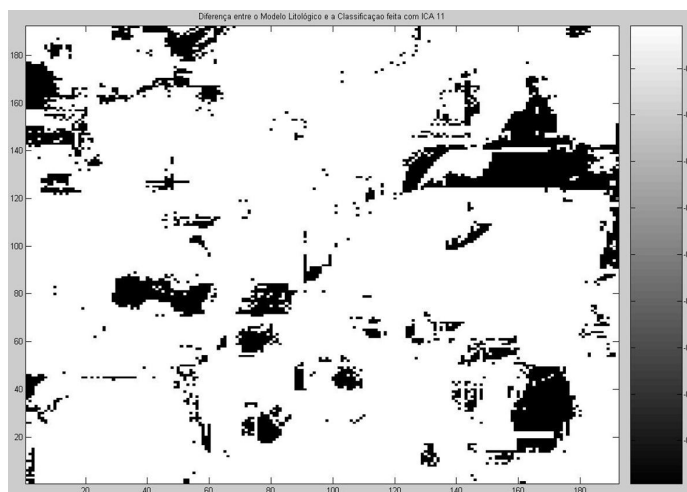


Figura 4.24: Diferença entre a seção original e a seção classificada com a componente independente 11.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

Ao se comparar as classificações feitas com a PCA com a classificação feita pela ICA (Figura 4.25), observa-se que os resíduos no caso da ICA são mais aleatórios, não constituindo corpos contínuos e errôneos, e nas regiões C e D, por exemplo, o erro obtido com a aplicação da ICA é muito menor que o erro obtido com a PCA.

O último método multivariado utilizado para se realizar a análise multiatributos e conseqüentemente a interpretação e definição das fácies sísmicas foram os MAF. Como foi apresentado, além de realizar uma redução na dimensionalidade, os MAF ordenam os fatores na sua ordem de importância, para se reproduzir as feições presentes num determinando modelo. Normalmente, sendo o primeiro fator aquele com a máxima autocorrelação, restando para os demais fatores ruídos.

Para os 19 atributos sísmicos aqui estudados, foram extraídos 19 fatores que são apresentados nas Figuras 4.26 e 4.27.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

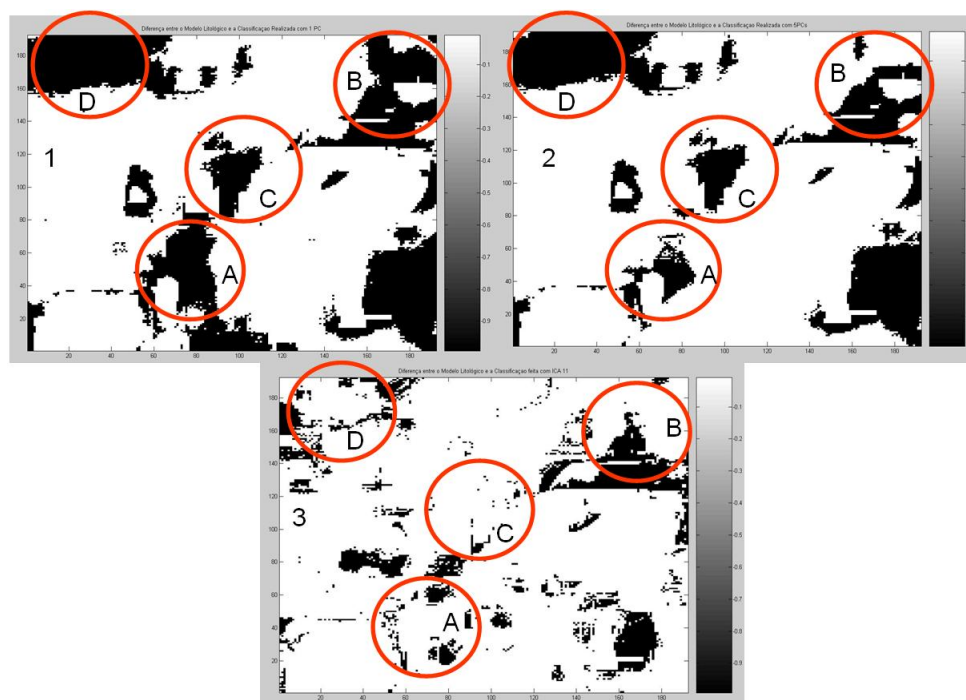


Figura 4.25: Comparação entre as diferenças com as PCs (1) e (2) e com a ICA (3). atenção especial às regiões C e D, melhores representadas pela ICA, com um erro menor.

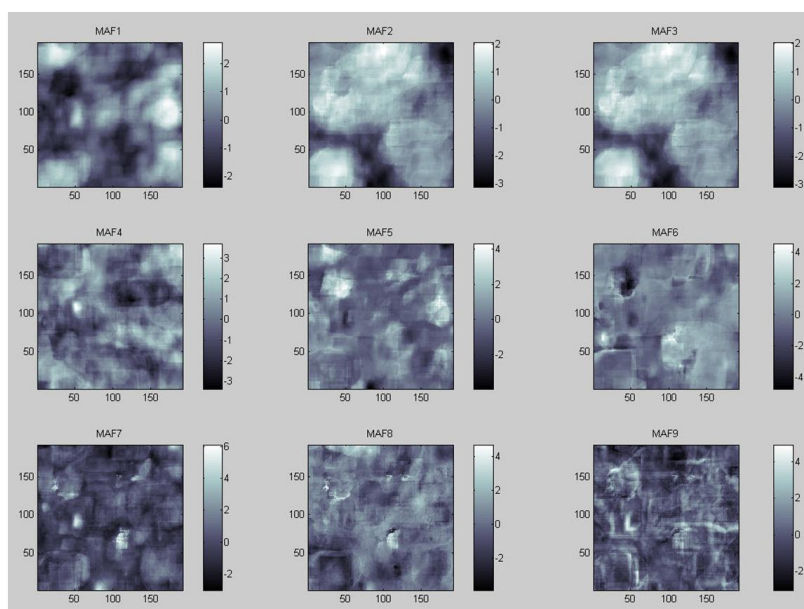


Figura 4.26: Fatores de máxima autocorrelação de 1 a 9 extraídos para os atributos em estudo.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

