

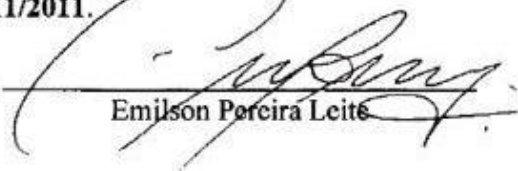
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

LETICIA DE ÁVILA ACQUAVIVA

**Inversão Sísmica para Impedância Acústica na
Caracterização de Reservatórios: Impacto da
Extração da *Wavelet* e do Aumento da Banda
de Frequências**

CAMPINAS
2011

Este exemplar corresponde à redação final da
dissertação defendida por **Leticia de Ávila
Acquaviva** pela Comissão julgadora em
25/11/2011.


Emilson Pereira Leite

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Inversão Sísmica para Impedância Acústica na Caracterização de Reservatórios: Impacto da Extração da *Wavelet* e do Aumento da Banda de Frequências

Autor: Leticia de Ávila Acquaviva

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo
Área de Concentração: Reservatórios e Gestão

Qualificação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2011
SP – Brasil

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

Ac75i Acquaviva, Leticia de Ávila
Inversão sísmica para impedância acústica na
caracterização de reservatórios: impacto da extração da
wavelet e do aumento da banda de frequências / Leticia
de Ávila Acquaviva. --Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientadores: Emilson Pereira Leite, Alexandre
Campane Vidal.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Prospeção Sísmica. 2. Wavelets (matemática). 3.
Impedância acústica. I. Leite, Emilson Pereira. II.
Vidal, Alexandre Campane. III. Universidade Estadual
de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: Seismic inversion to acoustic impedance in reservoir
characterization: the impact of wavelet extraction and increase
the frequency band

Palavras-chave em Inglês: Seismic prospecting, Wavelets (mathematics),
Acoustic Impedance

Área de concentração: Reservatório e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Liliana Alcazar Diogo, Rodrigo Drummond Couto Duarte

Data da defesa: 25-11-2011

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

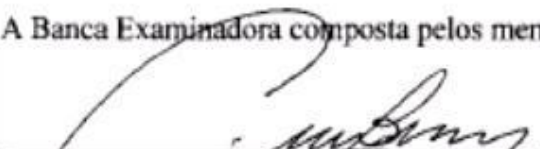
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Inversão Sísmica para Impedância Acústica na Caracterização de Reservatórios: Impacto da Extração da *Wavelet* e do Aumento da Banda de Frequências


Autor: Leticia de Ávila Acquaviva

Orientador: Prof. Dr. Emilson Pereira Leite


A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Emilson Pereira Leite, Presidente
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Rodrigo Drummond Couto Duarte
DGRN/IG/UNICAMP



Prof. Dra. Liliansa Alcazar Diogo
IAG/USP

Campinas, 25 de Novembro de 2011.

Ao Pedro Henrique, ainda que reunido poucos anos de vida me transmitiu com a pureza dos seus olhos, inocentemente, tanta alegria!

Ao João que vem chegando ao mundo com a promessa de continuidade de vida e alegria a todos nós!

Com muito carinho, à minha mãe, que é a estrela no céu que me ilumina e me dá forças e ao meu pai, pessoa amável e muito companheira das alegrias e das tristezas.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Emilson que me ensinou muito do que sei hoje e principalmente por me estender as mãos nos momentos difíceis e de desânimo que me abateram. À UNICAMP que me proporcionou os meus melhores anos e maiores aprendizados que a convivência humana pode lhe trazer. O conhecimento a partir dos livros, dos professores e dos grandes amigos formados em momentos de debates e descontrações por sete anos de vivência nesse meio.

À Jú, Mari e Fê com muito carinho, Ge, Chaveirinho, João, Maíra, Gustavo, o eterno Caos Violeta e agregados, que fizeram e alguns que ainda fazem parte profundamente de minha vida e merecem muitos agradecimentos por terem compartilhado tantas alegrias e alguns momentos de tristeza e ter podido ajudá-los nas eventuais peças que o destino nos prega. Ao amigo Digão, tipo de pessoa que todo mundo quer tê-lo como amigo, que me apresentou os brindezinhos nas trilhas de Bonete e desbravamos a Amazônia juntos!

Aos amigos Supimpa, Dadinho, Bela, Hori, Renan, Franca, Zé Mário, Deh, Alê, Ana, Lula, Guiga, da República Furazóio, às amigas da Republica Tcheca Bri, Rê, Thais, Lili, Pink, Fu, Patty e agregados que fizeram todos esses anos muito mais divertidos. À Ana pela amizade recíproca nos últimos anos de UNICAMP. Ao Bruno, Brunão, Maíra e Joao Paulo com quem convivi por muito tempo. Aos amigos Marcelo, Colombina, Naira, Carlinha e Carol, que foram essenciais na minha adaptação à cidade maravilhosa. E em especial à Natália, companheira e amiga de todas as horas mesmo! Aos amigos Ricardo, Daniel, Gonella e Rodrigo que fazem o dia a dia serem mais leves e divertidos.

Aos meus mais que queridos irmãos, Tiago e André, por quem tenho o mais profundo carinho. Às minhas cunhadas e amigas, Vanessa e Marina, que estão sempre presentes com uma palavra amiga em minha vida.

Ao meu pai amado que me ensinou e me ensina até hoje que a vida tem que ser levada com serenidade, humildade e muita alegria. A minha mãe que me ensinou os mais profundos e verdadeiros sentimentos e ainda assim, uma fortaleza com quem aprendi a ser perseverante e a cruzar as dificuldades sejam elas de qualquer magnitude.

“Mais do que máquinas
Precisamos de humanidade,
Mais do que inteligência,
Precisamos de afeição e doçura.”

Charlie Chaplin

RESUMO

Acquaviva, Leticia de Ávila, “*Inversão Sísmica para Impedância Acústica na Caracterização de Reservatórios: Impacto da Extração da Wavelet e do Aumento da Banda de Frequências*”. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 64p. Dissertação de Mestrado.

Os substratos que constituem um reservatório são identificados com a utilização de dados sísmicos. O processo consiste na determinação de propriedades petrofísicas dos reservatórios. Entretanto, camadas de estruturas subsísmica são mascaradas devido à limitação do dado sísmico convencional. A falha proporcionada por esses dados produz um modelo comprometido para o reservatório. A falta de resolução vertical do dado sísmico pode ser superada através da integração do mesmo com todas as informações disponíveis do reservatório (Sancevero, 2006). A maneira mais efetiva de reunir esses dados encontra-se na geração de modelos de impedância acústica originados do processo de inversão. Como foco principal, foi produzido um algoritmo de inversão sísmica para impedância acústica, manuseado com o software MATLAB. Nesse algoritmo, o dado sísmico foi modelado como sendo a convolução da resposta refletiva do meio com o pulso sísmico sonoro, conhecido como *wavelet*. A assinatura do pulso sonoro faz com que o dado sísmico seja de banda limitada no domínio da frequência. O método proposto permite acrescentar nos dados sísmicos valores de baixas frequências providos de dados de perfis de poços. Tal método também permite analisar o impacto da extração da *wavelet* por meio da amarração sísmica-poço, bem como o valor limite de frequências utilizadas do dado de poço. O algoritmo foi aplicado em dados do Campo de Namorado da bacia de Campos, Brasil. Os resultados mostram dados de impedância acústica com banda de frequências mais larga que o dado sísmico e, portanto, imagens com maior resolução e com conteúdo petrofísico do reservatório.

Palavras-Chave

Inversão Sísmica, Wavelet, Impedância Acústica, Modelo Convolutacional, Amarração sísmica-poço.

ABSTRACT

Acquaviva, Letícia de Ávila, *Inversão Sísmica para Impedância Acústica na Caracterização de Reservatórios: Impacto da Extração da Wavelet e do Aumento da Banda de Frequências*. Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2011. 64p. Dissertação de Mestrado.

The substrates that constitute a reservoir are identified using seismic data. The process consists of determining reservoir petrophysical properties. However, sub-seismic layers structures are masked due to the limitation of conventional seismic data. The failure provided by these data produces an erroneous model of reservoir. The lack of vertical resolution of seismic data can be overcome by integrating it with all available information from the reservoir (Sancevero, 2006). The most effective way to gather such data lies in the generation of acoustic impedance models derived from seismic inversion methods. As a main focus an inversion algorithm for seismic acoustic impedance have been produced, handled with MATLAB software. In this algorithm, the seismic data have been modeled as the convolution of the reflective response of the medium with the wavelet noise known as wavelet. The signature of the sound pulse makes the seismic data be a limited bandwidth in the frequency domain. The proposed method allows add low-frequencies data from well logs into seismic data. This method also analyzes the impact of the wavelet extraction through the well-seismic tie, and the limit of frequencies used from well data. The model was applied on data from the Namorado Field of the Campos Basin, Brazil. The results show the acoustic impedance data with a frequencies band wider than the seismic data and, therefore, images with higher resolution and with petrophysical content reservoir.

Key Words

Seismic Inversion, Wavelet, Acoustic Impedance, Convolutional Model, Well-Seismic tie

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE NOMENCLATURAS	xii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Motivação.....	3
1.2. Objetivos	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	9
3.1. Teoria do Campo de Namorado	9
3.2. O Método Sísmico	20
3.3. Aquisição e processamento de dados sísmicos	22
3.4. O modelo convolucional	24
3.5. Impedância acústica	27
3.6. Estimativa da impedância acústica pela extrapolação da banda de frequência do dado sísmico	30
3.7. Inversão Sparse Spike	32
4. METODOLOGIA E APLICAÇÕES.....	35
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	40
6. DISCUSSÃO E CONCLUSÕES.....	58
7. REFERÊNCIAS	60
8. ANEXO.....	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 3-1. Mapa de Localização da Bacia de Campos.	9
Figura 3-2: Arcabouço Estrutural	11
Figura 3-3: Seção Geológica. Adaptado de (ANP)	12
Figura 3-4: Mapa de localização do Campo de Namorado no Brasil. Adaptado de (Rosa, et al., 2008).....	19
Figura 3-5: Esquema de propagação das ondas: (a) Compressionais e (b) Cisalhantes. (Kearey, 2002).....	21
Figura 3-6: Incidência de onda sísmica em uma interface de diferentes características petrofísicas. (Kearey, 2002)	21
Figura 3-7: Ilustração da técnica CMP de aquisição de dados sísmicos. Adaptado de (Neto, 2006)	23
Figura 3-8: Processamento sísmico. Correção NMO (Normal Move Out) e empilhamento (Stack). Adaptado de (Kearey, 2002).....	24
Figura 3-9: Representação esquemática do Modelo Convolutacional	25
Figura 3-10 – Representação esquemática das séries de refletividade gerada pelas mudanças na impedância acústica. Adaptado de (Kearey, 2002).	29
Figura 4-1 Representação esquemática do algoritmo construído para a inversão em impedância acústica dos dados sísmicos em conjunto com os dados de perfis de poços.	39
Figura 5-1 - Wavelet Ricker (30 Hz).....	40
Figura 5-2: Espectro de frequências da refletividade.	41
Figura 5-3 - Espectro de frequências da refletividade obtida por perfis de poço.	42
Figura 5-4 – NA02 - Comparação do resultado da inversão (azul) com a impedância estimada (vermelho), utilizando a Wavelet Ricker e frequência de corte de 8Hz.	43
Figura 5-5 – NA02 - Comparação do resultado da inversão com a Impedância estimada. Wavelet extraída da amarração de dados sísmica-poço e frequência de corte de 8Hz.	44
Figura 5-6 – NA37 - Resultado da Inversão comparada com a impedância estimada. Wavelet Ricker e frequência de corte de 10 Hz.....	45
Figura 5-7 – NA37 - Resultado da Inversão comparada com a impedância estimada. Wavelet estimada por meio da amarração sísmica-poço e frequência de corte de 10 Hz	46

Figura 5-8: Valores de impedância acústica para uma frequência de corte de 5 Hz, primeiramente, para o poço NA02 e em seguida para o poço NA37.	47
Figura 5-9 - Comparação do resultado da inversão com a Impedância estimada pelo poço NA1A. Wavelet extraída da amarração de dados sísmica-poço e frequência de corte de 12Hz.	48
Figura 5-10 - Comparação do resultado da inversão com a Impedância estimada pelo poço NA1A. Wavelet extraída da amarração de dados sísmica-poço convertida para fase zero e frequência de corte de 12Hz.	49
Figura 5-11 - Wavelet estimada pela amarração sísmica-poço com fase mínima e fase zero para os poços NA02, NA37, NA1A.	50
Figura 5-12 - Seção sísmica 2D, inline 316 e poço NA02. Extração da wavelet pela relação sísmica-poço e o resultado da inversão sísmica em impedância acústica	52
Figura 5-13 - Seção sísmica 2D, inline 326 e poço NA37. Extração da wavelet pela relação sísmica-poço e o resultado da inversão sísmica em impedância acústica.	53
Figura 5-14 - Seção sísmica 2D, inline 340 e poço NA1A. Extração da wavelet pela relação sísmica-poço e o resultado da inversão sísmica em impedância acústica	54
Figura 5-15 - Coeficiente de correlação entre a impedância estimada e o resultado da inversão para a seção de inline 316 referente ao poço NA02	55
Figura 5-16 - Coeficiente de correlação entre a impedância estimada e o resultado da inversão para a seção de inline 326 referente ao poço NA37.	56
Figura 5-17 - Coeficiente de correlação entre a impedância estimada e o resultado da inversão para a seção de inline 340 referente ao poço NA1A.	57

LISTA DE NOMENCLATURAS

Letras Latinas

V	Velocidade de propagação da onda compressional	[m/s]
A_I	Onda incidente	
A_r	Onda refletida	
A_t	Onda transmitida	
x	Dado sísmico	
r	Refletividade	
Z	Impedância Acústica	[g/cm ³].[m/s]
t	Tempo	[s]
w	Wavelet	
n	Ruído	
I	Matriz Identidade	
k	Substratos de subsuperfície	
N	Número de substratos	
d	Dado sísmico sintético	

Letras Gregas

ρ	Densidade do meio de propagação da onda	[g / c m ³]
ϵ	Parâmetro de regularização	
λ	Fator de ponderação dos termos da FOBj	

Superescritos

+	Matriz generalizada	
T	Matriz transposta	
p,q	Grau de minimização de erros da FOBj	

Abreviações

CMP	Common Midpoint
NMO	Normal Moveout
FOBj	Função Objetivo
SEGY	Formato de arquivo do dado sísmico
LAS	Formato de arquivo do dado de poço
DT	Perfil sônico
RHOB	Perfil de densidade
Fm	Formação Geológica

Siglas

DEP Departamento de Engenharia de Petróleo
DGRN Departamento de Geologia e Recursos Naturais
IG Instituto de Geociências

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento inicial de um campo de petróleo possui informações com alto grau de incertezas e, além disso, se baseia em dados sísmicos de exploração com baixa resolução. A modelagem geofísica e a modelagem geológica produzem um modelo estrutural que não representa as heterogeneidades e as propriedades das rochas de subsuperfície.

Os altos investimentos na perfuração de poços e na produção de petróleo exigem que as incertezas associadas ao processo exploratório devam ser quantificadas de maneira precisa. A inversão sísmica para impedância acústica na modelagem de reservatórios auxilia na otimização do gerenciamento dos campos. A caracterização efetiva dos reservatórios permite a redução de custos e riscos na fase de exploração e desenvolvimento do campo, o que garante a recuperação de óleo, proporcionando o retorno dos investimentos.

O processo de caracterização de reservatórios baseado na inversão sísmica tem como objetivo a geração de um modelo que incorpora todas as informações e dados provenientes da estrutura geológica em questão. Estes modelos possuem papel importante na indústria de petróleo, pois permitem monitorar e prever o comportamento do campo de uma maneira mais efetiva e real (Biondi, 1998). Os modelos produzidos auxiliam na escolha da estratégia de produção, pois disponibilizam estudos de simulação de fluxo em que se podem determinar zonas com melhores propriedades petrofísicas e movimentação do fluxo dentro dos reservatórios.

A geração de um modelo unificado pretende reunir dados conceituais de um modelo geológico, dados sísmicos, dados de perfis, dados de testemunho e histórico de produção, com o intuito de agregar informações adquiridas em diferentes escalas e graus de precisão (Buiting & Bacon, 1997).

Várias técnicas de modelagem estão sendo utilizadas e dentre elas, a inversão do dado sísmico para a impedância acústica vem se mostrando, por meio de alguns trabalhos publicados, excelente na integração dos dados do reservatório, pois fornece uma estimativa da distribuição

dos parâmetros físicos capazes de caracterizar a geologia em subsuperfície. Esses estudos podem ser vistos nos trabalhos mais recentes de Sancevero,(2006) e Velis,(2008).

Define-se como impedância acústica o produto entre a densidade da rocha e a velocidade compressional da onda sísmica no meio. Desta forma, nota-se que a impedância acústica é uma propriedade da camada, diferentemente da amplitude, em que se tem uma propriedade de interface. As armadilhas estratigráficas são áreas geológicas que combinam rochas reservatórios com um sistema de trapas por meio dos folhelhos, proporcionando regiões com alto potencial de reserva de óleo. Essas formações podem ser investigadas com a interpretação rigorosa dos dados sísmicos ou de maneira mais precisa com a manipulação dos dados, como no caso da inversão sísmica. Um modelo baseado na impedância acústica tem maior valor na interpretação dos dados, pois além das informações do dado sísmico bruto, ainda são agregados a ele os dados de perfis de poços. As propriedades petrofísicas podem ser produzidas por meio dos modelos de impedância acústica, além de possibilitar interpretações rápidas, análise estratigráfica do reservatório e, conseqüentemente, permite um delineamento dos alvos exploratórios.

O método elaborado para a obtenção dos parâmetros referentes às propriedades de rochas baseia-se na combinação de dados sísmicos de reflexão e dados de perfis de poços. A integração desses dados provenientes de diferentes fontes é importante no processo de caracterização de reservatórios e produz um impacto significativo nos resultados finais. Esses dados serão combinados de forma coerente e consistente durante o trabalho proposto. Os resultados apresentados nesse contexto poderão ser utilizados na interpretação dos reservatórios com maior acurácia do que os dados sísmicos propriamente ditos.

O trabalho foi desenvolvido para dados sísmicos organizados em conjunto de dados CMP pós-empilhados e migrados, utilizando o modelo convolucional para ângulos de incidência zero. Devido à maior simplicidade das equações envolvidas e à facilidade de aquisição de ondas-P, o método de inversão aplicado a esses dados tem sido o mais estudado e utilizado desde meados da década de 70 e ainda se mostra uma ferramenta valiosa na interpretação e geometria do campo a ser investigado.

1.1. Motivação

Uma descrição detalhada e quantitativa da arquitetura de um reservatório e suas propriedades é necessária para a recuperação de hidrocarbonetos *in-place*. Essa caracterização do reservatório requer a integração de diferentes tipos de dados tais como perfis de poço, dados sísmicos e outras informações geológicas. Com estas informações, a economia de desenvolvimento de campos de reservatórios pode ser extremamente melhorada e permite um aumento na produção.

Muitos métodos vêm sendo propostos na geofísica de caracterização de reservatórios. A inversão sísmica é um desses métodos o qual, essencialmente, transforma dados sísmicos de reflexão em uma estimativa de propriedades de rochas. O resultado é de grande importância, pois serão obtidas propriedades de rochas que descrevem os reservatórios da forma mais adequada que os dados sísmicos coletados.

O atributo sísmico conhecido como impedância acústica pode ser descrito como o produto da velocidade da onda sísmica com a densidade do meio. Ele é um exemplo de uma propriedade de rocha que é comumente usada para caracterizar reservatórios. Em contraste, o dado sísmico de reflexão, é gerado pela mudança na impedância acústica através da interface entre as formações geológicas. O modelo de impedância acústica possui maior acurácia e detalhamento estrutural, estratigráfico, litológico e interpretação da distribuição de fluido do que aquela obtida pela interpretação sísmica convencional.

