



MIGRAÇÃO REVERSA NO TEMPO DE DADOS SÍSMICOS BLENDED

Rômulo Rosa Fernandes de Carvalho

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientador: Luiz Landau

Rio de Janeiro

Março de 2012

MIGRAÇÃO REVERSA NO TEMPO DE DADOS SÍSMICOS BLENDED

Rômulo Rosa Fernandes de Carvalho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

Prof. Luiz Landau, D.Sc.

Dr. Josias José da Silva, D.Sc.

Prof. José Luis Drummond Alves, D.Sc.

Dr. Cleberson Dors, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2012

Carvalho, Rômulo Rosa Fernandes de

Migração Reversa no Tempo de Dados Sísmicos
Blended/ Rômulo Rosa Fernandes de Carvalho. –
Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

IX, 114 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Luiz Landau

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/
Programa de Engenharia Civil, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 89-92.

1. Migração Reversa no Tempo. 2. Correlação
Cruzada. 3. Blended. I. Landau, Luiz II. Universidade
Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de
Engenharia Civil. III. Título.

*"Aos meus pais, Marcos e Tânia, minhas referências, à minha esposa
Alecsandra, meu alicerce e a minha filha Laís, minha inspiração.*

*"Buscai primeiro o reino de Deus,
e a sua justiça,
e tudo mais vos será acrescentado"*
Mateus 6:33

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que é poderoso para fazer tudo muito mais abundantemente além daquilo que pedimos ou pensamos. A Ele seja a glória.

Agradeço ao coordenador Dr. Luiz Landau e a todo corpo técnico-administrativo dos laboratórios LAMCE e LAB2M da COPPE/UFRJ pela oportunidade da realização deste trabalho.

Agradeço ao Dr. Josias José da Silva pela sugestão do tema apresentado, pelas discussões que foram fundamentais para a conclusão desta dissertação e por sua enorme dedicação, digna de quem foi, muito além de orientador, um grande amigo.

Agradeço ao geofísico Djalma Manoel Soares Filho por toda sua contribuição para o desenvolvimento científico.

Agradeço aos geofísicos Márcio Martins, Rafael Ancelme e Wilson Duarte pelas inúmeras discussões e sugestões que contribuíram para a conclusão desta dissertação.

Agradeço aos companheiros de laboratório os geofísicos Karen Carrilho, Felipe Duarte e Matheus Lara pelo apoio, incentivo e companheirismo.

Aos examinadores da banca por suas importantes correções, revisões e contribuições para a elaboração do documento final.

Enfim, agradeço a minha família e a todos os meus amigos por todo o apoio e carinho, tornando esta jornada muito mais agradável.

Resumo de Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MIGRAÇÃO REVERSA NO TEMPO DE DADOS SÍSMICOS BLENDED

Rômulo Rosa Fernandes de Carvalho

Março/2012

Orientador: Luiz Landau

Programa: Engenharia Civil

Os desafios tecnológicos enfrentados hoje pela indústria do petróleo tem sido o combustível que catalisa esforços dos centros de pesquisas em geofísica em todo o mundo. Diante da necessidade cada vez maior de adquirir dados sísmicos com maior qualidade e a um custo mais baixo, alguns autores propuseram uma nova metodologia de aquisição de dados denominada *Blended* ou tiros incoerentes, onde os registros sísmicos são realizados não com apenas uma fonte, mas sim com diversas fontes disparadas em posições diferentes e com tempos de disparo com atrasos aleatórios.

Nesta dissertação a proposta foi de realizar uma análise do emprego da tecnologia *Blended* nas etapas de aquisição, processamento e interpretação sísmica. Foram gerados códigos computacionais para a simulação da aquisição utilizando a equação completa da onda acústica, bem como para o emprego da Migração Reversa no Tempo com o uso da condição de imagem de correlação cruzada. Foi utilizado o Método das Diferenças Finitas (MDF) para a resolução da equação da onda. Além disso, foram analisados três modelos de velocidades com diferentes complexidades geológicas estruturais para avaliar a eficiência do método *Blended* comparado, em termos de qualidade de imagem e custo computacional, com a aquisição e processamento convencional de Migração Pré-Empilhamento em Profundidade PSDM (*Pre Stack Time Migration*) também utilizando a equação completa da onda.

Os resultados obtidos, relativos à redução do tempo da aquisição sísmica e a qualidade do imageamento *Blended*, indicam que esta técnica pode ser empregada em escala industrial com grande possibilidade de sucesso.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

REVERSE TIME MIGRATION OF BLENDED SEISMIC DATA

Rômulo Rosa Fernandes de Carvalho

March / 2012

Advisor: Luiz Landau

Program: Civil Engineering

The technological challenge faced today by the oil industry has been the fuel that catalyzes efforts of geophysical research centers worldwide. Given the increasing need to acquire seismic data with higher quality and lower cost, some authors have proposed a new methodology of data acquisition named Blended or incoherent shooting, where the seismic records are not made with only one source but several sources triggered in different positions and shot-times with random delays.

In this thesis, the author has proposed to undertake a review of Blended technology in the stages of acquisition, processing and seismic interpretation. Were generated computer codes for seismic modeling using the complete acoustic wave equation for Reverse Time Migration of Blended data with cross-correlation imaging condition. Were used the Finite Difference Method (FDM) to solve the wave equation. In addition, were analyzed used three different velocity models with geological structural complexities to evaluate the efficiency of Blended method compared in terms of quality and computational cost faced to conventional seismic data acquisition and pre-stack depth migration also using the full wave equation.

Reducing the acquisition time and the quality of seismic imaging indicate that Blended acquisition can be used on an industrial scale with a high likelihood of success.

Índice

Página de Assinaturas	ii
Ficha Catalográfica	iii
Dedicatória	iv
Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract	vii
Capítulo 1 Introdução.	1
1.1 Contextualização do Trabalho	1
1.2 Objetivo da Dissertação	7
1.3 Estrutura da Dissertação	8
Capítulo 2 Fundamentação Teórica.	10
2.1 As Bases da Aquisição Sísmica – A sísmica de reflexão	10
2.2 Inovações na Aquisição Sísmica	13
2.3 Modelagem Sísmica 2D	18
2.4 Migração Reversa no Tempo	22
2.5 Condição de Imagem – Correlação Cruzada	26
Capítulo 3 Aquisição Sísmica Blended.	34
3.1 Considerações Preliminares	34
3.2 Blended e a Sísmica	35
3.3 Conceito de Múltiplas Fontes	37
3.4 Apresentação do Operador de Dados Sísmicos Blended	43
3.5 Princípios de Aquisição Sísmica Blended	44
3.6 Blended – Considerações Estratégicas	48

Capítulo 4 Aplicações e Resultados.	52
4.1 Modelo Simples – Três Camadas Plano Paralelas	53
4.1.1 5 tiros	55
4.1.2 20 tiros	58
4.1.3 340 tiros	61
4.2 Modelo Pseudo-Marlin	65
4.2.1 90 tiros	69
4.2.2 360 tiros convencionais e 20 tiros Blended (18 disparos) e 90 tiros Blended (5 disparos)	72
4.2.3 600 tiros convencionais e 120 tiros Blended (5 disparos)	76
4.3 Modelo Marmousi	79
4.3.1 – 540 Tiros Convencionais e 27 Tiros Blended (20 disparos)	81
Capítulo 5 Conclusões e Trabalhos Futuros.	85
5.1 Conclusões	85
5.2 Trabalhos Futuros	87
Referências Bibliográficas.	89
Apêndice A Modelagem Computacional.	93

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Contextualização do Trabalho

O petróleo é e continuará sendo a principal fonte de energia no planeta ao longo das próximas duas décadas pelo menos. Seu consumo deve aumentar cerca de 40% segundo dados da Agência Internacional de Energia – IEA. A estimativa é que se tenha a partir da segunda década do século XXI um aumento de consumo entre 43 e 48 milhões de barris por dia, que é significativo diante da produção atual, que é cerca de 85 milhões de barris diários. Como atender a essa demanda? As reservas declaradas serão suficientes? Eis os novos desafios: Exploração do petróleo localizados em águas ultra profundas, abaixo das camadas de sal, também chamadas de pré-sal.

Surge então uma nova era. Chegar até o óleo e trazê-lo até a superfície é tarefa árdua e que requer a disposição de muitos recursos. O ambiente de águas ultra profundas é uma tendência que vem se apresentando não somente no Brasil, mas em diversas regiões produtoras, principalmente fora do Golfo Pérsico de acordo com a Associação Brasileira de Pesquisa e Desenvolvimento em óleo e gás (ABPG, 2005). A busca contínua por novos reservatórios vem provocando a descoberta de jazidas em camadas abaixo de formações contendo sal. Os anúncios de seus achados, causam grande animação. O Brasil, por exemplo, após declarar a descoberta de óleo em

camadas abaixo de sal, nas bacias sedimentares do Espírito Santo, Campos e Santos, com estimativa de reservas da ordem de bilhões de barris, passará a ser uma das grandes potências de reservas de hidrocarbonetos. Porém, especialistas indicam que devido à grande barreira tecnológica que ainda está por ser desenvolvida, até 2020, apenas a quinta parte do que será produzido no Brasil virá do pré-sal. Por que então tanto entusiasmo em relação a este óleo? A resposta talvez esteja no fato de que ele posicionará definitivamente o Brasil em um lugar de destaque no cenário internacional.

Muito trabalho aos pesquisadores está por vir. Em todos os âmbitos a tecnologia deverá ser melhorada para o alcance de números de consumo tão expressivos. Ir cada vez mais fundo e conseguir produzir petróleo em campos marítimos (offshore) de águas profundas e ultra profundas é um novo e real desafio ao setor de exploração e produção (E&P) da indústria do petróleo. Responsável por reter fatias generosas do montante de recursos destinados à cadeia do petróleo como um todo, o setor de E&P é e continuará a ser destaque às empresas petrolíferas, ao que tudo indica. É um segmento responsável por agregar valor, incorporar riquezas, pois pesquisa, localiza, identifica, produz e incorpora reservas de óleo e gás a um país.

Dentro de uma cadeia de valores agregados ao setor petrolífero, onde são compreendidas as atividades de E&P, encontram-se basicamente as etapas de Exploração, Desenvolvimento e Produção. A primeira foca na procura de reservas de petróleo e gás. A segunda visa o planejamento e alocação de recursos para maximizar a produção e os lucros. A terceira anseia em trazer o petróleo à superfície e maximizar a sua recuperação.

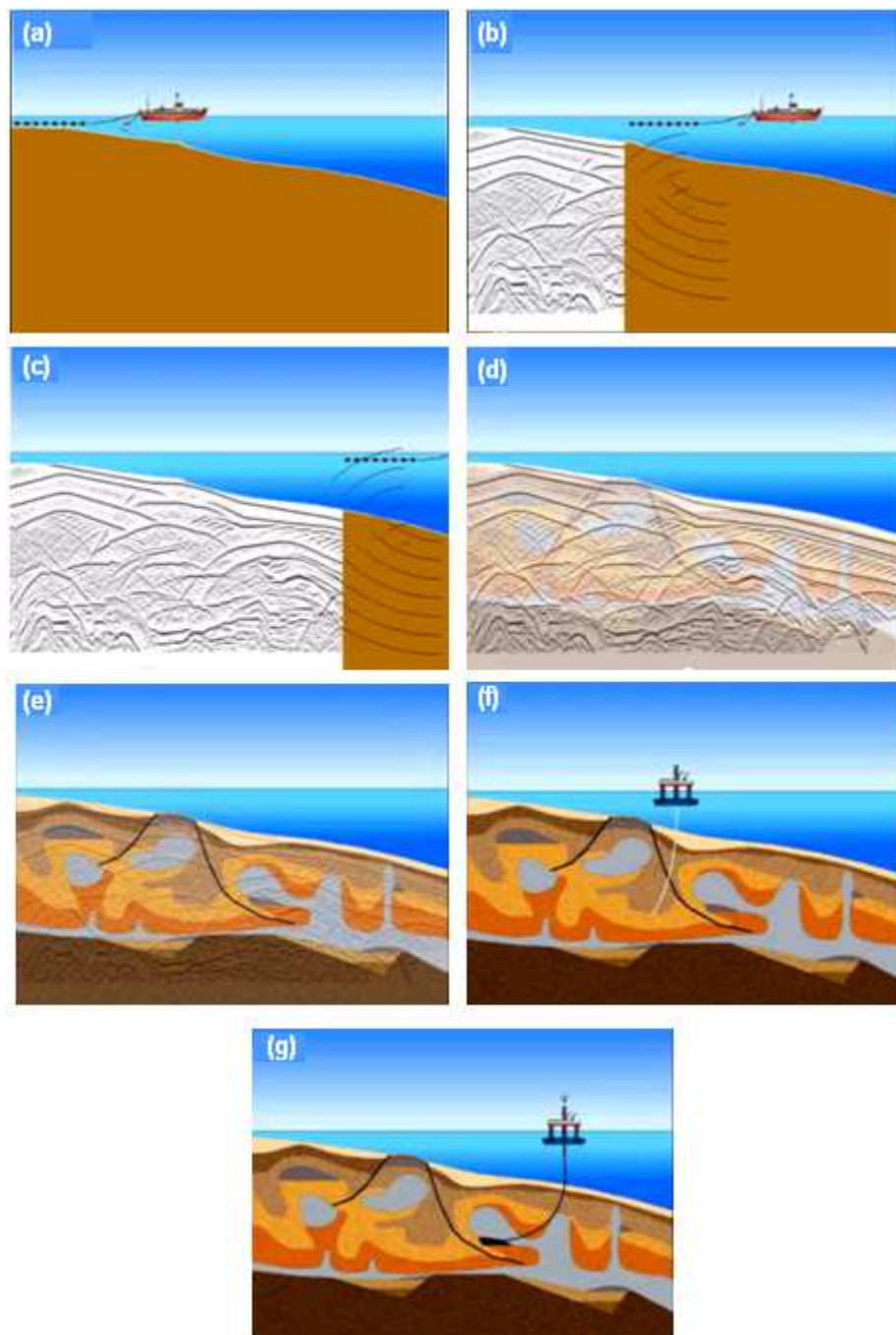


Figura 1.1.1 – Etapas de exploração de um campo marítimo desde a aquisição até a produção do campo. Em (a), (b) e (c) tem-se a aquisição sísmica; em (d) e (e) a interpretação; em (f) a perfuração; em (g) a produção.

O tema deste trabalho tem foco na exploração, primeira etapa da cadeia. Uma de suas atividades, a aquisição sísmica, consiste em analisar a subsuperfície geológica para encontrar reservatórios potenciais (Figura 1.1.1). A sísmica 3D, que foi uma revolução na atividade exploratória, surgiu a partir

dos anos 70 com o avanço na capacidade dos computadores e de outras tecnologias. A quantidade extraordinária de informações possibilitou uma análise mais eficiente das possíveis acumulações de petróleo guardadas no subsolo. Além da sísmica 3D, para um bom entendimento da geologia da Terra, é necessária a integração de diferentes tipos de dados. Nos dias atuais, a busca por petróleo conta com uma vasta quantidade de técnicas e metodologias, resultado de diversas frentes de pesquisa científica.

As inovações em levantamentos sísmicos não estão a serviço apenas da fase de exploração. A evolução tecnológica começa a produzir soluções para diversos desafios também na produção. Tais soluções permitem acompanhar, por exemplo, como o óleo está sendo drenado – ou retido – dentro do reservatório e como está o avanço da água injetada. Muitas experiências já vem sendo realizadas nesse sentido, basicamente comparando levantamentos realizados em datas diferentes. A sísmica 4D, que vem evoluindo bastante nos últimos anos, contribui bastante com a dinâmica da produção. Outro modelo de inovação consiste na técnica OBC (*Ocean Bottom Cable*) que consegue registrar dados multicomponentes dos campos de onda além de trabalhar com *wide-azimuth* e grandes *offsets*. Mais ainda, um método como o 3D VSP (*Vertical Seismic Profile*) permite levantar dados a partir de sensores instalados dentro dos poços. Uma das mais recentes inovações na aquisição sísmica são os métodos que trabalham com múltiplos azimutes (*wide-azimuth*). Esse tipo de levantamento sísmico é feito com a instalação de receptores em várias direções além da linha de tiro do navio de aquisição. Com um número maior de hidrofones a energia que se espalha acaba sendo capturada com uma melhor amostragem espacial (multidimensional), enriquecendo a resolução.

Após a etapa da aquisição sísmica o próximo passo é a fase do processamento dos dados levantados, que tem por finalidade criar a imagem das camadas de rochas em subsuperfície, que pode ser dada em tempo ou profundidade para que os intérpretes possam analisar o resultado obtido e avaliar a possível existência de um reservatório de petróleo. No processo de criação da imagem das camadas em subsuperfície, é necessário realizar a migração dos dados registrados nos sismogramas. Existem diversas maneiras de realizar esta tarefa. A migração tipo Kirchhof baseada na solução integral da equação da onda, é comumente utilizada na indústria por sua flexibilidade e capacidade de produzir uma imagem de boa qualidade com baixo custo computacional [1,2]. Porém, este método não apresenta bons resultados em ambientes com espessas camadas de sal.

Uma melhoria neste processo foi obtida utilizando-se técnicas de migração do tipo *Phase-Shift* [3], PSPI – *Phase-Shift Plus Interpolation* – [4] e *Split- Step* [5,6], que são baseadas na equação *one-way* (unidirecional) da onda. Estes operadores trabalham bem, com altos contrastes de impedância. No entanto, não conseguem imagear as ondas retornantes (*turning waves*) que são, em geral, aquelas associadas às reflexões de flancos salinos. Desta forma, não se obtém uma definição clara da imagem nestas regiões [7].

Atualmente, o imageamento sísmico utiliza a equação completa da onda em algoritmos de migração em profundidade orientados ao alvo utilizando modelos de velocidade oriundos da tomografia da reflexão sísmica, que utiliza os tempos de trânsito (*traveltime*) em algoritmos de inversão sísmica [8].

A Migração Reversa no Tempo (*Reverse Time Migration - RTM*) é uma técnica de migração em profundidade baseada na equação completa da onda e, por isso, é capaz de construir uma imagem utilizando todos os possíveis modos de ondas com múltiplas chegadas. Desta forma, a técnica é capaz de fazer uso de energias que possivelmente seriam descartadas ou vistas como ruídos por outros métodos de imageamento. Ela se apresenta como a técnica mais indicada não somente em ambientes que envolvem tectônica salina, mas também naqueles com variação lateral de velocidade e camadas com alto grau de mergulho [9]. Durante a migração RTM, é necessário utilizar uma condição de imagem, que tem a finalidade de formar a imagem do modelo geológico estudado em cada ponto da malha, obtendo como resultado a seção sísmica migrada [10].

Existem diversas condições de imagem a serem utilizadas tais como condição de imagem com tempo de excitação, que também pode ser vista como condição de imagem de máximas amplitudes. Esta utiliza o tempo de chegada do campo de ondas em cada ponto da malha. Este tempo é armazenado durante a propagação do campo de ondas e é utilizado durante a depropagação dos dados registrados no sismograma. Outra alternativa utilizada é a condição de imagem por correlação cruzada que faz como o nome sugere, a correlação cruzada entre os campos de onda incidente e refletido. Os campos de ondas incidentes são obtidos a partir da propagação da fonte sísmica, enquanto que depropagando os campos gerados nos sismogramas obtém-se os campos de onda refletidos.

1.2 – Objetivo da dissertação

Em aquisição sísmica, está sendo introduzida uma nova técnica de aquisição de dados sísmicos, chamada *Blended Acquisition* (aquisição com tiros incoerentes), com sobreposição temporal e espacial dos tiros e respectivos registros. Esta técnica aparece como a próxima meta da indústria de exploração de petróleo e gás. Na aquisição sísmica convencional, as fontes são acionadas de forma que os intervalos de tempo evitem interferências, o que gera levantamentos sísmicos demorados e caros. Além disso, a geometria de aquisição gera muitas vezes dados sub-amostrados, causando distorção na imagem migrada. Os conceitos de fontes simultâneas [11] e tiro incoerente [12] começaram a ser estudados visando atender a estes problemas, reduzindo o intervalo temporal entre sucessivos disparos. Segundo esses autores, esse tipo de aquisição é uma nova tendência que aposta que a aquisição convencional será gradativamente abandonada. Ao invés disso, serão vistos movimentos para registros contínuos combinados com tiros incoerentes usando arranjos da fonte de forma compacta, com intervalos de tempo relativamente pequenos entre disparos consecutivos (aquisição *Blended*). A base do raciocínio é que o esforço para interpolar registros de uma aquisição subamostrada é maior do que ter de realizar a separação de tiros sobrepostos [12].

A proposta desta dissertação consiste em trabalhar com a simulação de aquisição sísmica do tipo *Blended* e seu respectivo processamento. A motivação principal para este tipo de técnica se baseia na redução de tempo de aquisição sísmica, provocando uma imensa economia de recursos, tempo e dinheiro à indústria do petróleo. Uma outra motivação está na expectativa do

aumento da qualidade da imagem final pela adição de mais energia (tiros) em um mesmo tempo de aquisição.

1.3 – Estrutura da dissertação

Neste primeiro Capítulo é apresentada, de maneira geral, uma introdução sobre a indústria do petróleo e as técnicas de aquisição sísmica convencional e uma proposta envolvendo o conceito de aquisição Blended.

O Capítulo 2 inicia abordando a sísmica de reflexão e apresenta em seguida uma contextualização do tema Blended citando alguns métodos de aquisição sísmica praticados atualmente. Adiante é apresentada a fundamentação teórica com base em:

- ❖ Modelagem sísmica 2D;
- ❖ Migração Reversa no Tempo;
- ❖ Condição de imagem – Correlação Cruzada.

O Capítulo 3 descreve a fundamentação teórica e matemática da aquisição sísmica Blended englobando o conceito de múltiplas fontes.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados da aplicação da metodologia para a aquisição de dados sísmicos convencionais e Blended.

As conclusões e comentários, baseadas nos resultados obtidos nas aplicações do Capítulo anterior, como também as sugestões de trabalhos futuros, são apresentados no Capítulo 5.

Adiante, seguem as referências bibliográficas utilizadas no trabalho.

Por fim ,no Apêndice A são apresentados, de forma detalhada, aspectos da modelagem acústica 2-D que foi utilizada para gerar os sismogramas sintéticos, depropagação dos sismogramas, condição de imagem correlação cruzada e migração RTM.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

2.1 – As bases da aquisição sísmica – A sísmica de reflexão

Aquisição sísmica é uma forma de exploração geofísica que se baseia na sísmica de reflexão e refração e é usada tanto para ambientes terrestres quanto marinhos, permitindo aos especialistas conhecerem as feições geológicas em subsuperfície, propícias à acumulação de petróleo e gás. Este levantamento é realizado através de ondas sonoras que são emitidas a partir de uma fonte de energia. A aquisição de dados sísmicos é usada por empresas de petróleo e gás, de engenharia civil e de exploração mineral para auxiliar na compreensão das estruturas das rochas do subsolo além de outras propriedades geológicas.

No caso da exploração de petróleo em terra, vibradores sísmicos ou dinamites são usados na geração de ondas elásticas e cisalhantes que viajam através do subsolo e que são parcialmente refletidas em cada interface de rocha (Figura 2.1.1). A energia refletida é gravada na superfície pelo sistema de gravação sísmico através de um longo cabo conectado a sensores de movimento chamados geofones. Os geofones são movidos pela chegada da onda de compressão ascendente, gerando uma pequena corrente elétrica

dentro de si. Os pequenos sinais elétricos são transmitidos para o sismógrafo conectado ao cabo sísmico e registrados na forma de sismogramas.