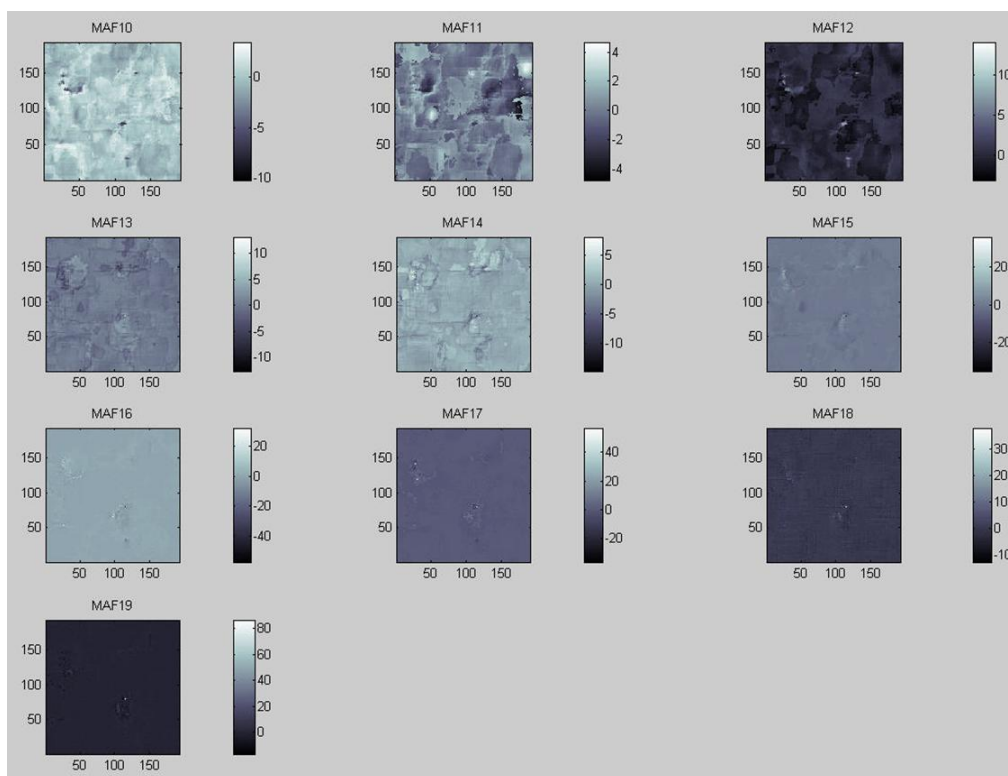


Figura 4.27: Fatores de máxima autocorrelação de 10 a 19 extraídos para os atributos em estudo.

Como o dado trabalhado nesta tese é livre de ruídos, era esperado que o primeiro fator representasse satisfatoriamente o modelo geológico, e de acordo com a Figura 4.26, pode-se observar que isso realmente ocorre, restando para os demais fatores representar outra feição, mas que não representem as rochas reservatório.

No caso dos MAF, é possível fazer uma análise semelhante àquela feita com a PCA. Nessa análise será estudada a degradação da autocorrelação, a medida que novos fatores são inseridos no estudo. A Figura 4.28, mostra o gráfico que relaciona a autocorrelação representada pelos autovalores e os fatores.

É possível observar com o gráfico da figura anterior que a máxima autocorrelação realmente é encontrada com o primeiro fator, a partir desse ponto, ela começa a decair até 0.1 se todos os fatores fossem utilizados. Esse gráfico tem uma aplicação importante, pois por construção

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

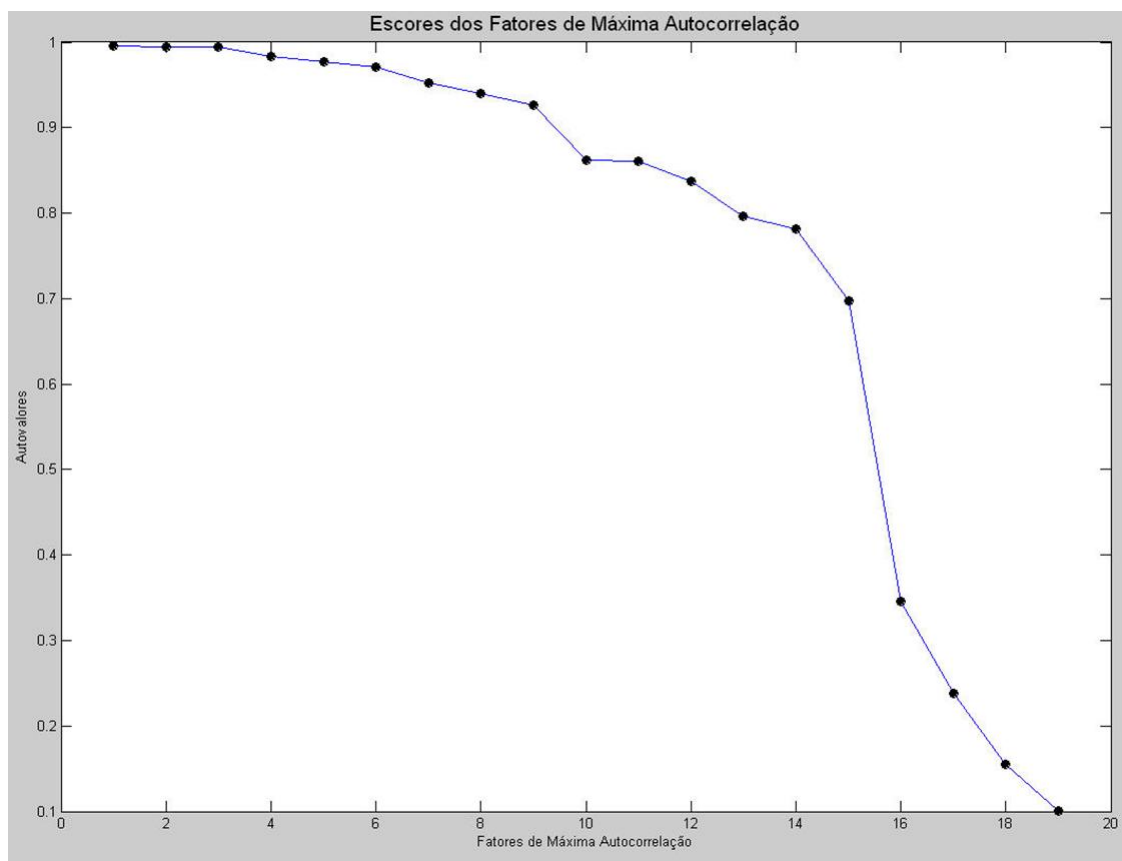


Figura 4.28: Degradação da autocorrelação com a adição de fatores na análise.

algébrica o primeiro fator sempre irá garantir a máxima autocorrelação. Isso é importante, pois diferentemente da análise de PCA, não se precisa fazer um julgamento subjetivo para a escolha dos fatores, e também diferente da ICA, não se precisa testar todos os fatores na classificação.