A partir de um modelo de impedância acústica é possível detectar corpos de areia, *geobodies*, que na interpretação dos dados são responsáveis pela alocação de poços e cálculo volumétrico do campo detectado.

1.2. Objetivos

O principal objetivo dessa dissertação é estudar a recuperação de parâmetros de reservatórios através de dados sísmicos de reflexão e dados de perfis de poços. Os parâmetros aqui destacados incluem a velocidade da onda compressional – P e densidade do meio, no qual a onda se insere, com o intuito de se obter a impedância acústica deste meio. O estudo se dará de forma criteriosa, quantitativa e integrada do processo de caracterização de reservatórios.

O dado sísmico possui uma banda limitada no domínio da frequência e tal característica impossibilita a recuperação desses parâmetros de acordo com os valores reais de impedância acústica. Um método de deconvolução, com extrapolação do espectro para fora da banda do sinal de entrada será aplicado com a incorporação das baixas frequências obtidas pelos perfis de poços.

O método se baseia em um modelo convolucional para caracterizar um dado sísmico e utiliza operações lineares na minimização das normas L_1 e L_2 para a função objetivo de minimização do erro para a refletividade calculada. O objetivo será obter a resposta impulsiva do meio com caráter de um trem de impulsos esparsos, permitindo caracterizar as maiores feições geológicas do campo em estudo.

O presente trabalho também teve como objetivo analisar os parâmetros de regularização do algoritmo utilizado, bem como o seu impacto nos resultados tanto com um pulso sísmico (*wavelet*) obtido por meio da amarração sísmica-poço quanto utilizando uma *wavelet* sintética do tipo Ricker. Além disso, foi feito um estudo sobre o valor da frequência de corte do filtro que irá selecionar as baixas frequências a serem incorporadas no dado sísmico.

O resultado da inversão sísmica para impedância acústica é o objetivo final do trabalho e é feito depois de se levar em consideração a análise dos parâmetros vinculados ao método e com o intuito de produzir um dado com maior facilidade de interpretação geológica.

A inversão sísmica para impedância acústica é o objetivo final do trabalho, pois esse resultado tem o intuito de produzir um dado com maior confiabilidade e facilidade de interpretação geológica. Esse objetivo só é alcançado depois de se analisar os parâmetros vinculados ao método de inversão e aplicar a eles um controle de qualidade satisfatório.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente trabalho utiliza os dados obtidos do reservatório de petróleo conhecido como Campo de Namorado, situado na Bacia de Campos na porção sudeste do Brasil muito bem delimitado por Meneses & Adams (1990). De acordo com Mendonça (2004), o Campo de Namorado foi o primeira descoberta de campo gigante *off shore* com reservas entre 250 milhões de barris de petróleo. Conforme Bueno (2010) o campo possui aproximadamente 2000 poços perfurados em quase 30 anos de exploração.

Por Meneses, et al. (1990), o principal reservatório é o arenito turbidito cenominiano Namorado, ocorrendo em profundidades de 2900 a 3400 metros. De acordo com a geologia do campo explicitada por Guardado (1989), Meneses, et al. (1990) e Barboza (2005) os arenitos turbidíticos que compõem esse reservatório chegam a ter espessuras em torno de 115 metros, usualmente maciços, de granulação média e possuem uma porosidade estimada em torno de 20 a 30% e permeabilidade maior que 1 Darcy.

A sísmica é o método mais comumente usado e de maior importância desenvolvido na geofísica do petróleo. As estruturas geológicas são investigadas a partir desse método. De acordo com Hardage (1992), as reservas petrolíferas norte americanas tiveram um acréscimo de 75% proveniente da redefinição de reservatórios existentes a partir de melhorias dos dados que definem as propriedades dos reservatórios.

O método sísmico, pode ser definido com a propagação de ondas sísmicas artificiais que se propagam em subsuperfície de acordo com a velocidade de propagação do meio. Tal onda, ao se deparar com uma interface entre dois meios, é refletida parcialmente e parte dela é desviada e continua sua propagação na camada adjacente. A onda refletida se depara com sensores que captam ondas sísmicas.

De acordo com Hardage (1992), a aquisição de dados sísmicos juntamente com dados de perfilagem de poços facilitaram os estudos e as grandes descobertas de ambientes exploratórios,

bem como a redefinição dos reservatórios pré-existentes.. Os dados vem sendo trabalhados e processados no sentido de obter o máximo de informações dos mesmos.

Assim é o caso dos dados sísmicos invertidos em impedância acústica. Tal dado apresenta alta correlação com as propriedades do reservatório, tais como porosidade e saturação de água, indicando com maior clareza as regiões de topo e base do mesmo.

A inversão para impedância acústica a partir de dados CMP empilhados e migrados, com ângulo de incidência zero tem sido a mais utilizada e estudada desde meados da década de 70, como demonstrado em Lavergne & Willm (1977). Métodos tradicionais de inversão recursiva a fim de obter pseudo-perfis verticais de impedância acústica foram feitos por Lindseth (1979), dentre outros. Eles se baseiam na validade do modelo convolucional 1D em função do tempo. Um dos problemas encontrados nessa inversão é que a impedância encontrada por tal processo irá refletir a banda limitada do traço sísmico.

Os estudos de recuperação de parâmetros petrofísicos do ambiente de subsuperfície tiveram importante avanço com os trabalhos publicados por Levy&Fullagar (1981) e em seguida aplicados por Oldenburg (1983). As componentes do modelo convolucional são descritos como o pulso gerado na superfície e a série dos coeficientes de reflexão, que representa a resposta impulsiva da terra estratificada. Tal modelo pode ser tratado como um problema linear inverso, apresentado por Treitel and Lines (1982). Nesse caso, as observações dizem respeito ao traço sísmico e o modelo desejado é a resposta impulsiva do meio.

Algumas técnicas utilizando normas de minimização estão sendo usadas a fim de transpor as dificuldades de um problema inverso. Os primeiros estudos sobre minimização por mínimos quadrados são encontrados no trabalho de Denoël & Solvay (1985). Outros estudos podem ser verificados quando se trata da minimização por norma L_1 , tratado exhaustivamente por Claerbout & Muir (1973).

A inversão *sparse-spike* clássica, é apresentada e descrita detalhadamente nos trabalhos de Oldenburg et al.(1983) e Oldenburg et al.(1986). Outro método de inversão conhecido como *Constrained Sparse-Spike Inversion* foi apresentada por Taylor et al. (1979) e Levy & Fullagar (1981), o método faz com que vínculos que incorporam velocidades de empilhamento e impedâncias pontuais conhecidas são transformados para o domínio da frequência e incorporados

no processo de inversão, com o objetivo de recuperar a componente de baixa frequência. A função objetivo pode ser minimizada utilizando outros algoritmos de otimização, como o Gradiente Conjugado, algoritmo para solução numérica de sistemas particulares de equações lineares em métodos iterativos e, portanto, pode ser aplicado para sistemas esparsos tal como evidenciado em Young & Sen (2007). A inversão pode ser também realizada pela minimização da função objetivo, utilizando tanto a minimização por norma L_1 quanto por L_2 . Este tipo de inversão é apresentada por Sacchi & Ulrych (1996),

No contexto bayesiano, a solução da função objetivo maximiza a probabilidade *a posteriori* dos coeficientes de reflexão a serem estimados (Sacchi & Ulrych 1996) e, portanto, o método de máxima verossimilhança também pode ser aplicado como mostra Chi et al. (1984) e Hampson & Russel (1985)

Dentre as inúmeras aproximações que têm sido feitas para melhorar a interpretação de seções sísmicas pós-empilhamento, um grande esforço está sendo aplicado a fim de aumentar o poder de resolução dessas seções e o melhor mapeamento da litologia com dados de reflexões sísmicas. O dado sísmico pode ser caracterizado pelo modelo convolucional e pela hipótese de que a refletividade é representada por um trem de impulsos esparsos. Na prática, a refletividade é uma série de coeficientes de reflexão que representa a resposta do sinal sísmico às mudanças na impedância acústica do meio.

Os ruídos podem ser provenientes da dispersão da *wavelet*, da perda de energia por transmissão nas interfaces entre as camadas e das reflexões múltiplas e quando possível devem ser incluídos na análise dos dados (Oldenburg, 1983). Para o propósito desse trabalho, entretanto, admite-se que o dado foi adequadamente processado de forma que o valor do ruído n é desprezível. Mesmo após todo o processamento, um pulso residual, seja de fase zero ou não, estará presente e, conseqüentemente, os dados permanecem de banda limitada no domínio da frequência. Portanto, para que os resultados da inversão desses dados reflitam as tendências de aumento da velocidade da onda sísmica e da densidade com a profundidade, é necessária uma remoção adequada desse pulso, conforme é especificado em Russel (1991). A fim de obter a impedância de subsuperfície por meio de dados sísmicos é necessário levar em conta a natureza de banda limitada desses dados, especialmente a lacuna de baixas frequências proposta em 1984 por Treitel and Lines (1984). Desse modo a impedância estimada do dado de poço é combinada

no domínio da frequência com o dado sísmico, também nesse mesmo domínio a fim de aumentar essa banda de frequências.

A análise do espectro de frequências dos dados sísmicos permite avaliar quais valores de frequência devem ser incorporados no dado de banda limitada. Tal método tem sido muito utilizado e trabalhos publicados, tais como Sancevero (2006) e Ferguson (1996) que utilizam esse método de inversão na caracterização de reservatórios. Softwares renomados tais como *Jason Geosystems* (Latimer, et al, 2000) e *Hampson-Russell Software Services* também fazem uso desse tipo de inversão com a utilização de dados sísmicos, perfis de poços e modelos de impedância acústica. Tal sucesso se justifica pela facilidade na aquisição de ondas P refletidas em relação às ondas S e pela simplicidade das equações envolvidas nesta inversão.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1. Teoria do Campo de Namorado

Localização

A Bacia de Campos está situada no litoral dos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, abrange uma área total de 115.800 km², da qual uma pequena parte (5.800 km²) se estende para terra e 43.120 km², 5.600 km² e 61.280 km² se situam entre as cotas batimétricas de 0-400m, 400-1.000m e 1.000-3.000m, respectivamente. (Figura 3-1). A bacia limita-se a sul pelo “Alto de Cabo Frio”, que a separa da Bacia de Santos e a norte pelo “Alto de Vitória” sendo este o limite com a Bacia do Espírito Santo (Meneses, S. X. & Adams, T., 1990).

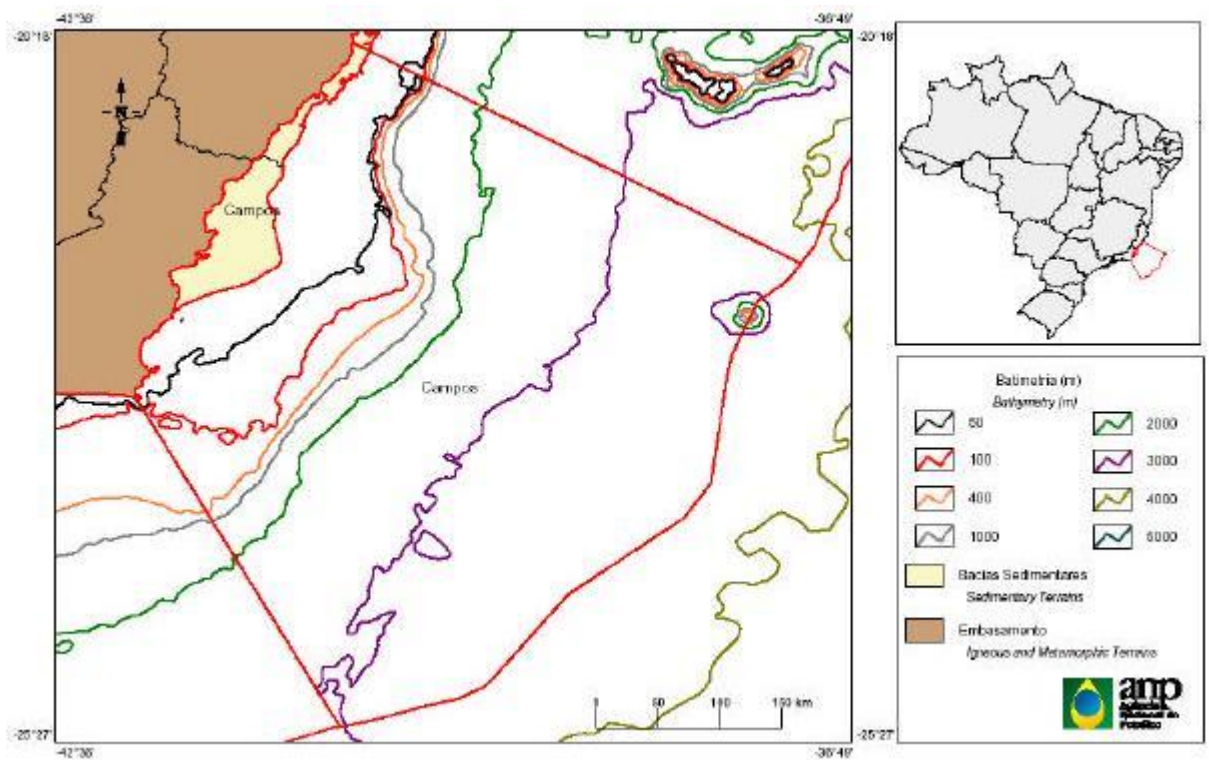


Figura 3-1. Mapa de Localização da Bacia de Campos.

Tectônica

A Bacia de Campos, como as demais bacias da margem leste que contêm evaporitos, se caracteriza por apresentar 2 estilos tectônicos bem distintos: uma tectônica diastrófica (Deformações resultantes de processos originados em níveis profundos da crosta terrestre), que afeta os sedimentos da fase rifte, e uma tectônica adiastrófica (Tectônica Gravitacional), relacionada a halocinese, que atua sobre os sedimentos da fase transicional e drifte.

Em relação à tectônica da fase rifte, observa-se um razoável paralelismo entre os falhamentos da bacia e os principais alinhamentos do embasamento adjacente (Dias, 1990), de direção NE. O padrão exibido é o de *horstes* (unidade crustal positiva, levemente alongada), *grabens* e *meio-grabens*, alongados na direção NE, limitados por falhas sintéticas e antitéticas. Direções subordinadas de falhamento são NNW-SSE e E-W.

Uma feição muito importante é a Charneira de Campos que separa a área de embasamento raso da área de embasamento profundo, e em cujo bloco baixo se depositou uma espessa seção cretácica (Figura 3-2).

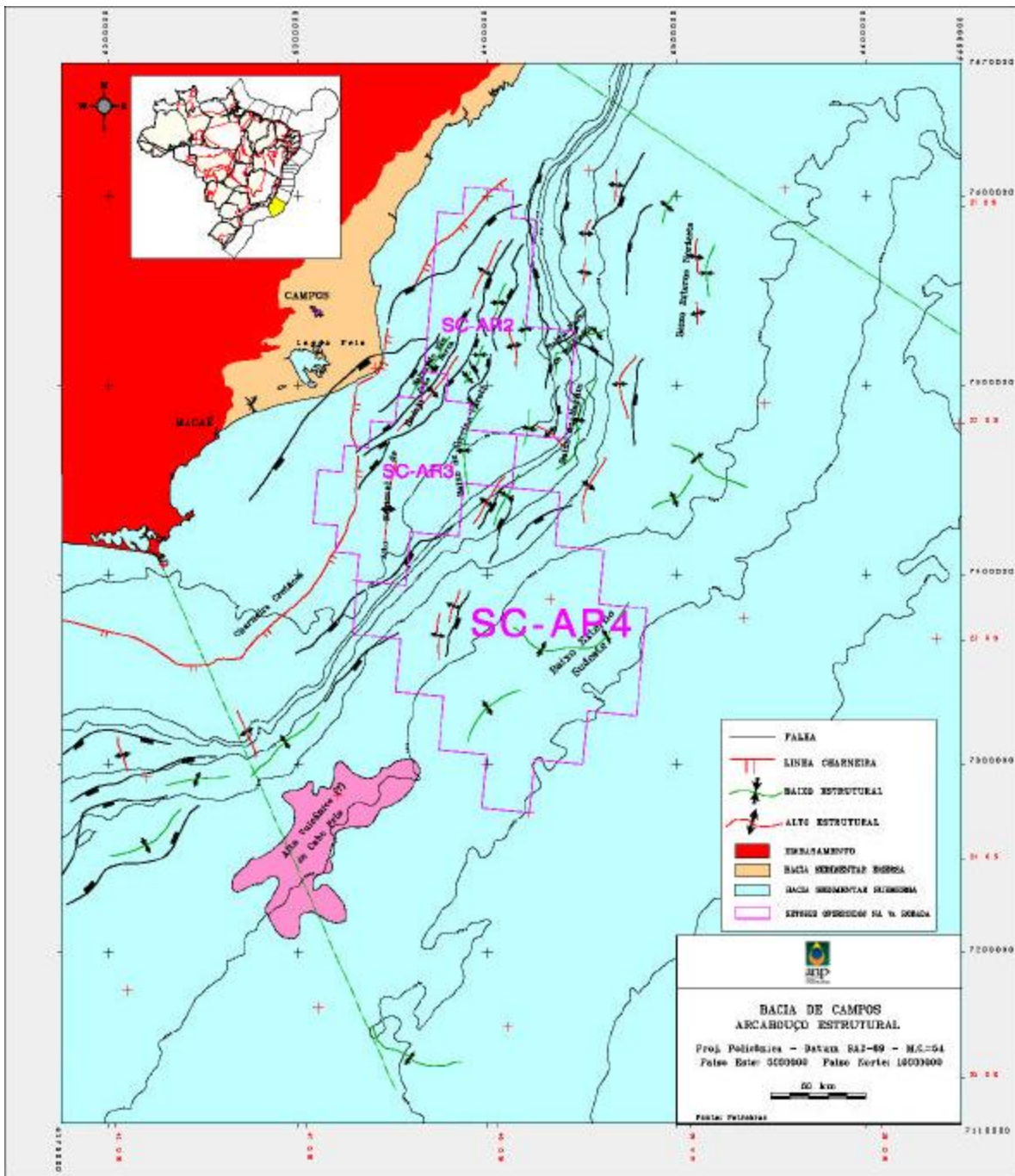


Figura 3-2: Arcabouço Estrutural

Dentre os altos destaca-se o *Horst* Regional de Badejo, com mergulho regional para N e onde, na extremidade sul, mais rasa, ocorrem os campos de Badejo, Trilha, Pampo e Linguado.

Nos altos contemporâneos à deposição da Fm. Lagoa Feia foram depositados os melhores reservatórios de coquinas.

Por outro lado, nos baixos sindeposicionais acumularam-se espessas seções de pelitos, os quais se constituem nas rochas geradoras, por excelência, da Bacia de Campos. Devem ser mencionados, como possíveis áreas de geração, os baixos de Corvina-Parati, São Tomé, Marlim e Norte de Albacora, entre outros.

Uma importante discordância, conhecida como discordância pré-Alagoas, de idade aptiana, separa o padrão tectônico da fase rifte, do padrão da fase pós-rifte. O padrão tectônico da fase pós-rifte é caracterizado principalmente por falhas relacionadas a fluxo de sal, de geometria lítrica, com anticlinais e calhas associadas, domos e diápiros de sal e estruturas geneticamente relacionadas, como visto na figura 3-3. Algumas reativações de falhas do embasamento também afetam os sedimentos da fase transicional e drifte.