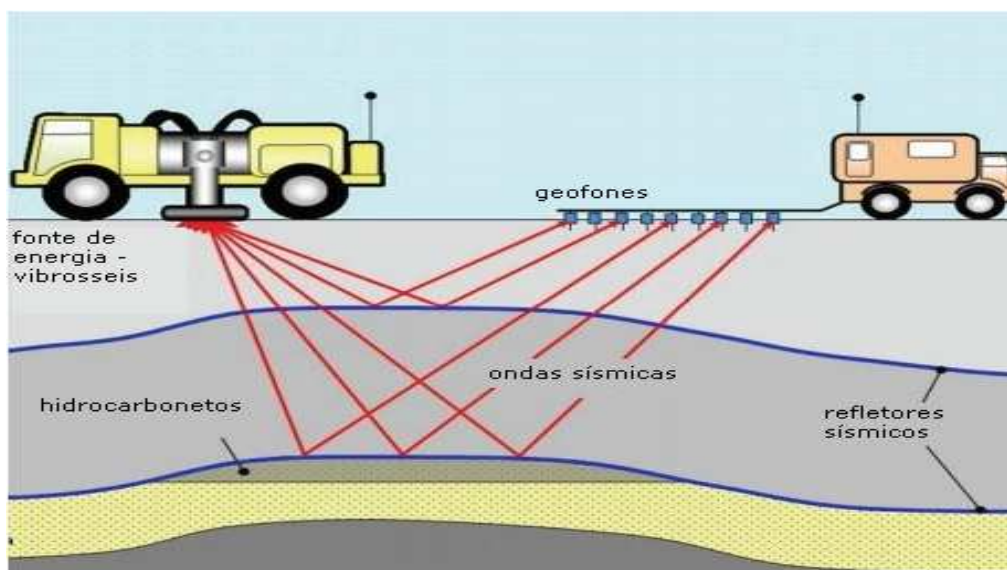


Figura 2.1.1 – Modelo de aquisição sísmica terrestre onde se observa uma fonte de energia (vibroseis), cabo sísmico, receptores (geofones) e caminhão de gravação. Extraído de ACIEP (<http://www.aciep.com/c-mo-se-hace-la-exploraci-n>)

No caso da exploração marítima, as fontes utilizadas na geração de ondas acústicas são canhões de ar comprimido, também denominados *air-guns*. Tal como na exploração terrestre, a energia se propaga pelo mar e subsolo marinho, onde se depara com diversas interfaces que provocam os fenômenos de reflexão e de refração nas rochas. As amplitudes das ondas refletidas são registradas através de sensores piezo elétricos chamados de hidrofones, que atuam de forma semelhante ao modelo terrestre (Figura 2.1.2).

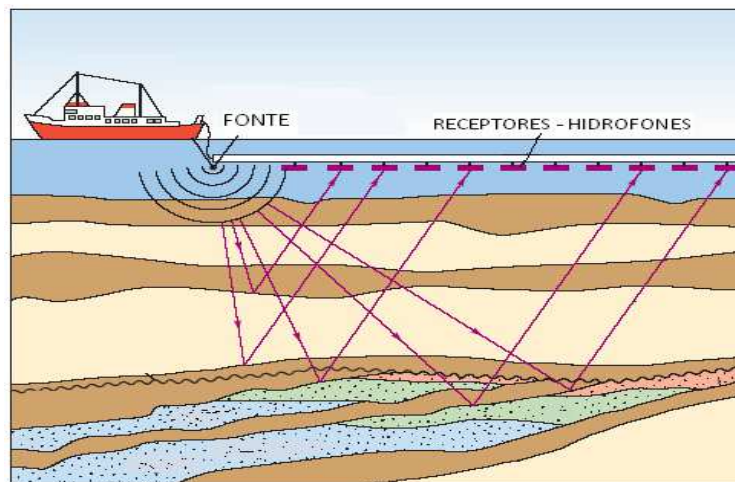


Figura 2.1.2 – Modelo de aquisição sísmica marítima onde se observam interfaces e hidrofones para recepção de sinal.

O local de detonação da fonte é chamado ponto de tiro e a cada ponto é atribuído um único número de forma a poder ser localizado na fase do processamento sísmico. As ondas sísmicas atravessam a coluna de água e chegam às camadas rochosas subjacentes com diferentes propriedades sísmicas, onde são em parte refratadas e em parte refletidas. Por este motivo tais camadas são chamadas refletores sísmicos. As ondas refletidas retornam então para os hidrofones, atingindo-os em tempos diferentes das ondas que viajaram diretamente da fonte para lá. Seu tempo exato de viagem vai depender da velocidade que o som viaja através da rocha: sua velocidade sísmica. As ondas que passam às camadas mais profundas refletem-se de volta atingindo os hidrofones mais tarde do que as ondas refletidas em horizontes superiores.

Os hidrofones, portanto, detectam os pacotes de ondas sísmicas que chegam em momentos diferentes, devido ao fato de terem percorrido diferentes caminhos, através da sequência de rochas.

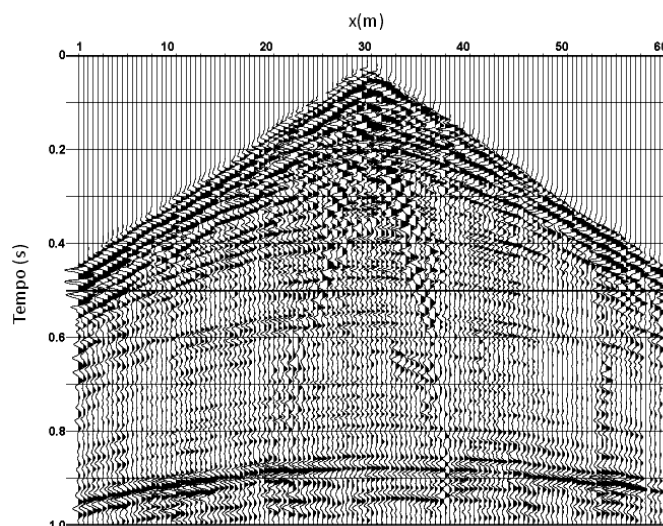


Figura 2.1.3 – Exemplo de um sismograma

Os dados sísmicos 2-D são apresentados em sismogramas (Figura 2.1.3), onde o eixo horizontal indica orientação geográfica e distância, ao passo que o eixo vertical, calibrado no tempo e medido em segundos, registra quanto tempo demorou para a onda sísmica viajar desde a fonte até o refletor e depois voltar para o hidrofone. Esse tempo é descrito como tempo de trânsito. O tratamento posterior e a incorporação de dados de velocidades sísmicas permitem que o tempo de trânsito possa ser associado à posição dos refletores em profundidade. Isto é um dos alicerces da exploração sísmica, uma vez que fornece uma base significativa de toda uma interpretação subsequente.

2.2 - Inovações na Aquisição Sísmica

As mais recentes inovações na aquisição sísmica são os métodos que trabalham com múltiplos azimutes, chamados de *wide-azimuth* (WAZ), esses tipos de imageamento sísmico são feitos com a instalação de receptores em várias direções além da linha de tiro do navio de aquisição. Com um número

maior de sensores a energia espalhada a partir da fonte sísmica acaba sendo capturada em algum instante, enriquecendo a resolução da imagem.

A tecnologia OBC (*Ocean Botton Cable*) é um exemplo deste tipo de inovação (Figura 2.2.1). Sua vantagem está na utilização da técnica 4C (4 componentes), onde cabos sísmicos (*streamers*) com sensores multicomponentes instalados no fundo oceânico captam não somente o campo compressional, mas também o campo de ondas em três direções, ortogonais entre si (Figura 2.2.2) proveniente de uma densa malha de tiros na superfície do mar. Quando a componente de pressão e a componente vertical do campo de onda são combinadas, produz-se seções sísmicas com menos interferência de reflexões múltiplas. Além disso, podem-se extrair informações tanto das ondas P (compressional) quanto das ondas S (cisalhante) [13].

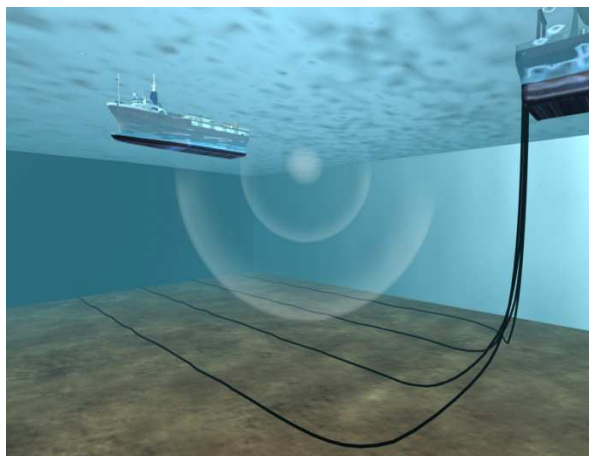


Figura 2.2.1 - Aquisição Sísmica com cabo de fundo oceânico (*Ocean Botton Cable* - OBC). (Imagem retirada do site www.sbexp.com).

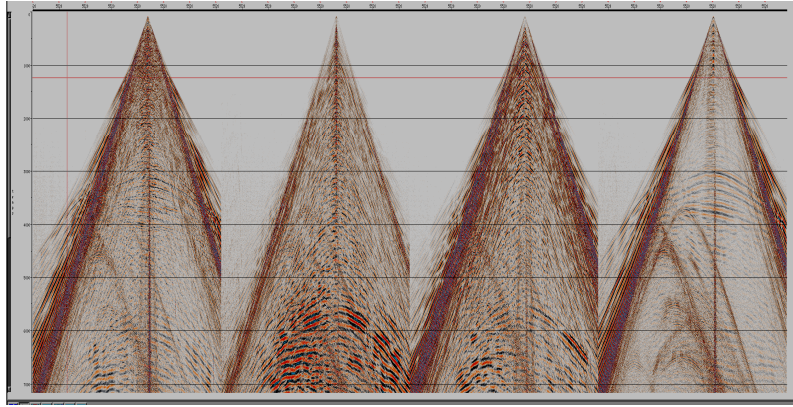


Figura 2.2.2 - Dados sísmicos de fundo oceânico com 3D, com as componentes elásticas nas direções (x, y, z) mais o campo compressional (P). (Imagem retirada do site www.sbexp.com).

Todos os azimutes, e não apenas os grandes, são partes importantes do processo de aquisição com sensores de fundo oceânico, ainda mais quando se utilizam os *Nodes*, ao contrário do OBC (*Ocean Bottom Cable*), que tem muitas vezes uma limitação na direção transversal devido ao distanciamento limitado entre os cabos. Uma aquisição OBC *full-azimuth* com uma densa malha de tiros exigiria vários deslocamentos dos conjuntos de cabos. Se fosse requerido um levantamento com grandes *offsets* e *full-azimuth* para uma aquisição OBC, a repetição da malha de tiros iria rapidamente onerar o custo final, o que não aconteceria com o sistema *Nodes* (Figura 2.2.3) que, normalmente, trabalha com uma geometria areal de receptores muito mais extensa.

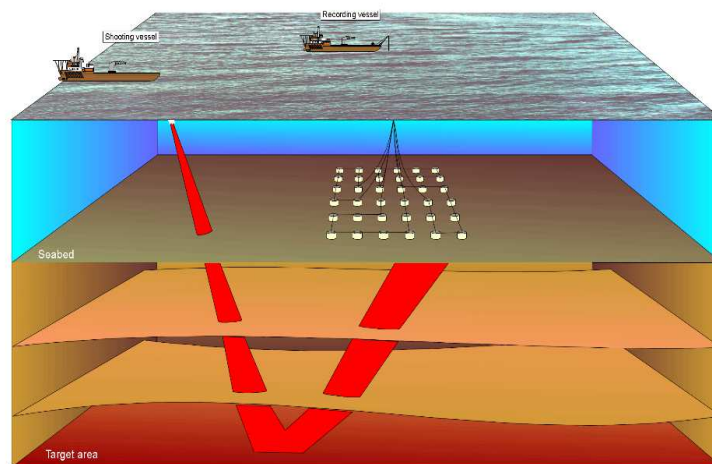


Figura 2.2.3 - Sistema de aquisição com sensores de fundo oceânico (Nodes). (Imagem retirada do site www.sbexp.com).

Na aquisição *Nodes*, onde o registro *full azimuth* é um requisito implícito na concepção da aquisição, é essencial otimizar os parâmetros de aquisição para longos offsets, para o número de *Nodes* disponíveis e tempo de vida da bateria, de modo a ser possível o imageamento de estruturas geológicas profundas.

Outra inovação na aquisição de dados sísmicos, proposta pela empresa Schlumberger, é a chamada *Coil Shooting Acquisition* (Figura 2.2.4), que consiste em uma técnica para a aquisição *full-azimuth* de dados sísmicos marinhos. Esta técnica utiliza um navio equipado com arranjos de fontes e receptores para registros de dados sísmicos, no entanto, ao contrário dos levantamentos convencionais adquiridos em uma série de linhas retas paralelas, esta aquisição é feita com navios em uma série de sobreposições de círculos continuamente ligados. A geometria circular do tiro favorece a obtenção de dados de reflexão com uma maior gama de azimutes, necessárias ao imageamento sísmico em regiões com uma maior complexidade geológica, tais como abaixo de domos salinos e basálticos.



Figura 2.2.4 - Aquisição sísmica em círculos (*Coil Shooting Acquisition*) proposta pela Schlumberger (Imagem retirada do site www.slb.com).

Um avanço nesta tecnologia foi proposto pela própria Schlumberger (*Dual Coil Shooting Acquisition*) com o uso de dois navios realizando esta mesma operação, além de mais dois navios fonte. Nesta proposição, todos navegam em grandes círculos (12-15 km de diâmetro) interligados. A densidade de cobertura é aproximadamente 2,5 vezes maior do que em modelos atuais de pesquisa WAZ, proporcionando uma melhora significativa, segundo o prestador de serviço, na relação sinal/ruído para melhorar ainda mais a imagem de reflexões abaixo do sal.

Streamers de duplo sensor e *streamers* inclinados (com diversidades de fantasmas), bem como a fonte multiníveis são inovações que visam aumentar a largura de banda de dados sísmicos marinhos, em particular das frequências baixas, o que proporciona uma melhor penetração em regiões de sal e basalto e melhora a estimativa do fator Q. O *streamer* de duplo sensor remove eficazmente o fantasma do receptor, enquanto a fonte multiníveis atenua o fantasma da fonte.

Recentemente, um sistema de aquisição sísmica marinha composto por *streamer* com duplo sensor e fontes distribuídas em tempo e profundidade foi apresentado por PARKES et al [14]. Este sistema fornece uma solução baseada em aquisição para a produção de dados sísmicos livre de fantasmas (“*ghost-free*”). Depois de retirar todos os fantasmas, corrigir a assinatura da fonte e atenuação da terra, os dados sísmicos se tornam mais próximos da resposta verdadeira da subsuperfície. O resultado final é apenas limitado pela resposta do sistema de receptores, de modo que os dados sísmicos resultantes possuem largura de banda bastante focada. A combinação de *streamers* com duplo sensor e fontes distribuídas em tempo e profundidade é uma solução de aquisição que permite a remoção tanto dos fantasmas da fonte quanto do receptor numa fase inicial da sequência de pré-processamento.

2.3 – Modelagem Sísmica 2D

A modelagem sísmica consiste na simulação cinemática e dinâmica de ondas sísmicas que se propagam no interior da Terra. A aquisição dos dados sísmicos, onde existe uma fonte sísmica, gerando uma propagação de energia ao longo das camadas em subsuperfície e registro do campo de onda refletido e refratado nas interfaces do modelo de velocidade, pode ser devidamente reproduzida pela modelagem computacional. Os dados registrados na superfície também são gravados em arquivos denominados sismogramas sintéticos que, da mesma forma que com dados reais, podem ser processados na etapa de migração sísmica [10].

Neste trabalho, a propagação dos campos de onda será realizada computacionalmente através da equação completa da onda discretizada pelo Método de Diferenças Finitas (MDF) (Apêndice A). Para tanto, desprezando possíveis variações de densidade, será utilizada a equação acústica e homogênea da onda em duas dimensões para realizar a propagação dos campos de onda gerados por uma fonte sísmica artificial apresentada por CUNHA [15].

A equação acústica da onda é uma equação diferencial de segunda ordem, que no caso homogêneo, pode ser obtida a partir das leis de Newton e de Hooke [16], que relacionam a pressão do campo de ondas e a velocidade do meio, de acordo com a equação a seguir:

$$\frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial z^2} - \frac{1}{v^2(x, z)} \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial t^2} = 0, \quad (\text{Eq. 2.3.1})$$

que é a equação acústica da onda para a variação do campo de pressão em coordenadas cartesianas, em duas dimensões, onde:

$\frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial x^2}$, $\frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial z^2}$ e $\frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial t^2}$ são, respectivamente, as derivadas de

segunda ordem em relação ao eixo x , eixo z e ao tempo t .

P é o campo de onda compressional que varia em função de x , z e t ;

v é a velocidade de propagação da onda acústica no meio;

x e z são as coordenadas horizontal e vertical, respectivamente.

Para que haja solução não trivial da Eq. (2.3.1), existem três possibilidades, conforme apresentado por COSTA [17]:

- 1^a. A inclusão de um termo fonte em qualquer local do espaço;
- 2^a. A inclusão de condições de contorno não nulas;
- 3^a. A inclusão de condições iniciais não nulas.

Na modelagem, considera-se a primeira possibilidade. Ou seja, um termo fonte no lado direito dessa equação. Assim sendo, a equação acústica da onda pode ser reescrita como:

$$\frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial z^2} - \frac{1}{v^2(x, z)} \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial t^2} = \delta(r - r') f(t) \quad (\text{Eq. 2.3.2})$$

onde, $\delta(r - r')$ é a função delta de Dirac da fonte, $f(t)$ representa a fonte dependente do tempo que está localizada na coordenada $r = r'(x, z)$ [17]. Introduzindo-se os índices i, k para representar uma posição e n para representar um tempo do campo de onda $P(x, z, t)$, tem-se:

$$\left. \begin{array}{l} P(x, z, t) = P_{i,k}^n \\ f(t) = f_n \end{array} \right\} \quad n = 0, 1, 2, 3, \dots \quad (\text{Eq. 2.3.3})$$

Com condições iniciais dadas por:

$$\left. \begin{array}{l} P_{i,k}^0 = 0 \\ \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)_{i,k}^0 = 0 \end{array} \right\} \quad 1 \leq i \leq N_x, \quad 1 \leq k \leq N_z,$$

onde N_x e N_z são as dimensões discretas da malha.

A próxima etapa é resolver as equações diferenciais numericamente, substituindo-se os termos das derivadas parciais por termos de diferenças discretas, obtidas por expansões envolvendo a série de Taylor. Este método é conhecido como Método das Diferenças Finitas (MDF). Quanto maior a ordem desses termos, mais precisa torna-se a aproximação das derivadas. No entanto, obviamente, como o número de termos dessa série aumenta, maior será o número de operações que serão executadas. Assim o custo computacional para resolver essa equação obviamente será maior.

Neste trabalho, a Equação 2.3.1 será discretizada com precisão de quarta ordem para as derivadas espaciais e segunda ordem para as temporais. Assim, sua solução com discretização em espaço e tempo fica:

$$P_{i,k}^{n+1} = C_{i,k} [P_{i-2,k}^n + P_{i+2,k}^n + P_{i,k-2}^n + P_{i,k+2}^n - 16(P_{i-1,k}^n + P_{i+1,k}^n + P_{i,k-1}^n + P_{i,k+1}^n) + 60P_{i,k}^n] + 2P_{i,k}^n - P_{i,k}^{n-1} + f^n \delta(i - i_f) \delta(k - k_f) \quad (\text{Eq. 2.3.4})$$

onde i_f e k_f são as coordenadas da fonte.

Este é o operador acústico da equação da onda para duas dimensões com malha uniforme de espaçamento constante igual a (h) , onde

$C_{i,k} = -\frac{1}{12} \left(\frac{v_{i,k} \Delta t}{h} \right)^2$. O valor do campo no presente, iteração n , é representado por $P_{i,k}^n$, no tempo anterior, iteração $n - 1$, $P_{i,k}^{n-1}$ e no tempo posterior, iteração $n + 1$, $P_{i,k}^{n+1}$.

A demonstração completa da discretização da equação homogênea da onda pelo método das diferenças finitas (MDF) se encontra no Apêndice A.

2.4 – Migração Reversa no Tempo

Atualmente, o estado da arte sobre o imageamento sísmico está no uso da equação completa da onda em algoritmos de migração em profundidade orientados ao alvo utilizando modelos de velocidades oriundos da tomografia de reflexão sísmica, que utiliza os tempos de trânsito (*traveltime*) em algoritmos de inversão sísmica [8].

O objetivo principal da migração de dados sísmicos é desfazer os efeitos de propagação a fim de localizar os pontos em subsuperfície, que iluminados pelo sinal gerado por uma fonte sísmica, produziram as reflexões registradas na superfície e obter uma estimativa dos coeficientes de reflexão associados a estes pontos [9]. Desta maneira, é possível se obter uma imagem da região geológica que está sendo explorada.

Basicamente, os esquemas de migração sísmica se classificam em migração em tempo e profundidade onde no primeiro tem-se formação de imagens nas quais a escala vertical está em segundos e, deste modo sem o conhecimento do campo de velocidades em profundidade, o que impede a determinação direta da posição de um dado refletor. Já no segundo esquema tem-se diretamente a imagem, contendo as posições dos refletores ao longo da profundidade do modelo geológico, porém com maior custo computacional.

As principais técnicas de migração usadas em sísmica são de algum modo oriundas da equação acústica ou elástica da onda e se dividem basicamente em duas etapas: extrapolação do campo de ondas da fonte e do campo de ondas registrado e a aplicação da condição de imagem.

Existem diversos métodos para migrar os dados sísmicos, entre os mais comuns encontram-se, Migração Reversa no Tempo (ou do inglês, *Reverse Time Migration*, RTM), Migração por Rotação de Fase (*Phase Shift*), Migração por Rotação de Fase com Interpolação (PSPI), Migração *Split-Step* e, a mais utilizada na indústria do petróleo, a Migração Kirchhoff. Neste trabalho será utilizada a Migração Reversa no Tempo (RTM), que se baseia na extrapolação por diferenças finitas dos campos de ondas que partem da fonte sísmica e da retro-propagação dos campos registrados nos receptores. Esta técnica é conhecida por fornecer excelentes resultados, mas com custo computacional mais elevado que a Migração Kirchhoff, por exemplo (Figura 2.4.1).

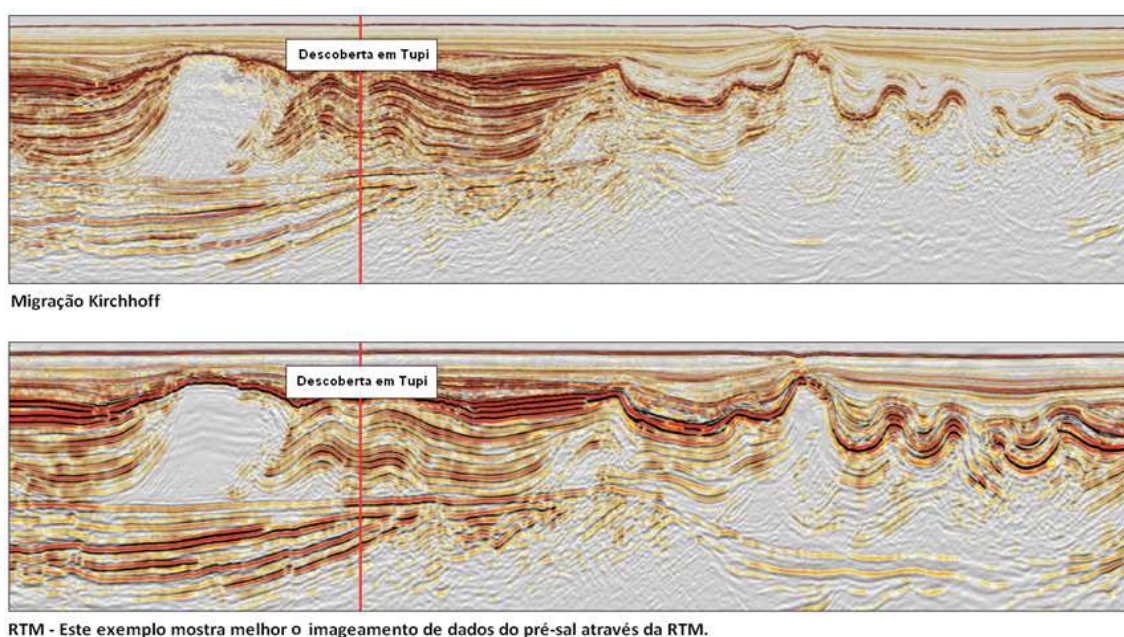


Figura 2.4.1 – Seções migradas do campo de Tupi apresentando contrastes entre os métodos de migração Kirchhoff e RTM (Retirado do site: www.cgg.com).

A Migração Reversa no Tempo é uma técnica de migração pré-empilhamento em profundidade baseada na equação completa da onda e, por isso, é capaz de construir uma imagem utilizando todas as possíveis classes de chegadas de onda. Desta forma, é capaz de fazer uso de energias que possivelmente seriam descartadas ou vistas como ruídos por outros métodos de imageamento. Ela se apresenta como a técnica mais indicada não somente em ambientes que envolvem tectônica salina, mas também naqueles com grande variação lateral de velocidade e camadas com alto grau de mergulho.

A Migração RTM é um problema de condição de contorno associado à uma condição de imagem onde a condição de contorno é o registro dos campos de onda realizado na superfície de aquisição e a condição de imagem é a condição necessária que deve ser satisfeita para que a imagem seja formada. A figura 2.4.2 apresenta um fluxograma das ações que compõem uma migração RTM.