Essa mesma observação, pode ser analisada de outra maneira, usando uma abordagem proposta por NIELSEN (2001). Nessa abordagem de análise a partir dos fatores, calcula-se a correlação entre eles e os atributos originais. A idéia desta análise é mostrar que o primeiro fator sempre irá gerar uma melhor correlação e no caso aqui mostrado, ao se utilizar o quarto fator, nota-se que ele possui uma correlação acima de 50%, somente para um atributo. Além disso, esse tipo de análise consegue de uma forma distinta mostrar os atributos mais importantes e que está de acordo com análise feita no capítulo anterior. Com isso, as Figuras 4.29 e 4.30 mostram esse estudo de correlação.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

Com a análise apresentada na Figura 4.29, pode-se extrair a informação de que a transformada de Hilbert e a Energia, representam melhor as feições de interesse, do que por exemplo, a Fase Instantânea, resultado esse que confirma as interpretações realizadas anteriormente com os atributos sísmicos. Já na Figura 4.30, pode-se notar que para grande parte dos atributos o primeiro fator tem uma boa correlação, enquanto que o quarto fator só possui boa correlação com um atributo sísmico. Com os atributos calculados e interpretados, passou-se à classificação litológica. Com o objetivo de mostrar que a utilização de um fator a mais degrada o resultado, primeiro foi feita a classificação usando os dois primeiros fatores, e o resultado é mostrado na Figura 4.31.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

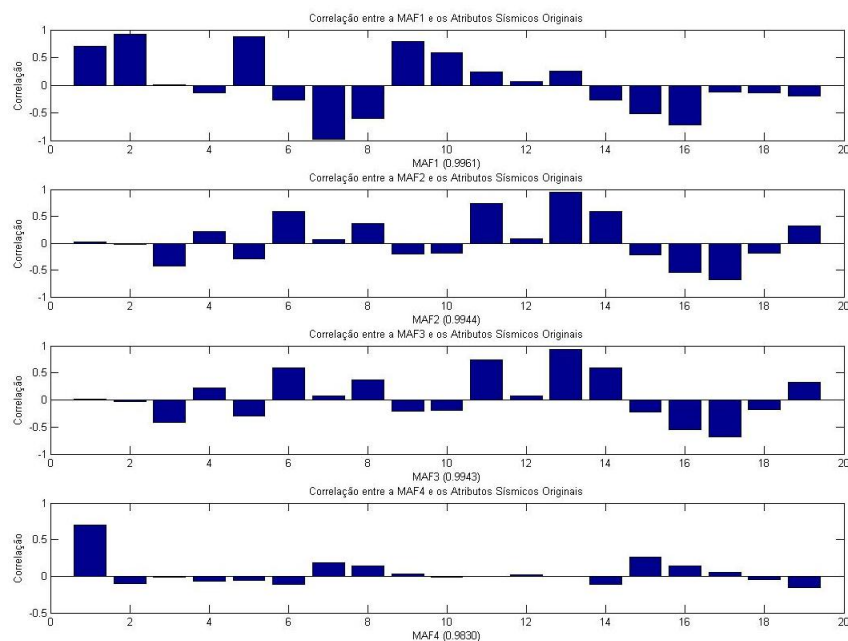


Figura 4.29: Correlação entre os 4 primeiros fatores e os atributos sísmicos na ordem da tabela da Figura 3.14.

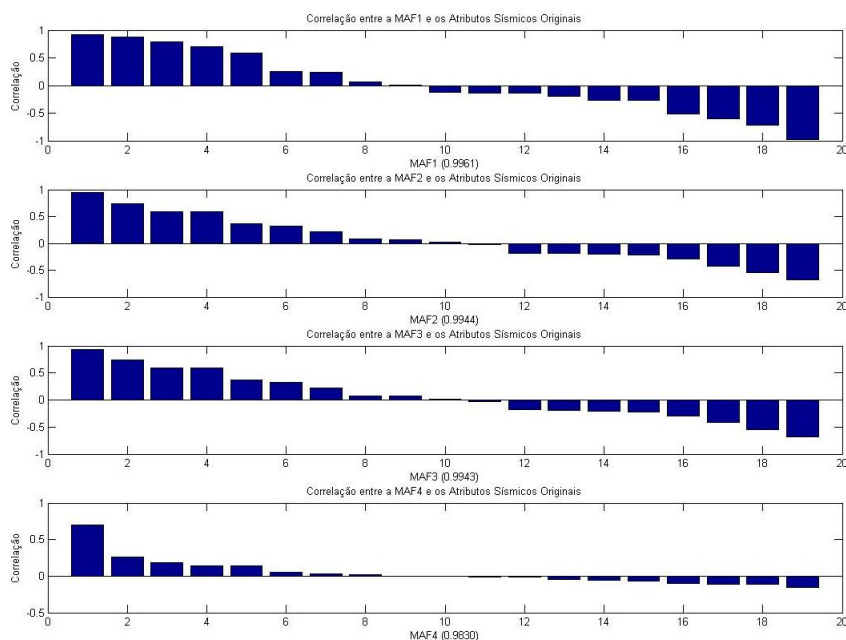


Figura 4.30: Correlação entre os 4 primeiros fatores e os atributos sísmicos ordenados.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

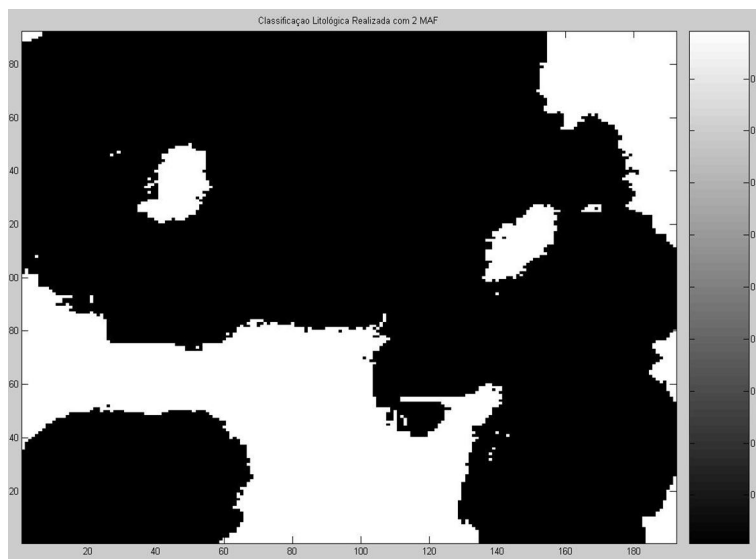


Figura 4.31: Classificação litológica utilizando os dois primeiros fatores de máxima autocorrelação.

Como se pode notar, nenhuma feição característica do reservatório é identificada, o que fica comprovado ao se calcular o índice de acerto que neste caso foi de apenas 46%. Assim, visando melhorar a classificação, utilizou-se só o primeiro fator. A seção mostrando a classificação com o primeiro fator é mostrada na Figura 4.32.

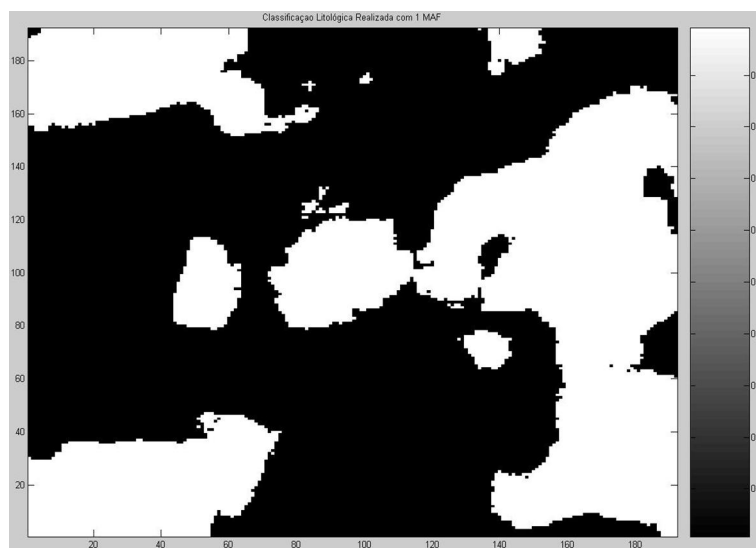


Figura 4.32: Classificação litológica utilizando o primeiro fator de máxima autocorrelação.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

Nota-se claramente as feições representativas das rochas reservatórios, comprovando que o primeiro fator realmente é o mais significativo para as interpretações. O mesmo pode ser confirmado pela seção da diferença e pelo índice de acerto. O índice de acerto neste caso foi bem próximo do obtido pela classificação realizada pela ICA. Na comparação entre as seções da diferença, Figura 4.33, pode-se observar que a região A é melhor representada pelos MAF em todas as classificações a borda do corpo é identificada, porém com os MAF, nenhum erro é encontrado em tal região.