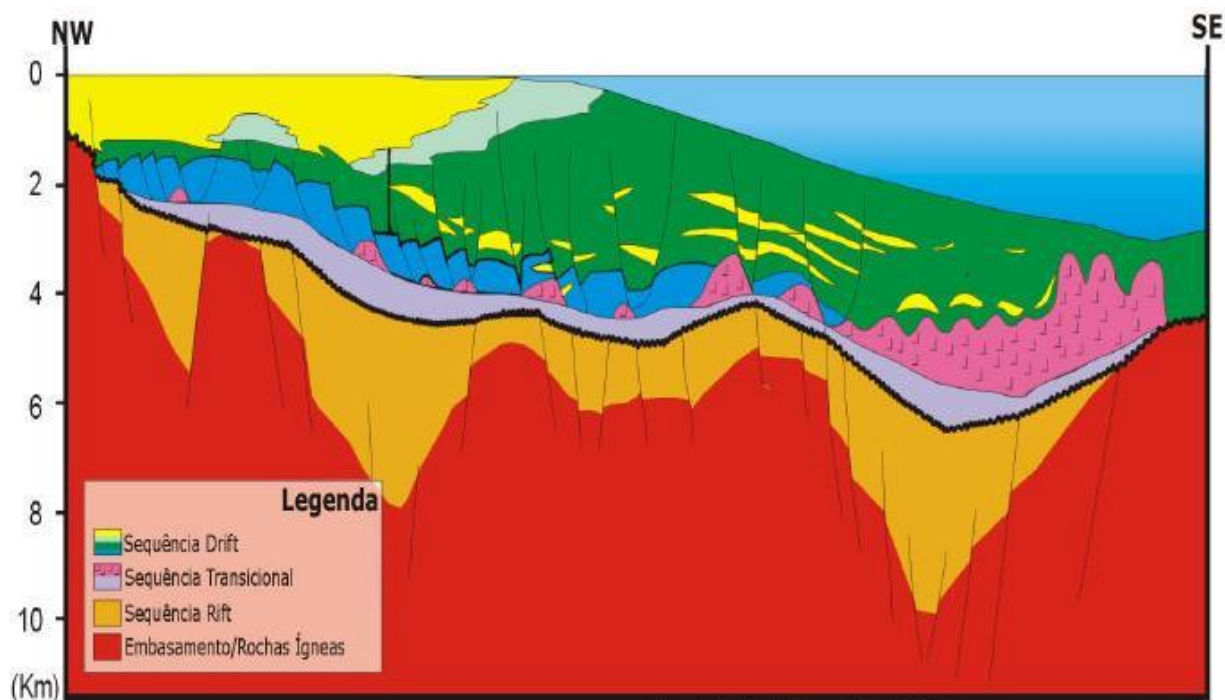


Figura 3-3: Seção Geológica. Adaptado de (ANP)

Estratigrafia

Genericamente, a coluna estratigráfica da Bacia de Campos pode ser dividida em três grandes seqüências sedimentares, associadas a diferentes fases de desenvolvimento da bacia (Anexo 1):

- a fase Rífte, mais velha, continental engloba os basaltos da Fm. Cabiúnas, do Neocomiano (Obs.: segundo (Mizusak, 1986), datações radiométricas, utilizando o método K-Ar, indicam idades entre 122 ± 5 M.a. e 134 ± 4 M.a.), as coquinas do Mb. Coqueiros e os siliciclastos lacustres, grossos e finos, da Fm. Lagoa Feia (Barremiano/Eo–Aptiano);

- a fase *Transicional*, sobrejacente, está representada por depósitos evaporíticos do Mb. Retiro da Fm. Lagoa Feia (Neo–Aptiano), e que é marcada por uma relativa quiescência tectônica;

- e a fase Drifte, ou seqüência marinha, representada, na base, pelos carbonatos oolíticos e detríticos, de água rasa, do Mb. Quissamã da Fm. Macaé (Eo- Albiano), que gradam no topo da seqüência para calcilutitos, margas e folhelhos do Mb. Outeiro (Neo-Albiano/Turoniano). Concomitantemente à deposição destes 2 membros, em áreas mais proximais, foram depositados conglomerado polimítico, arenito mal selecionado e calcilutito e marga do Mb Goitacás. Ocasionalmente, em épocas de rebaixamento do nível do mar, foram sedimentados turbiditos, como os informalmente denominados “arenitos Namorado”.

A partir do Mesocretáceo (Turoniano–Coniaciano), predomina na bacia um ambiente marinho, resultando na deposição de uma espessa cunha de sedimentos siliciclásticos e carbonáticos do Grupo Campos. Este grupo é composto pelas formações Ubatuba, Carapebus e Emborê.

A Fm. Ubatuba se caracteriza por uma espessa seção de folhelhos, argila, marga, calcilutito e diamictito, depositados em água profunda. A sua seção basal, de idade turoniana a maastrichtiana, mais compactada, é denominada de Mb. Tamoios.

A Fm. Carapebus, constituída por arenito fino a conglomerático, que se intercala com folhelhos da Fm. Ubatuba, representa depósitos transportados por correntes de turbidez em ambiente de talude e bacia, formados em períodos de rebaixamento do nível do mar.

A Fm. Emborê é representada por clásticos grossos, vermelhos, representativos de leques costeiros, do Mb. São Tomé, e por depósitos de plataforma carbonática denominados de Mb. Siri (Paleoceno a Oligoceno) e Mb. Grussaí (Oligoceno a Recente).

A sedimentação do Terciário é caracterizada por seqüências prográdantes formadas por sedimentos plataformais siliciclásticos grosseiros e carbonáticos da Fm. Emborê e pelíticos de talude da Fm. Ubatuba, com intercalações de arenitos turbidíticos da Fm. Carapebus.

A dispersão e acumulação dos sedimentos na seqüência Drifte foi fortemente afetada por halocinese.

Sistema Petrolífero

A atuação do sistema petrolífero da bacia pode ser considerado extremamente eficiente. A interação dos elementos do sistema petrolífero resultou num *timing* ideal de geração, migração e trapeamento de hidrocarbonetos na bacia e, conseqüentemente, na acumulação e descoberta de enormes volumes de óleo e gás.

Vários campos produtores de hidrocarbonetos formam a Bacia de Campos, com idades oligo-miocênicas, com taxa nula de sedimentação desde o Cenominiano até o Maestrichtiano devido a subsidência tectônica, aumento eustático do nível do mar e relativamente baixo influxo de sedimentos terrígenos (Guardado, 1989).

De acordo com Winter et al. (2007), a bacia de Campos possui aproximadamente 2000 poços perfurados em quase 30 anos de exploração do campo.

Rochas Geradoras

De maneira geral, a geração ocorreu a partir de folhelhos e margas, de idade barremiana, da Fm. Lagoa Feia, pertencente à fase rifte, depositados em ambiente lacustre de água salobra a hipersalina, com incursões marinhas intermitentes no Barremiano Superior (Guardado, 1989)

A Fm. Lagoa Feia é dividida em 4 seqüências: basal, talco-estevensítica, das coquinas e clástico-evaporítica (Dias, 1990). As melhores fácies orgânicas estão presentes na seqüência das coquinas, com espessura de até 200m e valores de carbono orgânico total entre 2% e 6%, chegando localmente a 9%

A matéria orgânica é classificada como sendo do tipo I e II. Esta rocha geradora está matura na maior parte da bacia, tendo alcançado pico de geração nos depocentros da bacia.

Nas áreas sob águas ultraprofundas deve-se considerar também a possibilidade de geração efetiva a partir de folhelhos do Albo-Turoniano, em função de uma história de soterramento mais favorável do que nas áreas turbidíticas, onde tais pelitos revelaram bom potencial gerador, estando porém imaturos e pouco espessos. Entretanto, estes resultados não descartam a possibilidade de que em outras áreas da bacia estes pelitos possam tornar-se maduros e mais espessos.

As rochas geradoras da Fm. Lagoa Feia atingiram a janela de geração de óleo apenas no Terciário, com início durante o Oligoceno/Mioceno, persistindo até hoje, na maior parte da bacia.

Um fato importante na bacia é a constatação da ocorrência de óleo pesado, por biodegradação. Observa-se, ainda, a co-existência de óleo com características diversas de viscosidade no mesmo reservatório, atribuída a pulsos diferenciados de migração.

Rochas Reservatórios

Os principais reservatórios da Bacia de Campos são os arenitos turbidíticos da Fm. Carapebus (Neocretáceo a Paleogeno), os carbonatos (Mb. Quissamã) e turbiditos (Arenito Namorado) da Fm. Macaé, as coquinas (Mb. Coqueiros) da Fm. Lagoa Feia e os basaltos da Fm. Cabiúnas.

Os reservatórios arenosos da Bacia de Campos são reconhecidos como parte de seqüências sedimentares que se desenvolveram do Cretáceo ao Recente, em resposta ao efeito combinado das mudanças eustáticas do nível do mar, pequenas taxas de subsidência termal e significativo

aporte sedimentar decorrente da desnudação continental, a oeste. Por outro lado, as calhas e vales que representaram áreas de captação desses reservatórios, teriam sido criados como decorrência de halocinese durante o Eocretáceo e, localmente, escape e colapso de sal.

A soma desses eventos deu lugar à redeposição de grandes volumes de areias inconsolidadas da plataforma, que constituíram fluxos de clásticos e correntes de turbidez em ambiente marinho profundo, tanto no talude continental médio e inferior como na planície abissal.

Migração

Os mecanismos de migração e trapeamento na Bacia de Campos são fornecidos tanto pelo tectonismo do embasamento quanto pelo fluxo de sal. Os falhamentos normais da tectônica profunda (rifte) e os lístricos da tectônica adiastrófica, interligam o sistema gerador da Fm. Lagoa Feia aos reservatórios distribuídos ao longo de toda a coluna sedimentar pós-evaporítica da bacia, constituindo a principal rota de migração constatada, secundada por várias superfícies de discordâncias.

A migração se dá através de falhas diastróficas, falhas adiastróficas lístricas, superfícies de discordâncias, paredes de *canyons* e de diápiros de sal, ou por “janelas” (áreas de não ocorrência de sal) na seqüência salífera.

Selo

O selo para os turbiditos do Cretáceo e Terciário é garantido pelos folhelhos de água profunda intercalados. Em casos especiais, canyonitos (aqui definidos como depósitos de preenchimento de *canyons*) argilosos fornecem o selo para arenitos truncados pelo *canyon*. Calcarenitos do Mb. Quissamã são selados por depósitos transgressivos do Mb. Outeiro, representados por calcilutitos, margas e folhelhos. Coquinas do Mb. Coqueiros da Fm. Lagoa

Feia são capeados por folhelhos intraformacionais ou mesmo por fácies carbonáticas mais fechadas. Basaltos da Fm. Cabiúnas são selados por folhelhos da Fm. Lagoa Feia.

Trapas

As trapas existentes, dos mais variados tipos, têm controle estratigráfico, estrutural ou misto.

Existe uma forte influência do elemento estratigráfico na maioria das trapas, sobretudo nos reservatórios do Eoceno, Oligoceno e Mioceno. Mesmo nos casos em que o mecanismo de trapeamento é principalmente estratigráfico, nas direções *updip* e *downdip*, há, às vezes, um componente estrutural formado por reativação de falhamentos normais gravitacionais.

A tectônica adiastrófica tardia foi vital para a ocorrência de hidrocarbonetos em reservatórios também tardiamente depositados e/ou estruturados, a maior parte entre o Oligoceno e o Mioceno

Plays

Cinco *plays* exploratórios principais são considerados na Bacia de Campos:

- *Basaltos Fraturados*: - são reservatórios não-convencionais produtores ou portadores de HC nos campos de Badejo e Linguado em função da presença de fraturas e vesículas. Segundo (Mizusak, 1986) eles podem ter se formado em condições sub-aéreas e sub-aquáticas.
- *Coquinas*: - são produtoras nos campos de Badejo, Linguado, Trilha e Pampo. A sua deposição é controlada por altos sindeposicionais, sendo constituídos por ciclos *shallowing upwards* de calcilutitos basais que gradam para calcarenitos e calciruditos.

- *Macaé*: - compreende principalmente os carbonatos de água rasa de idade albiana (produtores nos campos de Garoupa – primeira descoberta da Bacia de Campos- Pampo e Linguado) e secundariamente os clásticos contemporâneos da Fm Macaé (portador de óleo na área do 1-RJS-150) .Ambos têm ocorrência restrita às posições mais proximais da bacia. Os turbiditos “Namorado”, no topo, também fazem parte deste *play* e são produtores ou portadores de HC nos campos de Namorado, Cherne, Bagre e Albacora.
- *Cretáceo Superior* - oferece a expectativa de se encontrar óleo com boas características de viscosidade e densidade. Os resultados obtidos na descoberta do Campo de Roncador e de Jubarte, na parte norte da bacia, estimulam a exploração desse *play*; O campos de Pargo, Carapeba, Piraúnas, Marimbá, Linguado produzem ou são portadores de HC em arenitos deste *play*.
- *Terciário*: - tem como objetivos principais os turbiditos paleocênicos, eocênicos (produtores nos campos de Namorado, Cherne, Bagre, Carapeba, Enchova, Bonito, Bicudo, Corvina, Parati, Anequim, Malhado, Garoupinha, Viola, Vermelho, Moréia e Albacora), oligocênicos (produtores em Moréia, Enchova Oeste, Vermelho, Albacora e Marlim) e miocênicos (produtores em Albacora e Vermelho), canalizados ou em leques, em *canyons* ou em assoalhos de bacia, em trapas estratigráficas ou estruturais associadas à halocinese. O *play* é bastante conhecido e investigado, com expressiva contribuição em reservas e produção para a bacia. Este *play* possui ainda elevado potencial, particularmente em águas profundas e ultraprofundas.

Campo de Namorado

A área de estudos do presente trabalho foi o Campo de Namorado, situado na Bacia de Campos (RJ), na porção sudeste do Brasil, ao longo da costa norte do Estado do Rio de Janeiro. O Campo de Namorado foi descoberto pela Petrobras em 1975 e se tornou o primeiro campo gigante offshore com reservas superiores a 250 milhões de barris de petróleo (Mendonça, 2004).

O Campo de Namorado é uma estrutura falhada dividida em cinco blocos por falhas normais de acordo com a figura 3-4. O principal bloco produtor é o bloco central do campo. O acúmulo de hidrocarbonetos é controlado pelo afinamento do arenito turbidítico e por feições estruturais.

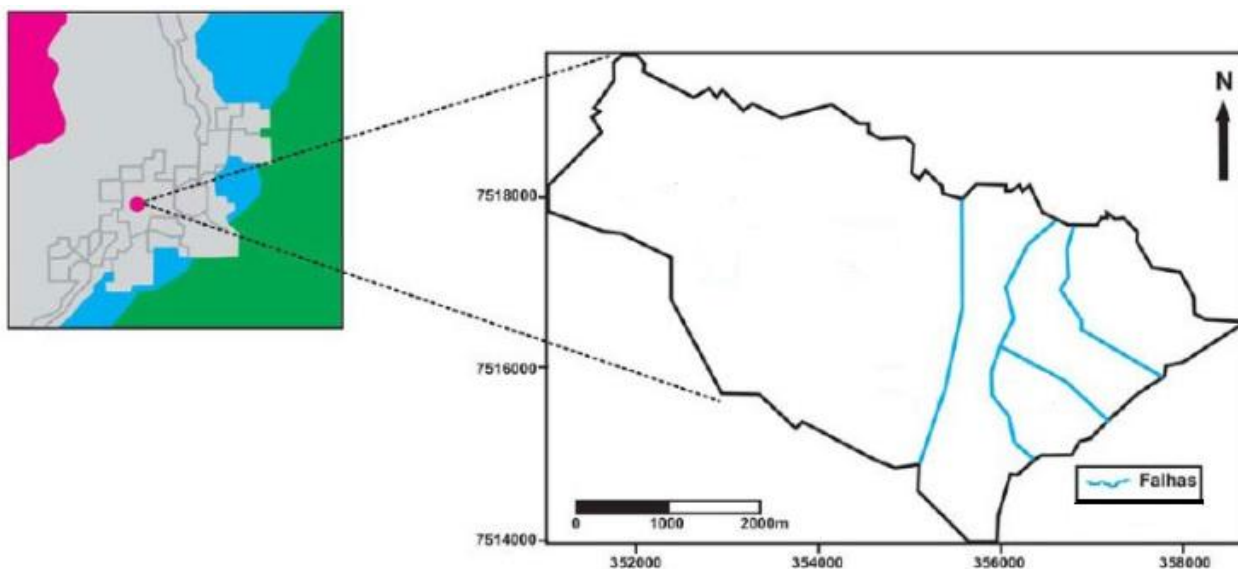


Figura 3-4: Mapa de localização do Campo de Namorado no Brasil. Adaptado de (Rosa, et al., 2008)

É uma bacia de margem continental passiva e pode ser dividida em três porções, proximal, intermediário e distal, de acordo com os critérios estratigráficos e estratégicos de produção, com profundidade variando de 100 a 3000 m (Schlumberger, 1998)..

As formações Campos, Macaé e Lagoa Feia compreendem basicamente toda a Bacia de Campos. O ambiente marinho começou a ser instalado com as primeiras deposições carbonáticas seguidas de sedimentos siliciclásticos na Formação Macaé.

Em relação ao Campo de Namorado, o principal reservatório é o arenito turbidito cenominiano Namorado que ocorre em profundidades de 2900 a 3400 metros (Meneses, et al., 1990). As areias turbidíticas que compoem esse reservatório são provenientes do período Cenominiano/Turoniano e intercaladas com folhelhos e carbonatos, que se comportam como selos do reservatório da sequência hemipelágica. Os arenitos turbidíticos atingem espessuras em

torno de 115 metros e são usualmente maciços, de granulação média, arcósios e localmente conglomeráticos (Guardado, 1989), (Meneses, et al., 1990) e (Barboza, 2005). Os arenitos possuem porosidade entre 20 a 30% e permeabilidade maior que 1 Darcy (Meneses, et al., 1990).

Os dados de perfilagem de poços como os perfis densidade (RhoB) e sônico (DT), serão utilizados juntamente com os dados sísmicos.

3.2. O Método Sísmico

A sísmica engloba duas modalidades – Refração e Reflexão – e é o método mais importante e mais desenvolvido na geofísica. As estruturas geológicas da crosta terrestre são investigadas a partir do estudo da propagação de ondas elásticas artificialmente criadas na superfície da terra.

Essa tecnologia é visivelmente importante no setor econômico da indústria petrolífera, pois agrega informações que reduzem os riscos de perfurações sem sucesso e fornecem dados para a estratégia de produção de novos poços. As reservas de hidrocarbonetos nos Estados Unidos tiveram um acréscimo de 75% proveniente da redefinição de reservatórios existentes e nos esforços despendidos no processo de recuperação, conforme Hardage (1992). Isso reforça a necessidade de melhorias nos dados que irão definir propriedades de reservatórios.

As ondas sísmicas artificiais, geradas, por exemplo, por explosivos, em terra e canhões de ar comprimido, em água, dentre outras fontes sísmicas, se propagam na subsuperfície por todas as direções de acordo com a velocidade de propagação no meio. Quando a onda sísmica se depara com uma interface entre dois meios, tal onda é refletida parcialmente e parte dela é desviada e continua a sua propagação na camada subjacente. A onda refletida chega à superfície e se depara com sensores que captam ondas sísmicas. Eles são conhecidos como geofones, em terra e hidrofones, em água, que captam o sinal produzido.

A maioria dos levantamentos sísmicos registra informações das ondas denominadas ondas-P, ou seja, ondas compressoriais ou acústicas. Elas transferem a energia por movimento de compressão e expansão das distâncias intermoleculares do meio em que se propagam. Alguns levantamentos também levam em conta a informação de ondas S, ou seja, ondas cisalhantes ou

elásticas que são também registradas nos modelos sísmicos. Os dois tipos de ondas estão dispostas na figura 3-5.