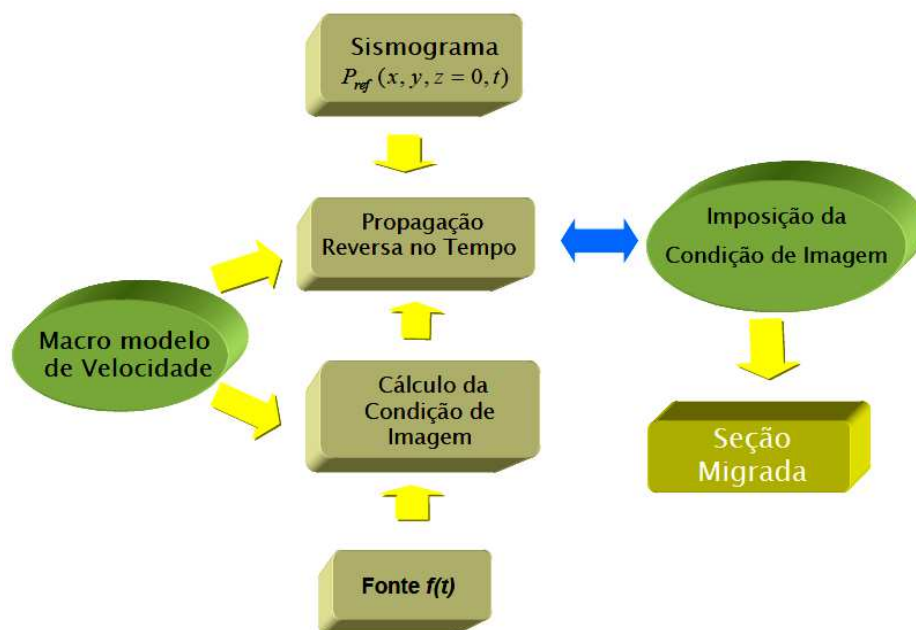


Figura 2.4.2 - Fluxograma da migração reversa no tempo convencional. Extraído de Silva [8]

Existem diversas condições de imagem que podem ser implementadas na migração RTM. A condição de imagem com tempo de excitação se baseia no critério da amplitude máxima, onde a formação da imagem acontece quando o tempo de depropagação do campo de ondas refletido for igual ao tempo de trânsito da fonte até o ponto em profundidade, onde uma única chegada está associada a cada ponto em subsuperfície. Portanto, as chegadas secundárias não são levadas em conta na obtenção da imagem migrada, fato que a princípio torna a condição de imagem com correlação cruzada preferível nos casos onde são observadas múltiplas chegadas.

Na Migração Reversa no Tempo de tiro comum a condição de imagem mais empregada é a dada pela correlação dos campos descendentes e ascendentes, ou seja, o campo gerado pela fonte e o campo proveniente da propagação reversa no tempo do sismograma. Esse tipo de condição de imagem contempla as múltiplas chegadas associadas ao campo de ondas da fonte, fato que contribui para aumentar a razão sinal/ruído da seção migrada.

Para essa condição de imagem, os campos de onda descendente e ascendente são extrapolados de forma independente usando-se a mesma equação diferencial para tal. A imagem é formada pelo somatório do produto dos dois campos a cada passo de tempo (processo conhecido como operação da correlação cruzada no *lag zero*¹).

Essas condições podem ser aplicadas de diferentes maneiras e o resultado obtido na seção migrada varia conforme a condição de imagem

¹*Lag zero* - Termo em inglês que, quando ligado à correlação entre sinais discretos no tempo, significa deslocamento nulo entre os tempos dos campos de onda.

adotada. A seguir será apresentada a condição de imagem com correlação cruzada, pois é a que será usada nesta dissertação.

2.5 – Condição de imagem – Correlação Cruzada

Uma maneira de formar a imagem da estrutura geológica em profundidade é através da condição de imagem com correlação cruzada entre os campos de ondas incidentes, oriundos da(s) fonte(s) e os campos de onda refletidos, provenientes dos receptores. Esses campos são respectivamente chamados de campos de onda descendente e ascendente por BERKHOUT [12]. Os campos de ondas incidentes são obtidos através da propagação a partir da fonte sísmica e, através da depropagação dos campos registrados no sismograma, obtém-se os campos de ondas refletidos. Ambos os campos incidentes e refletidos são calculados com extrapolador de diferenças finitas.

A idéia na qual se baseia a condição de imagem com correlação cruzada é que o valor do produto entre os campos de onda ascendente e descendente é diferente de zero sobre os pontos onde existem os refletores.

Os campos de onda ascendentes e descendentes (*upcoming* e *downgoing*) compartilham uma importante característica: dentro de um fator de escala de amplitude que depende do valor do coeficiente de reflexão, os campos coincidem nos refletores. Este é o Princípio de imageamento proposto por CLAERBOUT [18] que defende que um refletor existe quando os campos oriundos da fonte e do receptor coincidem em tempo e espaço. Neste contexto,

cinematicamente significa que os tempos, mas não as amplitudes, são idênticos [19].

Para melhor ilustrar essa ideia, observe a Figura 2.5.1 onde se tem um modelo de velocidades simples de duas camadas paralelas, uma delas simulando o mar e a outra, o leito. Na Figura 2.5.1(a) tem-se após a detonação da fonte sísmica o campo de ondas descendente onde ainda não houve reflexão. Na Figura 2.5.1(b) aparece o campo de ondas ascendente após a colisão com a interface. Finalmente, na Figura 2.5.1(c) tem-se a ilustração dos pontos sobre o refletor. Nestes pontos existem ao mesmo tempo os campos de ondas incidente e refletido.

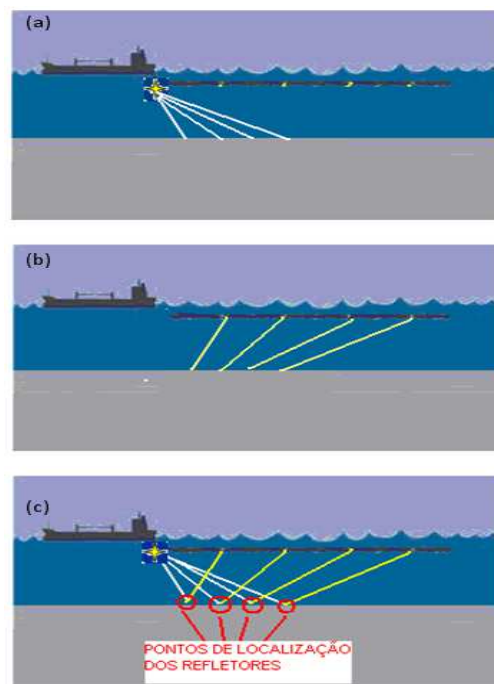


Figura 2.5.1 – (a) – Ilustração do campo de ondas descendente antes da reflexão. (b) – Ilustração do campo de ondas ascendente após a reflexão. (c) - Ilustração dos campos de ondas descendente e ascendente no qual se observam os pontos sobre a interface entre camadas.

Então, se forem considerados os valores dos campos descendente P_{desc} e ascendente P_{asc} em cada uma das três situações e for feito o produto entre os mesmos tem-se que:

$P_{des} (x,z,t_{des}) \times P_{asc} (x,z,t_{asc}) \neq 0$ nos pontos sobre o refletor.

$P_{des} (x,z,t_{des}) \times P_{asc} (x,z,t_{asc}) = 0$ nos pontos fora do refletor.

Portanto, o valor do produto entre os campos de ondas incidentes e refletidos é diferente de zero apenas nos pontos que estão sobre o refletor. É nesta ideia que se baseia a condição de imagem com correlação cruzada, ou seja, os campos de ondas descendente e ascendente se encontram em tempo e, espaço, apenas sobre o refletor, o que torna o produto entre eles diferente de zero neste determinado tempo e posição.

Nos produtos acima, tem-se que:

$P_{des} (x,z,t_{des})$ é o campo de ondas descendente que incide nos pontos indicados;

$P_{asc} (x,z,t_{asc})$ é o campo de ondas ascendente imediatamente após a reflexão nos pontos indicados;

x e z representam, respectivamente, as coordenadas horizontal e vertical (caso 2D);

t_{des} é o tempo de trânsito decorrido na propagação do campo de onda desde a fonte sísmica até o refletor;

t_{asc} é o tempo de trânsito na depropagação do campo de onda desde o receptor até o refletor.

Considerando-se um modelo de velocidades complexo onde se tem a presença de reflexões, múltiplas internas e demais conversões de energia, a

imagem obtida através da correlação entre os campos de ondas tem valor máximo nos pontos sobre o refletor e mínimo nos pontos fora do refletor, e é calculada matematicamente pela expressão:

$$Imagem(x, z) = \sum_{t=0}^{t=t_t} P_{desc}(x, z, t) * P_{asc}(x, z, t) \quad (Eq.2.5.1)$$

Tal que:

$Imagem(x, z)$ é a matriz que contém a imagem em profundidade com coordenadas x e z . Repare que t são os mesmos tempos $t_{asc} = t_{desc}$ no refletor.

t_t equivale a $N_t \cdot \Delta_t$, onde N_t é o número total de passos de tempo.

Ou seja, a imagem em cada ponto é formada com o somatório da multiplicação entre os campos de ondas incidentes e refletidos em todos os tempos, para cada um dos pontos distintamente.

Teoricamente, o somatório será diferente de zero apenas nos pontos sobre o refletor, onde apenas uma parcela do mesmo não terá seu valor nulo. Nos demais pontos, o somatório assumirá valor nulo, bem como, todas as suas parcelas. Em termos computacionais, o produto entre os campos de ondas incidente e refletido terá valores maiores próximo aos refletores e, nos demais pontos, assumirá valores menores ou nulos.

É importante evidenciar, que na migração reversa no tempo, há a propagação e a depropagação de campos de ondas. A propagação é responsável pela obtenção dos campos de ondas incidentes, a partir da fonte sísmica. Uma maneira de gerar a imagem do modelo em profundidade é aquela que armazena estes campos de ondas na memória e, posteriormente,

os introduz no programa de migração para realizar a correlação cruzada com os campos de ondas refletidos obtido com a depropagação dos campos registrados nos sismogramas. Como resultado, tem-se a seção sísmica migrada.

A condição de imagem que envolve correlação cruzada, nesta dissertação, trabalha com a propagação do campo de ondas no modelo de velocidades suavizado após a geração do sismograma. Para tal, o campo de onda se propaga pelo modelo de velocidades, reflete e chega aos receptores. Em seguida, o mesmo modelo de velocidades é inserido só que agora suavizado, com a intenção de reduzir as reflexões nas interfaces das camadas, uma vez que, estas reflexões, podem somar-se com outros campos e causar uma distorção nos valores dos campos incidentes que serão utilizados na correlação cruzada durante a depropagação.

É altamente desejável que a matriz do campo de ondas apresente um reduzido número de descontinuidades para melhorar o cálculo dos gradientes associados, sendo o mais suave possível. Sabe-se que, estas descontinuidades são causadas durante a propagação do campo de ondas pelas diversas reflexões e reverberações geradas principalmente na presença de altos contrastes de impedância entre as interfaces que podem interagir construtivamente nos valores das amplitudes [20]. A suavização é feita utilizando o campo de vagarosidade (inverso da velocidade), conforme mostra a Equação 2.5.2 de modo a garantir que o tempo de trânsito necessário para se alcançar um determinado ponto da malha não seja alterado significativamente.

$$MV_{i,k} = \frac{1}{2 * nps + 1} \sum_{p=-nps}^{nps} \frac{1}{C_{i+p,k}} \quad (\text{Eq.2.5.2})$$

onde, $MV_{i,k}$ é a média móvel atribuída a cada nó (i, k) da malha considerando nps pontos em uma dada direção i e/ou direção k , sendo $C_{i,k}$ a velocidade em cada nó (i,k) .

O efeito do processo de suavização sobre o modelo de velocidades pode ser observado na Figura 2.5.2, que ilustra a redução do contraste de impedância na interface entre as camadas quando aplicado uma suavização com $nps= 10$ pontos na direção vertical (k). Ressalta-se que, embora o processo de suavização seja crucial para a redução do contraste de impedância, o valor de nps adotado não deve ser alto a tal ponto que influencie significativamente na direção de propagação da onda [21].

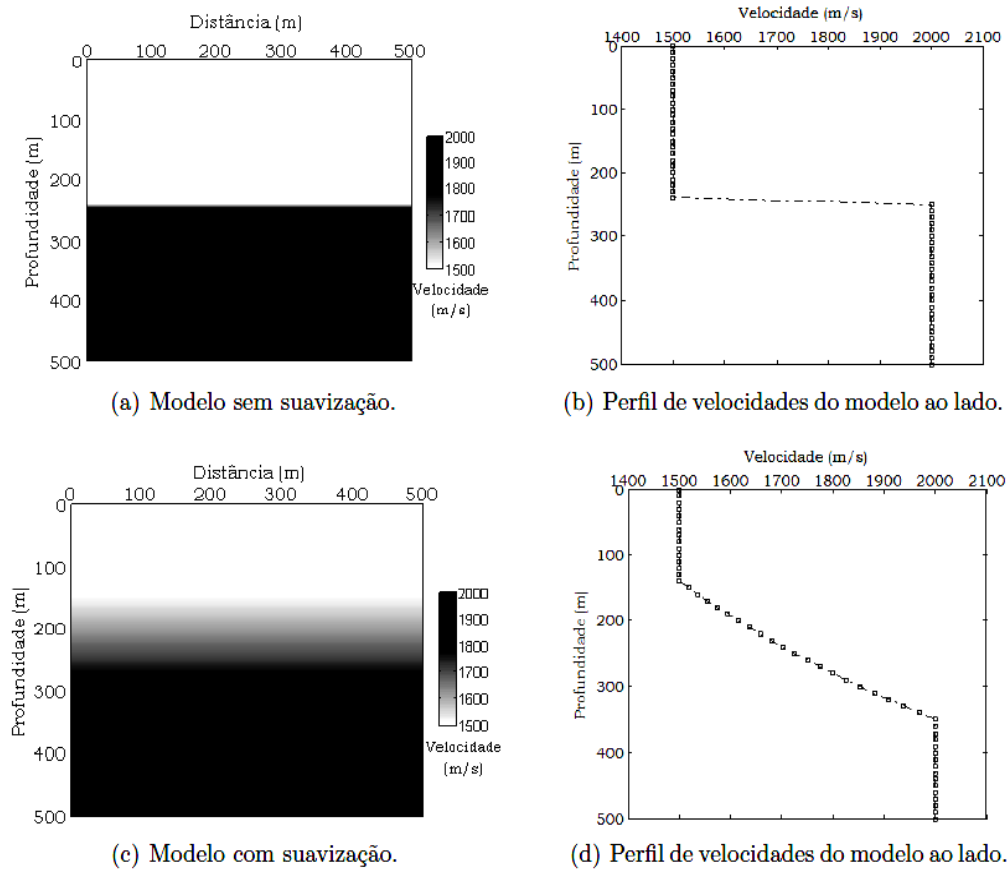


Figura 2.5.2 - Ilustração do efeito produzido pelo processo de suavização com $nps = 10$ pontos por direção no macro-modelo de velocidades. (Extraído de Duarte [21])

Com a introdução do modelo suavizado após a geração do(s) sismograma(s) tem-se, além da atenuação das reflexões nas interfaces, uma tentativa de descaracterizar o modelo de entrada do início que, na modelagem computacional, é considerado como nosso modelo real.

O próximo passo da migração RTM, é reinjetar no modelo o sismograma registrado na superfície de forma que cada receptor se torne uma fonte sísmica pontual, a partir do tempo final de registro ($t = t_{final}$) até o tempo inicial de registro ($t = 0$), ou seja, uma retro-propagação, extrapolando assim o campo de ondas em profundidade. Procedimento matematicamente garantido pelo

princípio de Huygens, pela reversibilidade temporal e pelo princípio da reciprocidade. A equação 2.3.2 pode ser reescrita como:

$$\frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial z^2} - \frac{1}{v^2(x, z)} \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial t^2} = \text{sis}(x_i, z=z_{obs}, t), \quad (\text{Eq. 2.5.3})$$

onde, $\text{sis}(x_i, z=z_{obs}, t)$ é o campo de onda registrado nos sismogramas de superfície.

Durante este processo é feita a imposição da condição de imagem para cada passo de tempo, resultando na seção migrada em profundidade. No caso da condição de correlação cruzada a formação da imagem que determina o posicionamento correto dos refletores é realizada utilizando os campos de onda incidente e refletido. Estes campos se encontram em tempo e espaço apenas sobre os refletores o que torna o produto entre eles diferente de zero nestes determinados tempos como mostrado nos itens 2.3 e 2.4.

As mesmas características e conceitos empregados na modelagem sísmica utilizando o Método das Diferenças Finitas são também utilizados na migração, tais como, condições de contorno nas bordas laterais do modelo e camadas de amortecimento, assim como os critérios de controle de dispersão e instabilidade da malha demonstrados no Apêndice A.

Capítulo 3

Aquisição sísmica Blended

3.1 – Considerações preliminares

Pesquisas de aquisição sísmica são projetadas de tal forma que o intervalo de tempo entre os disparos seja suficientemente grande para evitar que a fonte anterior provoque um rastro de resposta que venha a interferir no próximo registro (sobreposição zero no tempo – *zero overlap in time*). No entanto, esse espaçamento e intervalo entre experimentos acarretam em falta de informação, tornando necessária uma interpolação dos tiros registrados.

Para economizar tempo de pesquisa e esforço de processamento, o número de tiros se reduz, mas existe o compromisso de mantê-los em um valor mínimo aceitável. O resultado é que, na prática, o espaço no domínio das fontes fica mal amostrado. Neste contexto, surge a proposta de se trabalhar com a sobreposição de registros dos tiros. É feita uma transferência de um espaço com menos informações para um espaço amostral mais denso no qual os disparos consecutivos entre fontes sejam feitos com intervalos de tempo relativamente pequenos entre si ("Aquisição Blended"- também chamada de fontes incoerentes na literatura). A nova linha de pensamento segue no sentido de que é preferível ter de separar dados por sobreposição de registros de tiro no processamento a ter de tratar a perda desses registros por interpolação, pois esta gera dados que não foram gravados. O conceito de aquisição

Blended tem implicações significativas para a economia e qualidade do levantamento sísmico pois a distribuição de fontes com intervalos pequenos entre tiros consecutivos beneficia o espaço amostral e o range de azimutes.

3.2 – Blended e a sísmica

Em sísmica terrestre, o conceito de interferência de registros de tiro é conhecido desde a aquisição por vibradores sísmicos ou dinamites. A duração de um levantamento com estas fontes sísmicas é amplamente determinada pelo tamanho da varredura do sinal da fonte (tipicamente 10-20 s). Essas longas varreduras são necessárias para obter uma boa relação sinal-ruído. Isto torna as pesquisas sísmicas demoradas. Para reduzir o tempo de pesquisa, métodos foram desenvolvidos para implantar vários grupos de fontes simultaneamente. Estes métodos têm como base a transmissão codificada da fonte. Os códigos foram projetados de tal forma que as respostas de interferência da fonte podem ser separadas em uma etapa de pré-processamento. Os métodos de gravação de simultâneas fontes sísmicas são conhecidos como '*slip-sweep*' (varredura de deslizamento), '*flip-flop*', varreduras ortogonais, rotação de fase, em cascata, '*upsweep – downsweep*', etc. Muitas empresas de petróleo e empreiteiros sísmicos têm seus próprios métodos patenteados.

BEASLEY et al. [11] propõe a detonação de fontes sísmicas em diferentes locais ao mesmo tempo ('*simultaneous source firing*' - "fonte de disparo simultâneo"). Tais autores ilustram este conceito com duas fontes fora das extremidades de um cabo marinho e mostram com um exemplo de campo

2D que o processamento CMP (*Common Midpoint*) já fornece uma boa separação entre as respostas de sobreposição de fonte. Eles demonstram em dados de campo 3D que a interferência da sobreposição entre os registros de tiro de duas fontes bem separadas espacialmente pode ser efetivamente suprimida por PSTM (*Pre-Stack Time Migration* – Empilhamento dos registros antes da migração). IKELLE [23] discute a codificação e decodificação de dados sísmicos utilizando fontes simultâneas em terra ou no mar. Ele mostra que a resposta de quatro tiros simultâneos, sendo detonados quatro vezes com amplitudes diferentes, define um sistema totalmente determinado que pode ser decomposto em respostas de tiros individuais. Para chegar ao indeterminado, Ikelle sugere o uso de estatísticas de ordem superior e de conhecimento prévio.

O método convencional de aquisição que evoluiu para o de múltiplas fontes simultâneas (*'Areal Shot Records'*) é estendido para o conceito de sistema de aquisição Blended, onde esta suporta a gravação contínua das respostas de várias fontes que se sobrepõem no tempo. As propriedades de várias fontes são caracterizadas pela combinação de *'offsets'*, azimutes, e tempos de atraso. Fontes codificadas não são necessárias e tempos de atraso podem ser grandes (na ordem de segundos). O uso de tempos de atraso relativamente grandes faz a aquisição Blended ser diferente da aquisição dos tiros simultâneos. Em tempos pequenos é gerada a interferência que pode ser determinada pelo pesquisador. Para tempos de atraso muito grandes, digamos maior que o tempo de registro, a aquisição Blended é igual à aquisição tradicional (sem interferência). A proposta da dissertação é apresentar um cenário que possa permitir uma modelagem sísmica Blended

com foco em qualidade de migração e economia de tempo de levantamento sísmico.

3.3 – Conceitos de Múltiplas fontes

Será apresentado aqui como se insere o conceito de Blended no domínio da fonte. Mas antes deve ser introduzido o conceito de múltiplos tiros.

Aquisição sísmica através de múltiplas fontes consiste na geração de ondas sísmicas de diversos pontos simultaneamente e/ou em intervalos de tempo menores que a duração do evento sísmico. Para fixar essa ideia, considere um problema de simulação com uma quantidade I de tiros.

Seja (x,z) visto como um ponto num meio qualquer com velocidade $c(x,z)$, tal que (x_i,z_i) denota uma posição de fonte, $P_i(x,z,t)$ denota a variação de pressão no ponto (x,z) , e no tempo t_i para uma fonte em (x_i,z_i) . O problema da simulação de uma família de tiros I corresponde a resolver I vezes a equação diferencial [24]:

$$\left(\frac{1}{c^2(x,z)} \frac{\partial^2}{\partial t^2} - \left[\frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} \right] \right) P_i(x,z,t) = a_i(t) \delta(x - x_i) \delta(z - z_i) \quad (\text{Eq. 3.3.1})$$

com

$$P_i(x,z,t) = 0 \quad \text{se} \quad t \leq 0 \quad (\text{Eq. 3.3.2})$$

O índice i varia de 1 a I . A função $a_i(t)$ representa a assinatura da fonte para o i -ésimo tiro.

Para múltiplos tiros, deve ser resolvida a seguinte equação:

$$\left(\frac{1}{c^2(x,z)} \frac{\partial^2}{\partial t^2} - \left[\frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} \right] \right) P(x,z,t) = \sum_{i=1}^I a_i(t) \delta(x - x_i) \delta(z - z_i) ,$$

(Eq. 3.3.3)

com

$$P(x,z,t) = 0 \quad \text{e} \quad a_i(t) = 0 \quad \text{se} \quad t \leq 0 \quad (\text{Eq. 3.3.4})$$

onde todos os tiros I são gerados simultaneamente [ou quase, se houver um leve atraso entre as assinaturas $a_i(t)$] e gravados em um família de tiros individuais. O campo de ondas $P(x,z,t)$ será chamado de dados de múltiplas fontes.

Uma das principais tarefas na geração de dados de múltiplas fontes é o processo de distinguir as assinaturas das fontes, $a_i(t)$. Este processo é conhecido como codificação da fonte.

A sísica lida essencialmente com dois tipos de assinatura da fonte: (1) curta duração do sinal da fonte [Figura 3.3.1(a)] e longo e contínuo sinal da fonte [Figura 3.3.1(b)].

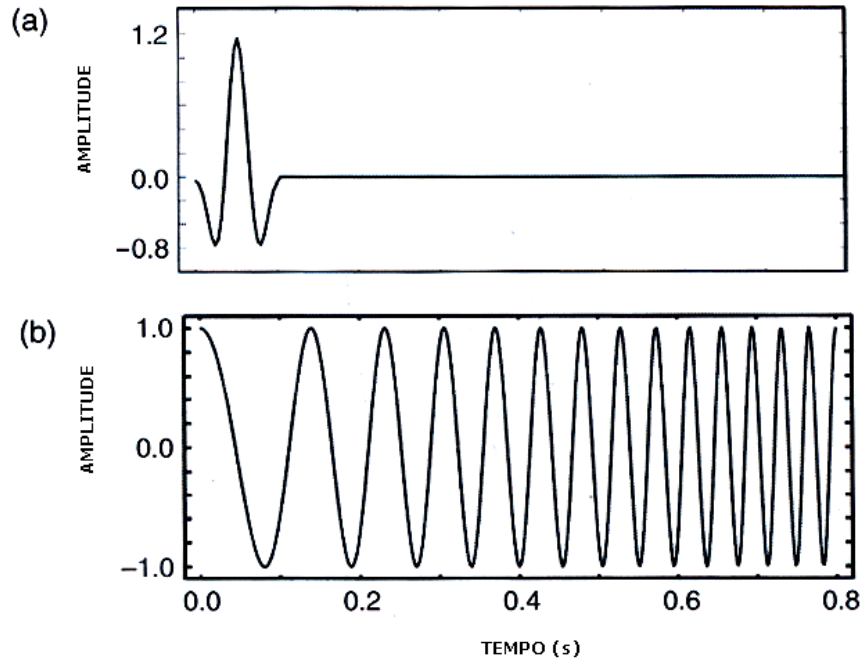


Figura 3.3.1 - Exemplos de dois tipos de sinais de fonte encontrados em levantamentos sísmicos: (a) curta duração do sinal da fonte tal como usado às Figuras 3.3.2 e 3.3.3, e (b) sinal longo e contínuo da fonte.