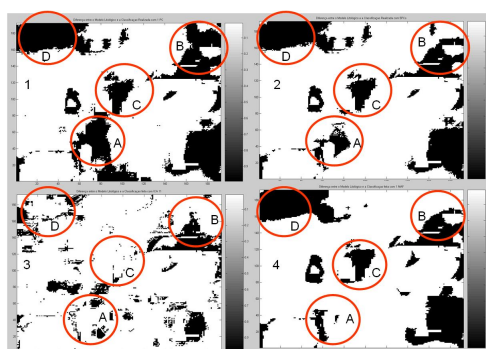


Figura 4.33: Comparação entre as diferenças com as Pcs (1) e (2), com a ICA (3) e com os MAF (4). Atenção especial à região A, melhor representada pelos MAF, com um erro menor.

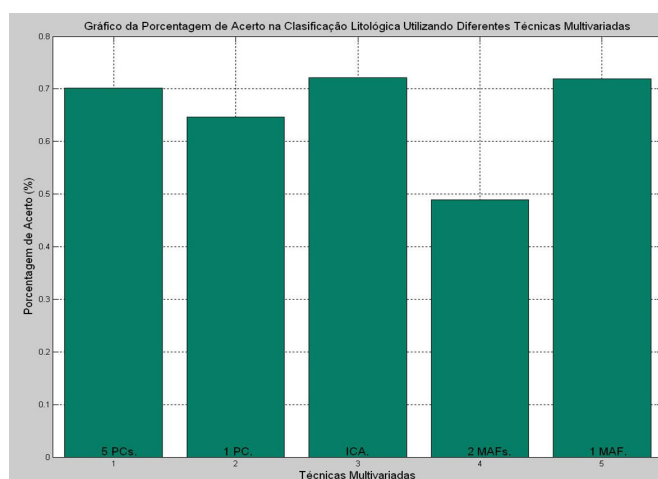


Figura 4.34: Comparação entre os índices de acertos na classificação litológica e conseqüentemente na análise de fácies sísmicas por todos os métodos aqui estudados.

4.4 Apresentação e Discussão dos Resultados para a Análise Multiatributos e Identificação das Fácies Sísmicas

Com o que foi apresentado neste capítulo, fica claro que, uma interpretação quantitativa dos atributos sísmicos só é possível se forem utilizados métodos de mineração de dados em conjunto com a estatística multivariada. Nesta tese, além da tradicional PCA, dois novos métodos, que podem ser utilizados no processo de caracterização de reservatórios, foram apresentados e testados, sendo eles: a ICA e os MAF. Embora desconhecidos, esse dois métodos, como mostra o gráfico comparativo que resume o índice de acertos na classificação, Figura 4.34, se mostraram mais eficientes e capazes de proporcionar uma interpretação quantitativa e consistente do dado sísmico, que como foi mostrado no decorrer desta tese, pode ser considerado, a principal informação quando o objetivo é realizar uma caracterização integrada e quantitativa dos reservatórios.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como pôde ser mostrado no decorrer desta tese, o processo de caracterização quantitativa e integrada de reservatórios, não é uma tarefa fácil, nem simples de ser executada, e requer para isso o conhecimento e aplicação de um grande número de métodos, de modo que possa ser realizada de forma eficiente. De um modo geral, os métodos aqui estudados e os novos métodos apresentados, se aplicados de forma coerente podem agregar grande valor ao processo, podendo-se assim entender melhor as heterogeneidades em subsuperfície, que tem um papel fundamental, principalmente na tomada de decisão, o que leva a uma exploração ótima do reservatório em estudo.

Para serem aplicados da melhor forma possível, antes de tudo, é necessário entender o que é esse processo, quais os tipos de dados e informações envolvidas e as etapas necessárias para a sua realização. Como foi mostrado, ao se entender o processo de caracterização é possível então selecionar as informações que serão estudadas além de se definir um fluxograma para as suas aplicações.

Para se realizar o estudo proposto nesta tese, o ponto de partida foi a construção de um dado sintético de referência, com características realistas, de modo que as técnicas pudessem ser avaliadas de forma quantitativa, gerando interpretações conclusivas sobre os resultados. Neste trabalho optou-se por representar sinteticamente os reservatórios turbidíticos de águas profundas. Sua escolha foi baseada em dois critérios principais. O primeiro, é o fato desses reservatórios representarem atualmente os maiores alvos exploratórios em todo mundo inclusive no Brasil. O segundo motivo é, como foi citado, o fato desses reservatórios

representarem os maiores desafios para as técnicas de modelagem tradicionais, pois possuem uma complexa distribuição dos corpos de areia que o constituem, e em grande parte das vezes, se apresentam com espessura subsísmica. A técnica usada para a geração de tal modelo, foi a simulação Booleana baseada em objetos, que embora seja aplicada mais vastamente na caracterização de reservatórios fluviais, se mostrou promissora para reservatórios turbidíticos gerando um modelo útil e com as características necessárias para o estudo proposto.

Ao se caracterizar esse modelo de referência, optou-se por fazê-la por meio do cálculo volumétrico, visto que conhecer o volume de um reservatório e as propriedades a ele ligadas como o net-pay e a razão de net-to-gross, é de suma importância para o desenvolvimento de um campo. Nessa caracterização, foi possível apresentar uma nova metodologia, onde o volume é obtido por meio da impedância acústica. Esse desenvolvimento possui uma consequência fundamental, pois permite que o dado sísmico seja inserido diretamente no processo de caracterização.