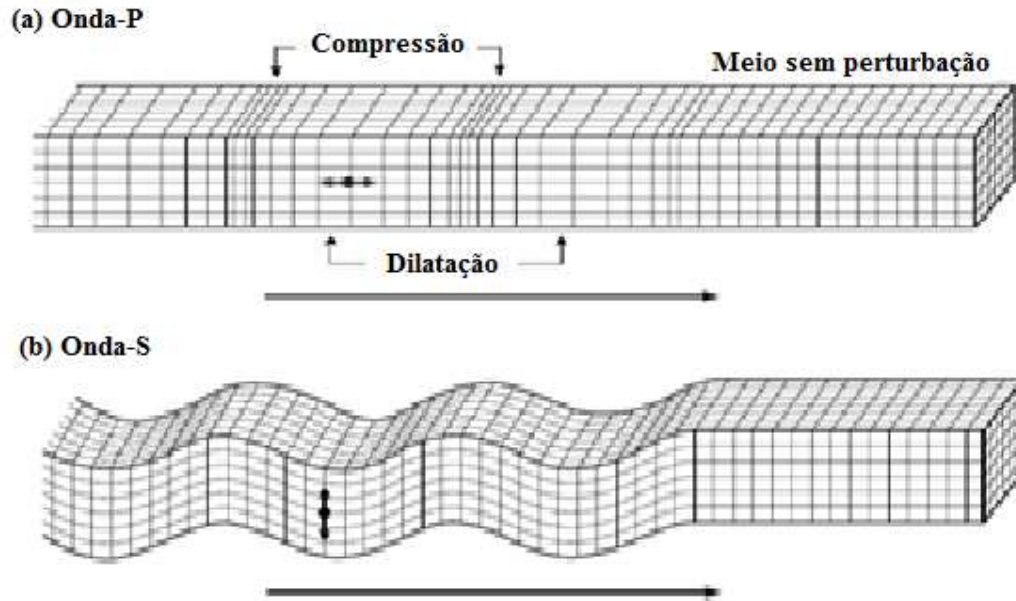


Figura 3-5: Esquema de propagação das ondas: (a) Compressionais e (b) Cisalhantes.

Adaptado de Kearey (2002)

A refletividade pode ser medida por meio da razão entre as amplitudes da onda refletida com a onda incidente conforme figura 3-6. Como o valor de refletividade normalmente é menor que 0,1, a interpretação dos dados sísmicos de reflexão é dificultada. Parte da amplitude da onda incidente (A_i) é refletida (A_r) e parte dessa onda é transmitida (A_t) para o outro meio.

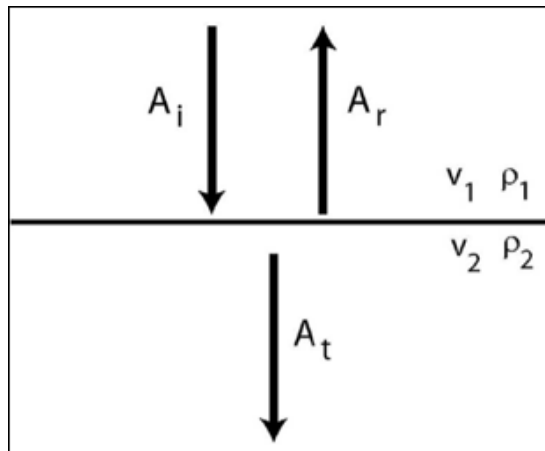


Figura 3-6: Incidência de onda sísmica em uma interface de diferentes características petrofísicas.

Adaptado de Kearey (2002)

Supondo que a onda incide perpendicularmente numa camada, a refletividade pode ser retratada pela expressão:

$$\frac{A_r}{A_i} = r = \frac{v_2\rho_2 - v_1\rho_1}{v_2\rho_2 + v_1\rho_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (3-1)$$

Onde:

A_i = Amplitude incidente

A_r = Amplitude refletida

r = refletividade

ρ = densidade da camada

v = velocidade da onda compressional na camada.

Z = Impedância acústica

Ao produto da densidade com a velocidade de propagação da onda dá-se o nome de impedância acústica conforme explicitado anteriormente. Desta forma, pode-se dizer que o método sísmico de reflexão mede o contraste de impedância acústica entre as rochas de subsuperfície. Entretanto, os contrastes são de baixo valor e, assim sendo, para que seja possível a interpretação dos contrastes de impedância é necessário uma série de procedimentos, que podem ser divididos em duas partes: aquisição e processamento dos dados. Com o dado sísmico processado corretamente, pode-se passar para o processo de interpretação sísmica.

3.3. Aquisição e processamento de dados sísmicos

A técnica desenvolvida em 1962 por W. Harry Maine (Maine, 1962) para a aquisição dos dados baseia-se na repetitividade dos registros de um ponto de subsuperfície (Fig. 3-7). Tal técnica é conhecida como técnica CMP (Common Midpoint) e foi um grande passo dado pela indústria do processamento sísmico. Gerar uma aquisição onde se poderia coletar informações de um mesmo ponto em subsuperfície, porém em diferentes traços e diferentes distâncias de fonte e receptor possibilitaria um ganho significativo da razão sinal-ruído na seção empilhada final.

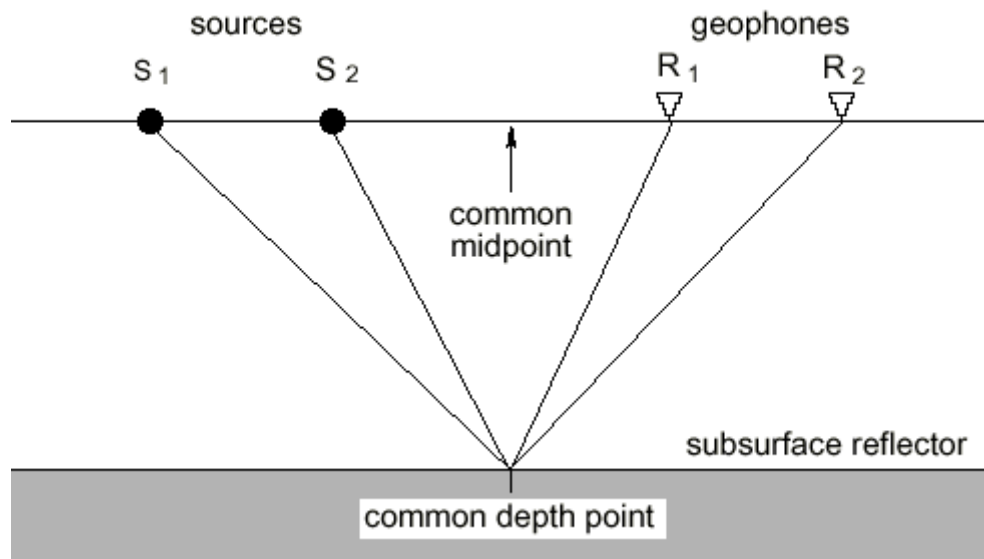


Figura 3-7: Ilustração da técnica CMP de aquisição de dados sísmicos.

Adaptado de Petroleum Geology of Kansas (2001)

Na figura acima se observa que a localização da fonte e do receptor está de modo que o caminho S_1-R_1 reflete a mesma localização que o caminho S_2-R_2 . Deste modo pode-se obter uma maior quantidade de informação para um mesmo ponto. Assim sendo, a vantagem dessa técnica é evidente, pois esse procedimento faz com que informações, mesmo que registradas sob ruídos, possam ser interpretadas nas seções sísmicas.

O processamento sísmico irá organizar e corrigir os dados adquiridos de maneira que o resultado final possa representar de forma eficiente a geologia da subsuperfície em estudo. Seu papel principal é reduzir os ruídos e salientar as reflexões sísmicas o máximo possível, sem o comprometimento dos dados, fazendo o uso de uma série de algoritmos de filtragem e ganho a fim de melhorar a informação adquirida.

A correção NMO (Normal Moveout) e o empilhamento (Stack) são as etapas básicas no processamento dos dados da técnica CMP. Os traços provenientes do mesmo ponto de subsuperfície são corrigidos a partir de uma análise de velocidade e então empilhados de acordo com a fig. 3-8.

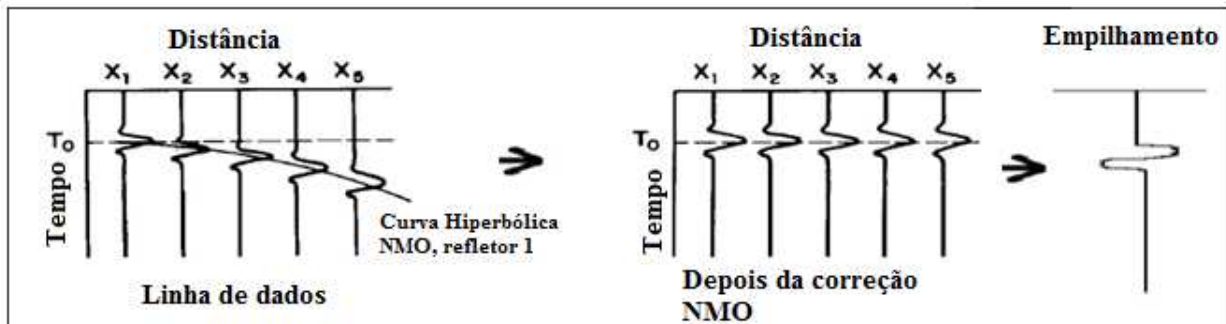


Figura 3-8: Processamento sísmico. Correção NMO (Normal Move Out) e empilhamento (Stack). Adaptado de (Kearey, 2002).

Neste caso, todos os pontos de um mesmo CMP representam um mesmo ponto em subsuperfície e a correção do tempo em função do afastamento fonte-receptor pode ser efetuada utilizando a equação de hipérbole. A correção irá possibilitar uma seção de afastamento nulo, ou seja, uma seção empilhada com menor influência de ruídos e maior destaque da amplitude do ponto em subsuperfície de interesse.

3.4. O modelo convolucional

Segundo Russell, (1991), a refletividade é o conceito físico fundamental no método sísmico, em que cada coeficiente de reflexão pode ser avaliado como a resposta do sinal sísmico pela mudança na impedância acústica. O modelo mais simples e útil de um traço sísmico($s(t)$) é representado pelo modelo convolucional de acordo com a fig.3-9. Assume-se que $x(t)$ pode ser considerado como o resultado da convolução de uma função refletividade das camadas de subsuperfície com a wavelet sísmica gerada na superfície acrescido de um ruído proveniente da aquisição dos dados. Matematicamente, pode-se definir o modelo convolucional como:

$$x(t) = r(t) * w(t) + n(t) \quad (3-2)$$

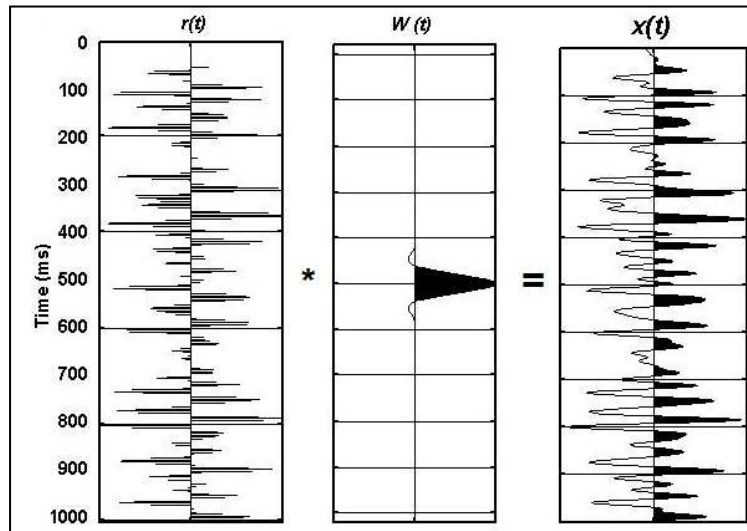


Figura 3-9: Representação esquemática do Modelo Convolutacional

Uma estimativa do espectro de $r(t)$, entretanto, pode ser obtida de (3-2) partindo de um modelo convolutacional livre de ruídos (Russell, 2004), de acordo com a equação abaixo:

$$x(t) = r(t) * w(t) \quad (3-3)$$

A convolução pode ser resolvida como uma multiplicação de matrizes:

$$X = RW \quad (3-4)$$

Onde:

$$X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_{N+M-1} \end{bmatrix} \quad W = \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_M \end{bmatrix} \quad R = \begin{bmatrix} r_1 & 0 & \cdots & 0 \\ r_2 & r_1 & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ r_N & \cdots & r_2 & r_1 \\ 0 & r_N & \cdots & R_2 \\ \vdots & \ddots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 & r_N \end{bmatrix} \quad (3-5)$$

O comprimento da refletividade é de N amostras e a wavelet possui o comprimento de M amostras. Portanto, de acordo com a equação (3-5), o traço sísmico possui o comprimento de M+N-1 amostras, o que implica que a matriz de refletividade para o cálculo da convolução possua M colunas e M+N-1 linhas.

Como um exemplo simples no qual o comprimento de ambos, refletividade e wavelet, são de duas amostras, o traço sísmico terá como resultado 3 amostras:

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_1 & 0 \\ r_2 & r_1 \\ 0 & r_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_1 w_1 \\ r_2 w_1 + r_1 w_2 \\ r_2 w_2 \end{bmatrix} \quad (3-6)$$

A partir da refletividade, \mathbf{R} , por meio de perfis de poço e do traço sísmico \mathbf{X} , deseja-se resolver o sistema para a wavelet, \mathbf{W} . Este é um exemplo de uma deconvolução determinística usando a teoria linear inversa, ou seja, os valores dos parâmetros do modelo devem ser obtidos por meio de dados observados (traços sísmicos e dados de poço). Por meio do método de mínimos quadrados (que assume ruído Gaussiano) utilizando tal teoria se obtém um estimador de wavelet:

$$\mathbf{W}_{est} = \mathbf{R}^+ \mathbf{X} \quad (3-7)$$

Onde \mathbf{R}^+ é tida como a inversa generalizada e pode ser escrita por:

$$\mathbf{R}^+ = (\mathbf{R}^T \mathbf{R} + \epsilon)^{-1} \mathbf{R}^T \quad (3-8)$$

Onde ϵ é um número pequeno com intuito de estabilizar a função (parâmetro de regularização).

O valor esperado para o estimador de wavelet na presença de ruído é $\mathbf{R}^+ \mathbf{R} \mathbf{W}$ o que nos diz duas constatações importantes. A primeira é que o estimador é tendencioso, pois se espera valores que não são valores reais, chamados de \mathbf{W} . Entretanto, esse desvio é pequeno se $\mathbf{R}^+ \mathbf{R} = \mathbf{I}$, que será o caso em que ϵ é suficientemente pequeno. Se \mathbf{R} está bem condicionado $\epsilon = 0$. O segundo ponto a ser ressaltado é que, ao chegar a um valor esperado, o efeito do ruído é cancelado desde que o mesmo tenha média igual a zero.

Os trabalhos pioneiros e tradicionais como o encontrado em Lindseth (1979) estabelecem que, para a obtenção de pseudo-perfis verticais de Impedância Acústica, deve se seguir as seguintes premissas:

- I. A Terra possui propriedades físicas constantes e pode ser representada por um conjunto de camadas planas e paralelas;
- II. O modelo convolucional da refletividade com a wavelet sísmica de banda limitada representa o traço sísmico.

3.5. Impedância acústica

Um dos principais propósitos na sismologia de reflexão é a recuperação da impedância acústica por meio de sismogramas de incidência normal. É aceito que a impedância acústica é o produto da velocidade da onda sísmica (v) e a densidade do meio (ρ). Assim sendo, uma inversão para impedância acústica é a transformação do dado sísmico em pseudo-perfis acústicos para cada traço.

As amplitudes sísmicas são propriedades de interfaces de camadas que reflete mudanças relativas na impedância acústica. Elas são comumente usadas para alvos específicos como um indicador de estruturas de reservatórios e para delinear zonas de hidrocarbonetos. Além disso, quando correlacionadas com dados de perfis de poços, a acurácia é maior e isso ajuda a determinar mudanças de fácies mais distantes dos poços (Becquey, 1979). Reciprocamente, pseudo-perfis de impedância acústica são propriedades de rochas que podem prover informações sobre mudanças laterais na litologia assim como características básicas da rocha, incluindo porosidade e o preenchimento desses poros.

É importante salientar a diferença entre inversão de impedância acústica e de impedância elástica. A primeira é aplicada a dados pós-empilhados ou seções de afastamento nulo, enquanto a última é a generalização da impedância acústica para ângulos de incidência variáveis ou seções de afastamento não nulo. A impedância elástica pode ser definida como uma aproximação obtida como uma linearização das equações de *Zoeppritz* limitada a um ângulo máximo; ela se dá em função da velocidade de ondas-P, velocidade de ondas-S, densidade e ângulo de incidência.

Amplitudes sísmicas, quando convertidas em pseudoperfis de impedância acústica, a lacuna de baixas frequências no dado sísmico também estará presente no modelo de impedância acústica. Este problema pode ser visto claramente por meio do modelo convolucional anteriormente estudado. Geralmente a refletividade é de banda larga de frequências, entretanto a wavelet sísmica é de banda limitada, comumente em torno de 10 e 50 Hz. Como esperado, quando ocorre a convolução do pulso sísmico com a refletividade, resultado da banda de frequências do dado sísmico também será de banda limitada.

Admitindo um ângulo de frequência igual a zero, a refletividade pode ser relacionada à impedância acústica por meio da equação:

$$r_k = \frac{Z_{k+1} - Z_k}{Z_{k+1} + Z_k} \quad (3-9)$$

O termo r_k corresponde ao coeficiente de reflexão da camada k de um conjunto de N camadas sobrepostas e $Z = \rho.v$, onde ρ é a densidade e v é a velocidade da onda sísmica no meio. A eq. 3-9 pode ter valores tanto negativos quanto positivos. Se um valor positivo é obtido, isso é considerado devido a um aumento na impedância acústica entre as camadas, enquanto que um valor negativo é atribuído quando há um decréscimo no valor de impedância acústica. Os coeficientes de reflexão podem variar entre +1 e -1. Conforme a fig. 3-10, essas variações dependem da magnitude da impedância acústica, que varia com mudanças na velocidade e na densidade do meio.

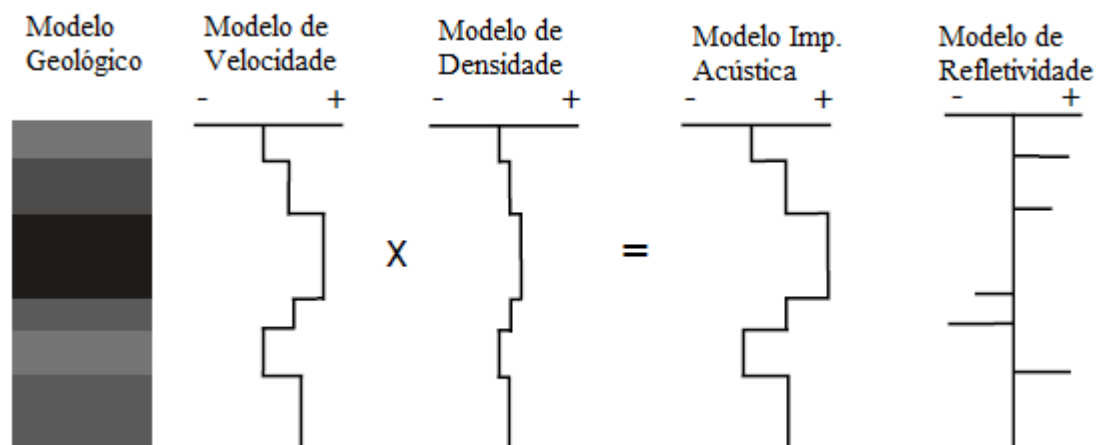


Figura 3-10 – Representação esquemática das séries de refletividade gerada pelas mudanças na impedância acústica. Adaptado de Kearey (2002).

Diferenças expressivas na velocidade produzem coeficientes de reflexão maiores. Variações na densidade também podem contribuir na mudança dos coeficientes de reflexão, porém são menos pronunciadas (Hardage, 1987).

Em uma sequência de rochas sedimentares, os coeficientes de reflexão gerados para cada interface estão de acordo com as mudanças de impedância acústica. Essas fronteiras nos sismogramas são conhecidas como refletores. Entretanto, eles serão visíveis somente se houver uma mudança na impedância acústica, grande o suficiente para refletir energia suficiente para ser registrada pelos sismômetros. A impedância acústica tem sido estudada em detalhes a fim de relacionar a amplitude de reflexão com o tamanho da mudança da impedância acústica (Badley, 1985). Algumas configurações de rochas produzem reflexões típicas nos sismogramas. Essas respostas previsíveis levaram os cientistas a reconhecê-las sistematicamente. Como exemplo, mudanças na impedância acústica entre arenitos preenchidos com água, preenchidos com óleo e argilas são largas e produzem fortes reflexões. Entretanto, algumas vezes não há contraste de impedância acústica entre um reservatório de arenito e uma rocha selante e, quando se depara com um reservatório maciço acamadado com argila, a resposta obtida não mostra as reflexões internas, enquanto que reservatórios com preenchimento de gás mostram com maior nitidez as reflexões (Badley, 1985).