Como exemplo de família de múltiplos tiros composta de cinco fontes, para o caso em que $a_i(t)$ são vistas como:

$$a_i(t) = g(t - \tau_i) \quad (\text{Eq. 3.3.5})$$

onde $g(t)$ é o sinal da fonte na Figura 3.3.1(a) e τ_i é o tempo em que o tiro i é detonado. Em outras palavras, o sinal da fonte é o mesmo para os cinco tiros, mas eles tem tempos de disparos diferentes com $\tau_1 = 0\text{s}$, $\tau_2 = 0.650\text{s}$, $\tau_3 = 0.950\text{s}$, $\tau_4 = 1.450\text{s}$, $\tau_5 = 2.700\text{s}$, $\tau_6 = 4.200\text{s}$. Os cinco pontos de tiro são $(x_1 = 6000\text{m}, z_1 = 60\text{m})$, $(x_2 = 7000\text{m}, z_2 = 60\text{m})$, $(x_3 = 8000\text{m}, z_3 = 60\text{m})$, $(x_4 = 9000\text{m}, z_4 = 60\text{m})$ e $(x_5 = 10000\text{m}, z_5 = 60\text{m})$.

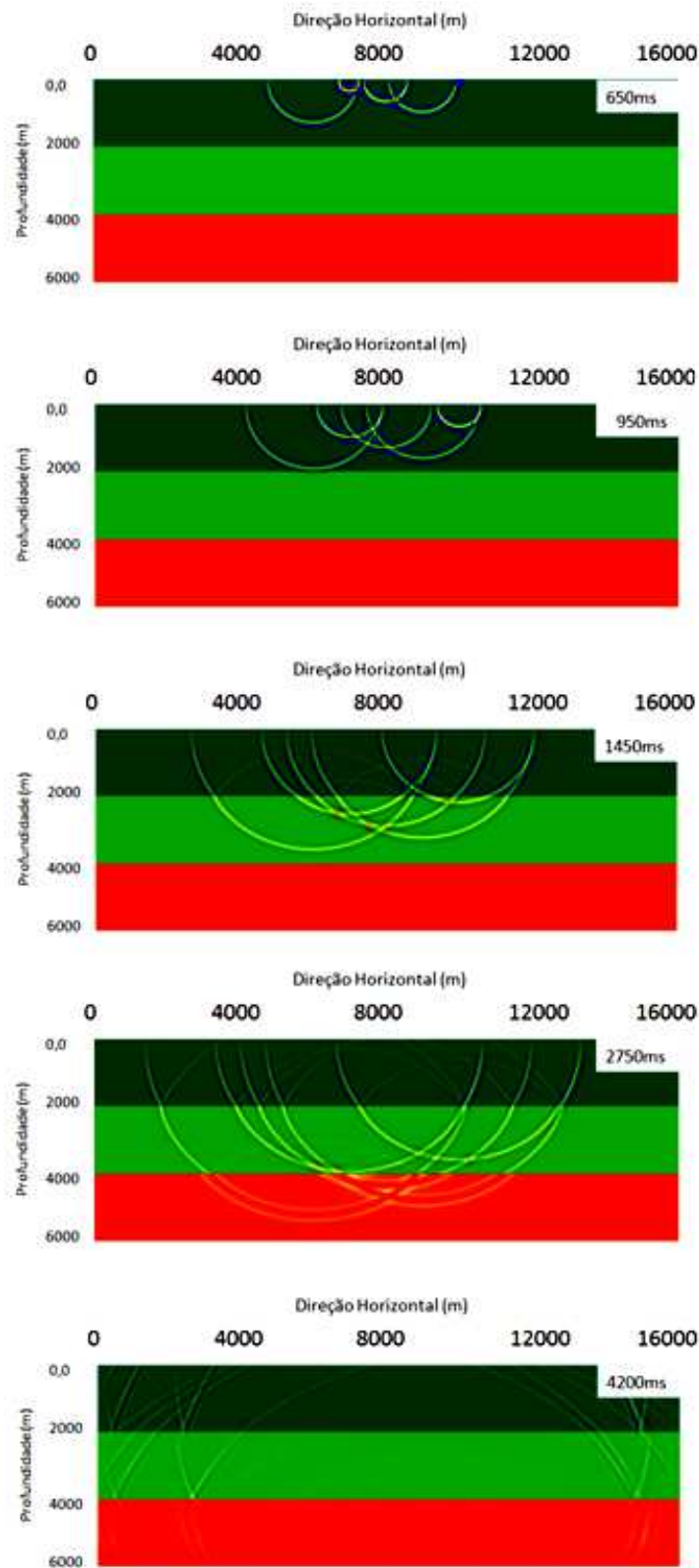


Figura 3.3.2 - Snapshots de propagação de onda para um modelo sintético de subsuperfície de camadas paralelas em que cinco tiros são utilizados. O sinal da fonte é o mesmo para as cinco fontes, mas seus tempos iniciais de disparo são diferentes, isto é: $\tau_1 = 0, \tau_2 = 0,650s, \tau_3 = 0,950s, \tau_4 = 1,450s, \tau_5 = 2,700s, \tau_6 = 4,200s$

A Figura 3.3.2 apresenta os instantâneos da propagação do campo de onda de um tempo com codificação determinada. No tempo $t = 650\text{ms}$, todas as ondas criadas por cada uma das quatro fontes são claramente distinguíveis. Contudo, para tempos maiores, tal como $t = 2750\text{ms}$, fica mais difícil distinguir as ondas associadas a cada fonte devido às múltiplas reflexões e difrações presentes. Observações semelhantes podem ser vistas no sismograma da Figura 3.3.3. Os eventos de chegada próximos, tal como as ondas diretas das cinco fontes são claramente distinguíveis e podem ser decodificadas sem maiores dificuldades. É mais difícil, pelo menos visualmente, realizar uma associação das chegadas mais tardias com as suas respectivas fontes.

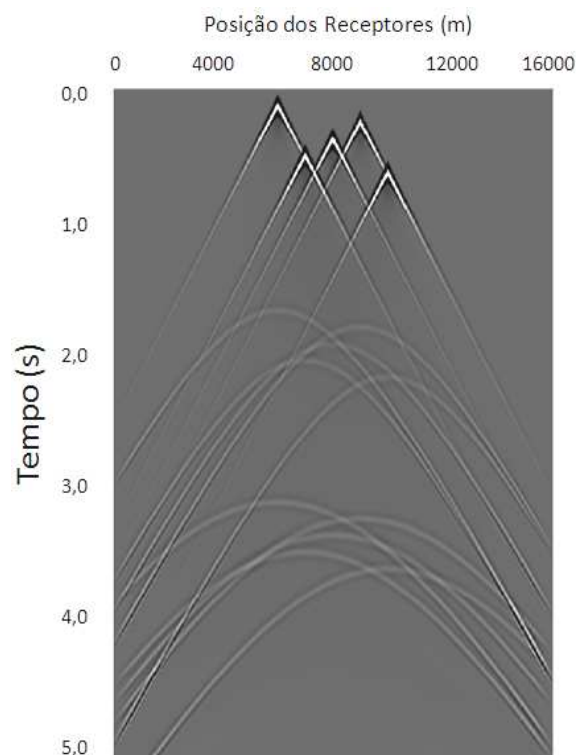


Figura 3.3.3 - Um exemplo de sismograma da família de múltiplas fontes correspondente ao experimento ilustrado na figura 3.3.2.

Assim, o conceito de múltiplas fontes é baseado no princípio da superposição, isto é, a família de múltiplos tiros $P(x, z, t)$ é relacionada com a família de tiros individuais $P_i(x, z, t)$ através da equação:

$$P(x, z, t) = \sum_{i=1}^I P_i(x, z, t - \tau_i) \quad (\text{Eq. 3.3.6})$$

Este princípio afirma que em um sistema linear, a resposta obtida para um número de sinais de entrada aplicados com uma quase simultaneidade é a mesma que aquela obtida pela soma das respostas provenientes dos sinais aplicados separadamente (um em cada tempo). No contexto de múltiplas fontes, os sinais de entrada são os sinais das fontes, que não necessariamente, precisam ser idênticos.

A única situação em que o princípio da superposição não é aplicado neste contexto de múltiplas fontes é quando o sistema é não linear. Quando a relação tensão-deformação é não linear, o equilíbrio da equação é válido para qualquer meio, linear ou não linear. Felizmente, a relação linear é boa o suficiente para modelar a maior parte dos fenômenos encontrados em dados sísmicos porque na sismologia do petróleo se lida principalmente com pequenas deformações.

O único fenômeno de importância na exploração e produção sísmica que não pode ser corretamente modelado por uma relação tensão-deformação linear é o da deformação próxima ao ponto de tiro durante a formação do disparo inicial porque a deformação na vizinhança deste ponto pode ser relativamente grande [24].

3.4 – Apresentação do Operador de dados sísmicos Blended

A grande quantidade de medidas discretas de um levantamento sísmico pode ser convenientemente organizada com a ajuda dos chamados dados da matriz P , onde cada coluna desta matriz representa um registro de tiro e cada linha representa um receptor. Assim, cada elemento da matriz P_{ij} representa um único traço que está relacionado com a posição da fonte j e a posição do receptor i [12].

E seguida, considera-se uma matriz $X_0(z_0, z_0)$ tal que cada elemento de $X_0(z_0, z_0)$ contém a resposta ao pulso que foi gerado por uma fonte em z_0 e que foi detectado por um sensor à mesma profundidade z_0 . O índice "0" em X_0 indica que é uma condição de contorno livre de reflexão, o que significa que o sinal sísmico fez apenas uma ida e volta através do subsolo (de z_0 para z_0). Usando $X_0(z_0, z_0)$ como um operador de campo de ondas multidimensional, a medição $P_0(z_0, z_0)$ na superfície de aquisição livre de reflexão z_0 , pode ser escrita de acordo com BERKHOUT [12] como:

$$P_0(z_0, z_0) = D(z_0)P_0^-(z_0, z_0) = D(z_0) X_0(z_0, z_0) S(z_0) \quad (\text{Eq. 3.4.1})$$

onde $P_0^-(z_0, z_0)$ é o campo ascendente de ondas em z_0 (Figura 3.4.1a). Na Equação 3.4.1 cada coluna da matriz fonte S representa um conjunto de fontes, usado no campo e, da mesma forma, cada linha da matriz detector D representa um vetor detector, que transforma o campo de ondas ascendente P_0^- em uma medida, um elemento da matriz P_0 . Para uma superfície livre de

tensão, tanto campo de ondas ascendente e descendente existem e a equação

3.4.1 precisa ser estendida para:

$$P_0(z_d, z_0) = D(z_d, z_0)P^-(z_0, z_0) = D(z_d, z_0) X_0(z_0, z_0) S(z_0) \quad (\text{Eq. 3.4.2})$$

onde o nível do detector z_d é geralmente situado perto da superfície (z_0) (Figura 3.4.1b).

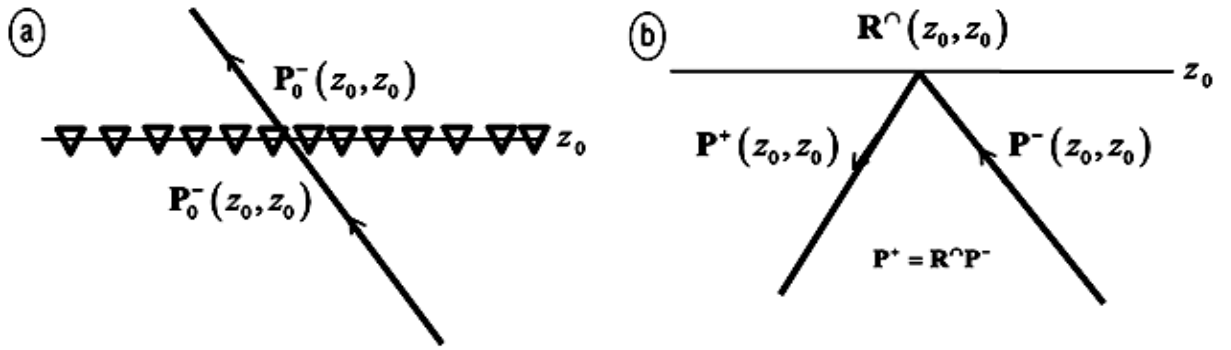


Figura 3.4.1 - Ondas ascendente e descendente na superfície e próximas a ela. Matriz detector $D(z_d, z_0)$ contém as propriedades das matrizes detector de z_d e a influência da superfície livre de tensão em z_0 . O operador de campo de ondas $R^\wedge$ representa reflexão em z_0 .

3.5 - Princípios de aquisição sísmica Blended

O conceito de fonte Blended, como visto em BERKHOUT [12], pode ser descrito pela relação:

$$\vec{S}_{Bl}(z_0) = S(z_0) \vec{\Gamma}_{Bl}(z_0) \quad (\text{Eq. 3.5.1})$$

onde, o vetor coluna $\vec{\Gamma}_{Bl}(z_0)$ é o operador de Blended representando diversas fontes y_i com atrasos aleatórios:

$$\vec{\Gamma}_{Bl}(z_0) = ([\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \dots, \gamma_N])^T, \quad (\text{Eq. 3.5.2})$$

com

$$\gamma_N = e^{-j\omega T_N} \quad (\text{Eq. 3.5.3})$$

Onde T_N é o tempo de atraso da fonte N .

Naturalmente, as frentes de onda Blended interferem umas nas outras sem se fundir em uma única como ocorre na formação da onda plana (Figura 3.5.1). Blending é um processo que cria campos de onda incoerentes.

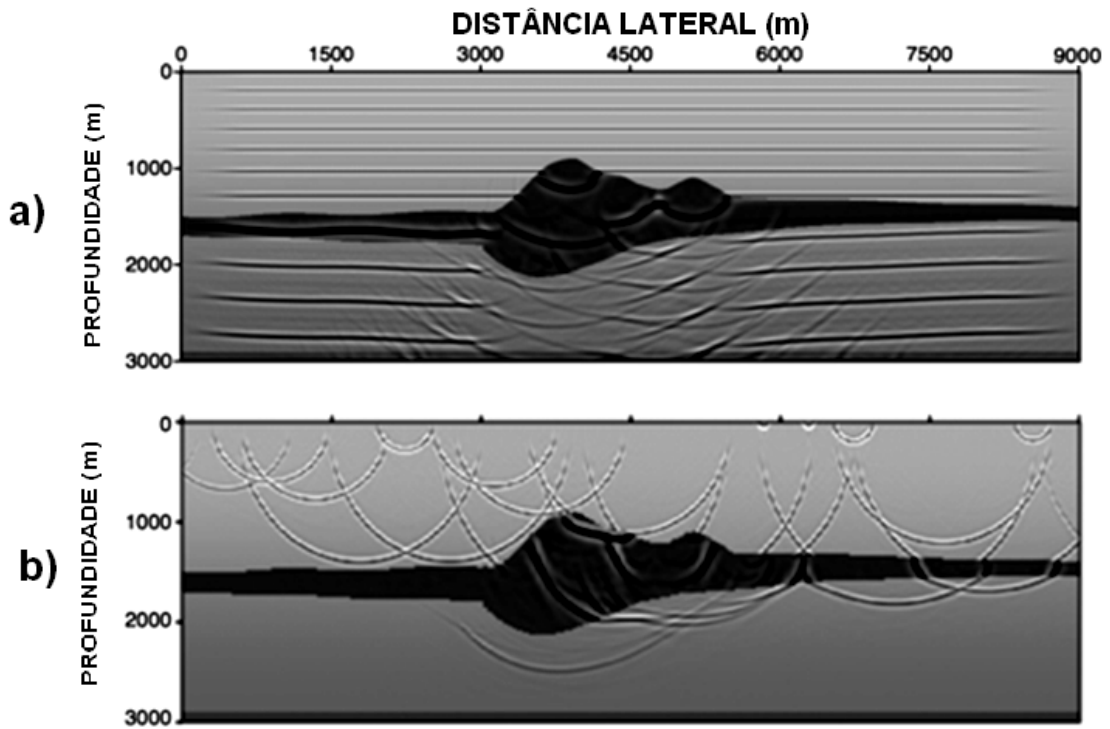


Figura 3.5.1 – Em (a) vê-se um campo de ondas planas (*Areal Shot*), mostrados em um instante de tempo que produz um campo de ondas coerente. Em (b) é vista a simulação de um campo de ondas Blended, de acordo com a Equação 3.4.1, mostrado através de um *snapshot* com fontes em posições distintas e disparadas aleatoriamente. Fontes Blended produzem um campo de ondas incoerente.– Extraído de Berkhout [12]

De acordo com as equações 3.4.2 e 3.5.1, o registro dos dados sísmicos Blended pode ser visto por.

$$\vec{P}_{Bl}(z_d, z_0) = P_{Bl}(z_d, z_0) \vec{\Gamma}_{Bl}(z_0) \quad (\text{Eq. 3.5.4})$$

A Equação 3.5.4 mostra que o dado sísmico Blended pode ser simulado a partir da adição dos registros dos campos gerados de forma convencional satisfazendo o Princípio da Superposição, como exemplificado na Figura 3.5.1. Note que, a interferência entre as diversas fontes devido ao Blending é completamente controlável pela escolha de T_N [12].

A Figura 3.5.3 mostra o princípio. Para o modelo de subsuperfície da Figura 3.5.2, foram simulados registros de campo com espaçamento entre fontes $\delta_{xf} = 1250\text{m}$ e um processo Blended foi realizado de acordo com a Equação 3.5.4. Para esta ilustração, observe a Figura 3.5.3, onde um Blended de cinco registros de fontes foi feito com tempos de disparo (em segundos): $t_1 = 0,0\text{s}$, $t_2 = 0,9\text{s}$, $t_3 = 0,6\text{s}$, $t_4 = 0,3\text{s}$, $t_5 = 1,2\text{s}$. Na prática, um registro de tiro Blended pode envolver muitas outras fontes. A escolha das fontes faz parte do projeto de aquisição. Ao contrário do problema de múltiplas, interferências que ocorrem devido ao Blended estão totalmente sob controle do usuário (escolha de T_N – Eq. 3.5.3).

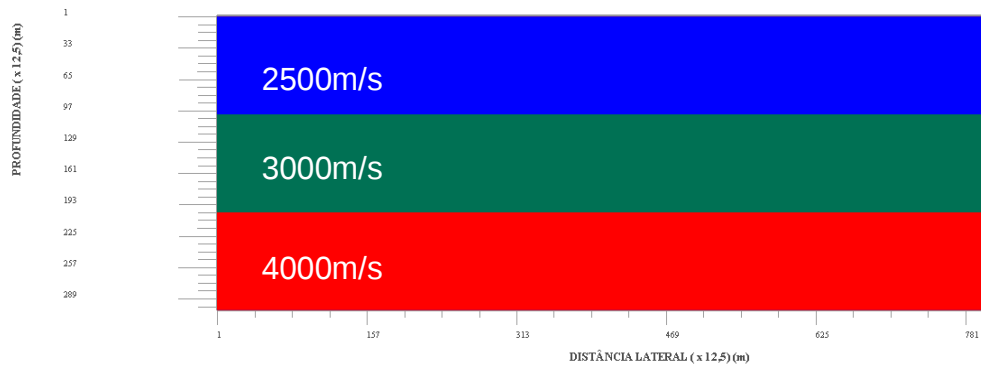


Figura 3.5.2 - Modelo de velocidades de camadas paralelas que é usado para simulação de aquisição de dados sísmicos convencionais e Blended.

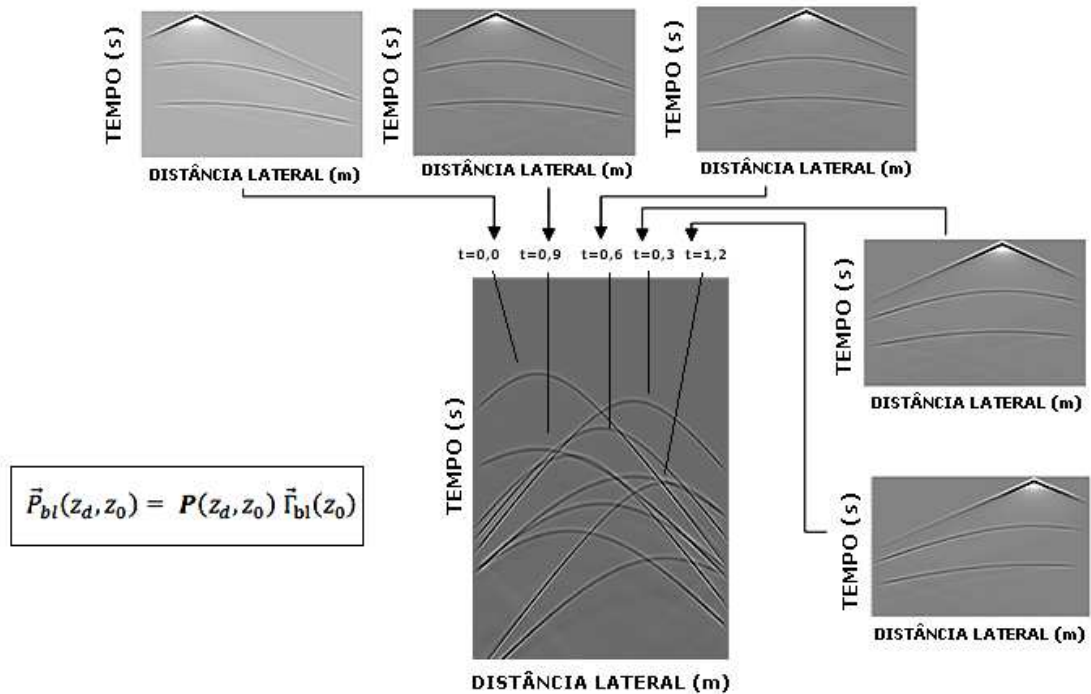


Figura 3.5.3 - Sismogramas de tiros Blended de acordo com a Equação 3.5.4. Nesta ilustração, a fonte Blended consiste de 5 tiros individuais que aparecem em 5 sismogramas separados - para efeito de ilustração - que resulta no sismograma Blended com superposição de ondas - sem a presença das ondas diretas.

3.6 - Blended, considerações estratégicas

O conceito de aquisição Blended cria graus de liberdade extras no projeto de aquisição: onde devem ser detonados os tiros extras e como devem ser escolhidos os tempos de atraso entre os disparos? Mais especificamente, na pesquisa tradicional, cada fonte coerente (padrão) é substituída na pesquisa Blended por uma matriz fonte incoerente (Figura 3.6.1). Segundo BERKHOUT [12], as matrizes da fonte Blended podem ser caracterizadas por três atributos:

- o número de fontes (tamanho do arranjo),
- a distribuição de deslocamentos e profundidades (configuração espacial do arranjo),
- e distribuição de tempos de atraso (configuração temporal do arranjo).

Esta ideia difere do conceito de codificação 1D da fonte. Na verdade, se alguém ainda quiser pensar em termos dessa codificação a proposta é se trabalhar agora com uma codificação 3D, onde a mudança necessária na assinatura da fonte seja mínima, (ou seja, apenas no atraso de tempo). Isto possibilita que o aumento da complexidade na fonte sísmica seja evitado, ou ainda, possa ser.