O foco dessa tese foi o de estudar o dado sísmico 3D e as principais e inovadoras técnicas capazes de integrá-lo de maneira quantitativa dentro deste complexo processo. Mostrou-se que esses dados, principalmente a partir da década de 1980 constituem uma peça fundamental para se desenvolver o melhor entendimento sobre os reservatórios. Isso só foi possível, graças ao desenvolvimento do que é conhecido hoje como geofísica de reservatório, que apresenta diferenças marcantes com a geofísica de exploração, principalmente pelo fato de dar um caráter quantitativo ao processo de interpretação sísmica. Essa análise quantitativa é possível utilizando-se o dado sísmico para duas aplicações principais. A primeira é utilizá-lo como uma ferramenta de predição, onde determinadas propriedades do reservatório, como o seu volume, podem ser estimadas, o que é feito, neste caso, estudando principalmente o processo de inversão sísmica e a obtenção da impedância acústica. Por outro lado, pode-se utilizar a informação sísmica de modo classificatório e nesse caso, conceitos de mineração de dados e estatística multivariada são usados principalmente para se realizar uma análise de fácies sísmicas, onde um modelo litológico pode ser extraído a partir da interpretação e análise conjunta dos atributos sísmicos. Em ambos os casos, essa tese apresentou novas metodologias que podem ser consideradas como a maior contribuição deste trabalho.

Na primeira aplicação aqui estudada, ou seja, com o dado sísmico como ferramenta de predição, a impedância acústica foi obtida a partir da aplicação de 3 métodos distintos de inversão sísmica, sendo que dois desses métodos, não são novidades e são aplicados de forma exaustiva dentro do processo de caracterização, são eles: a inversão recursiva e a inversão *sparse-spike*. O terceiro método aplicado, vem a cada dia ganhando mais credibilidade dentro do processo de caracterização e embora o tempo computacional dispensado para se obter o resultado seja elevado, ele é compensado pela qualidade dos mesmos e pelo valor agregado à caracterização. Esse método é conhecido como inversão geoestatística, ou estocástica.

Pôde-se concluir, com a aplicação dos três métodos de inversão, que a inversão geoestatística gerou os melhores resultados, caracterizando corpos com espessura restrita, além de, em determinadas regiões, realizar uma individualização dos corpos de areia, o que não foi observado em nenhum dos outros métodos. A inversão geoestatística, além disso, se mostrou como a melhor ferramenta capaz de realizar uma das tarefas mais complicadas do processo de caracterização, ou seja, a integração entre os dado sísmico e os dados de poço. Neste método, essa integração é realizada de forma eficiente graças ao auxílio da simulação estocástica, que como sendo um método geoestatístico, é desenhada para tratar problemas de integração de informações obtidas em suporte diferente, como é o caso da sísmica e dos dados de poço. Outra vantagem da aplicação da inversão geoestatística sobre os demais métodos, é a capacidade de se gerar uma série de modelos que podem então serem submetidos a uma análise de incerteza.

Além disso, os modelos invertidos foram usados com o objetivo de se calcular o volume do reservatório com o método aqui proposto, onde a impedância acústica é usada para a realização deste cálculo, funcionando como meio de se obter a razão de net-to-gross. Embora todos os modelos tenham subestimado o volume do reservatório, foi a inversão geoestatística que mais se aproximou do volume original, resultando numa diferença marcante em relação a inversão *sparse-spike*. A subestimativa no volume, observada em todos os métodos, se deve ao fato do modelo de referência possuir grande quantidade de corpos com espessuras muito restritas, inferiores a 2m, e nessas condições, nem a inversão geoestatística é capaz de capturar as heterogeneidades presentes no modelo.

Após o vasto estudo realizado com a inversão sísmica e a impedância acústica, abordando o caráter preditivo do dado sísmico, passou-se a analisá-lo sob o ponto de vista classificatório. A primeira etapa dessa análise constituiu na extração de atributos sísmicos, que são um dos maiores avanços observados, desde a implantação da geofísica de reservatório. Como foi mostrado, entre os 19 atributos extraídos, alguns caracterizam de forma satisfatória as feições presentes no reservatório, enquanto outros já não a fazem de modo correto. Porém, analisar os atributos um a um, é uma tática que não pode ser usada na prática, pois, em determinados processos uma centena de atributos são extraídos. Para isso, deve-se desenvolver formas automáticas e eficientes de interpretá-los. Pode-se dizer que frente a esse desafio nasceu então a análise multiatributo. Para que essa análise seja executada da melhor forma possível, métodos de mineração de dados e da estatística multivariada devem ser aplicados gerando como resposta um mapa de fácies sísmicas que está relacionado ao modelo litológico em subsuperfície.

Nesta tese, foram aplicados três métodos de redução da dimensionalidade dos dados. Processamento esse, considerado como sendo o centro da aplicação da estatística multivariada bem como uma das etapas principais do processo de mineração de dados e de busca do conhecimento na base de dados. Esses métodos são capazes de realizarem uma análise automática dos multiatributos gerando um novo conjunto de variáveis onde estão retidas as informações verdadeiramente relevantes. O primeiro método aplicado foi a tradicional análise de PCA, que apresentou como maior limitação a necessidade de uma análise subjetiva na escolha do número de componentes a ser usado na classificação. Após a análise de PCA, dois métodos inovadores foram aqui apresentados e aplicados.

O primeiro desses métodos foi a ICA, que tem um conceito diferente da PCA, onde a sua função principal é identificar num conjunto multivariado, as fontes do sinal, ou seja, o tipo de rocha. A principal limitação observada na aplicação desse método é que cada componente tem que ser submetido ao processo de classificação, restando-se aquela que apresentar os melhores resultados. Por último, foi aplicado os MAFs, que dentre as principais propriedades garante uma ordenação nos fatores obtidos, onde o primeiro é sempre o mais representativo. A sua principal limitação é a falta de testes que garantam a sua aplicação em casos reais.

Todos os resultados obtidos com métodos multivariados utilizados foram submetidos a um

único método de classificação e agrupamento denominado de k-médias, com o objetivo de se recuperar as fácies sísmicas, e esse resultado, por sua vez, foi comparado com o modelo de referência, podendo-se assim no final validar as interpretações. Com isso, pôde-se concluir que os MAFs e a ICA apresentaram os melhores resultados demonstrando que um esforço maior deve ser aplicado ao entendimento desses métodos.

Como sugestões para trabalhos futuros, pode-se sugerir:

- Aplicação de outros métodos geoestatísticos na geração de dados de referência;
- Geração de outros tipos de reservatórios (fluvial, deltaico, eólico, carbonáticos, etc...) visando entendê-los de forma quantitativa sob o ponto de vista do dado sísmico 3D;
- Geração da sísmica sintética por outros métodos de modelagem (traçamento de raios, diferenças finitas, entre outros), podendo assim aplicar o modelo para outras finalidades;
- Remodelagem, reduzindo o número de corpos com espessura restrita inferior a 2m;
- Obtenção de outras propriedades pela impedância acústica, como a porosidade onde métodos geoestatísticos como a cossimulação podem ser estudados; item Modelagem de outras propriedade petrofísicas como a saturação e a permeabilidade, de modo a utilizar o modelo em estudos voltados para a simulação de fluxo e sísmica 4D;
- Aplicação dos métodos ICA e MAF em casos reais, porém controlados, onde é possível entender e obter assim parâmetros para a sua aplicação real;
- Utilização de outros métodos de classificação, por exemplo, uma classificação supervisionada, onde os dados de poço são integrados na análise classificatória como dados de calibração.