3.6. Estimativa da impedância acústica pela extrapolação da banda de frequência do dado sísmico

As noções teóricas da recuperação da impedância acústica foram feitas primeiramente por Levy & Fullagar, 1981, e em seguida, aplicadas por Oldenburg, 1983. O último assume em seu modelo que a terra é composta por camadas planas e paralelas e com propriedades físicas constantes (ρ , v , Z).

Partindo da premissa do modelo, a função refletividade pode ser descrita como:

$$r(t) = \sum_{n=1}^K r_n \delta(t - t_n) \quad \delta(t - t_n) = \begin{cases} 0, & \text{se } t \neq t_n \\ 1, & \text{se } t = t_n \end{cases} \quad (3-10)$$

Onde $t_n = n\Delta t$, para um intervalo de amostragem de Δt . A equação nos diz que os coeficientes de reflexão dos dados só não serão nulos nas interfaces das camadas. K representa o número de camadas e r_n é o coeficiente de refletividade na interface entre a n -ésima e a $(n+1)$ -ésima camada.

Nessas condições, é possível calcular a Z de cada camada a partir da Z da camada superior através da equação recursiva:

$$Z_{k+1} = Z_k \left(\frac{1 + r_k}{1 - r_k} \right) \quad (3-11)$$

Tal equação pode ser escrita de forma geral para uma camada k qualquer:

$$Z_K = Z_1 \prod_{j=1}^K \left(\frac{1 + r_j}{1 - r_j} \right) \quad (3-12)$$

Das equações 3-3 e 3-11 a impedância acústica produzida pelos sismogramas pode ser calculada. Em função de estimar esses valores, um filtro inverso deverá ser encontrado da seguinte maneira:

$$w(t) * v(t) = \delta(t) \quad (3-13)$$

E então, convoluindo $v(t)$ com $x(t)$ em 3-3, tem-se:

$$r(t) = x(t) * v(t) \quad (3-14)$$

Se a terra é assumida ser acamadada, $r(t)$ terá a forma proposta em 3-3, e então os coeficientes de reflexão podem ser estimados. Finalmente a equação 3-11 permite determinar a impedância acústica para qualquer camada. Como a *wavelet* é de banda limitada, fica impossível encontrar um filtro $v(t)$ que obedeça a equação 3-12. Portanto, o resultado obtido é uma média ou um valor $a(t)$, com valor próximo à função delta de Dirac (δ):

$$w(t) * v(t) = a(t) \quad (3-15)$$

Convolvendo ambos os lados da equação 3-3, com $v(t)$ dá uma média da função refletividade:

$$\begin{aligned} x(t) * v(t) &= r(t) * w(t) * v(t) \\ &= r(t) * a(t) \\ x(t) * v(t) &= \langle r(t) \rangle \end{aligned} \quad (3-16)$$

Comumente é feita a discretização da saída da deconvolução substituindo o valor de $r(t)$ por sua estimativa na equação 3-10. Assim sendo, produz-se uma fórmula recursiva discretizada:

$$Z'_{j+1} = Z'_j \left(\frac{1 + \langle r \rangle_j}{1 - \langle r \rangle_j} \right), \quad j = 1, \dots, N \quad (3-17)$$

As impedâncias, nesse caso, serão grandezas derivadas das médias obtidas com $\langle r(t) \rangle$. (Berteussen, K. A. and Ursin, B., 1983) estimaram uma equação não-linear para obter a impedância acústica do dado sísmico (coeficientes de reflexão estimados). A fórmula recursiva não-linear para obter a impedância acústica é dada por:

$$Z'_{K+1} = Z_1 \prod_{j=1}^K \left(\frac{1 + \langle r \rangle_j}{1 - \langle r \rangle_j} \right) \quad (3-18)$$

Onde Z_1 é a impedância acústica da primeira camada e assume-se que seja conhecida.

Note que nesse caso trata-se da média da função refletividade, $\langle r \rangle_j$.

No modelo sísmico contínuo, os parâmetros elásticos variam continuamente com o tempo ou com a profundidade. Uma aproximação linear pode ser obtida para a equação recursiva através da relação logarítmica abaixo:

$$\ln(Z'_{K+1}) = \ln(Z_K) + \sum_{j=1}^K 2 \left[r_j + \frac{r_j^3}{3} + \frac{r_j^5}{5} + \dots \right] \quad (3-19)$$

Os termos de ordem superior podem ser suprimidos. Portanto, o resultado da relação em questão pode ser simplificado por:

$$Z_M = Z_1 \exp \left(2 \sum_{j=1}^K r_j \right) \quad (3-20)$$

Berteussen & Ursin (1983) tem mostrado que as equações 3-11 e 3-13 dão resultados similares. Na verdade, elas têm uma diferença menor que 5% para $r_j \leq |0.4|$ (Oldenburg, et al., 1983).

3.7. Inversão Sparse Spike

Com o intuito de extrair um modelo de impedância por meio de dados sísmicos, softwares como Jason Geosystem emprega um método de inversão realizado em cada traço do dado sísmico. Essa inversão baseada no traço sísmico implementa um método chamado de *Constrained Sparse Spike Inversion* (CSSI), que sofreu uma evolução a partir da original deconvolução por norma L_1 . A principal vantagem do método de inversão Sparse Spike é que ele pode ser usado como uma forma de estimativa da largura total de banda da refletividade com algumas restrições adicionais, enquanto que a refletividade deconvoluída obtida a partir do filtro inverso comum é de banda limitada (Russell, 1988).

Taylor & McCoy (1979) usaram o conhecido modelo convolucional para mostrar que uma aproximação de r' do trem de pulsos r de um dado traço ruidoso pode ser estimado usando a norma L_1 para a deconvolução. Os resultados obtidos usando a norma L_2 para a deconvolução pode ser um pouco diferente do que aquela obtida pela norma L_1 ou critério de mínimo desvio absoluto. Um sistema de programação linear pode ser usado para resolver estes problemas por minimização do erro entre o dado observado e o dado modelado.

A recuperação por deconvolução spike considera a refletividade de subsuperfície como uma sucessão de pulsos separados por zeros. Quando esses pulsos de refletividades estão

convoluídos com uma wavelet, é gerado um sismograma com uma acurácia que é consistente com o nível de ruído. Fullagar (1985) desenvolveu a teoria da generalização da norma L_1 para norma de deconvolução L_p . Seu trabalho destaca a importância do conhecimento de informações prévias e leva em consideração todas as informações necessárias quando é feita a deconvolução do sismograma. Este método não possui solução única.

O problema formulado por Fullagar (1985) é desenvolvido no domínio da frequência e considera que nenhuma informação é conhecida fora do dado lido. Usando apenas esses dados, a refletividade estimada satisfaz e honra os dados tão próximo quanto a refletividade verdadeira. Ele também pode ser visto como uma estimativa de um modelo para o qual o grau de desvio é compatível com o nível de ruído encontrado no dado. O nível de desvio entre o sismograma observado e o sismograma livre de ruído pode ser estimado. Esta estimativa de ruído é dada estatisticamente pela soma normalizada dos quadrados dos resíduos.

A inversão sparse-spike é realizada por meio da minimização de uma função-objetivo, a qual pode ser definida de várias maneiras. Um exemplo dessas funções pode ser vista em (Jason Geoscience Workbench, 2010). A função-objetivo pode ser escrita como:

$$FOBJ = \sum_j |r_j|^p + \lambda^q \sum_j (x_j - d_j)^q + \alpha^{-1} \sum_j (z_j - t_j)^2 \quad (3-21)$$

Onde $\sum_j |r_j|^p$ é o termo de refletividade, obtido da deconvolução da *wavelet*. O segundo diz respeito ao desvio do dado sísmico (x) com o dado sintético (d). O terceiro termo corresponde à tendência de desvio que o dado deve possuir. O termo de desvio do dado sísmico é ponderado por λ ; x_j e d_j são os dados sísmico e sintético, respectivamente. O termo de refletividade se refere à soma linear dos valores absolutos dos coeficientes de reflexão ($p = 1$) e assegura uma solução esparsa, enquanto que o termo de desvio do dado sísmico é a soma do quadrado dos resíduos ($q = 2$). Essencialmente, a função irá controlar a concordância entre o dado sísmico e o sintético. A incompatibilidade da tendência auxilia no controle das baixas frequências. O terceiro termo irá calcular a diferença entre o máximo e o mínimo valor possível de impedância acústica (restrições ou *constraints*) e a tendência da impedância acústica, onde a tendência, t_j , e as restrições são definidas antes do processo de inversão. A ponderação feita por α é um desvio padrão pelo qual permite que a impedância acústica desvie com a tendência.

Mesmo que o termo de refletividade seja a soma de valores absolutos, espera-se que esta soma seja a menor possível. Isto decorre do fato de que mudanças na impedância acústica e, portanto, mudanças na refletividade da terra, são pequenas. É importante salientar que os dois primeiros termos da função-objetivo não serão minimizados simultaneamente, assim como pequenos resíduos só ocorrem com um modelo detalhado e um modelo esparsos só ocorre com grande esparsividade dos dados.

4. METODOLOGIA E APLICAÇÕES

A dificuldade de se recuperar a impedância acústica devido a lacuna de frequências do dado levou a criação de um método que envolve a incorporação desse conteúdo de baixas frequências através da informação extraída de dados de perfis de poços a fim de extrair um modelo de impedância acústica com maior confiabilidade. O método pode ser descrito pelo fluxograma da fig. 4-1 e pelas seguintes etapas:

1. Calcula-se a impedância estimada a partir dos perfis de poços, densidade (ρ) e sônico (DT).
2. Converte-se a profundidade para tempo de ida e volta e discretiza (1) no mesmo intervalo da amostragem do dado sísmico.
3. Calcula-se os coeficientes de reflexão a partir de (2).
4. Extrai-se a *wavelet* da amarração sísmica poço resolvendo o sistema linear $\mathbf{W} \cdot \mathbf{R} = \mathbf{S}$ para \mathbf{W} .
5. Obtém-se a refletividade do traço sísmico por meio da deconvolução do traço com a *wavelet* extraída.
6. Aplica-se a Transformada de Fourier em (5) e verifica o conteúdo de frequências do mesmo.
7. Aplica-se um filtro passa-baixa no conteúdo de frequências de (3).
8. Incorporam-se as frequências selecionadas de (7) pelo filtro em (6).
9. Aplica-se a Transformada Inversa de Fourier para o resultado de (8).
10. Calcula-se a impedância acústica a partir de (9) pela relação entre refletividade e impedância (Eq. 3-20).

O processo descrito em etapas acima foi feito, primeiramente, para uma *wavelet* sintética do tipo Ricker e se compara os resultados com a inversão feita para a *wavelet* extraída na amarração sísmica-poço na etapa 4. Na etapa (5), é gerada uma série de soluções de refletividades que estão de acordo com o modelo convolucional proposto. É importante que se faça a

minimização de uma função objetivo que selecione a refletividade que melhor se encaixa aos dados reais, como será visto posteriormente.

Neste contexto, o conceito de norma é importante no estudo de estabilidade, ou seja, uma norma finita garante que os componentes da norma também o são. Em um espaço vetorial linear o conceito de norma de um vetor é baseado na generalização da idéia de comprimento. A norma de um vetor \mathbf{x} , denotada por $\|\mathbf{x}\|$, será denotada como tal, se honrar as condições a seguir:

- (i) $\|\mathbf{x}\| \geq 0$, e $\|\mathbf{x}\| = 0$ se $\mathbf{x} = 0$
- (ii) $\|\alpha\mathbf{x}\| = |\alpha| \|\mathbf{x}\|$ onde α é uma constante.
- (iii) $\|\mathbf{x} + \mathbf{y}\| \leq \|\mathbf{x}\| + \|\mathbf{y}\|$

Se $\mathbf{x}^T = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, a norma de \mathbf{x} pode ser descrita como:

$$\|\mathbf{x}\|_p = \left[\sum_{i=1}^n |x_i|^p \right]^{\frac{1}{p}} \quad (4-1)$$

Quando se analisa para $p < 1$, não se pode definir uma norma para tal valor, pois a condição (iii) não é satisfeita.

Ao tratar da norma L_p genérica do vetor erro resultante da diferença de um número m_p e cada componente do vetor \mathbf{x} , a função abaixo será mínima quando:

$$\sum_{i=1}^N |m_p - x_i|^p \quad (4-2)$$

No caso de $p=1$, m_1 divide o vetor x em duas populações com partes iguais e tal parâmetro estatístico é conhecido como a mediana de um conjunto de valores. Para os casos em que $p=2$, o parâmetro estatístico caracteriza o critério dos mínimos quadrados. A primeira tende a fornecer uma solução mais robusta em relação à segunda, principalmente porque mesmo quando os dados contêm *outliers* ainda assim é possível obter uma solução razoável.

Os valores de medida central em questão, m_1 e m_2 , minimizam diferentes funções do erro. O valor de m quando $p=2$ é justamente o valor da média dos valores usados. As soluções obtidas por essas duas normas geralmente fornecem respostas diferentes e de acordo com a natureza do problema faz-se a escolha da norma a ser adotada.

Tal função está de acordo com a natureza do erro esperado, ou seja, com a sua distribuição de probabilidade. Como exemplo, para uma distribuição Gaussiana, a técnica de mínimos quadrados é considerada conveniente.

Todavia, se o erro segue o padrão Laplaciano de distribuição, caracterizado por alguns erros de grande magnitude, a norma L_1 é mais adequada. Se alguns erros são de dimensões maiores, e em contrapartida a norma L_2 é utilizada, esse procedimento pode causar erros de grande magnitude nos resultados. Já para a norma L_1 , tais erros pouco irão afetá-los.

No entanto, técnicas específicas têm sido desenvolvidas tanto para minimizar como aproximar por meio da norma L_1 , tal como aquelas baseadas em programação linear (e.g. Barrodale & Roberts, 1980, Oldenburg, et al., 1983). Alternativamente, trabalhos como o de Ferguson & Margrave (1996) são baseados na minimização de funções objetivos que incorporam as duas normas (L_1 e L_2).

No caso específico do algoritmo utilizado neste trabalho, o cálculo dos coeficientes de reflexão é feito de forma iterativa com o objetivo de minimizar a função

$$F = L_1(\mathbf{r}) + \lambda L_2(\mathbf{s} - \mathbf{d}) \quad (4-3)$$

O termo $L_1(\mathbf{r})$ representa a norma L_1 dos coeficientes de reflexão(\mathbf{r}). L_2 é a norma L_2 que representa a diferença entre os dados sísmicos observados (\mathbf{s}) e os dados sísmicos calculados (\mathbf{d}).

O parâmetro λ é um peso atribuído à minimização do segundo termo da eq. 4-3, ou seja, quanto maior o seu valor, menor será a esparsidade da solução, controlada pelo termo $L_1(r)$. O processo de obtenção do vetor $r(t)$ pela minimização do segundo termo nada mais é do que uma deconvolução dos dados sísmicos.

A frequência de corte do filtro passa-baixa a ser aplicado no resultado da etapa (3) é determinada através de testes envolvendo a variação do valor de λ no algoritmo e análise dos resultados.

O ajuste dos perfis de poços com os dados sísmicos é feito convertendo os dados de impedância estimadas de profundidade para tempo de ida e volta. No ponto onde houver maior correlação dos dados de impedância estimada e impedância obtida pelo dado sísmico, tem-se a amarração sísmica-poço.

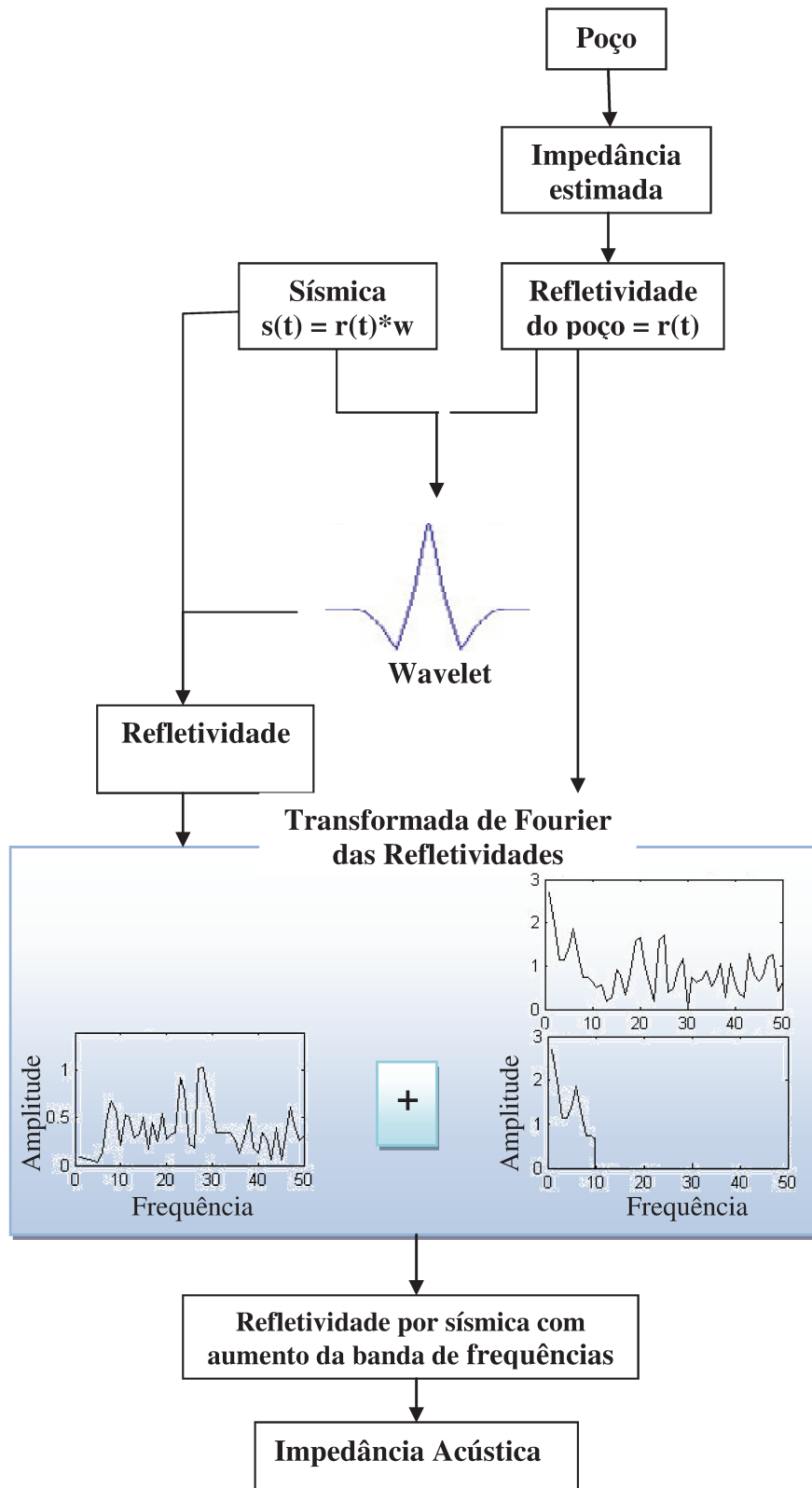


Figura 4-1 Representação esquemática do algoritmo construído para a inversão em impedância acústica dos dados sísmicos em conjunto com os dados de perfis de poços.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os dados foram fornecidos pela ANP (Agência Nacional de Petróleo e Gás) e dizem respeito ao campo de Namorado, campo petrolífero brasileiro com alto valor de informação.