Ainda segundo BERKHOUT [12], a aquisição Blended pode focar na qualidade da imagem tendo como benefício uma densa amostragem espacial e um grande range de azimutes. Diante disso, este propôs o indicador de desempenho de um levantamento sísmico Blended, dado pela razão de densidade da fonte (SDR, do inglês *source density ratio*):

$$SDR = \frac{\text{número de fontes do levantamento Blended}}{\text{número de fontes do levantamento Convencional}} \quad (\text{Eq.3.6.1})$$

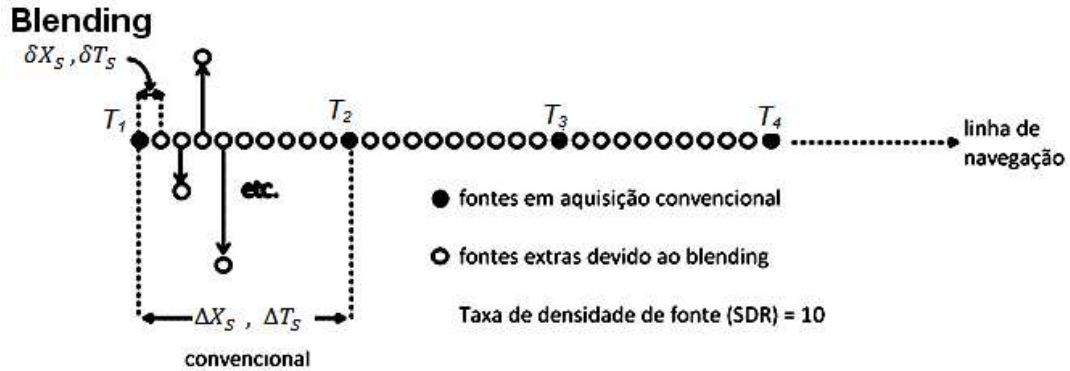


Figura 3.6.1 - Propriedades espaciais e temporais da fonte de aquisição convencional, bem como aquisição Blended. Note que em Blended é possível ter um grande aumento na densidade da fonte (SDR), bem como uma distribuição melhorada de profundidade.

Por outro lado, o tempo de pesquisa também pode ser colocado no foco (isto é, a aquisição Blended é realizada com o mesmo número de disparos, mas com o tempo reduzido de levantamento). Para enfatizar esse aspecto na economia de tempo da aquisição Blended, um segundo indicador chave de desempenho é proposto na quantificação do ganho no tempo de aquisição dado pela razão de tempo de pesquisa (STR, do inglês *Survey Ratio Time*):

$$STR = \frac{\text{dias de aquisição em um levantamento convencional}}{\text{dias de aquisição em um levantamento Blended}} \quad (\text{Eq.3.6.2})$$

Como ilustração da equação 3.6.1, as Figuras 3.6.2 (a) e (b) mostram que uma maior densidade de fontes é gerada com um intervalo temporal de fonte reduzido para o mesmo tempo total de levantamento sísmico, onde

ΔX_{aq} e ΔT_{aq} são, respectivamente, os intervalos espacial e temporal numa aquisição convencional e δX_{aq} e δT_{aq} são, respectivamente, os intervalos espacial e temporal numa aquisição Blended. Na figura 3.6.2(b), o foco é na qualidade: uma amostra espacial de fonte mais densa significa uma melhor iluminação da subsuperfície. Ilustrando a equação 3.6.2, as Figuras 3.6.2 (a) e (c) mostram que enquanto o mesmo número de disparos permanece o mesmo, o tempo de pesquisa pode ser diminuído. Esta opção pode ser particularmente valiosa na situação de multi-offset / multi-azimute na aquisição VSP, economizando um tempo de poço que é muito caro. Na figura 3.6.2(c), o foco é no tempo total de aquisição sísmica.

Em muitas situações práticas, é essencial que os levantamentos sísmicos sejam realizados em uma janela de tempo pequena (ranhura de aquisição – *acquisition slot*) como no caso de áreas congeladas com acessibilidade limitada, nas regiões do mau tempo, em ambientes biologicamente protegidos, nas altas taxas de repetição no monitoramento sísmico de produção, etc. A aquisição Blended com uma $STR > 1$ criará uma nova oportunidade para esses casos. Por exemplo, em vez de trabalhar com um sistema de aquisição tradicional marinho (combinação de barco fonte com cabo de embarcação) uma possibilidade seria poder usar vários sistemas de aquisição Blended ao mesmo tempo (conceito de *crossblending*).

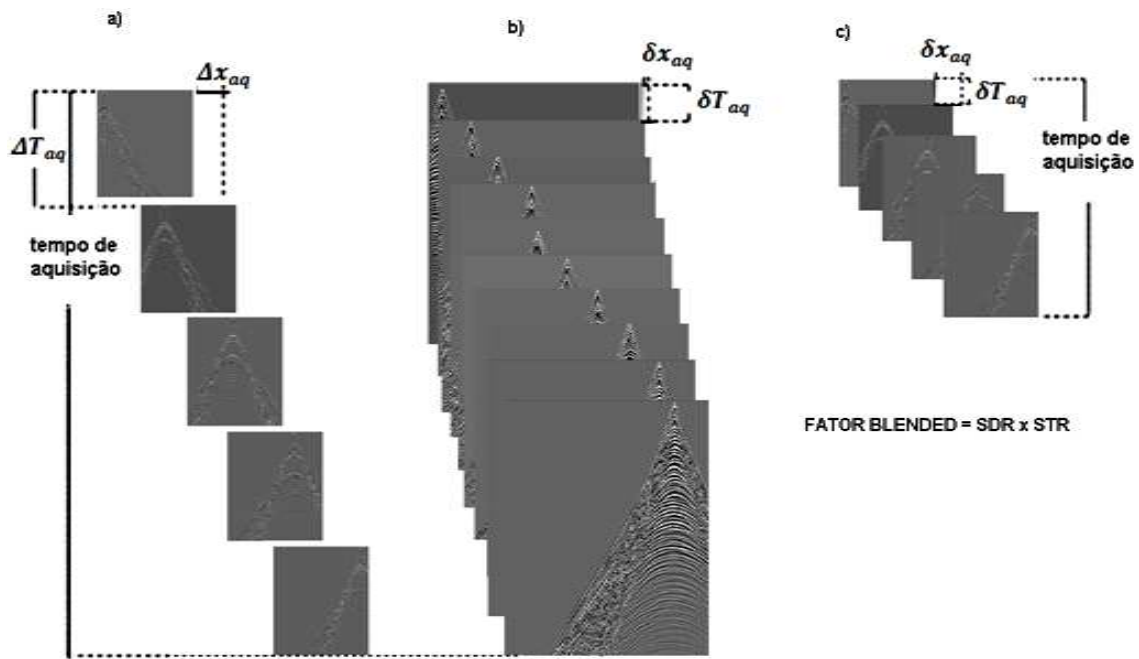


Figura 3.6.2 – Em (a), aquisição sísmica convencional, sem Blended, em (b) Blended com foco na qualidade: reduzindo os intervalos de tempo da fonte, mantendo inalterado o tempo do levantamento, onde o número de tiros pode ser significativamente aumentado. Em (c), Blended com foco no tempo do levantamento sísmico: pela diminuição do intervalo de tempo das fontes, mantendo o número de disparos inalterado como em (a). Assim, o tempo de pesquisa pode ser significativamente reduzido. Claro, qualquer configuração pode ser escolhida. – Adaptado de Berkhout [12].

A Figura 3.6.2 ilustra a utilização em paralelo de três sistemas mistos. Esta ideia não só leva a uma diminuição do tempo de levantamento por um fator de três ($STR = 3$), quando se usam cinco fontes para um registro de tiro Blended, como também aumenta a densidade da fonte por um fator Blended de ($SDR = 4$), uma vez que com o sistema em paralelo, a quantidade de fontes disparada se torna quatro vezes maior que um sistema singular de aquisição de cinco fontes. O resultado é um aumento de informação por 4 em 1/3 do tempo.

Para caracterizar o desempenho de aquisição de levantamentos Blended por um número, o fator Blended é apresentado:

$$Fator\ Blended = SDR \times STR \quad (Eq.3.6.3)$$

Capítulo 4

Aplicações e resultados

Em aquisição sísmica, uma série de parâmetros como número de tiros, número de receptores, espaçamento entre receptores e tiros, devem ser definidos antes da aquisição sísmica. Esses fatores estão fortemente relacionados com o objetivo geológico estrutural da área de interesse. Outros, tais como: tempo de registro, amostragem e tipo de fonte, dependem geralmente da profundidade do objetivo geológico, resolução desejada, etc. Uma vez que essas e outras decisões tenham sido efetuadas, faz-se a aquisição.

Neste Capítulo serão apresentados os resultados das simulações de aquisições convencionais e Blended, comparando o custo total da aquisição dos dois métodos. Em ambos foram aplicados a técnica de Migração Reversa no Tempo e comparados em termos de qualidade da seção migrada em profundidade.

As técnicas de aquisição serão aplicadas nos seguintes modelos sintéticos: modelo de três camadas paralelas separadas por duas interfaces planas, modelo Pseudo Marlin [25] e o modelo Marmousi do IFP (Instituto Francês de Petróleo) [26].

Em todos os modelos foi utilizada a correlação cruzada como condição de imagem no processo de migração RTM.

4.1 – Modelo simples - Três camadas plano paralelas

Será simulada a aquisição de sismogramas a partir da propagação do Campo de Pressão sobre o modelo de velocidade, utilizando a equação completa acústica da onda, conforme estabelecido no Anexo A, com objetivo de simular as respostas indiretas da subsuperfície, frente às fontes sísmicas, pelos métodos de aquisição convencional e Blended quando dados 5, 20 e 340 disparos.

Para tal, será utilizado o modelo de velocidades com três camadas homogêneas e com densidades constantes, separadas por duas interfaces horizontais nas profundidades $z_1 = 1250$ m e $z_2 = 2500$ m. A Figura 4.1.1 representa o modelo de velocidade, enquanto na Tabela 4.1 são apresentados os parâmetros utilizados nesta modelagem.

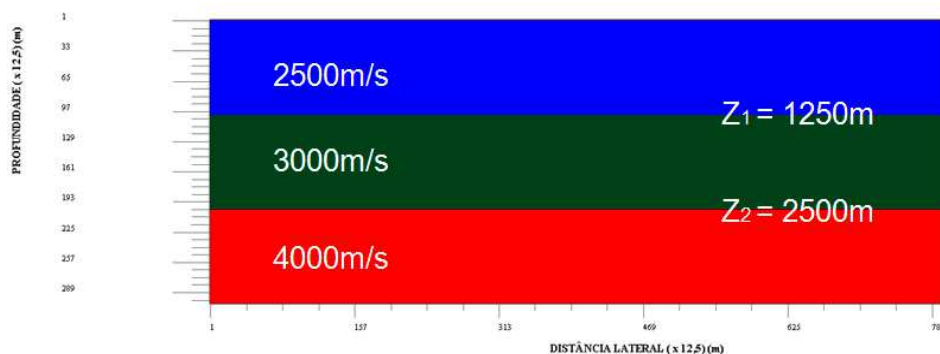


Figura 4.1.1 – Modelo de velocidades acústico de três camadas paralelas com extensão de 10000 x 3750 metros de profundidade contendo duas interfaces nas profundidades de 1250m e 2500m.

Tabela 4.1 - Parâmetros da modelagem no modelo de três camadas paralelas.

Dimensões	Largura	10000 m
	Profundidade	3750 m
Velocidades	Camada superior (V_{p1})	2500 m/s
	Camada central (V_{p2})	3000 m/s
	Camada inferior (V_{p3})	4000 m/s
Parâmetros de aquisição não convencionais	Intervalo de amostragem temporal (Δt)	0,6ms
	Tempo de registro (T_{total})	4,2 s
	Intervalo de amostragem espacial ($\Delta x = \Delta z = h$)	12,5 m
	Frequência de corte da fonte	40 Hz
Intervalo entre as estações receptoras		12,5 m

Para realizar uma migração em profundidade é necessário utilizar um macro-modelo de velocidades, que nesta dissertação, será utilizada o recurso da suavização do modelo de vagarosidade ($S=1/Vel$) com suavização de 20 pontos da malha na vertical e, quando couber, 20 pontos na horizontal que, neste caso, de camadas plano-paralelas, não é necessária devido à não existir variações de velocidades nesta direção. A Figura 4.1.2 apresenta o modelo de velocidades ($Vel=1/S$) com a suavização feita na vagarosidade.

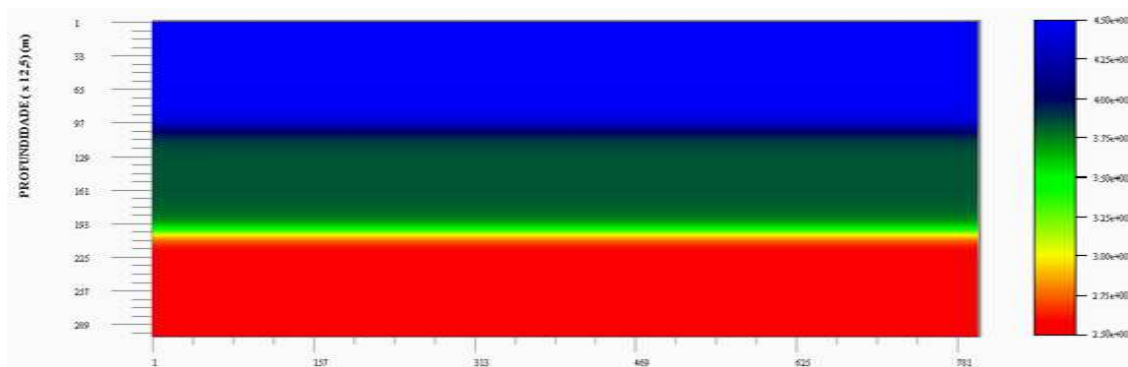


Figura 4.1.2 – Modelo de velocidades acústico de três camadas paralelas com extensão de 10000 x 3750 metros de profundidade.

4.1.1 – 5 Tiros

a) Aquisição Convencional

A primeira etapa será feita através do levantamento sísmico por 5 fontes, todas a 37,5 metros de profundidade, espaçadas entre si de 1250m, onde as posições horizontais de disparo foram: 2500m, 3750m, 5000m, 6250m e 7500m. Foram gerados cinco sismogramas que podem ser vistos na Figura 4.1.3. Para a geração de cinco sismogramas foram necessários cinco tempos de registro, equivalentes a 21 segundos.

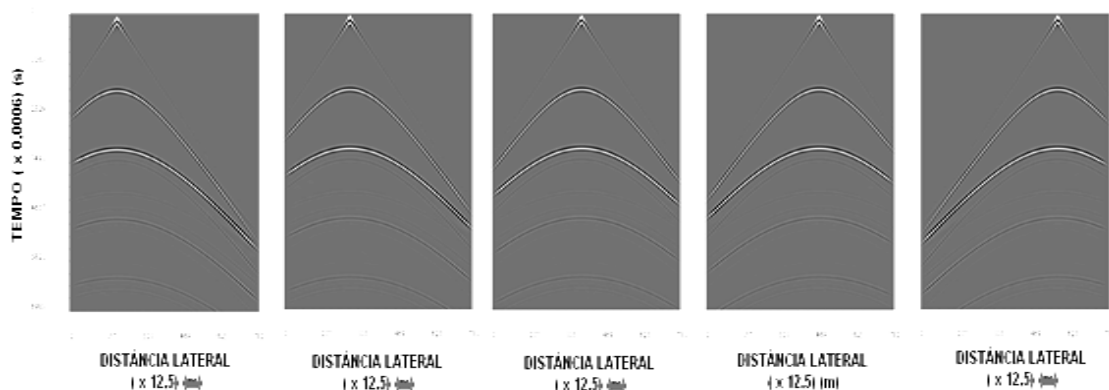


Figura 4.1.3 - Amostra dos sismogramas para o modelo de três camadas paralelas, obtidos nas posições de tiro PT2500m, PT3750m, PT5000m, PT6250m, PT7500m, respectivamente. Cada sismograma é gerado após 1 tempo de registro.

Com os registros dos sismogramas foram geradas cinco migrações RTM. A Figura 4.1.4 ilustra o resultado de empilhamento das cinco seções migradas ilustrando a seção final migrada em profundidade.

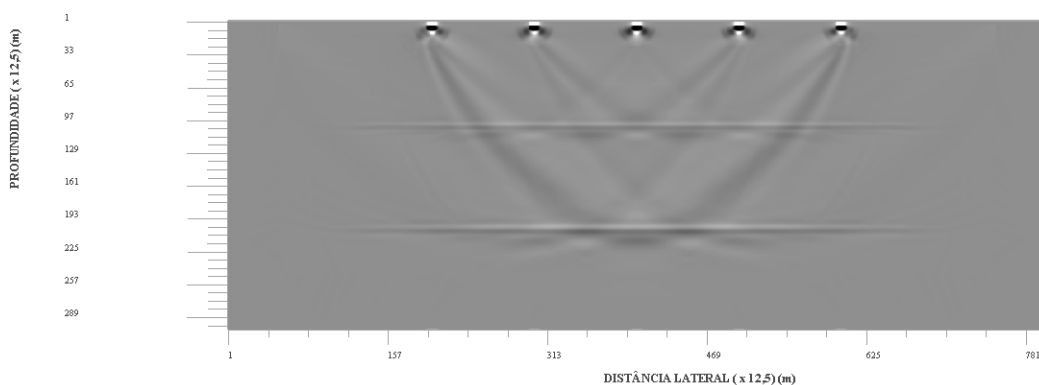


Figura 4.1.4 – Seção sísmica migrada a partir do disparo de 5 fontes pelo método convencional de aquisição de dados. Com poucas fontes para a extensão lateral do modelo, não foi observado o “efeito sorriso” nas interfaces entre camadas.

b) Aquisição Blended

Foi simulada a aquisição de 1 sismograma Blended composto de 5 disparos no mesmo modelo de velocidades e com os mesmos objetivos da aquisição convencional. Os pontos de tiro foram os mesmos da aquisição convencional, PT2500m, PT3750m, PT5000m, PT6250m, PT7500m às mesmas profundidades, porém, aqui os atrasos entre os disparos foram aleatórios gerados pelo algoritmo em Fortran, que correspondem aos tempos 1s, 0.9s, 0.6s, 0.3s e 1.2s. O sismograma é apresentado na Figura 4.1.5.

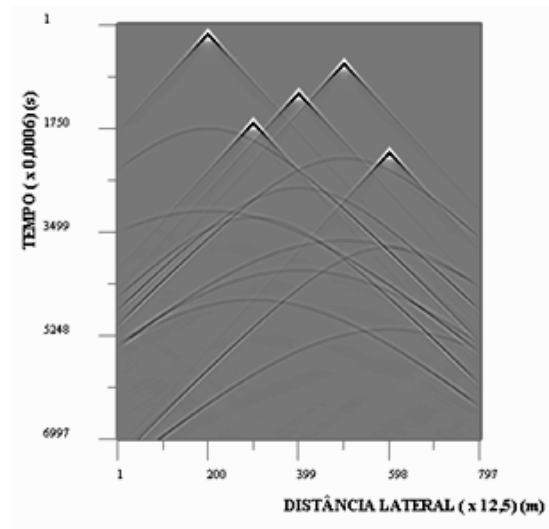


Figura 4.1.5 - Sismograma Blended para o modelo de três camadas, obtidos nas posições de tiro PT2500m, PT3750m, PT5000m, PT6250m, PT7500m, respectivamente tal como na aquisição convencional. Os atrasos entre as fontes são aleatórios.

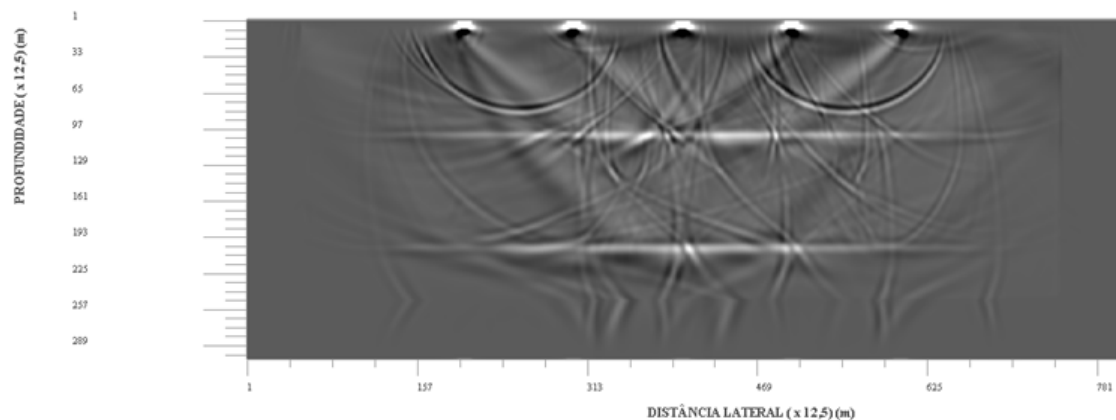


Figura 4.1.6 – Seção sísmica migrada a partir de 1 fonte Blended com 5 disparos.

Como o registro foi agora de apenas um sismograma, foi gerada apenas uma migração RTM. A Figura 4.1.6 ilustra o resultado da seção migrada em profundidade.

Na aquisição Blended o tempo de registro foi 5 vezes menor que o da aquisição convencional. A quantidade de fontes foi a mesma nos dois métodos. Conforme a equações 3.6.1 e 3.6.2, tem-se um $STR = 5$ e um $SDR = 1$.

Na seção migrada Blended observa-se a presença de *crosstalk*, não apresentado na aquisição convencional, porém, com certa clareza as posições dos refletores podem ser identificadas.

4.1.2 – 20 Tiros

a) Aquisição Convencional

Semelhante ao que foi trabalhado com 5 disparos, a próxima etapa será através do levantamento sísmico por 20 fontes, todas a 37,5 metros de profundidade, espaçadas de 250m entre si, onde as posições horizontais de disparo foram: 2500m, 2750m, 3000m, ..., 6750m, 7000m e 7250m. Foram gerados 20 sismogramas a partir da propagação do campo de pressão sobre o modelo de velocidades. A Figura 4.1.7 apresenta alguns destes sismogramas. Para a geração dos vinte sismogramas foram necessários vinte tempos de registro, equivalentes a 84 segundos.

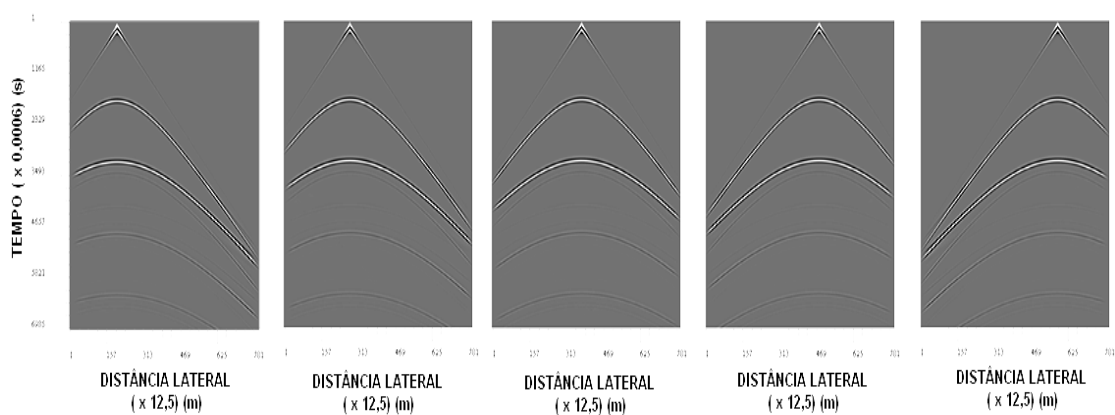


Figura 4.1.7 - Amostra de 5 dos 20 sismogramas para o modelo de três camadas, obtidos nas posições de tiro PT2750m, PT3500m, PT4750m, PT6000m, PT7250m, respectivamente.

Com os registros dos sismogramas foram geradas vinte migrações RTM. A Figura 4.1.8 ilustra o resultado do empilhamento das vinte seções migradas ilustrando a seção final em profundidade.

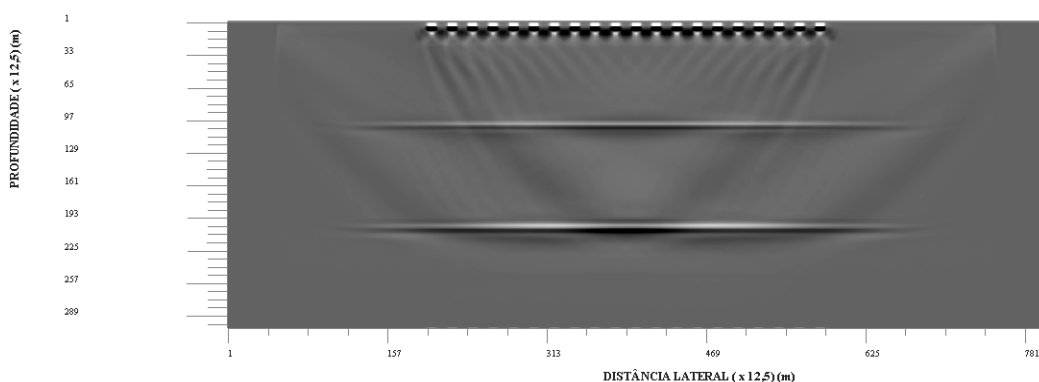


Figura 4.1.8 – Seção sísmica migrada a partir do disparo de 20 fontes pelo método convencional de aquisição de dados.

b) Aquisição Blended

Foi simulada a aquisição de 1 sismograma Blended composto de 20 disparos no modelo de velocidades de camadas paralelas e com os mesmos objetivos da aquisição convencional. Os pontos de tiro foram os mesmos da aquisição convencional, as mesmas profundidades, porém, aqui os atrasos entre os disparos foram aleatórios (fontes incoerentes) equivalentes aos tempos 0.192s, 0.072s, 0.240s, 0.012s, 0.156s, 0.228s, 0.180s, 0.108s, 0.060s, 0.120s, 0.024s, 0.084s, 0.144s, 0.216s, 0.168s, 0.036s, 0.132s, 0.048s, 0.009s e 0.204s . O sismograma é apresentado na Figura 4.1.9.