É possível então concluir que com os estudos aqui realizados, com os métodos aplicados e com as novas abordagens adotadas, pode-se realizar de forma quantitativa e integrada a caracterização de reservatórios, principalmente, no que diz respeito a inserção da sísmica de forma direta dentro deste processo. Sabe-se que muito há de se aprender sobre essa complexa tarefa de caracterizar as heterogeneidades em subsuperfície, e com os métodos e

algoritmos aqui desenvolvidos é possível contribuir para esse processo, gerando subsídios para uma caracterização moderna, quantitativa e integrada dos reservatórios de petróleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aki, K., Richards, P. G. *Quantitative Seismology*. Second Edition, University Science Books, 2002.
- Avseth P. *Combining Rock Physics and Sedimentology for Seismic Reservoir Characterization of North Sea Turbidite Systems*. Doctor of Philosophy thesis. Stanford University. May, 2000.
- Bacon, M., Simm, R., Redshaw, T. *3-D Seismic Interpretation*. Cambridge Press. 2003.
- Bankhead, B. *Integration: The Key to Reservoir Characterization*. The Seismic Observer, 1999.
- Bartlett, M.S., Movellan, J.R., Sjnowski, T.J. *Face Recognition by Independent Component Analysis*. IEEE Trans. on Neural Networks, Vol. 13, No. 6, pp. 1450-1464, November, 2002.
- Beaubouef, R.T., Rossen, C., Zelt, F.B., Sullivan, M.D., Mohrig, D.C., Jennette, D.C. *Deep-Water Sandstones, Brushy Canyon Formation, West Texas*. AAPG, Continuing Education Course Notes S., 1999.
- Biondi B., Lumley D., Mavko G., Mukerji T., Rickett J., Deutsch C., Gundersen R., Tiele M. *Reservoir Monitoring: A Multidisciplinary Feasibility Study*. SCRF, 1995.
- Bortoli, L.J., Alabert, F., Haas, A., e Journel, A.G. *Constraining Stochastic Images to Seismic Data*. International Geostatistics Congress, Troia 1992.
- Bouska, J., O'Donovan, M. C. A., Corbett, C., Prange, A. M. M., Ryan, S. *Validating Reservoir Models to Improve Recovery*. Oil Field Review, pp.21-35, summer, 1999.
- Brown, A. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. AAPG Memoir 42, 2003.

-
- Bruhn, C. *Petroleum Geology of rift and Passive Margin Turbidite Systems: Brazilian and Worldwide Examples*. AAPG International Conference, 1998.
- Bullock, T. *The Investigation of fluid Properties and Seismic Attributes for Reservoir characterization*. Master of Science in Geological Engineering thesis. Michigan Technology University, 1999.
- Burns, C. S. *Integrating 3D Seismic Into the Reservoir Model - and its Impact on Reservoir Manegement*. CGG News. 2003.
- Caamano, E., Corbett, C., Gir, R., Martono, D., Mathieu, G., Yan, Z. *Integrated Reservoir Interpretation*. Oilfield Review, pp. 5064, july, 1994.
- Carr, M. Cooper, R., Smith, M., Tanner, M.T., Taylor, G. *Generation of a Rock and Fluid Properties Volume via the Integration of Multiple Seismic Attributes and Log Data*. Rock Solid Images, 2001.
- Caers, J., Avseth, P. e Mukerji, T. *Geostatistical Integration of Rock Physics, Seismic Amplitudes and Geological Models in North-Sea Turbidite Systems*. The Leading Edge, 20, 3, p 308-312, 2001.
- Cattell, R.B. *The scree test for the number of factors*. Multiv. Behav. Res., 1, 245:276, 1966.
- Chambers, R.L., Yarus, J.M., Hird, K.B. *Petroleum Geostatistics for Nongeostatisticians Part I*. The Leading Edge, 19, 5, p 474-479, 2000A.
- Chambers, R.L., Yarus, J.M., Hird, K.B. *Petroleum Geostatistics for Nongeostatisticians Part II*. The Leading Edge, 19, 6, p 474-479, 2000B.
- Chen, H., W., e McMechan, G., A. *3-D Physical Modeling and Pseudospectral Simulation of Seismic Common-Source Data Volumes*. Geophysics, vol.58, pp.121:133, 1993.
- Chen, Q., e Sidney, S. *Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring*. The Leading Edge, vol.16, no.5, pp.447-448, 1997.
- Chopra, S. e Marfurt, K. *Seismic Attributes: A Historical Perspective*. Geophysics, vol.70, 2005.
-

-
- Clark, J. D., e Pickering K. T. *Submarine Channels Processes and Architecture*. London, Vallis-Press, 231 p., 1996.
- Coburn, T.C., Yarus, J.M. e Chambers, R.L. *Stochastic Modeling and Geostatistics Principles, Methods, and Case Studies Volume II*. AAPG Computer Applications in Geology, No. 5, 2005.
- Coléou, T., Poupon, M., Azbel, K. *Interpreter Corner Unsupervised Seismic Facies Classification a Review and Comparison of Techniques and Implementation*. The Leading Edge, vol.22, pp.942:953, 2003.
- Cooke, D. A., Schneider, W. A. *Generalized Linear Inversion of Reflection Seismic Data*. Geophysics, vol.48, no.6, 1983.
- Cooke, D., Sena, A., O'Donnell, G., Muryanto, T. e Ball, V. *What is the Best Seismic Attribute for Quantitative Seismic Reservoir Characterization?*. SEG 71th Annual Meeting, 2001.
- Corvi, P., Heffer, K., King, P., Tyson, S., Verly, G. *Reservoir characterization Using Expert Knowledge, Data and Statistics*. Oilfield Review, pp. 25-39, january, 1992.
- Cosentino, L. *Integrated Reservoir Studies*. Paris: Editions Tecnip. 2001. 310 p. (Institut Français du Pétrole Publications).
- Coultrip, R., L. *High-Accuracy Wavefront Tracing Travel Time Calculation*. Geophysics, vol.58, pp.284:292, 1993.
- Debeye, H., W., J., e Van Riel, P. *Lp-Norm Deconvolution*. Geophysical Prospecting, v.38, pp.381:403, 1990.
- Deutsch, C. *Geostatistical Reservoir Modeling*. Applied Geostatistics Series, Oxford University Press, 2002.
- Deutsch, C., e Hewett, T.A. *Challenges in Reservoir Forecasting*. Mathematical Geology, Vol.28, No.7, pp:829-842. 1996.
- Ding, C., He, X. *K-means clustering via principal component analysis*. ACM International Conference Proceeding Series, 2004.
-

