

da tese defendida por Sérgio Sacani
Sancevero e aprovada
pela comissão julgadora em 02/04/03
Armando Zaupa Remacre
Orientador



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CIÊNCIAS ENGENHARIA DE PETRÓLEO

MODELAGEM SÍSMICA DE CORPOS TURBIDÍTICOS SINTÉTICOS GERADOS POR SIMULAÇÃO BOOLEANA

23/2003

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia Mecânica / Instituto de Geociências,
como requisito para a obtenção do título de Mestre em
Ciências e Engenharia de Petróleo.

Autor: Sérgio Sacani Sancevero
Orientador: Professor Doutor Armando Zaupa Remacre

Campinas – São Paulo
Abril, 2003

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE



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

**MODELAGEM SÍSMICA DE CORPOS
TURBIDÍTICOS SINTÉTICOS GERADOS
POR SIMULAÇÃO BOOLEANA**

23/2003

Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia Mecânica / Instituto de Geociências,
como requisito para a obtenção do título de Mestre em
Ciências e Engenharia de Petróleo.

Autor: **Sérgio Sacani Sancevero**
Orientador: **Armando Zaupa Remacre**

Campinas - São Paulo
Abril, 2003

UNIDADE	BC
Nº CHAMADA	7/UNICAMP Sa55m
V	EX
TOMBO, BC/	56715
PROC.	16/117104
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	11,00
DATA	19/01/2004
Nº CPD	

CM00193907-4

bib id 309356

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

Sa55m Sancevero, Sérgio Sacani
Modelagem sísmica de corpos turbidíticos sintéticos gerados por simulação booleana / Sérgio Sacani Sancevero.--Campinas, SP: [s.n.], 2003.

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

1. Engenharia de reservatório de óleo. 2. Métodos de simulação. 3. Método sísmico de reflexão. 4. Modelos e construção de modelos. I. Remacre, Armando Zaupa. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.



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

MODELAGEM SÍSMICA DE CORPOS TURBIDÍTICOS SINTÉTICOS GERADOS POR SIMULAÇÃO BOOLEANA

Autor: Sérgio Sacani Sancevero
Orientador: Armando Zaupa Remacre

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre, Presidente
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Prof. Dr. Sidnei Pires Rostirolla
Universidade Federal do Paraná- UFPR

Dr. Rodrigo de Souza Portugal
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

Campinas, Abril de 2003.

Dedicatória:

Dedico este trabalho à minha mãe Marisilda Sacani Sancevero e à minha namorada Cynthia Maria de Oliveira, que sempre me apoiaram nessa jornada.

Agradecimentos

Este trabalho não teria sido realizado sem a ajuda de diversas pessoas que aqui expresso meus agradecimentos:

À minha mãe Marisilda Sacani Sancevero pela luz que sempre iluminou a minha vida e pelo apoio incondicional, principalmente na busca pelo conhecimento, e que mesmo estando longe fisicamente sempre esteve próxima tanto no pensamento como no meu coração. À minha namorada Cynthia Maria de Oliveira pelo incentivo e amor a mim dispensado em todos os momentos necessários. À minha família em São Paulo, Tarlei, Claudia e Elys, pelo carinho e por momentos sempre bem vindos de descontração e reflexão.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre que através das frutíferas discussões sobre os assuntos relativos a essa pesquisa sempre me mostrou o melhor caminho a seguir, mesmo quando as coisas pareciam confusas.

A ANP pelo apoio financeiro indispensável para a realização dessa pesquisa.

A todos os meus companheiros e amigos de mestrado, principalmente à “equipe de geoestatísticos” do IGE-UNICAMP na figura de Rui César Sansonowski (Sanson), Fred (Skamozo), Pedro Quinteiro (Scooby) e Anelise Friedrich. E também ao colega de residência Marcos Pinho (Galego), que através das discussões relativas aos temas de trabalho sempre se mostraram com o intuito de colaborar e também pelas discussões de temas cotidianos que nos levaram a darmos boas gargalhadas da vida.

A todos os professores e colegas do departamento, principalmente ao analista de sistema Moacir Cornetti, que sempre se mostrou disposto a resolver os problemas relacionados à área de informática, e ao colega geofísico Rodrigo de Souza Portugal que foi muito importante na constituição do modelo sísmico sintético usado nesta dissertação.

Um sorriso significa muito. Enriquece quem o recebe, sem empobrecer quem o oferece; dura apenas um segundo, mas a sua recordação, por vezes, nunca se apaga.
(Autor desconhecido)

Resumo

Sancevero, Sérgio Sacani. *Modelagem sísmica de corpos turbidíticos sintéticos gerados por simulação booleana*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2003, 163p. Dissertação (Mestrado)

A modelagem de corpos geológicos que possuam características de depósitos turbidíticos é uma tarefa muito importante para a indústria de petróleo, principalmente no Brasil, onde os principais reservatórios estão situados nesse tipo de ambiente deposicional. A simulação booleana de objetos e a simulação sequencial gaussiana são técnicas geoestatísticas que permitem a construção de modelos de referência sintéticos, porém com características geológicas, que podem ser submetidos ao processo de modelagem sísmica que num trabalho de caracterização de reservatórios, podem ser usados para testar algoritmos de interpretação, inversão sísmica. Uma vantagem no caso de utilizar dados sintéticos para a realização de estudos de caracterização de reservatórios está na facilidade de interpretar os resultados e gerar conclusões objetivas, uma vez que se pode isolar os diversos fenômenos que afetam o resultado, analisando-os separadamente. Outra característica, bastante importante dos dados sintéticos é que se tem um conjunto de dados de referência para a validação dos resultados. Nesta dissertação propõe-se mostrar a criação de um modelo de referência sintético para ser utilizado em estudos de caracterização de reservatórios. Como resultados, obtém-se um modelo geológico e petrofísico que represente as heterogeneidades de reservatórios petrolíferos do tipo turbidítico, bem como um modelo sísmico sintético onde as ferramentas de interpretação e inversão sísmica possam ser testadas e seus resultados avaliados de maneira concreta já que se tem um controle sobre as estruturas que se deseja interpretar. Conclui-se então a importância de um modelo de referência para estudos de caracterização de reservatórios e propõem-se como trabalhos futuros estudos relativos à conectividade dos corpos reservatório gerado, modelagem de outros sistemas deposicionais e estudos sobre o comportamento do fluxo no modelo sintético.

Palavras Chave

- Reservatório turbidítico, simulação booleana, modelagem, sísmica

Abstract

Sancevero, Sérgio Sacani. *Modelagem sísmica sintética de corpos turbidíticos gerados por simulação booleana*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002. 163p. Dissertação (Mestrado)

The geological modeling of bodies that have characteristics of turbidite reservoir is a very important task for the industry of oil, mainly in Brazil, where the main reservoirs are situated in that kind of depositional environment. The simulation based in objects by Boolean model and the sequential gaussian simulation are the geostatistics techniques that permit the construction of synthetic reference models, however with geological characteristics, that can be submitted to the seismic modeling that in a work of reservoirs characterization, can be used to test algorithms of seismic interpretation and inversion. An advantage in case of use synthetic dataset for the achievement of studies of reservoir characterization is in the facility of interpret the results and generate objective conclusions, since it can be isolated the diverse phenomena that affect the result, analyzing them separately. Another important characteristic, of the synthetic dataset is that has a reference model for the validation of results. In this dissertation the propose is the creation of a synthetic reference model to be used in studies of reservoir characterization. As results, obtain a petrophysical and geological model that represent the heterogeneities of turbidites oil-producing reservoirs, as well as a synthetic seismic model where the tools of seismic interpretation and inversion can be tested and his results can be evaluated of effective way since has a control about the structures that is desired interpret. Conclude itself then the importance of a model of reference for studies of reservoir characterization and propose as future works studies about the connectivity of the reservoir bodies generated, modeling of others depositonals systems, and studies about fluid flow behavior.

Key Words

-Turbidites Reservoir, Boolean simulation, seismic modeling, reservoir characterization

Índice

AGRADECIMENTOS.....	v
RESUMO.....	vii
ABSTRACT.....	viii
ÍNDICE.....	1
LISTA DE FIGURAS.....	3
LISTA DE TABELAS.....	8
Capítulo 1.....	7
Introdução	7
1.1 - Generalidades.....	7
1.2 - Objetivos e metodologia	13
1.3 – Organização da dissertação	15
Capítulo 2.....	17
Modelagem Litológica	17
2.1 - Generalidades.....	17
2.2 – Revisão Bibliográfica	18
2.2.1 – Reservatórios Turbidíticos.....	18
2.2.2 – Simulação booleana.....	36
2.3 – Apresentação e discussão dos resultados	48
Capítulo 3.....	65
Modelagem Petrofísica	65
3.1 - Generalidades.....	65
3.2 – Variáveis petrofísicas a serem modeladas.....	66
3.2.1 – Velocidade compressional.....	67
3.2.2 – Densidade de rocha.....	68
3.2.3 – Relação Velocidade/Densidade	70
3.2.4 – Impedância Acústica	71
3.3 – Aspectos teóricos da modelagem estocástica das propriedades petrofísicas	73
3.4 – Modelagem dos dados petrofísicos	79

Capítulo 4.....	92
Modelagem Sísmica.....	92
4.1 – Generalidades	92
4.2 – O método sísmico	93
4.3 – Modelagem sísmica	100
4.3.1 – Modelagem por traçamento de raios (<i>raytracing</i>).....	102
4.3.2 – Modelagem Convolutional	103
4.4 – Apresentação e análise dos resultados.....	106
Capítulo 5.....	116
Interpretação e inversão sísmica	116
5.1 - Generalidades.....	116
5.2 – Interpretação Sísmica	117
5.3 – Inversão sísmica	122
5.3.1 – Inversão Recursiva	126
5.3.2 – Inversão <i>sparse-spike</i>	130
5.4 – Apresentação e discussão dos resultados	135
Capítulo 6.....	154
Conclusões e recomendações.....	154
Referências Bibliográficas.....	158

Lista de Figuras

Figura 1.1: Integração das diversas áreas do conhecimento e dos dados conhecidos para a construção de um modelo completo do reservatório. (Adaptado de Cosentino, 2002).....	9
Figura 1.2: Classificação de tipos de heterogeneidade em reservatórios (Adaptado de Weber, 1986).....	10
Figura 1.3: Gráfico ilustrativo mostrando o espectro de frequência contemplado pelo dado sísmico, a frequência está mostrada em Hz.	12
Figura 1.4: Comportamento do pulso sísmico frente a três distintas situações.....	13
Figura 2.1: Mapa mostrando a localização das principais regiões produtoras de petróleo e os principais campos de águas profundas (Stow, 2000).	20
Figura 2.2: Principais elementos arquitetônicos identificados em sistemas de águas profundas. (Modificado de Stow, 2000).....	24
Figura 2.3: Padrões de empilhamento dos canais. (Modificado de Clark, 1996).....	26
Figura 2.4: Visualização 3-D dos padrões de empilhamento em destaque na Figura 2.3. (Modificado de Clark, 1996).	27
Figura 2.5: Imagem do sistema de Almirante Câmara. (Fonte: Petrobrás).	32
Figura 2.6: Lobo turbidítico rico em areia (vermelho) do Campo de Marlim Sul (Modificado de Bruhn, 2001).	33
Figura 2.7: Seção de um campo turbidítico estudado por Clark, onde podem ser identificadas as feições relativas à canais e lobos turbidíticos (Modificado de Clark, 2001).....	33
Figura 2.8: Elementos arquiteturais de reservatórios turbidíticos, com relação ao modelo de leque submarino (Modificado de Reading, 1994).	34
Figura 2.9: Medida de contagem $N(K)$ de um processo pontual no plano.	38
Figura 2.10: Realização particular de um modelo booleano (Modificado de stoyan, 1987).	40
Figura 2.11: Aplicação do modelo Booleano num sistema esparsos de partículas (Modificado de Lieshout, 1997).	42
Figura 2.12: representação booleana de falhas num reservatório de petróleo (Modificado de Pereira, 1998).	43
Figura 2.13: Algoritmo de simulação booleana <i>two steps</i> (Modificado de Yarus, 1994).	45
Figura 2.14: Simulação booleana de um reservatório turbidítico, realizada em Pumputis (2002).47	
Figura 2.15: Visualização de <i>canyon</i> preenchido com canais turbidíticos (Modificado de Insalaco, 2002).	47
Figura 2.16: Poços condicionantes utilizados na simulação booleana.	49
Figura 2.18: Gráficos de saída da simulação booleana.	52
Figura 2.19: Perspectiva da simulação gerada, mostrando os poços e a localização espacial das seções das figuras seguintes.	53
Figura 2.20: Seção <i>xoz</i> do resultado obtido pela simulação booleana	54
Figura 2.21: Seção <i>xoy</i> do resultado obtido pela simulação booleana.	54
Figura 2.22: Resultado 3-D da simulação booleana.	55
Figura 2.23: Seção <i>xoz</i> da simulação gerada após as operações morfológicas.	56
Figura 2.24: Seção <i>xoy</i> da simulação gerada após as operações morfológicas.	56
Figura 2.25: Visualização 3-D da simulação gerada após as operações morfológicas.	57
Figura 2.26: Seção <i>xoz</i> da simulação gerada mostrando os corpos conectados.	58
Figura 2.27: Seção <i>xoy</i> da simulação gerada mostrando os corpos conectados.	58

Figura 2.28: Visualização 3-D da simulação gerada mostrando os três maiores corpos conectados.	59
Figura 2.29: Comparação entre o trabalho de Clark e Pickering (imagem superior) com uma seção do modelo gerado neste trabalho. Nota-se a semelhança nos padrões de empilhamento.	60
Figura 2.30: Comparação entre uma seção real Clark e Pickering, 2001, com uma seção obtida neste trabalho.	61
Figura 2.31: Comparação entre os modelos 3-D do <i>Petbool</i> (A) e do <i>Isatis</i> (B).	62
Figura 2.32: Comparação entre seções <i>xoz</i> do <i>Isatis</i> e do <i>Petbool</i> .	63
Figura 3.1: Processo de simulação seqüencial gaussiana (Modificado de Yarus, 1994).	78
Figura 3.2: Fluxograma do processo de modelagem geostatística das propriedades petrofísicas.	79
Figura 3.3: Histogramas de densidade e velocidade do conjunto de poços característicos.	80
Figura 3.4: Histogramas das variáveis anamorfoseadas.	81
Figura 3.5: Variogramas modelados para as duas propriedades petrofísicas.	81
Figura 3.6a: Histogramas para a densidade de areia e folhelho separados.	83
Figura 3.6b: Histogramas para a velocidade de areia e folhelho separados.	83
Figura 3.7: Histogramas das impedâncias acústicas para areia e folhelho.	84
Figura 3.8: Seção e cubo de densidade.	85
Figura 3.9: Seção e cubo de velocidade.	86
Figura 3.10: Seção e cubo de impedância acústica.	87
Figura 3.11: Seção do modelo de densidade.	88
Figura 3.12: Seção do modelo de velocidade.	89
Figura 3.13: Seção do modelo de impedância.	89
Figura 3.14: Cubo geológico de densidade.	90
Figura 3.15: Cubo geológico de velocidade.	90
Figura 3.16: Cubo geológico de impedância acústica.	91
Figura 4.1: Classificação das ondas sísmicas.	96
Figura 4.2: Efeito de afinamento e perda de resolução observada no exemplo teórico de uma cunha (Adaptado de Li, 2002).	98
Figura 4.3: Zona de Fresnel em 2 dimensões, responsável pela determinação do limite de resolução horizontal.	99
Figura 4.4: Modelagem realizada via traçamento de raios (Modificado de Sheriff, 1995).	103
Figura 4.5: Convolução de uma wavelet com uma refletividade resultando então num sinal sísmico.	105
Figura 4.6: Seção geológica, perfil de velocidade e de densidade no domínio da profundidade.	107
Figura 4.7: Seção geológica, perfil de impedância acústica e coeficientes de reflexão em profundidade e em tempo.	107
Figura 4.8: Wavelet utilizada na modelagem sísmica.	109
Figura 4.9: Wavelet juntamente com seus espectros de amplitude e fase.	110
Figura 4.10: Quadro ilustrando a geração do traço sísmico sintético.	112
Figura 4.11a: Traço sísmico sem ruído.	113
Figura 4.11b: Traço sísmico com ruído aleatório.	113
Figura 4.12a: Seção sísmica sem ruído.	114
Figura 4.12b: Seção sísmica com ruído aleatório.	114
Figura 4.13: Cubo sísmico sintético.	115

Figura 5.1: Ilustração da localização das in-line e cross-line com relação à aquisição sísmica.	120
Figura 5.2: Interpretação de um horizonte numa seção in-line.	121
Figura 5.3: Interpretação de horizonte em seção cross-line.	121
Figura 5.4: Mapa da estrutura mapeada através dos horizontes nas figuras anteriores.	122
Figura 5.5a: Modelo de cunha de baixa impedância num fundo de alta impedância.	124
Figura 5.5b: Dado sísmico de reflexão representativo da cunha da Figura 5.5a.	125
Figura 5.5c: Modelo de impedância representativo da cunha da Figura 5.5a.	125
Figura 5.6: Resultado da Inversão recursiva para o exemplo da cunha.	128
Figura 5.7: Fluxograma para a realização da inversão recursiva.	129
Figura 5.8: Fluxograma representativo da inversão sparse-spike.	135
Figura 5.9: Mapa base com a localização dos poços.	136
Figura 5.10: Seção sísmica ao longo dos poços NAPC, nesta seção pode-se identificar os principais horizontes a serem interpretados.	137
Figura 5.11: Exemplo da realização da interpretação sísmica, onde são interpretadas as linhas in-line e cross-line do prospecto sísmico.	138
Figura 5.12: Seção interpretada.	139
Figura 5.13: Mapa estrutural do topo do reservatório.	140
Figura 5.14: Mapa estrutural da zona I.	141
Figura 5.15: Mapa estrutural da base do reservatório.	141
Figura 5.16: Modelo de baixa frequência.	142
Figura 5.17: Filtro utilizado na inversão recursiva.	143
Figura 5.18: Resultado da inversão recursiva.	144
Figura 5.19a: Definição da linha de tendência no Poço A.	145
Figura 5.19b: Definição das restrições no Poço A.	145
Figura 5.20: Resultado da inversão sparse-spike.	146
Figura 5.21: Gráfico de dispersão mostrando os limites utilizados para a detecção e interpretação dos corpos de areia.	147
Figura 5.22: Comparação entre as seções das inversões recursivas e sparse-spike.	148
Figura 5.25: Horizontes da inversão recursiva.	149
Figura 5.26: Horizontes da inversão sparse-spike.	150
Figura 5.27: Corpos conectados resultados da inversão recursiva.	152
Figura 5.28: Corpos conectados resultados da inversão sparse-spike.	153
Figura 6.1: Processo integrado de modelagem de um reservatório.	155

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Principais atributos dos sistemas de águas profundas e suas características. (Modificado de Stow, 2000).....	24
Tabela 2.2: continuidade, conectividade e qualidade do reservatório, dos principais elementos arquiteturais de águas profundas (Modificado de Slatt, 1999).....	28
Tabela 2.3: Dimensões dos elementos de sistemas turbidíticos (Modificado de Bruhn, 1998)...	35
Tabela 2.4: Parâmetros geométricos das formas geométricas utilizadas na modelagem booleana.	51
Tabela 3.1: Valores das propriedades para cada litologia.	82
Tabela 3.2: Valores das propriedades petrofísicas para as camadas adicionadas ao modelo.	88
Tabela 4.1: Métodos de exploração geofísica (Modificado de Gadallah, 1994).....	94

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Generalidades

A arquitetura dos reservatórios petrolíferos, ou seja, a base geométrica que define sua estrutura externa, é uma das fontes de heterogeneidades que precisa ser modelada com precisão para auxiliar no processo de previsão de performance de um campo. Portanto, devido à presença de fatores que influenciam o comportamento do fluxo, a elaboração de modelos que honrem a arquitetura dos reservatórios deve ser considerada uma etapa de vital importância no seu desenvolvimento.

Os modelos elaborados serão tão melhores quanto melhor for o processo de caracterização de reservatórios. Esse processo pode ser definido como a determinação quantitativa e tridimensional, do limite, volume, heterogeneidades e distribuição das propriedades de rocha e fluido, tendo como objetivo final a construção de um modelo capaz de prever o comportamento do reservatório onde se pode então planejar de maneira mais eficiente a locação de poços reduzindo assim os custos inerentes à perfuração (Bankhead, 2002).

Esse processo de caracterização é realizado através de uma equipe de geocientistas com a finalidade de quantificar e entender de uma maneira completa o reservatório. Nesse processo são

integradas informações provenientes de quatro áreas principais: petrofísica, geologia, geofísica e engenharia de petróleo.

Para a realização desse processo, a comunicação das diversas áreas torna-se importante, pois os dados provenientes do reservatório são de duas naturezas distintas que precisam ser integradas, a saber: os dados *hard* e os dados *soft*. Perfis de poços, análise de testemunhos e dados de produção são considerados dados *hard*. Eles representam uma amostragem esparsa do reservatório, e contêm propriedades conhecidas em localizações específicas. Os dados sísmicos 3-D são os mais conhecidos entre os dados denominados *soft*. Eles são densamente adquiridos e são correlacionados com as propriedades provenientes da informação *hard*.

Na caracterização de reservatórios os dados *soft* são utilizados para auxiliar na identificação de alvos nas regiões onde os dados *hard* não estão disponíveis, por meio de técnicas de interpolação. Essa integração de dados *hard* e *soft* tem ocorrido principalmente a partir da década de 80, onde a sísmica tem sido usada para ajudar na modelagem de reservatórios, fornecendo modelos mais representativos do que os obtidos anteriormente onde somente dados de poços eram utilizados. Por exemplo, na Bacia de Campos, a utilização de dados sísmicos 3-D na modelagem de reservatórios, feita durante as fases de exploração e desenvolvimento, tem resultado numa redução dos custos com a perfuração, dobrando assim o sucesso na exploração e reduzindo em um terço o tempo gasto para se realizar a avaliação do campo em questão. A Figura 1.1 mostra como ocorre o processo de caracterização de reservatórios do ponto de vista da integração das áreas de conhecimento.

Por meio dessa integração é possível entender as heterogeneidades que constituem um reservatório de petróleo. Na maioria dos estudos de caracterização de reservatórios as técnicas geoestatísticas têm se mostrado úteis na modelagem das heterogeneidades de um campo de petróleo, pois além de fornecer distribuições satisfatórias dos parâmetros geológicos, possibilitam também integrar dados provenientes de diferentes fontes.

Na Figura 1.1, pode-se observar que a definição de um modelo geológico conceitual, a interpretação de perfis de poços, a definição de fácies e as informações provenientes da sísmica constituem a base dos dados geoestatísticos. A definição desse banco de dados inicial é

importante, pois irá condicionar todas as etapas seguintes e conseqüentemente os resultados finais desse estudo integrado. Portanto, de acordo com a Figura 1.1, pode-se perceber a importância da geoestatística quanto à integração dados distintos, necessários para a caracterização das principais heterogeneidades de um reservatório de petróleo.

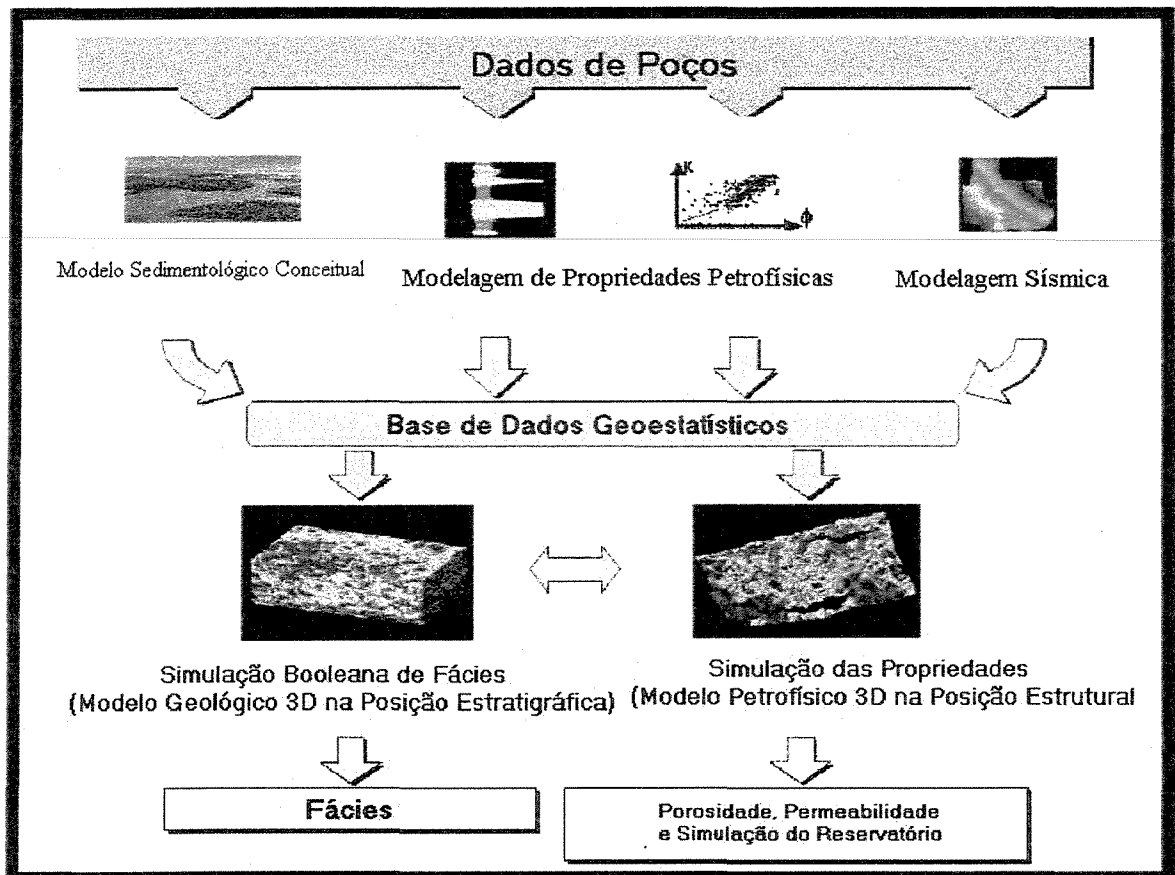


Figura 1.1: Integração das diversas áreas do conhecimento e dos dados conhecidos para a construção de um modelo completo do reservatório. (Adaptado de Cosentino, 2002).

A Figura 1.2 mostra a classificação das heterogeneidades, e em destaque se encontra aquela que é o tema dessa dissertação, ou seja, a caracterização de feições genéticas, relacionadas ao ambiente deposicional, por meio de métodos geoestatísticos de modelagem juntamente com dados sísmicos.








<p>1.</p> <p>Falhas não selantes, semi-selantes e selantes</p>	
<p>2</p> <p>Delimitações de unidades genéticas (canais, lobos, etc)</p>	
<p>3</p> <p>Zoneamento de permeabilidade dentro de unidades genéticas</p>	
<p>4</p> <p>Complexidades dentro de unidades genéticas</p>	
<p>5</p> <p>Estratificações e laminações</p>	
<p>6</p> <p>Heterogeneidades microscópicas: textura, mineralogia</p>	
<p>7</p> <p>Fraturas abertas ou fechadas</p>	

Figura 1.2: Classificação de tipos de heterogeneidade em reservatórios (Adaptado de Weber, 1986).

Uma maneira de modelar essas heterogeneidades com a finalidade de se conhecer com mais detalhes as feições que se deseja caracterizar, dá-se por meio da construção de modelos de referência. Esses modelos podem ser construídos de diversas maneiras. Para esta dissertação foi escolhida a modelagem booleana, pois esse método matemático quantifica as variáveis geológicas estudando a dimensão e a distribuição espacial dos corpos que constituem o reservatório. A modelagem de fácies por meio da simulação booleana é visualmente atrativa, pois seus resultados são modelos idealizados de geometrias anteriormente interpretadas, tanto em afloramentos como em dados obtidos na literatura. As informações sobre a geometria dos reservatórios, principalmente os turbidíticos são abundantes na literatura, mas não estão disponíveis de forma organizada, principalmente levando-se em conta o formato necessário para ser utilizado nos sistemas de modelagem tridimensional (Prijac, 2001). Do ponto de vista geológico é conveniente visualizar o reservatório da perspectiva estratigráfica, pois assim se consegue classificar as heterogeneidades de interesse. Na simulação booleana pode-se realizar a representação das associações de fácies por meio de objetos geométricos. Modelos de permeabilidade, porosidade, densidade, velocidade, ou qualquer outra propriedade petrofísica são então construídos de acordo com o sistema deposicional gerado. Após vários anos de desenvolvimento tanto teórico como do ponto de vista da implementação computacional, a simulação booleana é atualmente usada com frequência no processo de caracterização de reservatórios.

No Brasil os principais reservatórios produtores de petróleo estão localizados em depósitos turbidíticos de águas profundas, da Bacia de Campos, e são caracterizados como delgados e heterogêneos. Essas características tornam-se um problema quando se integram dados sísmicos no processo de caracterização de reservatórios. Esses problemas ocorrem não só na determinação correta da profundidade de um determinado reservatório, mas também na individualização dos alvos. Isso ocorre pelo fato dos corpos de areia serem delgados, possuindo assim resolução subsísmica, isto é, através da sísmica convencional, que possui um limite de resolução, as camadas constituintes desses corpos não são individualizadas. Embora os dados sísmicos tenham uma amostragem lateral densa, possuindo assim uma resolução horizontal de algumas dezenas de metros, sua resolução vertical é considerada baixa, limitada pela frequência contida no sinal, e varia de algumas dezenas de metros até centenas de metros para alvos mais profundos. De acordo

com Aminzadeth, 2000, um dos principais desafios encontrados no processo de caracterização de reservatórios é a identificação de seqüências de rochas reservatório e não reservatório que estão abaixo da resolução sísmica.

Sendo assim, pode-se ressaltar que a motivação principal para a realização desta dissertação, é, entender, através de um modelo de referência sintético, representativo de reservatórios turbidíticos, gerado por simulação booleana, como age a sísmica através do processo de interpretação convencional na identificação de camadas delgadas.

A Figura 1.3 ilustra a origem do problema da resolução sísmica, ou seja, o dado sísmico possui uma banda de freqüência limitada onde as freqüências altas e baixas não são contempladas. Já na Figura 1.4 pode-se observar o comportamento do pulso sísmico frente a três situações distintas, um refletor simples, uma camada espessa e uma camada fina. Nota-se que tanto para um refletor simples como para uma camada delgada a resposta sísmica é a mesma, mostrando a real dificuldade na identificação de alvos com essa característica.

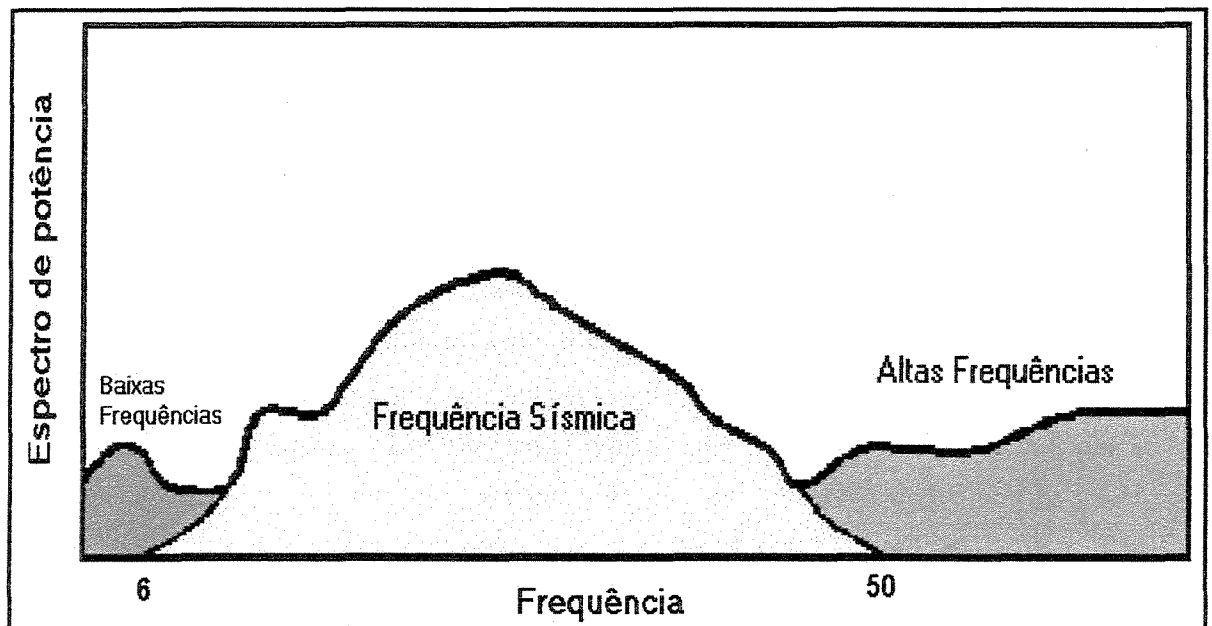


Figura 1.3: Gráfico ilustrativo mostrando o espectro de freqüência contemplado pelo dado sísmico, a freqüência está mostrada em Hz.

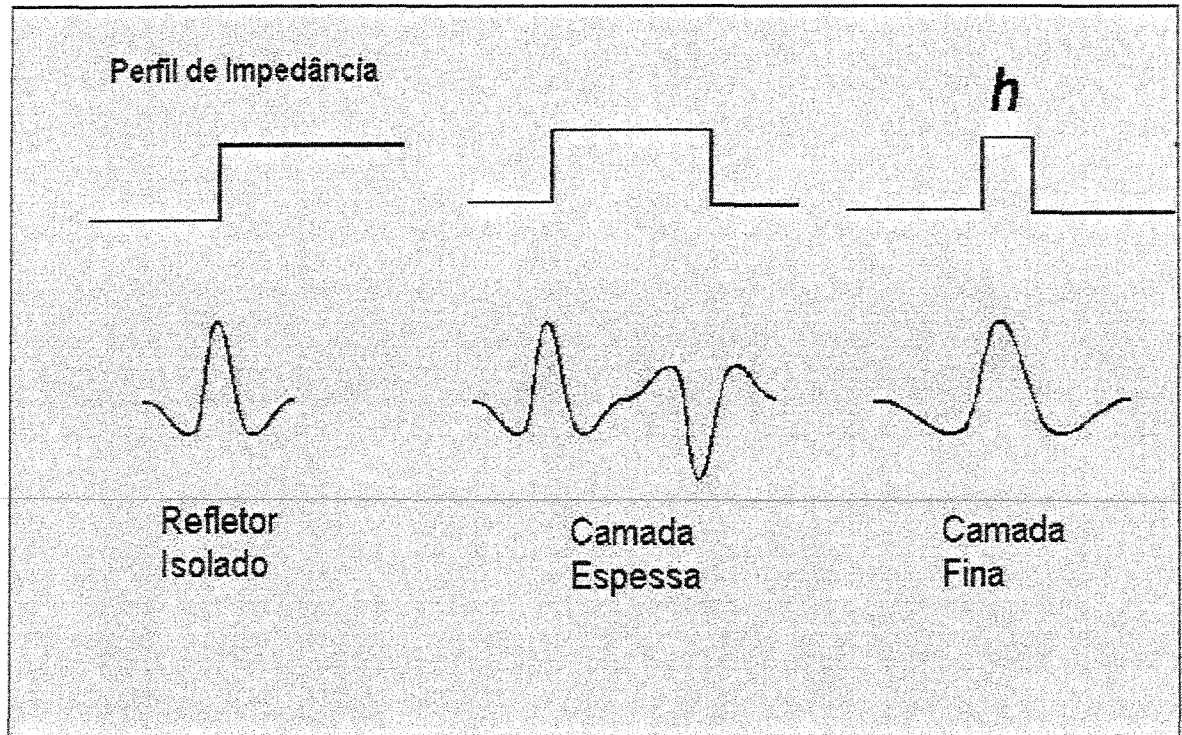


Figura 1.4: Comportamento do pulso sísmico frente a três distintas situações.

1.2 - Objetivos e metodologia

O principal objetivo desta dissertação é realizar a construção de um modelo de referência sintético, porém com características geométricas, petrofísicas e geológicas, que representem as principais heterogeneidades relacionadas a reservatórios turbidíticos, e de posse desse modelo geológico, realizar a modelagem sísmica convolucional com o intuito de se obter um conjunto de dados sísmicos sintéticos onde se possa testar e parametrizar algoritmos utilizados nos processos de interpretação e inversão sísmica. A utilização de dados sintéticos para a realização de estudos relacionados com o processo de caracterização de reservatórios, justifica-se pela facilidade de se interpretar os resultados gerando conclusões objetivas, uma vez que fenômenos que afetam o modelo podem ser isolados e analisados separadamente.

Como objetivo mais amplo desta dissertação está o desenvolvimento de uma metodologia de trabalho integrado para ser utilizada nos processos de caracterização de reservatórios. Essa metodologia é composta basicamente de três etapas onde se utilizam métodos de modelagem geológica, geofísica e geoestatística.

A primeira etapa desta metodologia consiste na construção do modelo litológico. É construído um modelo geométrico de referência onde as heterogeneidades são quantitativamente modeladas através da simulação booleana baseada em objetos, que representam as associações de fácies desejadas. Os dados de entrada para a construção desse modelo são obtidos a partir das características geométricas dos reservatórios turbidíticos encontradas na literatura.

A etapa seguinte da metodologia consiste da simulação gaussiana seqüencial, onde o modelo litológico criado na etapa anterior é preenchido com propriedades petrofísicas, tais como densidade, velocidade compressional e impedância acústica, para cada fácies. Nesta etapa além da modelagem da região compreendida pelo reservatório, são acopladas camadas com propriedades constantes a fim de tornar o modelo sintético mais realístico.

A terceira e última etapa da metodologia consiste na obtenção do cubo sísmico sintético, gerado pela conversão profundidade tempo, assumindo-se incidência normal, utilizando-se a modelagem convolucional. A partir dos dados de impedância acústica, obtém-se uma série de coeficientes de reflexão que são convolvidos com uma *wavelet* resultando assim no dado sísmico que pode então ser submetido aos processos de interpretação e inversão sísmica. Nesse conjunto de dados gerados, análises relativas à resolução sísmica podem ser realizadas, com o objetivo de se identificar os corpos inseridos no modelo por meio da simulação booleana baseada em objetos.

A importância do desenvolvimento dessa metodologia encontra-se na possibilidade de facilitar futuramente, a geração de distintos modelos, onde se pode obter conjuntos de dados petrofísicos e sísmicos diferentes, que podem ser utilizados tanto em estudos acadêmicos como em aplicações didáticas.

1.3 – Organização da dissertação

Com o objetivo de demonstrar de maneira seqüencial o desenvolvimento da metodologia proposta, bem como a aplicação do modelo obtido no processo de interpretação e inversão sísmica, essa dissertação está organizada em seis capítulos.

Neste **Capítulo 1**, é apresentada uma introdução sobre os temas abordados no trabalho. A motivação que levou à realização da pesquisa, bem como os objetivos a serem alcançados, são também enumerados.

No **Capítulo 2**, é apresentada a primeira etapa da metodologia proposta nesta dissertação, ou seja, a construção do modelo litológico por meio da simulação booleana baseada em objetos. É realizada uma revisão bibliográfica sobre o método de simulação utilizado e as principais características dos reservatórios turbidíticos, já que esses são o instrumento da modelagem. Este capítulo traz também a seqüência de trabalho desenvolvida e a discussão dos resultados obtidos, ou seja, o modelo litológico.

O **Capítulo 3** apresenta a etapa de preenchimento do modelo gerado no capítulo anterior, com as propriedades petrofísicas. Faz-se uma revisão sobre as propriedades a serem modeladas e sobre a simulação gaussiana seqüencial, o método utilizado para realizar tal modelagem. Por fim são mostrados e discutidos os resultados obtidos nesta etapa, ou seja, o modelo geológico. Este modelo é uma integração dos resultados dos capítulos 2 e 3.

O **Capítulo 4**, mostra a realização da última etapa da metodologia proposta, ou seja, a obtenção do dado sísmico. Para que se possa entender essa modelagem sísmica, primeiro é feita uma revisão sobre os conceitos da sísmica e sua aplicação na caracterização de reservatórios. São apresentadas as etapas desenvolvidas e no fim do capítulo é mostrado e discutido o cubo sísmico sintético, ou seja, o resultado da integração de todas as etapas desenvolvidas nos capítulos anteriores.

No **Capítulo 5**, é apresentada a aplicação do modelo obtido no processo de interpretação e inversão sísmica. É feita uma revisão sobre a interpretação de dados sísmicos 3-D e sobre os algoritmos de inversão sísmica utilizados. São comparados os resultados obtidos através de diferentes algoritmos de inversão sísmica e interpretação, na identificação dos corpos modelados por meio da simulação booleana baseada em objetos. Como resultado dessa aplicação é realizada uma discussão sobre os benefícios trazidos pela inversão tanto na interpretação como na identificação de heterogeneidades com resolução subsísmica.

No **Capítulo 6**, são apresentadas as principais conclusões obtidas nesta dissertação, bem como sugestões para futuros trabalhos correlatos.

Capítulo 2

Modelagem Litológica

2.1 - Generalidades

Em qualquer trabalho referente à caracterização de reservatórios, juntamente com o modelo estrutural e estratigráfico, a modelagem geológica é fundamental na caracterização das heterogeneidades do reservatório. A construção do modelo litológico significa preencher ou criar um modelo geométrico de referência com dados que descrevem as características litológicas das rochas reservatório e não reservatório e sua variabilidade espacial. Um modelo litológico detalhado do reservatório representa uma poderosa ferramenta para posteriormente guiar a distribuição petrofísica, isso porque em muitos reservatórios, a fácies litológica e as propriedades petrofísicas são intimamente relacionadas. A abordagem é baseada na suposição que a distribuição da litologia é mais previsível que a representação direta das propriedades petrofísicas. Na maioria dos casos, o modelo litológico do reservatório é construído integrando uma representação conceitual, baseada num modelo sedimentológico, uma definição de fácies e uma abordagem probabilística da distribuição litológica. Desse modo neste capítulo é apresentada a etapa referente à modelagem litológica. A Seção 2.2 se refere a uma revisão bibliográfica. Os primeiros conceitos a serem revisados são referentes aos reservatórios turbidíticos de águas profundas, que é o modelo sedimentológico o qual este trabalho se propõe a gerar. Nesta revisão sobre os reservatórios turbidíticos são abordadas informações sobre o histórico do paradigma desses reservatórios, as principais características faciológicas, a importância desses depósitos na indústria de petróleo e os principais modelos conceituais

existentes enfatizando suas estruturas. Na segunda parte da revisão bibliográfica são abordados os principais conceitos relativos à simulação booleana baseada em objetos, que é o método utilizado para a geração do modelo litológico. São apresentadas suas principais características, uma breve descrição do algoritmo utilizado e algumas aplicações da simulação booleana na caracterização de reservatórios. Na Seção 2.3 são apresentados e discutidos os resultados obtidos para a modelagem litológica.

2.2 – Revisão Bibliográfica

2.2.1 – Reservatórios Turbidíticos

Os leques submarinos e seus depósitos de águas profundas relacionado contêm mais de 15% de toda a reserva de óleo de sistemas clásticos (Richards, 1998). Esses reservatórios são altamente variáveis tanto em geometria, tamanho e características internas. Essa variabilidade influencia atributos, tais como arquitetura dos reservatórios, estilo de armadilha de óleo e volume de óleo original, e são diretamente relacionadas ao controle fundamental que influencia o desenvolvimento e as características dos diferentes sistemas clásticos de águas profundas.

Na fase exploratória de um campo de petróleo, o objetivo principal da análise do reservatório é estabelecer um entendimento sobre os controles de deposição, usando esse conhecimento para identificar locais potenciais para o desenvolvimento do campo, e para identificar também os sistemas de deposição presentes no local. Esse entendimento é realizado usando todos os atributos geológicos e geofísicos em combinação com a apreciação dos diferentes modelos de leques submarinos existentes e seus sistemas relacionados.

Na fase de desenvolvimento e produção de um campo, a análise do reservatório está focada numa descrição precisa da geometria e arquitetura tridimensional das unidades de fluxo e das litologias dentro do reservatório, essa análise é conhecida como a descrição do reservatório. Esses modelos geológicos detalhados podem ser transformados em representações 3-D precisas das propriedades físicas nas regiões localizadas entre os poços, essa última etapa é conhecida como caracterização de reservatórios. Todos esses conjuntos de dados são usados de maneira

integrada como base para o processo de modelagem e simulação do reservatório, bem como para identificar locações de poços de modo que a recuperação seja realizada de maneira efetiva e econômica.

Dessa maneira, superar os desafios envolvidos no entendimento dos sistemas de águas profundas é justificado pelo fato de que sejam estimados que existam entre 1200 e 1300 campos de óleo e gás, incluindo descobertas e reservatórios já em produção localizados em sistemas turbidíticos de águas profundas. A Figura 2.1 apresenta um mapa onde são mostradas as principais regiões de produção de petróleo do mundo, juntamente com os principais campos relacionados a sistemas de águas profundas. Muitos desses campos relacionados a turbiditos são provenientes de províncias bem estabelecidas como a Califórnia, o Mar do Norte e o golfo do Bohai. Os campos gigantes que atualmente se encontram em desenvolvimento e estão localizados em sistemas turbidíticos são quase todos provenientes de margens convergentes, e atualmente dominados por margens divergentes, entre eles se incluem o Golfo do México, a Bacia de Campos, Delta do Rio Niger, Costa do Congo/Angola e oeste das Ilhas Shetland. Os campos gigantes desses sistemas e que atualmente não são desenvolvidos estão localizados em áreas remotas como o Delta do rio Mackenzie, Bacia Margarita e o Noroeste da Austrália.

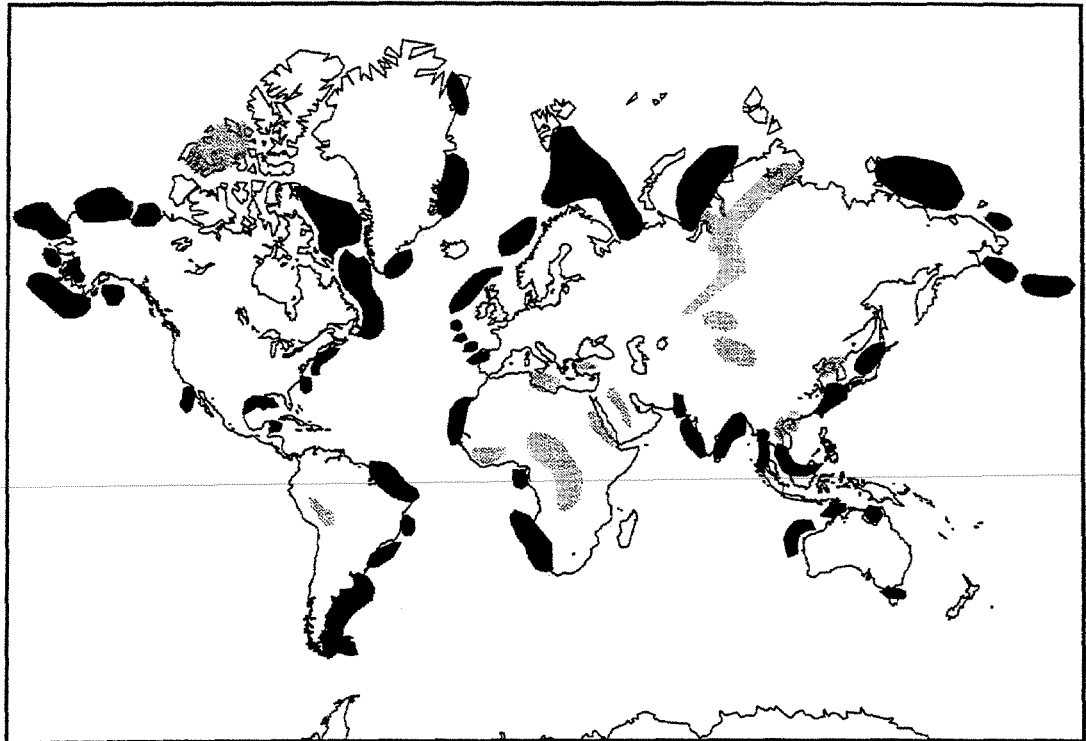


Figura 2.1: Mapa mostrando a localização das principais regiões produtoras de petróleo e os principais campos de águas profundas (Stow, 2000).

A descoberta e o desenvolvimento de campos de todos os tamanhos relacionados a sistemas turbidíticos tem mostrado um acentuado aumento nos últimos 20/30 anos e a tendência é que esse crescimento continue. O estabelecimento de províncias com rochas geradoras de boa capacidade favorecem a futura exploração dessas bacias. Desse modo o entendimento sobre o desenvolvimento da idéia, dos modelos, dos processos e das características importantes sobre reservatórios turbidíticos é fundamental para estudos relacionados à caracterização de reservatórios (Stow, 2000).

A característica principal, porém não evidente, dos modelos de turbiditos, é que as correntes de turbidez e seus depósitos, os turbiditos constituem os blocos fundamentais dos sistemas deposicionais de águas profundas. O paradigma dos turbiditos, que é manifestado na forma de vários modelos de fácies, tem sido o fator de maior influência que tem dirigido as idéias nas pesquisas em ambientes de águas profundas, nos últimos 50 anos.

O ano de 1948 pode ser considerado um marco para o advento do modelo dos turbiditos. No 18º congresso Internacional de Geologia, realizado em Londres em 1948, Migliorini discutiu as origens de camadas gradacionais formadas por correntes de densidade. Shepard mostrou imagens submarinas de massivas paredes e canyons e Kuenen, discutiu o potencial erosivo das altas correntes de densidade em criar canyons (Shanmugan, 2000).

Antes de 1948 a comunidade científica estava muito cética sobre a importância das correntes de densidade, ou seja, como as correntes de turbidez agiam na erosão de canyons submarinos e na deposição de camadas gradacionais. Até 1950, a comunidade geológica acreditava que o fundo oceânico era tranquilo, livre da atividade de correntes, onde a lama pelágica se acumulava lentamente. Contudo, através de amostragens sistemáticas dos sedimentos na margem continental e na planície abissal, iniciadas na década de 40 confirmaram a existência de correntes de turbidez e da deposição de sedimentos por gravidade, no fundo oceânico. Desde então a ocorrência de areias turbidíticas em águas profundas tem tomado aceitação global (Shanmugan, 2000).

Resumindo o histórico sobre o paradigma dos turbiditos, pode-se dizer que as décadas de 50, 60 e 70, foram períodos caracterizados pela construção dos modelos para depósitos formados por correntes de turbidez. Na década de 80 questões fundamentais foram levantadas, como os modelos de leque e os esquemas de fácies dos turbiditos. A década de 90 foi um período de reavaliação dos modelos de leque, de uma reinterpretação das areias turbidíticas maciças de águas profundas como depósitos arenosos por fluxo de detritos, de debates sobre as correntes de turbidez de alta densidade, de experimentos em fluxos de detritos arenosos e a contemplação do significado das geometrias sísmicas em termos de fácies deposicionais.

Dando seqüência aos estudos mais aprofundados iniciados na década de 90, os processos que ocorrem em águas profundas são de crítica importância para o entendimento do paradigma dos turbiditos. Os processos sedimentológicos servem como base fundamental para a construção de modelos deposicionais. A gravidade tem um importante papel no transporte e na deposição de sedimentos em ambientes de águas profundas. Entre os principais processos gravitacionais de deposição de sedimentos se incluem: escorregamento (*slide*), deslizamento (*slump*), fluxo de

détritos (*debris flow*) e as correntes de turbidez. Em adição a esses processos gravitacionais, as chamadas correntes de fundo oceânico, as quais são conhecidas também como corrente de contorno são importantes no retrabalhamento dos depósitos.

Existem esquemas usados para classificar os processos gravitacionais de deposição dos sedimentos baseados na reologia, no mecanismo que suportam os sedimentos ou em ambos. Existem problemas inerentes com a classificação baseada somente nos mecanismos que suportam os sedimentos, pois: (1) essa classificação trabalha somente com tipos finais, isto é um problema, pois em fluxos naturais mais de um mecanismo pode estar envolvido; (2) essa classificação trabalha com mecanismos de suporte que agem somente durante o tempo de transporte, o que é um problema, pois os depósitos refletem os mecanismos de suporte que atuam no final do transporte dos sedimentos. Shanmugam (2000), classifica os fluxos sedimentares de gravidade em dois amplos grupos, denominados de fluxos newtonianos e fluxos plásticos, essa classificação é baseada na reologia e é a interpretação mais usual para a origem das areias de águas profundas.

Os modelos de fácies são importantes para o entendimento dos sistemas deposicionais de águas profundas. Um modelo de fácies, precisa agir como uma base para as interpretações. Não é prático analisar e observar feições e processos diretamente em ambientes de águas profundas. Existe também uma dificuldade em emular as condições realísticas desses ambientes em experimentos de laboratório. Como resultado dessas dificuldades, modelos de fácies para sistemas de águas profundas são baseados em observações incompletas de sistemas antigos que afloram em determinados pontos e atuais. Esta é uma das razões porque tentativas passadas de se desenvolver modelos de fácies gerais para ambientes de águas profundas falharam.

Para tentar construir modelos, driblando de certa forma as dificuldades mencionadas, mapeamentos detalhados do fundo oceânico e imagens derivadas da sísmica, têm liderado as recentes tentativas de modelar e caracterizar os depósitos de águas profundas. Essa modelagem é feita através da identificação das estruturas fundamentais que fazem parte da construção desses depósitos, essas estruturas são conhecidas como elementos arquiteturais. Esses elementos variam desde camadas de turbiditos, até complexos de turbiditos, esse último na escala de preenchimento de bacias. Nos sistemas de águas profundas os elementos de primeira ordem podem ser os

maiores ou os menores, dependendo do sistema em questão. Alguns sistemas possuem elementos que são identificados por meio de técnicas de mapeamento, enquanto que outros sistemas concentram seus elementos em pacotes que só são identificados ou através de perfilagens ou amostragens de testemunhos realizadas em poços.

Stow (2000), reconhece os seguintes elementos arquiteturais principais:

- Hiatos, planícies erosionais e outras superfícies limites;
- Deslizamentos e escorregamentos;
- Canyons, canais e vales;
- Canais de transbordamento, e depósitos de transbordamento;
- Lobos deposicionais (isolados, aglomerados, afastados);
- Empilhamentos irregulares (deslizamentos, escorregamentos e massa de detritos);
- Contoritos, formado por correntes de contorno (empilhamentos alongados, padrões irregulares, leques);
- Lençóis;
- Megaturbiditos e megacamadas;
- Feições tectônicas.

Esses elementos possuem normalmente algumas centenas de metros a alguns quilômetros de largura, alguns metros a algumas centenas de metros em relevo ou espessura e podem ser irregulares, aproximadamente equidimensionais ou alongados. Cada um desses elementos pode ocorrer em uma variedade de escalas e dentro de uma hierarquia de feições similares. A composição sedimentar inclui associações de fácies e seqüências verticais que podem variar para cada elemento dentro de certos limites. A Figura 2.2 mostra um resumo dos principais elementos arquiteturais e suas formas aproximadas. Pesquisas importantes são realizadas com o intuito de melhor mapear esses elementos em sistemas atuais de águas profundas e comparar os resultados com imagens obtidas através de cuidadosas análises sísmicas 3-D, por meio de mapas de atributos. Como resultado dessas pesquisas as dimensões e as formas dos elementos arquiteturais

podem ser definidas com certa precisão, a Tabela 2.1 resume os principais atributos e suas dimensões relacionadas aos elementos arquiteturais.

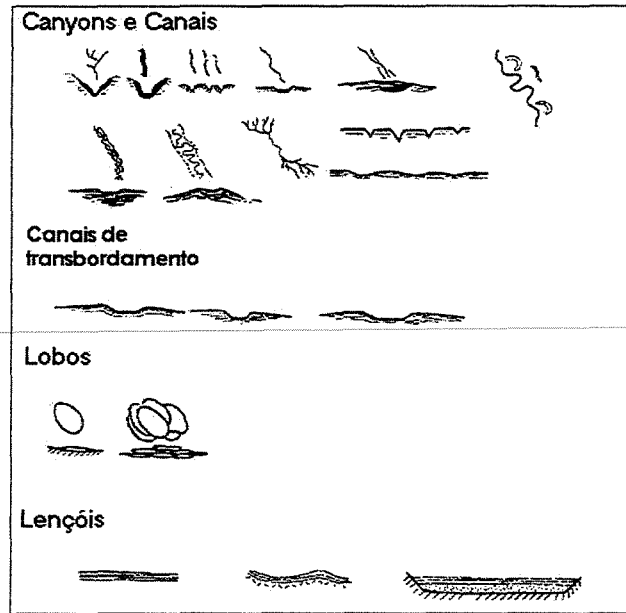


Figura 2.2: Principais elementos arquitetônicos identificados em sistemas de águas profundas. (Modificado de Stow, 2000).