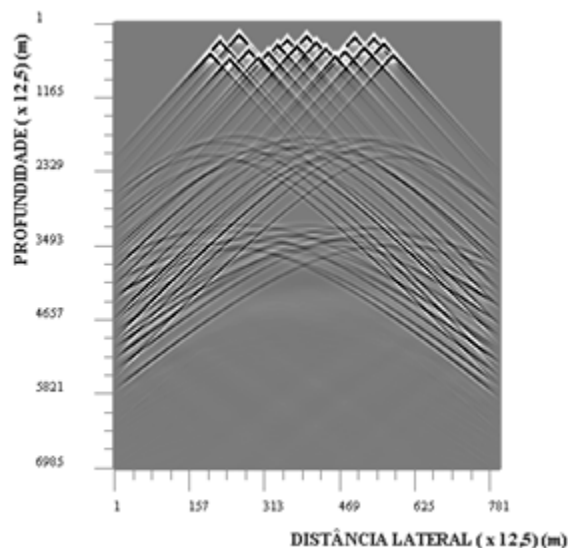


Figura 4.1.9 - Sismograma Blended para o modelo de três camadas, obtidos nas posições de tiro PT2500m até 7250m tal como na aquisição convencional, com intervalos de 250m entre eles. Os atrasos entre as fontes são aleatórios.

Como o registro foi agora de apenas um sismograma (frente aos vinte gerados na aquisição convencional), o processo de migração em profundidade deu origem a apenas uma seção migrada. A Figura 4.1.10 ilustra o resultado da migração RTM.

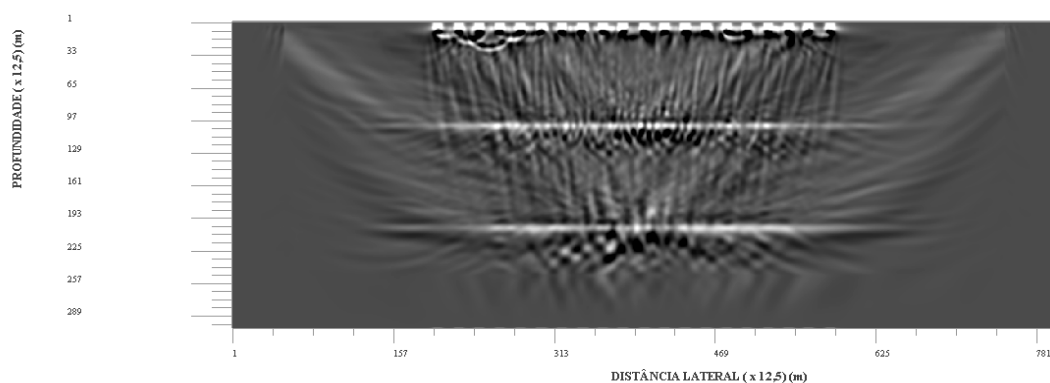


Figura 4.1.10 – Seção sísmica migrada a partir de 1 fonte Blended com 20 disparos.

Na aquisição Blended o tempo de registro foi 20 vezes menor que o da aquisição convencional. A quantidade de fontes foi a mesma nos dois métodos. Conforme as equações 3.6.1 e 3.6.2, tem-se um $STR = 20$ e um $SDR = 1$.

Na migração RTM da aquisição Blended observa-se mais uma vez a presença de *crosstalk*, não apresentado na aquisição convencional. Desta forma, foi retirada a onda direta do sismograma Blended com objetivo de avaliar a sua influência no imageamento dos refletores. O resultado deste processamento é apresentado na Figura 4.1.11. Pode-se observar que não houve, neste caso, uma melhora significativa no imageamento dos refletores.

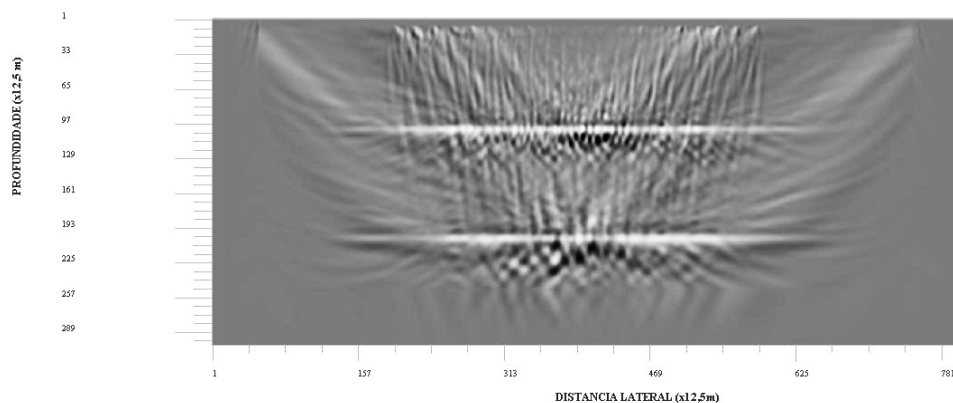


Figura 4.1.11 – Seção sísmica migrada a partir de 1 fonte Blended com 20 disparos com a remoção da onda direta do sismograma.

4.1.3 – 340 Tiros

a) Aquisição Convencional

A fim de continuar o processo de validação da metodologia, foi aumentada a quantidade de disparos. Foi simulado um levantamento sísmico com 340 fontes, todas a 37,5 metros de profundidade, espaçadas de 25m entre si, onde as posições horizontais de disparo variaram de 763m até 9238m. Foram gerados 340 sismogramas a partir da propagação do campo de pressão sobre o modelo de velocidades. A Figura 4.1.12 apresenta 6 dos 340 sismogramas.

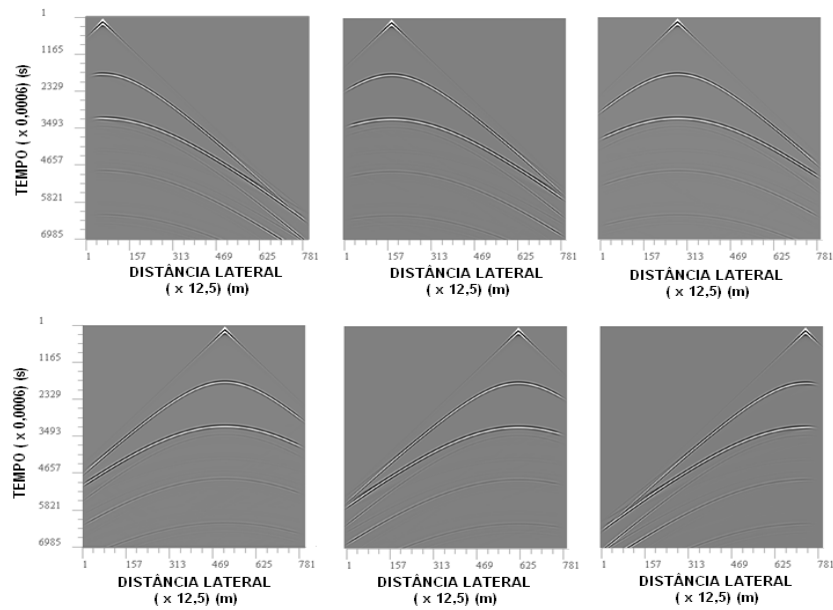


Figura 4.1.12 - Amostra de 6 dos 340 sismogramas para o modelo de três camadas, obtidos nas posições de tiro PT1525m, PT4375m, PT7175m, PT12825m, PT15675m e 18475m, respectivamente.

Com os registros dos 340 sismogramas foram geradas 340 migrações RTM. A Figura 4.1.13 ilustra o resultado de empilhamento de todas as seções migradas ilustrando a seção final em profundidade. Para a geração dos trezentos e quarenta sismogramas foram necessários trezentos e quarenta tempos de registros, equivalentes a 1428 segundos.

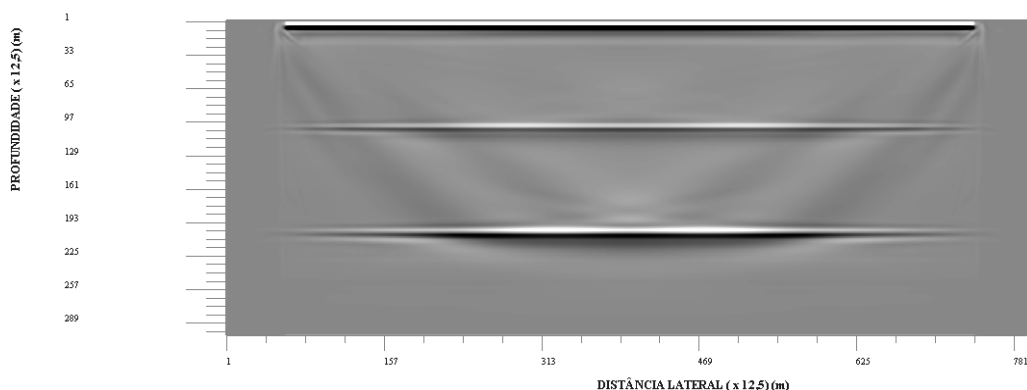


Figura 4.1.13 – Seção sísmica migrada a partir do disparo de 340 fontes pelo método convencional de aquisição de dados. Para compor a seção migrada desta imagem foram retiradas as ondas primárias que compõem os sismogramas.

b) Aquisição Blended

Foi simulada a aquisição de 20 registros Blended cada um com 17 disparos, às mesmas profundidades, no modelo de velocidades de camadas paralelas e com os mesmos objetivos da aquisição convencional. Na medida em que a quantidade de disparos aumenta, fica muito difícil, na prática, serem gerados 340 disparos no mesmo intervalo de tempo de registro de uma única aquisição convencional.

Nesta dissertação, para viabilizar uma aquisição Blended realista, as posições de disparos são divididas em regiões de tiros Blended, onde em cada uma delas é realizado um certo número de disparos.

Nesta seção, os 340 pontos de tiros ficaram divididos em 17 regiões, onde em cada uma delas foram realizados 20 disparos, nas mesmas posições da aquisição convencional, porém com atrasos aleatórios diferentes em cada uma das 20 regiões de tiro.

A Figura 4.1.14 ilustra 6 dos 17 sismogramas de tiro Blended contendo, cada um, o registro de 20 disparos.

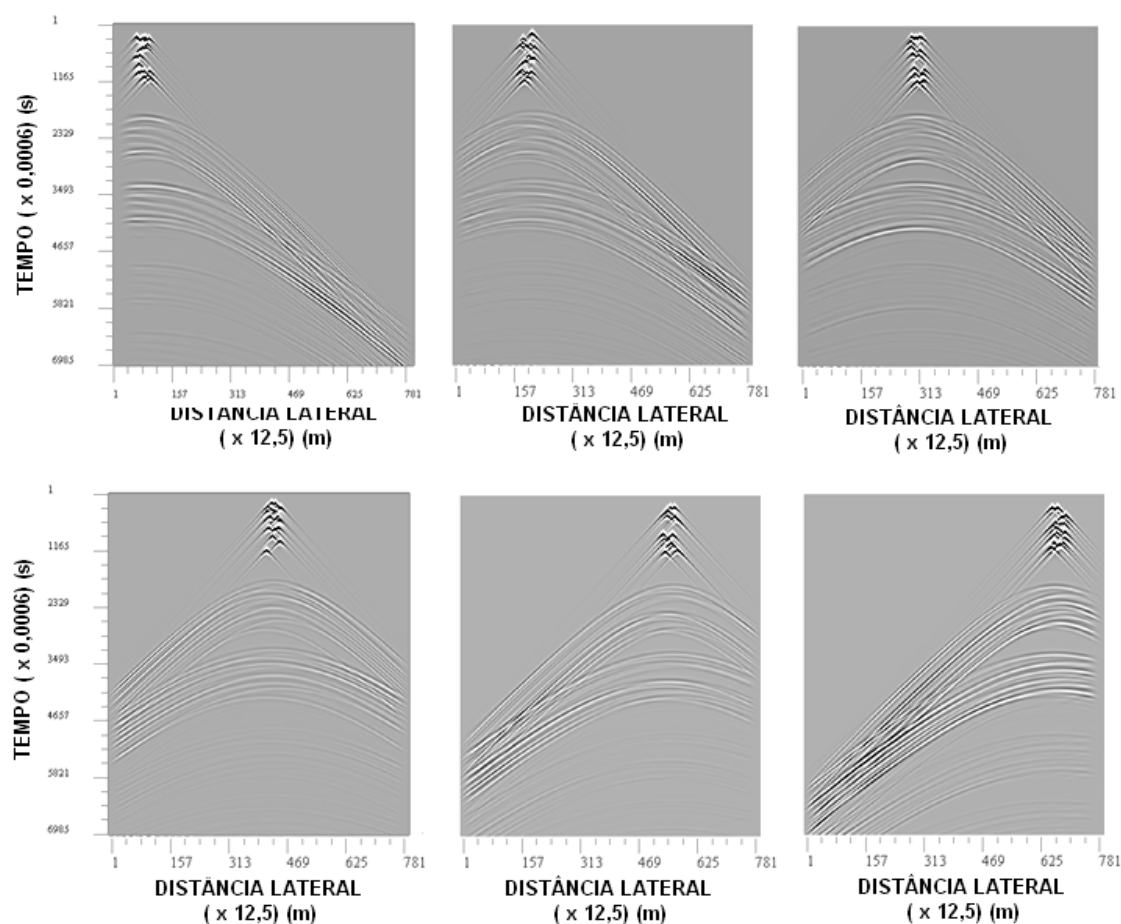


Figura 4.1.14 - Amostra de 6 dos 17 sismogramas Blended para o modelo de três camadas, obtidos nas regiões 1, 4, 7, 10, 13 e 16 respectivamente. As fontes incoerentes possuem atrasos que se diferem em cada região de tiro.

Após a Migração Reversa no Tempo dos registros de 17 sismogramas Blended (frente aos 340 gerados na aquisição convencional) foi feito o empilhamento das seções migradas e o resultados deste processo apresentado na Figura 4.1.15.

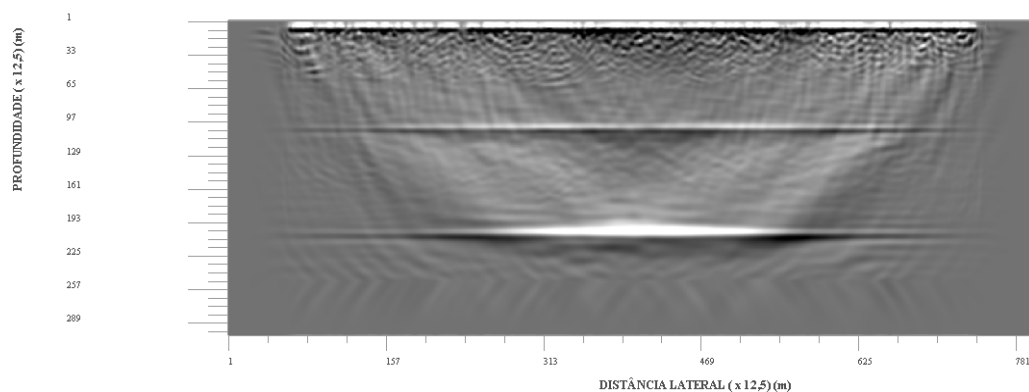


Figura 4.1.15 – Seção sísmica migrada a partir de 17 fontes Blended com 20 disparos.

Na aquisição Blended o tempo de registro foi 20 vezes menor que o da aquisição convencional. A quantidade de fontes foi a mesma nos dois métodos. Conforme a equações 3.6.1 e 3.6.2, tem-se um $STR = 20$ e um $SDR = 1$.

Na aquisição Blended observa-se mais uma vez a presença de *crosstalk*, no entanto, pode-se perceber claramente que esta interferência já não é tão expressiva quanto nos casos anteriores.

4.2 – Modelo Pseudo Marlin

Nesta seção serão apresentados os resultados da aplicação da metodologia Blended de aquisição utilizando um modelo com maior complexidade estrutural. O modelo apresentado nessa seção está embasado no modelo Pseudo Marlin. O modelo geológico possui 20 km de comprimento sendo ortogonal ao principal mergulho do talude continental e está em uma lâmina d'água que varia de 400m a 800m. A seção corta um grande canal (*canyon*) com 15 km de largura que é um condutor de sedimentos para a

planície abissal. Este canal está erodindo quatro camadas com velocidades específicas e bem definidas. A camada superior é composta principalmente por sedimentos homogêneos argilosos não consolidados. Abaixo dessa unidade, há uma camada horizontal de calcário sobrejacente a uma camada de argilito (que corresponde à argila compactada) e abaixo existe uma outra camada de calcário. As três camadas superiores estão completamente erodidas dentro do canal enquanto que a segunda camada de calcário está apenas parcialmente erodida, como mostra a Figura 4.2.1.

A complexidade deste modelo não está apenas na topografia irregular do fundo do mar, mas também nos elevados contrastes de impedância entre as finas camadas da estratigrafia logo abaixo do fundo oceânico. Contrastes estes que causam *peg-legs* (múltiplas intercamadas típicas de deposições altamente cíclicas) gerando um trem de pulsos que segue a frente de onda principal, o que também corrompe gravemente a qualidade da imagem final [25].

Será simulada a aquisição de sismogramas a partir da propagação do campo de pressão sobre o modelo de velocidade, gerado a partir de uma fonte pontual, utilizando a equação completa acústica da onda, conforme estabelecido no Apêndice A.

Foram seguidas as etapas tal como na seção anterior para a aplicação da metodologia proposta, utilizando os parâmetros da Tabela 4.2 na modelagem sísmica. A Figura 4.2.1 representa o modelo de velocidade.

Tabela 4.2 - Parâmetros da modelagem no modelo Pseudo Marlin.

Dimensões	Largura	20000 m
	Profundidade	4070 m
Velocidades	Maior Velocidade	3100 m/s
	Menor Velocidade	1510 m/s
Parâmetros de aquisição não convencional	Intervalo de amostragem temporal (Δt)	0,6ms
	Tempo de registro (T_{total})	6 s
	Intervalo de amostragem espacial ($\Delta x = \Delta z = h$)	10 m
	Frequência de corte da fonte	40 Hz
Intervalo entre as estações receptoras		10 m

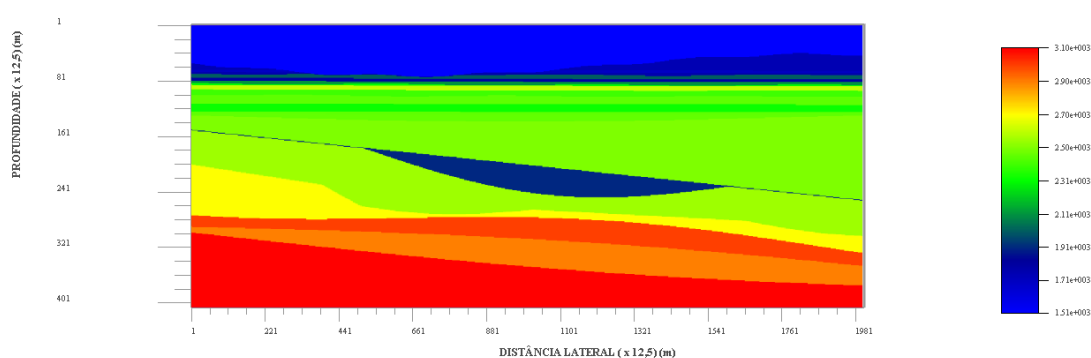


Figura 4.2.1 – Modelo de velocidades acústico Pseudo Marlin com extensão de 20000 x 4070 metros de profundidade.

Para realizar a migração em profundidade foi utilizado o modelo de velocidade suavizado, originado da suavização do campo de vagarosidade com 20 pontos na horizontal e 20 pontos na vertical (Figura 4.2.2).

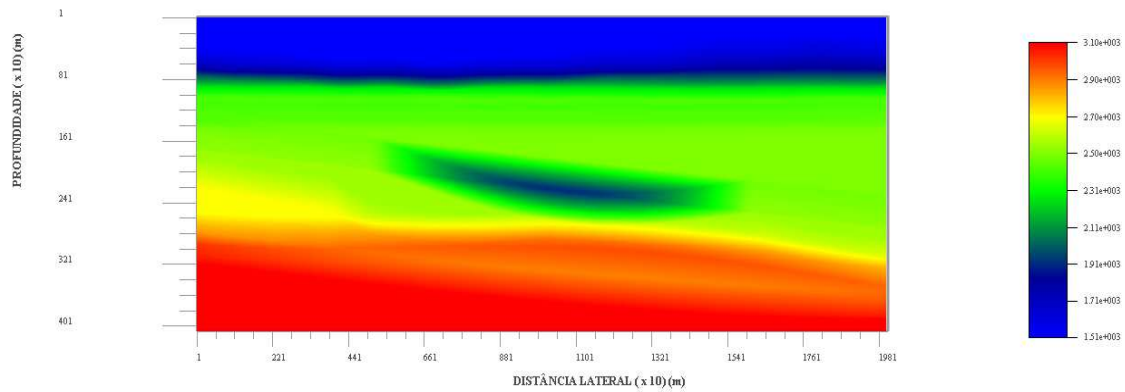


Figura 4.2.2 – Modelo de velocidades acústico Pseudo Marlin suavizado com extensão de 20000 x 4070 metros de profundidade.

Neste modelo de velocidade serão testados os indicadores de desempenho de densidade da fonte (SDR – Equação 3.6.1) e desempenho no tempo de aquisição (STR – equação 3.6.2). Três cenários são propostos para tal:

1. Aquisição convencional de 90 tiros confrontando com aquisição de 90 tiros Blended contendo 5 disparos aleatórios em cada região. Mesmo tempo de aquisição. Maior densidade de fontes → (SDR);
2. Aquisição convencional de 360 tiros confrontando com duas situações de aquisição Blended:
 - a) 20 tiros Blended contendo 18 disparos. Mesma densidade de fontes. Menor tempo de aquisição → (STR);
 - b) 90 tiros Blended contendo 5 disparos. Maior densidade de fontes – (SDR). Menor tempo de aquisição → (STR)

$$\text{FATOR BLENDED} = \text{STR} \times \text{SDR}$$

3. Aquisição convencional de 600 tiros confrontando com aquisição de 120 tiros Blended contendo 5 disparos aleatórios em cada região. Situação de espaçamento pequeno entre as fontes. A proposta é sugerir qual a densidade de fontes em relação ao tempo de aquisição que possa ser suficiente para o levantamento da região de interesse.

4.2.1 –90 Tiros

a) Aquisição Convencional

A primeira etapa foi feita através do levantamento sísmico por 90 fontes, todas a 30 metros de profundidade, espaçadas de 200m entre si, onde as posições horizontais de disparo começaram em 1450m e terminaram em 18550m.

Foram gerados 90 sismogramas, dos quais, 5 deles, correspondentes às posições de tiro 1450m, 5050m, 9550m, 14050m e 18550m, podem ser vistos na Figura 4.2.3.

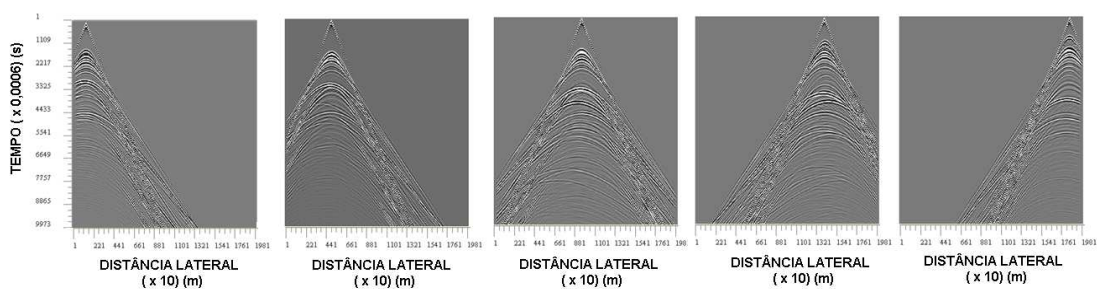


Figura 4.2.3 - Amostra de 5 sismogramas para o modelo Pseudo Marlin, obtidos nas posições de tiro 1450m, 5050m, 9550m, 14050m e 18550m, respectivamente.

Com os registros dos sismogramas foram geradas 90 migrações RTM. A Figura 4.2.4 ilustra o resultado do empilhamento das noventa seções migradas ilustrando a seção final em profundidade. Para a geração dos 90 sismogramas foram necessários 90 tempos de registro, equivalentes a 540 segundos.