-
- Doyen, P.M. *Porosity from Seismic Data: A Geostatistical Approach*. Geophysics, Vol. 53, No. 10, p. 1263-1275. 1988.
- Dubrule, O. *Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models*. Society of Exploration Geophysicists. Distinguished Instructor Series No.6, 279pp, 2003.
- Dumay, J., Fournier, F. *Multivariate statistical analyses applied to seismic facies recognition*. Geophysics, Volume 53, Issue 9, pp. 1151-1159, September, 1988.
- Eastwood, J. *Introduction to this Special Session: The attribute explosion*. The Leading Edge, Vol.21, no.10, pp.994, AOctober, 2002.
- Edwards, S. *Uses and Abuses of Seismic Modeling*. The Leading Edge, Vol.7, no.4, pp.42:46, April, 1988.
- Ezekwe, J. e Filler, S. *Five Areas Key to Reservoir Modelling*. The American Oil and Gas Reporter, April, 2006.
- Fayyad, U.M., Shapiro, G.P., Smyth, P. *From Data Mining to Knowledge Discovery: An Overview*. In: Advances in Knowledge Discovery and Data Mining, Fayyad, U.M., Piatetsky-Shapiro, G., Smyth, P., Uthurusamy, R., Editors, MIT Press, pp. 1-37, 1996.
- Gilbert, R., Liu, Y., Abriel, W., Preece, R. *Reservoir Modelling: Integrating Various Data at Appropriate Scales*. The Leading Edge, pp.784-788, august, 2004.
- Goldshmidt, R., Passos, E. *Data Mining: Um guia prático*. 1ed., São Paulo, 2005.
- Goovaerts, P. *Geostatistics for Natural Resources Evaluation*. New York. Oxford University Press, 1997.
- Haas, A., Dubrule, O. *Geostatistical Inversion: A Sequential Method of Stochastic Reservoir Modelling Constrained by Seismic Data*. First Break, vol.12, no.11, 1994.
- Haldorsen, H.H., Damsleth, E. *Stochastic Modeling*. Journal of Petroleum Technology (JPT), SPE 20321, April, 1990.
- Hand, D.J. *Data Mining: Statistics and More?*. The American Statistician, Vol. 52, 1998.
-

-
- Hilger, K.B., Stegmann, M.B. *MADCAM: The Multispectral Active Decomposition Camera*. Internal Report IMM, Informatics and Mathematical Modelling, 2001.
- Hyvarinem, A., Oja, E. *Independent component analysis*. New York, John Wiley and Sons, 2001.
- Hotelling, H. *Analysis of a Complex of Statistical Variables Into Principal Components*. Journal of the American Statistical Association, 1933
- Johann, P.R.S. *Fácies sísmicas*. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 317-355, maio/nov. 2004.
- Johann, P.R.S. *Geofísica de Reservatório*. Curso Ministrado no 8 Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, 2003
- Johann, P.R.S. *Inversion Sismostratigraphique et Simulations Stochastiques en 3D: Réservoir Turbiditique, Offshore du Brésil*. Thèse de Doctorat Soutenue à L'Université de Paris VI, 1997.
- Johnson, D. S., Flint, S., Hinds, D., Wicknes, H. V. *Anatomy, Geometry and Sequence Stratigraphy of Basin Floor to Slope Turbidite Systems, Tanqua Karoo, South Africa*. Sedimentology, pp.987 a 1023, 2001.
- Jolliffe, I.T. *Principal Component Analysis*. Second Edition. Springer, 2002.
- Journel, A., G. *Geostatistics for Reservoir characterization*. 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. SPE 20750, 1990.
- Journel, A., G., Huijbregts, C., J. *Mining Geostatistics*. Academic Press, 1978.
- Lantuéjoul, C. *Randon Sets and Functions: From Models to Conditional Simulation*. Course Notes, 1995.
- Larsen, R. *Decomposition using Maximum Autocorrelation Factors*. Journal of Chemometrics, vol. 16(8-10), pp. 427-435, John Wiley and Sons, 2002
- Latimer, R. B., Davison, R., Riel, van P. *An Interpreter Guide to Understanding and Working with Seismic-Derived Acoustic Impedance Data*. The Leading Edge, March, 2000.
-

-
- Latimer, R. *Introduction to this Special Section: Reservoir Modelling*. The Leading Edge, pp.776-777, 2004.
- Lestang A. P., C. L., Cabrera J., Jimenez T., Bellorin O. *Geologically Oriented Geostatistics:an Integrated Tool for Reservoir Studies*. SPE International Petroleum Conference and Exhibition. Mexico, 2002. 1 -10 p.
- Levander, A., R. *Fourth-Order Finite-Differences P-SV Seismograms*. Geophysics, vol.53, pp.1425:1436, 1988.
- Linari, V., Santiago, M., Pastore, C., Azbel, K., Poupon, M. *Seismic facies analysis based on 3D multiattribute volume classification, La Palma Field, Maracaibo, Venezuela*. The Leading Edge, Volume 22, No.1, pp. 32-36, January, 2003.
- Lu, W., Mao, F. *Adaptive multiple subtraction using independent component analysis*. The Leading Edge, Volume 24, Issue 3, pp. 282-284, March, 2005.
- Ma, Y., Zhu, X., Guo, T., Rebec, T. and Azbel, K. *Reservoir characterization using seismic data after frequency bandwidth enhancement*. J. Geophys. Eng. 2 213-221, 2005.
- MacQueen, J. *Some Methods for Classification and Analysis of Multivariate Observations*. Fourth Berkely Symposium. 1967.
- Mathieu, P.G., Rice, G.W. *Multivariate Analysis Used in the Detection of Stratigraphic Anomalies from Seismic Data*. Geophysics, Volume 34, Issue 4, pp. 507-515, August, 1969.
- Matos, M.C. *Reconhecimento de Padrões Sísmicos Utilizando Análises Tempo-Freqüência*. Tese de Doutorado apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Rio de Janeiro, 2004.
- Mutti, E. *Turbidite Sandstone*. AGIP SPA, pp.276, 1992.
- Mutti, E., Lucchi, R. *Le torbidit Dell'Appennino Settentrionale: Introduzione All'Analisi de Fácies*. Mem. Soc. Geol. It. pp.161-199, vol.11, 1972.
-

-
- Nielsen, A. A. *Analysis of Regularly and Irregularly Sampled Spatial, Multivariate, and Multi-temporal Data*. Phd Thesis. Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark. 1994
- Nieto, J. A., Corrigan, K., Collazos, J. P., Oudjida, A. *Shared Earth Modelling - A New Role for Petrophysicists*. SPWLA, 45th Annual Logging Symposium, June, 2004.
- Nikraves, M. *Soft Computing-Based Computational Intelligent for Reservoir Characterization*. Expert Systems with Applications, v.26, 2004, p.19 - 38. 2004.
- Oil Field Glossary, www.slb.com, accessed in March of 2006.
- Olsen, K., B. *Simulation of Three-Dimensional Wave Propagation in the Salt Lake Basin*. Ph.D. Thesis, University of Utah, Salt Lake City, Utah, 157 p., 1994.
- Partyka, G., A., Gridley, J., M., e Lopez, J. *Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization*. The Leading Edge, vol.18, No.3, pp.353-360, 1999.
- Pelizzon, M., M., Figueiredo, A. G. *Caracterização Sismoestratigráfica e Evolução do Cânion de Almirante Câmara Bacia de Campos*. ABEQUA, 2005.
- Pendrel, P. *Seismic Inversion: The Best Tool for Reservoir Characterization*. CSEG Recorder, January, 2001.
- Pennington, W. D. *Reservoir Geophysics*. Geophysics, vol.66, no.1, pp.25-30, 2001.
- Pereira, M. R. S. *Processos de Poisson Duplamente Estocásticos na Caracterização de Reservatórios Fraturados*. Dissertação de Mestrado, IGE, UNICAMP, 1998.
- Pickell, J. J., Heacock, J. G. *Density Logging*. Geophysics, vol.25, no.4, 1960.
- Pickering S., K. J., Marin I., Hodgson P., Leaney S. *The Integration Imperative: Piecing Together the Reservoir Jigsaw*. First Break, v.23, n.June, 2005, p.69 - 73. 2005.
- Pumputis, A. e Schiozer, D., J. *Representation of Reservoirs Generated by Object-Based Stochastic Simulation in Numeric Flow Modeling*. SPE 77431, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002.
-