Os estudos foram feitos a partir de dados sísmicos de amplitude em formato SEG Y e com base de dados de 4 poços, em formato LAS, com interesse principal nos perfis de densidade (RhoB) e sônico (DT) referentes a cada poço. O processamento dos dados foi possível a partir do desenvolvimento de rotinas de programação no software MatLab®.

De acordo com o método de inversão para impedância acústica proposto, foram obtido os resultados a seguir.

A primeira inversão foi feita utilizando uma wavelet sintética do tipo Ricker conforme fig. 5-1:

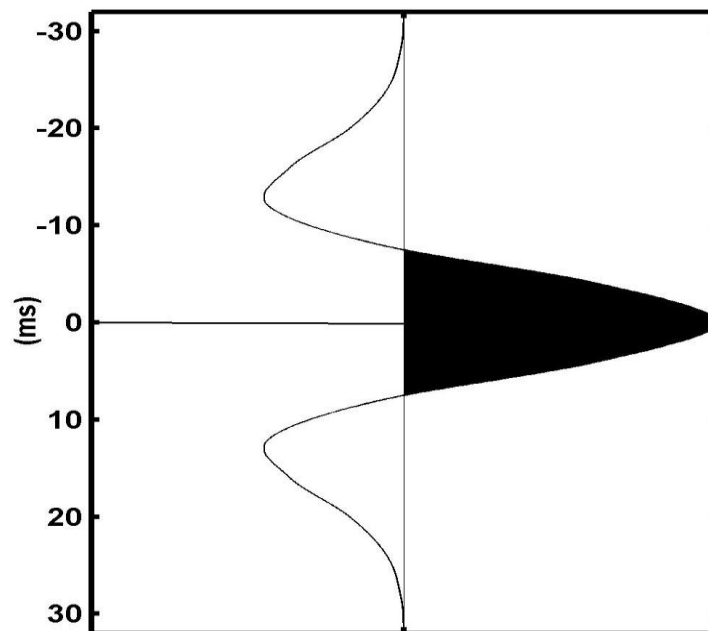


Figura 5-1 - Wavelet Ricker (30 Hz)

O primeiro dado de poço a ser analisado foi o NA02. Utilizou-se a Wavelet Ricker de comprimento 60 ms e frequência dominante de 30Hz para a deconvolução do traço da sessão sísmica relacionado com a posição do poço em questão. O espectro da refletividade obtido está demonstrado na figura 5-2.

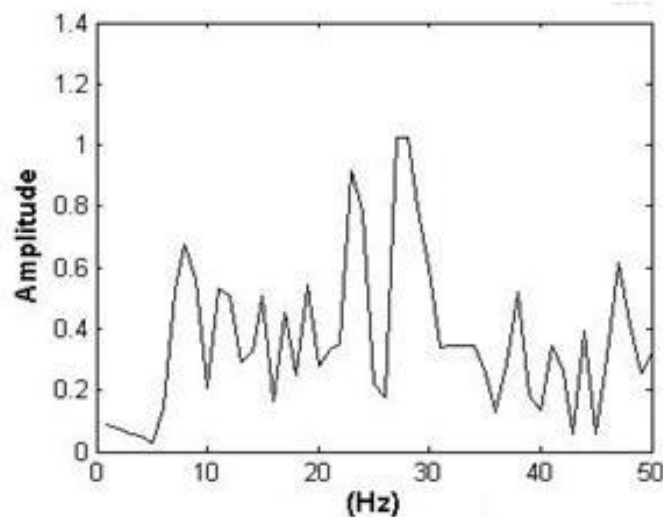


Figura 5-2: Espectro de frequências da refletividade estimada do traço da seção sísmica.

Com base na análise do espectro de frequências da refletividade do dado sísmico, pode-se verificar uma lacuna de informação nos valores de baixas frequências. Essa falta de informação pode ser compensada com o acréscimo das baixas frequências provenientes do dado de refletividade obtida pelos perfis de poço (Fig.5-3).

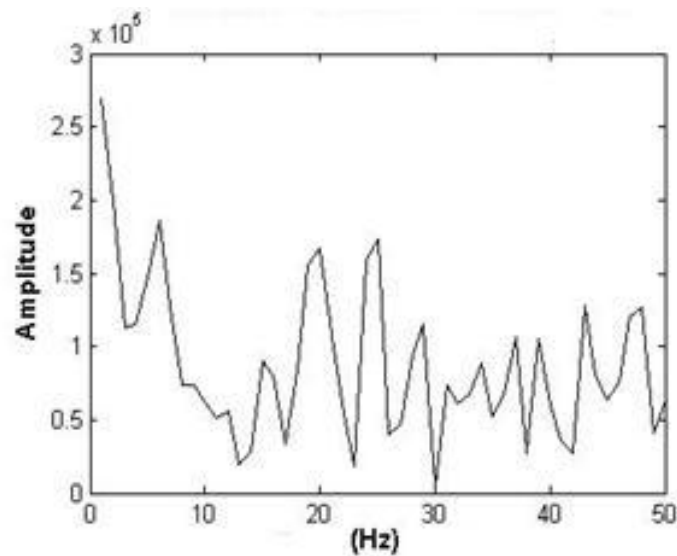


Figura 5-3 - Espectro de frequências da refletividade obtida por perfis de poço.

A análise dos espectros das figs. 5-2 e 5-3 permite inferir um valor de corte para o filtro passa-baixa que será aplicado no espectro da refletividade obtida por dados de poço.

Como pode se observar, a lacuna de frequências do dado sísmico é um valor que pode ser compensado com o espectro de refletividade por meio do poço e nesse caso conclui-se que tal valor seria de 8 Hz.

A partir da estipulação desse valor foi possível obter a inversão em impedância para o traço referente ao poço em estudo com o acréscimo do conteúdo de baixas frequências (Fig. 5-4).

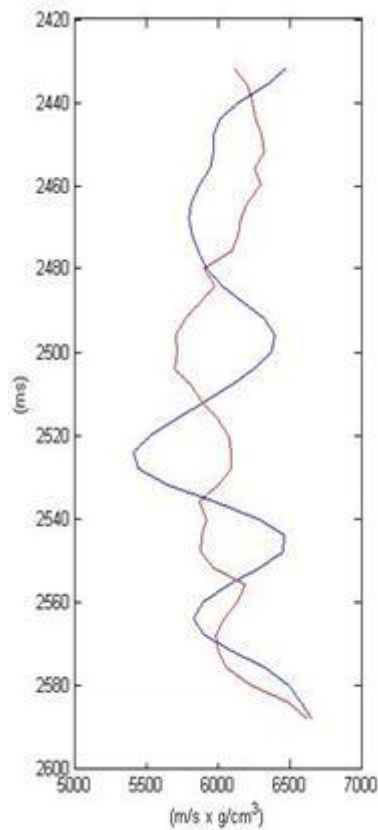


Figura 5-4 – NA02 - Comparação do resultado da inversão (azul) com a impedância estimada (vermelho), utilizando a Wavelet Ricker e frequência de corte de 8Hz.

A impedância acústica estimada com os perfis é tida como a melhor resposta de dados de subsuperfície e é tida como o valor real na comparação dos modelos e algoritmos de inversão dos dados sísmicos produzidos.

O valor médio da impedância e desvio padrão calculado entre as curvas de impedância estimada e o resultado da inversão foi de $(6,1 \pm 0,4) \times 10^3 (\text{g/cm}^3) \times (\text{m/s})$.

Ainda para o poço NA02, o mesmo procedimento é aplicado, porém, a *wavelet* usada no modelo convolucional foi extraída por meio da refletividade obtida com os perfis de poço e o traço sísmico referente a mesma posição em subsuperfície.

Partindo daí pôde-se produzir a inversão sísmica para impedância acústica do dado sísmico referente àquele poço com a *wavelet* extraída da amarração sísmica-poço.

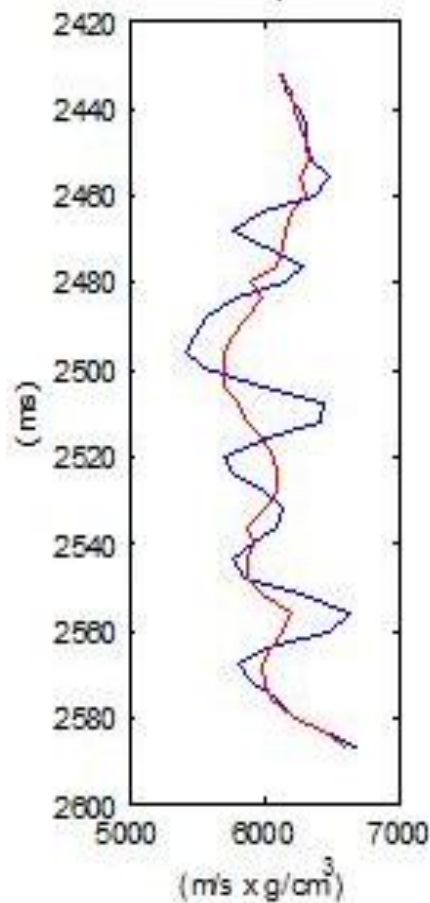


Figura 5-5 – NA02 - Comparação do resultado da inversão com a Impedância estimada (Vermelha). Wavelet extraída da amarração de dados sísmica-poço e frequência de corte de 8Hz (Azul).

A resposta fornece uma média e desvio padrão de).

Ao comparar de forma quantitativa o valor de incerteza obtido com o valor fornecido nos resultado acima, nota-se uma melhoria nos resultados. De forma qualitativa, ao analisar as figuras 5-4 e 5-5, verifica-se a maior conformidade com o dado de impedância estimado para a última figura.

O segundo poço a ser analisado nesse estudo foi o NA37.

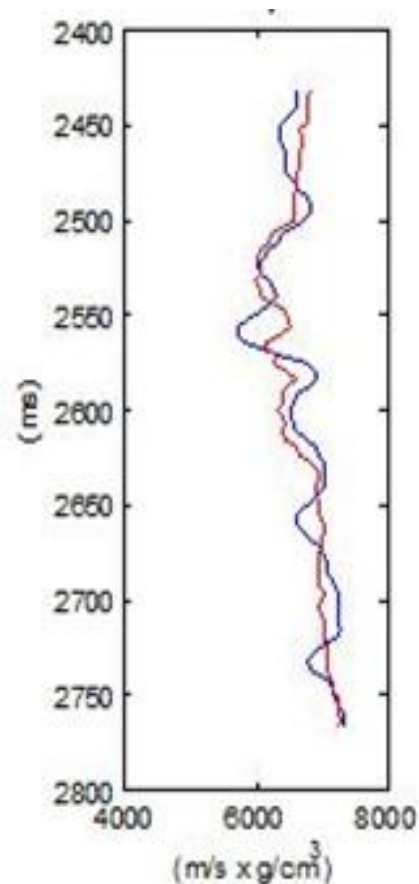


Figura 5-6 – NA37 - Resultado da Inversão comparada com a impedância estimada (Vermelha). Wavelet Ricker e frequência de corte de 10 Hz(Azul)

A mesma análise dos espectros de frequências foi feita. Verificou-se que o valor de corte do filtro, nesse caso, foi de 10Hz. A resposta obtida da inversão do traço sísmico para a impedância com a Wavelet Ricker foi o valor medio e desvio de $(6,7 \pm 0,4) \times 10^3$ (g/cm³)x(m/s).

No caso em que a *wavelet* foi extraída da amarração sísmica-poço obteve-se o seguinte resultado:

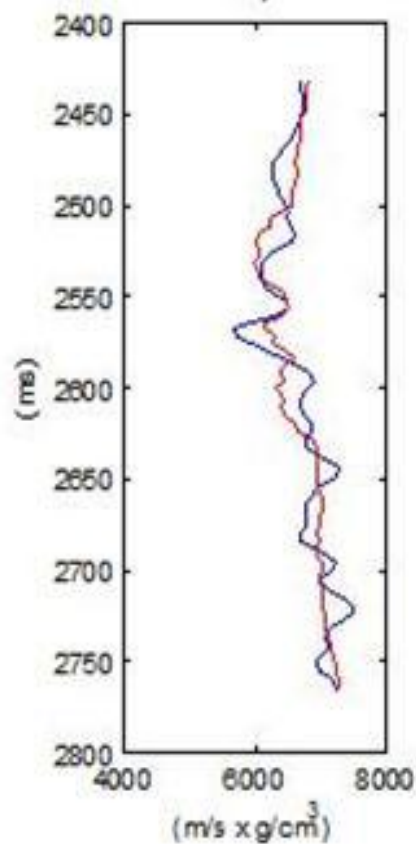


Figura 5-7 – NA37 - Resultado da Inversão comparada com a impedância estimada (Vermelha). Wavelet estimada por meio da amarração sísmica-poço e frequência de corte de 10 Hz (Azul)

O valor médio de impedância e erro associado à inversão foi de $(6,7 \pm 0.3) \times 10^3$ $(\text{g/cm}^3) \times (\text{m/s})$. De forma qualitativa, os resultados também se mostraram satisfatórios, pois a curva da inversão se comportou de forma análoga à curva de impedância estimada do dado de poço.

Verificou-se que os resultados foram mais bem ajustados a partir da *wavelet* extraída por meio da amarração sísmica-poço, Portanto, as próximas discussões serão baseados em um modelo convolucional partindo da extração da *wavelet*.

Outro estudo produzido foi a avaliação da influência da frequência de corte do filtro passa baixa. Tal análise permite avaliar as baixas frequências do dado de impedância estimada a serem incorporadas, com intuito de gerar um dado de impedância acústica com banda de frequências maior que a encontrada no dado sísmico.

A figura 5-8 mostra os resultados qualitativos obtidos para os poços NA02 e NA37 ao variar a frequência de corte para 5Hz.

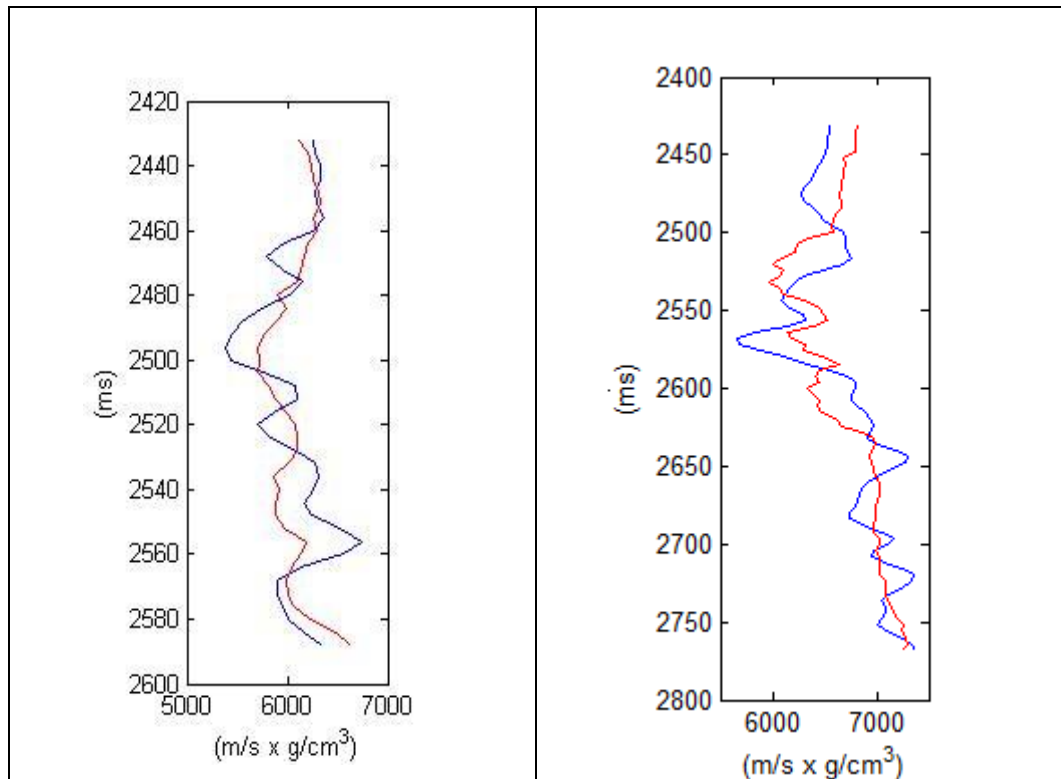


Figura 5-8: Valores de impedância acústica para uma frequência de corte de 5 Hz, primeiramente, para o poço NA02 e em seguida para o poço NA37.

Observa-se a falta de coerência entre as curvas de inversão para impedância produzida e a impedância estimada como verdadeira.

Para o traço sísmico referente ao poço NA02, quando se compara com a fig. 5-5 observa-se o desacordo das curvas de impedância em muitos pontos que estão sendo utilizados nessa análise. No caso do poço NA37, ainda verifica uma concordância das curvas comparadas, porém pode-se verificar no tempo 2,45s, por exemplo, a diferença entre a curva de impedância estimada e o

resultado da inversão. Note que na figura 5-7, para o mesmo tempo, as curvas estão em conformidades.

Além desses estudos, pôde-se avaliar o impacto da utilização da *wavelet* com fase mínima e a deconvolução feita com a *wavelet* convertida para fase zero. Tal estudo foi realizado para o poço NA1A.

Utilizando a *wavelet* estimada com fase mínima conforme o modelo convolucional, o resultado da inversão teve um valor de $(6,55 \pm 0,28) \times 10^3$ (g/cm³)x(m/s). Qualitativamente tem-se o resultado na fig. 5-9.

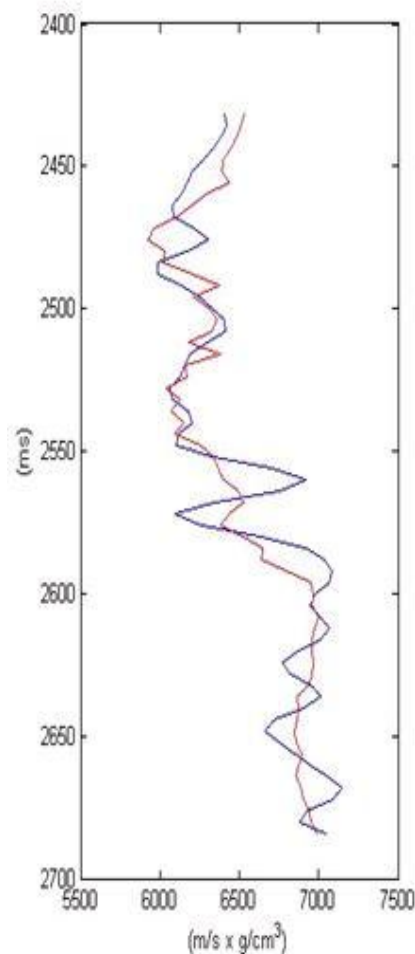


Figura 5-9 - Comparação do resultado da inversão com a Impedância estimada pelo poço NA1A(Vermelha). Wavelet extraída da amarração de dados sísmica-poço e frequência de corte de 12Hz (Azul).

Por meio da *wavelet* estimada e convertida para fase zero, para o poço NA1A, foi feita a inversão sísmica em impedância acústica e se obteve os seguintes resultados:

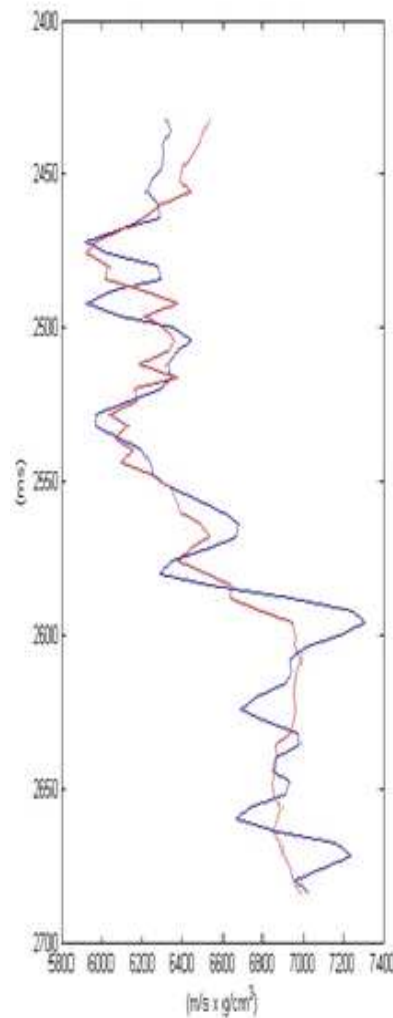


Figura 5-10 - Comparação do resultado da inversão com a Impedância estimada pelo poço NA1A (Vermelha). Wavelet extraída da amarração de dados sísmica-poço convertida para fase zero e frequência de corte de 12Hz (Azul).