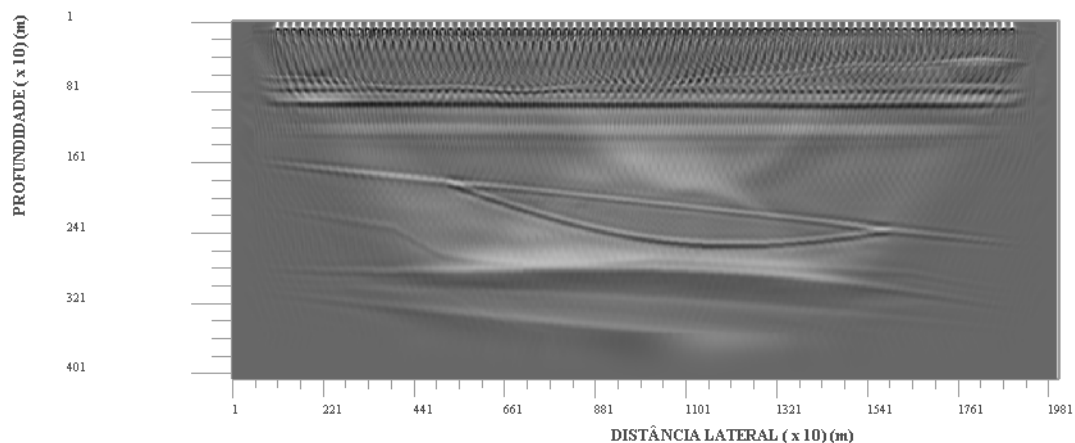


Figura 4.2.4 – Migração Reversa no Tempo a partir do disparo de 90 fontes pelo método convencional de aquisição de dados.

b) Aquisição Blended

Para composição do cenário do aumento da densidade das fontes foi simulada a aquisição de 90 sismogramas de tiro Blended composto cada um de 5 disparos, às mesmas profundidades, num total de 450 fontes. Assim, o tempo de aquisição se iguala ao da aquisição convencional, porém com uma maior quantidade de registros de fontes.

Os pontos de tiro se dividiram por 90 regiões de tiro Blended no modelo, desde 1110m até a posição 18900m, os mesmos da aquisição convencional, às mesmas profundidades e os atrasos foram aleatórios, diferentes em cada região. A Figura 4.2.5 ilustra 9 dos 90 sismogramas de tiros

Blended, nas regiões de tiro 2, 12, 23, 34, 45, 56, 67, 78 e 89 contendo, cada um, o registro de 5 disparos.

Os registros de 90 sismogramas Blended (frente aos 90 gerados na aquisição convencional) geraram 90 migrações reversas no tempo. Em seguida foi feito o empilhamento das seções migradas. A Figura 4.2.6 ilustra o resultado final da seção migrada após o empilhamento.

Na Figura 4.2.6 observa-se que o efeito do *crosstalk* não é tão evidente na parte mais profunda do modelo. No entanto, na parte superior observa-se o efeito da onda direta interferindo na qualidade do imageamento dos primeiros refletores. Além disso, as finas camadas na parte superior provocam uma reverberação do sinal sísmico que, devido às fontes incoerentes, se tornam mais evidenciados.

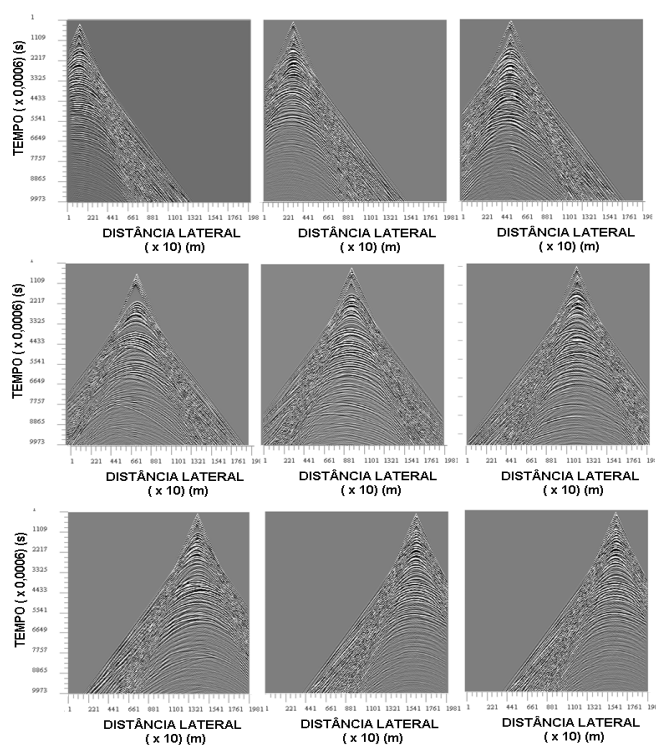


Figura 4.2.5 - Amostra de 9 dos 90 sismogramas Blended para o modelo Pseudo Marlin, obtidos nas regiões 2, 12, 23, 34, 45, 56, 67, 78 e 89. As fontes incoerentes possuem atrasos que se diferem em cada região de tiro.

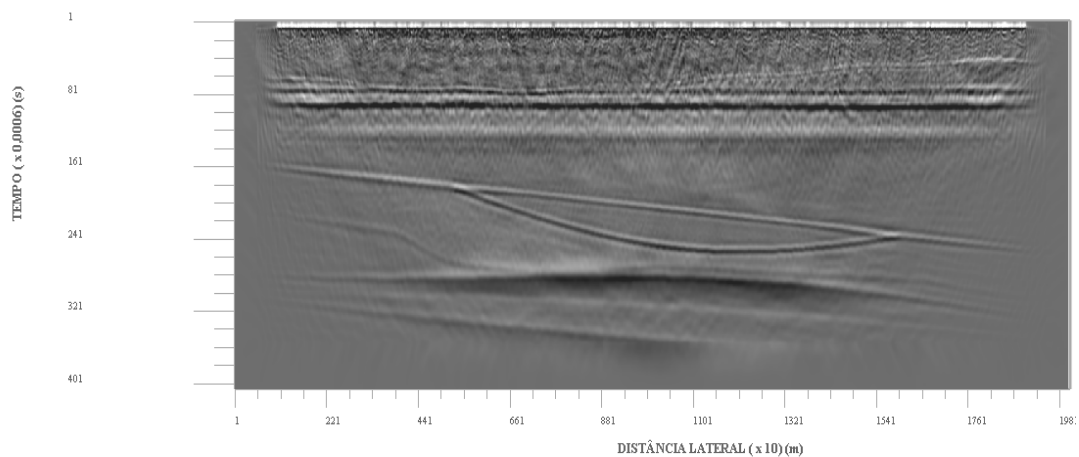


Figura 4.2.6 – Empilhamento de 90 seções migrada por RTM do modelo Pseudo Marlin a partir de 90 tiros Blended com 5 disparos cada.

Na aquisição Blended com 90 tiros o tempo de registro de todas as fontes foi o mesmo da aquisição convencional. Porém, a quantidade de fontes detonadas em Blended foi cinco vezes maior. Conforme a equações 3.6.1 e 3.6.2, tem-se um $STR = 1$ e um $SDR = 5$.

4.2.2 – 360 Tiros convencionais, 20 Tiros Blended (18 disparos) e 90 Tiros Blended (5 disparos).

a) Aquisição Convencional

A primeira etapa foi feita através do levantamento sísmico por 360 fontes todas a 30 metros profundidade, espaçadas de 50m entre si, onde as posições horizontais de disparo começaram em 1030m e terminaram em 18980m.

Foram gerados 360 sismogramas, dos quais, 5 deles, correspondentes às posições de tiro 1480m, 5080m, 9580m, 14080m e 18580m, podem ser vistos na Figura 4.2.7.

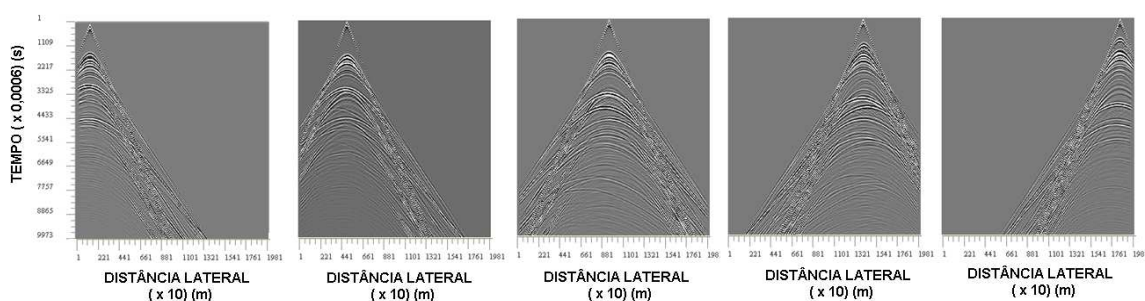


Figura 4.2.7 - Amostra de 5 sismogramas para o modelo Pseudo Marlin, obtidos nas posições de tiro 1480m, 5080m, 9580m, 14080m e 18580m, respectivamente. Cada sismograma é gerado após 1 tempo de registro.

Com os registros dos sismogramas foram geradas 360 migrações RTM. A Figura 4.2.8 ilustra o resultado de empilhamento de todas elas ilustrando a seção final migrada em profundidade. Para a geração dos 360 sismogramas foram necessários 360 tempos de registro que equivalem a 2160 segundos.

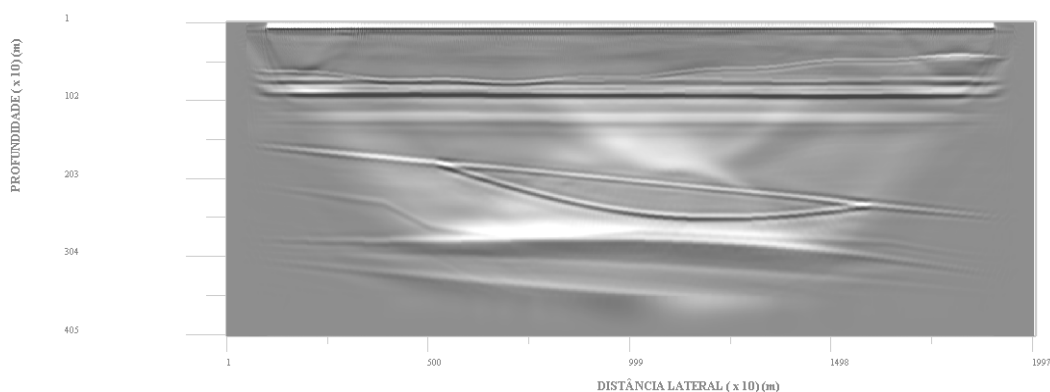


Figura 4.2.8 – Seção sísmica migrada a partir do disparo de 360 fontes pelo método convencional de aquisição de dados.

b) Aquisição Blended

Para composição do cenário foram simuladas duas situações:

1ª situação → aquisição de 20 sismogramas de tiro Blended compostos, cada um, de 18 disparos, num total de 360 fontes;

2ª situação → aquisição de 90 sismogramas de tiro Blended compostos, cada um, de 5 disparos, num total de 450 fontes.

Assim, na primeira situação, a quantidade de registro das fontes se iguala à da aquisição convencional, levando vinte vezes menos o tempo de registro total do levantamento. A ideia, neste caso, é comparar as seções migradas pelos dois métodos propostos de aquisição, quando verificando os índices de STR e SDR.

Já na segunda situação, nem a quantidade de registros e nem o tempo de aquisição serão iguais aos praticados no método convencional. A ideia, neste caso, é comparar as seções migradas pelos dois métodos propostos de aquisição, através do fator Blended.

1ª Situação – 20 tiros Blended com 18 disparos cada

Os pontos de tiro se dividiram pelo modelo desde 1030m até a posição 18980m, os mesmos da aquisição convencional, às mesmas profundidades, por 20 regiões de tiro Blended com 18 disparos cada, onde os atrasos em cada região foram diferentes. A Figura 4.2.9 ilustra 5 dos 20 sismogramas de tiro

Blended, nas regiões de tiro 1, 5, 10, 15 e 20 contendo cada um, o registro de 18 disparos.

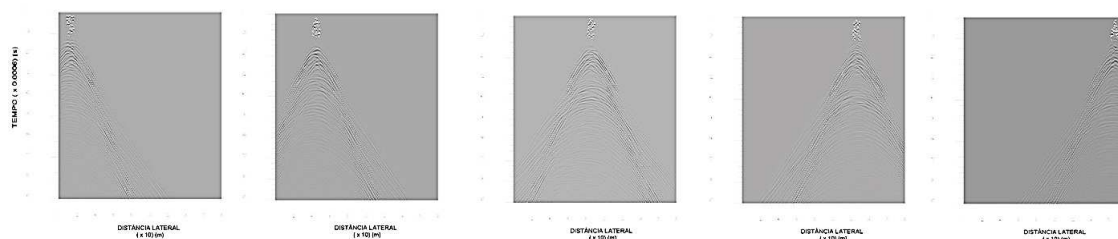


Figura 4.2.9 - Amostra de 5 dos 20 sismogramas Blended para o modelo Pseudo Marlin, obtidos nas regiões 1, 5, 10, 15 e 20. As fontes incoerentes possuem atrasos que se diferem em cada região de tiro.

Os registros dos sismogramas Blended deram origem a 20 migrações RTM. Em seguida, foi feito o empilhamento das seções migradas. A Figura 4.2.10 ilustra o resultado final da seção migrada em profundidade.

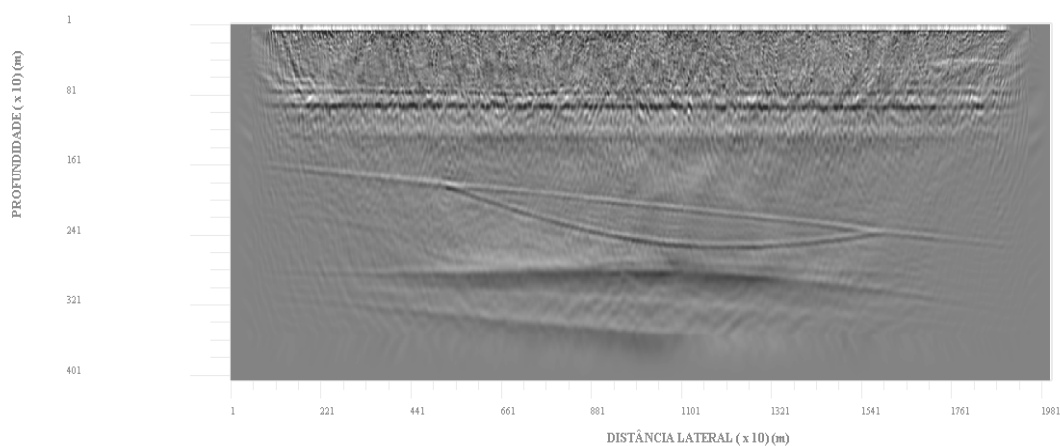


Figura 4.2.10 – Seção sísmica migrada do modelo Pseudo Marlin a partir de 20 tiros Blended com 18 disparos cada.

Na aquisição Blended com 20 tiros o tempo de registro de todas as fontes foi 20 vezes menor que da aquisição convencional. A quantidade de fontes detonadas foi a mesma. Conforme a equações 3.6.1 e 3.6.2, tem-se um $STR = 20$ e um $SDR = 1$.

2ª Situação – 90 tiros Blended com 5 disparos cada

Esta situação de tiros é a mesma apresentada na seção 4.2.1 (b) na qual se encontra o resultado da seção migrada em profundidade. A ideia não é tornar o texto repetitivo, mas, destacar o fator de Blended da Equação 3.6.3:

$$\text{Fator Blended} = \text{SDR} \times \text{STR}$$

Assim, pela quantidade de fontes detonadas nos dois métodos de aquisição, $\text{STR} = 4$ e $\text{SDR} = 1,25$, gerando, de acordo com a equação 3.6.3, uma fator Blended igual a 6.

4.2.3 – 600 Tiros Convencionais e 120 Tiros Blended (5 disparos)

Para encerrar as aplicações dos métodos no modelo Pseudo Marlin serão feitos um maior número de disparos. Como haverá espaçamento pequeno entre as fontes, a proposta é perceber, no caso da aquisição convencional, se haverá melhora significativa na imagem e no caso Blended, como ficará a seção migrada devido à influência do *crosstalk*.

A proposta é perceber uma relação entre a densidade de fontes e o tempo de aquisição que possa ser favorável para o levantamento da região de interesse.

a) Aquisição Convencional

Foi feito o disparo de 600 fontes, todas a 30 metros de profundidade, espaçadas de 30m entre si, onde as posições horizontais de disparo começaram em 1020m e terminaram em 18990m.

Foram gerados 600 sismogramas dos quais 5 deles, correspondentes às posições de tiro 1020m, 5400m, 9960m, 14400m e 18990m podem ser vistos na Figura 4.2.11.

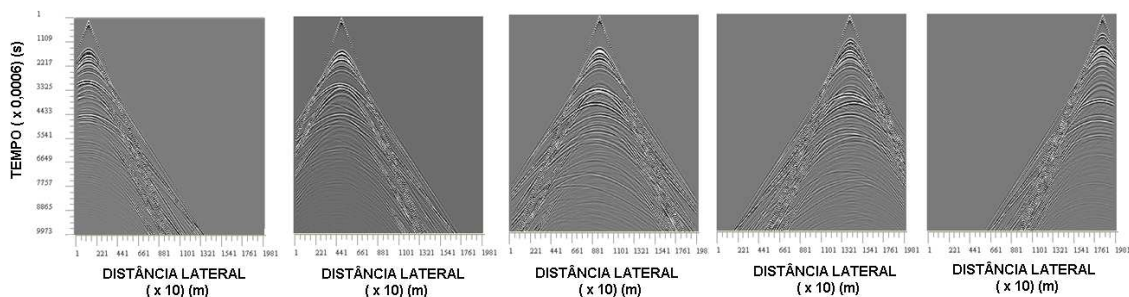


Figura 4.2.11 - Amostra de 5 sismogramas para o modelo Pseudo Marlin, obtidos nas posições de tiro 1020m, 5400m, 9960m, 14400m e 18990m, respectivamente. Cada sismograma é gerado após 1 tempo de registro.

Com os registros dos sismogramas foram geradas 600 migrações RTM levando o equivalente a 6000 segundos. A Figura 4.2.12 ilustra o resultado de empilhamento das migrações ilustrando a seção final migrada em profundidade.

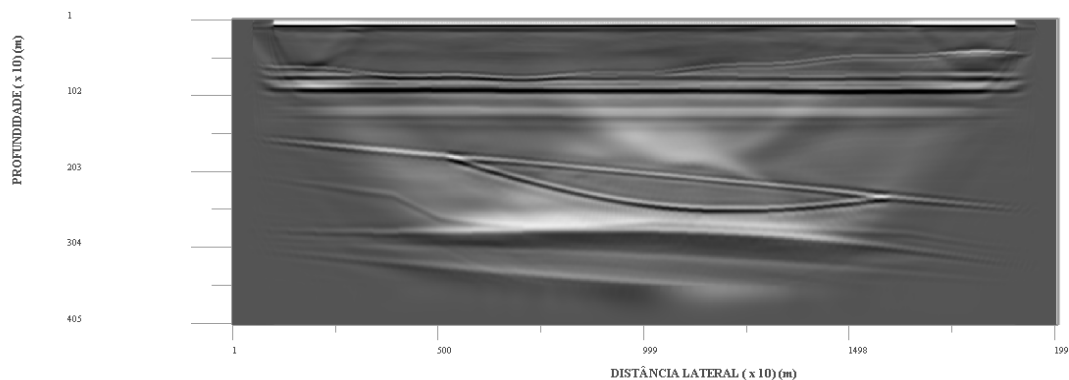


Figura 4.2.12 – Seção sísmica migrada a partir do disparo de 600 fontes pelo método convencional de aquisição de dados.

b) Aquisição Blended

Para composição do cenário do aumento do número de fontes foi simulada a aquisição de 120 sismogramas de tiro Blended composto cada um de 5 disparos, num total de 600 fontes. Assim, a quantidade de registros de fontes se iguala ao da aquisição convencional, porém com o tempo de aquisição cinco vezes menor.

Os pontos de tiro se dividiram por 120 regiões de tiro Blended no modelo, desde 1020m até a posição 18990m, os mesmos da aquisição convencional, às mesmas profundidades, mas aqui os atrasos em cada região foram diferentes.

Os registros de 120 sismogramas Blended geraram 120 migrações RTM. Em seguida foi feito o empilhamento das seções migradas. A Figura 4.2.13 ilustra o resultado final da seção migrada em profundidade.

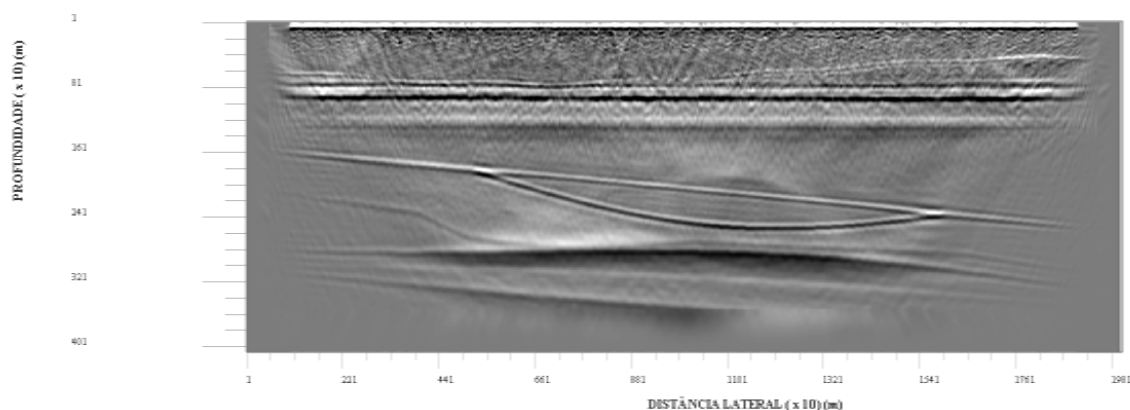


Figura 4.2.13 – Seção sísmica migrada do modelo Pseudo Marlin a partir de 120 tiros Blended com 5 disparos cada.

Na migração final da aquisição Blended observa-se pouca influência de *crosstalk*, que não afetou muito a qualidade da imagem, principalmente se for considerado um tempo total da aquisição 5 vezes menor do que na aquisição convencional. Conforme a equações 3.6.1 e 3.6.2, tem-se um $STR = 5$ e um $SDR = 1$.

4.3 – Modelo Marmousi

Nesta seção serão apresentados os resultados da aplicação da metodologia estudada e apresentada neste trabalho utilizando o modelo Marmousi apresentado por VERSTEEG e GRAU [35]. O modelo Marmousi é um modelo típico da Bacia de Cuanza (Angola) e apresenta uma grande variação lateral de velocidade e uma grande complexidade estrutural (Figura 4.3.1).

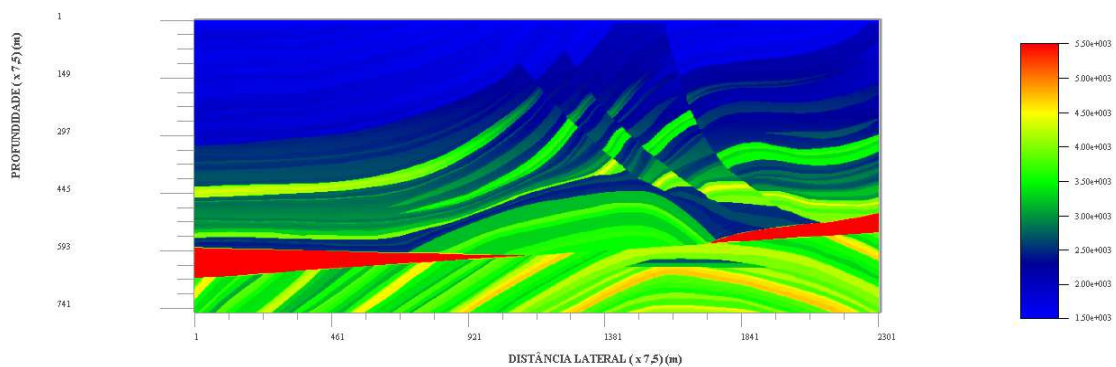


Figura 4.3.1 – Modelo de velocidades acústico Marmousi com extensão de 17257 x 5632 metros de profundidade.

Foram seguidas as etapas tal como na seção anterior para a aplicação da metodologia Blended, utilizando os parâmetros da Tabela 4.3 na modelagem sísmica.

Tabela 4.3 - Parâmetros da modelagem no modelo Marmousi.