Tabela 2.1: Principais atributos dos sistemas de águas profundas e suas características. (Modificado de Stow, 2000).

Atributo	Dimensões/características
Profundidade (m) (D)	10 – 1000
Largura (m) (W)	0,1 – 50
Comprimento (m)	10 – 3000
Razão D/W	1,4 – 1,5
Gradiente	< 1/1000 – 500/1000
Perfil (longitudinal)	Suave, abrupto, gradacional
Seção	Forma de V e de U
sinuosidade	Sem sinuosidade, meandrante, baixa – alta
Migração	Horizontal, oblíqua, vertical
Preenchimento	Lama, areia, cascalho, sedimento hemipelágicos, por turbiditos, formando lençóis
Forma das camadas	Erosivas (gradacionais); dunas e ondas deposicionais

Dentre os elementos arquiteturais, os mais importantes e que constituem a maioria dos reservatórios turbidífticos, são: os canais, os lobos ou lençóis de areia e os depósitos de transbordamento. Embora esses elementos sejam reconhecidos em perfis sísmicos e de poços, existe uma variabilidade interna dentro de cada elemento que pode afetar a performance do reservatório.

O primeiro elemento arquitetural importante de um sistema de águas profundas é o chamado canal turbidíftico. Existem, de acordo com Slatt (1999), dois tipos de canais turbidífticos, que são os erosionais e os agradacionais. Esses tipos de canais diferem principalmente pelo seu preenchimento. O preenchimento dos canais erosionais é composto na base por grãos relativamente grossos, camadas espessas e estratos descontínuos, e no topo por grãos mais finos, camadas também mais finas e estratos descontínuos. Essas diferenças refletem mudanças no processo deposicional, na acomodação dos sedimentos dentro do canal e do gradiente de inclinação do canal. Já o preenchimento de canais agradacionais está associado com depósitos de transbordamento, geralmente possui uma granulação mais fina dominada por areia e lama.

A variabilidade natural dos canais é enorme, podendo ser, canyons em forma de V, deltas profundos em forma de U, sinuosos, entrelaçados, meandranes, com gradientes baixos relacionados a bacias, entre outras características. Importantes atributos dos canais ainda precisam ser mais bem definidos, entre eles se incluem a conectividade, vertical e lateral, as seqüências verticais de empilhamento e a natureza das feições de transição, como de canais para depósitos de transbordamento e de canais para lobos.

Entre esses atributos, as seqüências verticais de empilhamento são características importantes dos canais. De acordo com Clark (1996), a arquitetura de empilhamento dos canais, observada em afloramentos ou seções sísmicas, demonstra os padrões de crescimento dos mesmos, formados a partir da interação entre o amalgamento lateral e vertical durante a etapa de formação do canal. O efeito do crescimento do canal tem um forte controle na conectividade de elementos individuais que o preenchem, bem como na razão largura/profundidade.

A Figura 2.3 mostra um diagrama esquemático dos padrões de empilhamento dos canais de acordo com trabalhos compilados por Clark (1996). Os diferentes padrões de empilhamento observados na Figura 2.3 estão relacionados com a taxa de acumulação de sedimentos. Esses padrões controlam a conectividade lateral e vertical, atributo importante para a avaliação de um reservatório. A Figura 2.4 mostra a visualização 3-D dos dois padrões de empilhamento em destaque na Figura 2.3

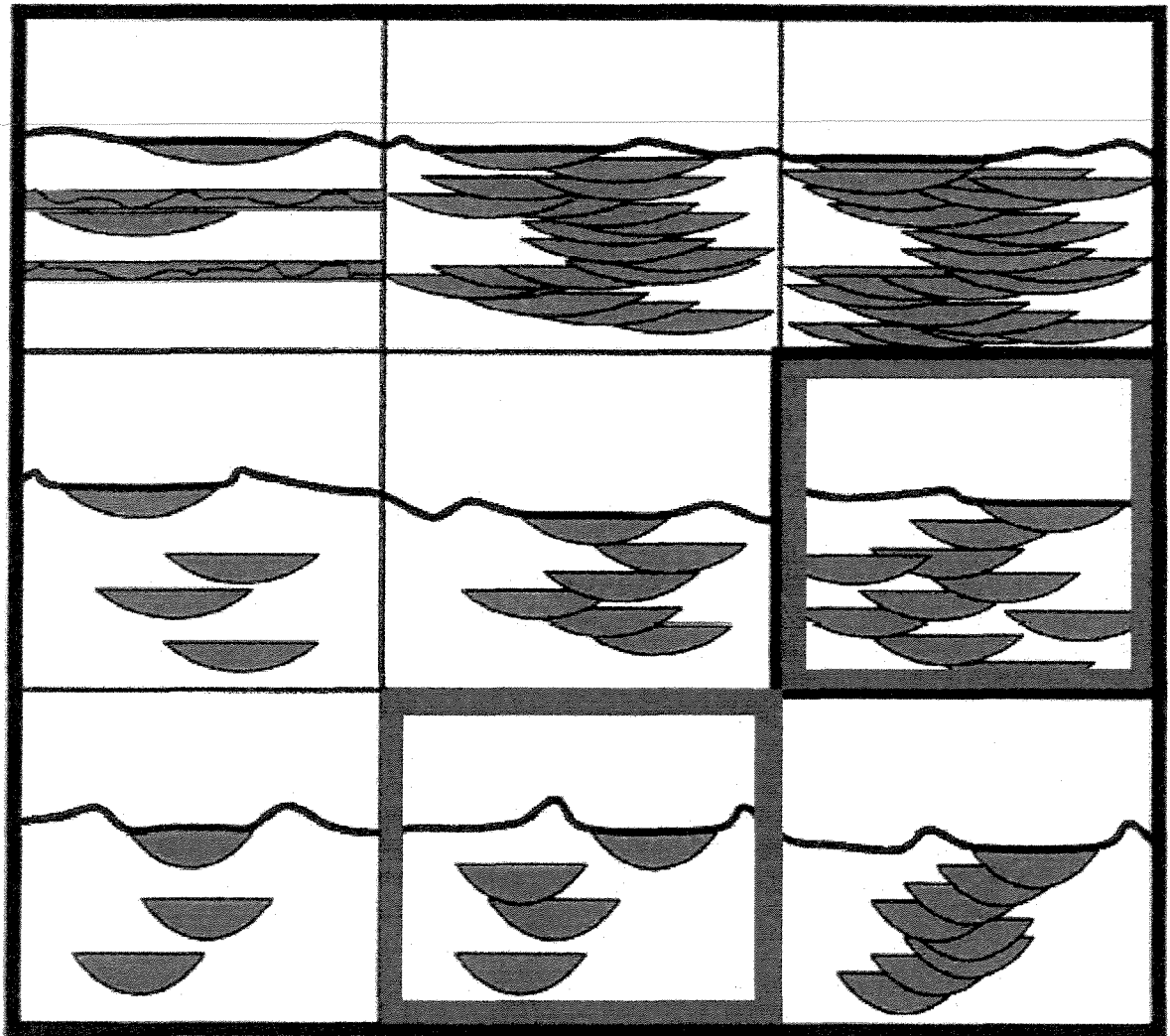


Figura 2.3: Padrões de empilhamento dos canais. (Modificado de Clark, 1996).

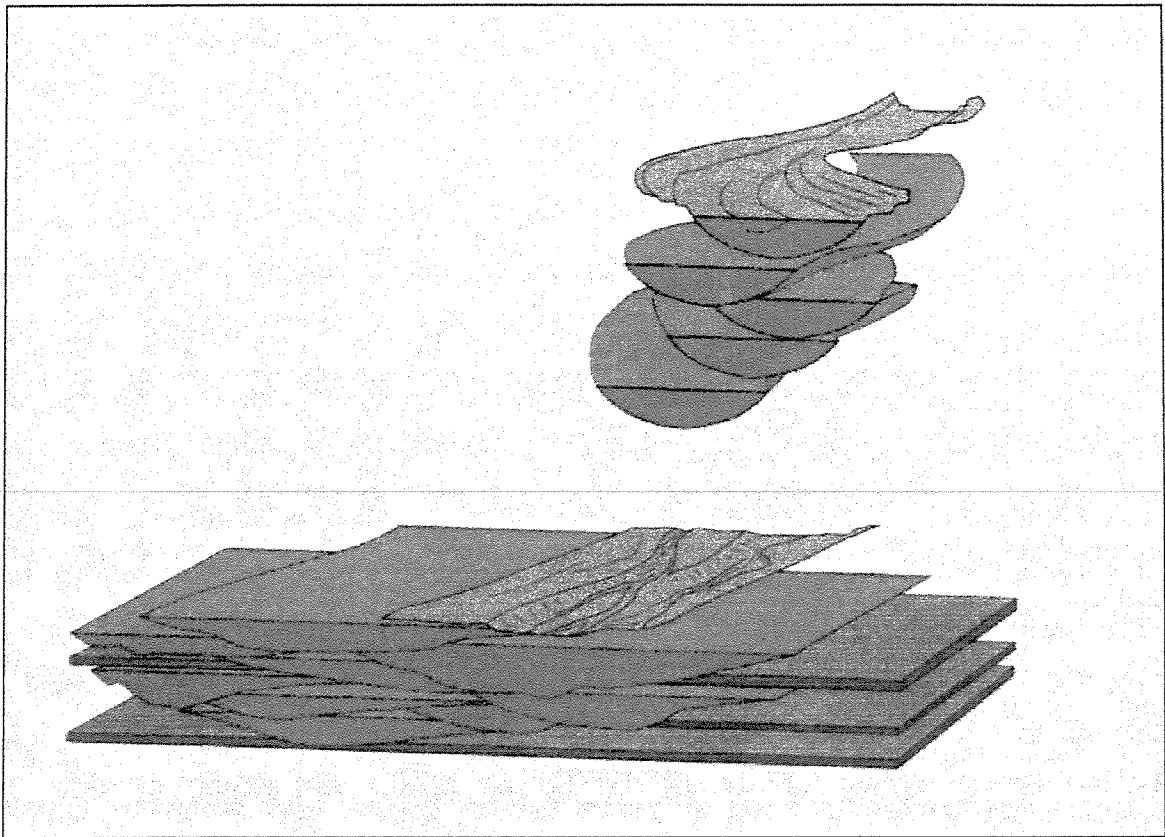


Figura 2.4: Visualização 3-D dos padrões de empilhamento em destaque na Figura 2.3. (Modificado de Clark, 1996).

São identificados também, na literatura, dois tipos de lençóis ou lobos turbidíticos, os amalgamados e os acamadados. Por definição os lobos amalgamados exibem boa continuidade lateral e boa conectividade vertical possuindo assim grandes proporções de contato de areia com areia. Já os lobos acamadados exibem boa continuidade lateral, porém baixa conectividade vertical, tendo assim contatos entre areias intercalados por intervalos de folhelho. Ambos os tipos de lobos, de acordo com os estudos realizados apresentam grande extensão lateral.

Os sedimentos localizados em depósitos de transbordamento da parte proximal do sistema turbidítico são caracterizados por terem alta razão de *net to gross*, uma baixa continuidade lateral, grãos mais grossos e melhor conectividade vertical do que os depósitos de transbordamento da

parte distal do sistema. Essa diferença é resultado da diminuição da energia do processo deposicional

A Tabela 2.2 resume os atributos acima descritos e suas principais características qualitativas, como, continuidade, conectividade e qualidade do reservatório e como essas características podem ser observadas dentro de cada elemento (Slatt, 1999).

Tabela 2.2: continuidade, conectividade e qualidade do reservatório, dos principais elementos arquiteturais de águas profundas (Modificado de Slatt, 1999).

Elemento	Continuidade	Conectividade	Razão Kv/Kh	Passagem do fluido	Porosidade Permeabilidade
Canal Inferior	Baixa	Alta	Variável	Tortuosa	Alta
Canal superior	Alta	Baixa	Baixa	Estratificada	Baixa
Transbordamento Proximal	Baixa	Alta	Variável	Tortuosa	Alta
Transbordamento Distal	Alta	Baixa	Baixa	Estratificada	Baixa
Lobos Amalgamados	Alta	Alta	Alta	Estratificada	Alta
Lobos Acamadados	Alta	Baixa	Baixa	Estratificada	Baixa

Os estudos de ambientes deposicionais podem ser feitos em grande escala onde se realiza a classificação e caracterização dos sistemas de águas profundas. Essa classificação, em grande escala, é baseada em dois fatores principais, o volume e o tamanho dos grãos dos sedimentos e a natureza do sistema. As pesquisas atuais estão focadas nos vários tipos de sistemas e seus controles, bem como na melhora dos modelos para as planícies basais. Nessas pesquisas são integrados dados sísmicos e de poços com resultados de modernas técnicas de mapeamento e amostragem do fundo oceânico, e detalhadas análises de afloramentos análogos.

Os modelos de grande escala são, segundo Shanmugam (2000), representados pelos leques submarinos, que são considerados como produtos primários das correntes de turbidez. Os modelos de leque submarinos, baseados nos conceitos de turbiditos, têm sido a mais influente ferramenta sedimentológica usada na indústria de petróleo para interpretar os ambientes deposicionais de águas profundas.

Os sistemas deposicionais de águas profundas têm sempre apresentado mais resistência a uma classificação e modelagem que outros sistemas, como os deltaicos e fluviais. Essa resistência ocorre, pelo fato dos sistemas de águas profundas não poderem ser facilmente estudados, fazendo com que a conexão entre o ambiente sedimentar, os processos sedimentares e as fácies seja difícil de ser estabelecida.

Portanto, devido a essa dificuldade, por mais de vinte anos numerosas tentativas têm sido realizadas na tentativa de descrever a variabilidade dos modelos de leques submarinos a fim de fornecer modelos para análise, tanto de afloramentos como em subsuperfície.

Tentativas iniciais de descrever a variabilidade dos modelos de leques submarinos e seus sistemas relacionados dentro de uma base de classificação, foram baseadas na geometria dos leques e na eficiência do transporte dos sedimentos. Ambos os esquemas propostos possuem limitações no papel de ferramentas preditivas para a exploração e exploração em subsuperfície.

A classificação feita com base na geometria dos leques submarinos é inviável, pois suas geometrias são controladas pela geometria da bacia que recebe os sedimentos, mais do que pela característica intrínseca do leque. Já caracterizar os leques com base na eficiência do transporte dos sedimentos também é inviável como uma ferramenta preditiva, pois a eficiência do transporte é controlada pelas propriedades reológicas do fluxo e não pelo sistema de leques submarinos.

Dessa maneira os estudos mais recentes acessam as variabilidades dos leques submarinos dentro de um contexto mais amplo de modelos de fácies para sistemas clásticos de águas profundas. Esses esquemas de caracterização necessitam um entendimento de vários fatores que

controlam certas características do sistema, tais como, litologia, geometria dos corpos de areia e elementos arquiteturais.

A classificação dos sistemas clásticos de águas profundas, de acordo como Richards (1998), forma a base para a avaliação e descrição dos reservatórios formados nesses ambientes deposicionais. A base da classificação é contínua, onde 12 modelos básicos são definidos. Cada modelo representa uma série de associações híbridas de tipos de leques, e age como uma norma, ou um ponto de comparação. Cada um dos modelos básico pode ser modificado com a finalidade de suprimir ou enfatizar feições específicas de leques individuais.

Richards (1994), identifica quatro modelos básicos, a saber: (1) sistema rico em cascalho; (2) sistema rico em areia; (3) sistema misto de areia e folhelho e (4) sistema rico em folhelho. Além dessa classificação, que é baseada no tamanho do grão dominante no sistema, a natureza do sedimento com relação ao número de pontos de aporte de sedimento também é identificada. Isso permite a distinção dos modelos em: (1) fonte pontual simples de aporte de sedimentos; (2) fonte pontual múltipla e (3) fonte linear de aporte. Dessa maneira através da combinação das duas características em questão, ou seja, o tamanho dos grãos e o número de pontos de aporte, 12 modelos básicos são propostos então para classificar os leques submarinos.

Essa base de classificação permite descrever e acessar uma grande quantidade de variáveis dentro de um determinado modelo de leque. Isso também ilustra como mudanças no método de aporte de sedimentos para a bacia, a distribuição das fontes de sedimentos e o tamanho dos grãos, exercem profundas influências nos sistemas resultantes, conseqüentemente nos reservatórios formados e nas características do aprisionamento do óleo.

É importante enfatizar que esta base de classificação é contínua e possui uma variação grande de tipos de modelos de leques. Os modelos básicos são utilizados para realizar uma caracterização geral de um determinado tipo de leque. Esses modelos são usados para uma representação geral das feições de um sistema e não para realizar uma caracterização específica em termos de fácies, geometria e arquitetura de um modelo específico.

De maneira mais abrangente, cada um dos modelos básicos apresenta um arranjo de elementos arquiteturais, uma geometria referente a corpos de areia e fácies deposicionais previsíveis. Por sua vez, essas características influenciam a expressão acústica do sistema observado em seções sísmicas. Outra maneira de se identificar as diferentes características do sistema é a observação feita tanto em perfis de poços, como na análise de testemunhos, onde se podem definir a geometria dos corpos de areia, a arquitetura do reservatório e o reconhecimento de fácies.

Como objetivo desta dissertação é realizar uma modelagem de corpos de águas profundas, semelhantes aos encontrados na Bacia de Campos, deve-se a partir do exposto, apresentar a relação entre os modelos definidos e os reservatórios de interesse. Dessa maneira, de acordo com Reading (1994) e Bruhn (2001), os reservatórios da Bacia de Campos podem ser classificados como sistemas ricos em areia de fontes múltiplas de rampa. Esses sistemas se caracterizam em relação ao tamanho dos grãos e a fonte dos sedimentos, por terem um tamanho moderado e um gradiente maior que 35 m/km. A sua forma é linear, possuindo um raio de aproximadamente 1 km e um comprimento de 50 km. Dentre outras características importantes desses sistemas está o fato deles possuírem canais múltiplos que migram lateralmente com baixa sinuosidade e as zonas de maior interesse se localizam na parte distal do sistema onde as correntes de fluxo formam lobos de baixo relevo e lençóis de areia. Assim sendo, os principais elementos arquiteturais desses sistemas são os canais e os lobos, e os corpos de areia variam de lençóis a lobos de baixo relevo dominados internamente por unidades de arenitos canalizados. Essas características fazem com que esses sistemas produzam reservatórios delgados, com camadas que tenham espessura inferior ao limite da sísmica, dificultando a identificação completa dos corpos de areia.

Segundo Reading (1994), os sistemas de rampa ricos em areia se confundem com os membros arenosos dos sistemas de rampa mistos de areia e folhelho. Esses sistemas não apresentam a formação de depósitos de transbordamento nem canais discretos, eles formam sim, corpos de areia com significativa continuidade e conectividade lateral, daí a importância da identificação completa desses corpos através da sísmica. Dessa maneira pode-se propor algum modelo misto para os reservatórios da Bacia de Campos, com uma proporção de areia entre 30% e 70%.

A Figura 2.5 mostra uma imagem do sistema turbidítico de Almirante Câmara, onde se pode observar as características citadas nos trabalhos da literatura e que representa o sistema de água profunda que se pretende modelar, ou seja, estão representados na Figura 2.5 os canais principais e os lobos turbidíticos.

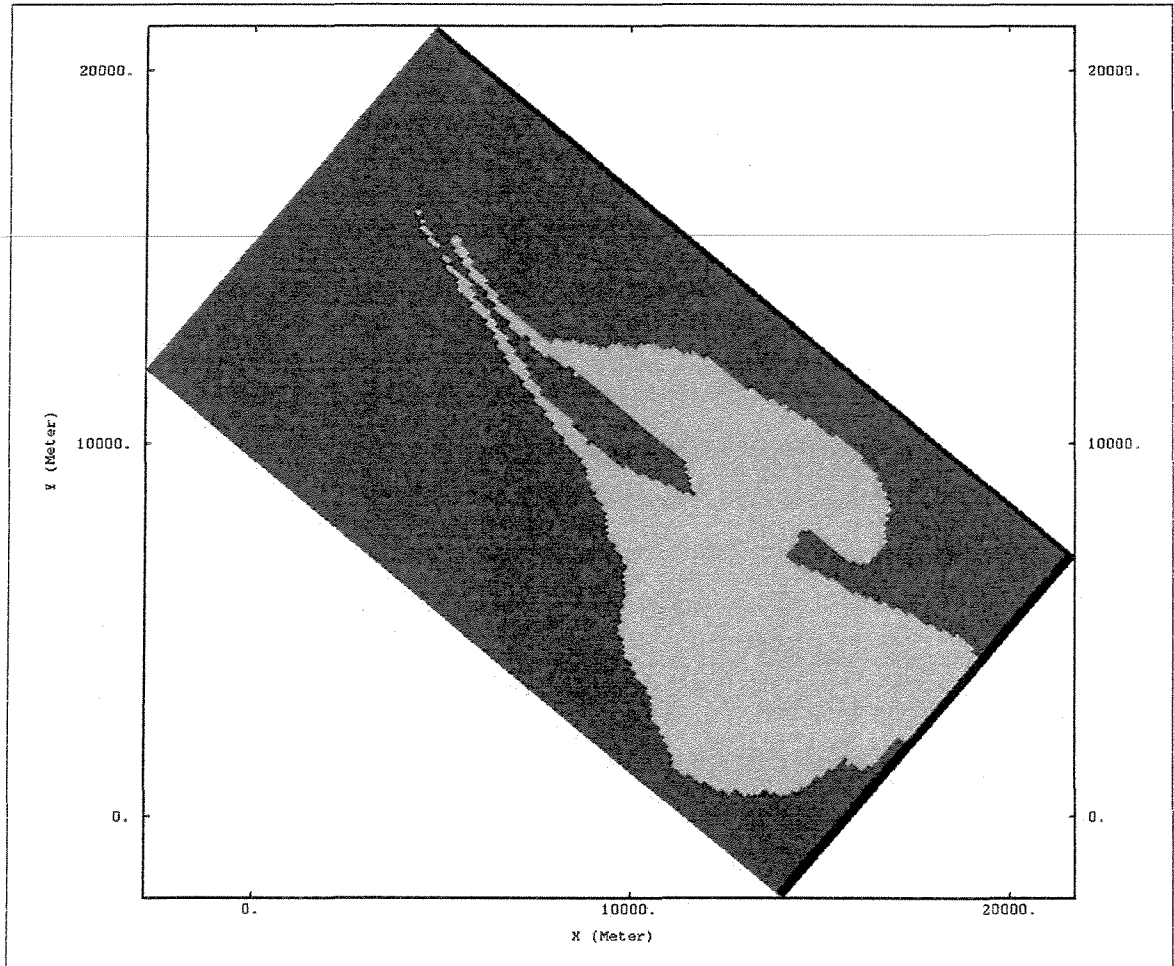


Figura 2.5: Imagem do sistema de Almirante Câmara. (Fonte: Petrobrás).

A Figura 2.6, retirada do trabalho de Bruhn (2001), mostra uma imagem de amplitude sísmica dos lobos turbidíticos do reservatório do Campo de Marlim Sul da Bacia de Campos. Nessa figura pode-se observar que a cor vermelha indicando anomalias de amplitudes representam a forma dos lobos turbidíticos. Em seção pode-se observar as feições

correspondentes à canais e lobos como é mostrado na Figura 2.7, retirada do trabalho de Clark (2001), realizado em reservatórios turbidíticos reais.

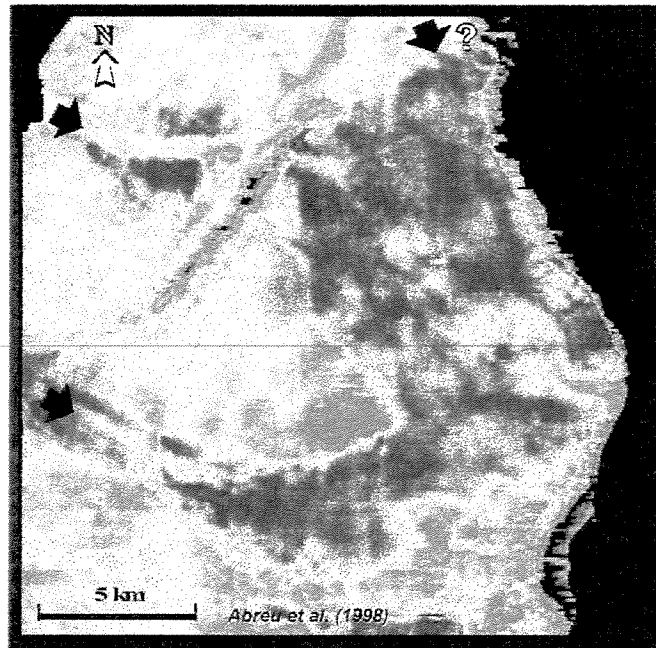


Figura 2.6: Lobo turbidítico rico em areia (vermelho) do Campo de Marlim Sul (Modificado de Bruhn, 2001).

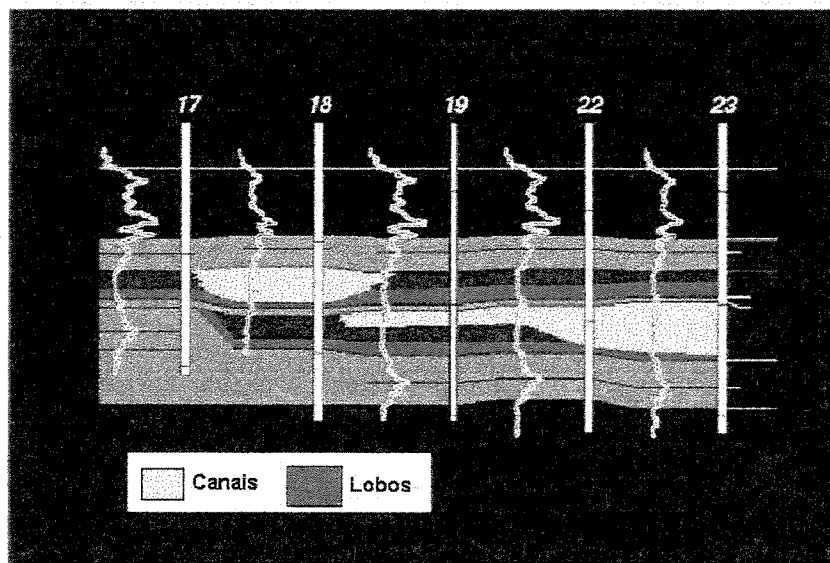


Figura 2.7: Seção de um campo turbidítico estudado por Clark, onde podem ser identificadas as feições relativas à canais e lobos turbidíticos (Modificado de Clark, 2001).

Enquanto a geometria do leque é variável, são desenvolvidas diferentes formas dos elementos que constituem o sistema, essa diferença nas formas é controlada pela quantidade de sedimento e pelo mecanismo de entrada dos sedimentos no sistema, (Figura 2.8). Embora a geometria da bacia e a topografia não controlem o desenvolvimento de nenhum elemento arquitetural específico, elas podem influenciar e afetar os padrões de empilhamento dos canais e lobos.









Tipo de Sistema	Cunhas	Canais	Lobos	Lençóis
Sistema Rico em Cascalho		Calha 		
Sistema Rico em Areia		Entrelaçados 	Lobos Canalizados 	
Sistema Misto Areia/Folhelho		Canal Levee 	Lobos Depositionais 	
Sistema Rico em Folhelho		Canal Levee 	Lobos Depositionais 	

Figura 2.8: Elementos arquiteturais de reservatórios turbidíticos, com relação ao modelo de leque submarino (Modificado de Reading, 1994).

Além das características gerais de um sistema de águas profundas é necessário um certo conhecimento sobre a escala em que o estudo será realizado, para que o modelo possa ter dimensões aceitáveis. A maioria dos campos turbidíticos é menor que o sistema deposicional original, porém, essas propriedades externas podem influenciar a performance do reservatório. De qualquer modo, a modelagem de reservatórios em pequena escala ou em grande escala pode ser vantajosa, dependendo do problema particular que se deseja acessar. Um exemplo quantitativo das estimativas das propriedades de reservatórios turbidíticos brasileiros, pode ser encontrada em Bruhn (1998), e é aqui apresentada na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Dimensões dos elementos de sistemas turbidíticos (Modificado de Bruhn, 1998).

Tipo	Espessura (m)	Largura (m)	Comprimento (m)
Lobos turbidíticos, sistemas rico em areia.	4.5 – 54	1800 – 7200	4500 – 10800
- Lobos	< 135	-	-
- Complexos			
Lobos turbidíticos, sistemas misto areia/folhelho.			
- Lobos	1.8 – 18	900 – 18000	1800 - > 18000
- Complexos	< 405	-	

A simulação de reservatórios é uma importante ferramenta para prever a performance de um campo e para planejar seu desenvolvimento. Para realizar a simulação do reservatório, são usados modelos geoestatísticos e determinísticos, sendo que cada modelo afeta um nível de resolução no detalhe do reservatório que se deseja representar. Os resultados da simulação, sendo confiáveis, são decisivos na elaboração de projetos que necessitam de um bom modelo geológico, capaz de capturar e representar as heterogeneidades do reservatório. Contudo a tarefa de quantificar as heterogeneidades dos reservatórios turbidíticos não é fácil. A continuidade dos intervalos de interesse pode ser obtida a partir de interpretações sísmicas 3-D, bem como de testes de pressão.

As tarefas de quantificar a espessura das camadas, a conectividade, e a qualidade do reservatório podem ser realizadas a partir de informações de poços, porém usando ferramentas mais sofisticadas que as convencionais onde informações sobre atributos que sofram variação lateral possam ser extraídas. Outro procedimento que pode ser realizado aproveitando as análises feitas sobre reservatórios turbidíticos, é a partir de um certo conjunto de informações, tentar representar um modelo aceitável por meio de algum método geoestatístico. O conjunto de informações iniciais necessárias para a construção desse modelo pode ser extraído, por exemplo,

de afloramentos que sejam suficientemente contínuos e forneçam assim atributos quantitativos necessários, ou de trabalhos que compilem esses dados. Já o método geoestatístico, para a representação do reservatório, pode ser a simulação booleana baseada em objetos. Onde objetos com características determinadas podem representar as heterogeneidades desejadas.

Assim, uma vez construído um modelo de reservatório aceitável através da simulação de objetos, podem ser desenvolvidos estudos para, por exemplo, gerar um conjunto de dados sísmicos sintéticos onde algoritmos de interpretação e inversão sísmica podem ser parametrizados mais facilmente, pois as estruturas geológicas que constituem o modelo são conhecidas.

2.2.2 – Simulação booleana

O modelo booleano tem sido principalmente usado como uma ferramenta da morfologia matemática. Essa ciência é uma teoria desenvolvida por George Matheron e Jean Serra na Ecole des Mines de Paris para analisar estruturas no espaço. É chamada de morfologia pois seu objetivo é estudar as formas dos objetos, e é matemática pois toda a análise é baseada na teoria dos conjuntos, na topologia, na teoria das funções aleatórias, etc. Em muitos campos da tecnologia e ciência existe necessidade de usar métodos que analisam grandes quantidades de dados obtidos em forma de imagem. Como exemplos, temos: fotos de satélite, mapas geológicos, e imagens de microscópios. Devido a grande quantidade de dados existentes nesses experimentos é necessário o uso de métodos automáticos e quantitativos de análises. Dessa maneira a morfologia matemática, usa transformações empregando elementos estruturais para realizar a análise automática das imagens. Essa teoria é uma aplicação direta das operações de conjuntos euclidianos, e é usada na análise de imagens.

O modelo booleano pertence à classe dos processos pontuais, definido como um conjunto aleatório fechado. Os conjuntos aleatórios fechados servem como modelos matemáticos gerais para padrões de geometrias irregulares. No caso planar eles são algumas vezes chamados de padrões aleatórios de área. Os conjuntos aleatórios fechados têm um papel importante na geometria estocástica, que estuda objetos geométricos gerados aleatoriamente.

O que hoje são conhecidos como conjuntos aleatórios fechados ocorreram relativamente cedo na literatura referente à teoria de probabilidades. Estudos sistemáticos datam da década de 30, onde já se encontravam citações sobre conjuntos aleatórios fechados. Em 1937, de acordo com Stoyan (1987), foi estudado pela primeira vez o caso particular do modelo booleano. A partir de então a literatura é repleta de estudos sobre casos particulares dos conjuntos aleatórios fechados.

Os conjuntos aleatórios podem ser considerados e caracterizados de diversas maneiras, normalmente essa caracterização é feita considerando algum sistema de conjuntos de teste. Neste caso duas escolhas precisam ser feitas: primeiro o sistema de conjuntos de teste e então a natureza da medida da intersecção.

Um conjunto aleatório fechado serve como modelos matemáticos para padrões aleatórios irregulares de área ou volume. Toda a sofisticação da definição formal de conjuntos aleatórios não é necessária o momento de analisar alguns exemplos, como: pontos aleatórios, esferas fechadas com raio aleatório e cubos com dimensões aleatórios.

Conjuntos aleatórios mais complexos podem ser gerados usando operações de conjuntos como \cup e \cap . Essas operações possuem propriedades mensuráveis. Um importante exemplo de conjunto aleatório gerado é o modelo booleano, o qual usa as operações de conjuntos de união e translação.

Um parâmetro usado para caracterizar o modelo booleano é o funcional de capacidade (*capacity functional* ou *Choquet capacity*) dos grãos $T_x(K)$, definido como a distribuição de probabilidade do modelo booleano X , definido de acordo com Stoyan (1987), como:

$$T_x(k) = P(X \cap k \neq \emptyset) = P(\mathfrak{F}_k), \quad (2.1)$$

onde k é qualquer subconjunto compacto de \mathfrak{R}^d . Note que $T_x(\emptyset) = 0$ e $0 \leq T_x(K) \leq 1$ (Stoyan e outros, 1987), é resultado do teorema de Choquet. Este teorema mostra que o funcional de

capacidade possui a mesma utilidade para conjuntos aleatórios fechados, quanto às funções de distribuição para variáveis aleatórias.

De acordo com Stoyan (1987), os componentes básicos da geometria prática são os pontos. Similarmente, padrões pontuais aleatórios, ou processos pontuais têm um papel fundamental na geometria estocástica e nascem diretamente como resultado da investigação de fenômenos naturais e tecnológicos.

Os processos pontuais, ou padrões aleatórios de pontos Φ podem ser entendidos como uma seqüência aleatória, mais precisamente um conjunto aleatório $\Phi = \{x_1, x_2, \dots\}$ ou como uma medida aleatória. Como uma medida aleatória, Φ pode ser aplicado a conjuntos, e para conjunto N o valor $\Phi(N)$ é o número de pontos Φ que estão no conjunto N .

Como um conjunto aleatório, Φ pode ser interceptado com outros conjuntos, ou seja, se N é um conjunto, $N \cap \Phi$ é um conjunto aleatório de pontos de Φ que também pertence a N .

Para tornar essa definição mais clara, considere, por exemplo, uma situação onde existe uma determinada população de pontos distribuídos de maneira aleatória num plano. Imagine também, que nesse plano se encontra uma região finita K com área $a(K)$, na qual se está interessado, como é mostrado na Figura 2.9. Uma maneira de caracterizar a região de interesse seria associar a ele uma medida, como a contagem do número de pontos interiores à região K . No exemplo da Figura 2.9, esta medida é igual a 17. Assim ao escrever $N(K) = n$, significa afirmar que o conjunto K tem n pontos da seqüência aleatória Φ (Pereira, 1998).

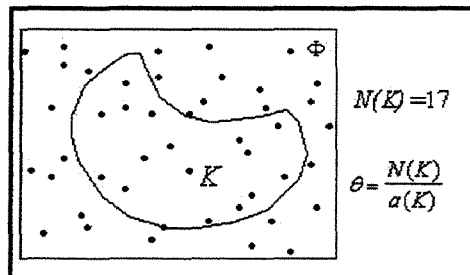


Figura 2.9: Medida de contagem $N(K)$ de um processo pontual no plano.

Outra maneira de caracterizar o processo pontual é através da intensidade. No plano essa grandeza é definida como o número médio de pontos por unidade de área.

$$\theta = \frac{N(K)}{a(K)} \quad (2.2)$$

No espaço \mathfrak{R}^3 , a intensidade é o número médio de pontos por unidade de volume e constitui o parâmetro principal para caracterizar o processo pontual.

Baseando-se nas abordagens anteriores, todas as propriedades estatísticas de um processo pontual são definidas pela distribuição espacial da medida de contagem $N(K)$. Esta distribuição espacial é um conjunto de todos os valores assumidos pela probabilidade de que $N(K_1)=n_1, N(K_2)=n_2, \dots, N(K_p)=n_p$, para qualquer inteiro p , para qualquer família de conjuntos K_1, K_2, \dots, K_p e qualquer família de números n_1, n_2, \dots, n_p (Lantuéjoul, 1995).

Dentre os processos pontuais, um dos mais importantes é o processo pontual de Poisson. Um processo pontual de Poisson é caracterizado pelo fato do número de pontos $N(K)$, possuir distribuição de Poisson com média $\theta_a(K)$, onde θ é uma constante e $a(k)$ é a área de K (Stoyan, 1987):

$$P\{N(K)=n\} = e^{-\theta a(K)} \frac{(\theta a(K))^n}{n!} \quad (2.3)$$

O modelo booleano, também conhecido como de grãos e germes de Poisson, é o mais importante e o mais utilizado e relativamente simples exemplo de um conjunto aleatório fechado. O modelo booleano é tanto flexível como cômodo para ser calculado.

Antes da definição geral, pode ser útil considerar um dos exemplos mais simples do modelo booleano. Suponha pontos dispersos num plano de acordo com a distribuição de Poisson, denominados germes e denotados por X_i com uma intensidade $\theta = (\theta(x), x \in \mathfrak{R}^d)$. Em cada um

desses pontos são inseridos discos com um raio fixo r , que são uma família $(A(x), x \in \mathfrak{R}^d)$ de subconjuntos com pactos não vazios, independentes e aleatórios de \mathfrak{R}^d , denominados grãos primários. A união de todos esses discos é um exemplo do modelo booleano. Uma realização particular é mostrada na Figura 2.10.

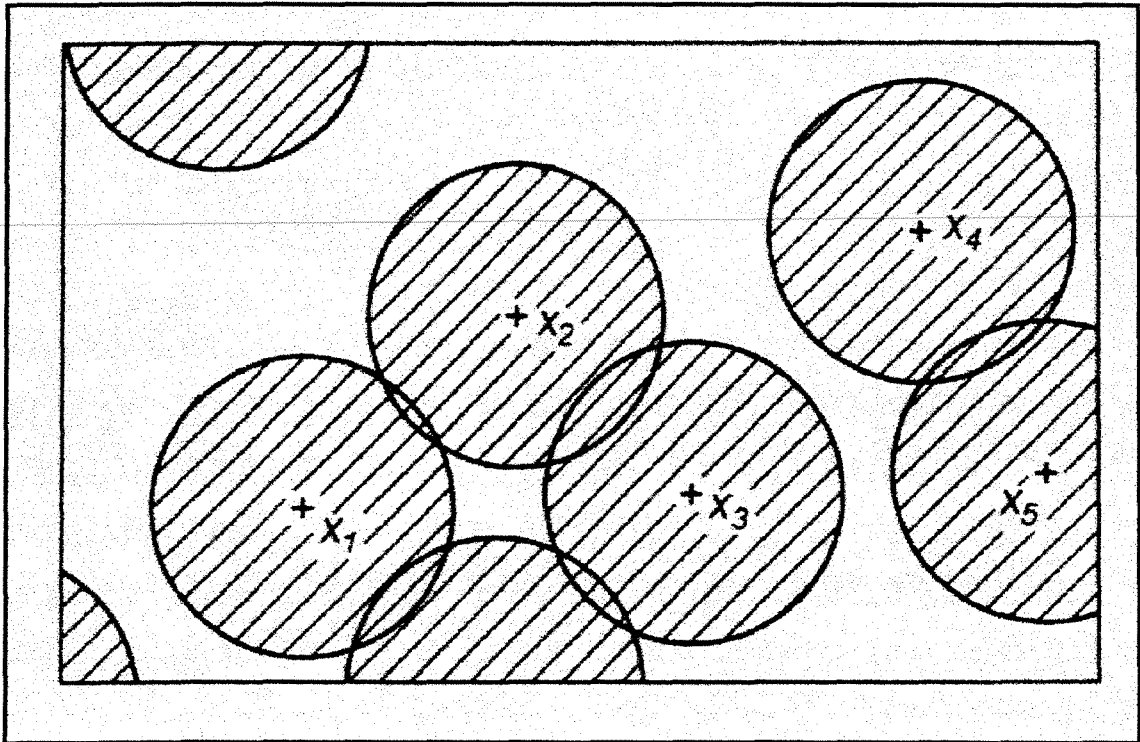


Figura 2.10: Realização particular de um modelo booleano (Modificado de stoyan, 1987).

Esta construção pode ser generalizada para produzir um modelo booleano geral e estacionário. Os discos podem ser substituídos por realizações independentes de conjuntos aleatórios. Suponha $\Phi = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ um processo estacionário de Poisson em \mathfrak{R}^d com intensidade θ . É importante notar que X_i , apenas lista os pontos de Φ de uma maneira arbitrária. Sendo A_1, A_2, \dots, A_n uma seqüência de conjuntos aleatórios compactos em \mathfrak{R}^d que são independentes do processo de Poisson Φ . O modelo booleano X é construído através da união de todos os grãos A_i implantados nos germes X_i :

$$X = \bigcup_{i=1}^{\infty} (A_i + X_i) = (A_1 + X_1) \cup (A_2 + X_2) \cup \dots (A_n + X_n) \quad (2.4)$$

Somente uma quantidade finita de muitos grãos $A_i + X_i$ coincide com qualquer conjunto compacto dado. Isto em particular garante que a propriedade de X ser um conjunto fechado é herdada pelos grãos primários de X .

Os grãos primários podem ser, discos de raio aleatório, polígonos aleatórios, segmentos de reta com comprimento e orientação aleatória, conjuntos finitos de pontos, entre outros. Os grãos primários são caracterizados pela sua distribuição e uma medida de probabilidade.

Existem dois parâmetros principais que caracterizam o modelo booleano. O primeiro é a intensidade θ de Poisson dos germes. O segundo é a capacidade funcional dos grãos $T_x(K)$, definido como a distribuição de probabilidade do modelo booleano X , dado por (Pereira, 1998):

$$T_x(K) = P(X \cap K \neq \emptyset) \quad \forall \text{ compacto } K \quad (2.5)$$

Da Equação 2.5 $T_x(\emptyset) = 0$ e $0 \leq T_x(K) \leq 1$ é o resultado do teorema de Choquet (Stoyan, 1987). Este teorema mostra que a capacidade funcional possui a mesma utilidade para conjuntos aleatórios fechados, que as funções de distribuição para as variáveis aleatórias.

As propriedades do modelo booleano de acordo com Lantuéjoul (2002), são: a união de dois modelos booleanos independentes, é um modelo booleano; um modelo booleano dilatado por um subconjunto não vazio de \mathbb{R}^d é um modelo booleano, e a operação de dilatação é definida como $A \oplus B = \{x+y : x \in A, y \in B\}$ para A e B subconjuntos de \mathbb{R}^d ; a intersecção entre um modelo booleano e um subconjunto compacto de \mathbb{R}^d é um modelo booleano, e a operação de intersecção é definida como $A \cap B = \{x \in S : x \in A \text{ e } x \in B\}$ para A, B e S , subconjuntos de \mathbb{R}^d .

Existem duas tendências gerais de aplicação para o modelo booleano. A primeira, o modelo booleano pode ser aplicado a sistemas esparsos de partículas distribuídas aleatoriamente. Neste

caso a natureza esparsa do sistema é modelada através de uma intensidade baixa dos germes. Se a parte do espaço coberta por X é pequena, então os grãos primários não têm intersecção e X é constituído de partículas esparsas. Um exemplo desse sistema de conjuntos pode ser observado na Figura 2.11.

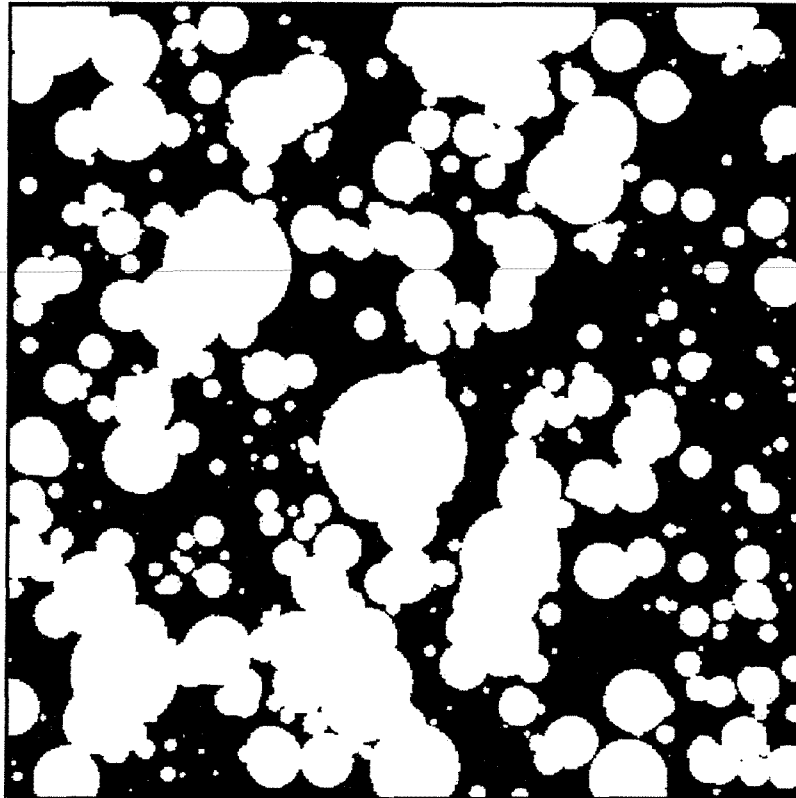


Figura 2.11: Aplicação do modelo Booleano num sistema esparsos de partículas (Modificado de Lieshout, 1997).

Numa segunda aplicação o modelo booleano pode fornecer uma boa descrição para um padrão irregular observado na natureza, esse exemplo é mostrado na Figura 2.12.

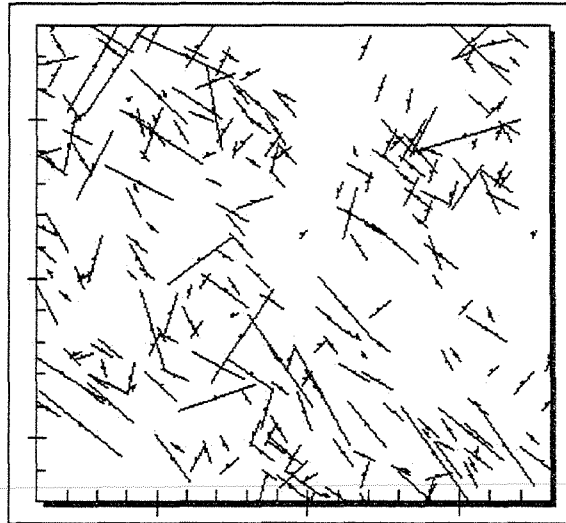


Figura 2.12: representação booleana de falhas num reservatório de petróleo (Modificado de Pereira, 1998).

Embora os modelos booleanos não tenham sido desenvolvidos para realizar modelagens geológicas, eles se tornaram populares para esses fins, principalmente na indústria do petróleo, para realizar a modelagem de reservatórios em meados da década de 80 (Deutsch, 2002). A partir de então os modelos baseados em objetos, principalmente o modelo booleano tem sido usado no processo de caracterização de reservatórios.

Os modelos booleanos de aplicação nas geociências são os modelos de objetos discretos e os modelos com intensidade regionalizada. Nos modelos discretos é adotada uma forma geométrica específica, possível de ser parametrizada e cada locação no espaço só pode ser ocupada por um tipo de objeto. Nos modelos de intensidade regionalizada a distribuição dos objetos não é mais aleatória e independente, ou seja, a colocação dos objetos pode seguir uma distribuição desejada de acordo com a interpretação dada ao fenômeno que se deseja modelar. Nas geociências o modelo booleano é usado para descrever, por exemplo, a forma de estruturas geológicas geradas pela sedimentação ou a forma de depósitos geológicos, essa aplicação pode ser observada na Figura 2.12 onde são representadas falhas pertencentes a um reservatório.

A realização da modelagem booleana baseada em objetos é feita através de algoritmos que geram num domínio pré-definido objetos que têm suas geometrias específicas num dado instante

de tempo. Os objetos são então adicionados nesse domínio até que ou um número estabelecido de objetos, ou uma certa proporção seja aproximadamente atingido. O ajuste dos objetos a outras restrições como proporção lateral e vertical e dados de poços é feito pela adaptação das densidades dos objetos às proporções locais, e por meio de um processo de tentativa e erro o tamanho dos objetos é modificado, sendo eles transladados, adicionados ou removidos. Esse processo de tentativa e erro normalmente é controlado por uma função que mede a proximidade dos objetos criados aos dados condicionantes.

Existem vários algoritmos que realizam esse condicionamento dos dados, entre eles pode-se citar, os algoritmos analíticos que forçam a reprodução dos dados, o posicionamento *two steps* onde primeiro os dados condicionantes são reproduzidos e então o domínio restante é preenchido e aos algoritmos iterativos.

Os algoritmos de condicionamento direto modificam o tamanho, a forma, ou a posição dos objetos para honrar os dados condicionantes. Esse procedimento pode ser orientado para as mais diversas formas geológicas. Alguns algoritmos de condicionamento direto são aplicados em duas etapas e então são chamados de algoritmos *two steps*. A primeira etapa consiste em adicionar objetos de modo a honrar a fácies local, ou seja, reproduzir todos os dados condicionantes. A segunda etapa consiste em adicionar objetos que não violem os condicionamentos conhecidos até que a proporção correta da fácies seja reproduzida. A Figura 2.13 ilustra o algoritmo *two steps* de simulação booleana.

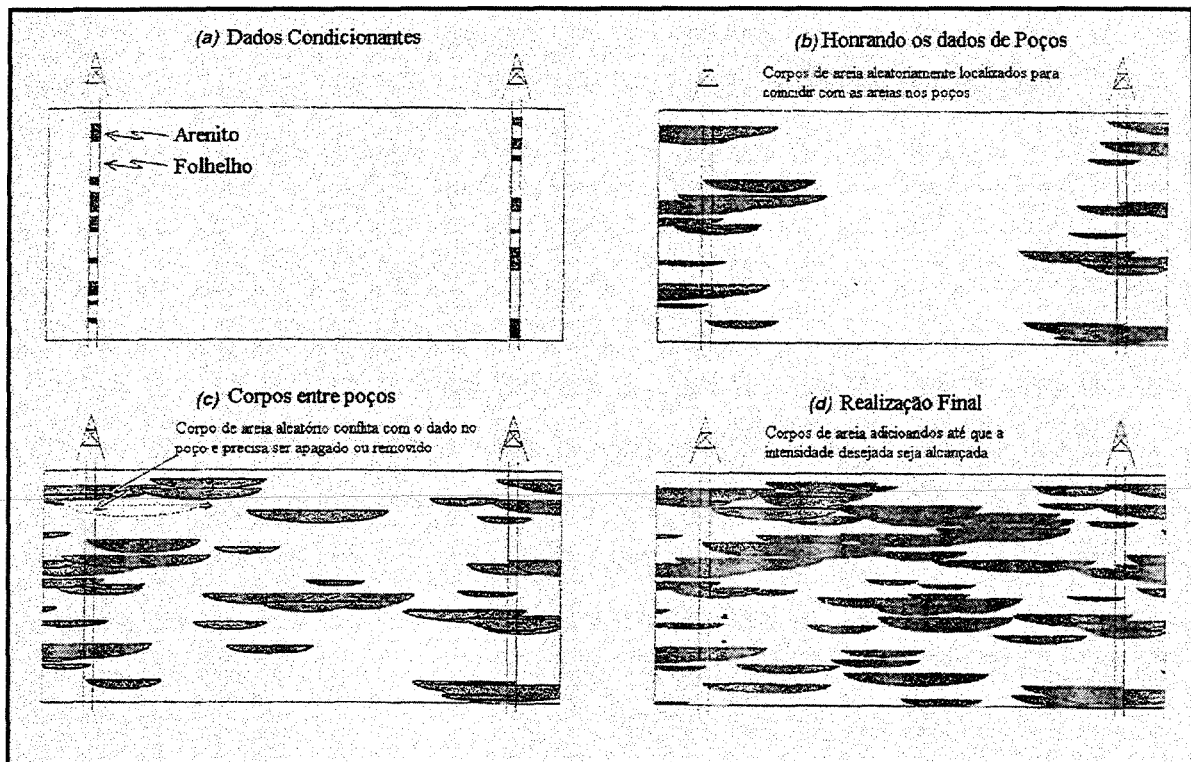


Figura 2.13: Algoritmo de simulação booleana *two steps* (Modificado de Yarus, 1994).

Outra abordagem de colocação de objetos é a iterativa. Nesse tipo de abordagem, um conjunto inicial de objetos é colocado dentro do domínio que se deseja modelar para ajustar a proporção global dos diferentes tipos de fácies. A colocação de objetos pode violar os dados de poços locais e as proporções. Uma função objetivo é então calculada para medir a diferença dos dados condicionantes. Então o modelo é iterativamente perturbado até que a função objetivo seja minimizada.

A clara vantagem dos algoritmos de simulação booleana é a reprodução de geometrias desejadas, já a desvantagem dos algoritmos de simulação baseada em objetos, segundo Deutsch (2002) é a dificuldade de honrar uma combinação de curvas de proporção e uma grande quantidade de dados condicionantes. Normalmente é difícil honrar exatamente todos os dados 3-D dos poços, principalmente quando a densidade de informações aumenta, ou seja, em situações de modelagem de campos maduros.

Existe na literatura especializada, uma extensa coleção de artigos da aplicação da modelagem booleana na caracterização de reservatórios.

Em Caers (2001), primeiramente é realizada a simulação de um reservatório usando um algoritmo de simulação booleana para canais. A imagem simulada não é condicionada por qualquer dado do reservatório, sendo meramente conceitual. Numa segunda etapa é realizada uma simulação condicionada a um modelo de fácies, derivada de dados sísmicos, dados de poços e padrões geométricos de canais. No final do trabalho conclui-se a vantagem do condicionamento da simulação na reprodução das heterogeneidades desejadas.

Uma abordagem baseada em objetos que permite gerar eficientemente canais turbidíticos que podem satisfazer diversas combinações e tipos de dados podendo incluir observações de poços, curvas de proporção e também partes sinuosas de canais interpretadas da sísmica é apresentada por Viessur (2002). Nesta abordagem os dados de poços e as partes interpretadas são adicionados ao modelo através de um processo direto e as curvas de proporção dos poços são reproduzidas por meio de um processo iterativo.

Em Pumputis (2002), são usados dados reais de um reservatório turbidítico para gerar uma representação baseada em objetos do campo, esse modelo é então estudado quanto ao fluxo de fluidos nos canais, além de testar técnicas de *upscaling* no modelo de referência gerado. A Figura 2.14 mostra o resultado obtido por Pumputis (2002), na simulação booleana do reservatório turbidítico.

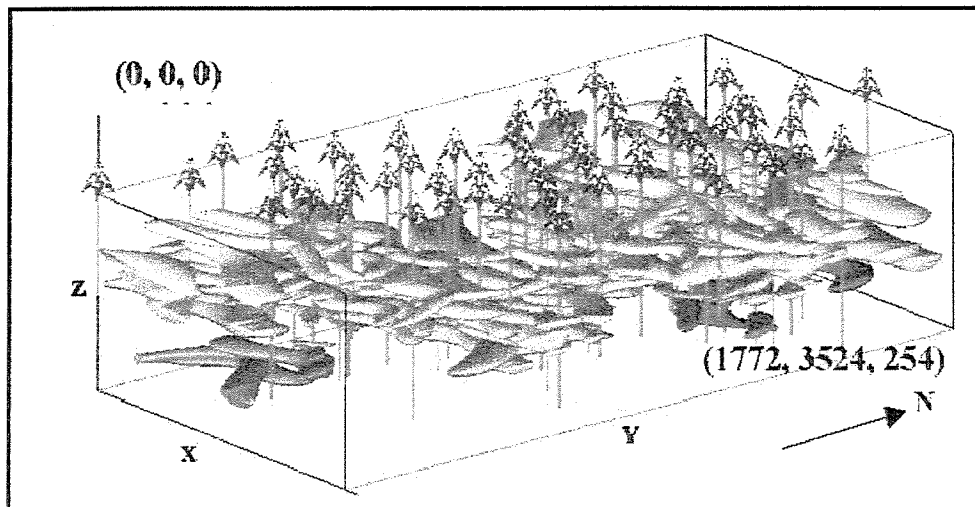


Figura 2.14: Simulação booleana de um reservatório turbidítico, realizada em Pumputis (2002).