Para o caso da extração da wavelet convertida para fase zero, os resultados verificados quantitativamente mostram valores de impedância mais afastados do valor de impedância estimada. A média e o desvio padrão calculados para esse caso foi de $(6,55 \pm 0,31) \times 10^3$ $(g/cm^3) \times (m/s)$. Tal resultado nos permite concluir que a utilização de um modelo de impedância

produzido com uma wavelet extraída da amarração sísmica- poço e mantida com sua fase nos retorna o melhor modelo de impedância.

Partindo dessas análises foi possível extrapolar os estudos de inversão para impedância acústica para as seções referentes a esses estudos. A seguir estão apresentadas na fig. 5.11 as *wavelets* extraídas por dados de poços e então convertidas para fase zero.

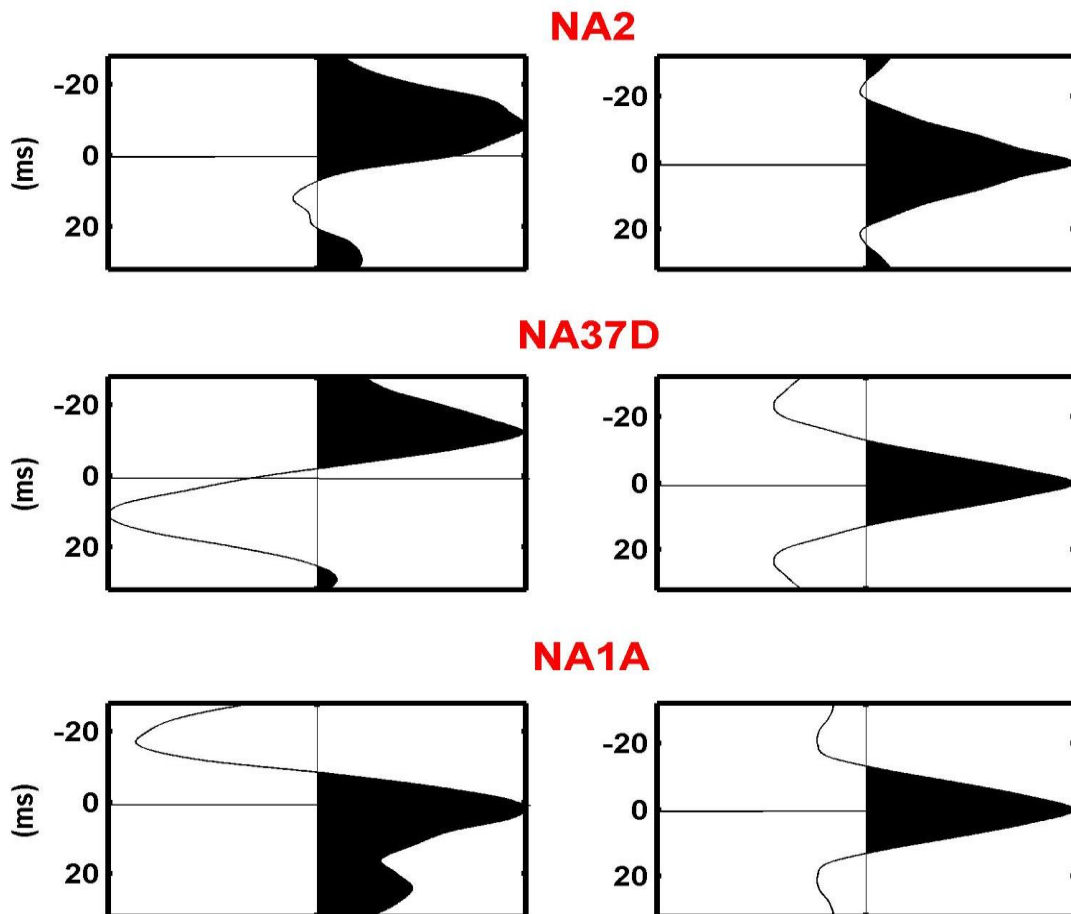


Figura 5-11 - Wavelet estimada pela amarração sísmica-poço e convertidas para fase zero para os poços NA02, NA37, NA1A.

A partir das análises feitas até então foi possível produzir um modelo de inversão de dados sísmicos em impedância acústica para uma seção 2D.

Tal modelo foi baseado na extração da *wavelet* por meio da amarração sísmica-poço e para essa *wavelet* foi mantida a sua fase. A seção em impedância será produzida com um aumento da banda de frequências do dado observado e com um método de deconvolução dos dados sísmicos baseado no algoritmo de minimização de erros por meio das normas L1 e L2.

As baixas impedâncias são o alvo na análise exploratória de um dado de inversão, pois traz consigo informações de regiões com baixa densidade e, portanto, podendo caracterizar os primeiros estudos que validem uma região como um possível reservatório.

A seguir pode-se verificar os resultados das extrapolações dos estudos em nível de traços sísmicos para as seções 2D de impedância acústica correspondentes aos poços NA02, NA37 e NA1A como ilustrado nas figs. 5-12, 5-13 e 5-14, respectivamente.

Para cada inversão foi utilizada apenas uma *wavelet* extraída de cada amarração sísmica-poço. Ainda que o ideal fosse termos o valor exato das *wavelets* convoluídas com a refletividade em cada traço sísmico a aproximação desse pulso para aquele extraído da amarração sísmica-poço mostrou-se satisfatória, pois ao analisar a resposta do método utilizado observou-se que os pontos de baixa impedância se relacionam com o modelo geológico do reservatório do campo em estudo.

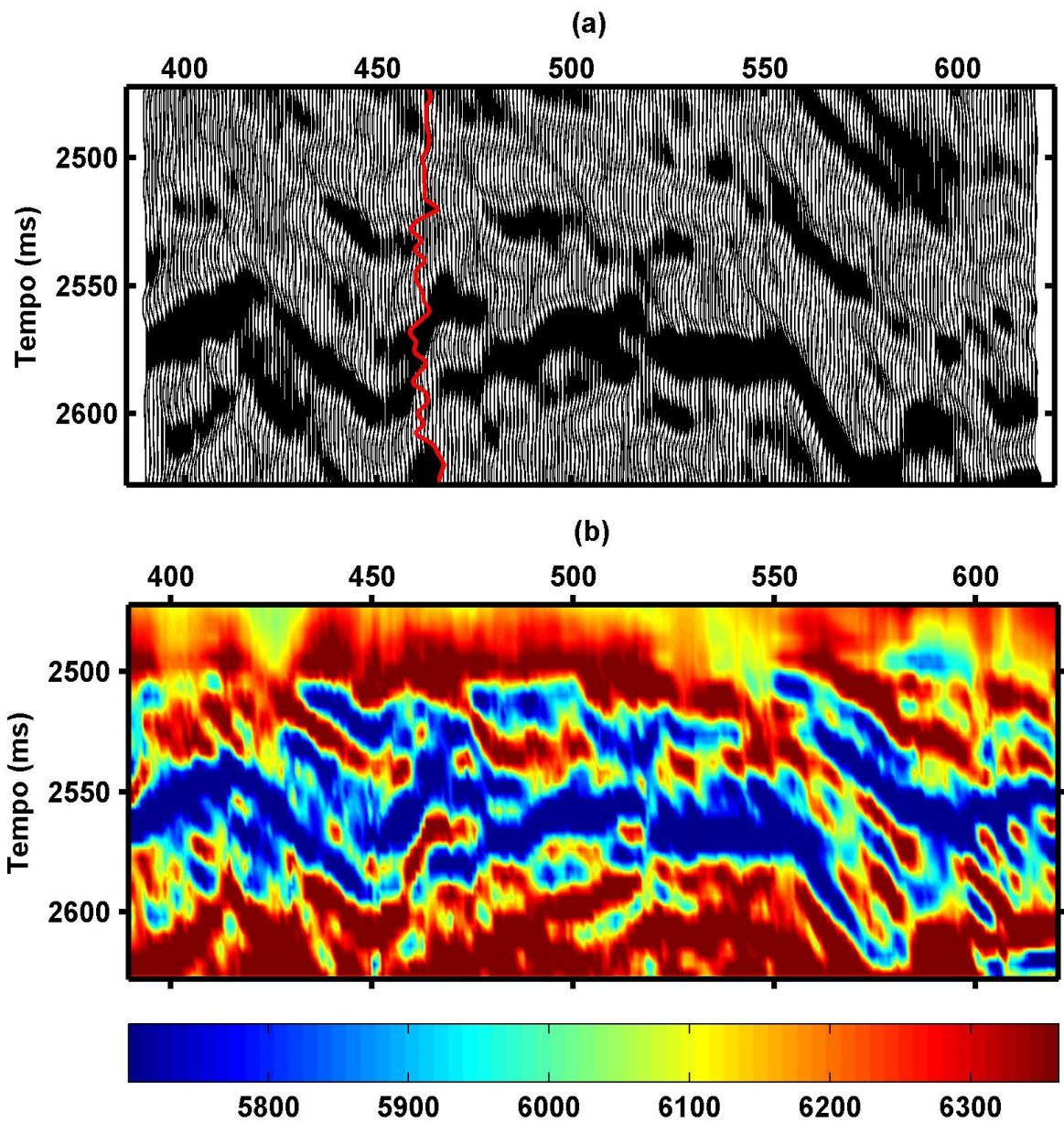


Figura 5-12 - Seção sísmica 2D, inline 316 e poço NA02. Extração da wavelet pela relação sísmica-poço e o resultado da inversão sísmica em impedância acústica

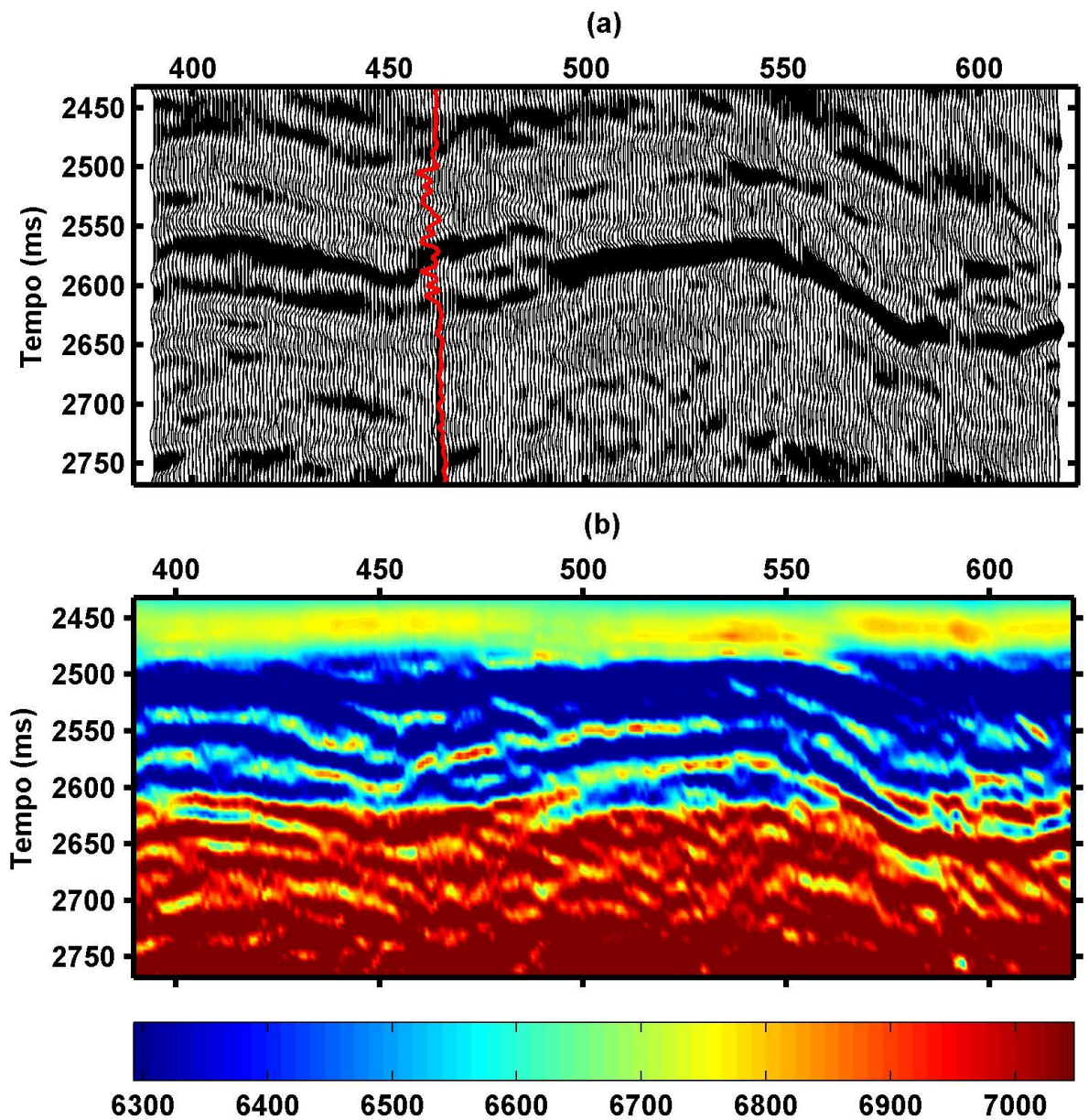


Figura 5-13 - Seção sísmica 2D, inline 326 e poço NA37. Extração da wavelet pela relação sísmica-poço e o resultado da inversão sísmica em impedância acústica.

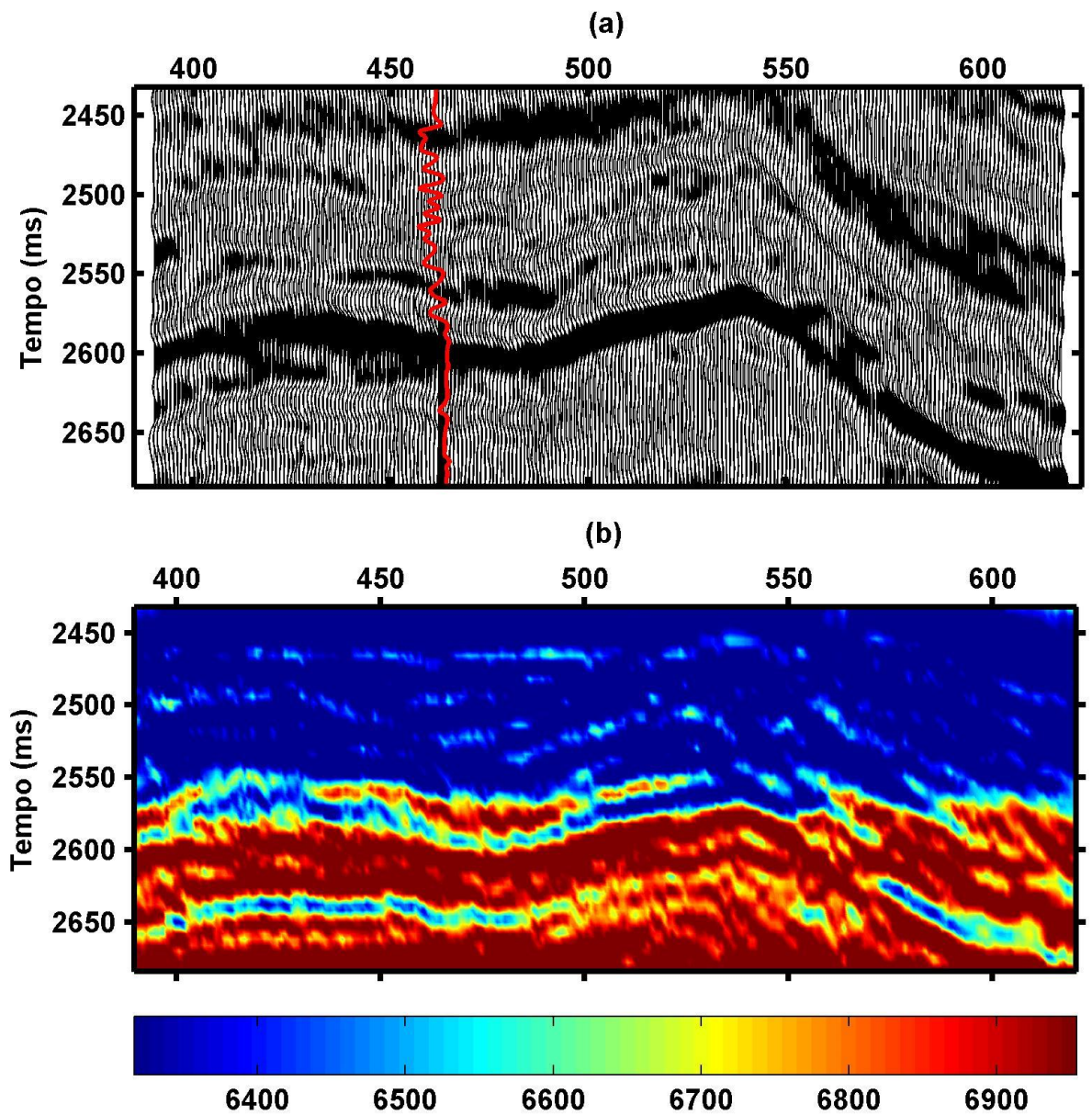


Figura 5-14 - Seção sísmica 2D, inline 340 e poço NA1A. Extração da wavelet pela relação sísmica-poço e o resultado da inversão sísmica em impedância acústica

A fim de verificar o resultado da inversão para as seções produzidas, foi feito um estudo quantitativo da correlação entre a impedância estimada da poço e a impedância obtida pela inversão de acordo com as fig.5-15 até fig.5-17. Os resultados foram obtidos utilizando a wavelet extraída do conjunto sísmica e poço.

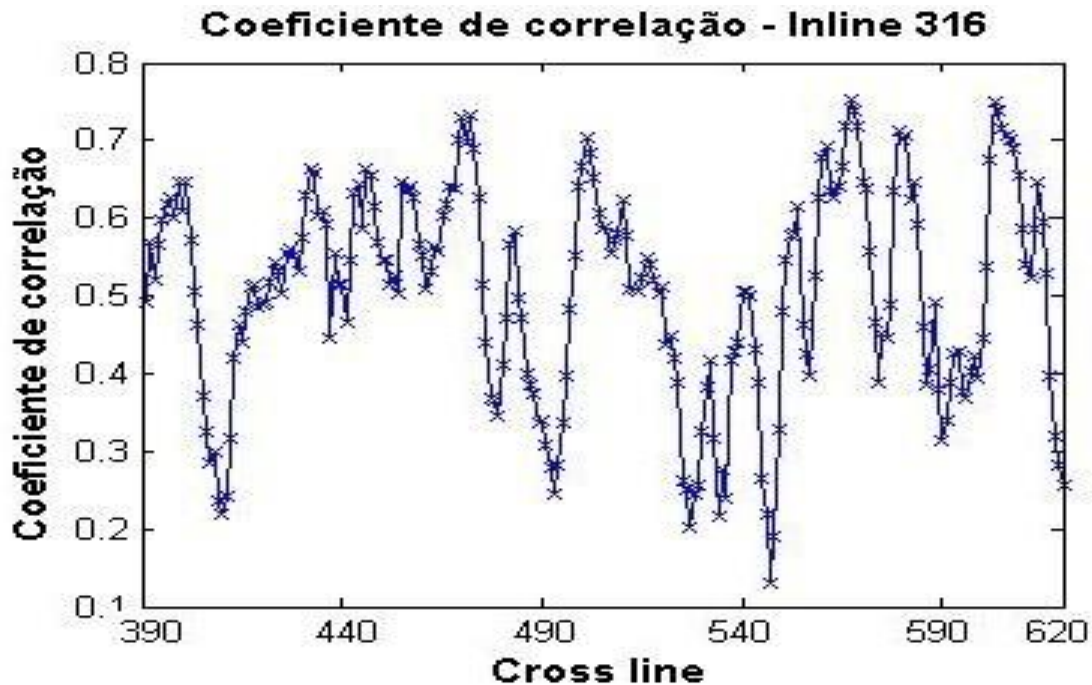


Figura 5-15 - Coeficiente de correlação entre a impedância estimada e o resultado da inversão para a seção de inline 316 referente ao poço NA02

De acordo com os coeficientes de correlação obtidos para o poço NA02 verificamos que esses valores não se mostraram satisfatórios. Esse resultado possivelmente tem como causa a falta de coerência da impedância estimada e o resultado da impedância desde a amarração sísmica-poço.