-
- Reading, H. G., Richards, M. *Turbidite Systems in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System*. AAPG Bull., vol.78, no.5, pp.792-822, may, 1994.
- Rivoirard, J., Cojan, I., Geffroy, F., Lopez, S. *Process-Based Modelling to Display Uncertainties on Meandering Channelized Reservoirs* . In: *Quantitative Methods for Reservoir Characterization*. Les Rencontres Scientifiques de IFP, Rueil-Malmaison, 2006.
- Russel, B. H. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Course Notes Series, No. 12, 1988.
- Salleh, M., S., Ronghe, S. *Reservoir Characterization on Thin Sands in South West Ampa 21 Area (BLK11) Using Seismic Inversion*. SEG Technical Program Expanded Abstracts, pp.1568:1571, 1999.
- Sams, M. *A Recipe for Integration*. Petromin, n.MAY/JUNE, 2000, p.46 - 50. 2000.
- Scales, J. A., Snieder, R. *The anatomy of Inverse Problems*. Geophysics, vol.65, no.6, 2000.
- Scales, J., A., Smith, M., L., Treitel, S. *Introductory Geophysical Inverse Theory*. Samizdat Press. CEnter for Wave Phenomena, Department of Geophysics, Colorado School of Mines, 2001.
- Scheleicher, M., A., N., Santos, L., T., Pila, M., F. *Modelamento Sísmico Assintótico Utilizando Diferenças Finitas*. Ninth International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 2005.
- Sheriff, R. E., Ed., *Reservoir geophysics* Soc. Expl. Geophys, 1992.
- Sheriff, R. E., Ed., *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*, 3ed., Soc. Expl. Geophys, 1991
- Sheriff, R. E. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press, 1995.
- Shuey, R. T. *A Simplification of the Zoeppritz Equations*. Geophysics, 50-4, 609-614, 1985.
- Slatt R.M. e Weimer, P. *Petroleum Geology of Turbidite Depositional Systems: Part II, Sub-Seismic Scale Reservoir Characteristics*. The Leading Edge, p. 562-567., 1999.
-

-
- Srivastava, R.M. *An Application of Geostatistical Methods for Risk analysis in Reservoir Management*. 65th Annual Technical conference and Exhibition of the Petroleum Engineers, SPE 20608, 1990.
- Stone, J.V. *Independent Component Analysis: A Tutorial Introduction*. Bradford Books, 2004.
- Stoyan, D., Kendall, W. S., Mecke, J. *Stochastic Geometry and Its Applications*. John Wiley and Sons, 456 p., 1985.
- Switzer, P., Green, A.A. *Min/max autocorrelation factors for multivariate spatial imagery*. Tech. rep. 6, Stanford University. 10 pp. 1984.
- Taner, M., T. *Attributes Revisited*. Rock Solid Images, 2000.
- Taner, M., T., Koehler, F., e Sheriff, R., E. *Complex Seismic Trace Analysis*. Geophysics, 44, pp.1041:1063, 1979.
- Tarantola, A. *Inversion of Seismic Reflection Data in the Acoustic Aproximation*. Geophysics, vol.49, no.8, 1984.
- Tao, S., Dachang, L., Donofrio, C., Dunn, P. *Modelling a submarine Mini-Basin Using a Forward Numerical Model*. In: *Quantitative Methods for Reservoir Characterization*. Les Rencontres Scientifiques de IFP, Rueil-Malmaison, 2006.
- Thompson, D. M., Woods, A. M. *Development Geology Reference Manual*. AAPG Methods in Exploration Series, no.10, 1996.
- Uden, R.C., Tanner, M.T., Carr, M.B., Smith, M. *Seismic Data Mining*. 65th EAGE conference and Exhibition, 2003.
- Umam, M. S. *Seismic Modeling of Deepwater Outcrop Analogs*. Master of Science Dissertation, Colorado School of Mines, 2001.
- Verly, G. W. *Sequential Gaussian Cosimulation: A Simulation Method Integrating Several Types of Information*, Mathematical Geology, vol.13 no.5, 1995.
- Viessur, S. *Stochastic Boolean Simulation of Fluvial Deposits : A New Approach Combining Accuracy with Efficiency*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 1999.
-

-
- Voelker, J. *A Reservoir Characterization of Arab-D Super K as a discrete Fracture Network Flow system, Ghawar Field, Saudi Arabia*. Doctor of Philosophy Thesis, Stanford University, 2004.
- Yarus, J.M. e Chambers, R.L. *Stochastic Modeling and Geostatistics Principles, Methods, and Case Studies*. AAPG Computer Applications in Geology, No. 3, 1995.
- Yilmaz, O. *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*. Investigations in Geophysics, No. 10, 2003.
- Walls, J.D., Tanner, M.T., Taylor, G., Smith, M., Carr, M., Derzhi, N., Drumond, J., McGuire, D., Morris, S., Bregar, J., Lakings, J. *Interpreter's Corner: Seismic reservoir characterization of a U.S. Midcontinent fluvial system using rock physics, poststack seismic attributes, and neural networks*. The Leading Edge, Volume 21, Issue 5, pp. 428-436 May, 2002.
- Weber, M. J. *How Heterogeneity Affects Oil Recovery*. In: Lake, L. W. and Carrol Jr., H.B. (eds.). *Reservoir Characterization*. Academic Press Inc, Orlando, FL, 1986, p. 487-544.
- Weimer, P., and Slatt, R. M. *The Petroleum Systems of Deep-Water Settings*. SEG Distinguished Instructor Short Course Notes, 488 p., 2004.
- Wen, R. *Small-Scale Earth Modelling: Bridging the Missing Scales in Susurface Data*. In: *Quantitative Methods for Reservoir Characterization*. Les Rencontres Scientifiques de IFP, Rueil-Malmaison, 2006.
- White, R.E. *Properties of instantaneous seismic attributes*. The Leading Edge, vol.10, no.7, p. 26-32., July, 1991.
- Widess, M., B. *How thin is a thin bed?*. Geophysics, 38, 1176-1180, 1973.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., Gardner, L. W. *Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porus Media*. Geophysics, Vol.221, no.1, 1956.
- Zoeppritz, K. *Über Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen*. *Nachrichten der Königlichen Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen*. Mathematisch-physikalische, Klasse, Erdbebenwellen VII. VIIb. 66-84, 1919.
-