A Figura 2.15 mostra como normalmente é representada uma simulação booleana de reservatórios turbidíticos nos softwares existentes na indústria do petróleo.



Figura 2.15: Visualização de *canyon* preenchido com canais turbidíticos (Modificado de Insalaco, 2002).

De posse das informações relevantes, tanto do modelo conceitual sedimentológico como da parte teórica e das aplicações da modelagem de objetos para a caracterização de reservatórios, passa-se para a etapa de apresentação e discussão dos resultados referente à construção do

modelo litológico, que consiste da primeira etapa da metodologia proposta para a geração do modelo sintético de referência.

2.3 – Apresentação e discussão dos resultados

Esta etapa referente à modelagem booleana foi realizada no software *Isatis* da *Geovariances*. As informações e o resultado da simulação são variáveis categóricas que possuem dois valores, designado de grão e que no caso desta dissertação representa o arenito reservatório e o poro que representa a litologia referente ao folhelho não reservatório. Na simulação são colocados objetos de modo aleatório dentro de um domínio conhecido. Desse modo, um ponto deste domínio pertence a um grão (arenito) se possuir no mínimo um objeto passando por ele, caso contrário irá pertencer a um poro (folhelho).

O procedimento usado pelo algoritmo do programa utilizado, para realizar o condicionamento da simulação é dividido em duas etapas. Como foi visto e é apresentada na Figura 2.13, a primeira etapa consiste em honrar os pontos condicionantes, ou seja, é gerado um conjunto de objetos, denominados objetos primários que são necessários para honrar as informações dos grãos, enquanto os espaços restantes são consistentes com as informações dos poros. Esses objetos primários não seguem um processo pontual de Poisson e desaparecem com o tempo durante a realização da segunda etapa da simulação. Essa segunda etapa consiste em gerar objetos de acordo com um processo pontual de Poisson, ou seja, esse procedimento é baseado no processo de nascimento e morte que cria e apaga objetos de modo que a intensidade de Poisson seja respeitada. Em cada iteração um objeto pode ser criado ou apagado do sistema só se o sistema como um todo ainda estiver compatível com os pontos condicionantes.

Desse modo, para a realização da simulação, a primeira etapa foi definir os pontos condicionantes, representados por poços, que possuem informações litológicas. A Figura 2.16 mostra os poços construídos e utilizados como condicionantes da simulação. Nos poços as informações em preto são relativas a regiões com informação litológica e as regiões em branco relativa àquelas regiões que não possuem informações litológicas.

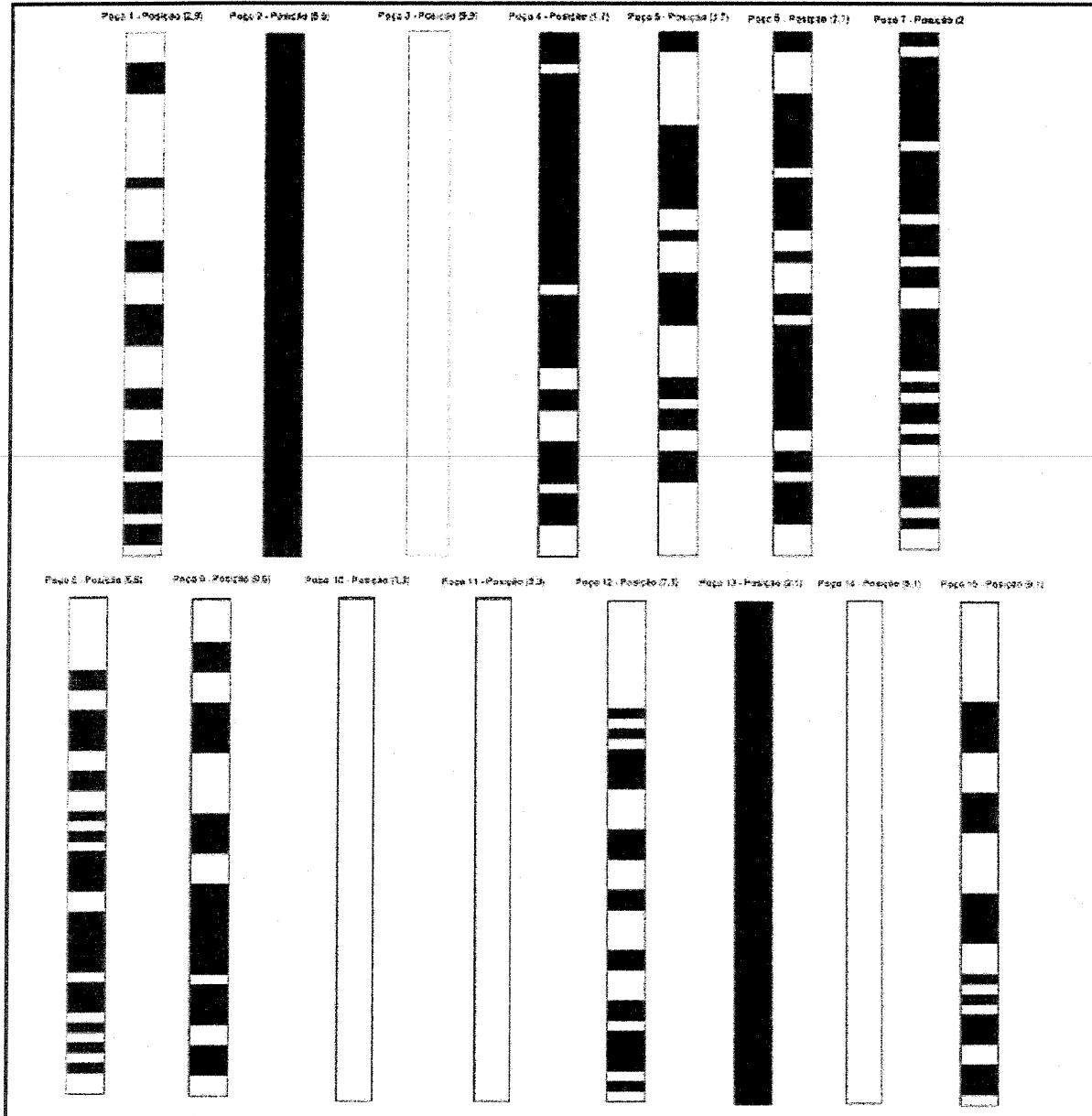


Figura 2.16: Poços condicionantes utilizados na simulação booleana.

Após a definição dos poços condicionantes, é definida a malha onde simulação será realizada. A Figura 2.17 mostra o mapa base com a localização dos poços da Figura 2.16. Os poços indicados em vermelho não possuem informação litológica, enquanto que os indicados em verde possuem. Esse foi o artifício utilizado para tentar de certa forma direcionar a distribuição dos corpos gerados e implantados no domínio.

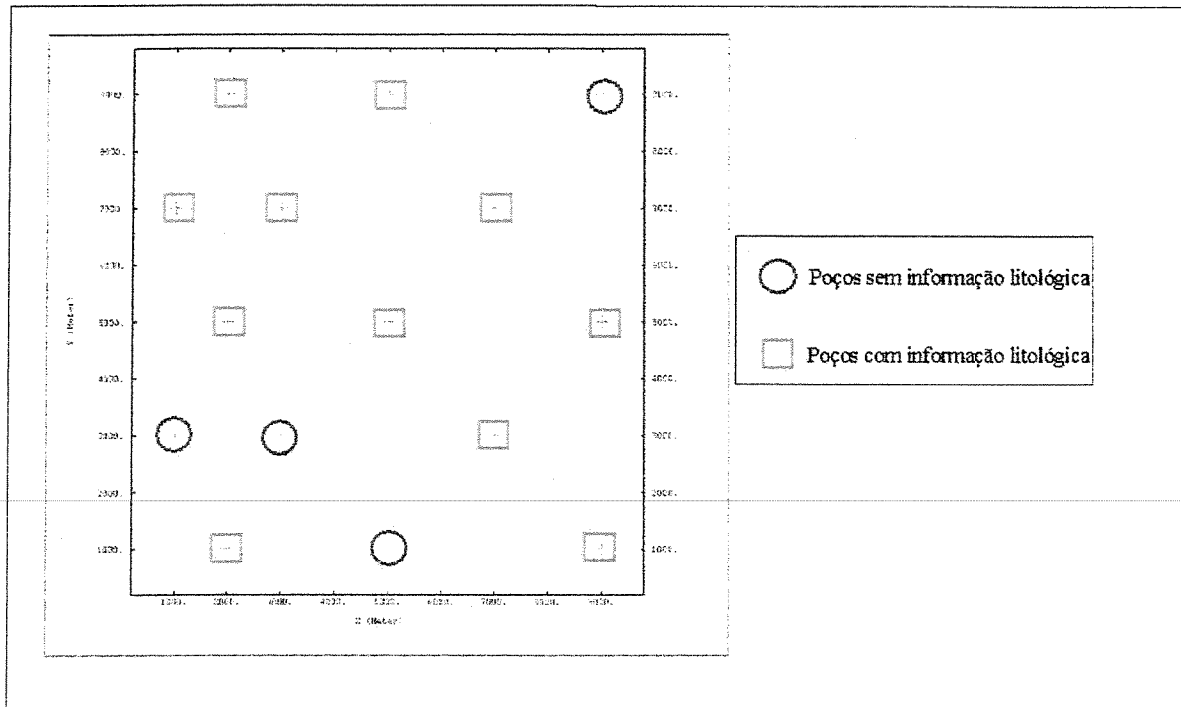


Figura 2.17: Mapa base com os poços utilizados na simulação booleana.

Como o objetivo proposto é gerar um modelo com características de reservatórios turbidíticos, definiu-se então os objetos que representassem essas características. Para representar feições de canais optou-se por objetos senoidais, pois se pode definir uma certa sinuosidade para o sistema, uma largura e um comprimento, que como foi visto são atributos importantes na caracterização dessas feições. Para representar os lobos turbidíticos foram escolhidos objetos semi-elipsoidais, pois esses objetos têm a forma aproximada a elipses que melhor se ajustam à caracterização de lobos, e onde se pode definir atributos de modo a reproduzirem as feições de lobos observadas na literatura. A Tabela 2.4 apresenta os parâmetros geométricos definidos para cada objeto utilizado na modelagem. Na definição do objeto senoidal, a espessura do seno está relacionada com a largura do canal e a razão amplitude por extensão do período está relacionada com a sinuosidade do canal.

Tabela 2.4: Parâmetros geométricos das formas geométricas utilizadas na modelagem booleana.

Semi – Elipsóide	
Parâmetro	Dimensão
Proporção	0,4
Extensão em X	4000 ± 500 (m)
Extensão em Y	3000 ± 500 (m)
Extensão em Z	5 ± 5 (m)
Ângulo de rotação	50° ± 25°
Senóide	
Parâmetro	Dimensão
Proporção	0,9
Amplitude do seno	5000 ± 2500 (m)
Espessura do seno	2000 ± 1000 (m)
Extensão do Período	10000 ± 5000 (m)
Extensão em X	30000 ± 5000 (m)
Extensão em Z	5 ± 5 (m)
Ângulo de rotação	50° ± 25°

De posse dos dados relativos ao domínio desejado para a realização da simulação, ou seja, uma malha com as seguintes dimensões: 10000m x 10000m x 51m, e da definição dos objetos a serem modelados, gera-se então a simulação. Como primeiro dado de saída é obtido o conjunto de gráficos representados na Figura 2.18.

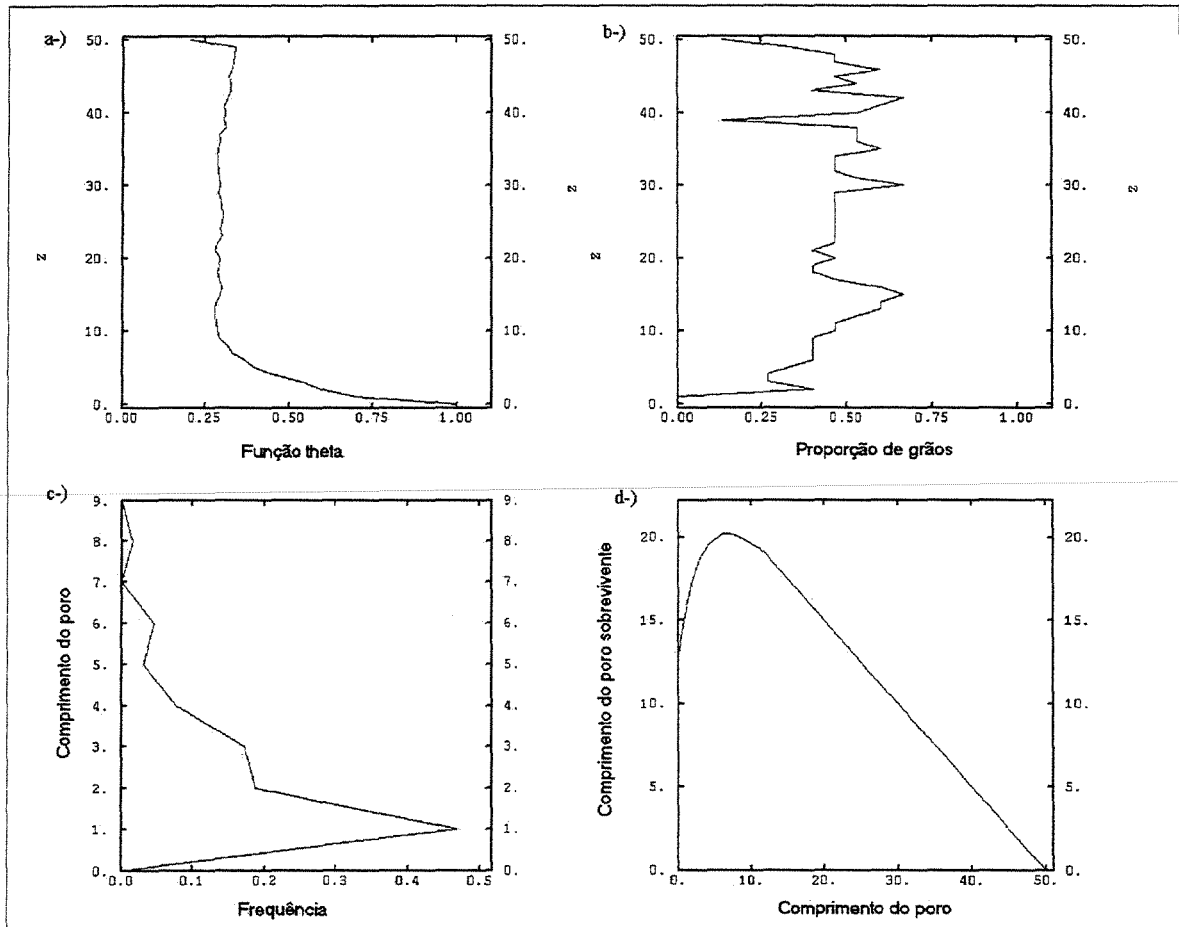


Figura 2.18: Gráficos de saída da simulação booleana.

O gráfico *a* mostra a evolução da função intensidade ao longo da vertical, ou seja, a intensidade que varia de 0 a 1 do número de objetos gerados em relação à profundidade. O gráfico *b* representa a proporção de grãos, mostrando a evolução desta proporção também ao longo do eixo vertical, este gráfico representa a curva de proporção vertical do modelo gerado. Os gráficos *c* e *d* estão relacionados com os poros, ou seja, as regiões onde não existem grãos, dessa maneira o gráfico *c* mostra a distribuição dos comprimentos dos poros remanescentes, isto é, quando o comprimento de um poro é maior que um certo valor de corte definido no eixo horizontal, essa função fornece o valor médio do comprimento remanescente para esse poro, mostrado no gráfico *d*.

A Figura 2.19 apresenta ao resultado da simulação em perspectiva, com o objetivo de localizar espacialmente as Figuras 2.20 e 2.21, que são seções respectivamente xoz e xoy . Pode-se observar nessas figuras as feições geradas na simulação. Devido ao fato da visualização 3-D do *Isatis* não ser muito boa, utilizou-se uma rotina implementada no *Matlab*, que permite a visualização tridimensional do modelo gerado, a Figura 2.22 mostra o resultado dessa visualização.

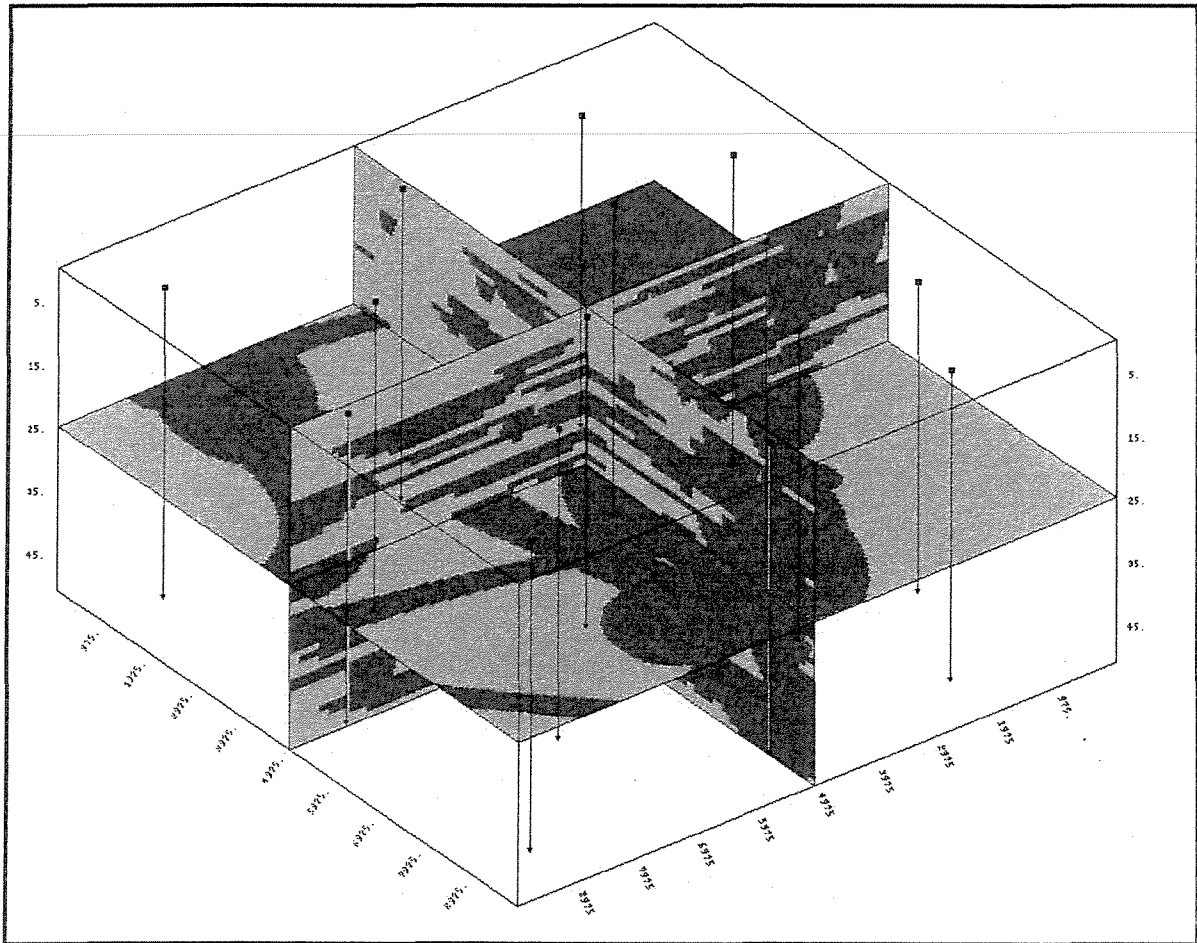


Figura 2.19: Perspectiva da simulação gerada, mostrando os poços e a localização espacial das seções das figuras seguintes.

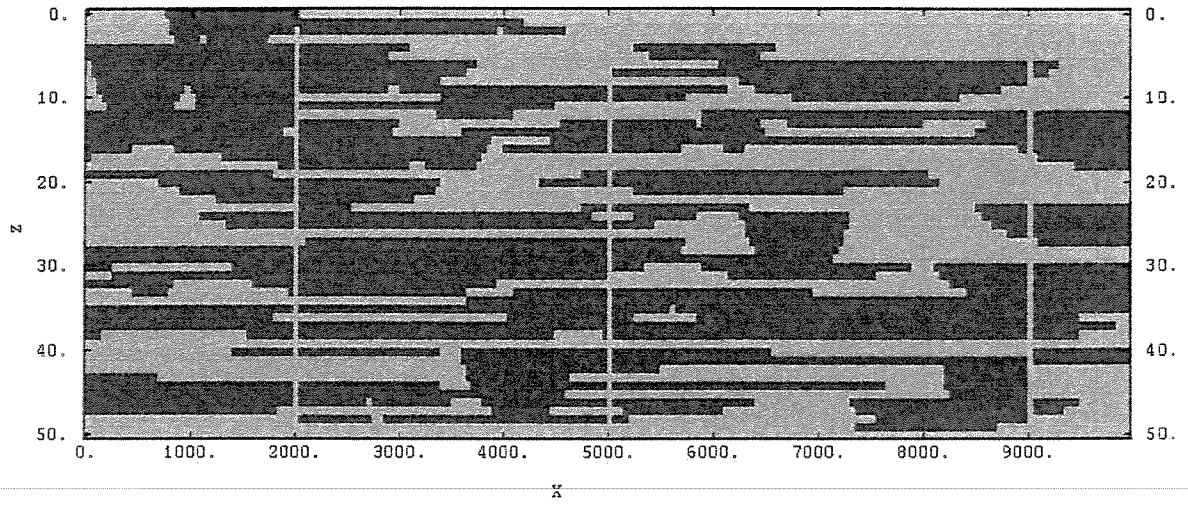


Figura 2.20: Seção xoz do resultado obtido pela simulação booleana

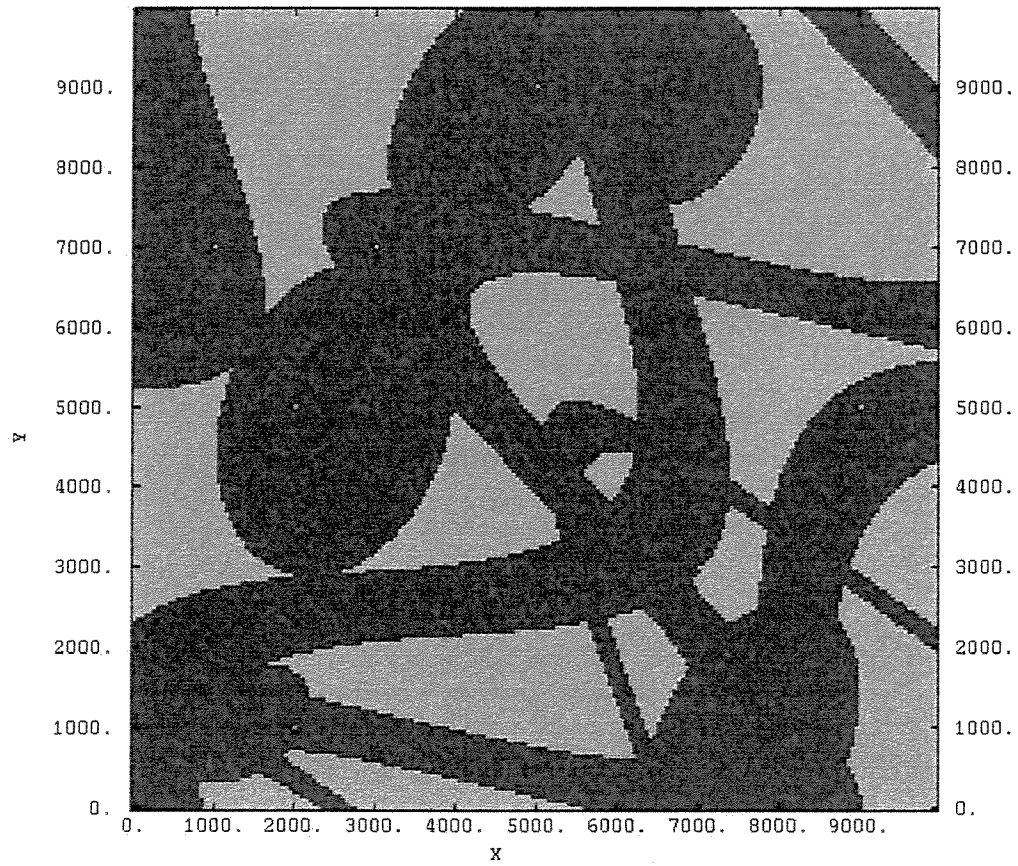


Figura 2.21: Seção xoy do resultado obtido pela simulação booleana.

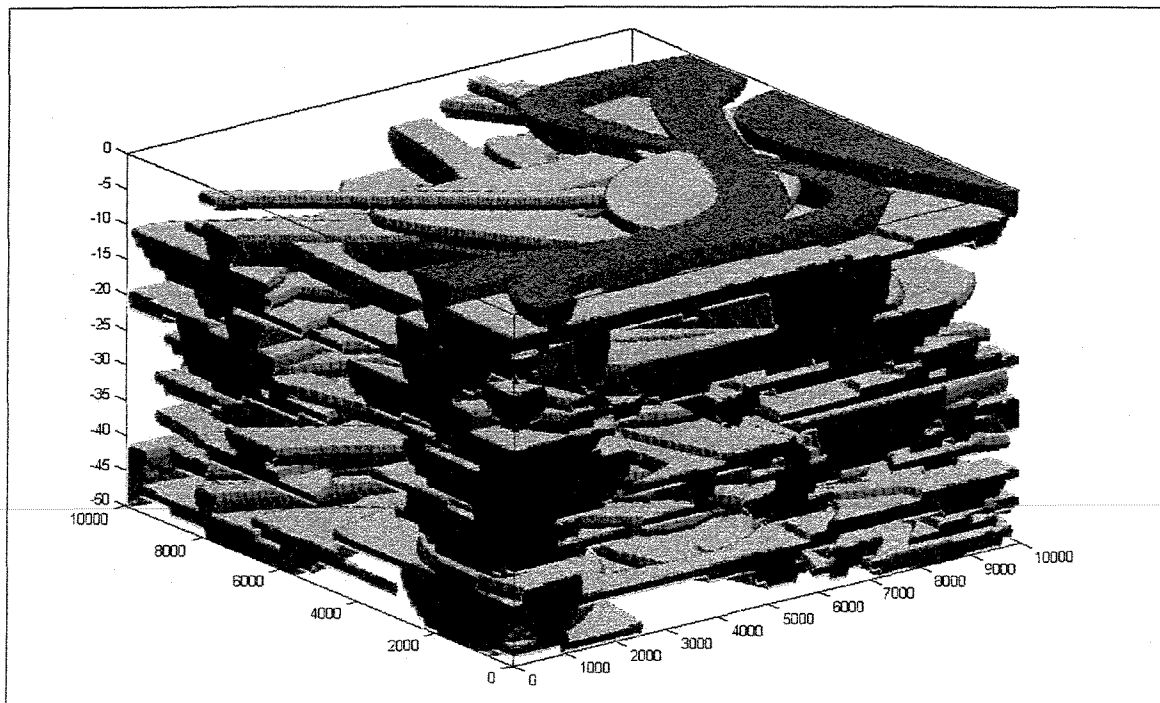


Figura 2.22: Resultado 3-D da simulação booleana.

O que se observa de maneira geral na Figura 2.22 é que os objetos gerados possuem uma forma bem definida, o que não poderia ser diferente devido à natureza da simulação, porém corpos assim tão bem definidos não são considerados geológicos. Portanto com o intuito de modificar a forma e deixar o modelo obtido com um caráter mais geológico, foram realizadas operações morfológicas de dilatação e erosão, mantendo-se a proporção de fácies. Vale lembrar que essas operações não se relacionam com a natureza geológica do fenômeno que se deseja modelar, e sim com a forma dos objetos. As Figuras 2.23 e 2.24 mostram como ficaram os objetos após as operações. O que se nota nessas figuras é que os canais deixaram de ter sua forma tão bem definida o mesmo acontecendo com os lobos que deixaram sua forma totalmente arredondada, ou seja, pode-se dizer que o modelo agora está com características mais geológicas. A Figura 2.25 mostra a visualização 3-D do modelo alterado pelas operações morfológicas. Esse modelo gerado foi considerado razoável e adotado como modelo final para se prosseguir com as análises posteriores. É importante ressaltar que a proporção de areia no modelo gerado é de 52,7 % o que satisfaz o modelo conceitual que se pretendia gerar que possui proporção entre 30% e 70% de areia.

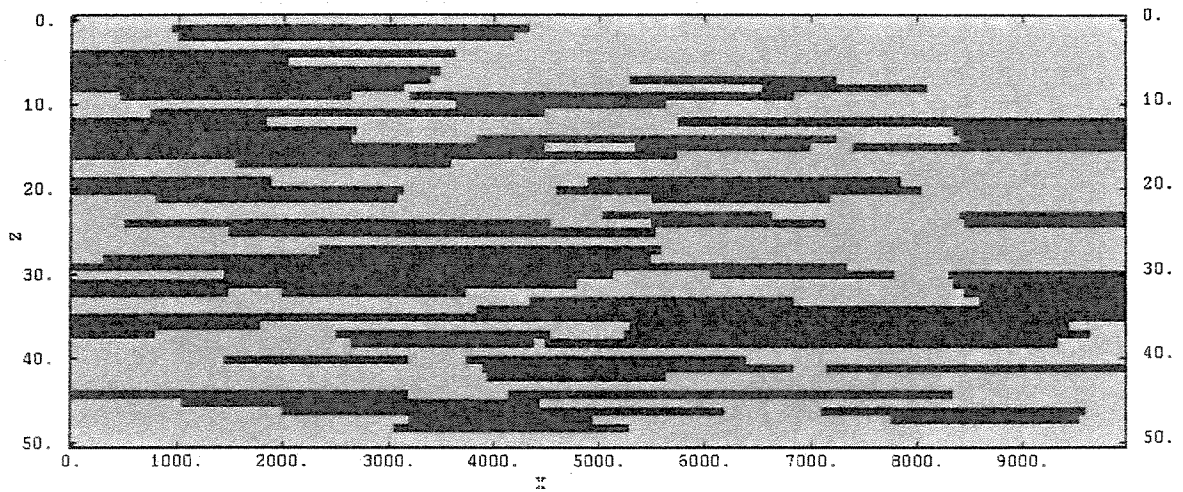


Figura 2.23: Seção xoz da simulação gerada após as operações morfológicas.

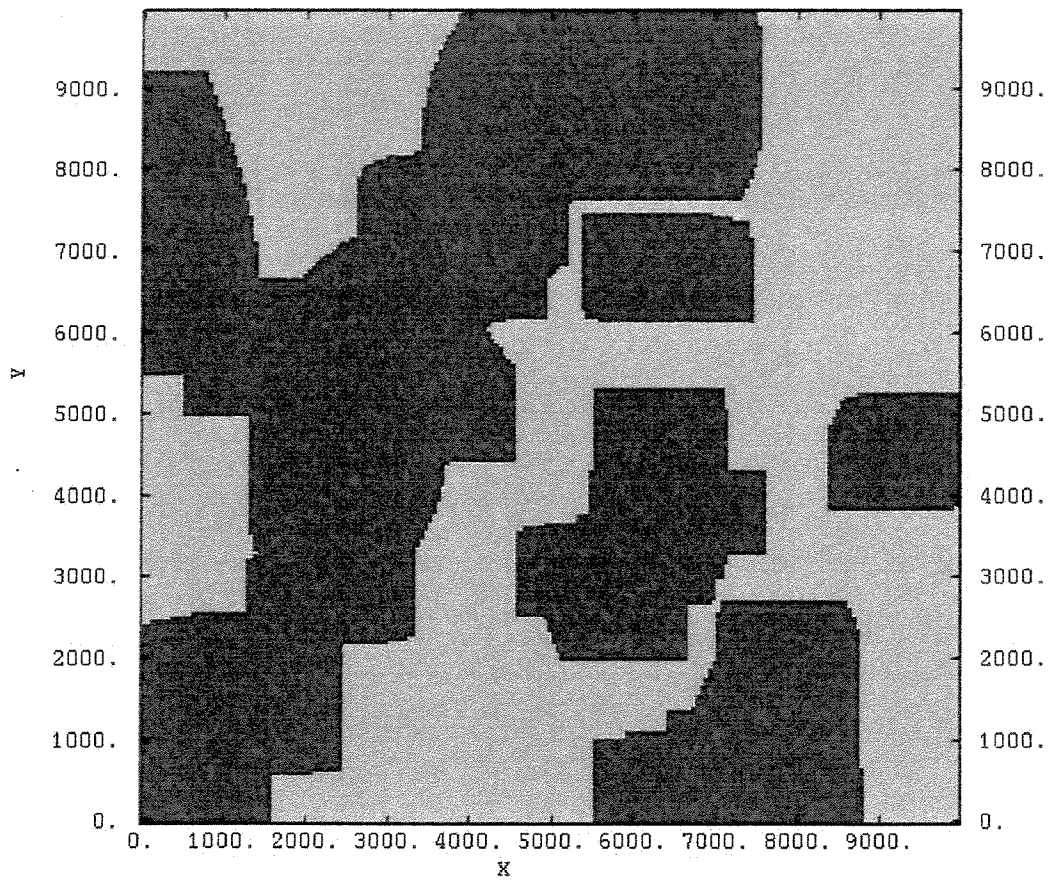


Figura 2.24: Seção xoy da simulação gerada após as operações morfológicas.

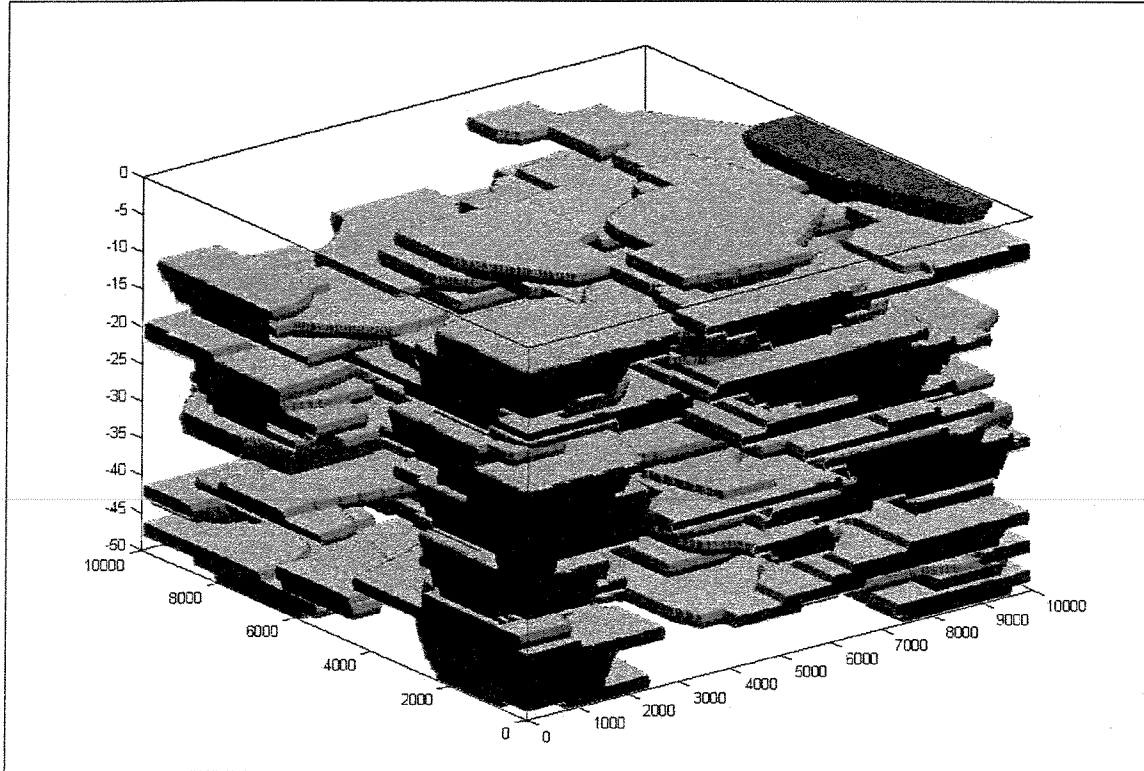


Figura 2.25: Visualização 3-D da simulação gerada após as operações morfológicas.

Quando se observa o modelo da Figura 2.28, uma questão de grande importância para o processo de caracterização de reservatórios, vem à mente, será que todos os objetos gerados estão conectados? A conectividade dos corpos é um fator crucial quando se modela um reservatório, pois afeta diretamente o planejamento da localização de poços, sejam eles injetores ou produtores. Portanto a partir do modelo da Figura 2.25 realizou-se um estudo a cerca da conectividade dos corpos. Os corpos foram ranqueados de acordo com o tamanho, ou seja, primeiro maior corpo conectado, segundo maior corpo conectado e assim sucessivamente. As Figuras 2.26 e 2.37 mostram as seções xoz e xoy indicando por cores diferentes os corpos conectados e a Figura 2.28 mostra os três maiores corpos conectados através de uma visualização 3-D, vale aqui ressaltar que foram encontrados nesse modelo 8 corpos conectados, mas só os três maiores são apresentados.

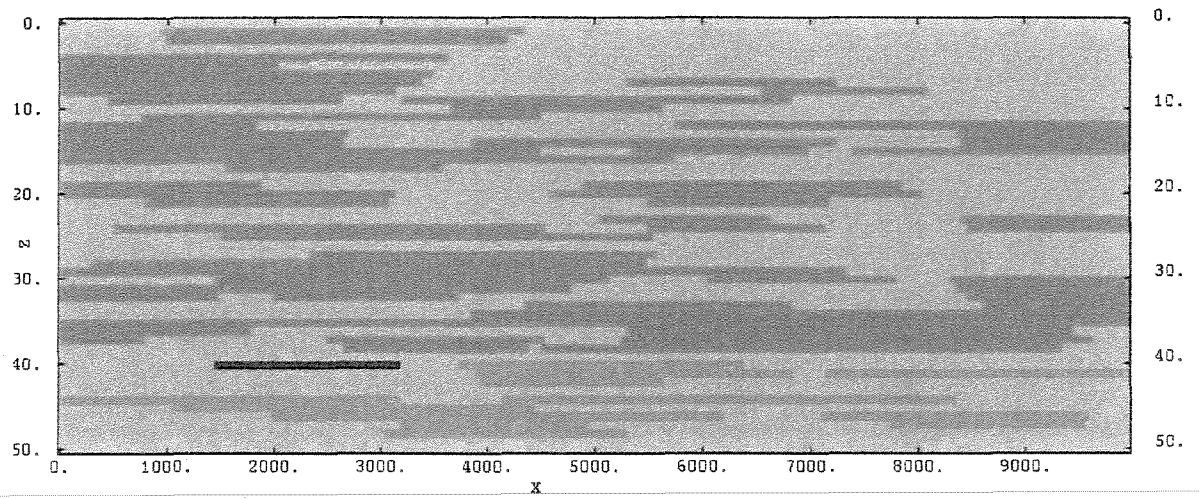


Figura 2.26: Seção xoz da simulação gerada mostrando os corpos conectados.

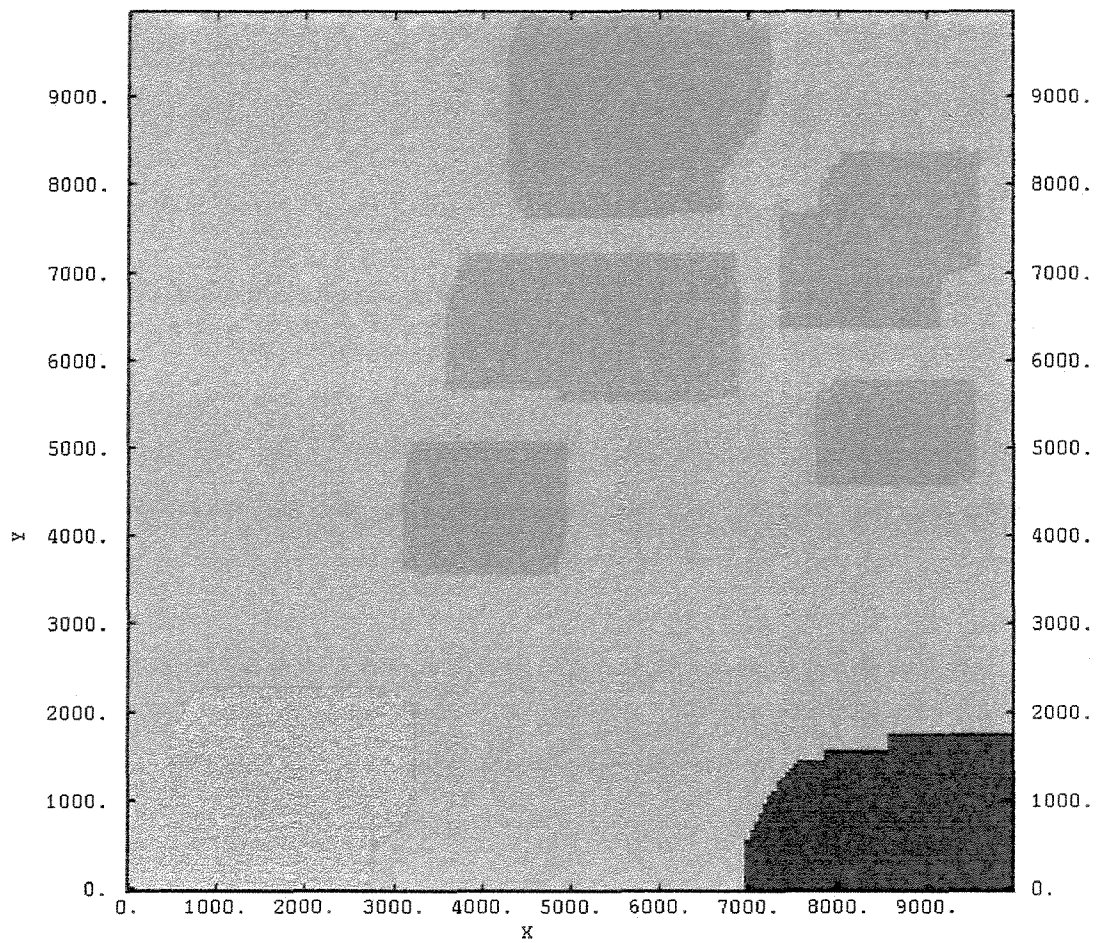


Figura 2.27: Seção xoy da simulação gerada mostrando os corpos conectados.

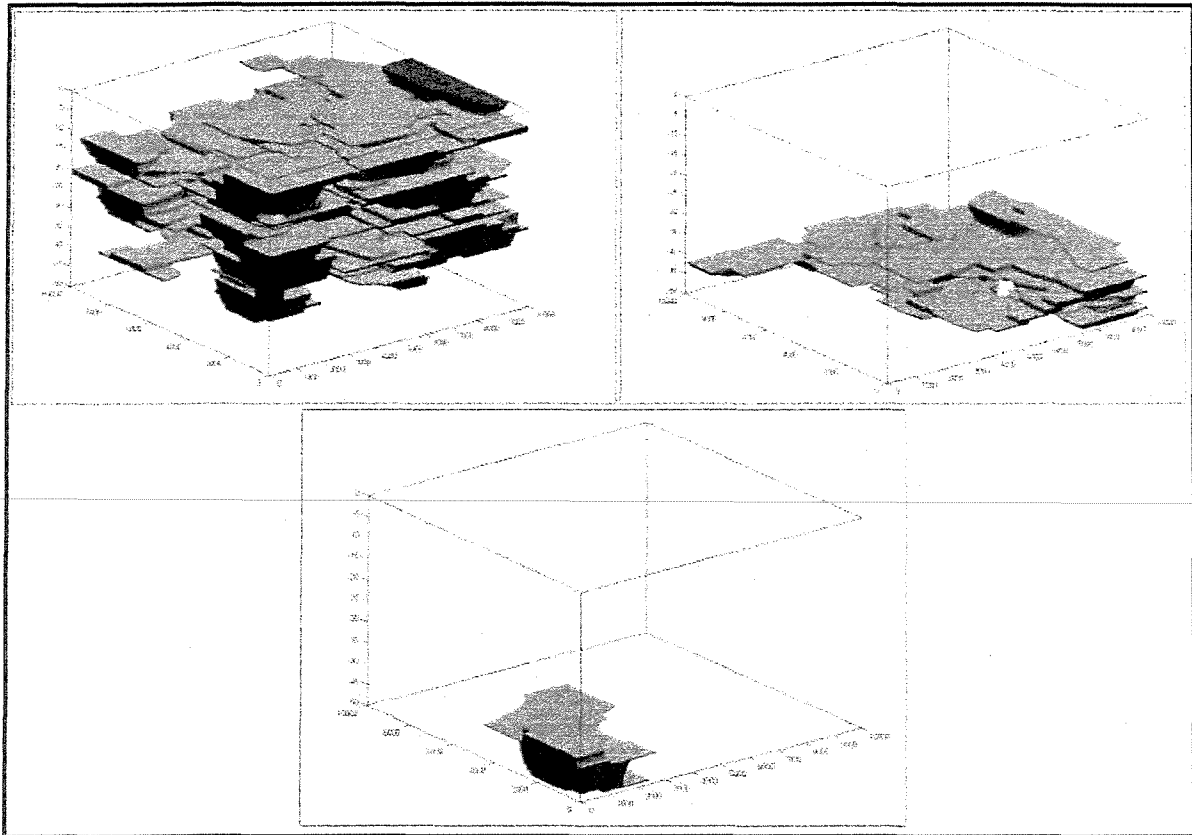


Figura 2.28: Visualização 3-D da simulação gerada mostrando os três maiores corpos conectados.

Obtido o modelo e o considerando como o modelo final, uma etapa importante é tentar validar as geometrias geradas através de comparações com estudos reais realizados em reservatórios turbidíticos, visto que a premissa básica de se gerar um modelo com a proporção de areia entre 30% e 70% já foi satisfeita.

A primeira comparação que pode ser realizada é com imagens obtidas em afloramentos, a Figura 2.29 mostra uma ilustração do trabalho de Clark (2001), onde dois poços são mostrados atingindo pacotes de areia de sistemas turbidíticos que indicam padrões de empilhamento de canais e lobos turbidíticos. Quando se observa uma seção qualquer do modelo gerado nesta pesquisa através da simulação booleana, observam-se os mesmos padrões normalmente observados em afloramentos.

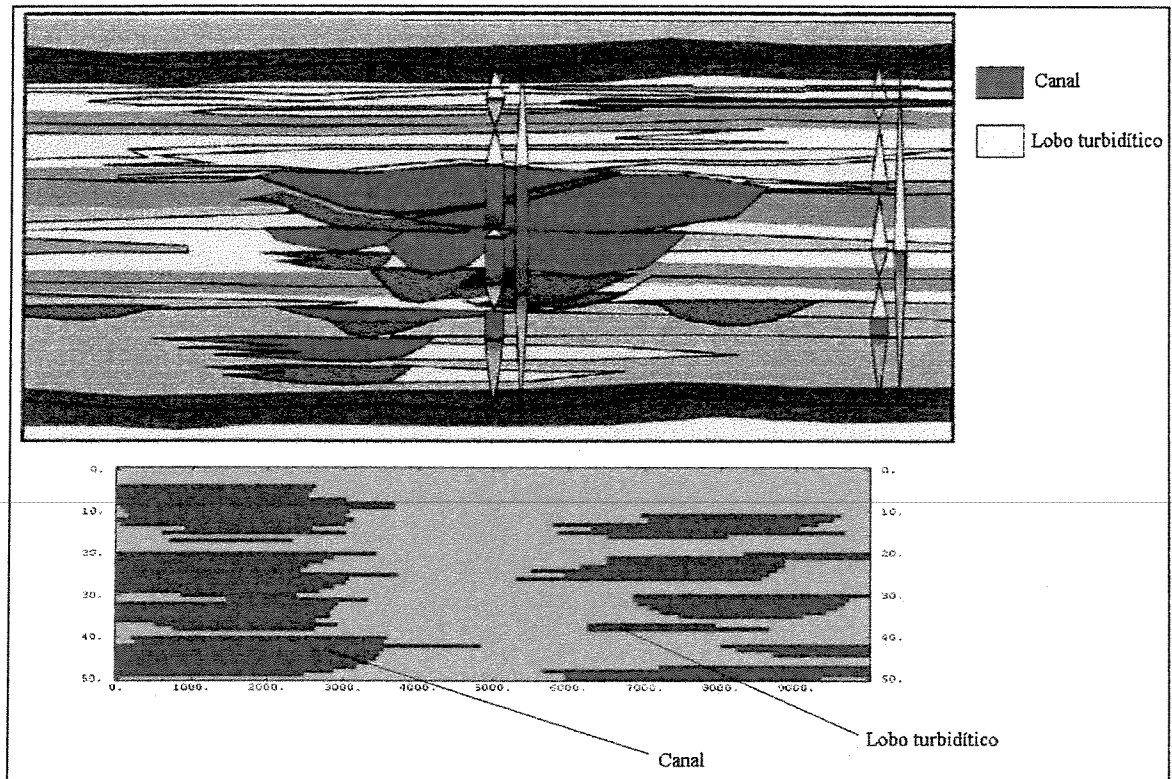


Figura 2.29: Comparação entre o trabalho de Clark e Pickering (imagem superior) com uma seção do modelo gerado neste trabalho. Nota-se a semelhança nos padrões de empilhamento.

Como se pretende usar o modelo aqui gerado para estudos de caracterização de reservatórios é importante analisar dados de reservatórios reais. A Figura 2.30 apresenta uma comparação entre uma seção obtida do modelo desta dissertação com uma seção obtida em um campo de petróleo real por Clark (2001), onde existe uma classificação da fácies observadas em dados de poços. Mas uma vez pode-se notar a grande semelhança entre os dados reais e os dados simulados.

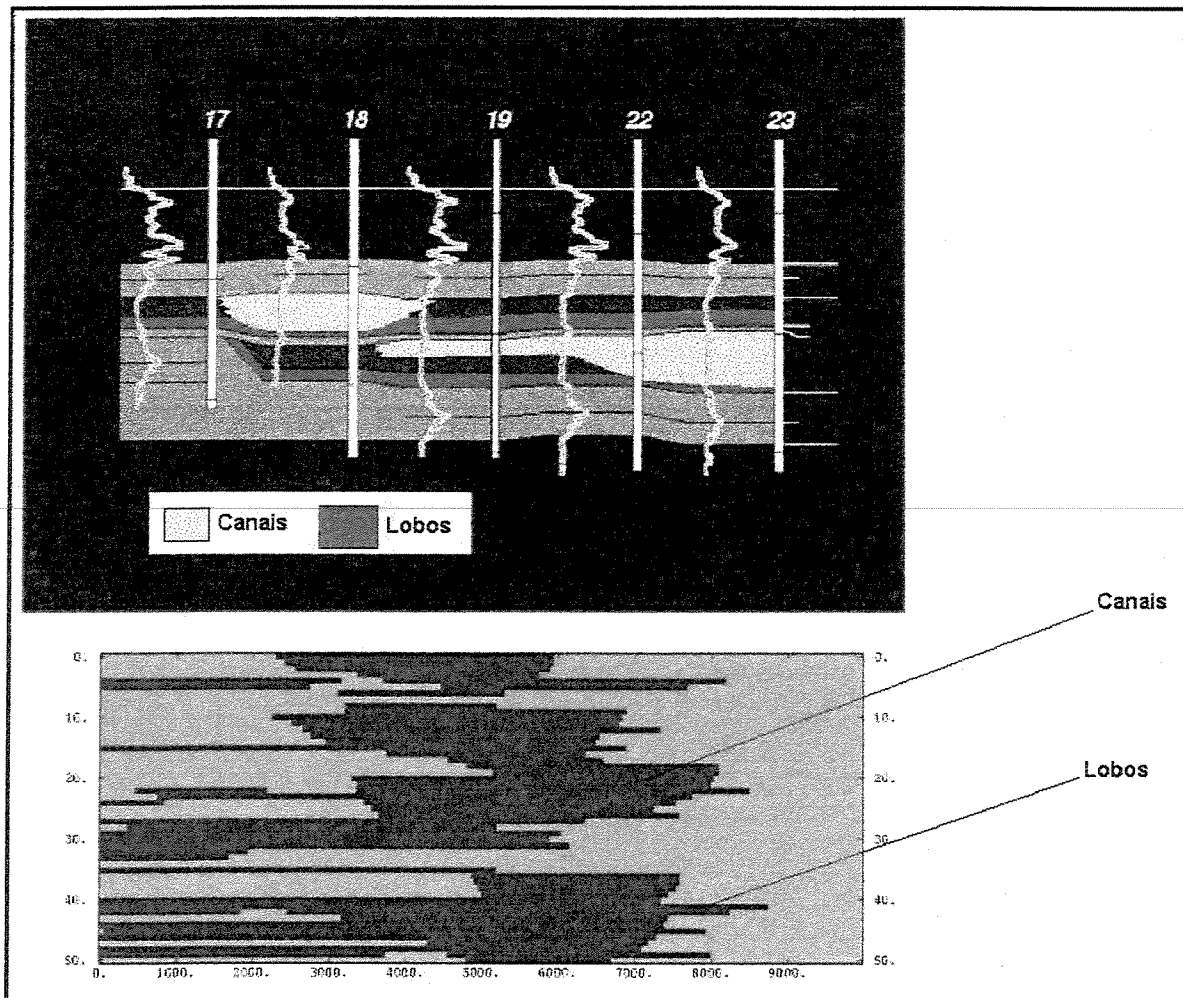


Figura 2.30: Comparação entre uma seção real Clark e Pickering, 2001, com uma seção obtida neste trabalho.

A Figura 2.31 apresenta uma comparação entre o modelo gerado nesta dissertação utilizando o software *Isatis*, e o modelo gerado no software *Petbool*, da Petrobrás. Esse modelo do *Petbool* foi elaborado pelo autor durante uma visita técnica realizada na Petrobrás durante os meses de janeiro e fevereiro de 2002, visita essa que fez parte do aprendizado mostrado nesta dissertação. No software *Petbool* há a opção de se modelar estruturas geológicas diretamente, sem usar aproximação por objetos geométricos, este exemplo refere à modelagem de canais turbidíticos, mas os dados utilizados foram tais que na realidade as estruturas modeladas são referentes a lobos turbidíticos. Pode-se notar a semelhança entre os modelos como é ressaltada também na Figura 2.32, que compara seções xoz da modelagem feita no *Isatis* e no *Petbool*.

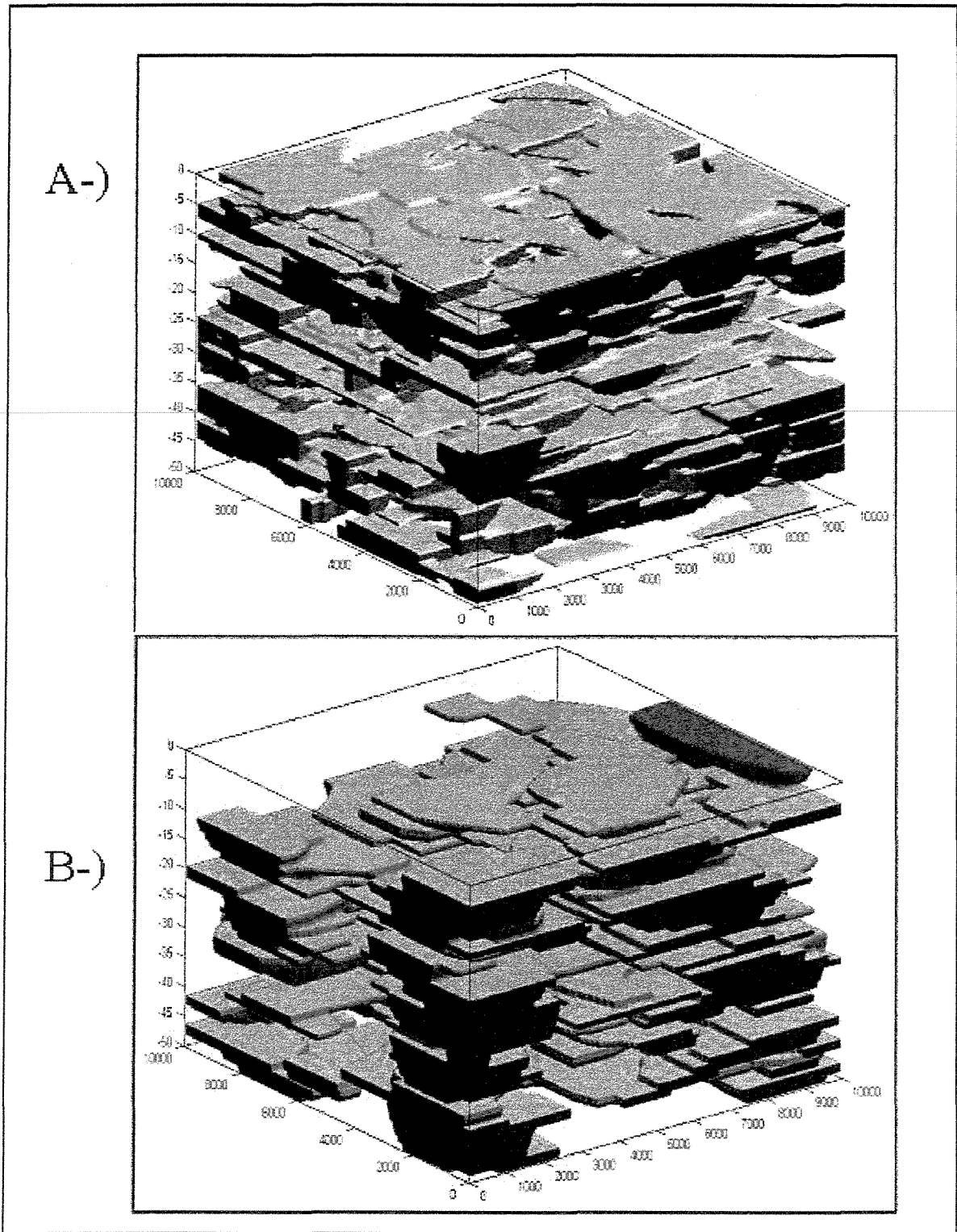


Figura 2.31: Comparação entre os modelos 3-D do *Petbool* (A) e do *Isatis* (B).