Apesar de terem sido feitas várias tentativas variando o tempo inicial relacionado com a profundidade da primeira amostra do perfil de poço, não foi obtido um bom ajuste quando comparado com o resultado dos outros poços. Conforme a figura abaixo, nota-se que os resultados para o poço NA37 mostram uma melhor resposta ao método utilizado, porém ainda assim é passível de melhorias dos dados.

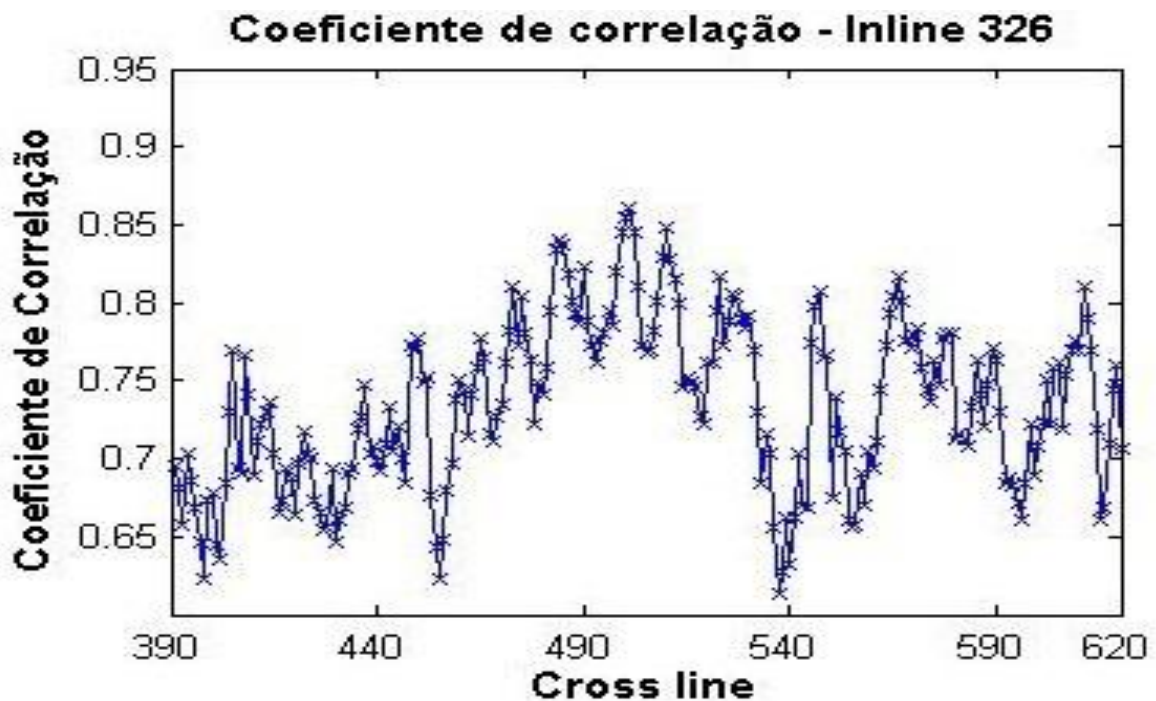


Figura 5-16 - Coeficiente de correlação entre a impedância estimada e o resultado da inversão para a seção de inline 326 referente ao poço NA37.

De acordo com a extrapolação dos resultados de 1D para 2D também feita para a seção relacionada ao poço NA1A e utilizando a wavelet extraída pela amarração sísmica-poço foi possível analisar a resposta do programa para todo o resultado da inversão referente ao poço NA1A. O estudo dos valores dos coeficientes de correlação mostram que o ajuste da impedância estimada com a inversão foi muito satisfatório (Fig.5-17).

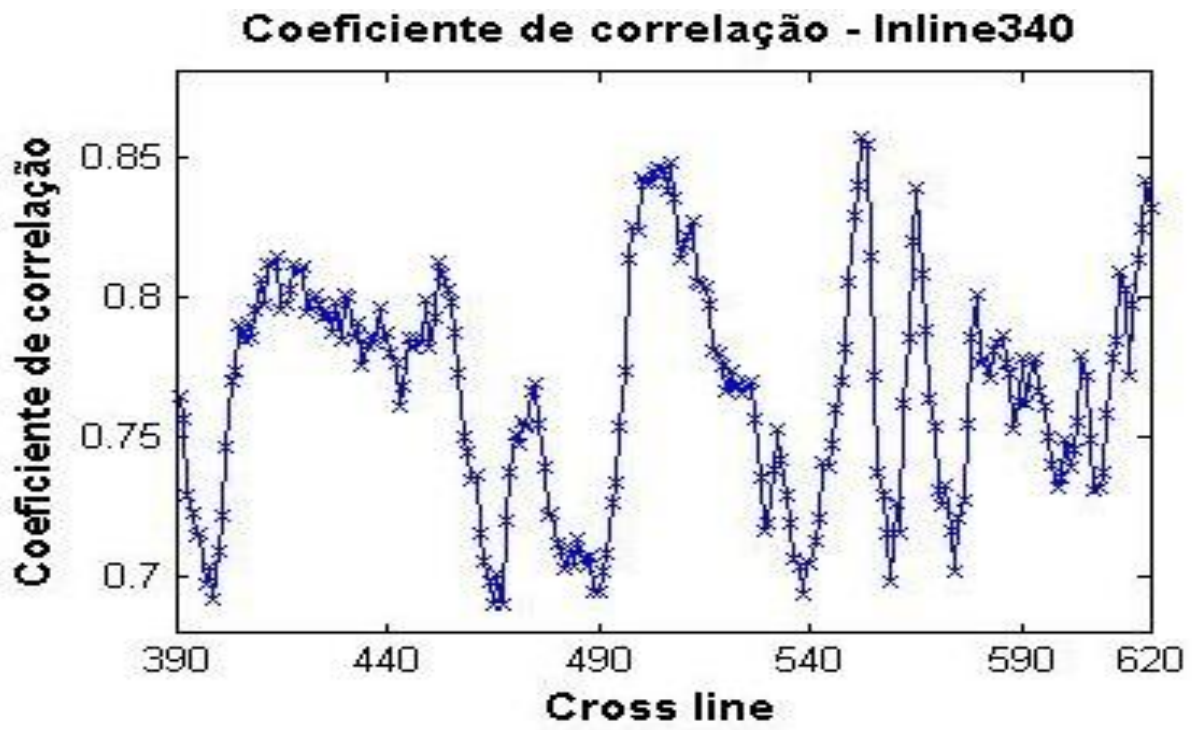


Figura 5-17 - Coeficiente de correlação entre a impedância estimada e o resultado da inversão para a seção de inline 340 referente ao poço NA1A.

A maioria dos coeficientes de correlação obtidos foi maior que 70%. Tal resultado demonstra a consistência dos dados e que os parâmetros de regularização do algoritmo foram usados de forma adequada.

6. DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

A premissa do trabalho partiu de um dado confiável de pós-empilhamento e proveniente de um processamento sísmico adequado. O modelo convolucional foi utilizado na caracterização do dado sísmico e constatou a importância do mesmo como uma ferramenta na obtenção da refletividade por meio de dados de amplitude. Todo o tratamento dos dados foi feito em um software não comercial, MatLab, que se mostrou de grande importância no meio acadêmico e contribuiu para os resultados do trabalho de forma satisfatória.

A função objetivo utilizada no algoritmo formulado para esse trabalho se baseou na minimização da norma L_1 , para os coeficientes de reflexão, e da norma L_2 , para a discordância entre dado sísmico original e sintético. Tal função visa resolver o problema das multi-soluções de um problema inverso, como é o caso encontrado na deconvolução do dado com intuito de obter a refletividade que mais se aproxima da reflexão dos substratos reais. Além da minimização do erro na deconvolução, o algoritmo compreende a extração da *wavelet* por meio da amarração de dados sísmicos com dados de poços, bem como o acréscimo das baixas frequências obtidas pelo espectro da impedância estimada por meio de perfis de poços, RhoB e DT. Tal algoritmo foi testado em dados reais do Campo de Namorado, da Bacia de Campos.

As análises compreendem o impacto da utilização de uma *wavelet* sintética Ricker em comparação com a extração da *wavelet* por meio da amarração sísmica-poço. Outra análise abordada que tem um grande impacto na inversão é o valor da frequência de corte utilizada no acréscimo do espectro dos dados sísmicos.

Primeiramente foi feita a análise 1D dos traços sísmicos que se encontram próximos aos poços. O primeiro dado obtido foi a inversão do traço sísmico referente ao poço NA02 e foi utilizada uma *wavelet* sintética do tipo Ricker, mais comumente usada nas inversões, pois se assemelha a um pulso sísmico sonoro encontrado nos dados sísmicos originais. Os valores de impedância obtidos pela inversão comparados com a impedância estimada por perfis de poço se

mostraram satisfatórios quando a *wavelet* sísmica foi extraída por meio da relação sísmica-poço. Além dessa análise foi estudada a importância da fase da *wavelet* extraída do dado de poço. Para o poço NA1A concluiu-se por meio dos resultados dos desvios padrões entre a impedância calculada e a impedância do dado de poço que a inversão é mais adequada quando se utiliza a *wavelet* extraída do dado de poço, porém preservada com sua fase, e de tal forma, nos proporcionou uma resposta de inversão melhor do que aquela convertida para a fase zero.

Partindo dessa constatação os próximos estudos foram feitos baseados na extração da *wavelet* e a mesma com sua fase e não mais pela *wavelet* Ricker. O poço NA37 mostrou uma maior correlação do que a inversão obtida para NA02, quando relacionada com a impedância estimada pelos perfis. A conclusão que se chega para a baixa correlação do resultado da inversão para o NA02 foi de que possivelmente a amarração dos dados não tenha sido feita de forma satisfatória.

O valor da frequência de corte foi um fator limitante e o método de inversão aplicado permite verificar quais frequências serão incorporadas a fim de aumentar a banda de frequências dos dados, anteriormente limitada pelo espectro da *wavelet* sísmica. Ao diminuir a frequência de corte além do necessário para a construção do traço de impedância, os resultados mostram uma menor correlação com a impedância estimada, o que reafirma sua importância no resultado final da inversão.

A partir dos resultados obtidos para 1D, foi possível a extrapolação desses estudos para modelos 2D de impedância acústica referentes aos poços analisados. Por meio desse modelo e partindo do conhecimento geológico do Campo de Namorado, verifica-se que o resultado da seção em inversão foi satisfatório, pois a presença de regiões de baixos valores de impedância do reservatório no poço NA37, acima de 2600 ms valida o modelo geológico já conhecido. A partir daí, observa-se uma região de alta impedância que pode ser confirmada pelo alto valor de amplitude no dado sísmico para o mesmo período. Para a inversão do poço NA1A, os resultados ainda são melhores podendo ser analisados os valores dos coeficientes de correlação obtidos para cada uma das seções produzidas.

7. REFERÊNCIAS

- ANP, Sumário Geológico da Bacia de Campos – www.anp.gov.br
- Badley M. E.**, Practical seismic interpretation: [Periódico]. - Boston : International Human Resources, 1985.
- Barboza E.G.** Análise estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na interpretação sísmica tridimensional [Relatório]. - [s.l.] : Tese de doutorado da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 230 p, 2005.
- Barrodale, I. and F.D.K. Roberts** Algorithm 552 – Solution of the constrained ℓ_1 linear approximation problem [F4] [Periódico] // ACM TOMS. - 1980. - pp. vol. 6, p. 231-235..
- Becquey M., Lavergne, M., and Willm, C.** Acoustic impedance logs computed [Periódico] // Geophysics. - 1979. - pp. n.44, p. 1485-1501.
- Berteussen, K. A. and Ursin, B.** Approximate computation of the acoustic [Periódico] // Geophysics. - 1983. - pp. vol. 48, p. 1351–1358..
- Biondi M.G.** Reservoir monitoring: A multidisciplinary feasibility study [Periódico]. - [s.l.] : The Leading Edge, 1998. - 1404-1414 : Vol. 17.
- Bueno J.F.** Modelagem de parâmetros dinâmicos na caracterização de reservatórios [Relatório]. - Campinas : Relatório científico interno da rede de Caracterização e Modelagem geológica de reservatórios (Carmod) da Petrobras, 2010.
- Buiting J M e Bacon M** Using geophysical, geological and petrophysical data to characterize reservoirs in the North Sea [Relatório]. - London : 5th Conference on Petroleum Geology of N W Europe. CD-ROM, 1997.
- Chi C., Mendel, J. M. and Hampson, D.** A computationally fast approach to maximum-likelihood deconvolution. [Periódico]. - [s.l.] : Geophysics, 1984. - 550-565 : Vol. 49.
- Claerbout, J. F. and Muir, F.** Robust modeling with erratic data [Periódico] // Geophysics. - 1973. - pp. vol.38, n.5, p.826-844.
- Denoël, E. and Solvay, J. P.** Linear Prediction of Speech with a Least Absolute Error Criterion [Periódico] // IEEE Transactions on Acoustic, Speech and Signal Processing. - 1985.
- Dias J. L., Scarton J.C., Guardado L.R., Esteves F.R.& Carmiti M.** Aspectos da Evolução Tectono-Sedimentar e a Ocorrência de Hidrocarbonetos [Periódico]. - Rio de Janeiro : PETROBRAS, 1990. - p. 333-360.
- Ferguson, R. J. and Margrave, G. F.** A simple algorithm for band-limited impedance inversion [Periódico] // Relatório CREWES. - 1996.
- Fullagar P. K** Spike recovery deconvolution [Livro]. - [s.l.] : Developments, 1985.
- Guardado L. R., Gamboa, L. A. P., Lucchesi, C. F.** Petroleum Geology of the Campos basin, Brazil: a Model for a Producing Atlantic-Type Basin [Periódico]. - [s.l.] : AAPG Memoir, 1989. - 3-80 : Vol. 48.
- Hardage B. A.** Reservoir Description Defining Reservoir Properties [Periódico] // Society of Exploration Geophysics. - Tulsa, Oklahoma : Society of Exploration Geophysics, 1992. - p. n.7.

- Hardage B. A.** Seismic Stratigraphy [Periódico] // Geophysical Press. - [s.l.] : Geophysical Press, 1987.
- Jason Geoscience Workbench** Manual não publicado [Relatório]. - Houston : [s.n.], 2010.
- Kearey P., Brooks, M., Hill, I.** An Introduction to Geophysical Exploration [Livro]. - [s.l.] : Blackwell Science Ltda., 2002. - Vol. 1.
- Latimer, R. B., Davison, R., Riel, V. R.** An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data. [Periódico] // The Leading Edge. - 2000. - pp. p.242-256.
- Lavergne M and Willm, C.** Inversion of Seismograms and Pseudo Velocity Logs [Periódico]. - [s.l.] : Geophysical Prospecting, 1977. - 231-250 : Vol. 25.
- Levy, S. and Fullagar, P. K.** Reconstruction of a sparse spike train from a portion of its spectrum and application to high-resolution deconvolution. [Periódico] // Geophysics. - 1981. - pp. vol. 46, n.9, p.1235-1243.
- Lindseth R. O.** Syntetic sonic logs - a process for stratigraphic interpretation. [Periódico] // Geophysics. - 1979. - pp. vol. 44, n.1, p.3-26.
- Mendonça P.M.M., Spadini, A.R., Milani, E.J.** Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso [Periódico]. - [s.l.] : Boletim de Geociências da Petrobras, 2004. - Vols. 12; 9-58.
- Meneses S.X. e ADAMS T.** Ocorrência de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos [Periódico]. - [s.l.] : Boletim de Geociências da Petrobras, 1990. - 183-188 : Vol. 4.
- Meneses, S. X. & Adams, T.** Ocorrência de Resistividades Anômalas no Campo de [Artigo] // Boletim de Geociências - PETROBRAS. - Rio de Janeiro : [s.n.], 1990. - p. 183-188 : Vol. Vol. 4.
- Mizusak A. M. P.** Rochas ígneo-básicas do neocomiano da bacia de Campos [Relatório]. - Rio de Janeiro : Dissertação de Mestrado - Instituto de Geociências - UFRJ, 1986.
- Oldenburg, D.W., Scheuer, T. and Levy, T.** Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms [Periódico] // Geophysics. - 1983. - pp. Vol.48 n.10 p.1318-1337.
- Pendrel P.** Seismic Inversion: The best tool form reservoir characterization [Periódico] // CSEG Recorder.
- PENNINGTON WD** Reservoir Geophysics [Artigo] // Geophysics. - 2001. - pp. Vol.66 n.1 pp 25-30.
- Petroleum Geology of Kansas** - Education Place online April - 2001 - <http://www.kgs.ku.edu/Publications/Oil/primer10.html>
- Rosa Henrique [et al.]** Caracterização de eletrofácies por meio de ferramentas estatísticas multivariadas [Periódico]. - Ouro Preto : Revista Escola de Minas, 2008. - 4 : Vol. 61.
- Russel B. H.** Introduction to seismic inversion methods [Periódico] // Society of Exploration Geophysics. - 1991. - p. n.2.
- Russell B. H.** Introduction to seismic inversion methods [Relatório]. - [s.l.] : Course Notes Series, 1988.

- Russell B. H.** The application of multivariate statistics and neural networks to the prediction of [Relatório]. - [s.l.] : University of Calgary, 2004.
- Sacchi M. D. and Ulrych, T.J.** Bayesian Regularization of some seismic operation, In: Maximum entropy and Bayesian Methods [Periódico]. - [s.l.] : Kluwer Academic Publishers, 1996. - 425-436 : Vol. 79.
- Sacchi M.D.** Re-weighting strategies in seismic deconvolution [Periódico] // Geophysical Journal International. - 1997. - pp. n. 129,p. 651-656.
- Sancevero S. S.** O papel da inversão sísmica para a impedância acústica no processo de caracterização de reservatórios. [Periódico] // Revista Brasileira de Geofísica. - 2006. - pp. p.495-512.
- Schlumberger** Searching for oil and gas in the land of giants [Periódico]. - Buenos Aires, Argentina : [s.n.], 1998. - Vol. 149 p..
- Taylor, H. L. and McCoy, J. F.** Deconvolution with the 11 norm [Periódico]. - [s.l.] : Geophysics, 1979. - 39-52 : Vol. 44.
- Treitel, S and Lines, L. R.** Linear inverse theory and deconvolution. [Periódico] // Geophysics. - 1982. - pp. vol. 47, n.8 ,p. 1153-1159.
- Treitel, S. and Lines, L. R.** A review of least-squares inversion and its application to geophysical problems [Periódico] // Geophysical Prospecting. - 1984. - pp. vol.32, p. 159-156.
- Velis D.R.** Stochastic sparse-spike deconvolution [Periódico]. - [s.l.] : Geophysics, 2008. - Vol. 73.
- Yilmaz O.** Seismic Data Processing [Livro]. - Tulsa : Stephen, M. Dohert, 1991.
- Young G. R. and Sen, M. K.** A comparison of porosity estimates obtained using post-, partial-, and prestack seismic inversion methods: Marco Polo Field, Gulf of Mexico [Relatório]. - Austin : The Institute of Geophysics at The University of Texas, 2007.

8. ANEXO