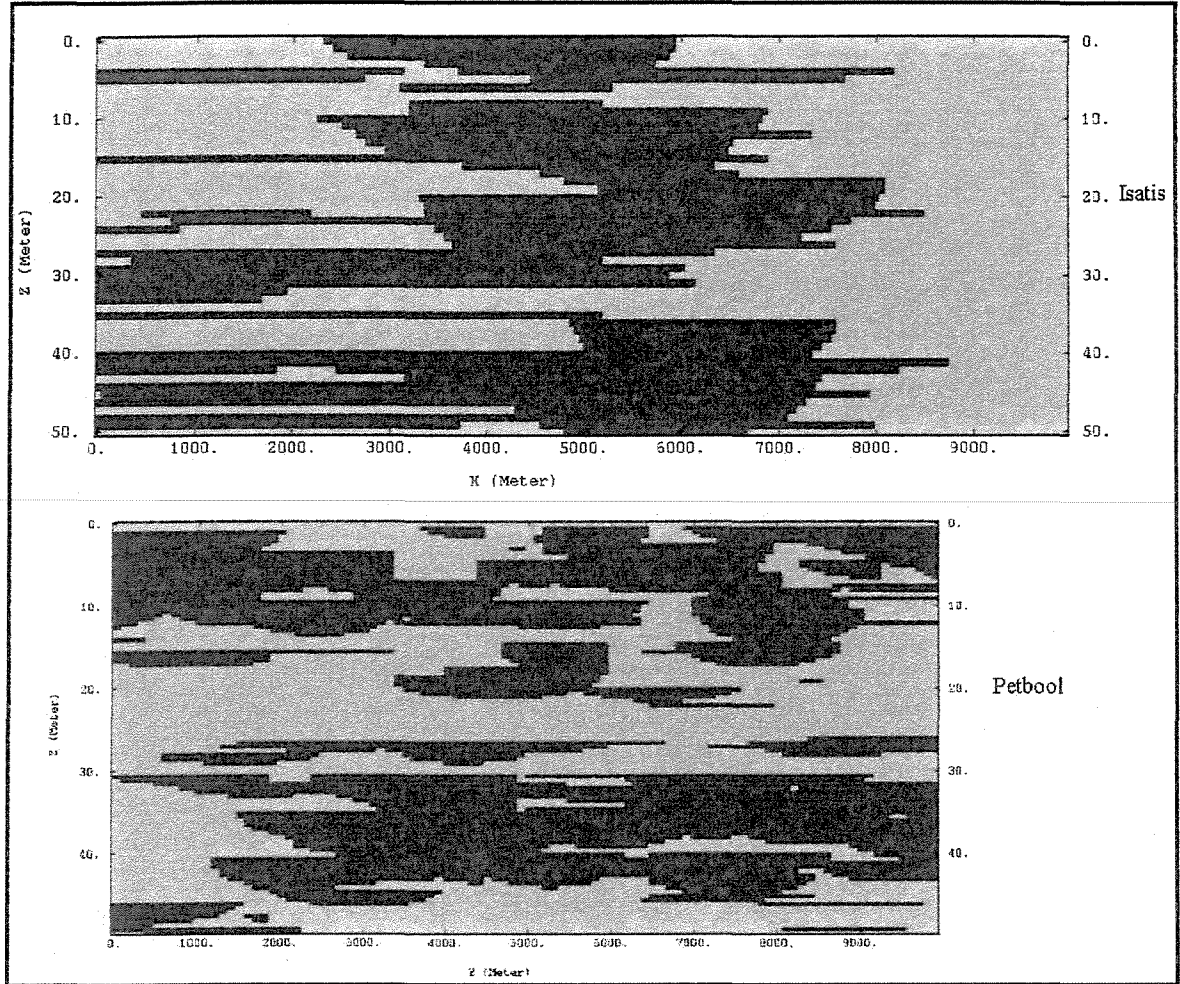


Figura 2.32: Comparação entre seções *xoz* do *Isatis* e do *Petbool*.

Através do cálculo da proporção geral de areia 52,7% e das comparações e análise realizadas pode-se concluir que embora não seja real e de certa forma apresente alguns problemas de caráter geométrico em certos locais, de maneira geral as características que se pretendia modelar, ou seja, canais e lobos turbidíticos, bem como os padrões de empilhamento e as continuidades tanto verticais como horizontal, foram modeladas de maneira satisfatória. Ou seja, esse modelo representa bem as heterogeneidades encontradas em reservatórios reais, que são, padrões de empilhamento e amalgamento de camadas de areia e em planta estruturas com a forma canalizada. Portanto, sendo este modelo pode ser usado para o que propõe este trabalho, ou seja, gerar um modelo geológico que apresente as principais características geométricas, podendo-se assim estudar as heterogeneidades geradas por essas características, que se aproximam de

reservatórios reais de ambientes de águas profundas, mas precisamente reservatórios do tipo turbidítico. Sendo importante também para a realização de uma modelagem sísmica sintética com o objetivo a priori de testar tanto um procedimento de interpretação sísmica convencional, como também testar algoritmos de inversão sísmica através da análise e comparação dos resultados obtidos. Pode-se assim concluir a importância e a versatilidade da simulação booleana na geração de modelos com características geológicas.

Capítulo 3

Modelagem Petrofísica

3.1 - Generalidades

Após a geração do modelo litológico através da simulação baseada em objetos, as propriedades petrofísicas podem então ser modeladas dentro da litologia criada. Com isso se tem então construído o modelo geológico, a definição desse modelo do reservatório representa uma das fases mais importantes em um estudo de caracterização. A relevância do modelo geológico tem sido enfatizada na literatura técnica, reconhecendo que a descrição estática do reservatório tanto em termos de geometria como em termos de propriedades petrofísicas é um dos principais fatores na determinação da performance de um campo.

As propriedades petrofísicas precisam ser fixadas de modo a reproduzirem um histograma e um variograma representativos, elas são modeladas dentro da litologia já gerada, constituindo assim o modelo geológico e petrofísico. O objetivo desse modelo é, portanto estimar as várias propriedades, juntamente com suas relações e gerar posteriormente perfis das propriedades de rocha que podem ser usados de forma integrada com os dados sísmicos.

O preenchimento da litologia é feito através da modelagem estocástica, que refere à geração das distribuições das propriedades, condicionada pelas informações quantitativas disponíveis. Existem muito métodos para realizar a simulação da distribuição espacial das

variáveis regionalizadas. Contudo o formalismo gaussiano é a maneira mais eficaz de se criar uma reação que honra os dados locais, um variograma e um histograma. As grandes descontinuidades do reservatório não são capturadas pela modelagem petrofísica, mas sim pelo modelo litológico, o qual foi responsável pela criação da arquitetura do reservatório, ou seja, a base geométrica do campo.

Neste capítulo é abordada a realização da segunda etapa da metodologia aqui proposta, ou seja, o preenchimento do modelo litológico criado na etapa anterior, com as propriedades petrofísicas de interesse.

A Seção 3.2 apresenta uma descrição sobre as variáveis modeladas, a velocidade compressional, a densidade de rocha, e a impedância acústica. Nesta descrição são abordadas as obtenções das propriedades petrofísicas a partir de seus respectivos perfis, como também a importância das mesmas para a previsão de outras, como a porosidade. É apresentada no fim desta seção a relação existente entre as propriedades aqui modeladas.

Na Seção 3.3 são colocadas as bases teóricas do algoritmo de simulação seqüencial gaussiana, o método utilizado para realizar o preenchimento do modelo litológico. São apresentadas as etapas de realização da simulação e a justificativa da utilização deste método neste trabalho.

Na Seção 3.4 são apresentados e discutidos os resultados para esta etapa da metodologia, ou seja, a modelagem geológica e petrofísica.

3.2 – Variáveis petrofísicas a serem modeladas

Devido ao fato do objetivo desta pesquisa ser a construção de um cubo sísmico, serão modeladas as propriedades de interesse para este estudo, ou seja, densidade da rocha e velocidade da onda P. Contudo deixa-se claro que essas propriedades são diretamente relacionadas com outras propriedades petrofísicas importantes como a porosidade e a permeabilidade.

3.2.1 – Velocidade compressional

A velocidade compressional das ondas é uma função da rigidez e densidade do material, ou seja, quanto mais rígido o meio e maior a sua densidade, maior será a velocidade. A porosidade tende a ser menor quanto maior for a rigidez da rocha e é, portanto, inversamente proporcional à velocidade compressional. A velocidade é medida através do perfil sônico. A ferramenta utilizada atualmente para a realização do perfil sônico, consiste de 8 receptores espaçados de uma distância de 15 cm um do outro. As ondas P de alta frequência que viajam através da formação marcam a primeira chegada, geralmente com uma amplitude muito baixa, na sequência chega uma onda S de frequência maior e assim sucessivamente. As chegadas das ondas são então registradas em gráficos de onda P, e onda S. As informações fornecidas por perfil sônico são utilizadas em estudos para avaliar e otimizar a produção dos reservatórios. A velocidade compressional é relacionada com a porosidade por meio de uma relação empírica, conhecida como relação de Willie, que está expressa na Equação 3.1 (Cosentino, 2001):

$$\phi = \frac{(t - t_{ma})}{(t_f - t_{ma})}$$

(3.1)

Onde t é o tempo medido, t_f é o tempo medido no fluido e t_{ma} é o tempo de percurso medido na matriz. Desse modo, para aplicar a fórmula da Equação 3.1, para o cálculo da porosidade é necessário se ter um conhecimento a priori da litologia do reservatório e do fluido que está saturando as rochas.

Após inúmeras determinações em laboratório, concluiu-se que em formações limpas e consolidadas com pequenos poros uniformemente distribuídos a relação linear da Equação 3.1 apresenta bons resultados (Wang, 2001). Normalmente esses arenitos compactados e consolidados têm porosidade variando entre 18% e 25%. Nestas formações a resposta do perfil sônico é independente do conteúdo dos poros, ou seja, água, óleo e gás ou folhelhos disseminados. Por outro lado, em algumas regiões a porosidade pode apresentar valores elevados em torno de 30% a 35%. Então em reservatórios com baixa saturação de água, alta saturação de

hidrocarbonetos e uma baixa invasão, os valores medidos de tempo de trânsito pelo perfil sônico podem ser superiores aos medidos em formações semelhantes, porém com alta saturação de água.

Em carbonatos que possuem porosidade intergranular, a relação de Willie ainda pode ser aplicada. Porém, algumas vezes a estrutura e o tamanho dos poros são diferentes dos existentes em arenitos (Schlumberger Log Interpretation, 1972). Uma característica interessante do perfil sônico, principalmente em rochas carbonáticas, é que ele pode fornecer informações sobre a estimativa da porosidade secundária. De fato a ferramenta tende a ignorar vazios isolados ou fraturas, assumindo que as ondas acústicas percorram o menor caminho interconectado dentro da rocha. Quando uma medida independente da porosidade é disponível, a diferença entre as duas medidas de porosidade pode fornecer uma indicação qualitativa do grau de porosidade secundária desenvolvida no reservatório.

No caso de arenitos rasos e não consolidados e em todos os casos em que a rocha não tem um grau completo de compactação o perfil sônico pode superestimar a porosidade da formação. O mesmo acontece na presença de gás ou hidrocarbonetos leves, desde que eles diminuam a velocidade das ondas acústicas.

3.2.2 – Densidade de rocha

O perfil de densidade fornece uma estimativa da densidade total da rocha, através da medida da atenuação dos raios gama entre a fonte e o receptor localizados na ferramenta de sondagem. Os raios gama são espalhados e absorvidos na formação como uma função da densidade de elétrons da formação a qual é relacionada com a densidade total da rocha, esse efeito de dispersão dos raios gama é denominado de espalhamento Compton. A densidade é relacionada com a porosidade através da seguinte equação (Cosentino, 2001):

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (3.2)$$

Onde ρ_{ma} é a densidade da matriz, ρ_b é a densidade total medida e ρ_f é a densidade do fluido. É fácil notar que também neste caso, como para o perfil sônico, a determinação da porosidade a partir das medidas de densidade, necessita um conhecimento prévio da litologia e do tipo de fluido.

Do mesmo modo que no perfil sônico se a formação está saturada com gás ou hidrocarbonetos leves, a medida de densidade total da rocha será afetada e a porosidade calculada será superestimada. Porém, diferente do perfil sônico, o perfil de densidade permite a determinação da porosidade total, uma vez que a densidade total medida é uma média de todos os tipos de espaços porosos presentes na formação (Cosentino, 2001).

A interpretação do perfil de densidade pode ser afetada pela presença de folhelho na formação. Embora as propriedades dos folhelhos possam variar com a formação e com a localidade, valores típicos de densidade para camadas de folhelhos estão entre 2.2 e 2.65 g/cm³. A densidade de folhelho tende a ser menor em menores profundidades onde as forças de compactação não são tão grandes. Folhelhos espalhados ou disseminados nos espaços porosos podem vir a ter densidade menor do que os folhelhos que aparecem em camadas.

A densidade total dos folhelhos aumenta com a compactação e em áreas onde os sedimentos são relativamente novos, o aumento da densidade do folhelho com a profundidade é aparente nos perfis. Contudo essa tendência é invertida em zonas de alta pressão. Pressões anormais são barreiras selantes que não permitem que a água escape durante o processo de compactação. A pressão de fluidos resultante, algumas vezes se aproxima do peso dos sedimentos. Folhelhos de alta pressão são subcompactados devido ao excesso de água, e, portanto sua densidade é mais baixa. Essa diminuição da densidade às vezes aparece em folhelhos localizados acima de arenitos permeáveis de alta pressão. Uma zona de alta densidade, ou seja, uma barreira selante, normalmente localiza-se no topo do intervalo de diminuição da densidade. Os perfis de densidade são realizados nos intervalos durante a perfuração de um poço e podem ser usados para prever a presença de zonas com pressões anormais, fazendo com que se tome as devidas precauções evitando acidentes (Schlumberger Log Interpretation, 1972).

3.2.3 – Relação Velocidade/Densidade

Segundo Wang, 2001, na teoria as velocidades sísmicas não tem que aumentar com o aumento da densidade. Por exemplo, a anidrita tem uma densidade maior mas uma velocidade menor se comparada com a dolomita. Além disso, quando se aumenta a densidade da rocha adicionando mais água numa rocha parcialmente saturada com gás e água, a velocidade irá diminuir, pois quando se adiciona água aumenta-se a densidade mas não o módulo de rigidez da rocha. Contudo na maioria dos casos um aumento na densidade resulta num aumento da velocidade e existem relações empíricas que demonstram essa relação. De acordo com Wang, 2001, Gardner, em 1974, construiu um gráfico de velocidade contra a densidade e encontrou que a grande parte das rochas sedimentares estavam definidas dentro de uma estreita nuvem no gráfico. As principais exceções são para os evaporitos e para os carbonatos. Ele então determinou uma relação empírica relacionando velocidade e densidade que é conhecida como lei de Gardner:

$$\rho = a.V_p^{0,25} \quad (3.3)$$

Onde o fator a normalmente vale 0.31, V_p é a velocidade compressional e ρ é a densidade da rocha. A relação encontrada por Gardner, contudo, só pode estimar as velocidades compressionais a partir das densidades de rocha sedimentares, saturadas com água. Embora a equação de Gardner dê curva separada para litologias individuais, ele trata todas as rochas sedimentares como um único grupo, ou seja, encontrando uma única relação entre V_p e ρ para todas as rochas sedimentares.

Wang, 2001, também dividiu as rochas sedimentares em alguns subgrupos baseando-se na litologia e desenvolveu um conjunto de relações entre a densidade e as velocidades V_p e V_s . Essas relações são baseadas num grande conjunto de dados medidos em laboratório (mais de 500 dados) e para uma grande variedade de litologias e saturações.

De acordo com Mavko (1998), o problema existente nas relações entre velocidade e densidade, é que às vezes a velocidade não é bem relacionada com a porosidade e portanto com a densidade. Fraturas e bordas de grãos podem diminuir os valores da velocidade, resultando em um valor de porosidade próxima a zero para as fraturas. As relações de velocidade e porosidade podem ser melhoradas através da saturação de fluidos e regiões de altas pressões efetivas, ambas minimizam o efeito das fraturas. Conseqüentemente espera-se também relações de velocidade e densidade mais confiáveis em condições de altas pressões efetivas e saturação de fluidos.

3.2.4 – Impedância Acústica

A impedância acústica I de um meio elástico é a razão da tensão pela velocidade de propagação das partículas, e é dada por $\rho.V$, onde ρ é a densidade de rocha e V é a velocidade compressional de propagação da onda. Numa interface plana entre dois meios elásticos, espessos, homogêneos e isotrópicos, a refletividade de incidência normal para ondas viajando de um meio para outro, é a razão do deslocamento da amplitude A_r da onda refletida pelo deslocamento de amplitude da onda incidente A_i , e é definida pela seguinte equação:

$$R_{12} = \frac{A_r}{A_i} = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (3.4)$$

onde os índices 1 e 2 representam respectivamente os meios de onde a onda vem se propagando e para onde a onda será transmitida.

A Equação 3.4, para o coeficiente de reflexão é obtida quando o deslocamento da partícula é medido com respeito a direção de propagação da onda. Um deslocamento é positivo quando seu componente ao longo da interface tem a mesma fase, ou a mesma direção do componente do vetor da onda ao longo da interface. Para ondas compressionais, isso significa que um deslocamento positivo é ao longo da direção de propagação. Desse modo, um coeficiente positivo de reflexão implica que uma compressão é refletida como uma compressão, no caso de um coeficiente de reflexão negativo implica numa inversão de fase (Mavko, 1998). Quando o

deslocamento é medido com respeito a sistema de coordenadas fixo e não com respeito ao vetor da onda, o coeficiente de reflexão é dado pela seguinte equação:

$$R_{12} = \frac{A_r}{A_i} = \frac{I_1 - I_2}{I_2 + I_1} = \frac{\rho_1 V_1 - \rho_2 V_2}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (3.5)$$

A transmissividade de incidência normal é dada por:

$$T_{12} = \frac{A_t}{A_i} = \frac{2J_1}{I_2 + I_1} = \frac{2 \cdot \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (3.6)$$

onde A_t é o deslocamento da amplitude de onda transmitida. A continuidade na interface necessita da condição da Equação 3.7:

$$A_i + A_r = A_t \rightarrow 1 + R = T \quad (3.7)$$

Utilizou-se então essa base teórica sobre as propriedades das rochas, para entender e então realizar a modelagem petrofísica com a finalidade de se construir no final deste capítulo um modelo petrofísico.

Nesse trabalho, não se objetivou realizar um trabalho de interpretação de perfis. O que se usou sim, foi um conjunto de poços característicos de reservatórios turbidíticos, com seus respectivos perfis, apenas para se encontrar as relações pertinentes entre velocidade e densidade que serão usadas na modelagem geoestatística das propriedades petrofísicas. É apresentado a seguir então o método geoestatístico utilizado para realizar a modelagem juntamente com os resultados obtidos.

3.3 – Aspectos teóricos da modelagem estocástica das propriedades petrofísicas

Uma simulação estocástica é um processo de construção de modelos de alta resolução, igualmente prováveis da distribuição espacial das variáveis que compõem um modelo de uma função aleatória. As realizações obtidas pela simulação representam imagens possíveis da distribuição espacial dos valores de um atributo qualquer em uma área.

Segundo, Deutsch, 2002, existem muitos métodos para simular a distribuição espacial de uma variável regionalizada. O formalismo Gaussiano, contudo é uma das maneiras de se criar realizações que honrem os dados locais, um histograma e um variograma. As descontinuidades mais abruptas num reservatório são capturadas pelo modelo de fácies e pelo modelo estrutural. Considerar um histograma estacionário e um variograma para quantificar as propriedades dentro de um arcabouço de fácies razoavelmente homogêneo é adequado na maioria dos casos.

Segundo o próprio Deutsch, 2002, existem muitos algoritmos que podem ser usados para gerar simulações estocásticas: (1) abordagem por matriz (decomposição LU), a qual não é extensivamente usada devido a restrições quanto ao tamanho da matriz, pois uma matriz $N \times N$ precisa ser resolvida, onde N é o número de pontos, que pode chegar a milhões para aplicações em reservatório; (2) métodos das bandas rotativas (turning bands), onde a variável é simulada a 1-D e então combinada num modelo 3-D, não é normalmente usada devido aos artefatos gerados após a simulação; (3) métodos espectrais usando transformadas de Fourier, que podem ser rápidos no tempo de CPU usado, mas os dados condicionantes requerem uma extensiva etapa de krigagem; (4) fractais, que não são usadas freqüentemente devido às restrições de similaridade; (5) métodos de média móvel, os quais são infrequentes devido ao grande tempo de CPU que necessitam.

A abordagem mais comum adotada em tempos recentes para aplicações na modelagem de reservatórios é a simulação gaussiana seqüencial (SGS). Este método é simples, flexível e razoavelmente eficiente. Para se fazer uma revisão sobre a teoria envolvida no SGS, primeiro

deve-se lembrar da krigagem simples, ou seja, um estimador linear que estima um valor num ponto onde este é desconhecido, regido pela seguinte equação:

$$Y^*(u) = \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} \cdot Y(u_{\beta}) \quad (3.2)$$

onde $Y^*(u)$ é o valor a ser estimado, λ_{β} , $\beta = 1, \dots, n$, são os pesos aplicados aos n valores dos dados $Y(u_{\beta})$, $\beta = 1, \dots, n$. Sendo que o correspondente sistema de krigagem, pode ser escrito, segundo Deutsch, 2002:

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(u_{\alpha} - u_{\beta}) = C(u - u_{\alpha}), \quad u_{\alpha} = 1, \dots, n \quad (3.3)$$

Este sistema com n equações e com n pesos desconhecidos é conhecido como sistema de krigagem simples. Essas equações são também chamadas de equações normais na teoria de otimização.

Assim a covariância, entre a estimativa da krigagem e um dos valores dos dados, pode ser escrita, segundo Deutsch, 2002, da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \text{Cov}\{Y^*(u), Y(u_{\alpha})\} &= E\{Y^*(u), Y(u_{\alpha})\} \\ &= E\left\{\left[\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} \cdot Y(u_{\beta})\right] \cdot Y(u_{\alpha})\right\} \\ &= \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} \cdot E\{Y(u_{\beta}) \cdot Y(u_{\alpha})\} \\ &= \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(u_{\alpha} - u_{\beta}) \\ &= C(u - u_{\alpha}) \end{aligned} \quad (3.4)$$

Embora a covariância entre a estimativa da krigagem e os dados sejam correta, a variância é muito pequena. A variância de uma função aleatória estacionária deve ser $\sigma^2 = C(0)$. Esta variância de um modelo estacionário precisa ser constante:

$$\sigma^2(u) = \sigma^2, \forall u \in A \quad (3.5)$$

O efeito de suavização da krigagem ajuda a reduzir esta variância, particularmente em localizações longe dos valores dos dados. Uma outra propriedade da krigagem é que a variância da estimativa da krigagem é conhecida e igual a:

$$\text{Var}\{Y^*(u)\} = C(0) - \sigma_{SK}^2(u) \quad (3.6)$$

Essa equação fornece o quanto da variância é perdida, ou seja, a variância da krigagem $\sigma_{SK}^2(u)$. Esta variância que é perdida precisa ser colocada de volta sem alterar a reprodução da covariância.

Um componente independente com média zero e correta variância, é então adicionado ao sistema de krigagem:

$$Y_s(u) = Y^*(u) + R(u) \quad (3.7)$$

A covariância entre o valor simulado $Y_s(u)$ e um dos valores dos dados usados na estimativa pode ser calculada, segundo Deutsch, 2002, da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{Cov}\{Y_s(u), Y(u_\alpha)\} &= E\{Y_s(u), Y(u_\alpha)\} \\ &= E\left\{\left[\sum_{\beta=1}^n \lambda_\beta \cdot Y(u_\beta) + R(u)\right] Y(u_\alpha)\right\} \\ &= \sum_{\beta=1}^n \lambda_\beta \cdot E\{Y(u_\beta) \cdot Y(u_\alpha)\} + E\{R(u) \cdot Y(u_\alpha)\} \end{aligned} \quad (3.8)$$

note que $E\{R(u)\} \cdot Y(u_\alpha) = E\{R(u)\} \cdot E\{Y(u_\alpha)\}$, desde que $R(u)$, seja independente de qualquer valor dos dados. O valor esperado do resíduo $E\{R(u)\} = 0$, então $E\{R(u)\} \cdot Y(u_\alpha) = 0$.

Dessa forma a covariância entre o valor simulado e todos os valores dos dados é correta, isto é, $Cov\{Y_s(u), Y(u_\alpha)\} = Cov\{Y^*(u), Y(u_\alpha)\} = C(u, u_\alpha)$.

Com base nessas duas características, (1) a reprodução da covariância da krigagem e (2) a não alteração da covariância através da adição de um resíduo independente o algoritmo do SGS, pode ser escrito, segundo Deutsch, 2002, da seguinte forma:

- Transforma os valores originais Z numa distribuição normal, todo o funcionamento do algoritmo será realizado no espaço normal.
- Vai até uma localização u e realiza a krigagem para obter a estimativa da krigagem e a correspondente variância da krigagem, de acordo com a seguinte equação:

$$Y^*(u) = \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} \cdot Y(u_{\beta}) \quad (3.9)$$

$$\sigma_{SK}^2(u) = C(0) - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} C(u, u_{\alpha})$$

- Calcula o resíduo aleatório $R(u)$, que segue uma distribuição normal, com média de 0.0 e variância de $\sigma_{SK}^2(u)$.
- Adicionam a estimativa krigada e o resíduo para obter o valor simulado, de acordo com a equação:

$$Y_s = Y^*(u) + R(u) \quad (3.10)$$

Note que $Y_s(u)$ pode ser obtido equivalentemente pelo cálculo de uma distribuição normal com média $Y^*(u)$ e variância $\sigma_{SK}^2(u)$. O resíduo independente $R(u)$ é calculado através de uma simulação de Monte Carlo. Qualquer número aleatório pode ser usado como uma semente. É

importante anotar sempre o número aleatório utilizado, pois assim pode-se reconstruir a simulação.

- Adicionar o valor $Y_s(u)$ ao conjunto de dados para garantir que a covariância com este valor e todas as futuras realizações estejam corretas. Como foi enunciada anteriormente, esta é a idéia fundamental da simulação seqüencial, ou seja, considera valores previamente simulados como dados que reproduzem a covariância entre todos os valores simulados.
- Visitar todas as localizações em ordem aleatória. Não existe nenhum requerimento teórico para a ordem ou passagem aleatória, contudo, a prática tem mostrado que um caminho regular tem induzido o algoritmo a criar artefatos.
- Calcular a transformada inversa dos valores dos dados e dos valores simulados é calculada quando o modelo é povoado.
- Criar então um número de realizações por repetição para diferentes sementes. Uma diferente semente iniciará uma diferente seqüência de números aleatórios, como consequência, um diferente caminho aleatório e diferentes resíduos serão obtidos para cada nó da malha. Cada realização é chamada de equiprovável.

A Figura 3.1, mostra a ilustração de como ocorre o processo de simulação seqüencial gaussiana.

Deutsch, 2002, mostra que a propriedade matemática que faz com que a simulação gaussiana seqüencial seja a mais utilizada, não está limitada ao fato de ser uma distribuição gaussiana. A reprodução da covariância da krigagem é garantida sem levar em consideração a distribuição dos dados; a correção da variância através da adição de resíduos aleatórios trabalha sem levar em consideração a forma da distribuição do resíduo (a média precisa ser zero e a variância igual à variância da krigagem).

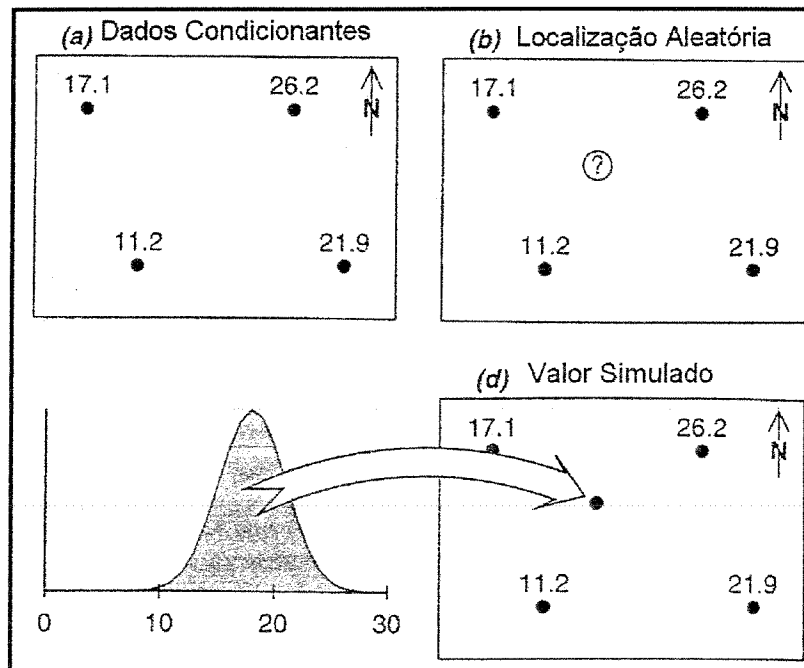


Figura 3.1: Processo de simulação seqüencial gaussiana (Modificado de Yarus, 1994).

Existe uma boa razão para a distribuição gaussiana ser utilizada, ou seja, o uso de qualquer outra distribuição não conduz a uma correção global da distribuição dos valores simulados. A média pode ser corrigida, a variância é correta, o variograma dos valores é correto, mas a forma não será. Isto não é um problema no espaço gaussiano, desde que todas as distribuições são gaussianas incluindo a distribuição final dos valores simulados.

Existe uma segunda razão, menos importante, porque a distribuição gaussiana é usada: o teorema do limite central mostra que a adição seqüencial de resíduos aleatórios para obter valores simulados conduz a uma distribuição gaussiana.

Com isso, através da simulação gaussiana seqüencial, pode-se recuperar a média e a variância dos dados, usando esses valores para preencher o modelo litológico com as propriedades petrofísicas de interesse.

3.4 – Modelagem dos dados petrofísicos

O procedimento básico, após a construção do modelo de referência litológico, realizada no capítulo anterior, é a construção do modelo de densidade e velocidade relacionadas com a litologia criada e conseqüentemente a construção do modelo de impedância acústica, produto da velocidade e densidade. Pode-se resumir esta etapa do trabalho através do fluxograma apresentado na Figura 3.2.

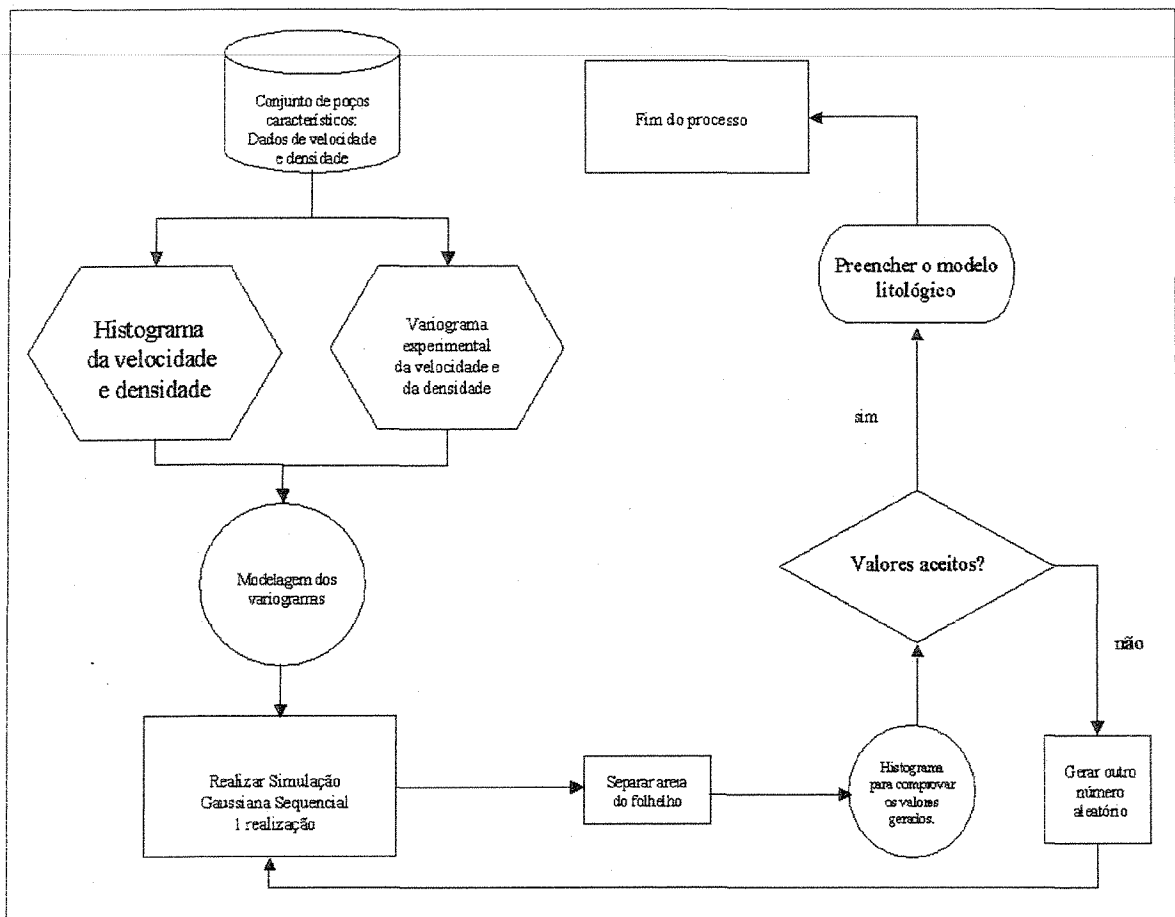


Figura 3.2: Fluxograma do processo de modelagem geostatística das propriedades petrofísicas.

Portanto, como primeira etapa da modelagem, utiliza-se um conjunto de poços característicos de reservatórios turbidífticos, de onde se pode obter os valores de densidade e velocidade tanto para areia como para o folhelho que seriam posteriormente utilizados para a

modelagem geoestatística. Os histogramas apresentados na Figura 3.3 mostram as estatísticas relacionadas a cada uma das propriedades em questão.

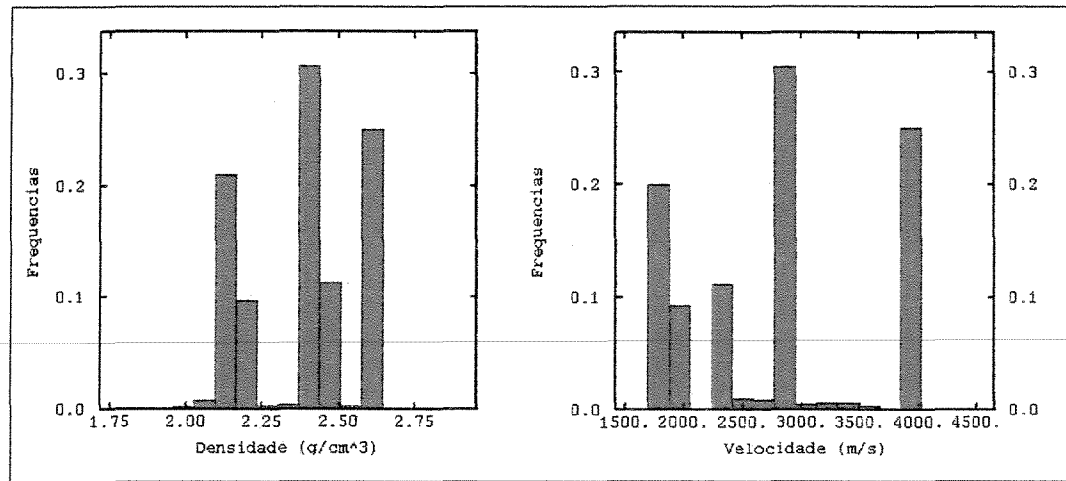


Figura 3.3: Histogramas de densidade e velocidade do conjunto de poços característicos.

A partir dos histogramas apresentados na Figura 3.2, pode-se notar que os dados de velocidade e densidade para as duas litologias de interesse podem ser claramente separados. Porém primeiramente será realizada a simulação e após esse processo os dados serão separados nas litologias.

O tipo de simulação utilizada nessa pesquisa foi à simulação gaussiana seqüencial não condicional, a primeira etapa foi realizar a anamorfose dos dados para que a simulação possa acessar valores dentro de um intervalo gaussiano. Os histogramas anamorfoseados são mostrados na Figura 3.4.

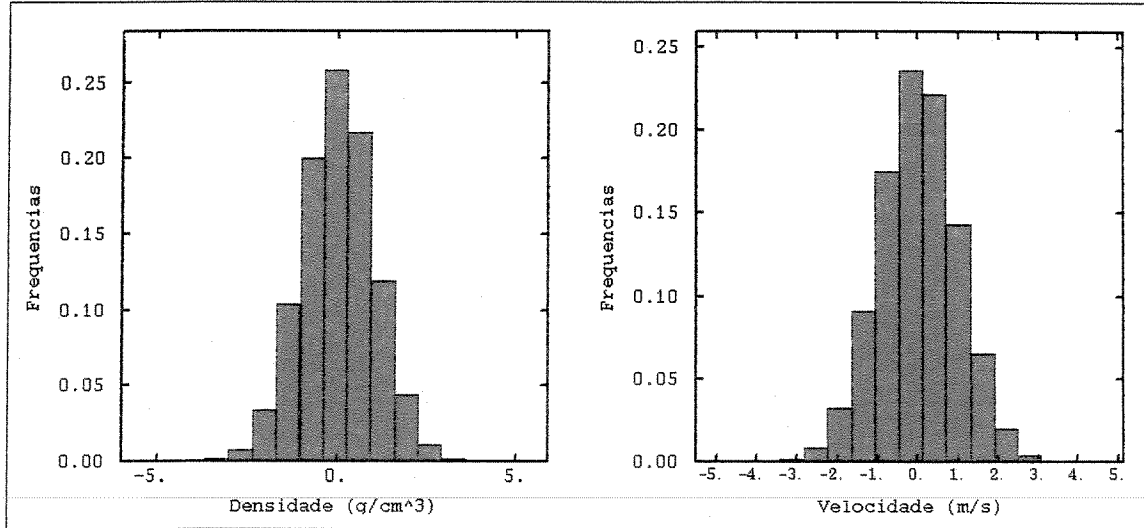


Figura 3.4: Histogramas das variáveis anamorfosadas.

Dos poços característicos utilizados foi extraído um variograma para cada propriedade petrofísica e para a realização da simulação esses variogramas foram então modelados. O modelo de variograma que melhor se ajustou aos dados, tanto de velocidade como de densidade foi o modelo exponencial. A Figura 3.5 traz tanto os variogramas experimentais como os respectivos modelos para ambas as propriedades.

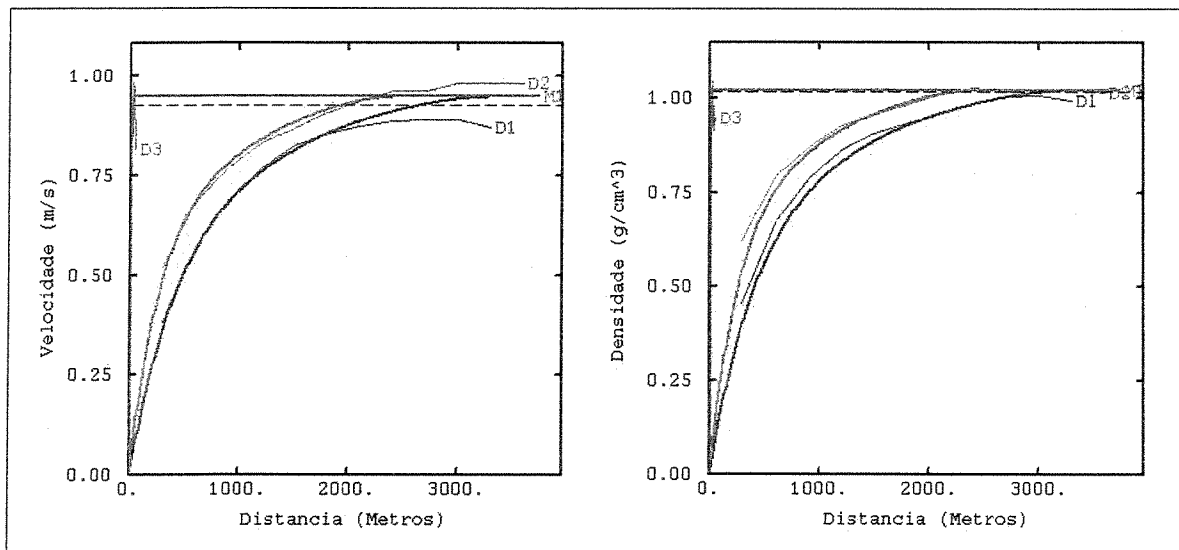


Figura 3.5: Variogramas modelados para as duas propriedades petrofísicas.

Com os variogramas modelados para as duas propriedades e com a definição da vizinhança, procedeu-se então a simulação seqüencial gaussiana não condicional. No caso dessa pesquisa foi gerada somente uma realização, já que o objetivo não é realizar um estudo de avaliação de incertezas, mas sim gerar valores satisfatórios que possam preencher o modelo gerado litológico caracterizando-o como um modelo geológico mais realístico de sistemas turbidíticos

Após a realização da simulação e da definição dos limites de interesse para cada litologia de acordo com os histogramas da figura 3.1, os dados foram então separados para areia e folhelho. São apresentados na tabela 3.1, os valores de velocidade e densidade para cada uma das litologias.

Tabela 3.1: Valores das propriedades para cada litologia.

Variável/Valor	Mínimo	Máximo	Média	Variância
Densidade da areia (g/cm^3)	1.80	2.43	2.12	0.0041
Velocidade da areia (m/s)	1808.19	3282.79	2576.39	25815.12
Densidade do folhelho (g/cm^3)	1.98	2.85	2.42	0.0079
Velocidade do folhelho (m/s)	1995.22	4408.22	3252.27	69124.79

Os histogramas relativos à Tabela 3.1 estão apresentados nas Figuras 3.6a e 3.6b, a Figura 3.6a mostra os histogramas para a densidade de areia e folhelho e a 3.6b mostra os histogramas para a velocidade das mesmas litologias.

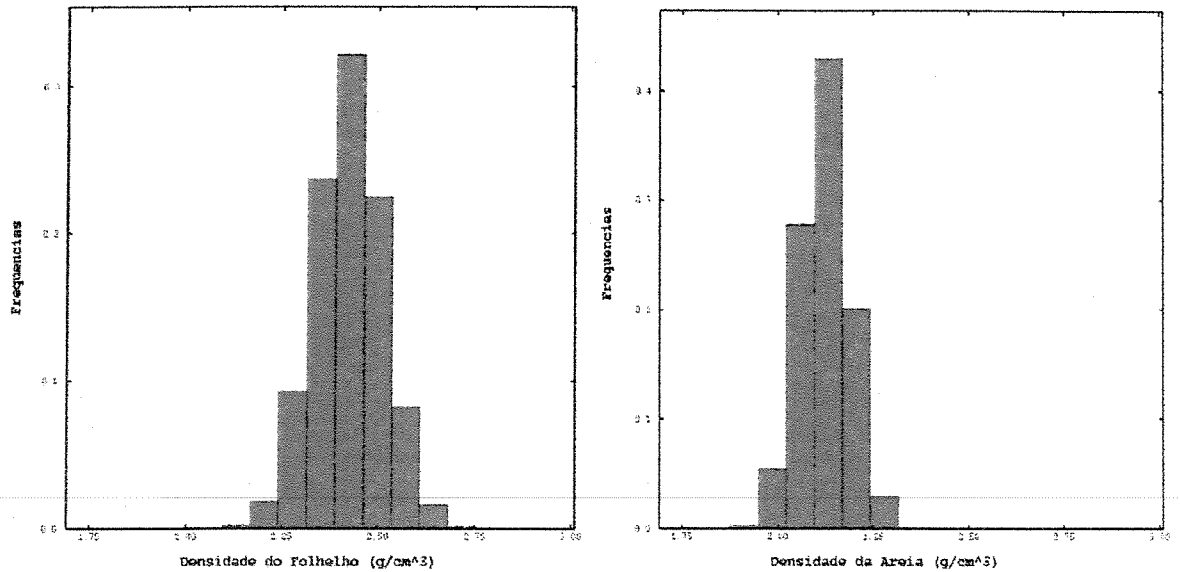


Figura 3.6a: Histogramas para a densidade de areia e folhelho separados.

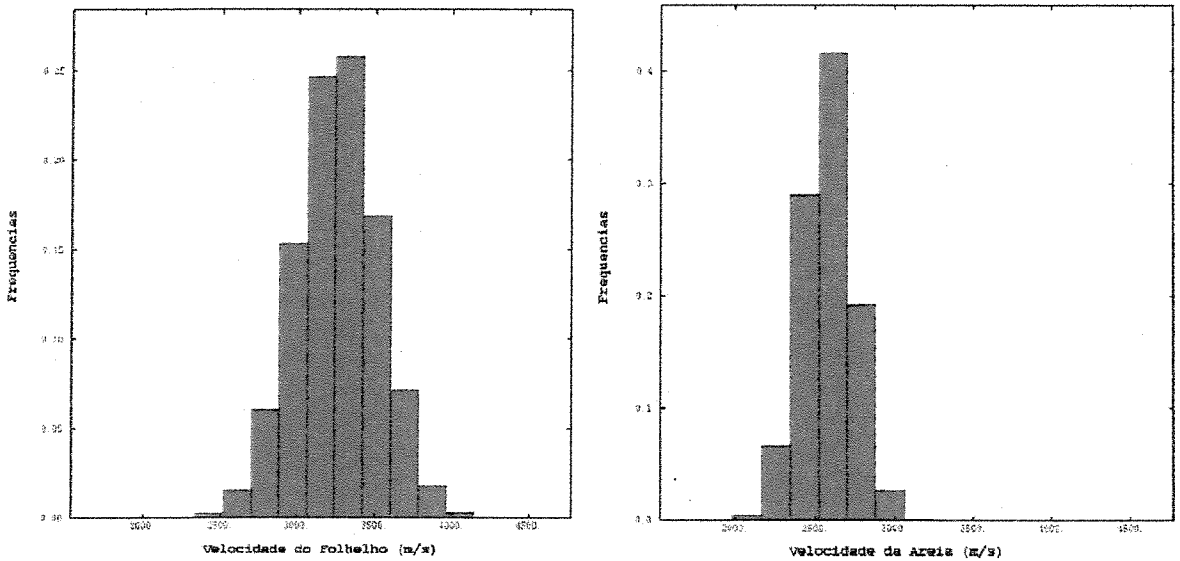


Figura 3.6b: Histogramas para a velocidade de areia e folhelho separados.

Para completar as propriedades petrofísicas de interesse desse trabalho, realizou-se a multiplicação entre a velocidade e a densidade para cada litologia a fim de se obter a impedância acústica, propriedade essa usada na obtenção da sísmica sintética que será tema no próximo capítulo.

A Figura 3.7 mostra os histogramas relativos à impedância acústica da areia e do folhelho.

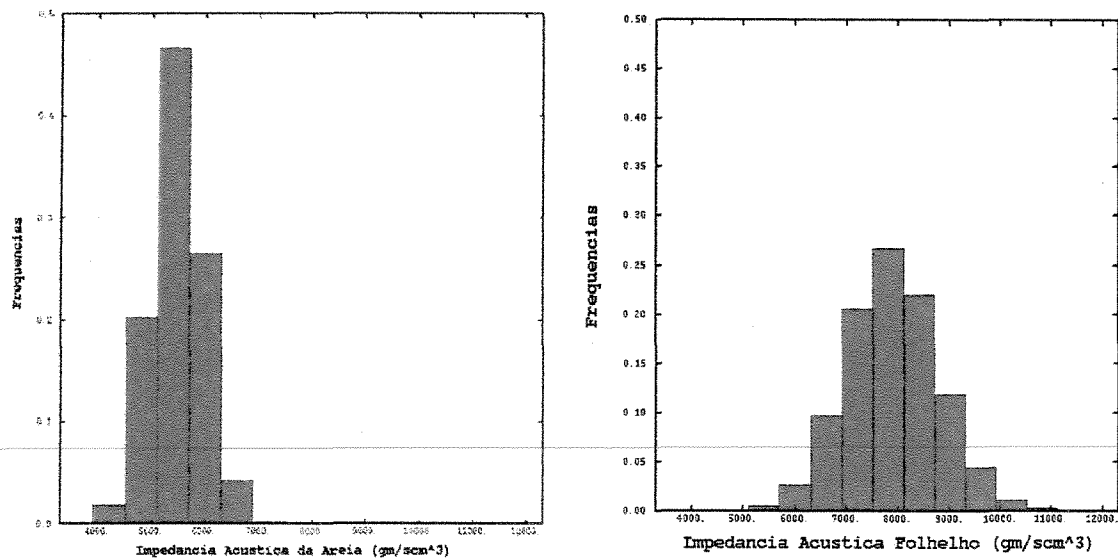


Figura 3.7: Histogramas das impedâncias acústicas para areia e folhelho.

Através dos histogramas apresentados o que se pode notar é a superposição de valores para as duas litologias em questão, essa superposição já era esperada, e só vem a contribuir para a realização dessa pesquisa. Em dados de campos de petróleo reais essa superposição é um problema enfrentado pois no momento da modelagem sísmica por exemplo, às vezes não se consegue separar uma propriedade da outra tornando o trabalho ainda mais ambíguo. A contribuição dessa pesquisa é que essa superposição pode ser controlada de modo que se possa testar várias configurações diferentes, e posteriormente avaliar o resultado na modelagem sísmica. A superposição aqui utilizada foi natural dos dados de entrada, sem a edição dos limites referentes as litologias. O que se propõe é que em trabalhos posteriores essas intersecções sejam alteradas e os resultados avaliados.

Com posse então dos dados obtidos na simulação para cada litologia, passou-se à etapa de preenchimento do modelo litológico com as propriedades, objetivando a criação de um cubo de densidade, um cubo de velocidade e um cubo de impedância acústica.

Esse preenchimento foi realizado através de operações onde a litologia tipo 1 referente à areia e modelada no capítulo anterior foi preenchida com os valores obtidos nesse capítulo o mesmo acontecendo para a litologia tipo 0 referente ao folhelho.

As Figuras 3.8, 3.9 e 3.10, mostram as respectivas seções e cubos de densidade, velocidade e impedância acústica.

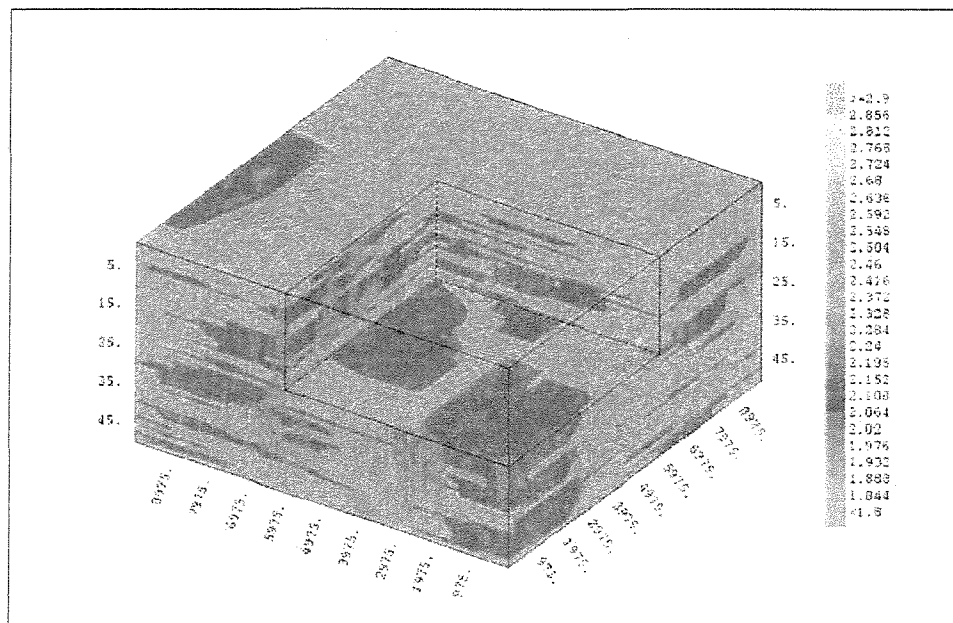
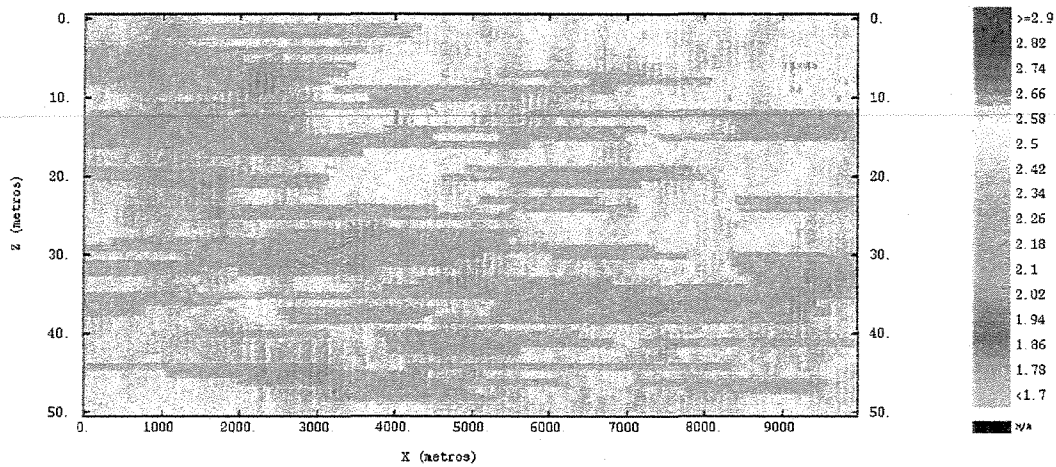


Figura 3.8: Seção e cubo de densidade.

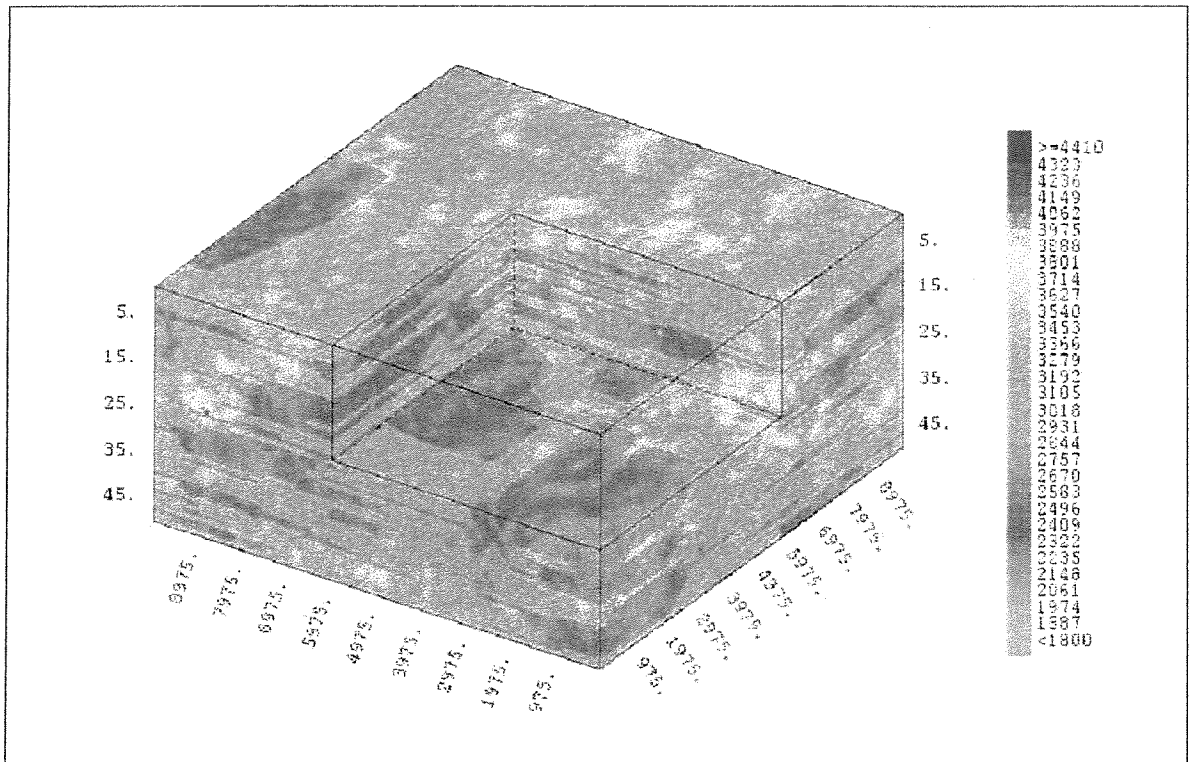
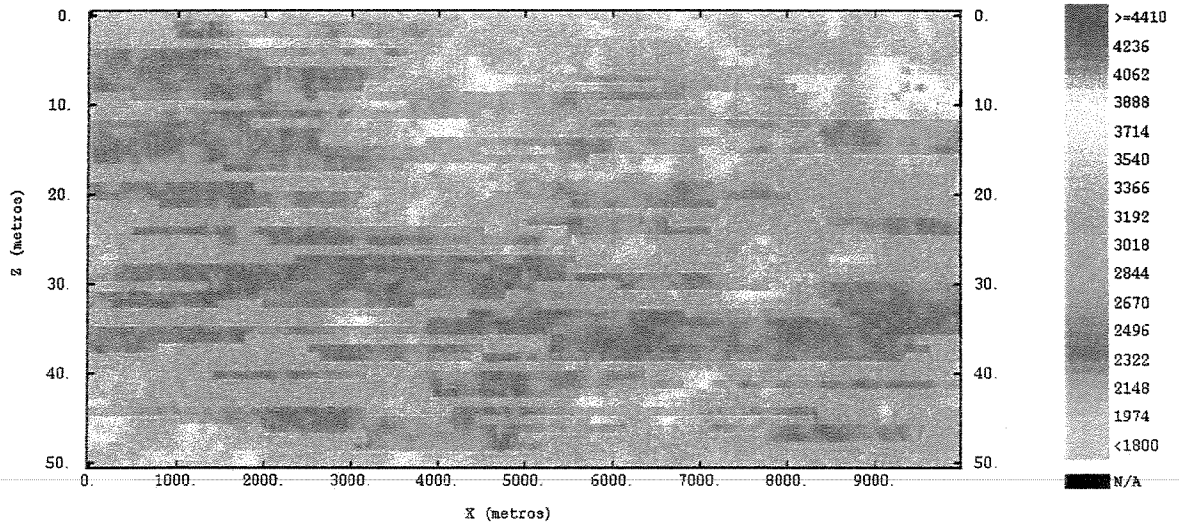


Figura 3.9: Seção e cubo de velocidade.

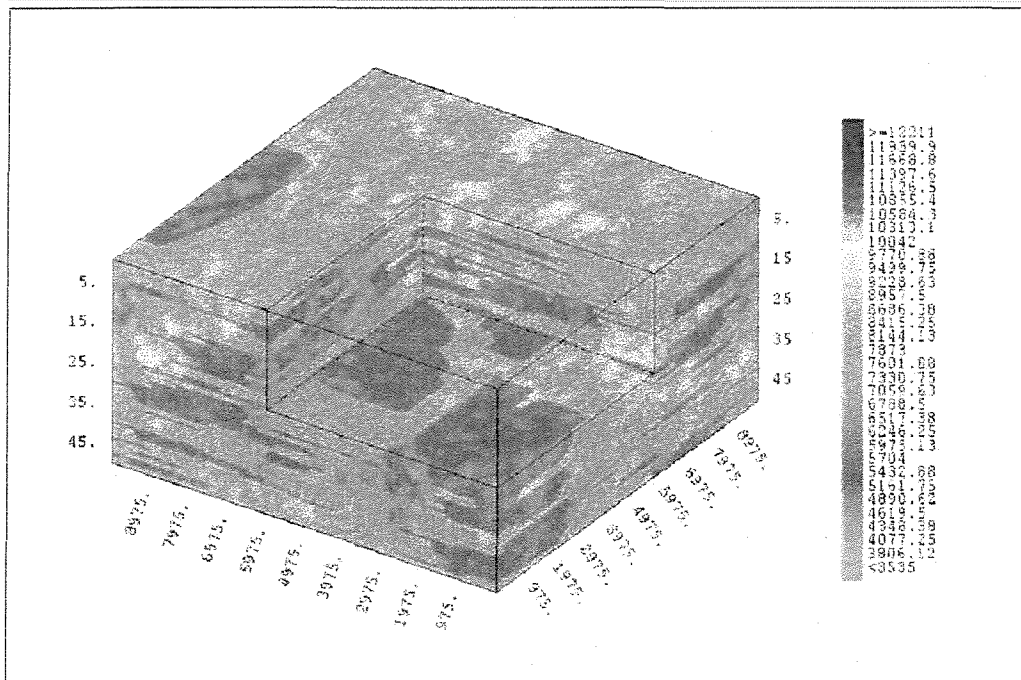
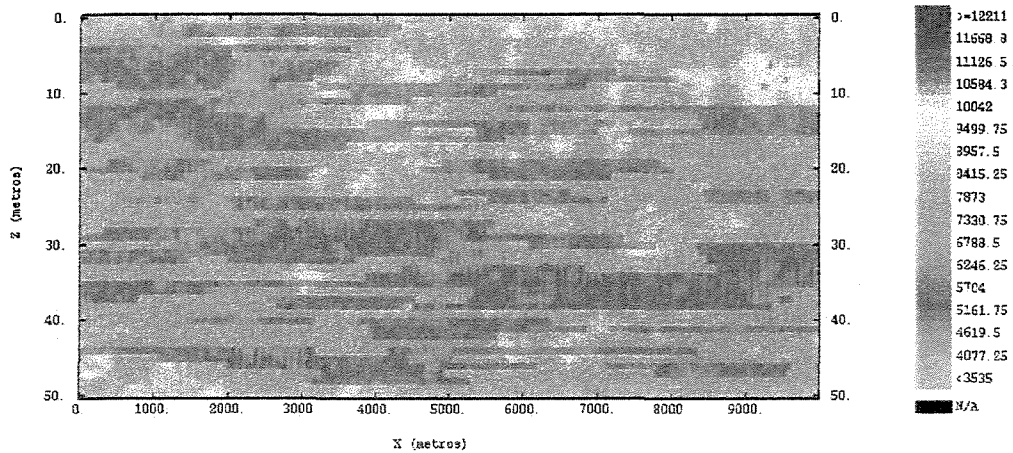


Figura 3.10: Seção e cubo de impedância acústica.

Uma tentativa de tornar o modelo de referência mais próximo do que se encontra na realidade foi a adição de camadas com propriedades constantes, acima e abaixo da parte do reservatório. Com a adição dessas camadas, cria-se então marcadores que auxiliam a interpretação sísmica. Os valores obtidos para essas camadas, seguem a característica normalmente encontrada tanto em reservatórios como num modelo físico da Terra, ou seja, tanto a densidade como as velocidades vão aumentando de acordo com que a profundidade vai

aumentando. A única exceção nesse modelo é que a segunda camada criada possui uma velocidade e uma densidade menor que a camada superior, o objetivo dessa inversão é tentar de certa forma, mostrar futuramente como a sísmica funciona em situações incomuns.

A tabela 3.2 apresenta os valores de densidade e velocidade gerados para essas camadas.

Tabela 3.2: Valores das propriedades petrofísicas para as camadas adicionadas ao modelo.

	Densidade (g/cm^3)	Velocidade (m/s)
Camada 1	2.5	2400
Camada 2	2.2	2000
Camada 3	2.6	4000

As Figuras 3.11, 3.12 e 3.13 mostram as seções dos modelos de densidade velocidade e impedância acústica e as Figuras 3.14, 3.15 e 3.16, mostram os respectivos cubos geológicos.

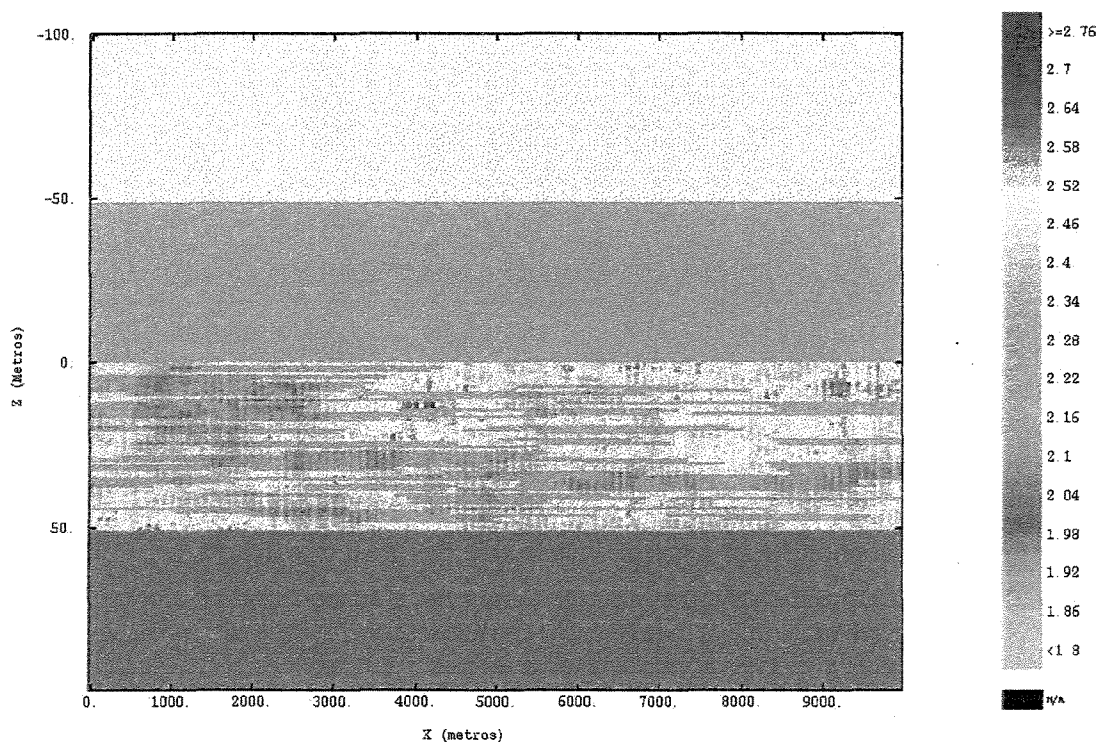


Figura 3.11: Seção do modelo de densidade.

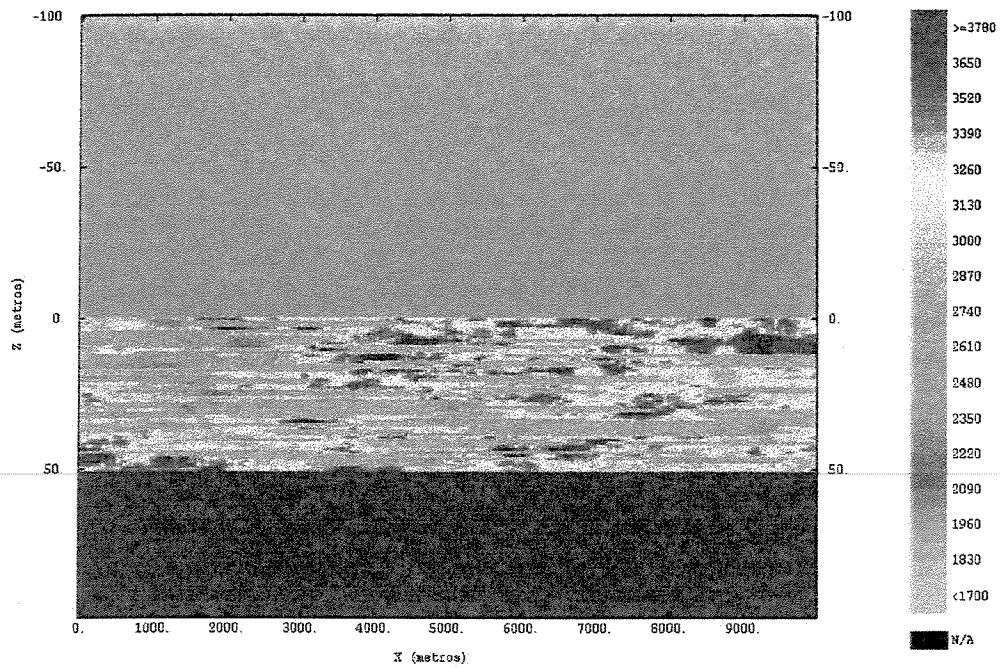


Figura 3.12: Seção do modelo de velocidade.

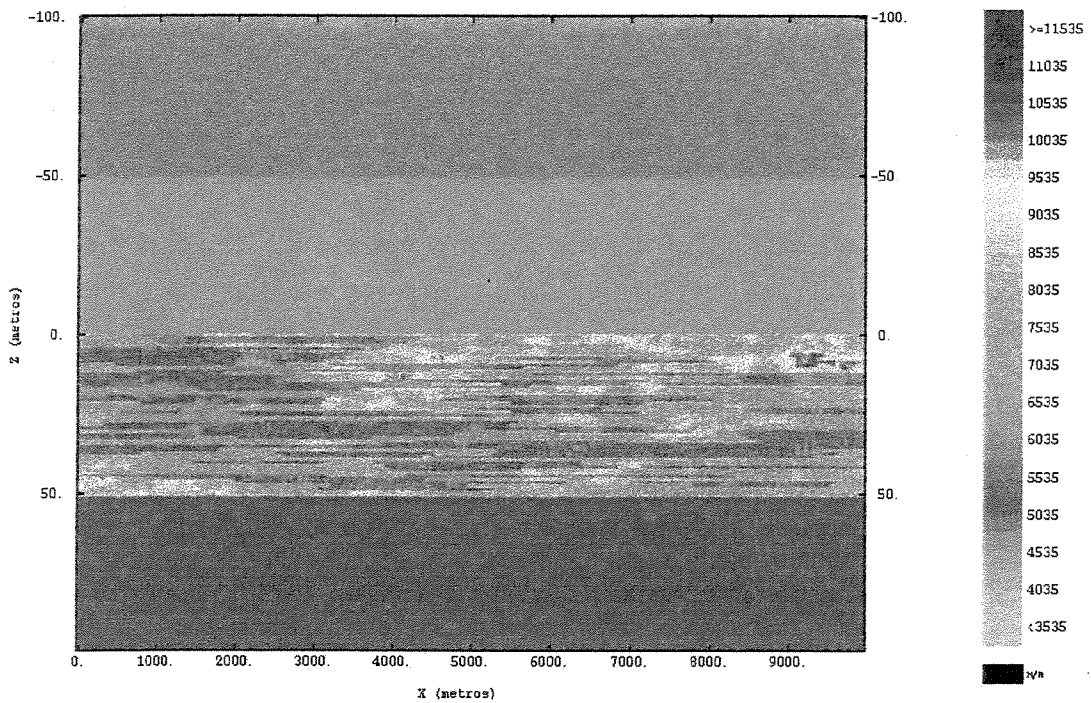


Figura 3.13: Seção do modelo de impedância.

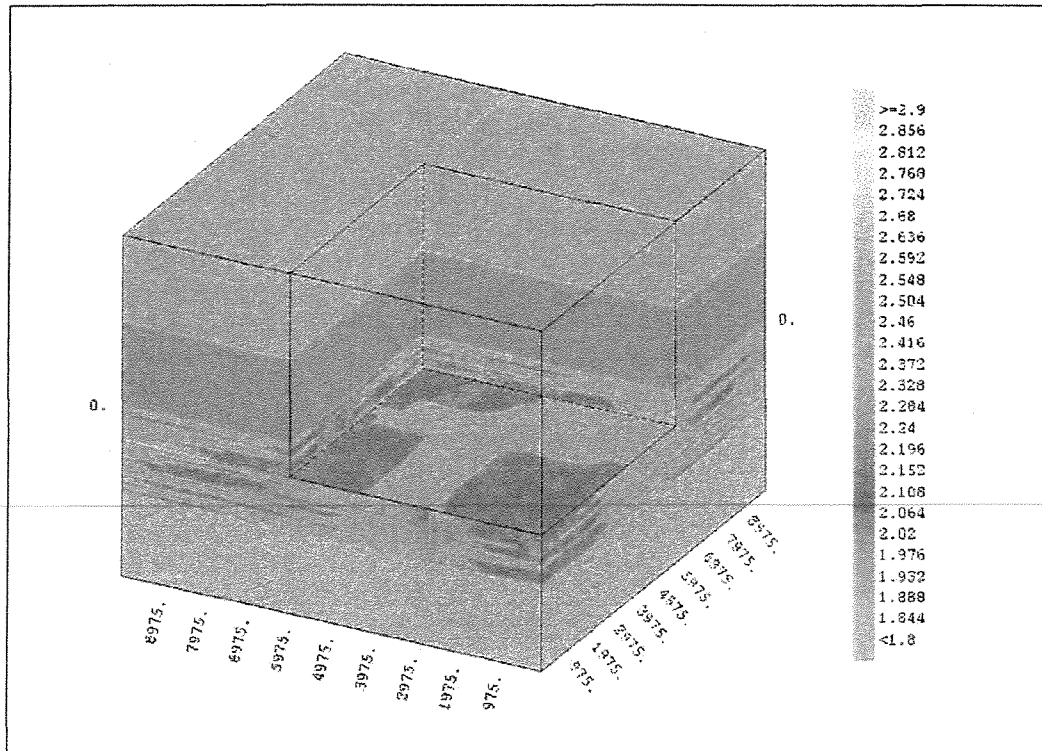


Figura 3.14: Cubo geológico de densidade.

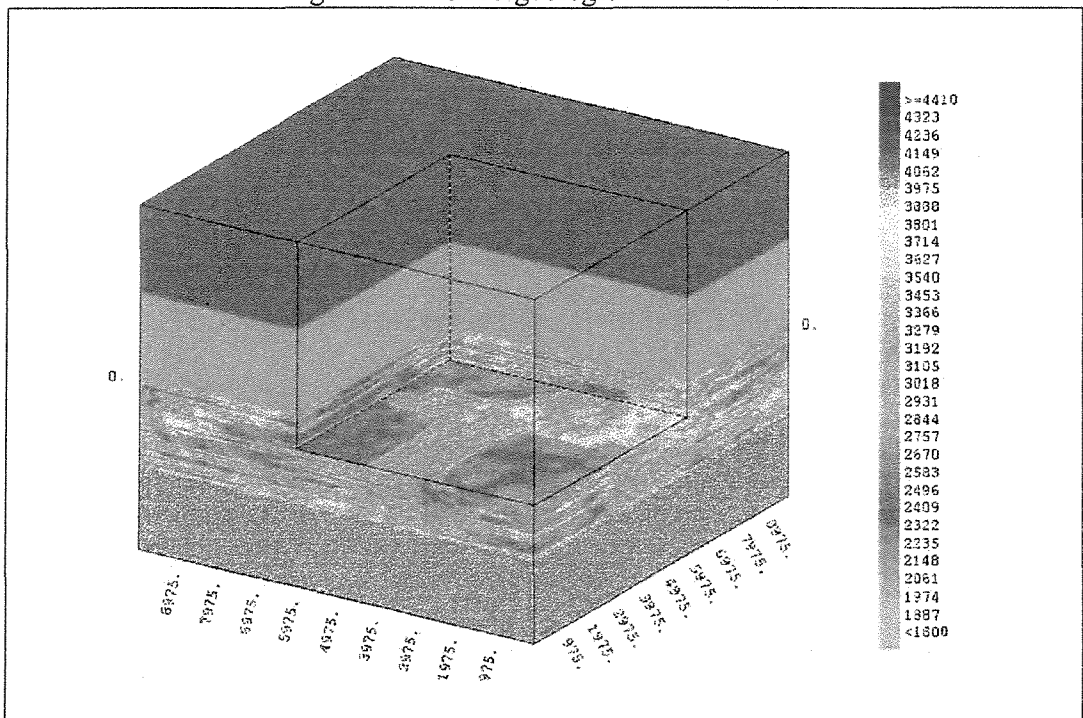


Figura 3.15: Cubo geológico de velocidade.

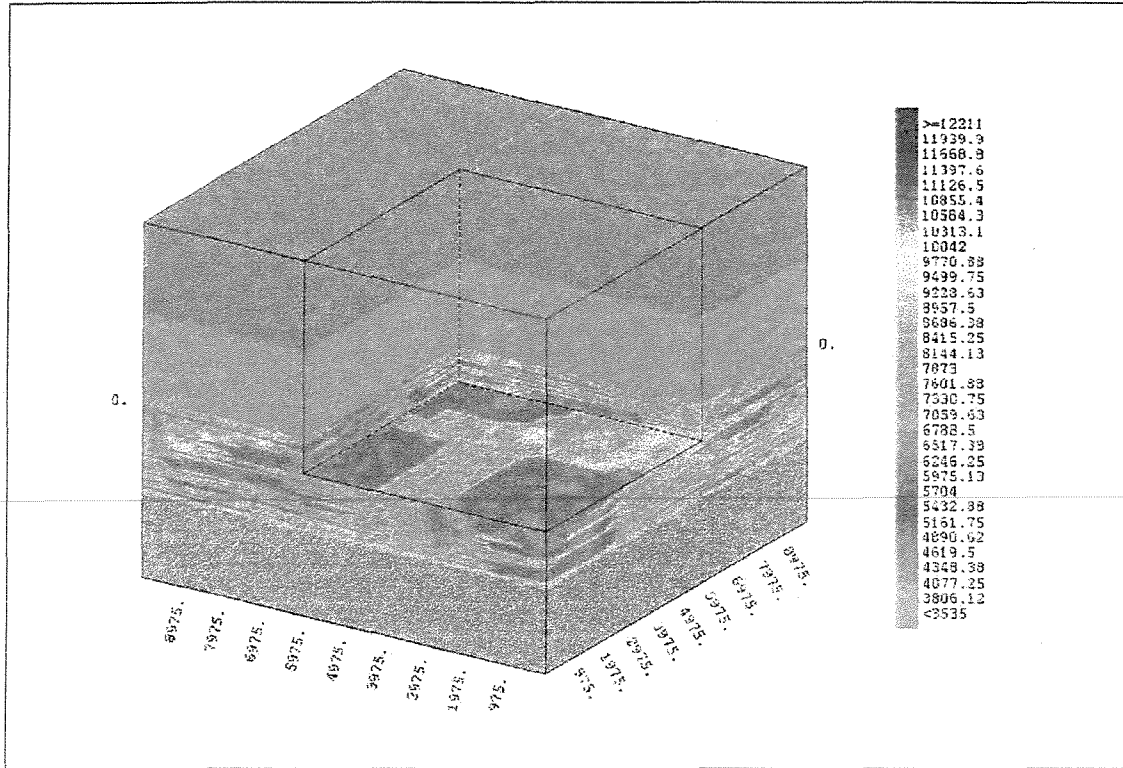


Figura 3.16: Cubo geológico de impedância acústica.

Capítulo 4

Modelagem Sísmica

4.1 – Generalidades

Com respeito a qualquer outro dado do reservatório, o dado sísmico oferece a vantagem de fornecer um discernimento sobre a distribuição lateral dos corpos geológicos. Os levantamentos sísmicos 2-D e 3-D são as mais importantes fontes de informação até o ponto em que a descrição interna do reservatório é necessária. As informações sísmicas são mais relevantes no início da vida do campo, quando as informações vindas de outras áreas do conhecimento são escassas. O conceito ligado à geofísica de reservatório é um conceito novo, porém a confiabilidade dos levantamentos sísmicos tem reduzido bastante o risco associado com a perfuração de poços em campos já em desenvolvimento e a habilidade de se adicionar restrições geofísicas aos modelos estatísticos têm fornecido um mecanismo de integrar os resultados geofísicos na engenharia de reservatório.

Neste capítulo considera-se o modelo convolucional como o método para realizar a modelagem sísmica, cujos dados são posteriormente utilizados no processo de caracterização das heterogeneidades presentes no modelo de referência representativo de reservatórios turbidíticos. Mais especificamente, os dados sísmicos sintéticos serão submetidos aos processos de interpretação e inversão sísmica, a fim de analisar os resultados, buscando identificar regiões onde a inversão sísmica resolve situações não resolvidas pelos métodos de interpretação baseados no dado sísmico em amplitude, situações as quais na maioria das vezes ligadas à problemas de

resolução sísmica vertical. Essa etapa de modelagem sísmica é a última etapa na metodologia proposta nesta dissertação.

Para que se possa entender de maneira progressiva a modelagem sísmica, é apresentada na Seção 4.2 uma revisão sobre os conceitos de geofísica e dos métodos sísmicos e a aplicação desses métodos na caracterização de reservatórios.

Na Seção 4.3, são apresentados os conceitos envolvidos na modelagem sísmica, é apresentado um breve resumo sobre a modelagem através de traçamento de raios (*raytracing*), e uma discussão mais completa sobre o tipo de modelagem aqui utilizado, a modelagem convolucional.

Por fim na Seção 4.4, são apresentados e discutidos os resultados referentes à modelagem sísmica. Como produto final deste capítulo obtém-se o cubo sísmico sintético, que incorpora dados litológicos, petrofísicos e sísmicos, constituindo assim o que pode ser chamado de modelo integrado do reservatório.

4.2 – O método sísmico

De acordo com o *Schlumberger Oil Field Glossary*, a geofísica é o estudo da física da Terra. Esse estudo é baseado no entendimento dos campos elétricos, gravitacionais e magnéticos do planeta, como também da propagação de ondas elásticas (sísmicas), no seu interior. A geofísica tem um papel importante na indústria do petróleo, pois seus dados são usados nas etapas de exploração e desenvolvimento dos campos, além de serem utilizados para realizar previsões, sobre a presença, natureza e tamanho das acumulações de hidrocarbonetos em subsuperfície.

Para a realização desses estudos existe uma grande quantidade de métodos que podem ser utilizados, cada um deles mede um determinado parâmetro que está relacionado a uma determinada propriedade física da Terra. A Tabela 4.1 lista os diferentes métodos geofísicos existentes, os parâmetros por eles medidos e a propriedade da rocha que esta relacionada.

Tabela 4.1: Métodos de exploração geofísica (Modificado de Gadallah, 1994).

Método	Parâmetro Medido	Propriedade física
Sísmica	Tempo de percurso das ondas sísmicas refletidas e refratadas	Módulo elástico e densidade, que determinam a velocidade de propagação das ondas sísmicas
Gravimetria	Variação espacial na intensidade do campo gravitacional da Terra	Densidade
Magnetometria	Variação espacial da intensidade do campo magnético da Terra	Susceptibilidade magnética e ressonância
Resistividade Elétrica	Resistência elétrica da Terra	Condutividade elétrica
Polarização Induzida	Resistência elétrica do terreno no domínio da frequência	Capacitância elétrica
Potencial	Potencial elétrico	Condutividade elétrica
Eletromagnetismo	Resposta da radiação eletromagnética	Condutividade elétrica e indutância

Como pode ser visto na tabela acima, a propriedade física medida por um determinado método determina sua aplicabilidade. Por exemplo, o método magnético (magnetometria), é usado para a determinação de corpos mineralizados. Similarmente os métodos sísmicos e elétricos são sensíveis o suficiente para auxiliar na localização, por exemplo, de lençóis de água em subsuperfície, desde que a rocha saturada possa ser distinguida da rocha seca, por uma velocidade sísmica maior e por uma maior condutividade elétrica. Na maioria das vezes os métodos geofísicos são usados de forma combinada. Por exemplo, para uma prospecção de petróleo são utilizados quase que simultaneamente métodos gravimétricos, magnéticos e sísmicos.

De uma maneira simples o método sísmico de reflexão consiste de uma fonte sísmica , que injeta energia mecânica na superfície, essa energia viaja na forma de ondas sísmicas até onde as propriedades das rochas sofrem alteração, então uma porção dessa energia é refletida e retorna à superfície onde é detectada por sensores denominados geofones quando o levantamento é realizado em terra e hidrofone quando se refere a um levantamento marítimo. A grande vantagem do método sísmico sobre os outros métodos é a resolução horizontal, as medidas sísmicas são realizadas normalmente a cada 25 m ou 50 m ou até em espaçamentos mais próximos.

Os parâmetros medidos pelos dados sísmicos são: (1) o tempo de chegada das ondas sísmicas (evento); (2) a amplitude desses eventos; (3) a característica desses eventos, que fornece informações sobre a estrutura das interfaces refletoras; (4) os padrões dos eventos que fornece informações sobre a estrutura e sobre os ambientes deposicionais. A partir dos parâmetros medidos pelos dados sísmicos o geofísico pode então calcular outros parâmetros importantes (Sheriff, 1992).

As ondas sísmicas são classificadas de acordo com a Figura 4.1, em: (1) ondas compressoriais P, onde o movimento da partícula é no meio ocorre na direção de propagação da onda; (2) ondas S, onde o movimento da partícula é perpendicular à direção de propagação da onda; (3) ondas superficiais Rayleigh que exibem um movimento da partícula retrógrado e elíptico com relação à direção de propagação da onda e (4) ondas Love, onde a partícula se propaga paralela à superfície.

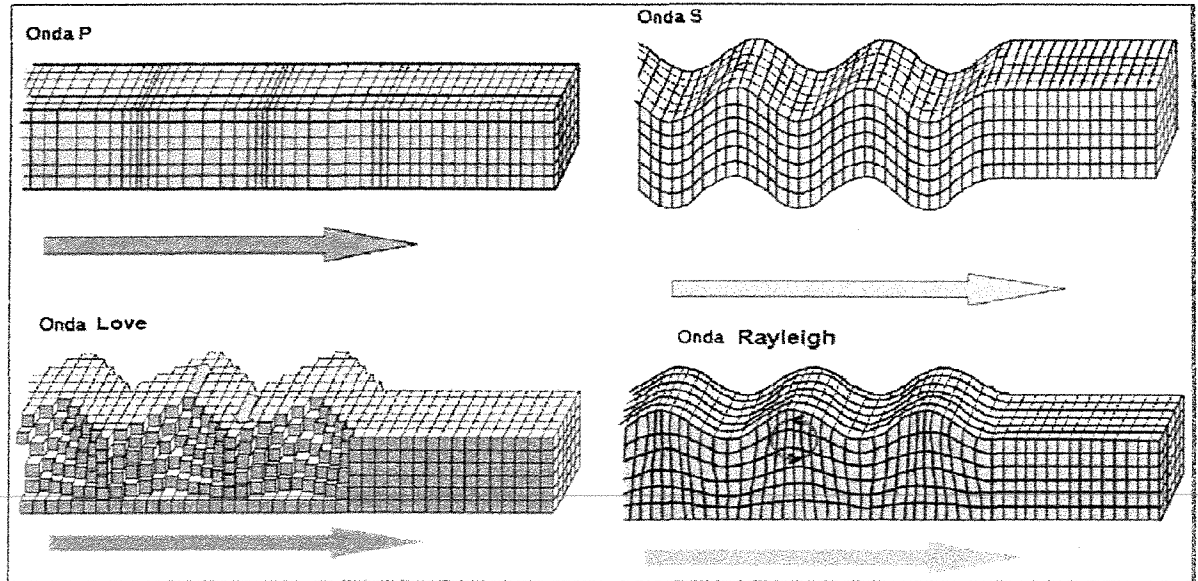


Figura 4.1: Classificação das ondas sísmicas.

As ondas sísmicas viajam através da subsuperfície até que atingem os geofones, onde sua energia mecânica de propagação é convertida em sinal elétrico e o evento é então registrado. As superfícies que sofrem o mesmo deslocamento provocado pelas ondas sísmicas em um determinado tempo são chamadas de frente de onda, as linhas perpendiculares às frentes de onda são chamadas de raios sísmicos, e pode-se fazer a associação que a energia sísmica é transportada ao longo dos raios sísmicos. Da mesma maneira que o som e a luz, as frentes de onda e os raios se curvam quando sua velocidade é alterada de acordo com a Lei de Snell.

Um problema enfrentado pelo método sísmico é que as interfaces refletoras, normalmente são espaçadas de uma distância menor que o comprimento de onda da *wavelet*, resultando assim em sucessivas reflexões sobrepostas. A *wavelet* é originada como um pacote de energia da fonte sísmica, e retorna aos geofones como uma série de eventos distribuídos em tempo e energia. Essa distribuição é uma função das mudanças de velocidade e densidade em subsuperfície e da posição relativa entre fonte e geofone. A forma de uma *wavelet* é produzida pela reflexão de um trem de ondas numa interface que tenha coeficiente de reflexão positivo. De fato a maioria das reflexões é a composição de interferências de um certo número de componentes da reflexão e separar os efeitos das variações nos componentes individuais não é fácil.

Para entender como esse problema afeta a caracterização de reservatórios, é necessário, fazer uma análise, que integra a velocidade de propagação da onda sísmica e o comprimento de onda da frequência dominante. A unidade natural de medida usada para ondas sísmicas é o comprimento de onda, normalmente indicado pelo símbolo λ , que pode ser relacionado com a velocidade de propagação V e com a frequência dominante f , de acordo com a Equação 4.1 (Sheriff, 1992):

$$\lambda = \frac{V}{f} \quad (4.1)$$

Para reservatórios rasos a velocidade é normalmente pequena e a frequência dominante alta, por exemplo, 1800 m/s e 60 Hz, respectivamente, assim o comprimento de onda é da ordem de 30 m. Para reservatórios profundos a velocidade é normalmente maior e a frequência dominante menor, por exemplo, 4500 m/s e 15 Hz respectivamente, assim o comprimento de onda é da ordem de 300 metros. Esses valores médios são importantes, pois através deles pode-se definir se um reservatório é delgado ou espesso, baseado na definição da resolução sísmica.

Portanto a definição do conceito de reservatório delgado envolve o conceito de poder de resolução que de acordo com Widess (1973), é a habilidade de se distinguir entre as propriedades de dois ou mais elementos. Os elementos considerados no caso da sísmica são as interfaces refletoras das camadas que constituem o reservatório. Quando uma camada tem uma espessura suficiente, as reflexões da *wavelet* das duas interfaces são completamente separadas no tempo, e o traço registrado potencialmente tem o máximo de informação possível de cada interface. À medida que a espessura da camada diminui, uma parte da energia registrada torna-se uma composição das reflexões das duas interfaces. Isto é, sucessivamente, armazena-se menos dados de cada reflexão separadamente e mais dados na forma de uma combinação das duas reflexões. Essa tendência continua até que a espessura seja de aproximadamente um oitavo a um quarto do comprimento de onda da frequência dominante do sinal sísmico. Assim para reservatórios rasos a resolução é de aproximadamente 7,5 metros e para reservatórios profundos essa resolução é de 75 metros, de acordo com os valores médios citados anteriormente.

Para essas espessuras e até camadas mais finas a única informação registrada é uma combinação das reflexões provenientes das duas interfaces, portanto não são gravadas informações provenientes de reflexões individuais. Neste ponto diz-se que o poder de resolução foi perdido e esse valor é chamado de limite teórico de resolução. Na prática existe um número de outros fatores envolvidos na determinação do limite de resolução. Por exemplo, na presença de ruídos a *wavelet* pode ser obscurecida forçando que somente camadas espessas possam ser resolvidas. O limite de resolução, portanto, não depende somente da frequência dominante, mas também da razão sinal/ruído. A Figura 4.2 exemplifica a perda da resolução para o exemplo teórico de uma cunha representando um reservatório que possui uma camada afinando, esse efeito é denominado efeito de afinamento (*tunning effect*).

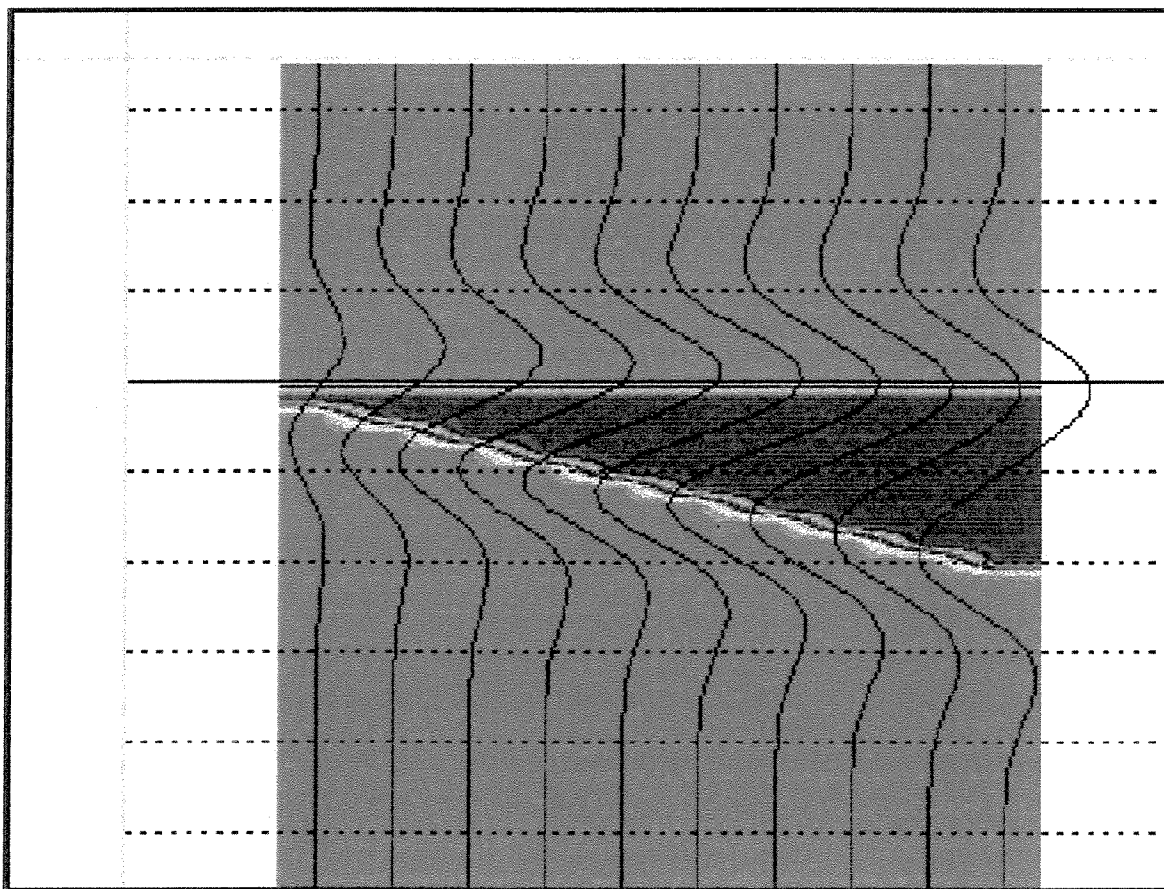


Figura 4.2: Efeito de afinamento e perda de resolução observada no exemplo teórico de uma cunha (Adaptado de Li, 2002).

Com relação à resolução horizontal, a porção areal da interface refletora responsável por contribuir com uma reflexão é a área chamada de Zona de Fresnel, representada na Figura 4.3. A Zona de Fresnel é normalmente maior do que o espaçamento dos traços sísmicos, e é tida como o limite de resolução horizontal em uma seção sísmica, embora, outros fatores, como a razão sinal/ruído, amostragem e os efeitos tridimensionais, entre outros, também afetam como duas feições compreendidas no mesmo horizonte podem se mostrar como feições distintas.

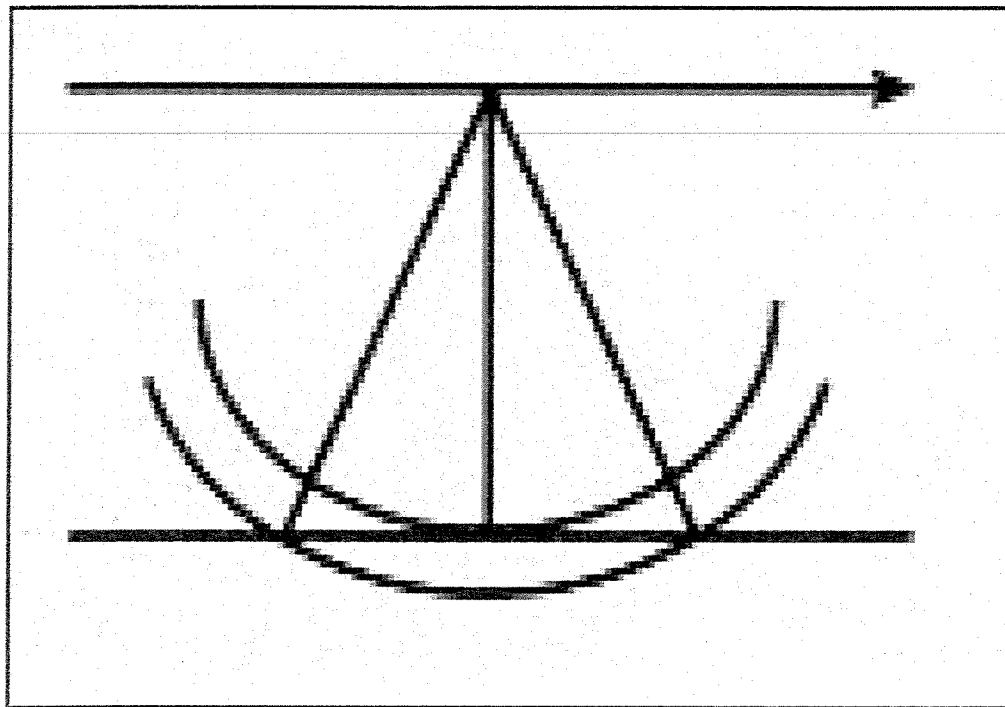


Figura 4.3: Zona de Fresnel em 2 dimensões, responsável pela determinação do limite de resolução horizontal.

A sísmica é uma grande fonte de informações, onde se pode acessar as heterogeneidades de um reservatório. Da sísmica derivam-se imagens que podem atualmente ser consideradas como a mais importante ferramenta para localizar as heterogeneidades de grande escala do reservatório, tanto as de natureza estrutural como as de natureza estratigráfica. Essa técnica é especialmente relevante durante as primeiras fases de desenvolvimento do campo, quando outros tipos de informação, por exemplo, dados de produção, ainda não estão disponíveis.

A aplicação da sísmica na caracterização de reservatórios é relativamente recente, se comparada com o tempo que essas técnicas vem sendo aplicadas para a delimitação da geometria externa de um campo. Contudo desde o início da década de 1990, a disponibilidade de dados melhores com custo menor, bem como com o desenvolvimento de tecnologias inovadoras tem gerado um novo interesse nesse assunto. Atualmente inúmeras técnicas sísmicas são rotineiramente usadas em estudos de caracterização.

Os dados sísmicos usados na definição da geometria interna dos reservatórios podem ser classificados em 3 tipos de acordo com a localização da fonte e do receptor, são eles: (1) geofísica de superfície; (2) geofísica de poço e (3) geofísica entre poços. De acordo com os objetivos deste trabalho e com a metodologia da modelagem convolucional a geofísica de superfície é o tipo representado pelos dados sísmicos aqui utilizados.

A geofísica de superfície pode ser usada para investigar o grau de heterogeneidade interna de um reservatório desde que dados sísmicos de qualidade estejam disponíveis. Em particular os dados sísmicos podem ser usados para identificar e localizar feições estratigráficas e estruturais que podem gerar compartimentos internos no reservatório, no entanto os dados sísmicos de superfície não fornecem informações sobre, a capacidade selante dessas heterogeneidades.

Desta forma os dados sísmicos auxiliam na construção de modelos mais realísticos que podem então ser utilizados pelos engenheiros de petróleo nos processos de previsão de comportamento de um campo e na tomada de decisões. Esses modelos que tentam representar as heterogeneidades de reservatórios, são construídos por meio de técnicas de modelagem sísmica.

4.3 – Modelagem sísmica

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.

O estudo sísmico muitas vezes é dividido em dois tipos: (a) modelagem direta e (b) a inversão. A modelagem direta consiste em computar os efeitos de uma perturbação mecânica no modelo e a inversão consiste em calcular um possível modelo a partir de observações dos efeitos. A inversão inclui um inteiro processo de interpretação e envolve uma certa incerteza e ambigüidade. Geralmente quando se fala em modelagem sem a adição de nenhum adjetivo está se falando de modelagem direta. 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.

Na modelagem, os valores esperados são calculados a partir de equações matemáticas que representam o fenômeno físico sobre modelo e comparados com medidas sísmicas reais, quando possível. A modelagem normalmente é interativa, isto é, a cada etapa realizada, o modelo é alterado num esforço para computar os erros associados, até que os erros sejam reduzidos a valores aceitáveis. Uma concordância adequada, contudo não prova que o modelo corresponde à subsuperfície, pois um outro modelo diferente pode também fornecer concordâncias adequadas.

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.

O tipo mais comum de modelagem usado é a feita por meio de modelos computacionais. Muitos algoritmos são usados para realizar essa modelagem computacional, os mais comuns são dois: (a) traçando raios através dos modelos onde a passagem dos raios esteja de acordo com a lei de Snell e (b) a convolução de uma *wavelet* com uma série de coeficientes de reflexão.

4.3.1 – Modelagem por traçamento de raios (*raytracing*)

A técnica *raytracing* reduz o risco na exploração sísmica, pois fornece medidas quantitativas que auxiliam no planejamento de um levantamento sísmico, assim modelos geológicos tridimensionais obtidos por essa técnica de modelagem são aceitáveis e confiáveis e podem ser usados no processo de caracterização de reservatórios.

O modelo pode ser definido por uma série de superfícies que representam as interfaces que se deseja caracterizar. Sendo que essas interfaces podem apresentar altos graus de complexidade.

A técnica de traçamento de raios é realizada para cada par fonte/receptor e para cada refletor de maneira independente. Cada raio coleta uma série de atributos, entre eles: tempo de chegada, coordenada do ponto de reflexão, ângulo de incidência e amplitude. Em adição a isso, sismogramas sintéticos podem ser gerados através da convolução de uma wavelet com as informações de tempo e amplitude.

A modelagem através da técnica de traçamento de raios é realizada normalmente quando se deseja estudar regiões onde a velocidade varia de maneira complexa, vale ressaltar que a técnica de traçamento de raios obedece à lei de Snell a cada mudança de velocidade. Essa técnica é utilizada para se desenvolver um entendimento de como uma seção sísmica reproduz uma porção em subsuperfície, onde existem complicações na variação da velocidade (Sheriff, 1995).

A modelagem via traçamento de raios é então usada para se observar como as medidas de velocidade são distorcidas devido aos mais diversos efeitos. A Figura 4.4, mostra um exemplo retirado da literatura onde é realizada uma modelagem via traçamento de raios.

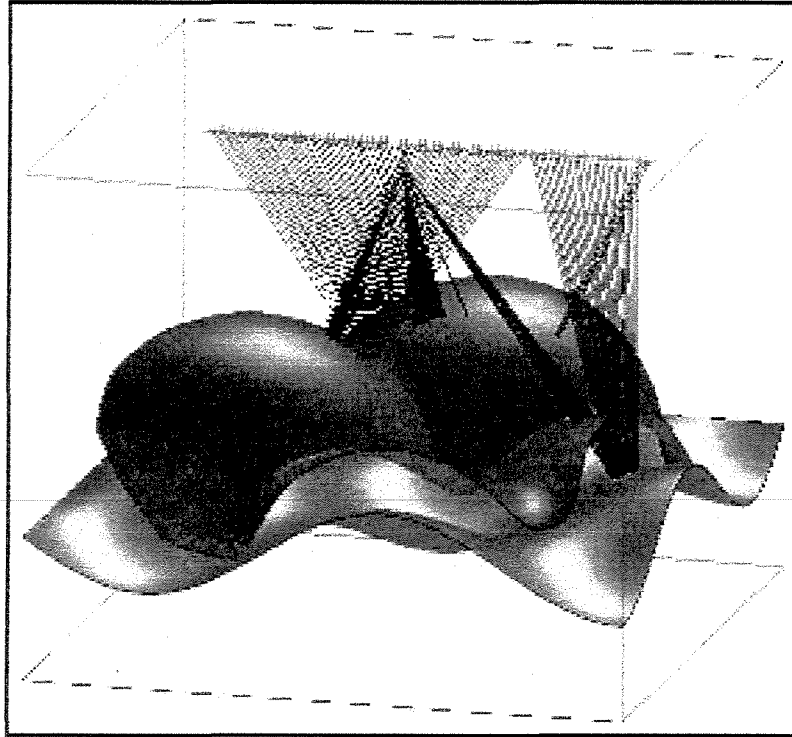


Figura 4.4: Modelagem realizada via traçamento de raios (Modificado de Sheriff, 1995).

4.3.2 – Modelagem Convolutional

Por meio de experimentos práticos observa-se que a subsuperfície da Terra age linearmente com respeito às ondas sísmicas e como conseqüência o princípio da superposição das ondas pode ser aplicado, ou seja, cada onda refletida causa seu próprio efeito no receptor independente do efeito de outras ondas nesse mesmo receptor. A resposta então é a superposição linear dos efeitos de todas as ondas no receptor. Uma função matemática que traduz esse efeito é a convolução. Sendo assim no modelo convolutional o traço sísmico é a convolução da *wavelet* característica do sinal sísmico com o coeficiente de reflexão, mais a adição de um ruído. Este conceito do modelo convolutional de um sinal sísmico é a chave de qualquer modelagem computacional do tipo convolutional.

Como resultado dessa modelagem obtém-se um sismograma sintético, que é usado principalmente para identificar a reflexão de eventos nas interfaces em subsuperfície, servindo então, para estudar como contrastes geológicos se apresentam e são registrados numa seção

sísmica. O sismograma sintético serve também para acessar a possibilidade da identificação de algumas feições específicas, como regiões em que ocorre o efeito de afinamento das camadas. Sua aplicabilidade depende de quão realístico é o modelo geológico. Os valores da refletividade são computados normalmente baseados em dados de poços.

Os dados sintéticos no caso dessa dissertação, assumem uma passagem vertical do raio sísmico onde somente as reflexões primárias são de interesse e as variações de densidade e velocidade que são tratadas na modelagem via traçamento de raios, aqui é desprezada. Isso é considerado pelo fato da dimensão vertical da região do reservatório, aqui modelado ser muito pequena em relação à dimensão horizontal. Desse modo pode-se assumir que os raios sísmicos não sofrem variação ao atravessar a região do reservatório.

De acordo com Russel (1991), a expressão matemática para a convolução da refletividade com a wavelet, mais a adição de um ruído é dada pela Equação 4.2:

$$S(t) = w(t) \otimes r(t) + n(t), \quad (4.2)$$

onde $s(t)$ é o traço sísmico, $w(t)$ é a *wavelet*, $r(t)$ é a refletividade e $n(t)$ é o ruído. O símbolo \otimes nesse caso representa a operação de convolução.

Uma hipótese mais simples é considerar que a componente do ruído é nula, assim o traço sísmico simplesmente é a convolução da wavelet com a refletividade, segundo Russel, 1991:

$$s(t) = w(t) \otimes r(t) \quad (4.3)$$

Se for considerado que a refletividade consiste de um coeficiente de reflexão em cada amostragem temporal, e a wavelet é uma função suavizadora no tempo, a convolução pode ser imaginada como trocar cada coeficiente de reflexão com uma versão escalonada da wavelet e somar os resultados. O resultado desse processo pode ser ilustrado na Figura 4.5. É importante notar que a convolução com a wavelet “suja” os coeficientes de reflexão, ou seja, existe uma

perda de resolução, que como já foi visto é um dos grandes problemas enfrentados pela sismica no que diz respeito à caracterização de reservatórios.

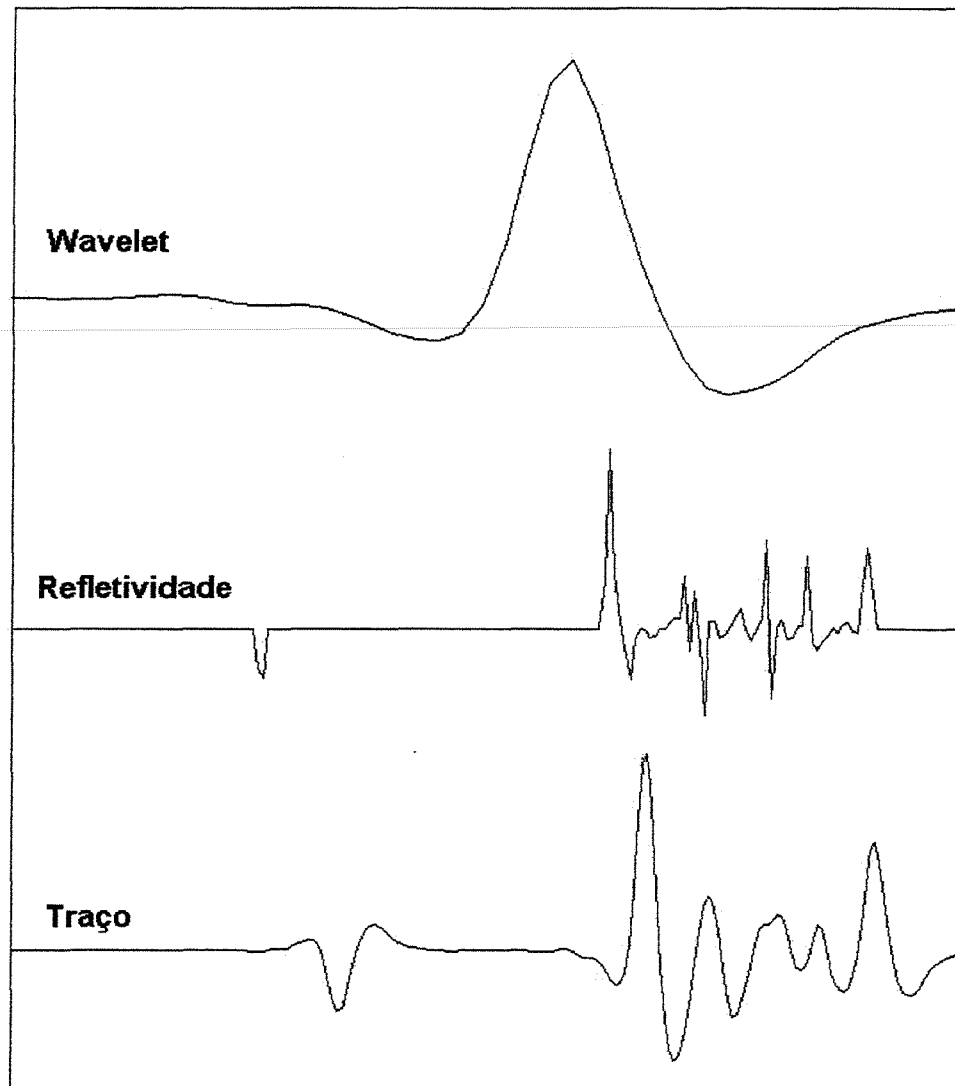


Figura 4.5: Convolução de uma wavelet com uma refletividade resultando então num sinal sísmico.

Segundo Russel (1991), a série de coeficientes de reflexão, ou a refletividade é o conceito físico fundamental tanto no método sísmico como no processo de modelagem sísmica sintética. Basicamente, cada coeficiente de reflexão pode ser pensado como a resposta do sinal sísmico para uma mudança na impedância acústica dentro da terra, onde a impedância acústica é definida

como o produto entre a velocidade e a densidade do meio. Matematicamente, converter de impedância acústica para refletividade envolve dividir a diferença na impedância acústica pela soma das impedâncias. A equação seguinte, fornece então o coeficiente de reflexão da interface entre dos meios:

$$r_i = \frac{\rho_{i+1} \cdot V_{i+1} - \rho_i \cdot V_i}{\rho_{i+1} \cdot V_{i+1} + \rho_i \cdot V_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (4.4)$$

onde r é o coeficiente de reflexão, ρ é a densidade do meio, V é a velocidade compressional, Z é a impedância acústica e a camada i é superior à camada $i+1$.

4.4 – Apresentação e análise dos resultados

Todos os modelos gerados nesse trabalho, o litológico, e o geológico, estão no domínio da profundidade. Entretanto para que se possa realizar a modelagem sísmica sintética através do modelo convolucional, de acordo com a Equação 4.2, onde todos os membros estão no domínio do tempo, a primeira providência que se deve tomar é converter da profundidade para o tempo o modelo geológico onde será calculada a série de coeficientes de reflexão. A Figura 4.6 mostra uma seção geológica do modelo gerado nessa dissertação, juntamente com o perfil sônico e com o perfil de densidade característico. Essa pode ser considerada a primeira etapa no processo de modelagem, ou seja a extração dos perfis das propriedades geológicas do modelo gerado.

A etapa seguinte no processo de modelagem sísmica sintética é a extração também do perfil de impedância acústica e do cálculo dos coeficientes de reflexão, e a sua respectiva conversão para o domínio do tempo. Como já foi visto no início desse capítulo e no anterior pode-se gerar o perfil de impedância a partir da multiplicação dos perfis sônicos e densidade. Assim então se pode calcular a refletividade a partir da Equação 4.4. A Figura 4.7 representa a mesma seção geológica da Figura 4.6, juntamente com o perfil de impedância acústica em profundidade, os coeficientes de reflexão em profundidade e os mesmos convertidos para o domínio do tempo.

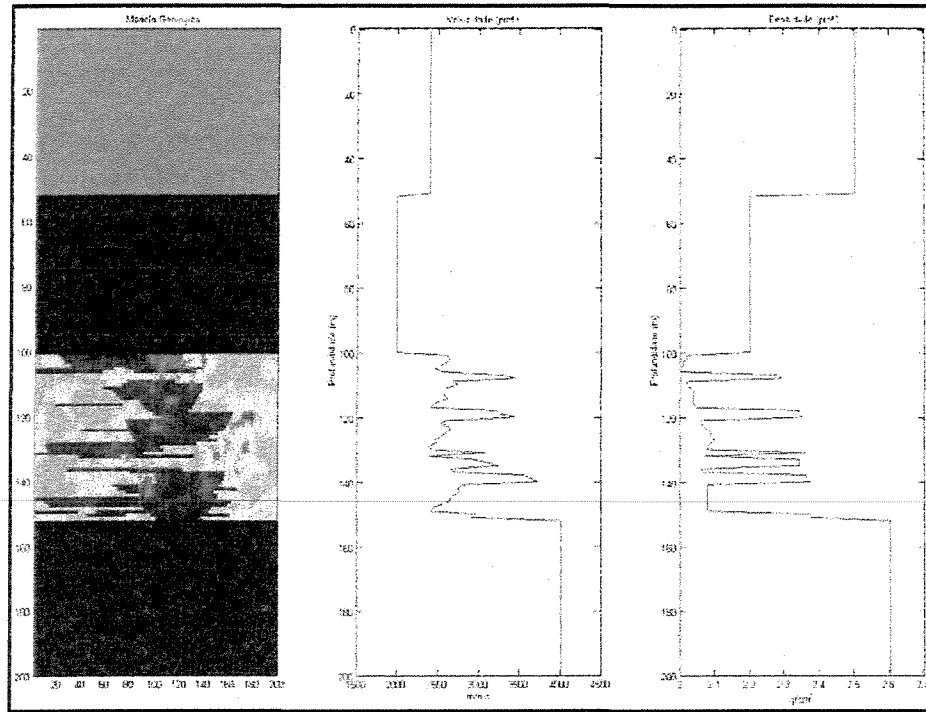


Figura 4.6: Seção geológica, perfil de velocidade e de densidade no domínio da profundidade.

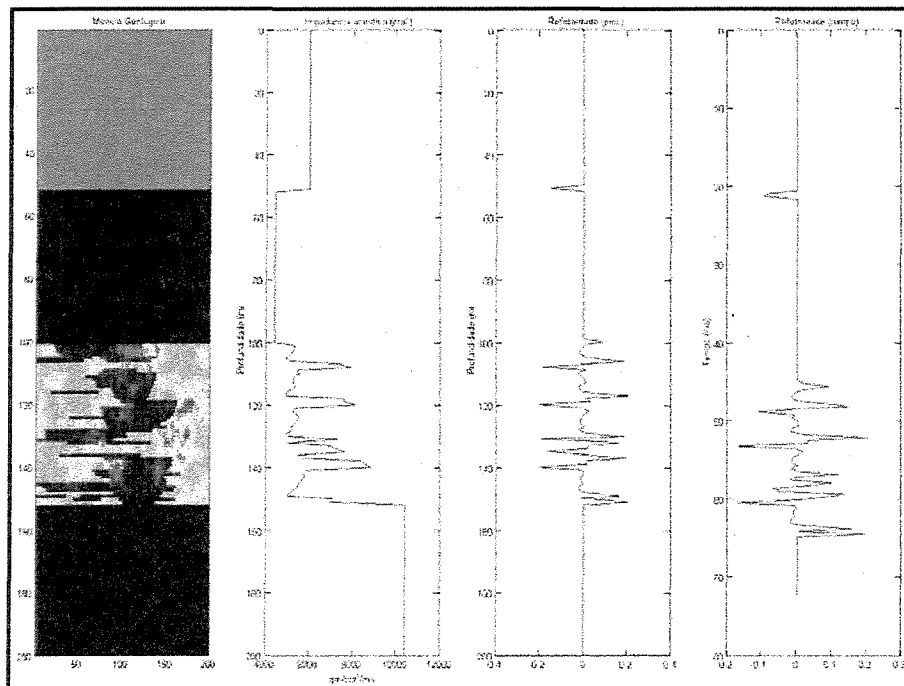


Figura 4.7: Seção geológica, perfil de impedância acústica e coeficientes de reflexão em profundidade e em tempo.

Dessa maneira a primeira parte da equação 4.2 está calculada, ou seja, obteve-se a série de coeficientes de reflexão necessária para a geração do traço sísmico. Passa-se então para o segundo termo da equação que é de grande interesse no processo de modelagem sísmica este termo refere-se a wavelet. A wavelet, segundo Yilmaz (1988), é considerada um sinal transiente, ou seja, com uma duração finita. Tem um tempo de início e um tempo de fim e a sua energia está concentrada nesse intervalo de tempo. De acordo com Sheriff (1995), qualquer intérprete sísmico gostaria de ter seções sísmicas que mostrassem simples relações para as interfaces da Terra e com o máximo de detalhamento possível, ou seja, máxima resolução, isto é, seções onde os contatos entre as camadas fossem imageados severamente e que essas camadas se apresentassem nas suas posições corretas sem nenhum problema de ruído para atrapalhar a interpretação. Para que se possa acessar eventos de maneira precisa é necessário possuir um espectro amplo e que possua as altas frequências contempladas de maneira boa. Para mostrar as interfaces nas posições corretas processamento complexo do dado sísmico é necessário, bem como, o conhecimento da forma da onda que está no sinal. Para mostrar os contrastes entre as interfaces de maneira clara, os valores relacionados à amplitude precisam ser preservados.

Se pensarmos na wavelet sísmica como resultado da sobreposição de muitas ondas harmônicas de diferente frequência e amplitude, pode-se ver que ondas com a forma de co-seno com fase zero terão máxima interferência construtiva no $t = 0$, produzindo então as máximas amplitudes possíveis. Em certos valores de t , as ondas também se superpõem, porém fornecendo menores picos de amplitude. Frequências mais altas no intervalo são necessárias para que se produza um pico mais proeminente. Então a forma de onda desejada é mais bem acessada com wavelets estreitas e de preferência de fase zero, com lóbulos laterais mínimos que interferiam pouco com os eventos sísmicos.

A grande parte dos mecanismos naturais que afetam diretamente a wavelet são de fase mínima ou próxima dela. Uma wavelet de fase mínima é igual a zero para tempos negativos e tem a sua energia concentrada na parte inicial do sinal. Wavelets reais, ou seja, aquelas resultantes do processo de aquisição sísmica são também nulas para tempos negativos e o primeiro pico que é detectado sempre está deslocado do centro da wavelet, como consequência desse fenômeno o *picking* dos tempos de chegada das ondas são sempre atrasados. Além do mais,

à medida que os tempos de chegada dos eventos sísmicos aumentam, o aumento das atenuações que as altas frequências causam no espectro desviam para as frequências mais baixas, assim as wavelets são construídas mais vagarosamente, e a diferença entre o centro da reflexão sísmica com a sua detecção também aumenta. Correções que compensem essa diferença dificilmente são acessadas. A wavelet que faz parte do sinal sísmico acessada após o processamento é algumas vezes aproximadamente de fase mínima, mas quase sempre possui um espectro de fase constante.

A Figura 4.8, mostra a wavelet utilizada neste trabalho.

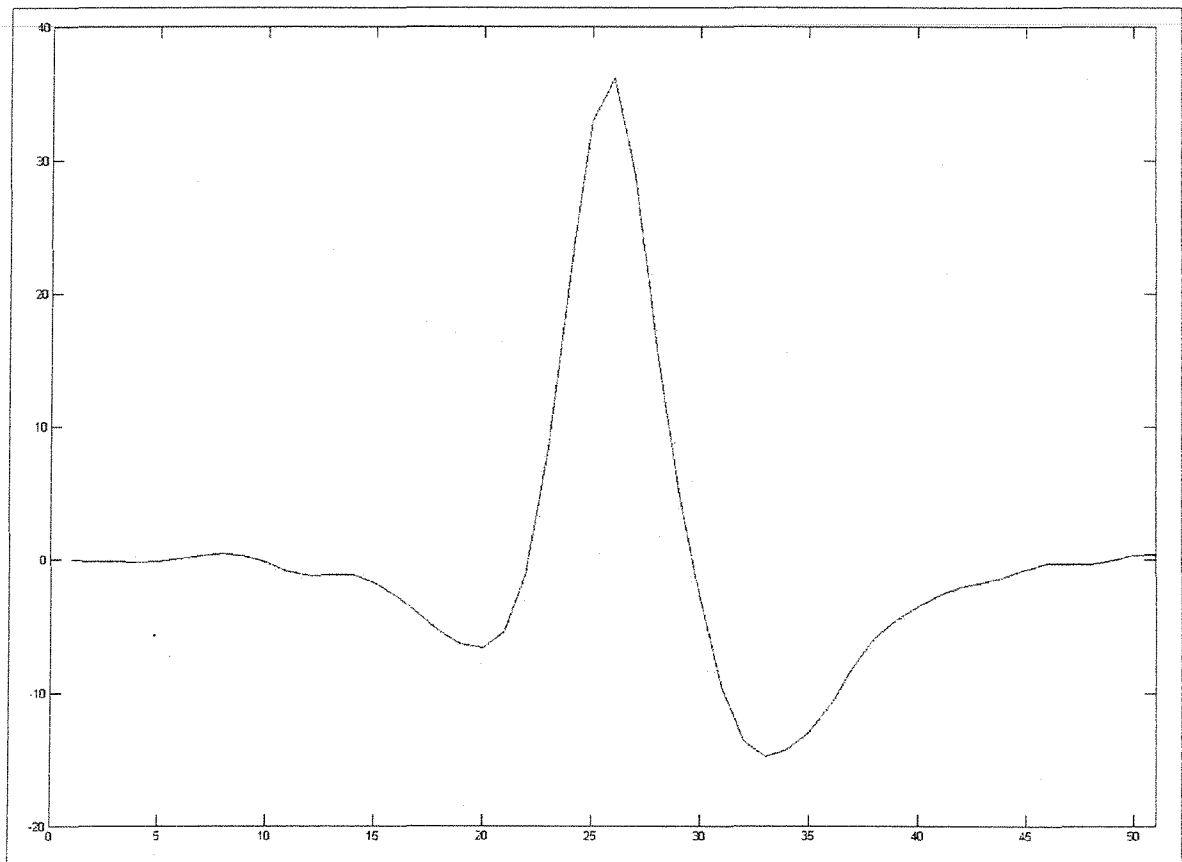


Figura 4.8: Wavelet utilizada na modelagem sísmica.

A figura 4.9 mostra além da wavelet seu espectro de fase e de amplitude.

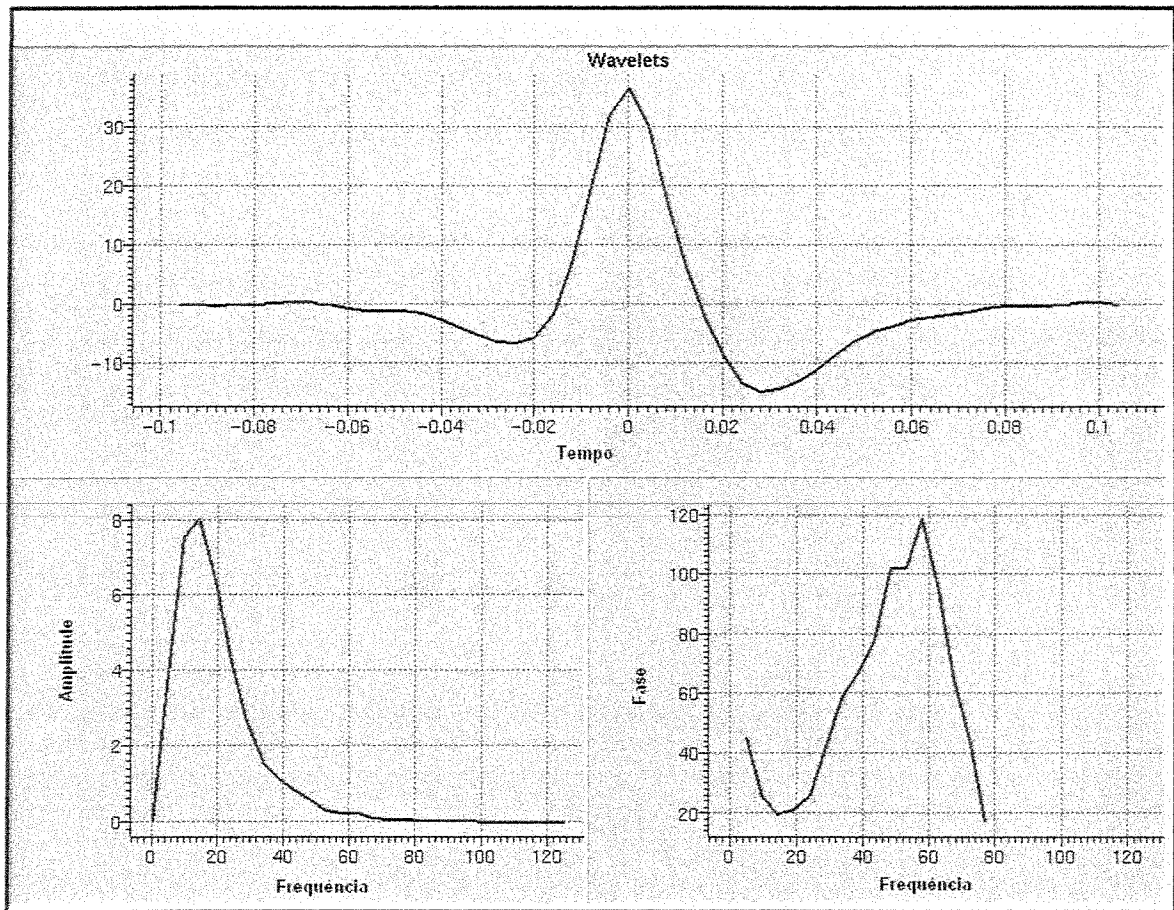


Figura 4.9: Wavelet juntamente com seus espectros de amplitude e fase.

Analisando a Figura 4.9 o que se pode concluir a partir do espectro de fase é que a wavelet utilizada é praticamente de fase zero. E a partir do espectro de amplitude pode-se calcular a resolução sísmica, ou seja, utilizando essa wavelet na geração do modelo sísmico, qual será a sua resolução. Para o cálculo da resolução utilizam-se as seguintes equações:

$$V = \lambda \cdot f \quad (4.5)$$

e

$$RS = \frac{\lambda}{4} \quad (4.6)$$

A Equação 4.5 deriva da teoria da ondulatória, onde V é a velocidade de propagação da onda no meio, λ é o comprimento de onda e f é a frequência dominante do sinal. De acordo com a Figura 4.6 pode-se assumir que a velocidade média para a região do reservatório é de 3000 m/s. A frequência dominante é obtida a partir do espectro de amplitude da Figura 4.9, assim a frequência dominante assumida para essa wavelet é de aproximadamente 25 Hz. Portanto através da equação 4.4 pode-se descobrir o comprimento de onda relativo a essa wavelet:

$$V = \lambda \cdot f$$

$$\lambda = \frac{V}{f} \rightarrow \lambda = \frac{3000}{25} \rightarrow \lambda = 120 \text{ m}$$

A Equação 4.6 é derivada de Widess (1973), onde, como já foi visto, é estudado o problema da resolução sísmica vertical, sendo que após testes realizados com duas diferentes wavelets o autor chegou a uma relação entre a resolução sísmica e o comprimento de onda da ordem entre $\lambda/8$ e $\lambda/4$. Anos mais tardes esses resultados foram revistos e é adotado atualmente em qualquer trabalho relativo à resolução sísmica o valor de $\lambda/4$, como sendo a menor distância que se consegue enxergar com dados de reflexão entre dois refletores. Portanto para essa pesquisa a resolução sísmica pode ser calculada como se segue:

$$RS = \frac{\lambda}{4} \rightarrow RS = \frac{120}{4} \rightarrow RS = 30 \text{ m}$$

Portanto feições menores que 30 metros estão abaixo da resolução sísmica e não serão resolvidas com dados de reflexão.

Assim sendo, com os valores dos coeficientes de refletividade e com a wavelet gerou-se então o dado sísmico sintético representativo do modelo geológico de referência. A Figura 4.10, apresenta um quadro resumo das operações realizadas para a geração do traço sísmico sintético.

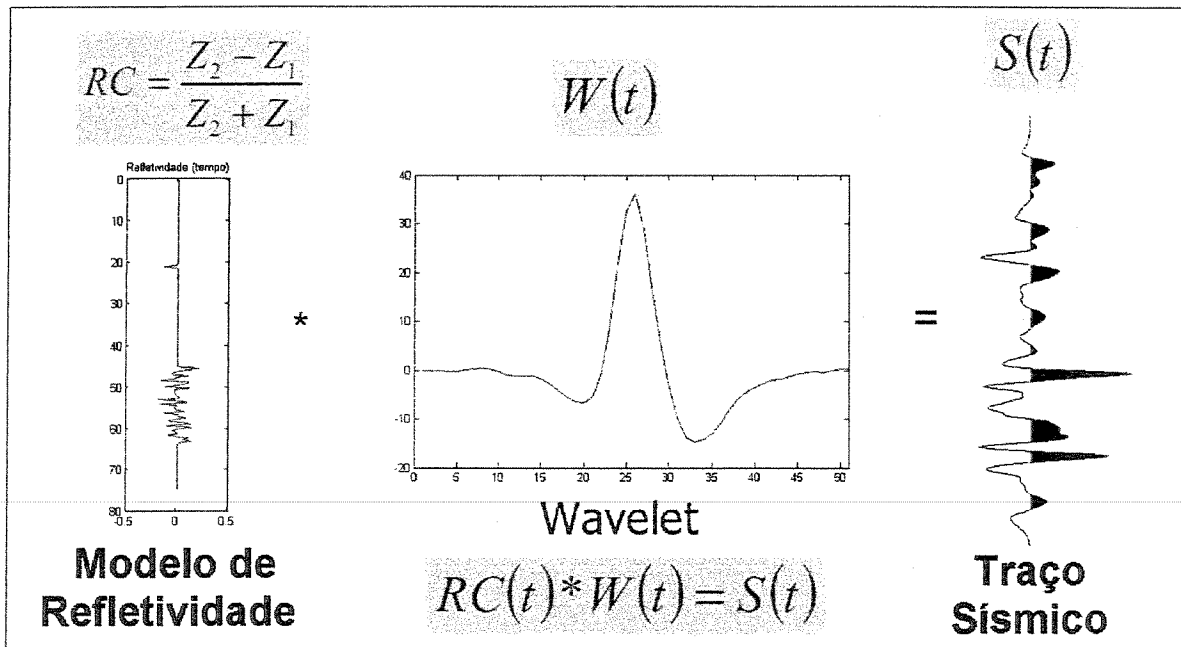


Figura 4.10: Quadro ilustrando a geração do traço sísmico sintético.

O último membro da Equação 4.2 que falta ser discutido é o que se refere ao ruído sísmico, que está contido em todos os sinais sísmicos. Até aqui o que se tem mostrado é o caso ideal, ou seja, o traço sísmico é resultado somente da convolução entre a wavelet e os coeficientes de reflexão. Porém nos casos reais muitos dos picos obtidos no sinal sísmico não estão relacionados a reflexões de camadas da terra, mas sim a ruídos. Segundo, Russel, 1991, os ruídos sísmicos podem ser agrupados em duas categorias.

Os ruídos aleatórios, que não possuem uma correlação de traço para traço e são relacionados principalmente a fatores do ambiente onde foi realizada a aquisição sísmica, e os ruídos coerentes, que são previsíveis nos traços sísmicos porém são indesejados. As reflexões múltiplas, ou seja, eventos sísmicos que geram várias reflexões, são as maiores fontes de ruído coerente. As múltiplas podem ser causadas por exemplo por reflexões do assoalho oceânico, no que diz respeito à sísmica marinha e por algumas camadas intransponíveis pelo sinal sísmico no que diz respeito à sísmica terrestre. As múltiplas não são um tipo de ruído aditivo portanto o empilhamento dos traços sísmicos não remove seu efeito, para que esse efeito seja removido é necessário realizar uma modelagem do dado.

Como exemplo, a Figura 4.11a e b mostram a comparação entre um traço sísmico sem ruído e um com ruído aleatório.

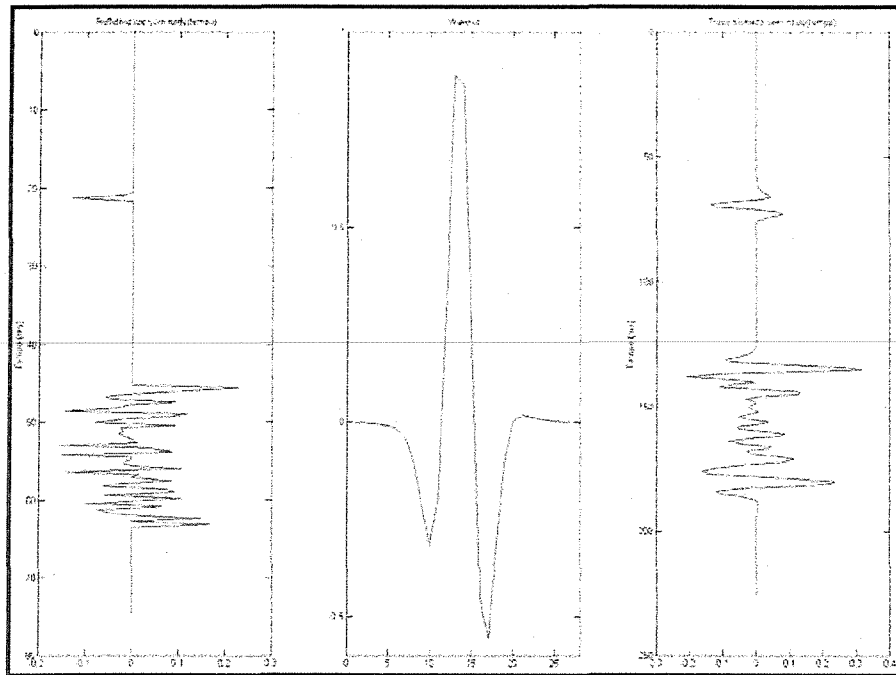


Figura 4.11a: Traço sísmico sem ruído.

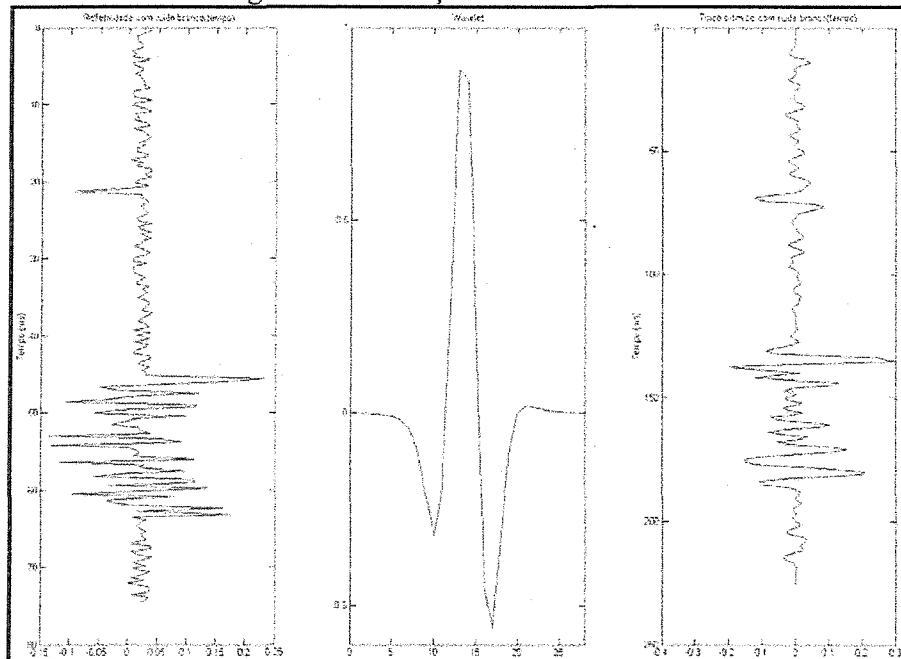


Figura 4.11b: Traço sísmico com ruído aleatório.

Na Figura 4.12a e b, pode-se observar a comparação entre as seções sísmicas sem ruído e com ruído aleatório.

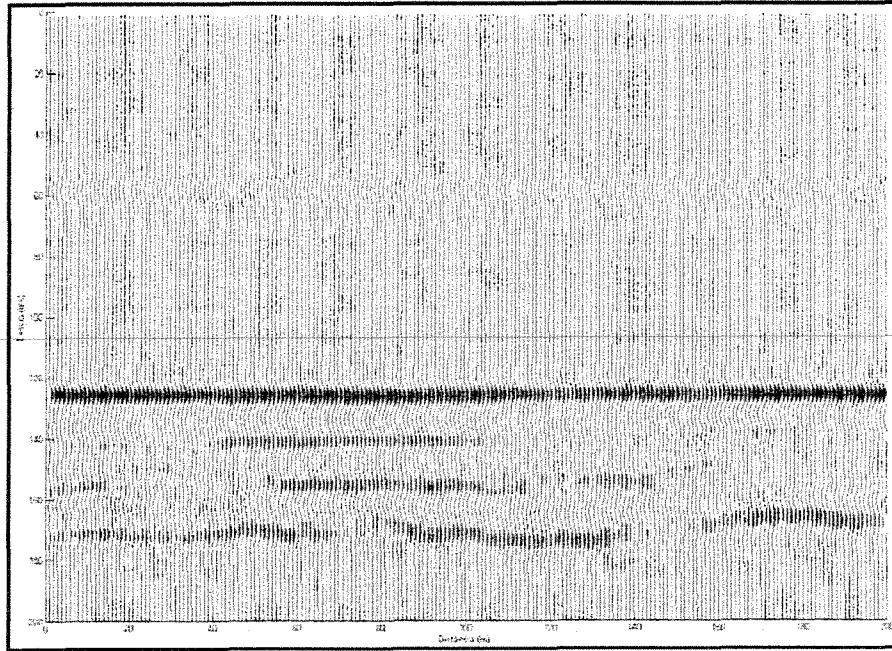


Figura 4.12a: Seção sísmica sem ruído.

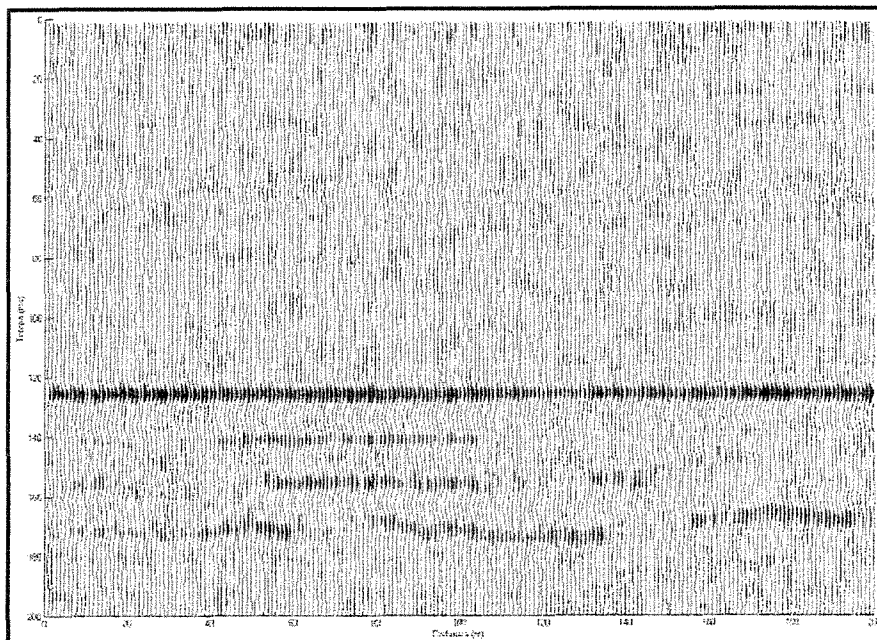


Figura 4.12b: Seção sísmica com ruído aleatório.

Para a continuação dos trabalhos e como objetivo desta dissertação se faz necessária a geração de um cubo sísmico, ou seja a coleção de todos os traços gerados em 3 dimensões. Para isso optou-se pela geração do cubo sísmico sem ruído para de certo modo facilitar o processo de interpretação e mesmo porque o objetivo não é testar os tipos de ruído e seus efeitos na interpretação sísmica. Essa etapa é proposta para ser realizada numa continuação dessa pesquisa. A Figura 4.13 apresenta então o cubo sísmico resultante da modelagem sísmica sintética onde serão realizadas as interpretações posteriores, que possui as seguintes características: 200 linhas cada uma com 200 cdps, com separação entre as linhas de 50 metros.

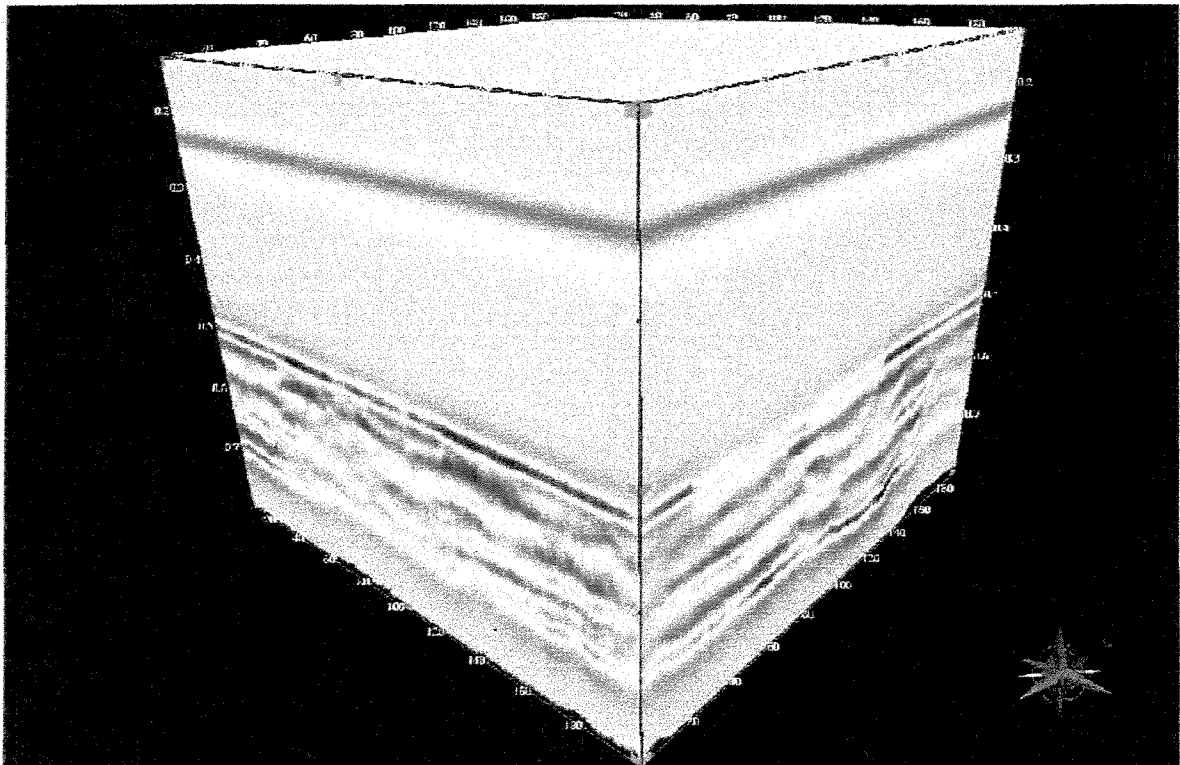


Figura 4.13: Cubo sísmico sintético.

Com a obtenção do cubo sísmico sintético da Figura 4.13, encerra-se a metodologia proposta para a criação de um modelo integrado do reservatório. Dessa maneira, a partir de um modelo conceitual de reservatórios turbidíticos, foram gerados objetos que reproduzissem as heterogeneidades necessárias e após a modelagem petrofísica tem-se um banco de dados sísmicos, onde se podem realizar os processos de interpretação e inversão sísmica.

Capítulo 5

Interpretação e inversão sísmica

5.1 - Generalidades

Interpretação como usada neste capítulo envolve a determinação do significado geológico do dado sísmico. A interpretação sísmica, algumas vezes também envolve a localização de refletores que possuam um significado geológico importante, como topo e base de reservatórios e indicadores da presença de hidrocarbonetos na rocha. Essa caracterização do reservatório, do ponto de vista da sísmica, tem sido feita usando os dados de amplitude sísmica, esses dados são usados na detecção de anomalias que podem vir a indicar a presença de óleo nas rochas.

A amplitude sísmica e seus atributos, por sua vez, caracterizam as propriedades da interface refletora e não a propriedade das rochas. Devido a isso, como é de interesse acessar as propriedades diretas da rocha, o dado sísmico sofre um processo de inversão e é transformado de amplitude sísmica para impedância acústica. Existem vantagens na utilização do dado em impedância acústica, entre elas, pode-se destacar: o fato desse tipo de dado ser diretamente relacionado com as propriedades da rocha; ser válido para toda a seção sísmica e não somente em regiões em que são detectadas anomalias; auxiliar geólogos e engenheiros que não estão acostumados a pensar em termos de refletores, mas sim em termos de propriedade de rocha, entre outros.

Neste capítulo é mostrada uma aplicação do modelo integrado desenvolvido nos capítulos anteriores, que consiste na interpretação e inversão do dado sísmico sintético. A Seção 5.2, apresenta uma introdução sobre a interpretação sísmica 3-D, suas relações com a geologia e sua aplicabilidade no processo de caracterização de reservatórios.

Na Seção 5.3 discute-se a teoria envolvida no processo de inversão sísmica. São apresentados os dois algoritmos utilizados nesta dissertação, a inversão recursiva e a inversão sparse-spike. Por fim, na Seção 5.4, são mostrados os resultados relativos aos processos de interpretação e inversão sísmica.

5.2 – Interpretação Sísmica

A interpretação sísmica envolve construir um modelo geológico simples, porém plausível que é compatível com os dados sísmicos registrados. Esse modelo não é único e uma interpretação sísmica envolve uma seqüência de escolhas. Um trabalho de interpretação também nunca é completo, ou seja, à medida que novos dados tornam-se disponíveis, como por exemplo, o resultado de poços perfurados, a interpretação pode ser revista e modificada.

Para a realização da interpretação sísmica, devem ser feitas as seguintes suposições: (1) os eventos coerentes vistos no registro sísmico ou em seções processadas são reflexões provenientes de contrastes de impedância acústica em subsuperfície; (2) esses contrastes de impedância são associados com camadas que representam a estrutura geológica. Desta maneira, quando se mapeia o tempo de chegada dos eventos coerentes relacionados com a estrutura geológica, obtém-se um mapa da estrutura geológica em subsuperfície. Num trabalho de interpretação sísmica, assume-se também que: (3) os detalhes sísmicos, como a forma da onda e amplitude são relacionados aos detalhes geológicos, como a estratigrafia e a natureza dos fluidos (Sheriff, 1995).

A partir do momento em que as suposições são assumidas e conhecidas para a realização da interpretação, sísmica, a primeira etapa deste trabalho é coletar e examinar os dados que serão

interpretados. O intérprete reúne os dados que são relevantes na interpretação, incluindo informações geológicas e dados de poços. Entre os dados sísmicos, os mais importantes são as seções sísmicas, os mapas base com a localização dos poços e outras informações provenientes da aquisição ou do processamento. Algumas vezes, a interpretação é realizada ao mesmo tempo em que, as etapas de aquisição e processamento, assim o intérprete recebe dados adicionais enquanto realiza a interpretação e pode retornar conclusões preliminares que podem auxiliar ou alterar os procedimentos realizados pelas equipes de aquisição e processamento, dessa maneira pontos que não estão claros na interpretação podem ser resolvidos.

Após a reunião de todos os dados e informações disponíveis, o intérprete faz uma avaliação dos dados sísmicos. Essa avaliação prévia dos dados tem o objetivo de se ter uma visão geral tanto estrutural como estratigráfica do ambiente em que se vai trabalhar. Pode-se também através dessa primeira avaliação identificar claros problemas relativos à localização das seções, ou problemas relacionados com as etapas de aquisição e processamento. Variações observadas na qualidade dos dados podem ser identificadas o que fornece ao intérprete uma idéia da dificuldade relativa da interpretação em diferentes áreas. Neste primeiro exame dos dados é possível identificar o conjunto inicial de horizontes a serem interpretados e a maneira que ser á conduzida a interpretação.

Com os dados já reunidos e examinados, o intérprete pode proceder com a interpretação propriamente dita. Existem duas abordagens que podem ser seguidas num trabalho de interpretação sísmica. A primeira é realizar uma interpretação parcial, buscando um objetivo específico e a segunda é a realização de uma interpretação completa dos dados.

Algumas vezes somente alguns refletores são considerados de interesse devido ao fato de se saber a priori que o reservatório, ou o alvo do estudo se localiza numa determinada parte da seção. Esse tipo de abordagem é normalmente usado em regiões que já existem poços perfurados. Com os dados obtidos das perfilagens dos poços, pode-se identificar regiões de interesse e relacionar essas feições observadas em perfil com as seções sísmicas. Essa relação pode ser feita ou através de sismogramas sintéticos, ou através de dados de velocidade onde se relaciona a velocidade medida no poço com o tempo de chegada dos eventos nas seções sísmicas.

No outro tipo de abordagem, é realizada uma interpretação completa dos dados sísmicos. O intérprete normalmente inicia o trabalho interpretando as feições mais óbvias, ou seja, as reflexões mais fortes ou aquelas que possuam características mais notáveis e que podem ser identificadas em toda a seção. Nesse tipo de abordagem o trabalho de interpretação é mais demorado, porém apresenta um resultado mais completo. Nesta dissertação é realizada a interpretação completa dos dados sísmicos.

Além de ser caracterizada por esses dois tipos de abordagem, a interpretação sísmica pode ser dividida em dois grandes grupos, segundo os aspectos do reservatório que precisam ser solucionados. O primeiro grupo de interpretações pode estar relacionado ao aspecto geométrico, ou seja, um conjunto de elementos que controlam a atitude das camadas que formam o reservatório, bem como o regime de falhas que governam o campo, os padrões de fratura que influenciam o fluxo do fluido, as formas dos corpos deposicionais que formam a estratigrafia do campo e a orientação de qualquer desconformidade que influencie o reservatório.

O segundo conjunto de interpretações está relacionado à análise das propriedades das rochas, ou seja, a definição quantitativa e qualitativa das propriedades das rochas. Esse conjunto de interpretação é realizado com o auxílio de atributos sísmicos. Mudanças observadas na amplitude do sinal, na fase do sinal, tempo de percurso entre os eventos de interesse, variações na frequência, entre outros, são características do dado sísmico que podem ser relacionadas com as propriedades da rocha que são interessantes num processo de caracterização de reservatórios, como, a porosidade, o tipo de fluido, a litologia, a espessura porosa, entre outras. Essas relações na maioria das vezes requerem um controle de poços, assim o intérprete desenvolve uma hipótese e vai refinando-a, através das amarrações da sísmica com os dados de poços.

Para a realização dessas interpretações é necessária a utilização de todos os tipos de seções que possam auxiliar o intérprete, a extrair o máximo de detalhes da subsuperfície. Essa otimização da interpretação é conseguida quando são utilizados os métodos de interpretação 3-d. A interpretação de um volume sísmico 3-D é realizada em seções horizontais e verticais.

A interpretação de horizontes em seções verticais permite a construção de um mapa estrutural da região de estudo. A construção desse mapa estrutural normalmente consiste de quatro etapas: (1) a seleção do evento que será mapeado, e em qual ponto desse evento será realizado o *picking*, ou seja, qual o valor do evento que será utilizado na construção do mapa estrutural. O picking das reflexões normalmente é baseado seguindo a mesma fase de um traço para outro, sendo que o picking pode ser feito no pico, no vale ou no centro do evento. Onde a reflexão tem sua característica alterada devido ao afinamento ou espessamento de camadas, ou devido, a mudanças litológicas, o picking de eventos, seguindo a mesma fase pode acarretar erros na interpretação. O picking dos horizontes é feito em seções que representam linhas que são paralelas à direção em que foi feita a aquisição (*in-line*) e em seções que representam linhas perpendiculares à aquisição (*cross-line*). A Figura 5.1 apresenta um diagrama mostrando as linhas *in-line* e *cross-line*; (2) a medição do tempo de chegada de cada picking realizado e a conversão do tempo para a profundidade, se for possível e/ou necessário; (3) a identificação dos valores medidos em um mapa e (4) a conexão entre os valores mapeados.

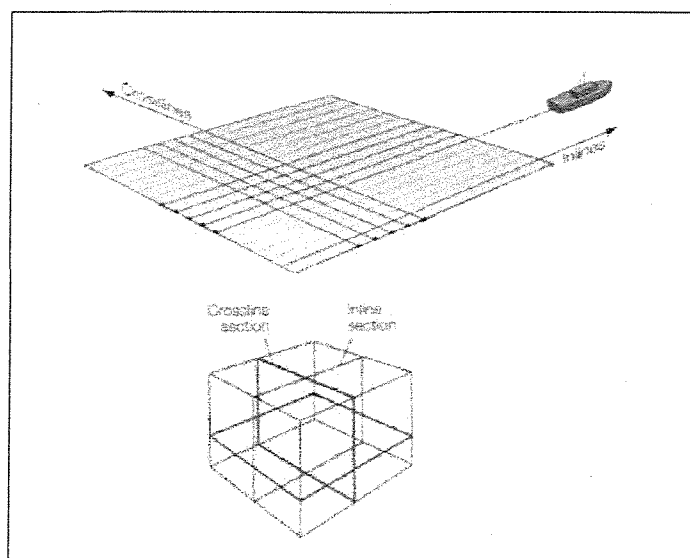


Figura 5.1: Ilustração da localização das *in-line* e *cross-line* com relação à aquisição sísmica.

Após os horizontes terem sido interpretados em todas as linhas que fazem parte do prospecto, são então construídos mapas que tem por finalidade representar a estrutura mapeada. As Figuras 5.2 e 5.3, mostram interpretação de um determinado horizonte em seções *in-line* e

cross-line realizadas em um dado real, aqui usado somente para exemplificar o processo de interpretação. E a Figura 5.4, mostra o mapa relativo a estrutura interpretada nas figuras anteriores.

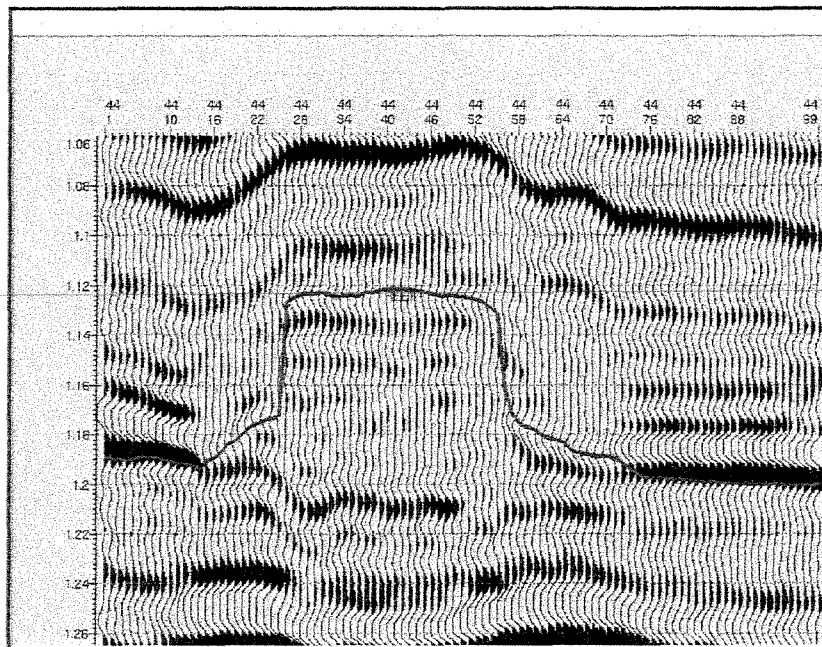


Figura 5.2: Interpretação de um horizonte numa seção in-line.

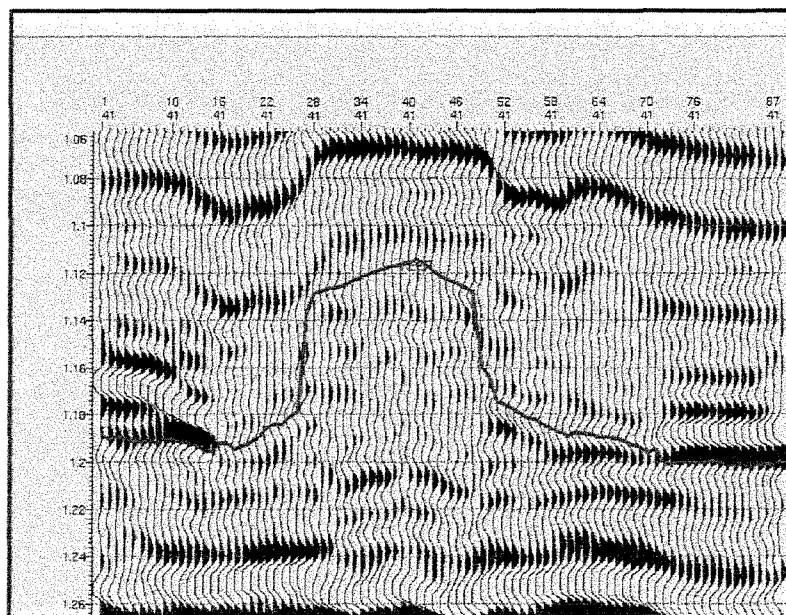


Figura 5.3: Interpretação de horizonte em seção cross-line.

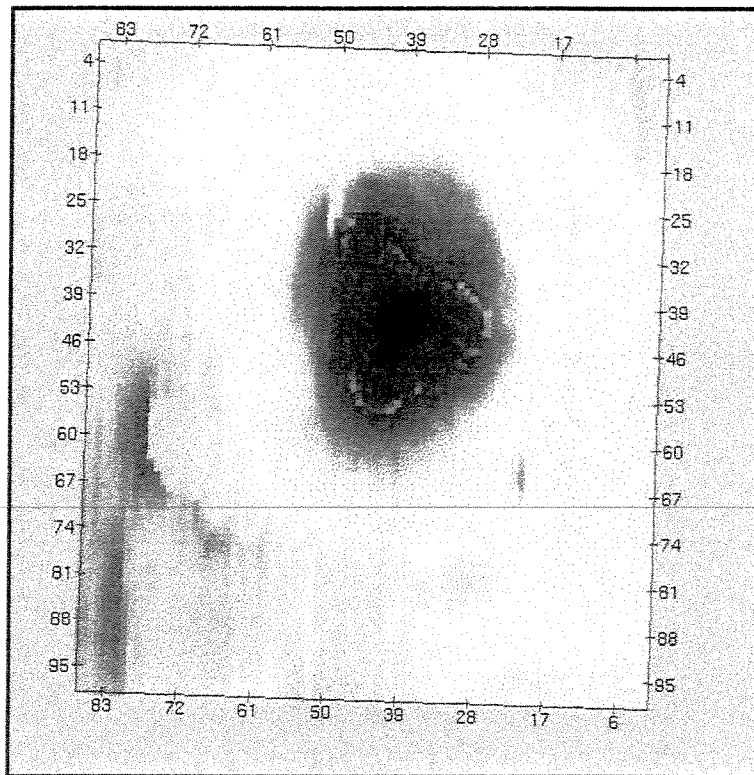


Figura 5.4: Mapa da estrutura mapeada através dos horizontes nas figuras anteriores.

Dentro da indústria do petróleo são reconhecidas as limitações da tecnologia sísmica 3-D. Como já foi visto a principal limitação se encontra na resolução vertical, que impede a identificação de alvos em seções sísmica. Uma maneira de contornar o problema causado pela limitação prática da resolução sísmica vertical é realizar a inversão sísmica, convertendo o dado de amplitude para impedância acústica, que é como já foi dito uma propriedade do meio em que a onda está se propagando e não da interface refletora. Dessa maneira eventos relacionados ao mesmo tipo de rocha podem ser identificados.

5.3 – Inversão sísmica

O principal objetivo da inversão sísmica é transformar o dado sísmico de reflexão numa propriedade quantitativa da rocha, que descreve o reservatório, ou qualquer alvo de interesse, obtendo assim um modelo ou um conjunto de modelos que se ajustam aos dados observados. A impedância acústica é o produto entre a densidade da rocha e a velocidade de propagação da

onda compressional. Isso significa que a impedância acústica é uma propriedade da rocha e não uma propriedade da interface refletora como o dado de reflexão em amplitude. A inversão sísmica para a impedância acústica pode ser definida de maneira simples, como a transformação do dado em perfis pseudoacústicos de impedância para cada traço sísmico. Em outras palavras, se para cada traço sísmico fosse perfurado e perfilado um poço, qual seria o perfil de impedância acústica observado? Quando se realiza a comparação entre os dados em amplitude sísmica com os dados em impedância acústica, observa-se que, os dados invertidos para impedância acústica resultam numa melhor resolução e dessa maneira suporta interpretações mais precisas. Essa maior precisão nas interpretações facilita a realização de estimativas das propriedades do reservatório como a porosidade e a espessura porosa.

Além das vantagens já mencionadas da utilização do dado em impedância acústica, Riel (2000), enumera outras vantagens, entre elas, pode-se destacar as seguintes:

- Um modelo de impedância de boa qualidade contém mais informações que o dado sísmico, isso, pois além de conter toda a informação do dado sísmico sem fatores de complicação causados pela frequência limitada da *wavelet* o dado em impedância adiciona informações provenientes de perfis. O volume de dados de impedância é o resultado da integração dos dados provenientes de diferentes fontes, ou seja, integra-se dados sísmicos, perfis de poços e/ou dados de velocidade. De fato, construir um modelo de impedância é a maneira mais natural de integrar dados de modo que eles possam ser compreendidos por geólogos, geofísicos e engenheiros.
- A impedância acústica é diretamente relacionada com propriedades como a litologia, porosidade, preenchimento de poros entre outras. É comum encontrar uma forte relação empírica entre a impedância acústica e uma ou mais dessas propriedades de rocha. Modelos de impedância acústica podem fornecer a base para a geração de modelos 3-D de fácies e modelos 3-D de propriedades petrofísicas. Esses volumes 3-D gerados podem ser diretamente inseridos nos simuladores de reservatório para se analisar o comportamento do fluxo.

- Os dados de impedância acústica suportam uma interpretação mais rápida e precisa, permitindo a delimitação de corpos alvos.

A Figura 5.5 mostra uma das vantagens de se utilizar o dado de impedância acústica em relação aos dados sísmicos de reflexão. Na Figura 5.5a é mostrado o modelo simples de uma cunha representando uma rocha de baixa impedância, encaixada num fundo de alta impedância. A Figura 5.5b mostra o dado sísmico sintético gerado. Neste modelo simples, a partir do dado sísmico pode-se realizar uma interpretação geral do modelo. Contudo devido aos efeitos dos lobos laterais da wavelet e devido também ao efeito de afinamento é difícil interpretar qualquer estrutura interna, ou qualquer variação lateral nas propriedades da cunha. A Figura 5.4c mostra o resultado da inversão do dado sísmico. Na Figura 5.4c pode-se interpretar com precisão os limites da cunha. Também é possível examinar a estrutura interna em termos de propriedades físicas absolutas. As situações reais são normalmente mais complicadas do que esse simples exemplo da cunha, porém as vantagens da inversão sísmica podem ser observadas nesse exemplo e posteriormente aplicadas em dados reais (Riel, 2000).

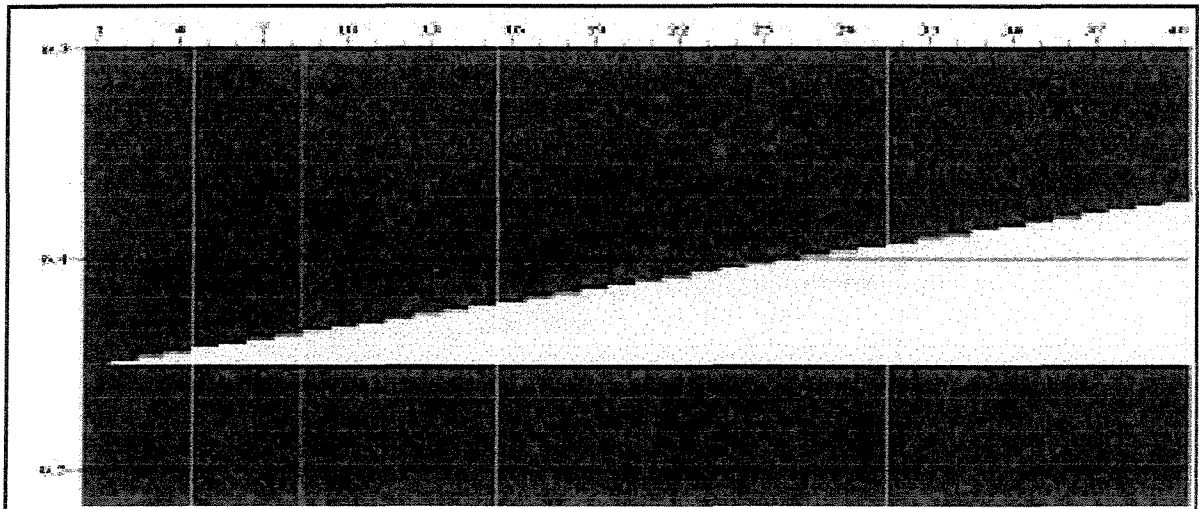


Figura 5.5a: Modelo de cunha de baixa impedância num fundo de alta impedância.

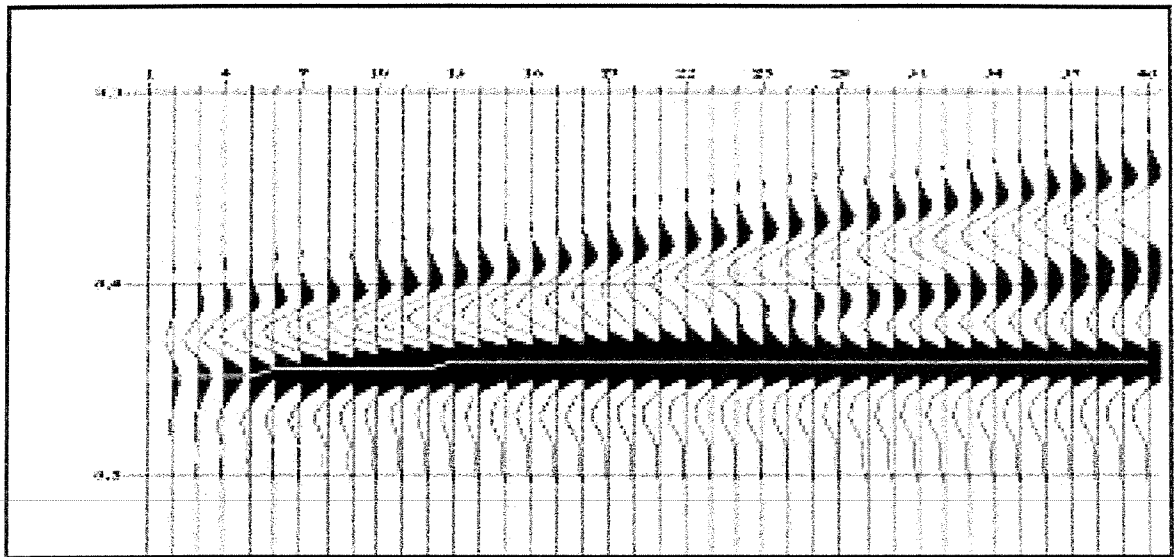


Figura 5.5b: Dado sísmico de reflexão representativo da cunha da Figura 5.5a.

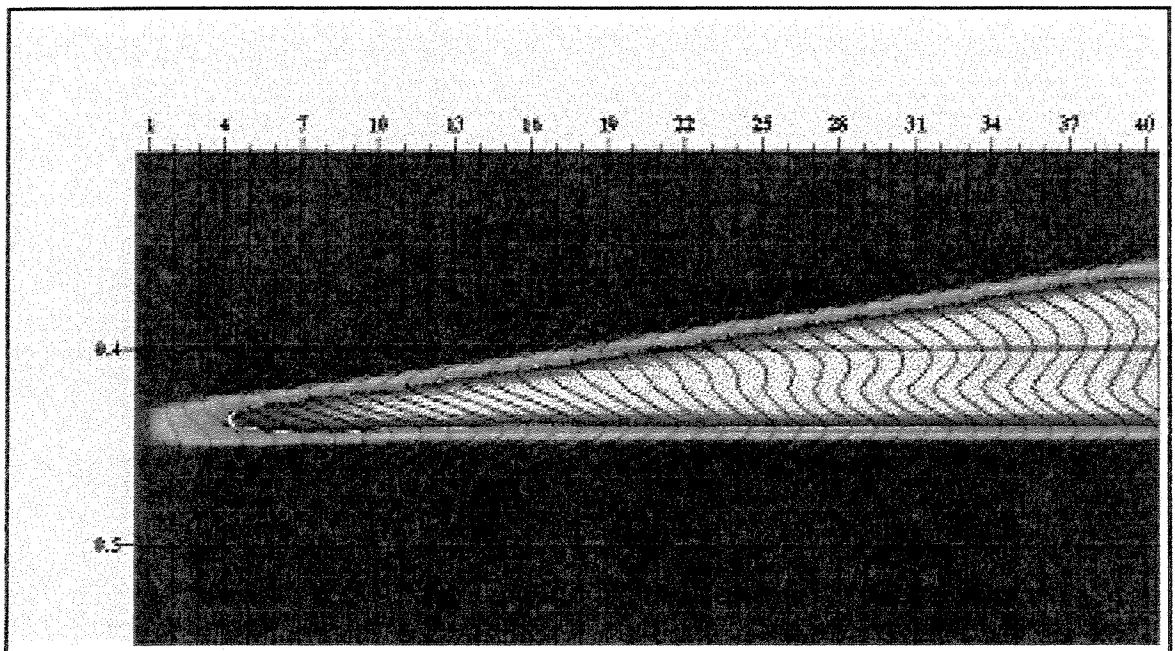


Figura 5.5c: Modelo de impedância representativo da cunha da Figura 5.5a.

A era moderna da inversão sísmica teve início na década de 80, quando os algoritmos os quais tentavam explicar a amplitude da wavelet e o espectro de fase começaram a surgir. Antes disso, era assumido que cada amostra no traço sísmico representava um único coeficiente de reflexão independente. A base de qualquer algoritmo de inversão é a minimização de uma função

objetivo. Nesta dissertação foram usados os algoritmos de inversão recursiva e inversão *sparse-spike*, ambos do pacote *Jason Geoscience Workbench*.

5.3.1 – Inversão Recursiva

A inversão recursiva é o algoritmo de inversão mais simples, sendo também o primeiro método que surgiu na tentativa de inverter o dado sísmico (Chopra, 2001). Esse tipo de inversão assume que as amplitudes sísmicas são proporcionais ao coeficiente de reflexão e desta forma, transforma o traço sísmico de entrada em traços de impedância acústica. Esse algoritmo de inversão usa o traço sísmico para calcular uma série de coeficientes de reflexão de alta frequência através de uma relação matemática direta entre os coeficientes de reflexão e a impedância acústica. Algumas implementações usam um modelo de velocidade intervalar para definir a refletividade de baixa frequência que podem ser combinadas com os resultados derivados da sísmica para formar uma série de refletividade com uma banda de frequência mais abrangente. Esse tipo de inversão não precisa de uma wavelet para ser realizada. Conseqüentemente os efeitos de afinamento das camadas e os efeitos causados pelos lobos laterais da wavelet não são resolvidos. Devido à sua simplicidade a inversão recursiva possui como vantagens: (1) é um método rápido e (2) pode ser usada na ausência de poços de controle.

A equação que constitui a base do algoritmo de inversão recursiva é de acordo com Russel (1991):

$$r_i = \frac{z_{i+1} - z_i}{z_{i+1} + z_i} \rightarrow z_{i+1} = z_i \cdot \left(\frac{1+r_i}{1-r_i} \right). \quad (5.1)$$

Onde r_i são os coeficientes de reflexão e z_i é a impedância acústica, ou seja, a multiplicação da densidade de rocha pela velocidade de propagação da onda compressional.

A Equação 5.1 é, portanto, relativa ao método chamado de inversão recursiva discreta e é a base de muitas técnicas de inversão utilizadas. A Equação 5.1 indica que quando se conhece a impedância acústica de uma camada particular e o coeficiente de reflexão desta camada, pode-se

calcular a impedância acústica da camada seguinte. É necessária a estimativa da impedância acústica na primeira camada para que os cálculos possam começar a serem feitos pelo algoritmo. Dessa maneira assumindo um valor de impedância acústica para a primeira camada, tem-se que:

$$z_2 = z_1 \cdot \left(\frac{1+r_1}{1-r_1} \right), \quad z_3 = z_2 \cdot \left(\frac{1+r_2}{1-r_2} \right), \quad \dots \quad (5.2)$$

Desse modo pode-se fazer a inversão para a n-ésima camada, através da seguinte equação:

$$z_n = z_1 \prod_{i=1}^{n-1} \left(\frac{1+r_i}{1-r_i} \right) \quad (5.3)$$

Na Equação 5.3, cada valor de impedância acústica depende de todos os coeficientes de reflexão das camadas anteriores. Pequenos erros na determinação desses coeficientes de reflexão podem produzir grandes erros acumulados na determinação da impedância acústica.

Mesmo com aplicação adequada de correções para as distorções da banda de frequência, o sinal sísmico não possui informações de utilidade acima da frequência de 100 Hz ou abaixo das frequências entre 3-5 Hz. A ausência das altas frequências afeta a resolução, isso impede que camadas finas sejam identificadas e que pequenos corpos sejam resolvidos. A Figura 5.6, recuperando o exemplo da cunha da Figura 5.5, mostra o resultado para a inversão recursiva, onde pode ser identificado o problema mencionado quanto à identificação de camadas finas. Observa-se, que a camada afinando não pode ser completamente resolvida na inversão recursiva.

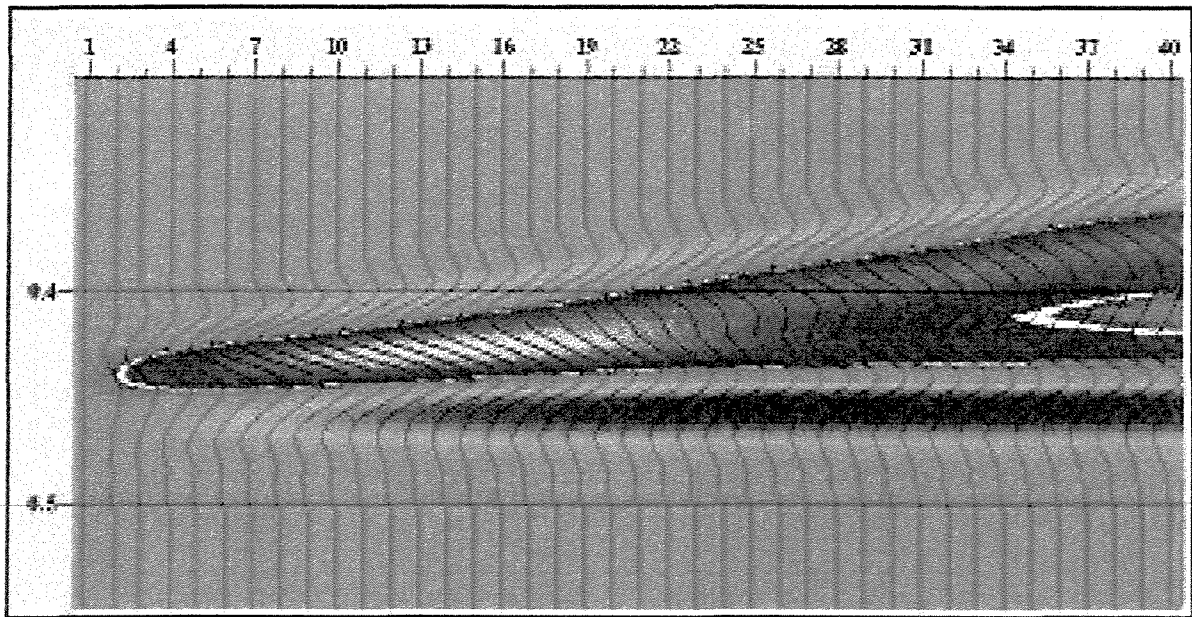


Figura 5.6: Resultado da Inversão recursiva para o exemplo da cunha.

No caso da inversão recursiva a perda das altas freqüências é um problema que ainda não tem solução. Desse modo a resolução dos modelos de impedância acústica gerada por meio desse algoritmo estará limitada em função do conteúdo de altas freqüências do dado sísmico.

Outro problema da inversão recursiva é a perda do componente de baixa freqüência. A introdução do componente de baixa freqüência envolve onde será resgatado esse componente e como ele será incorporado ao modelo. Dessa maneira o componente de baixa freqüência pode ser encontrado, com o objetivo de ser incorporado ao modelo, de três modos principais: (1) a partir do perfil sônico filtrado; (2) a partir da análise de velocidades e (3) de um modelo geológico. E pode ser adicionada a componente de freqüência limitada, ou no estágio de cálculo da refletividade ou na fase de cálculo da impedância acústica.

No pacote utilizado nesta dissertação, da *Jason Geoscience Workbench*, as baixas freqüências são adicionadas à componente de freqüência limitada, através de um modelo geológico. Esse modelo contém freqüências abaixo do intervalo de freqüências do dado sísmico usado na inversão. A construção desse modelo consiste em transformar os horizontes interpretados num arcabouço geológico 3-D consistente, onde falhas provenientes da

interpretação são corrigidas. Nesse modelo, todos os perfis selecionados são interpolados de acordo com as definições estratigráficas feitas na construção dos horizontes, a partir da interpretação sísmica. Esse modelo de baixa freqüência é utilizado em quaisquer das inversões realizadas pelo pacote utilizado.

O método de inversão recursiva caracteriza-se, portanto, pela simplicidade, rapidez computacional e robustez na presença de ruídos. Entretanto o modelo final de impedância obtido tende a ser suavizado tal como o dado sísmico.

De maneira esquemática, o método de inversão sísmica recursiva pode ser resumido de acordo com o fluxograma da Figura 5.7.

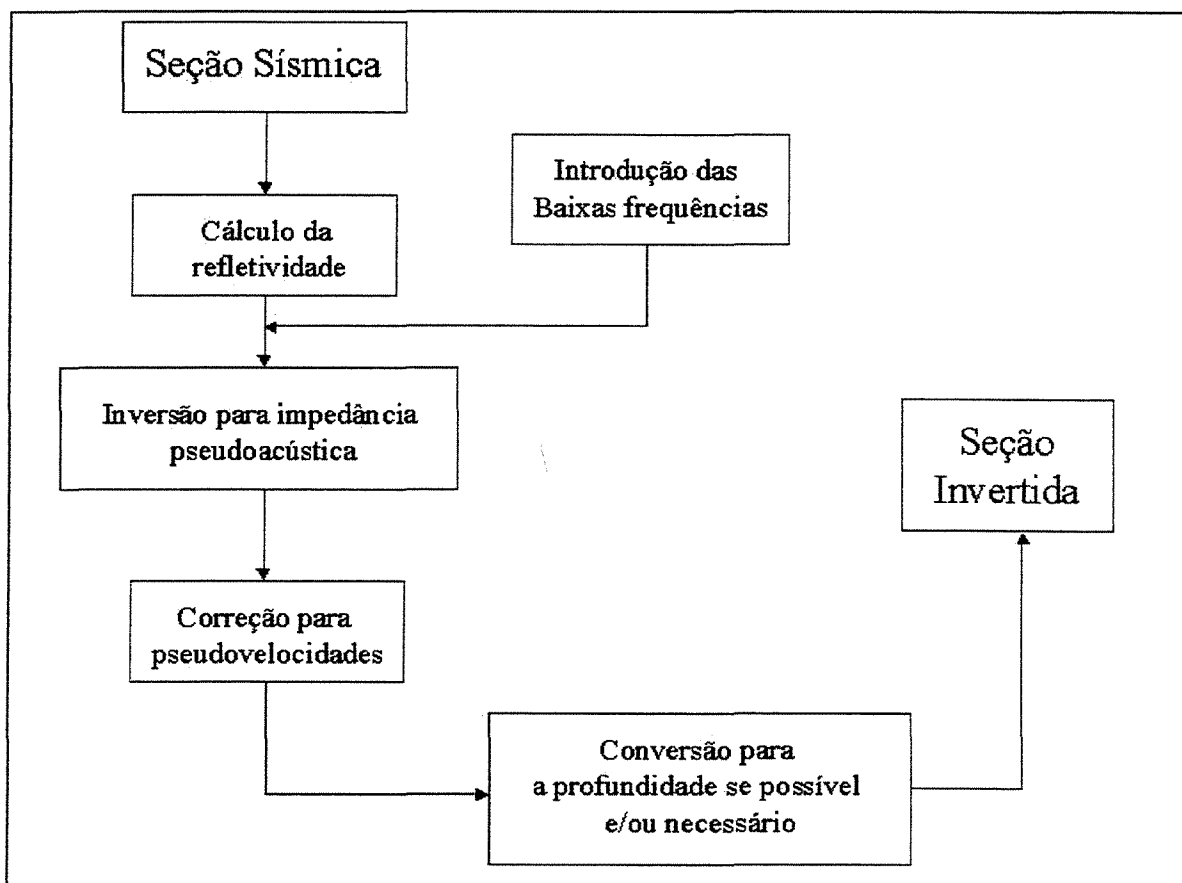


Figura 5.7: Fluxograma para a realização da inversão recursiva.

5.3.2 – Inversão *sparse-spike*

Como na inversão recursiva, o objetivo do método de inversão *sparse-spike* é encontrar o perfil de impedância, o qual resulta em traços sintéticos que se ajustem aos traços sísmicos registrados. Na inversão recursiva, o perfil de impedância é estimado através de uma perturbação iterativa no modelo inicial. Na inversão *sparse-spike*, o perfil de impedância é obtido pela adição de pulsos (*spikes*) de refletividade também iterativamente.

Algumas suposições usadas no método de inversão *sparse-spike* são: (1) a subsuperfície é adequadamente representada por uma série de camadas paralelas; (2) a função refletividade é caracterizada por pulsos (*spikes*) esparsos (*sparse*) e isolados; (3) o tem uma distribuição gaussiana com média zero e (4) a *wavelet* é conhecida.

A refletividade deconvoluída é de banda limitada resultando assim numa solução não única. Para superar este problema, a informação adicional é introduzida assumindo a subsuperfície 1-e adequadamente representada por camadas paralelas e homogênea. Com esta suposição, a função refletividade é representada pela seguinte equação:

$$r(t) = \sum_{j=1}^N r_j \cdot \delta(t - \tau_j) . \quad (5.8)$$

Onde $\delta = 0$ se $t \neq \tau_j$ e $\delta = 1$ se $t = \tau_j$ e $\tau_j = j \cdot \Delta t$, para um incremento de Δt .

O problema da inversão *sparse-spike* (ou pulso esparsos numa tentativa de se traduzir o termo), foi primeiramente colocado por Taylor, em 1979. Onde o ponto de partida é o modelo convolucional, que na forma de matriz pode ser dado pela equação:

$$W \cdot r + n = s \quad (5.9)$$

Onde, W , representa a matriz da *wavelet*, r representa o vetor de coeficientes de reflexão e n representa o vetor de ruído aleatório e s representa o vetor dos dados sísmicos.

Nesta formulação a convolução é expressa como a multiplicação da matriz da wavelet W com a refletividade r . Para resolver o problema inverso, ou seja, recuperar r a partir de um W e s conhecidos, é realizada a operação de modo a minimizar a soma dos valores absolutos da refletividade r , dentro de limites I e U definidos pelo ruído n , deste modo:

$$F = L_1(r) \quad I < n < U \quad (5.10)$$

com:

$$L_1(r) = \sum |r_j| \quad (5.11)$$

e

$|r_j|$ o valor absoluto das amostras individuais de refletividade

A função $L_1(r)$ está baseada no método de programação linear L_p desenvolvida na década de 80.

A esparsidade da solução é forçada por um lado pela minimização da norma da função L_1 e por outro lado pelo ajuste do dado sísmico, com um certo erro. Uma vantagem dessa abordagem é que o algoritmo de inversão sparse-spike é adaptado aos dados. Se existem nos dados alguns refletores sísmicos de importância, o algoritmo irá modelar o traço com um número limitado de coeficientes de reflexão. Se mais coeficientes de reflexão são necessários para ajustar o dado sísmico, eles são então adicionados.

Normalmente a deconvolução realizada pela função L_1 é generalizada para a deconvolução da norma através da função L_p . Normalmente não são inseridos os limites I e U no ruído, mas sim é minimizada a soma dos pesos da refletividade absoluta juntamente com a norma do ruído. O parâmetro λ é um fator relacionado ao peso que é inserido no sistema e mede a diferença entre a

refletividade esparsa $L_p(r)$ e a potência do ruído n , desse modo a função F da Equação 5.10 pode ser escrita do seguinte modo:

$$F = L_p(r) + \lambda L_q(n) \quad (5.12)$$

Existe uma correspondência entre a norma generalizada por L_p e a distribuição de probabilidade. A série esparsa de coeficientes produzida pela implementação da norma de L_1 no algoritmo, ocorre pelo fato dessa norma ter uma distribuição exponencial. Esse tipo de distribuição possui uma forma de modo que possam existir coeficientes de reflexão com valores altos de amplitude.

A formulação generalizada da Equação 5.12 é a base do algoritmo usado pelo pacote *Jason Geoscience Workbench*, no qual restrições de tendências dos dados são adicionadas na impedância, e devido a isso, esse tipo de inversão é chamado de inversão *sparse-spike* restrita, CSSI em inglês.

No pacote utilizado, o algoritmo resolve um problema de otimização restrito para cada traço, minimizando a seguinte função objetivo:

$$F = L_p(r) + \lambda L_q(s-d) + \alpha^{-1} L_\gamma(\Delta Z_{tendência}) \quad (5.13)$$

Onde as restrições de tendência são dadas por:

$$Z_i(\text{inf}) < Z_i < Z_i(\text{sup}) \quad (5.14)$$

Os símbolos na Equação 5.13 representam: r , o coeficiente de reflexão, s o dado sísmico sintético, d o dado sísmico, λ o peso da diferença entre o dado sintético e o dado sísmico, α é a incerteza relativa na restrição da tendência, p e q são as potências de L , z é a impedância acústica e ΔZ é a diferença entre a tendência inferior e superior. Os três termos L da função objetiva representada pela Equação 5.13, são:

- L_p – a norma do erro da refletividade. O erro da refletividade é expresso como a soma de todos os valores absolutos dos coeficientes de reflexão;
- L_q – a norma do erro do dado sísmico. Esse erro é expresso pela diferença dado sintético s menos o dado sísmico d ;
- L_1 – a norma do erro entre a tendência superior e a tendência inferior.

Os fatores p (norma da refletividade) e q (norma do erro da sísmica) pode ser definido pelo usuário no pacote utilizado. O fator p assume o valor de 0,9 como padrão pelo pacote. Para p no intervalo $[0,1]$ a solução é esparsa, para $p > 1$ a solução é de banda limitada. O fator q assume o valor 2, que é padrão para o ruído sísmico que possui natureza gaussiana. Devido ao fato da norma dada pela função L_2 ser sensível à presença de valores anômalos no ruído do dado de entrada, esse parâmetro possui valores pequenos.

Os erros da norma são normalizados através do cálculo de desvio padrão, variância ou incertezas, que podem ser definidos pelo usuário. O desvio padrão do erro do dado sísmico é dado pelo parâmetro λ . Fatores internos de escala são aplicados de modo que definido um λ igual a 10 isso significa um razão sinal ruído de 10 dB.

O parâmetro λ é usado para controlar o balanceamento dos erros da norma. Os dois termos da função objetivo, ou seja, a norma da refletividade e a norma do erro da sísmica, não podem ser mínimos simultaneamente. Devido a isso o parâmetro λ é usado para balancear esses dois termos. Assim sendo, um valor baixo do parâmetro λ enfatiza a norma da refletividade, responsável pelos coeficientes de reflexão e resulta num traço em impedância com alguns contrastes, porém não revelando grandes detalhes e com altos valores de resíduos. Já um valor alto do parâmetro λ enfatiza o erro entre o dado sísmico e o dado sintético, resultando num traço em impedância que revela mais detalhes do modelo com poucos resíduos.

Se o parâmetro λ tem um valor muito baixo, o traço em impedância gerado não reproduz de maneira satisfatória os dados, porém, todo o dado incluindo o ruído é reproduzido por um valor alto do parâmetro λ . Parte do trabalho no pacote utilizado é selecionar um valor de λ que forneça o balanço ótimo entre os traços gerados em impedância e um ajuste aceitável dos dados. Dessa forma o valor exato de λ a ser usado depende de uma análise dos dados e pode estar compreendido entre 1 e 50.

Para auxiliar na geração dos resultados de impedância acústica, que sejam satisfatórios com o modelo desejado, definiu-se um modelo de tendência a partir dos horizontes interpretados e dos dados de poços. É nesse modelo de tendência que são impostas as restrições superiores e inferiores. O algoritmo gera então um modelo de impedância que esteja dentro dessas restrições. A definição das restrições ajuda além de gerar um modelo compatível com os dados a reduzir a não unicidade da inversão sísmica. As restrições impostas no modelo de tendência podem ser usadas para estabilizar o componente de baixa frequência. Essas restrições são controladas através de um parâmetro relativo ao desvio padrão.

Desse modo, pode-se resumir a minimização da função objetivo representada na Equação 5.13 através das seguintes etapas:

Etapa 1: Inversão da refletividade. É aplicada a inversão dos coeficientes de reflexão juntamente com as restrições.

Etapa 2: Gera a impedância acústica e se faz a união com a tendência. São integrados os coeficientes de reflexão, fornecendo assim uma primeira estimativa da impedância acústica e são apagadas as impedâncias acústicas geradas dentro das restrições. A base para a integração dos coeficientes de reflexão é obtida do modelo de tendência gerado. Dessa maneira é feita a união entre a impedância acústica e a tendência.

Etapa 3: Inversão para a impedância. São aplicadas todas as restrições de tendência para o cálculo da impedância acústica.

De maneira resumida a inversão CSSI pode ser representada pelo fluxograma da Figura 5.8.

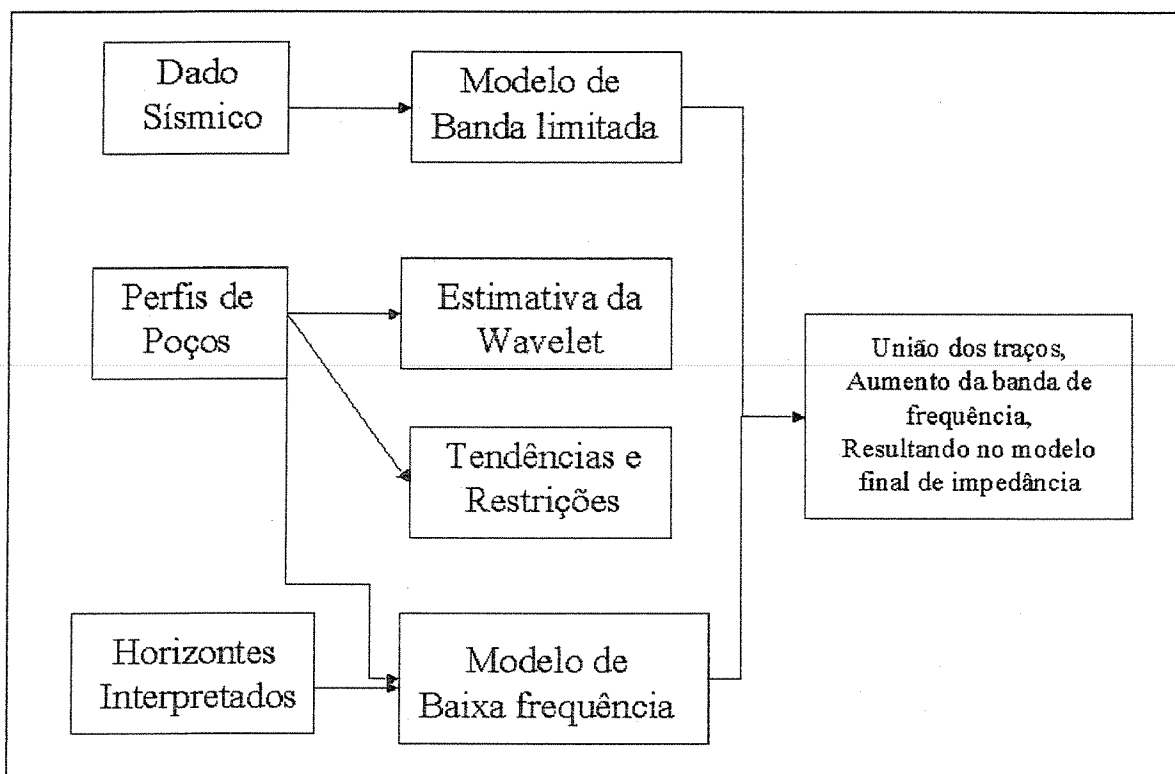


Figura 5.8: Fluxograma representativo da inversão sparse-spike.

5.4 – Apresentação e discussão dos resultados

O dado usado para a realização das etapas de interpretação e inversão sísmica é referente ao modelo sintético gerado no decorrer da dissertação. O dado sísmico é constituído por 200 linhas, cada uma com 200 CMPs, sendo o espaçamento entre as linhas igual ao espaçamento entre os CMPs, resultando em células de 50 x 50 m. Juntamente com o volume de dados sísmicos são usados 24 poços que possuem perfis de densidade, velocidade e impedância. A Figura 5.9 mostra o mapa base do prospecto sísmico usado na análise dos resultados juntamente com a localização dos 24 poços.

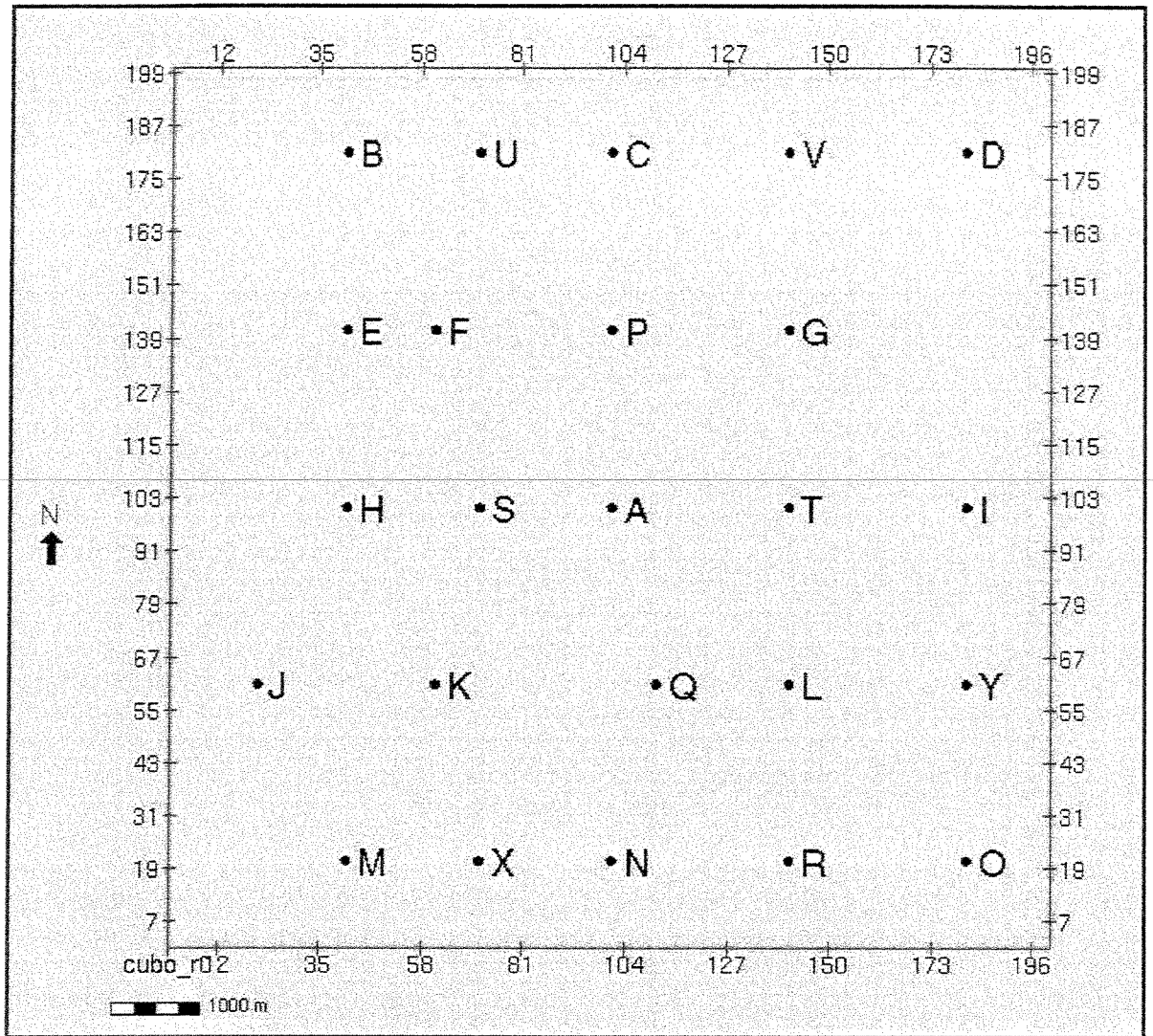


Figura 5.9: Mapa base com a localização dos poços.

A primeira etapa, quando de posse dos dados é a realização da interpretação sísmica dos principais horizontes. Para isso é necessária a identificação prévia de quais horizontes serão interpretados. Dessa forma a Figura 5.10 mostra uma seção sísmica cross-line, onde se pode observar quais os principais horizontes que devem ser interpretados.

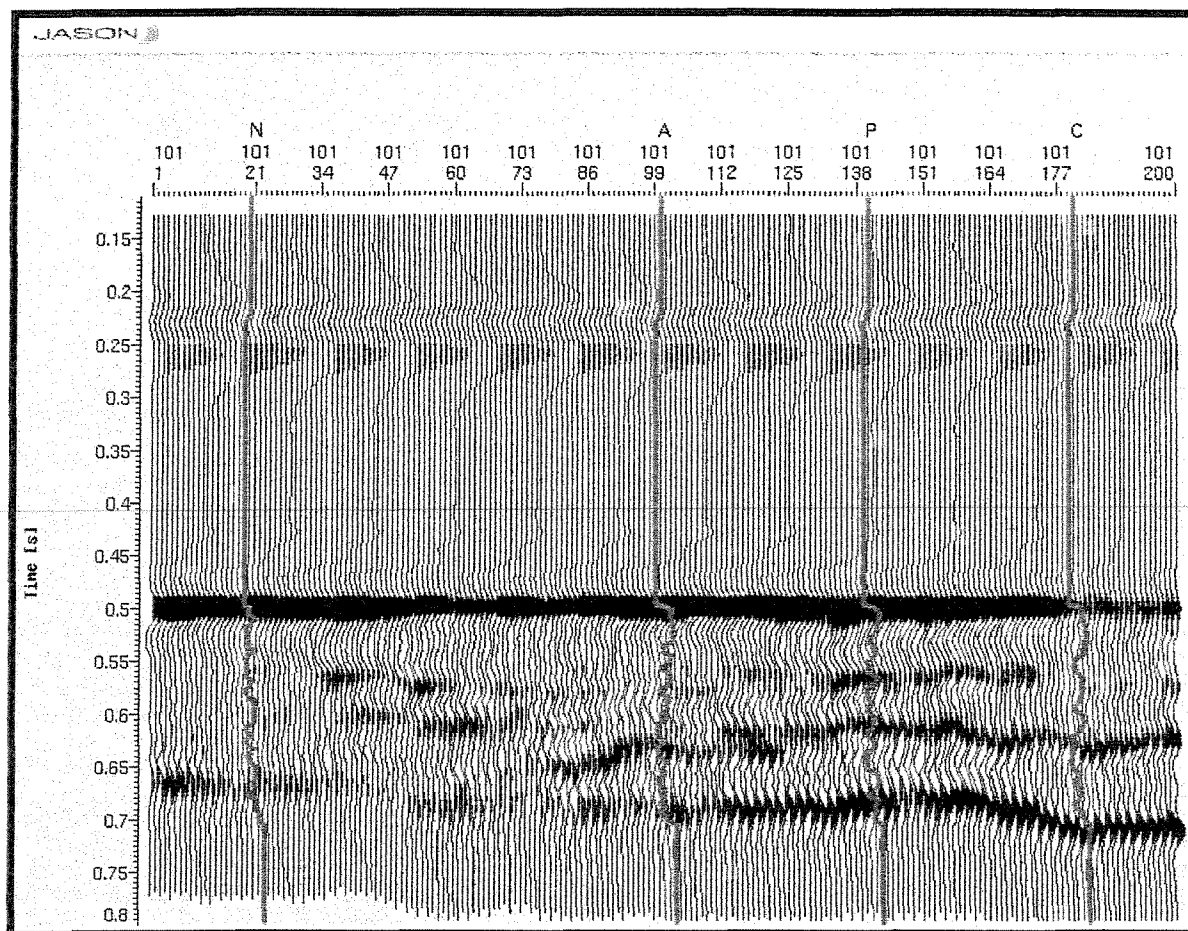


Figura 5.10: Seção sísmica ao longo dos poços NAPC, nesta seção pode-se identificar os principais horizontes a serem interpretados.

Observando dessa maneira a Figura 5.10, pode-se verificar a presença de um horizonte localizado a aproximadamente 0.2 s, esse horizonte está relacionado com a interface entre a primeira e a segunda camada de propriedades constantes inseridas no modelo geológico. Vale ressaltar a polaridade negativa da onda, isso se deve à mudança de um meio de velocidade maior para um de velocidade menor. Esse horizonte foi denominado de controle superior. Continuando a análise da Figura 5.10, pode-se notar um outro horizonte localizado a aproximadamente 0.5 s, esse horizonte está relacionado com o topo do reservatório. Na seqüência, na parte interna do reservatório em aproximadamente 0.65 s, observa-se um horizonte, que pôde ser identificado e interpretado em todas as linhas do prospecto denominado zona I. Devido ao problema da resolução sísmica, esse foi o único horizonte na região interna do reservatório que pôde ser interpretado em todo o prospecto. No tempo de aproximadamente 0.7 s foi interpretado o

horizonte relacionado à base do reservatório e no tempo de 0.8 s, foi interpretado o horizonte denominado controle inferior, que indica o fim dos traços sísmicos. A Figura 5.11 mostra um exemplo de como foi realizada a interpretação através das linhas do prospecto e a Figura 5.12 mostra a mesma seção da Figura 5.10 com os horizontes interpretados.

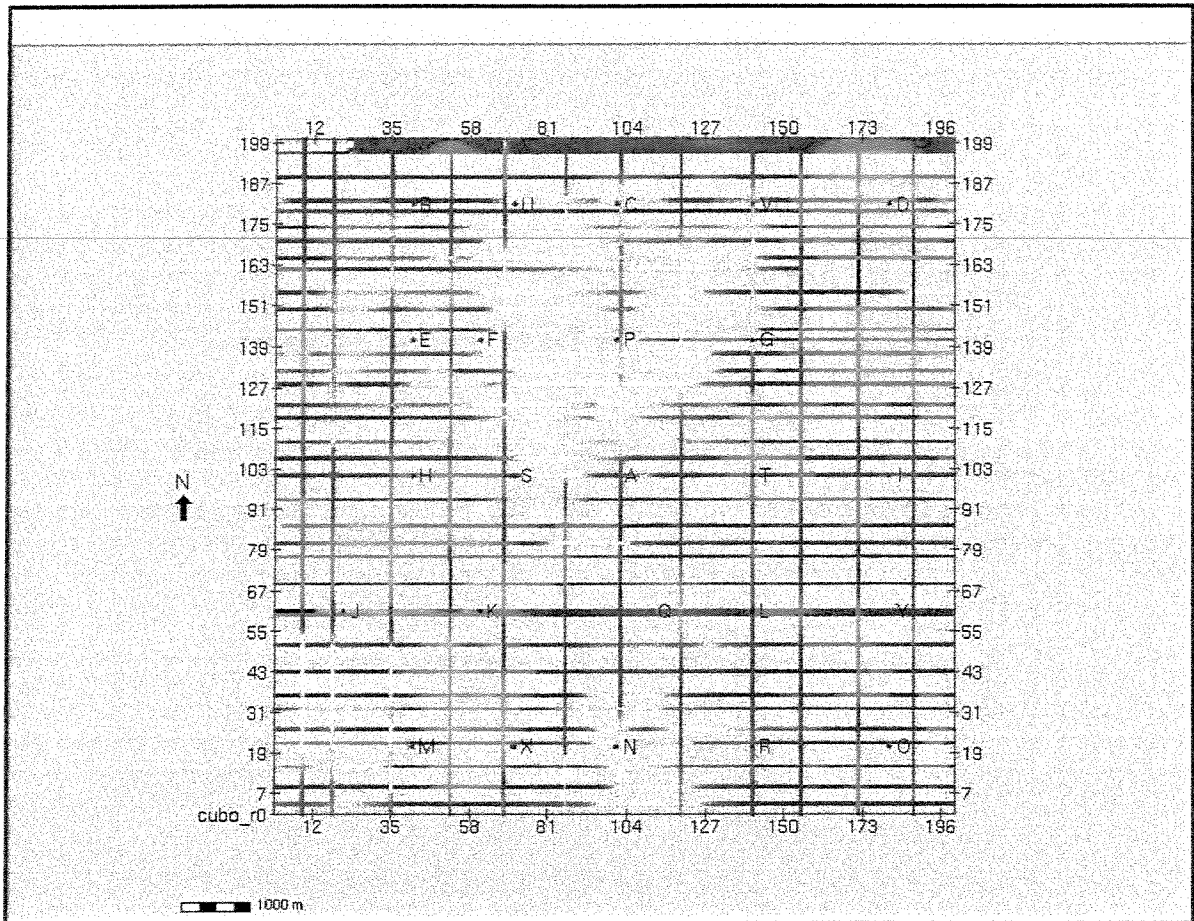


Figura 5.11: Exemplo da realização da interpretação sísmica, onde são interpretadas as linhas in-line e cross-line do prospecto sísmico.

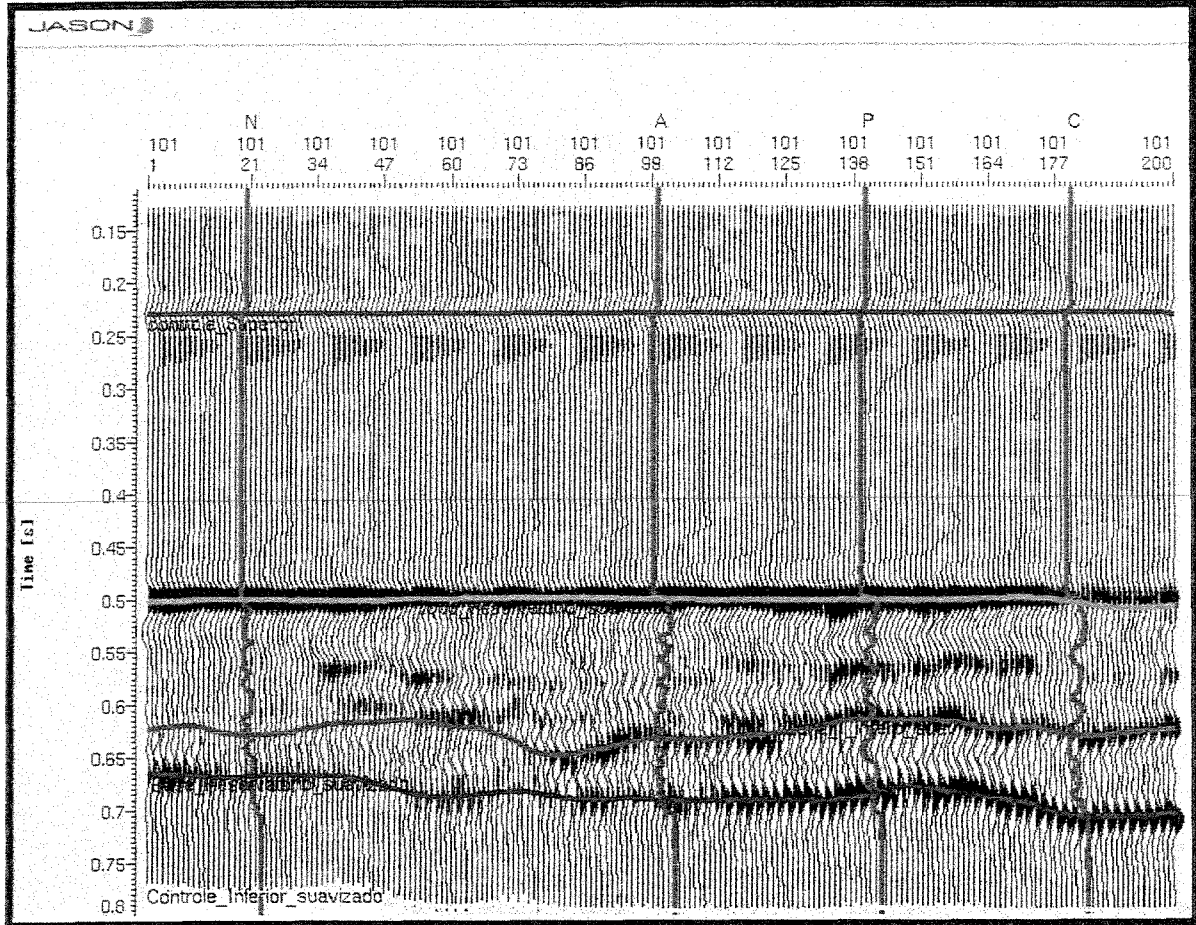


Figura 5.12: Seção interpretada.

Após a análise das seções sísmicas e a apresentação da interpretação realizada, passa-se à construção dos mapas estruturais. O primeiro mapa que pode ser construído e que é de interesse para o processo de interpretação é o relativo ao topo do reservatório, esse mapa está apresentado na Figura 5.13. Pode-se observar na porção norte do mapa estruturas que possuem um maior tempo, interpretadas como anomalias de amplitude nas seções sísmicas e que estão relacionadas aos objetos inseridos no modelo e modelados como corpos de areia.

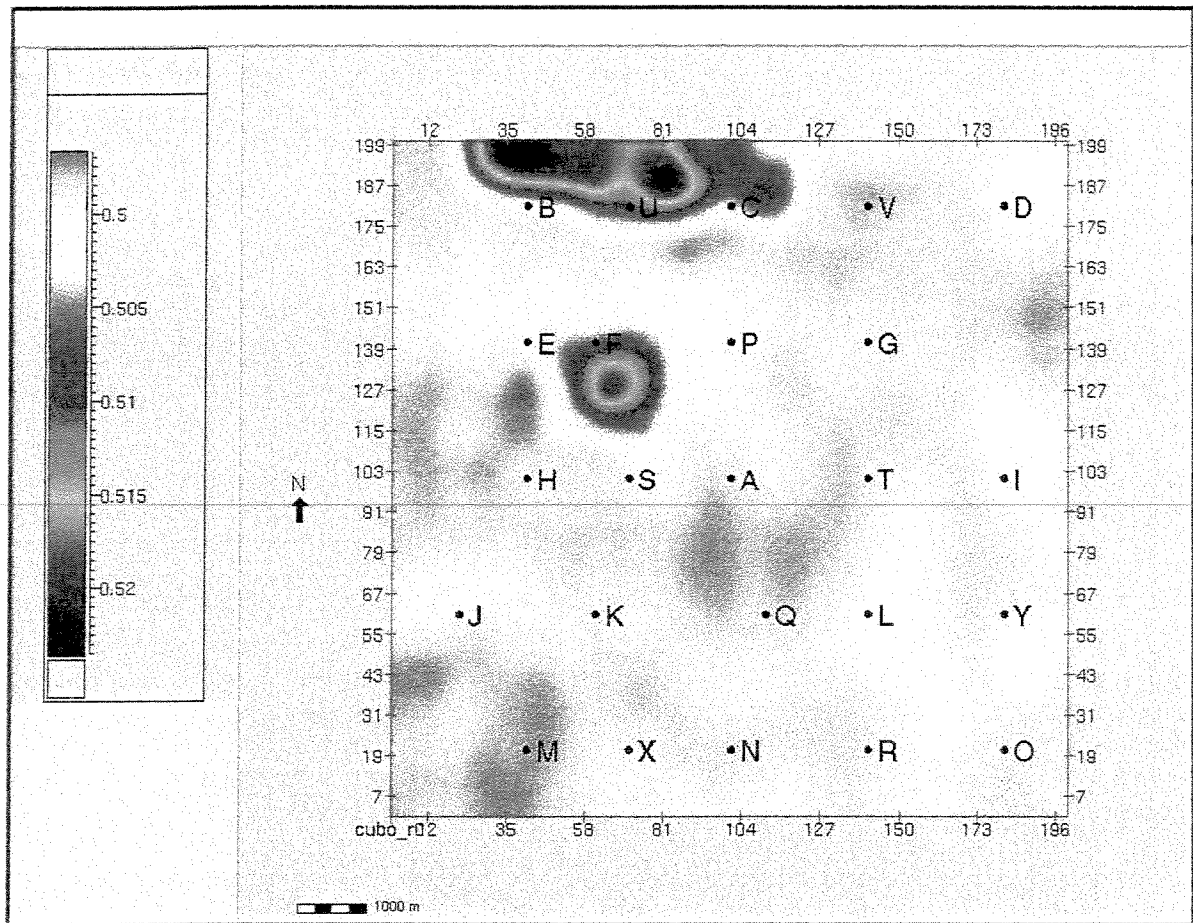


Figura 5.13: Mapa estrutural do topo do reservatório.

Optou-se mostrar na dissertação, somente os mapas relacionados aos horizontes que fazem parte do reservatório, pois os outros são mapeados em tempos constantes e por isso seus mapas não apresentam feições de interesse. Dessa maneira, além do mapa do topo do reservatório, as Figuras 5.14 e 5.15 apresentam respectivamente os mapas da zona I e da base do reservatório. Nesses mapas, principalmente o relativo a zona I, pode-se observar anomalias representadas por tempos maiores, que estão aproximadamente relacionados com os objetos inseridos no modelo. Com isso pode-se observar, como era esperado que a resolução horizontal do dado sísmico é superior à resolução vertical. Isso é comprovado pelos detalhes que podem ser distinguidos nos mapas e não podem ser distinguidos nas seções.

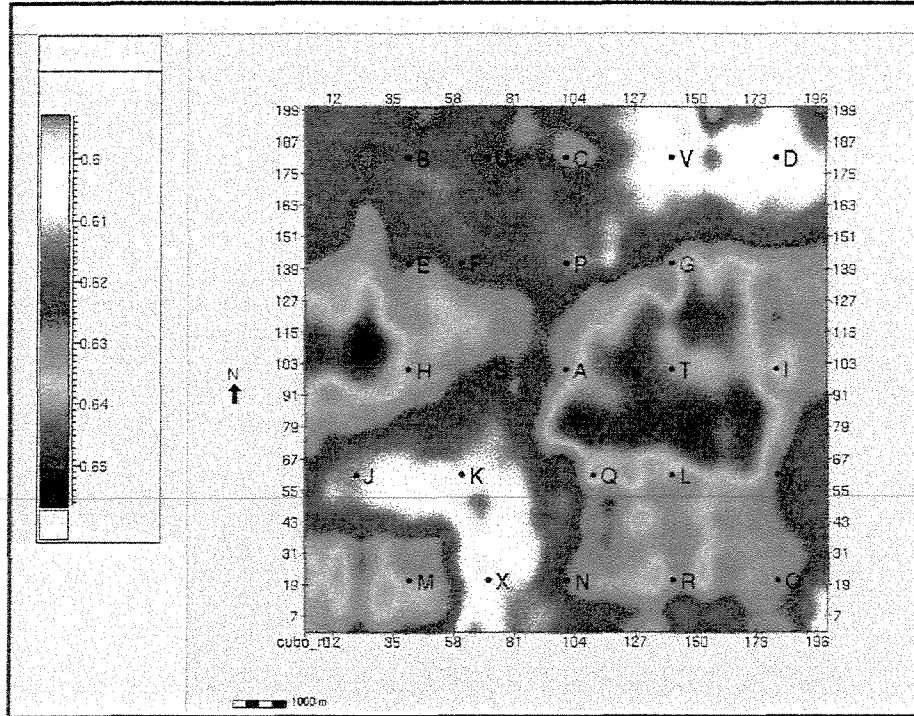


Figura 5.14: Mapa estrutural da zona I.

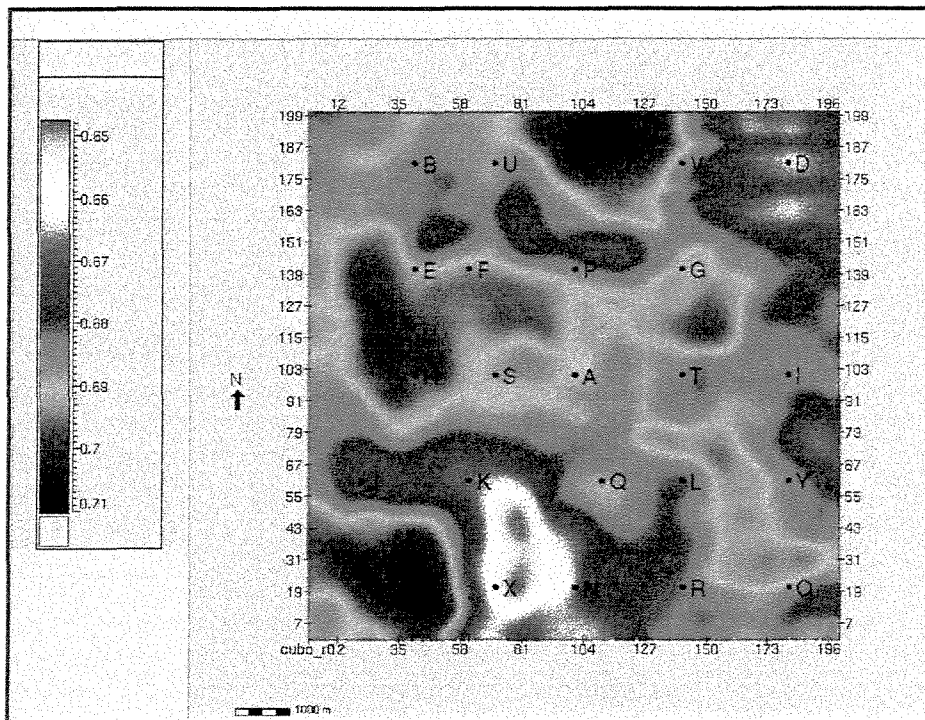


Figura 5.15: Mapa estrutural da base do reservatório.

Com a construção dos mapas estruturais encerra-se a etapa de interpretação dos dados sísmicos, que resultou na determinação dos horizontes que serão utilizados na inversão sísmica.

A primeira etapa na metodologia da inversão sísmica é a geração do modelo de baixa frequência. Esse modelo é construído a partir dos perfis de poços disponíveis e dos horizontes interpretados e de uma estrutura que descreve o arranjo das camadas. Essa estrutura é simples nesta dissertação, pois no modelo gerado não foram inseridas falhas e descontinuidades. Uma seção através do modelo de baixa frequência é mostrada na Figura 5.16.

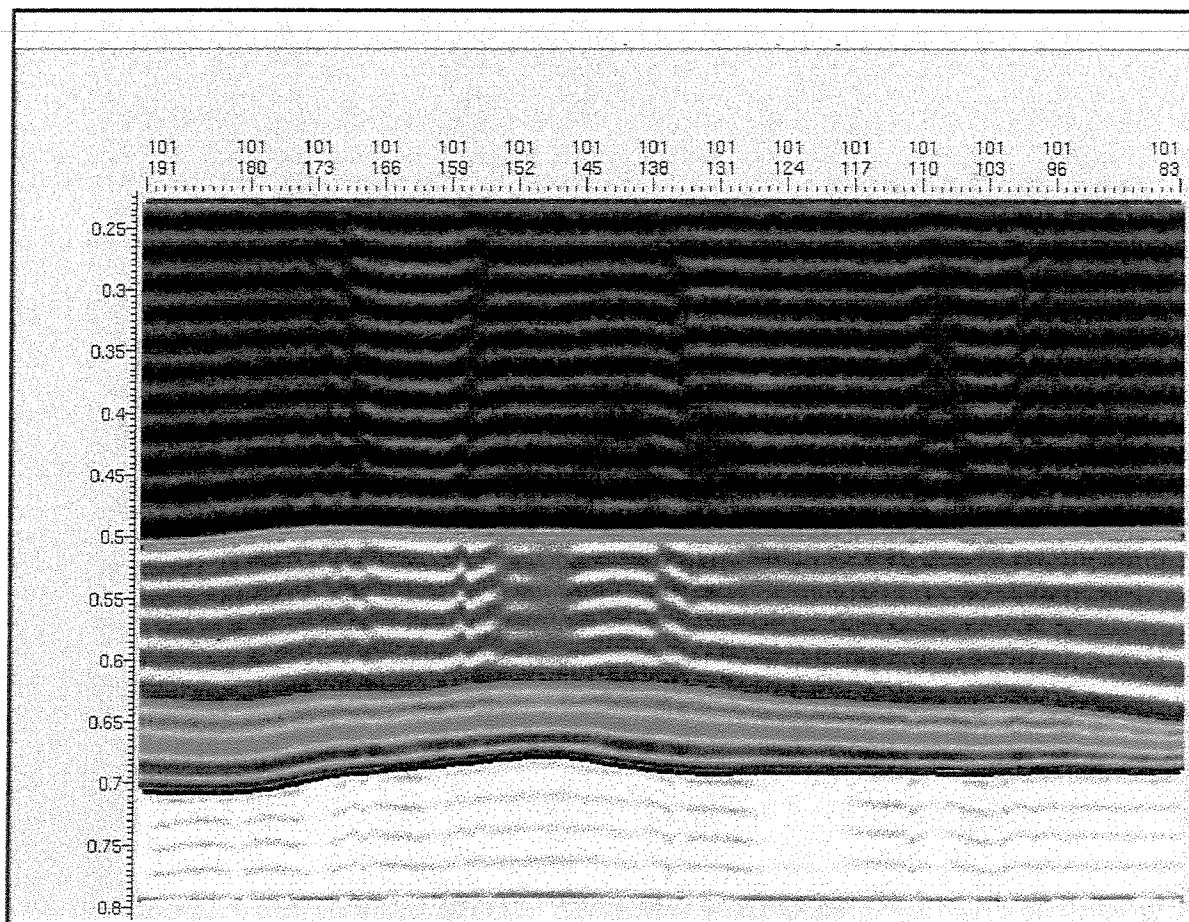


Figura 5.16: Modelo de baixa frequência.

As estruturas finas observadas internamente aos horizontes indicam a estratigrafia de cada camada. Em todas as camadas modeladas a estratigrafia é concordante com os horizontes

interpretados. Desse modo o modelo gerado é usado pelos dois algoritmos de inversão utilizados nesta dissertação.

A primeira inversão realizada é a inversão recursiva. Alguns parâmetros devem ser definidos para a realização da inversão através do algoritmo recursivo. Entre os parâmetros, a definição de um filtro é um dos mais importantes. Esse filtro é responsável pela integração da baixa frequência proveniente do modelo gerado através dos poços e dos horizontes interpretados com a frequência de banda limitada do dado sísmico. O filtro utilizado é mostrado na Figura 5.17.

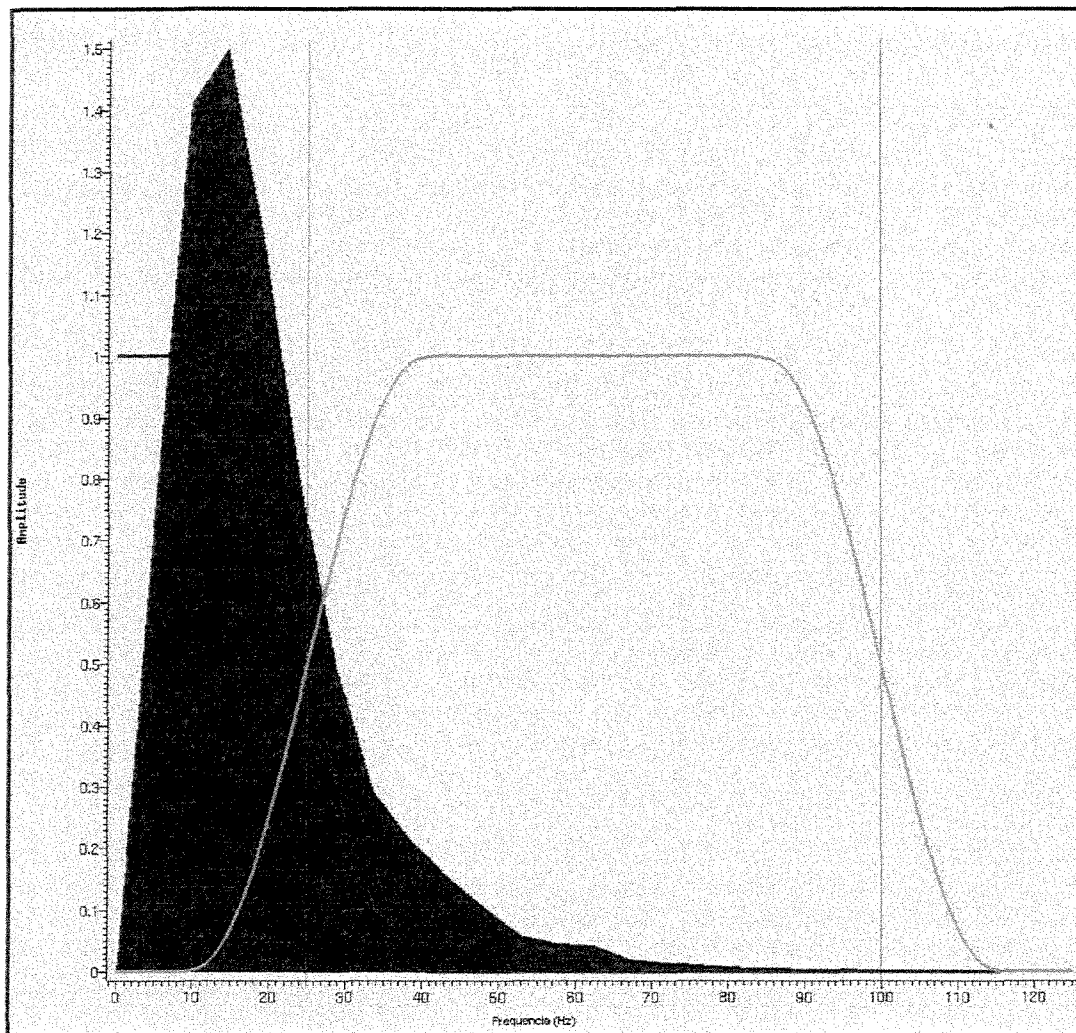


Figura 5.17: Filtro utilizado na inversão recursiva.

Dessa maneira é realizada a inversão recursiva cujo resultado é apresentado na Figura 5.18.

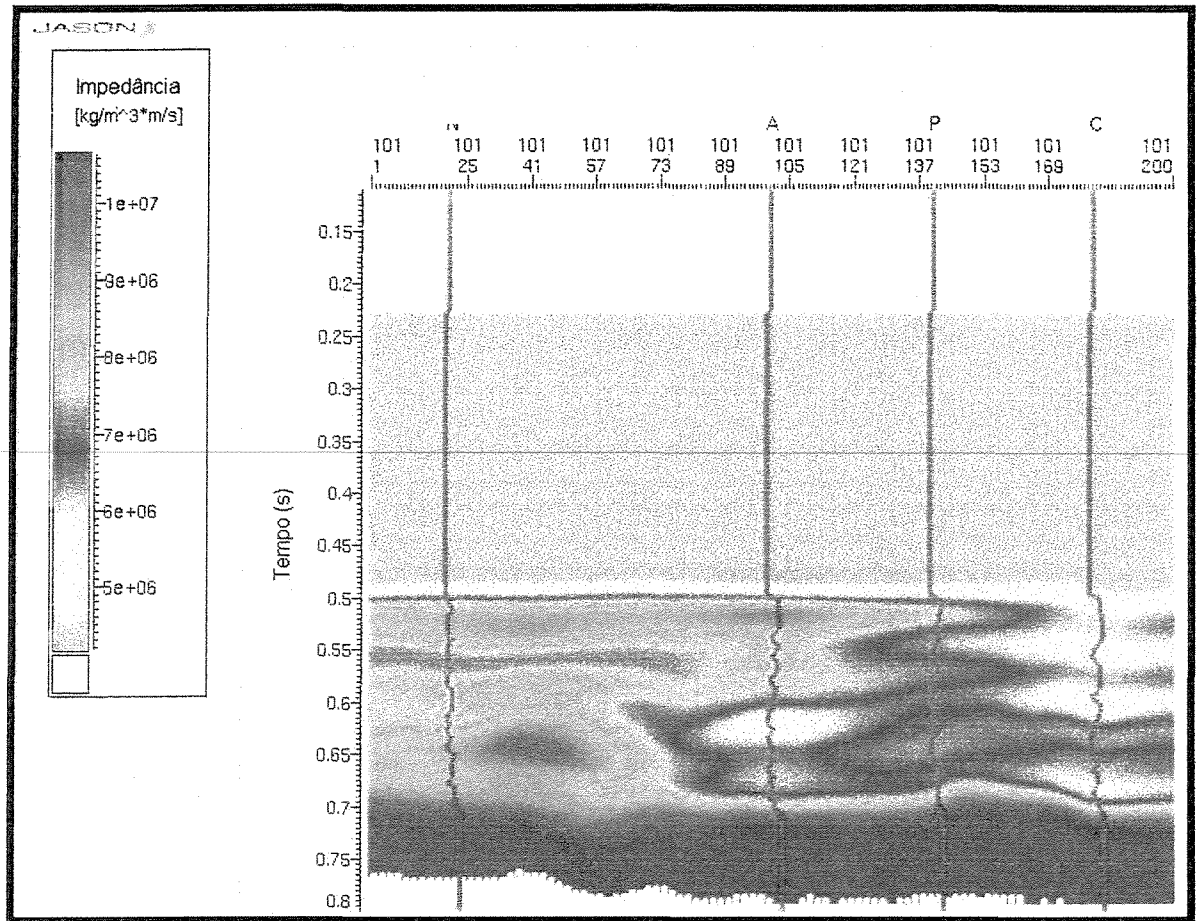


Figura 5.18: Resultado da inversão recursiva.

A próxima etapa na metodologia de análise dos dados referente à inversão sísmica é a realização da inversão utilizando o algoritmo sparse-spike. Como foi visto na apresentação do algoritmo, uma série de parâmetros são necessários de serem definidos antes da realização da inversão. Um desses parâmetros diz respeito às restrições. As restrições são definidas dentro de cada camada geológica, representada pelos horizontes e limitam o intervalo de soluções de modo que sejam geofisicamente plausíveis. Essas restrições são definidas em todos os poços e extrapoladas para toda a área do projeto de acordo com a definição dos horizontes. Na figura 5.19a, é mostrada a linha de tendência, e na Figura 5.19b, são mostradas as restrições juntamente com a tendência. Vale lembrar que as restrições são também definidas de acordo com a tendência imposta nos poços.

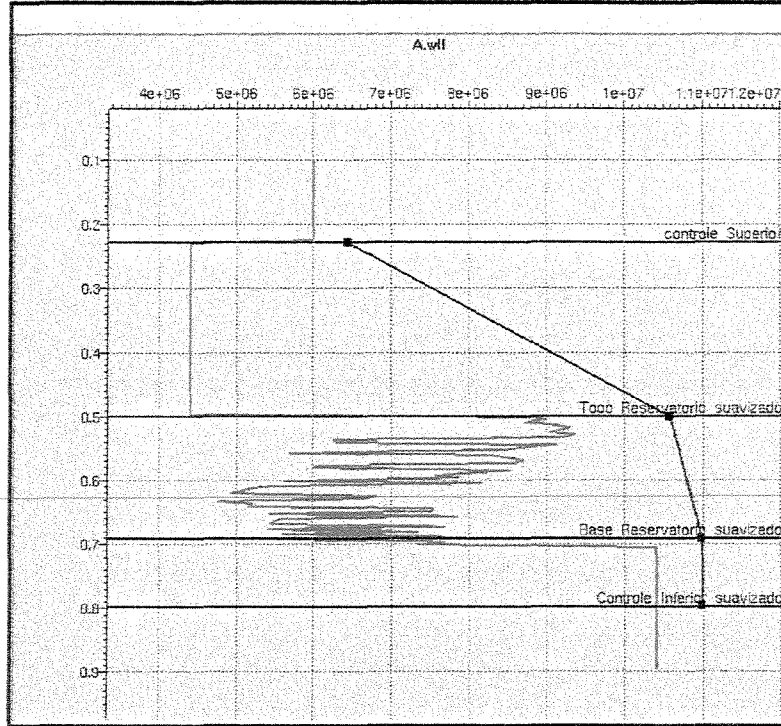


Figura 5.19a: Definição da linha de tendência no Poço A.

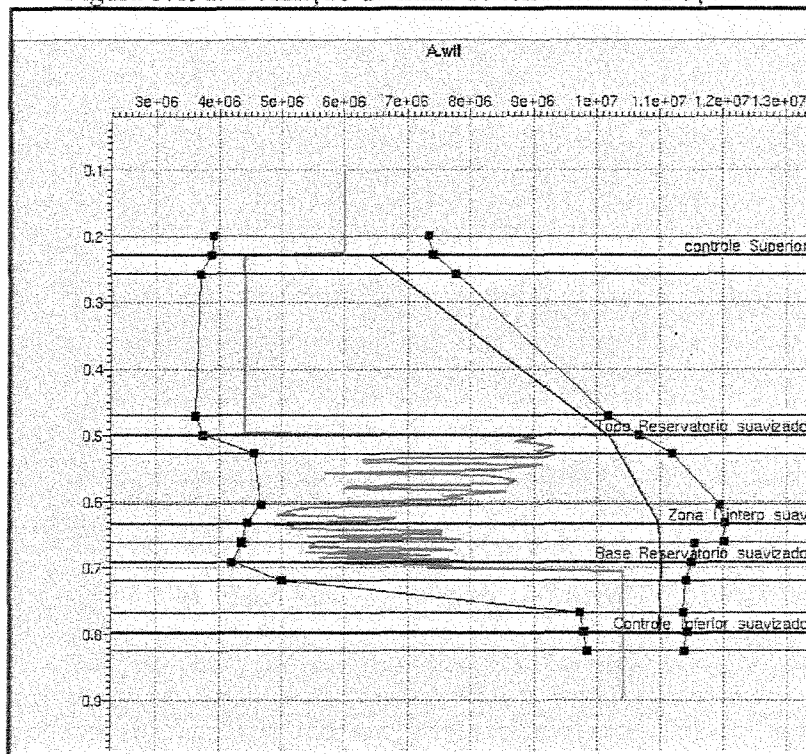


Figura 5.19b: Definição das restrições no Poço A.

Outro parâmetro que precisa ser definido é o λ . Nesta dissertação foram testados vários valores para o parâmetro λ diferentes, variando de 12 a 40. Após análise dos resultados foi escolhido o valor de $\lambda = 22$ para a inversão final.

Desse modo, após a definição dos parâmetros, foi realizada a inversão sparse-spike, seu resultado é mostrado na Figura 5.20.

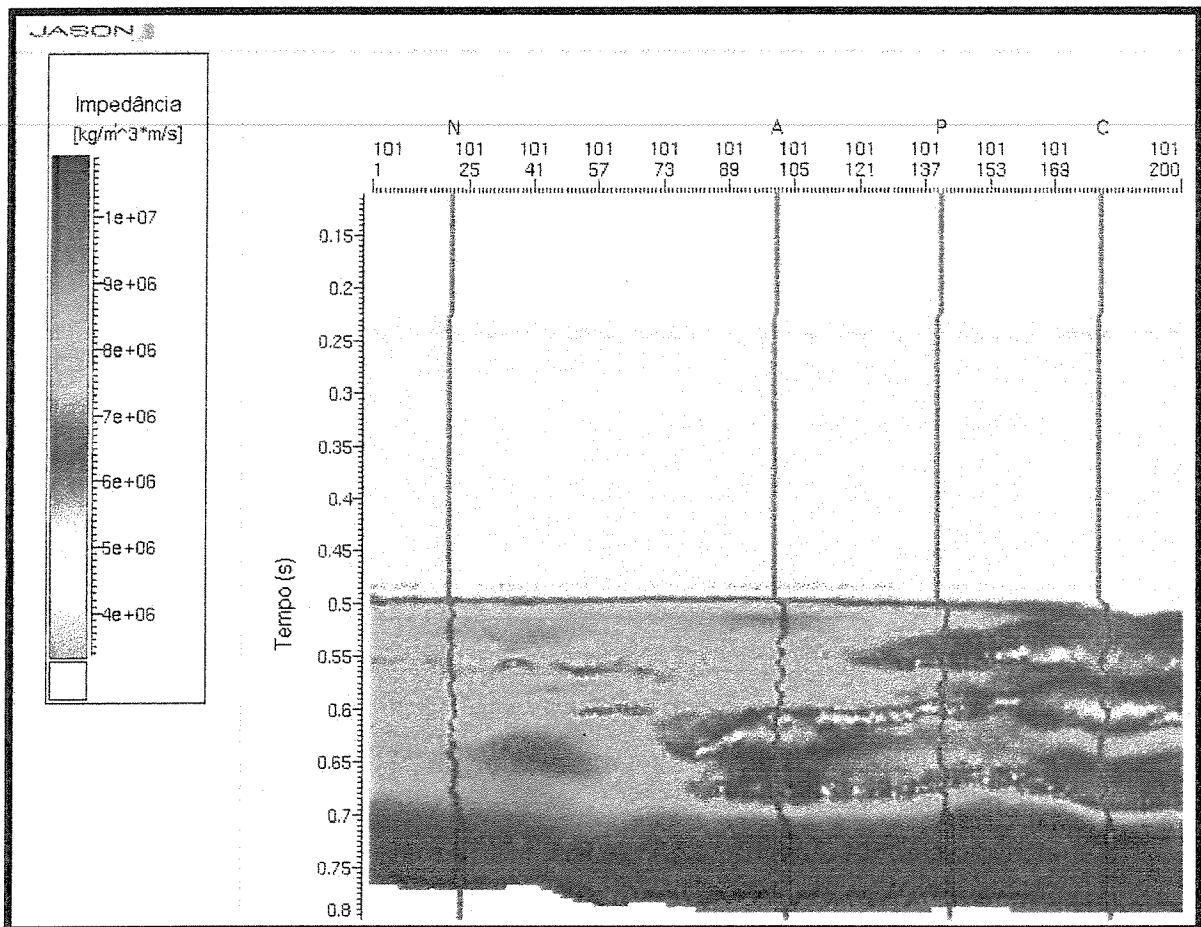


Figura 5.20: Resultado da inversão sparse-spike.

De posse dos resultados obtidos para as duas inversões, pode-se fazer um estudo comparativo, com relação à detecção dos corpos de areia. Esse estudo comparativo é realizado na forma de seções sísmicas verticais, através de time slices, que são seções horizontais finalizando com um estudo acerca da conectividade dos corpos de interesse. Para a realização desse estudo

comparativo é primeiro necessário a definição dos intervalos correspondentes aos corpos de areia. De acordo com os histogramas de impedância acústica, apresentados no Capítulo 3, pode-se definir o intervalo de impedância acústica relativo aos corpos de areia entre os valores de 5000 e 6500 $\text{g.m/cm}^3.\text{s}$. A figura 5.21, mostra o gráfico de dispersão entre a densidade e a impedância com os limites usados para os corpos de areia.

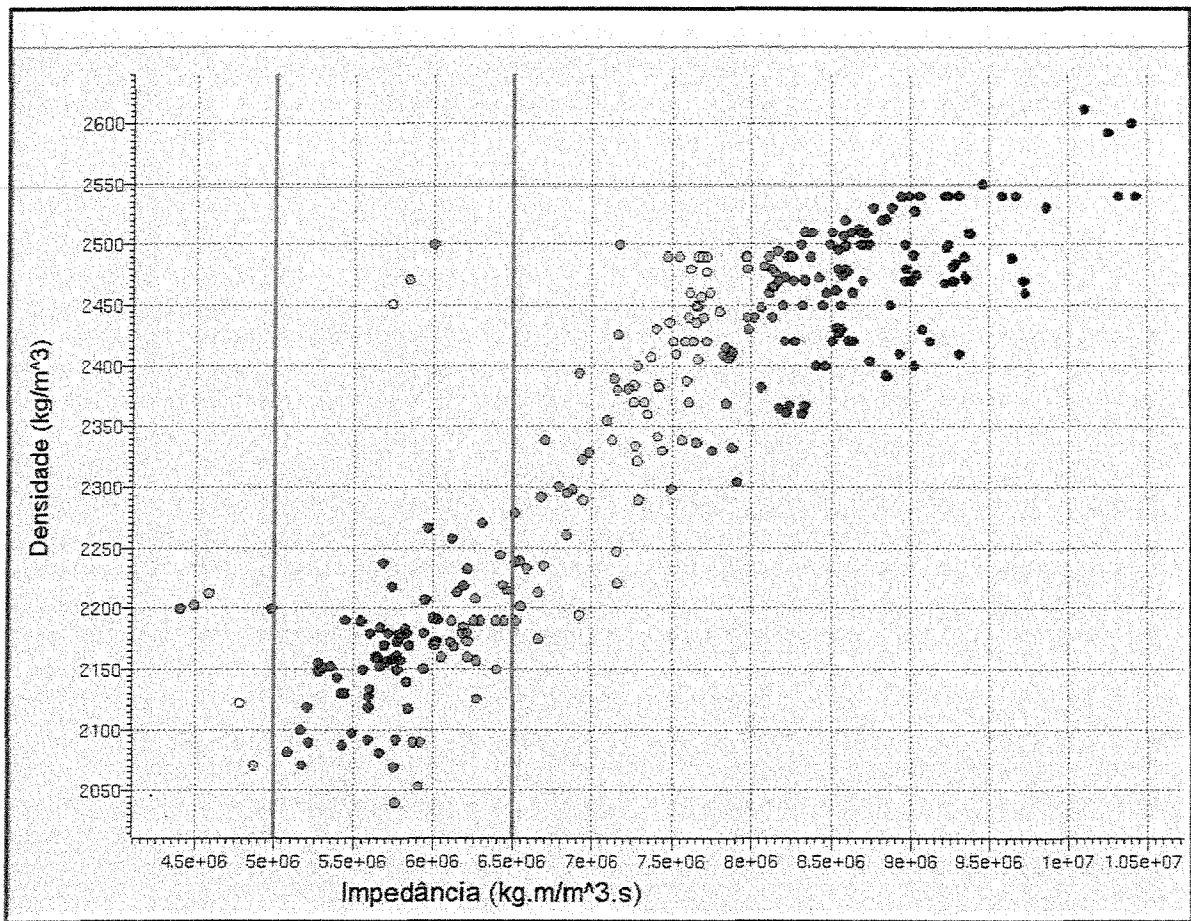


Figura 5.21: Gráfico de dispersão mostrando os limites utilizados para a detecção e interpretação dos corpos de areia.

Primeiramente, é realizada uma comparação entre as seções sísmicas, sem a imposição dos valores limites para a areia, essa comparação é mostrada na Figura 5.22. O que se pode observar, é o caráter suavizador da inversão recursiva, onde os corpos relacionados com a litologia de interesse, inseridos no modelo pela simulação booleana podem ser identificados, mas alguns não podem ser individualizados. Mesmo com a suavização do resultado, a identificação dos corpos de

interesse é mais fácil que na sísmica, isso ocorre, pois, mesmo sendo um algoritmo simples, a inversão recursiva acessa a propriedade da rocha e não da interface. Já a inversão sparse-spike, pelo fato de integrar as informações provenientes dos poços, apresenta como resultado seções menos suavizadas, onde os corpos de areia estão relacionados com os perfis. Nota-se também que em regiões onde a inversão recursiva não individualiza os eventos arenosos, a inversão sparse spike o faz de maneira mais clara.

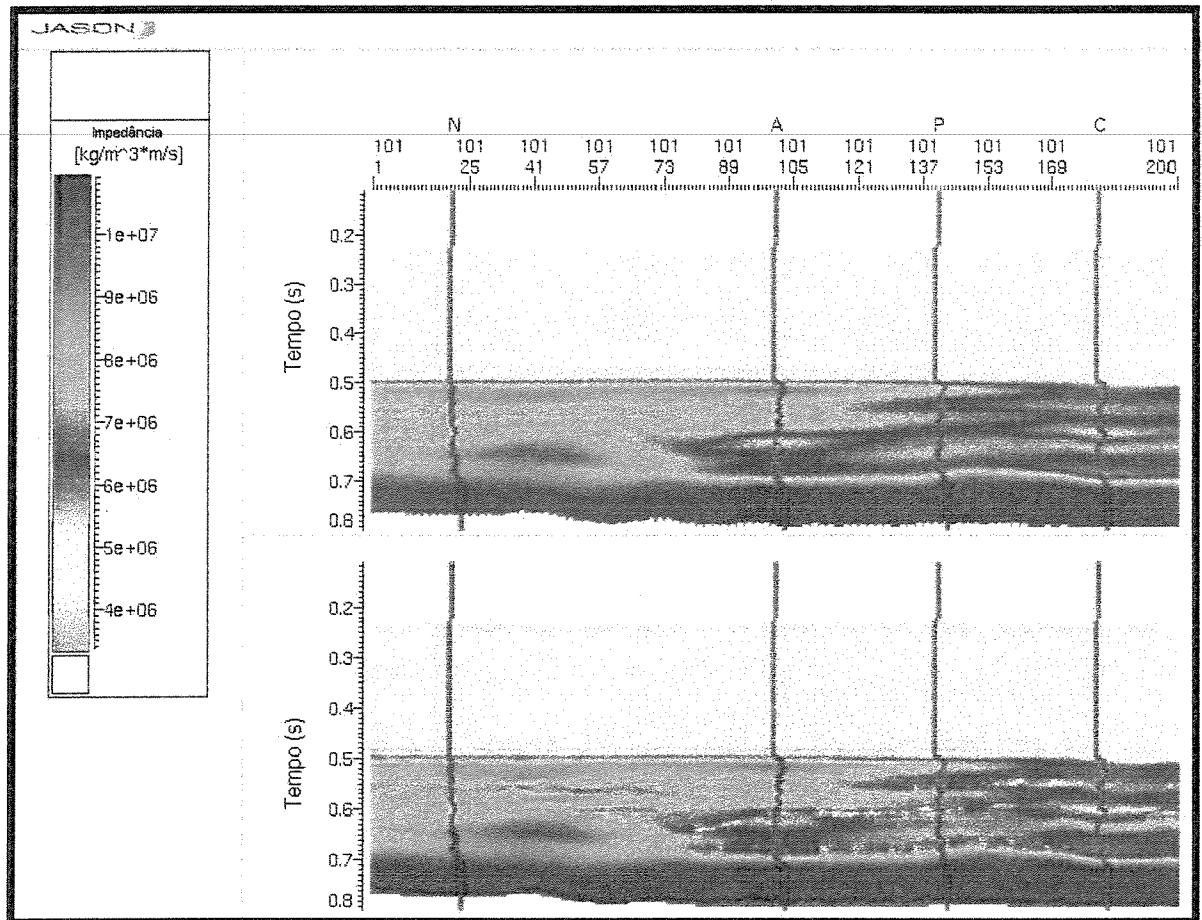


Figura 5.22: Comparação entre as seções das inversões recursivas e sparse-spike.

Após a primeira verificação em seção, são então aplicados os valores de corte para areia e os resultados são analisados em forma de seções horizontais. As Figuras 5.25 e 5.26 mostram imagens de horizontes retirados dos resultados da inversão recursiva e sparse-spike, respectivamente, os horizontes mostrados são os mesmos e na mesma ordem. Comparando os

resultados dos horizontes, se pode observar que nos horizontes da inversão sparse-spike existe uma similaridade maior com a forma dos corpos inseridos no modelo, do que nos horizontes da inversão recursiva. Na inversão recursiva por sua vez, se pode notar mais uma vez o forte caráter suavizador do algoritmo recursivo. Essa diferença afeta uma futura tentativa no cálculo de propriedades do reservatório como porosidade e net-pay, afetando também de maneira decisiva a localização de novos poços de modo a aproveitar de maneira mais eficiente os corpos.

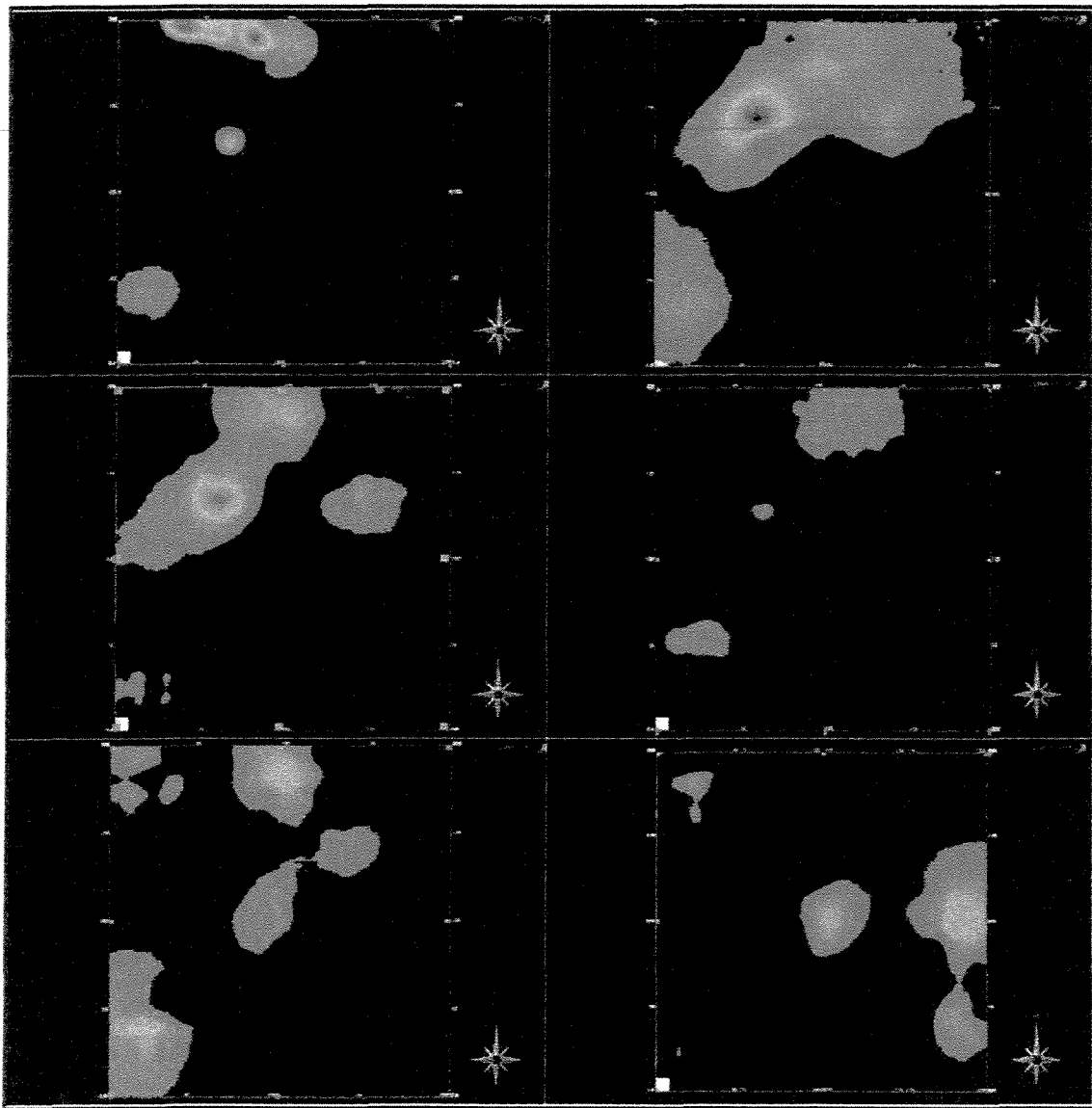


Figura 5.25: Horizontes da inversão recursiva.

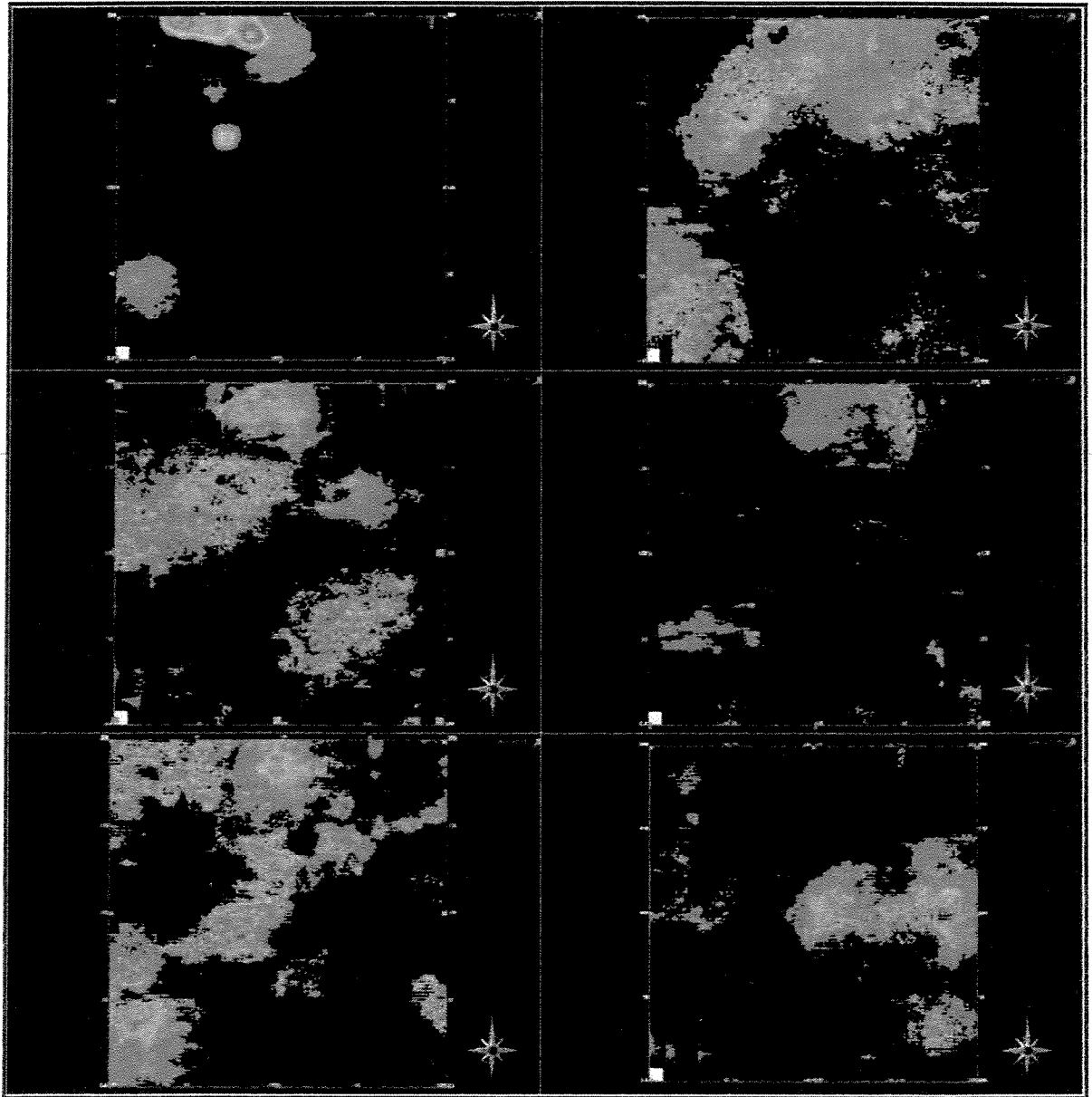


Figura 5.26: Horizontes da inversão sparse-spike.

Para a realização de uma interpretação mais eficiente, pode-se realizar um estudo sobre a conectividade. A conectividade é estudada com relação à conexão de vértices dos voxels, sendo que os voxels são elementos de volume tridimensional. As Figuras 5.27 e 5.28 apresentam os horizontes que mostram os corpos conectados para o resultado da inversão recursiva e sparse spike respectivamente. O estudo de conectividade para a inversão recursiva, resultou na identificação de 6 corpos conectados no intervalo de impedância definido. No Capítulo 2, onde

também foi realizado um estudo de conectividade foram identificados 9 grandes corpos, dessa maneira a inversão recursiva não retornou todos os corpos modelados, isso se explica pelo fato da inversão recursiva em certos locais não distinguir os corpos de interesse, unindo-os e resultando numa interpretação equivocada das feições. O resultado de conectividade para a inversão sparse-spike resultou na identificação de 14 corpos conectados, o que é superior ao número de corpos identificados no Capítulo 2. Essa diferença pode ser explicada pelo fato da propriedade de impedância acústica ser definida dentro de um limite, variável, o que afeta os resultados. Outro fator é os diferentes algoritmos usados no estudo da conectividade. Embora exista essa diferença, se pode observar que um grande corpo conectado é observado na propriedade de impedância acústica, semelhante ao corpo identificado no modelo litológico. Essa identificação não ocorre no resultado obtido pela inversão recursiva.

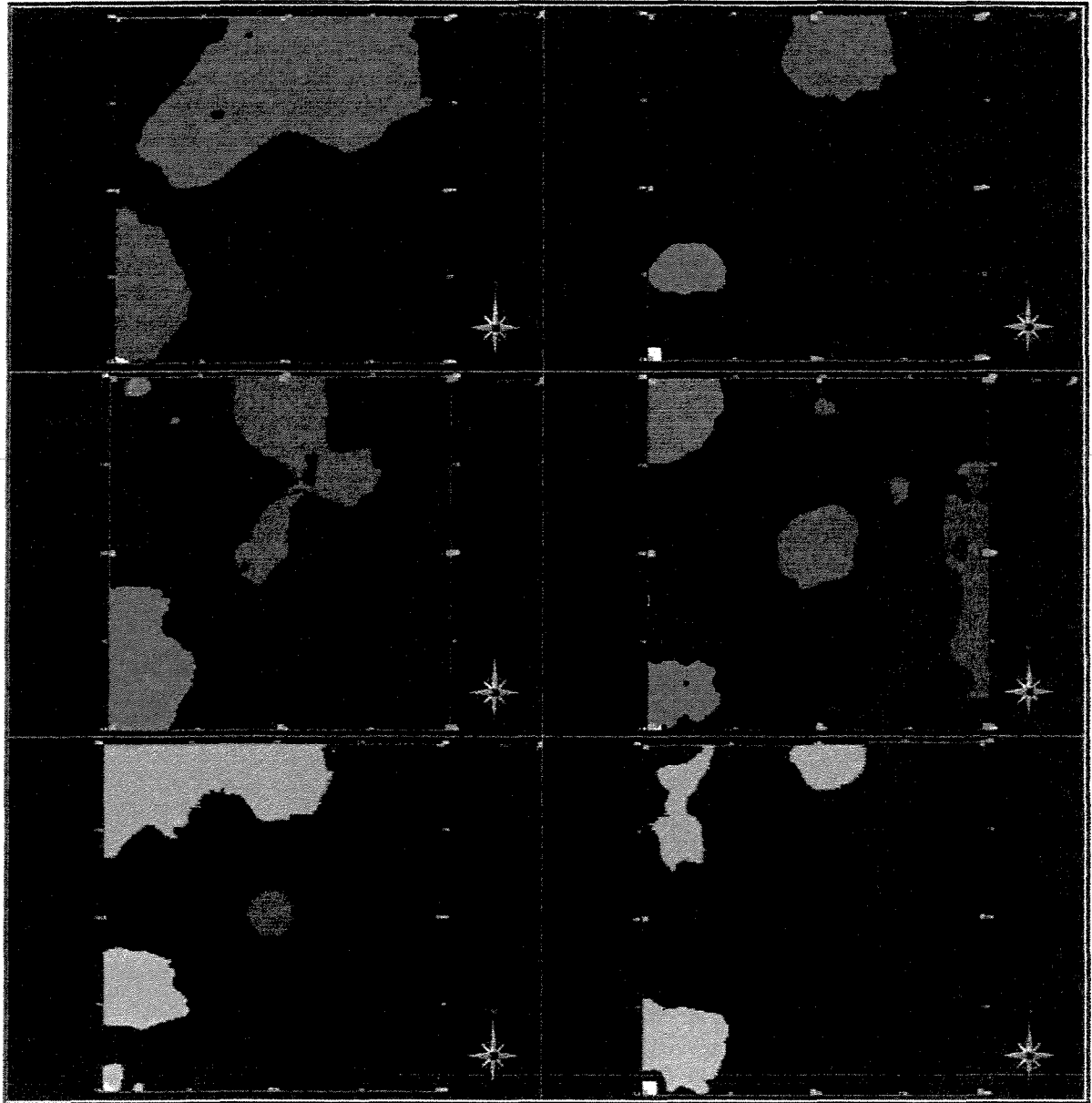


Figura 5.27: Corpos conectados resultados da inversão recursiva.

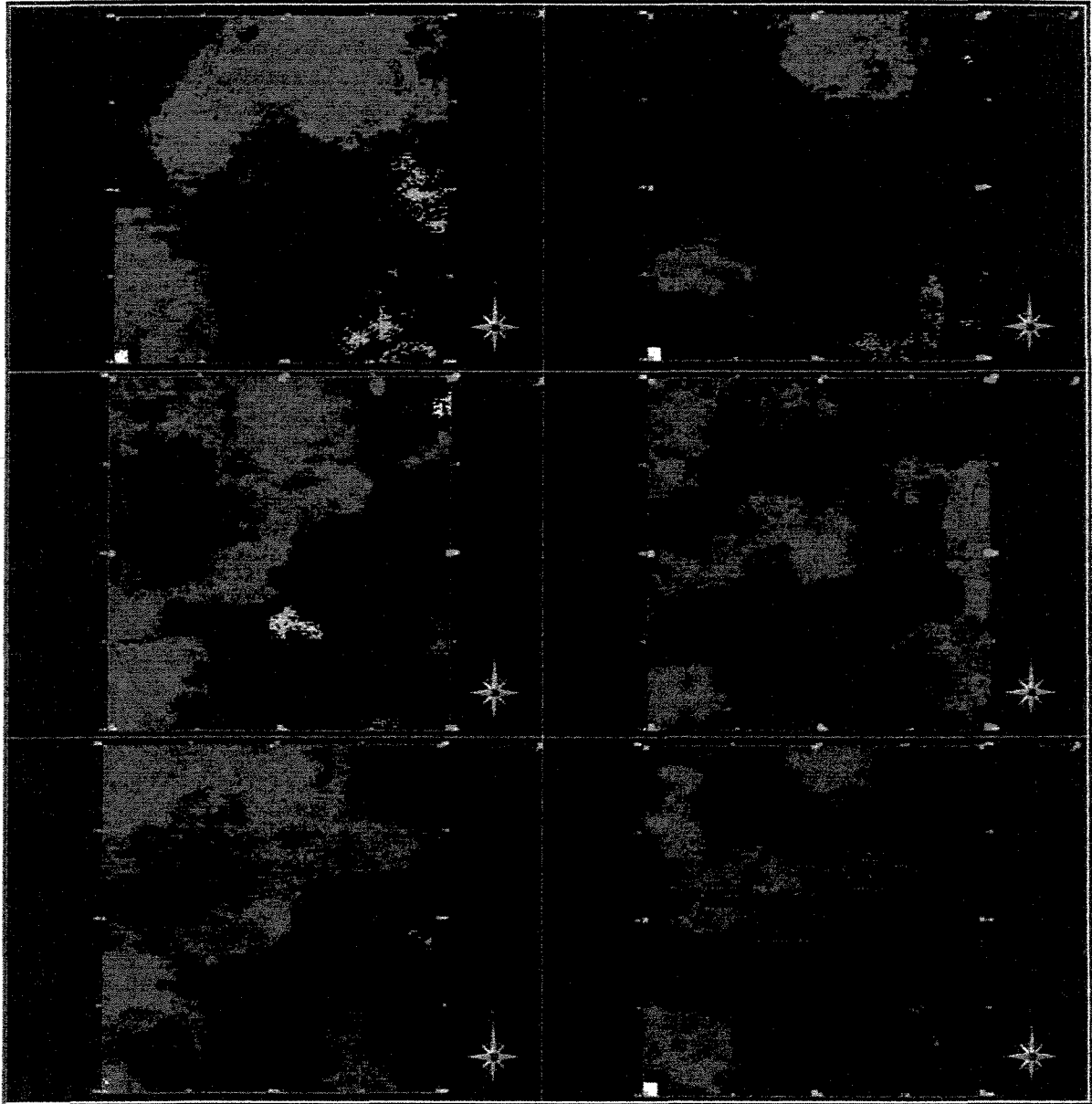


Figura 5.28: Corpos conectados resultados da inversão sparse-spike.

Pode-se concluir através das análises realizadas quanto a interpretação e inversão sísmica, a grande valia do modelo gerado para estudos relacionados com a modelagem sísmica e aplicação em processos de interpretação e inversão.

Capítulo 6

Conclusões e recomendações

A integração, provavelmente tem sido uma das palavras mais usadas no meio da exploração e produção de petróleo, principalmente na última década. Nesta indústria a integração é realizada de modo que diferentes áreas do conhecimento como a geologia, geofísica, petrofísica e engenharia de petróleo, sejam combinadas de modo a estabelecer, ou criar um novo processo de análise das informações provenientes do reservatório visando à construção de modelos mais confiáveis que resultem numa exploração mais eficiente de um campo de petróleo.

Nesta dissertação, apresentou-se uma metodologia para a geração do que pode ser chamado de modelo integrado do reservatório. Nesse modelo foram combinadas informações litológicas, petrofísicas e geofísicas. Iniciou-se com a definição de um modelo conceitual deposicional, passando-se para a geração do modelo litológico de fácies tridimensional, sendo a fácies representativa das litologias areia e folhelho. A essa fase inicial agregaram-se informações petrofísicas provenientes de poços, gerando assim um modelo petrofísico e geológico, onde além da região representativa do reservatório foram adicionadas camadas com propriedades constantes, tornando o modelo mais realístico. Por fim foi realizada a modelagem sísmica convolucional, que pode ser aplicada de vários modos na análise de diferentes atributos. Neste trabalho foi escolhido aplicar a modelagem sísmica nos processos de interpretação e inversão sísmica.

A Figura 6.1 ilustra um resumo do que pode ser chamado de modelagem integrada e cuja metodologia foi apresentada no decorrer deste trabalho. Nesta abordagem integrada, a partir de

um modelo conceitual e de uma base estrutural, são realizadas as modelagens litológicas e petrofísicas. Por fim de acordo com a utilidade do modelo gerado esse pode ser submetido a estudos relacionados à modelagem sísmica, como é o caso desta dissertação, ou estudos relacionados à modelagem do fluxo, em trabalhos de simulação de reservatórios.

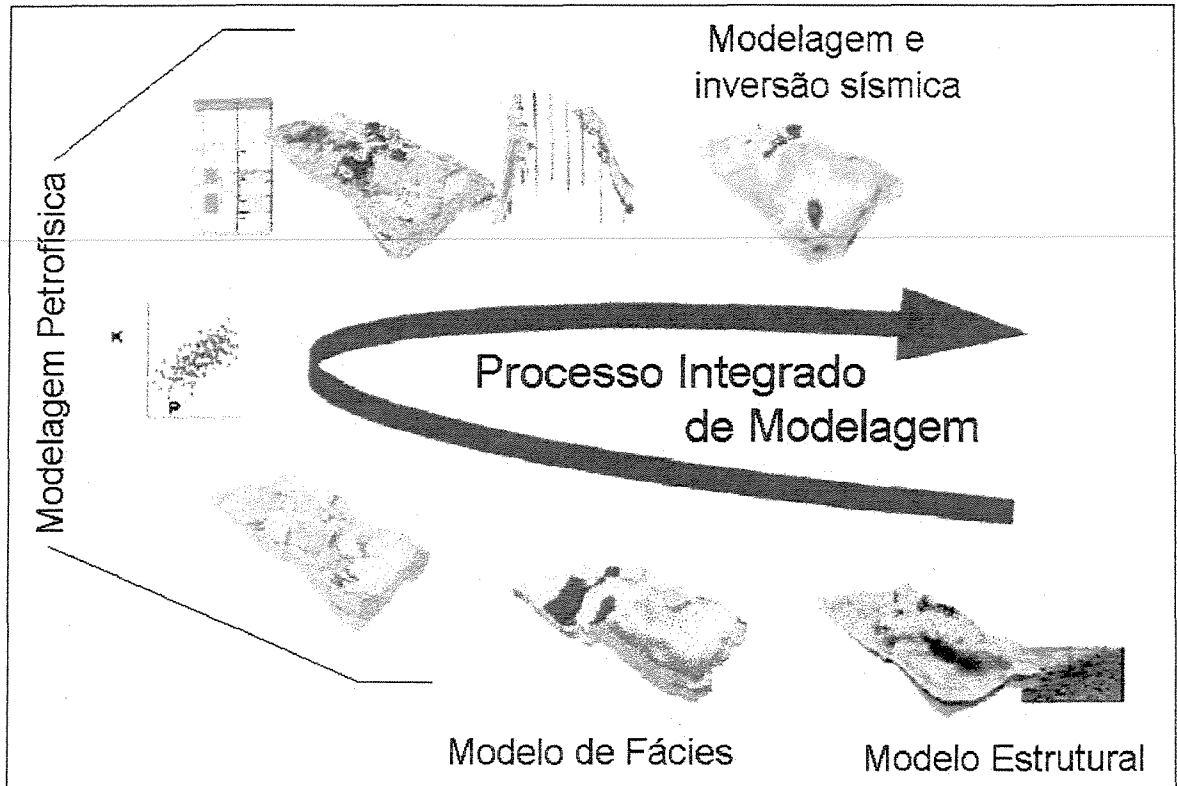


Figura 6.1: Processo integrado de modelagem de um reservatório.

Pode-se obter como primeira conclusão deste trabalho a geração de um banco de dados principalmente petrofísicos e sísmicos de referência. A validade desse banco de dados é justificada pelo fato de constituírem um conjunto onde as heterogeneidades são conhecidas e desta forma, os resultados podem ser interpretados de maneira mais clara, pois não existem fatores complicatórios externos que prejudiquem as conclusões. Assim, pode-se sugerir como recomendação para um trabalho futuro, a utilização do conjunto de dados gerados nesta dissertação para estudos relacionados à análise de fluxo e aplicações de técnicas de upscaling, como demonstrado no trabalho de Pumputis (2002).

Com relação à modelagem litológica, pôde-se observar que a simulação booleana baseada em objetos mostrou-se uma ferramenta eficaz na geração de modelos realísticos e que de certa forma reproduziu as heterogeneidades relacionadas a corpos com características de reservatórios turbidíticos de águas profundas. Alguns problemas referentes à forma geométrica dos corpos gerados foram identificados, mas que não comprometeram à modelagem. Entre as características que se esperava reproduzir, como as formas de lobos turbidíticos e a espessura subsísmica das camadas de areia, o resultado obtido pela modelagem de objetos se mostrou satisfatória. Pode-se sugerir para a geração de futuros modelos litológicos a utilização de dados reais de poços juntamente com curvas de proporção, dessa maneira os problemas mencionados como as formas geométricas dos corpos, podem ser resolvidos. Recomenda-se também para algum trabalho futuro a modelagem de outros ambientes deposicionais, como sistemas fluviais.

A simulação seqüencial gaussiana não condicional, se mostrou eficiente no preenchimento do modelo litológico com as propriedades petrofísicas. As fácies foram preenchidas com as propriedades de interesse, respeitando o arcabouço geológico gerado e com os valores dentro dos limites sugeridos por dados de poços e pela literatura. O preenchimento do modelo litológico pode ser realizado com outras propriedades importantes para a caracterização de reservatórios, como a porosidade, a permeabilidade e a saturação. Com essas outras propriedades diferentes estudos podem ser desenvolvidos, principalmente no que diz respeito ao estado dinâmico do reservatório. Pode-se recomendar para esta etapa da metodologia a utilização de poços condicionantes usando assim o método da simulação seqüencial gaussiana condicional, bem como a modelagem de outras litologias, tornando o modelo mais realístico e mais complexo.

A modelagem sísmica convolucional comportou-se de maneira eficaz na etapa de geração do dado sísmico sintético, isso se deveu principalmente à característica do modelo, onde não foram modeladas grandes variações na velocidade o que poderia acarretar numa modelagem não satisfatória. As heterogeneidades que se esperava modelar foram bem representadas pela modelagem sísmica convolucional. Para trabalhos futuros pode-se sugerir a realização da modelagem via traçamento de raios, onde então variações na velocidade podem ser inseridas ou não, porém vale ressaltar a importância na comparação entre a modelagem convolucional e via traçamento de raios.

Os processos de interpretação e inversão sísmica apresentaram os resultados esperados. A inversão sísmica através do algoritmo sparse-spike se mostrou eficaz na identificação e individualização dos corpos modelados como reservatório superando tanto o limite de resolução sísmica como a suavização causada pelo algoritmo recursivo. Pode-se recomendar para trabalhos futuros, estudos sobre o cálculo da porosidade e da espessura porosa, que podem ser realizados a partir dos resultados obtidos pelos algoritmos de inversão sísmica utilizados nesta dissertação. Pode-se também realizar a inversão sísmica através do algoritmo geoestatístico no mesmo conjunto de dados aqui gerados, realizando assim estudos comparativos entre os três métodos de inversão sísmica.

Dessa maneira um estudo integrado no processo de caracterização de reservatórios, como definido pela metodologia mostrada nesta dissertação, pode-se tornar uma base de referência. Esse estudo integrado pode contribuir em estudos acadêmicos onde o modelo de referência aqui gerado pode ser aplicado nos mais diversos casos relacionados à caracterização, como também contribuir na área de ensino, onde o modelo de referência serve como escola no aprendizado e desenvolvimento de técnicas e métodos.

Referências Bibliográficas

Aminzadeh, F. *Challenges Direct Future of Geophysics*, The American Oil & Gas Reporter, 2000.

Bankhead, B. *Integration: the Key To Reservoir Characterization*, Veritas Exploration Services, 2002.

Bruhn, C. *Petroleum Geology of Rift and Passive margin Turbidite systems: Brazilian and Worldwide Examples*, AAPG International Conference, 1998.

Bruhn, C. *Constraining Types of Oligocene/Miocene, Giant Turbidite Reservoir from Deep-Water Campos Basin, Brazil*, AAPG Distinguished Lecturer, 2001.

Caers, J., Avseth, P., Mukerji, T. *Geostatistical integration of rock physics, seismic amplitudes, and geologic models in North Sea turbidite systems*, The Leading Edge, p. 308 – 312, 2001.

Chilès, J. P., and Delfiner, P. *Geostatistics: Modeling Spatial Uncertainty*, Wiley Press, 1999.

Chopra, S. *Integrating coherence Cube Imageing and Seismic Inversion*, The Leading Edge, Vol. 20, No. 4, pp: 354 – 363, 2001.

Clark, J. D., and Pickering, K. T. *Submarine Channelform Hierarchy*, 2001.

Clark, J. D., and Pickering, K. T. *Submarine channels: processes and architecture*, London, Vallis Press, 1996.

- Cosentino, L., Lestang, P. A., Cabrera, J., Jimenez, T., bellorin, O. *Geologically Oriented Geostatistics: na Integrated tool for Reservoir characterization*, SPE Paper 74371, p. 01-10, 2002.
- Cosentino, L. *Integrated Reservoir Studies*, Intitut Français du Pétrole Publications, 2001.
- Deutsch, C. V. *Geostatistical Reservoir Modeling*, Applied Geostatistics Series, Oxford University Press, 2002.
- Gandallah, M., R. *Reservoir Seismology: Geophysics in Nontechnical Language*, Pennwell, 1994.
- Geovariances. *Manuais do Isatis*, Fontainebleu, France: Geovariances, 1998.
- Insalaco, E., Marion, D., Michel, B., Boisseau, Y., Rowbotham, P. *Reservoir Scale 3-D Sedimentary Modelling: Approaches and Impact of Integrating Sedimentology into the Reservoir characterization Workflow*, 2001.
- Lantuéjoul, C. *Geostatistical Simulation: Models and Algorithms*, Springer Press, 2002.
- Lantuéjoul, C. *Randon Sets and Functions – From Models to Conditional simulation*, 141p (Course Notes), 1995.
- Li, Q. *sparse spike Inversion and the Resolution Limit*, CSEG, 2002.
- Lieshout, M., N., M. *Size distributions in Stochastic Geometry*, 1997
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J. *The Rock Physics Handbook*, Cambridge University Press, 1998.

- Pereira, M., R., S. *Processos de Poisson Duplamente Estocásticos na Caracterização de Reservatórios Fraturados*, Dissertação de Mestrado, IGE, UNICAMP, 1998.
- Prijac, C., Remacre, A. Z. *Determinação de Parâmetros para a modelagem de Reservatórios Clásticos de Águas Profundas*. 2001
- Pumputis, A., Schiozer, D., J. *Representation of Reservoirs Generated by Object – Based Stochastic Simulation in Numeric Flow Modeling*, SPE 77431, Outubro, 2002.
- Reading, H., G., Richards, M. *The Classification of Deep-water Siliciclastic Depositional Systems by Grain Size and Feeder systems*, AAPG Bulletin No. 78, pp. 792-822, 1994.
- Riel, van P., Latmer, R., B., Davison, R. *An interpreter's Guide to Understanding and Working with Seismic-Derived Acoustic impedance Data*, The Leading Edge, Março, 2000.
- Richards, M., Reading, H. G. *Turbidite Systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system*, AAPG Bulletin, v. 78, p. 792 – 822, 1994.
- Richards, M., Bowman, M., Reading, H. *Submarine-fan Systems I: Characterization and Stratigraphic Prediction*, Marine and Petroleum Geology, No. 15, pp. 689-717, 1998.
- Russel, B. H. *Introduction to Seismic Inversion Methods*, Course Notes Series, No. 2, Society of Exploration Geophysicists, 1991.
- Schlumberger. *Schlumberger Log Interpretation*, 1972.
- Shanmugam, G. *50 years of the turbidite paradigm (1950s – 1990s): deep-water processes and fácies models – a critical perspective*, Marine and Petroleum Geology, vol. 17, p. 285 – 342, 2000.
- Sheriff, R. E. *Exploration Seismology*, Cambridge University Press. , 1995.

Sheriff, R., E. *Reservoir Geophysics*, 1992.

Slatt, R. M., Weiner, P. *Turbidite systems Part 2: Subseismic scale reservoir characteristics*, The Leading Edge, Maio, 1999.

Slatt, R., M., Weiner, P. *Turbidite systems Part 1: Sequence and Seismic stratigraphy*, The Leading Edge, Abril, 1999.

Stow, D. A. V., Johansson, M. *Deep-water massive sands: nature, origin and hydrocarbon implications*, Marine and Petroleum Geology, vol. 17, p. 145-174, 2000.

Stoyan, D., Kendall, W., S., Mecke, J. *Stochastic Geometry and its Application*, Second Edition, 1987.

Viseur, S., Shtuka, A., Mallet, J-L. *Stochastic Object-Based Simulation of Channels Constrained by High Resolution Seismic Data*, 2002.

WWW.SLB.COM. *Schlumberger Oil Field Glossary*, 2002.

Wang, Z. *Y2K Tutorial: Fundamentals of seismic rock physics*, , geophysics, vol. 66, p. 398 – 412, 2001.

Weber, K. J. How Heterogeneity Affects oil Recovery. *Reservoir Characterization: Academic Press*,. p.487-544, 1986.

Widess, M. B. *How Thin is a thin bed?*, Geophysics, vol. 38, No. 6, p. 1176 – 1180, 1973.

Yarus, J., M., Chambers, R., L. *Stochastic Modeling and Geostatistics: Principles, Methods and Case Studies*, AAPG Computer Application in Geology No. 3, 1994.

Ylmaz, O. *Seismic Data processing*, Society of Exploration Geophysicist, 1988.