Dimensões	Largura	17257 m
	Profundidade	5632 m
Velocidades	Maior Velocidade	5500 m/s
	Menor Velocidade	1500 m/s
Parâmetros de aquisição não convencional	Intervalo de amostragem temporal (Δt)	0,4ms
	Tempo de registro (T_{total})	6 s
	Intervalo de amostragem espacial ($\Delta x = \Delta z = h$)	7,5 m
	Frequência de corte da fonte	40 Hz
Intervalo entre as estações receptoras		7,5 m

Neste modelo de velocidade serão testados os indicadores de desempenho de densidade da fonte (SDR – Equação 3.6.1) e desempenho no tempo de aquisição (STR – equação 3.6.2).

O seguinte cenário foi proposto para esta aplicação:

1. Aquisição convencional de 540 tiros confrontando com a Aquisição Blended de 27 tiros Blended contendo 20 disparos. Mesma densidade de fontes → (SDR). Menos tempo de aquisição → (STR)

4.3.1 – 540 Tiros Convencionais e 27 Tiros Blended (20 disparos)

a) Aquisição Convencional

A primeira etapa será feita através do levantamento sísmico por 540 fontes todas a 22 metros de profundidade, espaçadas de 30m entre si, onde as posições horizontais de disparo começaram em 532m e terminaram em 16702m. Foram gerados 540 sismogramas.

Com os registros dos sismogramas foram geradas 540 migrações. A Figura 4.3.2 ilustra o resultado de empilhamento de todas elas ilustrando a seção final migrada em profundidade. Para a geração dos 540 sismogramas são necessários 540 tempos de registro que equivalem a 3240 segundos.

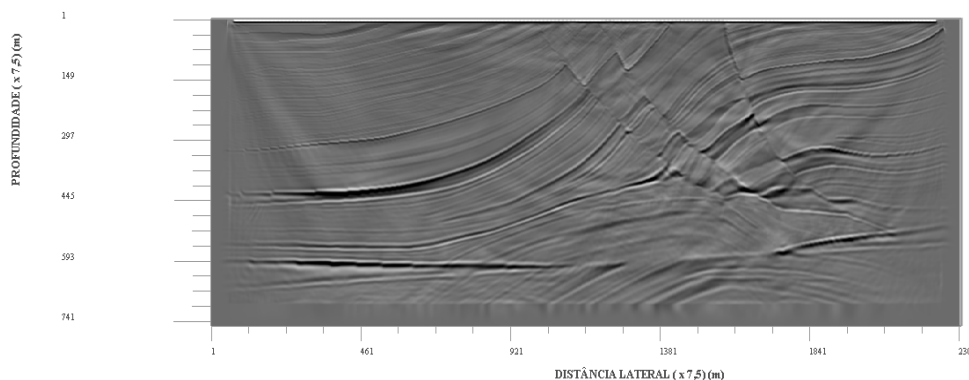


Figura 4.3.2 – Seção sísmica migrada a partir do disparo de 540 fontes pelo método convencional de aquisição de dados.

b) Aquisição Blended

Para composição do cenário foi simulada a seguinte situação: aquisição de 27 sismogramas de tiro Blended compostos, cada um, de 20 disparos, num total de 540 fontes.

Assim, a quantidade de registros é a mesma nos dois métodos, porém o tempo de aquisição no caso Blended é 20 vezes menor que o praticado no método convencional. A ideia, neste caso, é comparar as seções migradas pelos dois métodos propostos de aquisição em um modelo com grande complexidade estrutural no caso do espaçamento entre fontes ser pequeno.

Os pontos de tiro se dividiram pelo modelo desde 532m até a posição 16702m, os mesmos da aquisição convencional, por 27 regiões de tiro Blended onde os atrasos em cada região foram diferentes. A Figura 4.3.3 ilustra 8 dos 27 sismogramas de tiro Blended, nas regiões de tiro 1, 5, 9, 13, 17, 21, 24 e 27 contendo cada um, o registro de 20 disparos.

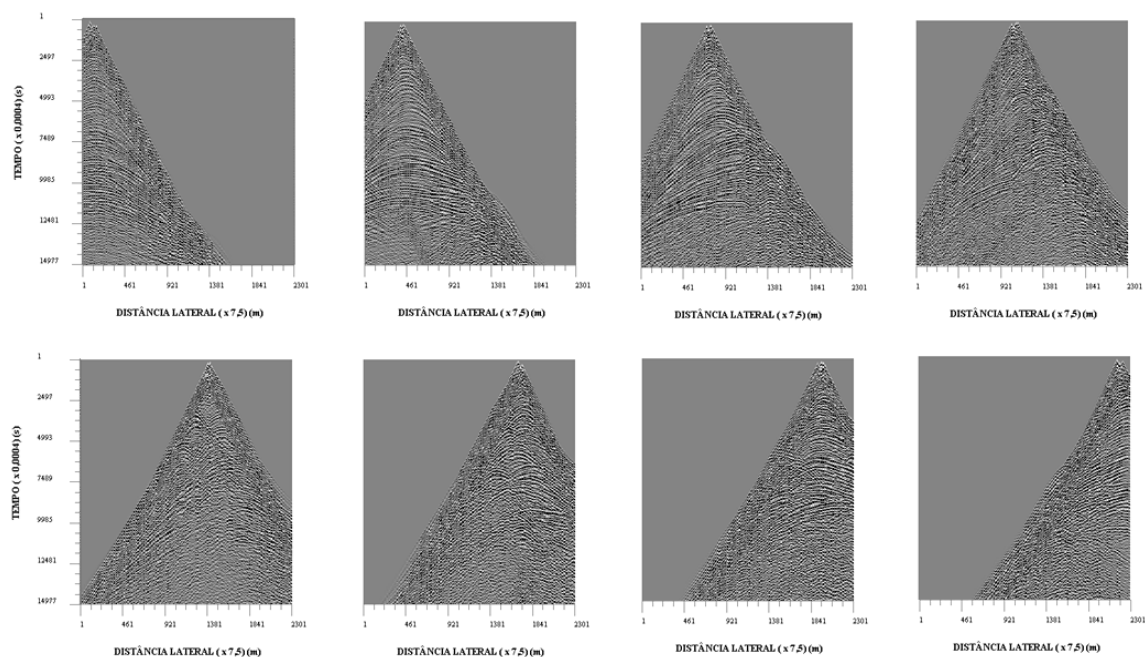


Figura 4.3.3 - Amostra de 8 dos 27 sismogramas Blended para o modelo Marmousi, obtidos nas regiões 1, 5, 9, 13, 17, 21, 24 e 27. As fontes incoerentes possuem atrasos que se diferem em cada região de tiro.

Após a etapa de processamento, os registros dos sismogramas Blended geraram 17 migrações. Em seguida foi feito o empilhamento das seções migradas. A Figura 4.3.4 ilustra o resultado final da seção migrada em profundidade.

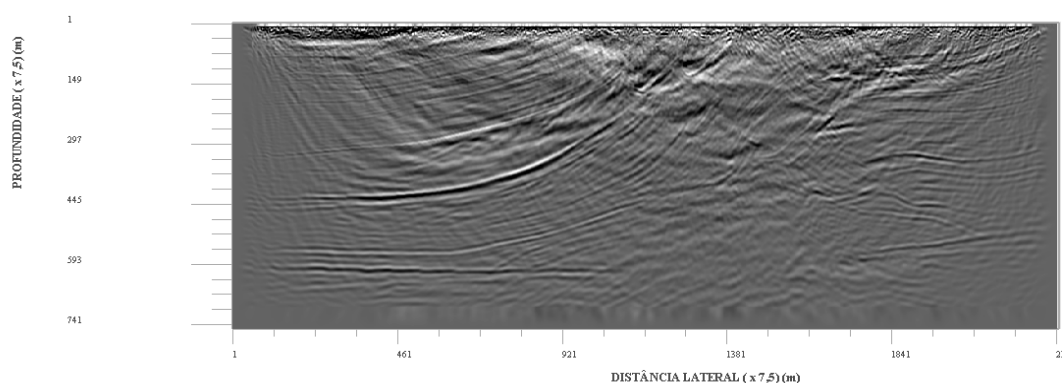


Figura 4.3.4 – Seção sísmica migrada do modelo Marmousi a partir de 27 tiros Blended com 20 disparos cada.

Na aquisição Blended com 27 tiros o tempo de registro de todas as fontes foi 20 vezes menor que o da aquisição convencional. A quantidade de

fontes detonadas foi a mesma. Conforme a equações 3.6.1 e 3.6.2, temos um $STR = 20$ e um $SDR = 1$. Já o Fator Blended vale 20.

Observa-se uma significativa redução de qualidade no imageamento Blended quando comparado com a método convencional para estes parâmetros de aquisição, que pode vir a ser justificado pela economia de tempo de aquisição. Cabe, neste caso, um estudo futuro para implementar uma metodologia Blended que se iguale em qualidade de resultados à aquisição convencional.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Foram implementados computacionalmente em FORTRAN algoritmos para a simulação da aquisição de dados Blended. Foram gerados estratégias de aquisição e códigos para gerar aleatoriedade no tempo de disparo das fontes sísmicas.

Foi utilizado o Método de Diferenças Finitas para a discretização da equação completa da onda com aproximações de quarta ordem para as derivadas espaciais e de segunda para as temporais. Esta equação foi usada tanto nas simulações quanto nas migrações RTM.

O uso da condição de imagem de correlação cruzada se mostrou eficiente na Migração Reversa no Tempo dos dados Blended obtidos nesta dissertação pois apresentou resultados satisfatórios nos modelos de camadas paralelas e Pseudo Marlin.

Os resultados mostraram a eficiência do método de aquisição Blended que se mostrou eficaz na questão de economia de tempo total de aquisição, e nem tanto no aumento da qualidade final da seção migrada e relação ao método convencional de aquisição.

Foram apresentadas diversas situações com diferentes parâmetros de aquisição em três modelos de velocidades.

MODELO CAMADAS PLANO-PARALELAS:

Na aquisição Blended com 17 regiões com 20 pontos de tiros cada, observa-se uma boa qualidade no imageamento, apesar de ainda ser possível identificar a presença de *crosstalk*, no entanto, pode-se perceber claramente que esta interferência já não é tão expressiva quanto nos casos anteriores com 5 e 20 pontos de tiros, o que é um indicativo do aumento da relação sinal/ruído quando se aumenta a quantidade dos disparos. Neste modelo, a aquisição Blended foi obtida com tempo total 17 vezes menor que a aquisição convencional.

MODELO PSEUDO-MARLIN:

Na Figura 4.2.6 observa-se que o efeito do *crosstalk* não é tão evidente na parte mais profunda do modelo. No entanto, na parte superior observa-se o efeito da onda direta interferindo na qualidade do imageamento dos primeiros refletores. Além disso, as finas camadas na parte superior provocam uma reverberação do sinal sísmico que, devido às fontes incoerentes, se tornam ainda mais evidenciados.

Na aquisição Blended com 120 tiros o tempo de registro de todas as fontes foi 5 vezes menor que da aquisição convencional. A quantidade de fontes detonadas foi a mesma. Conforme as equações 3.6.1 e 3.6.2, temos um

STR = 5 e um SDR = 1. Na migração final observa-se pouca influência de *crosstalk*, que não afetou expressivamente a qualidade da imagem, principalmente se for considerada uma aquisição com o tempo total de aquisição 5 vezes menor do que o método convencional.

Comparando-se as Figuras 4.2.6 e 4.2.10, pode-se observar que deve ser buscado um limite da quantidade de tiros Blended, uma vez que as interferências de *crosstalk* não permitem que a melhoria da qualidade da imagem ocorra simplesmente com o aumento do número de fontes, tal como ocorre na aquisição convencional.

MODELO MARMOUSI:

Dada a complexidade deste modelo, com diversas falhas quase verticais, alta variação lateral de velocidade e com o reservatório posicionado em uma região altamente complexa, se faz necessário o uso de técnicas de imageamento eficientes. O resultado encontrado na migração RTM de dados Blended, que apesar de 20 vezes mais rápido, não se mostrou tão preciso quanto aquele do método convencional.

5.2 Trabalhos Futuros

A técnica de aquisição Blended se mostrou eficaz para o imageamento 2D visto nesta dissertação. Uma extensão natural deste trabalho seria a aplicação em aquisição 3D acústica e elástica.

Outras formas inovadoras de aquisição sísmica, tais como *Dual Coil Acquisition*, OBC e Nodes são exemplos de aplicação desta técnica, principalmente quando o objetivo é a redução do tempo de aquisição, pois podem usar diversos navios fontes com disparos aleatórios.

Deve-se buscar uma relação entre quantidades e espaçamento de disparos nas regiões de tiros Blended, visando encontrar uma relação ótima com menor efeito de *crosstalk* e ainda com viabilidade operacional para aquisições reais.

Referências Bibliográficas

- [1] NOLAN, C.J., Symes, W.W., 1996. *Imaging and coherence in complex structure*. Expanded Abstracts, SEG-Exploration-Society of exploration Geophysicists Annual Meeting.
- [2] ZHU, J., Lines, L.R., 1998. *Comparison of kircchoff and reverse-time migration methods with apllications to the pré-stack depht imaging of complex structures*. *Geophysics*, v63, PP. 1166-1176.
- [3] GAZDAG, J., 1978. *Wave equation migration with the phase-shift method*. *Geophisics*, 43, 1342-1351.
- [4] GAZDAG, J e Sguazzero, P., 1984. *Migration of seismic data by phase shift plus interpolation*. *Geophisics*, 49, 124-131.
- [5] FREIRE, R. M. L., 1988. *Migração por mudança de fase em duas etapas*. Tese de doutorado, UFBA, Bahia, Brasil.
- [6] STOFFA, P. L., Fokkema, J.t., Freire, R. M. L. E Kessinger, W.P., 1990. *Split-step Fourier migration*. *Geophysics*, 55, 410-421.
- [7] FIGUEIREDO, N. D., Alves, E;F., Pestana, R., Aldunate, G., 2007. *Migração pré-empilhamento de dados sísmicos*. BP 2004. 10th International Congresso f the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brasil, 19-22 November 2007.
- [8] SILVA, J.J., 2009. *Migração Reversa no tempo na determinação das amplitudes de reflexão em função do ângulo de incidência*. Tese de doutorado, Programa de Engenharia Civil, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- [9] BOECHAT, J. B. T., 2007. *Migração reversa no tempo 3D orientada ao alvo por síntese de frentes de onda*. Programa de Engenharia Civil, COPPE/ UFRJ.

- [10] SILVA, M.W.X., 2009. *Migração reversa no tempo com diferentes condições de imagem*. Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Civil, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- [11] BEASLEY, C. J., R. E. Chambers, and Z. Jiang, 1998. *A new look at simultaneous sources*: 68th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 133–135.
- [12] BERKHOUT, A. J., 2008. *Changing the mindset in seismic data acquisition*: The Leading Edge, 27, 924–938.
- [13] BOSCO, F., 2010. *Detalhes que fazem diferença*. Revista Petroquímica, Edição 323/2010.
- [14] PARKES, G., HEGNA S., 2011. *A marine seismic acquisition system that provides a full 'ghost-free' solution*. 2011 SEG San Antonio, 2011 Annual Meeting
- [15] CUNHA, P. E. M., 1997. *Estratégias eficientes para migração reversa no tempo pré-empilhamento 3-D em profundidade pelo métodos das diferenças finitas*, CPGG/UFBA, Salvador, Brasil - Dissertação de Mestrado.
- [16] FILGUEIRAS, E. C. C. S., 2007. *Extrapolação do campo de ondas para redatumação dos dados registrados em superfície influenciados pela presença dos canyons no assoalho marinho utilizando famílias CFP*. Tese de Mestrado da Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, p. 82-91.
- [17] COSTA, J. L., 2006. *Migração Reversa no Tempo de Super-Sismogramas Visando Objetivos Localizados nos Flancos e Abaixo de Domos Salinos*. Tese de Mestrado da Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, p. 71.
- [18] CLAERBOUT, J.F., 1971. *Toward a Unified Theory of Reflector Mapping*, *Geophysics*, v.36, n.3, pp.467-481.

- [19] SAVA, P., HILL, S.J., 2009. *Overview and classification of wavefield seismic imaging methods*, *The Leading Edge*, pp.170-183.
- [20] BULCÃO, A., 2004. *Modelagem e Migração Reversa no Tempo Empregando Operadores Elásticos e Acústicos*. Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro-RJ, Outubro.
- [21] DUARTE, W.S., 2011. *Uma metodologia para extração de ângulos de reflexão em profundidade utilizando matrizes de tempo de trânsito*. Dissertação de Mestrado, Programa de Engenharia Civil, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- [22] SILVA, J. J., 2002. *Migração Reversa no Tempo: Resolução em Levantamentos Sísmicos Interpoços*. Tese de Mestrado da Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, p.92.
- [23] IKELLE, L., 2007. *Coding and decoding: Seismic data modeling, acquisition and processing*. Presented at 77th Annual International Meeting, SEG.
- [24] IKELLE, L., 2010. *Coding and Decoding: Seismic Data – The concept of multishooting*, Volume 39, Editora Elsevier.
- [25] SANTOS, L. A., SOARES FILHO, D. M., 2007. *Avoiding ocean bottom complexities by using wave equation redatuming*. 10th International Congress of The Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 November 2007.
- [26] VERSTEEG, R., GRAU, G. E., 1991. *The Marmousi experience: Proc. of 1990*. EAGE Workshop on practical aspects of seismic data inversion.
- [27] FICHMAN, S., 2005. *Modelagem Sísmica em Meios Acústicos, Elásticos e Poro-elásticos*. Tese de Mestrado da Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, p.91.

- [28] MUFTI, I. R., 1990. *Large-Scale Three-Dimensional Seismic Models and Their Interpretive Significance*, Geophysics, 55:1166-1182.
- [29] FARIA, E. L., 1986. *Migração Antes do Empilhamento Utilizando Propagação Reversa no Tempo* - PPPG/UFBA - Dissertação de Mestrado.
- [30] REYNOLDS, A. C., 1978. *Boundary Conditions for the Numerical Solution of Wave Propagation Problems*. Geophysics, 43, 1099-1110.
- [31] CERJAN, C., KOSLOFF, D., KOSLOFF, R., RESHEF, M., 1985. *A Nonreflecting Boundary Condition for Discrete Acoustic and Elastic Wave Equation*. Geophysics, 50, 705-708.
- [32] SILVA, B.M., 2006. *Migração RTM, PSPI e SPLIT-STEP de Registros de Múltiplas Fontes: Imageamento Sísmico em Meios com Altos Contrastes de Velocidade* - COPPE/UFRJ - Dissertação de Mestrado.

Apêndice A

Modelagem Computacional

A modelagem sísmica é uma ferramenta bastante utilizada na exploração geofísica. Segundo FICHMAN [27], a modelagem sísmica objetiva:

- Avaliar as possibilidades e limitações do método sísmico;
- Otimizar os parâmetros de aquisição com base no interesse geológico;
- Gerar dados sísmicos sintéticos para a avaliação de novas metodologias de inversão e imageamento;
- Verificar o quanto os modelos sintéticos honram os dados sísmicos de campo, na etapa de interpretação.

Nas seções a seguir, será apresentada a modelagem acústica utilizada para a geração dos dados deste trabalho. Foi utilizado o Método das Diferenças Finitas (MDF) para calcular a solução da equação escalar da onda. Também serão apresentados os critérios para minimizar a dispersão e a instabilidade numéricas, além das condições de contorno (bordas não-reflexivas) aplicadas.

A.1 - A Equação Acústica da Onda 2D

Assumindo que a Terra se comporta como um meio acústico, é possível simular a propagação das ondas utilizando uma equação bidimensional representando o comportamento do campo acústico com variações no espaço e no tempo, considerando a densidade constante. Esta equação é denominada por equação acústica da onda e pode ser deduzida com base na teoria da elasticidade, onde a lei de Hooke estabelece uma relação entre pressão e variação volumétrica.

$$P = -k(\nabla \cdot \mathbf{u}) \quad (\text{A. 1})$$

onde:

- $P = P(x, z, t)$ é a variação de pressão em relação à pressão do ambiente;
- $k = k(x, z)$ é módulo de elasticidade do meio e
- $\mathbf{u} = \mathbf{u}(x, z, t)$ é o vetor deslocamento da partícula.
- ∇ é o operador divergente

Pode-se relacionar a variação da pressão com a aceleração da partícula através da segunda lei de Newton:

$$\rho \frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{u} = -\nabla P, \quad (\text{A. 2})$$

onde:

- $\rho = \rho(x, z, t)$ é a densidade do meio.

Derivando a Equação (A.1) duas vezes em relação ao tempo, considerando k constante tem-se:

$$\frac{\partial^2}{\partial t^2} P = -k \left[\nabla \cdot \left(\frac{\partial^2}{\partial t^2} \mathbf{u} \right) \right]. \quad (\text{A. 3})$$

Substituindo a segunda lei de Newton (A.2) na Equação (A.3), tem-se:

$$\frac{\partial^2}{\partial t^2} P = k \left[\nabla \left(\frac{1}{\rho} \right) \cdot \nabla \rho + \frac{1}{\rho} \nabla \cdot \nabla P \right]. \quad (\text{A. 4})$$

De acordo com a lei de Leibniz, o gradiente de $1/\rho$ é dado por:

$$\nabla \left(\frac{1}{\rho} \right) = -\frac{\nabla \rho}{\rho^2}. \quad (\text{A. 6})$$

Substituindo a Equação (A.6) na expressão (A.4) e fazendo o módulo de elasticidade $k=\rho v^2$, onde v é a velocidade de propagação da onda acústica do meio, temos:

$$\frac{1}{v^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} P = \left[-\frac{\nabla \rho}{\rho} \cdot \nabla P + \nabla \cdot \nabla P \right]. \quad (\text{A. 7})$$

Visto que $\nabla \cdot \nabla P = \nabla^2 P$, é possível substituir em (A.7) e reorganizar, de modo a obter:

$$\nabla^2 P - \frac{1}{\rho} \nabla \rho \nabla P = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} P. \quad (\text{A. 8})$$

Considerando a densidade constante, o segundo termo da Equação (A.8) torna-se nulo. Assim obtém-se a equação acústica da onda com densidade constante:

$$\nabla^2 P = \frac{1}{v^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} P, \quad (\text{A.9})$$

ou com o laplaciano desenvolvido em duas dimensões:

$$\frac{1}{v^2} \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial z^2}. \quad (\text{A.10})$$

Desta forma, acrescida de uma fonte para gerar pulsos sísmicos, a equação A.10 será discretizada por diferenças finitas, o que permitirá a simulação da propagação do campo de pressão em um modelo de velocidades numérico.

A.2 - Discretização pelo Método das Diferenças Finitas

A vantagem na utilização de esquemas envolvendo o MDF consiste que tais esquemas são comparativamente econômicos em relação a outros métodos numéricos na montagem do sistema linear de equações algébricas resultante, devido à simplicidade das operações envolvidas [20]. Este método, baseado na aproximação de derivadas por diferenças finitas, calcula sucessivas soluções para a equação da onda (A.10) em diferentes tempos e posições, simulando a propagação do campo.

$$\frac{\partial f}{\partial x} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} \frac{\Delta f}{\Delta x} \Rightarrow \frac{\partial f}{\partial x} \cong \frac{\Delta f}{\Delta x}. \quad (\text{A.11})$$

Foi utilizada uma malha numérica com espaçamentos regulares Δx e Δz :

$$\begin{cases} x = i\Delta x, i = 1, 2, 3, \dots, Nx \\ z = k\Delta z, k = 1, 2, 3 \dots Nz \end{cases}$$

A partir desta notação, o modelo é analisado como meio discreto, possuindo Nx pontos na direção x e Nz pontos na direção z .

Para realizar operações nesta malha foi utilizado o *método das diferenças finitas centrais* $\left(\left[\frac{df}{dx} \right]_{x=i} = \frac{1}{\Delta x} (f_{i+1} - f_{i-1}) \right)$, no qual o cálculo no ponto depende de valores anteriores e posteriores. Inicialmente o valor do campo de onda na malha é nulo. Após a aplicação de uma fonte impulsiva em um dado ponto da malha, esta gera valores de propagação no campo de ondas em intervalos de tempo regulares ($n, n+1, n+2, \dots$).

A partir destas considerações é possível reescrever o campo de onda e a fonte impulsiva em uma notação de termos discretos:

$$\begin{cases} P(x, z, t) = P_{i,k}^n \\ f(t) = f_n \end{cases} \quad n = 0, 1, 2, 3, \dots, N_t; \quad i = 1, \dots, Nx; \quad z = 1, \dots, Nz, \quad (\text{A.12})$$

onde $f(t)$ é a fonte e Nt é

Para resolver a equação diferencial parcial da onda é necessário impor certas condições iniciais e de contorno para o problema. Nesta modelagem, assume-se como condição inicial que tanto o campo de ondas quanto sua primeira derivada temporal sejam nulos para o tempo inicial $n=0$.

$$\left. \begin{array}{l} P_{i,k}^0 = 0 \\ \left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_{i,k}^0 = 0 \end{array} \right\} 1 \leq i \leq Nx; 1 \leq k \leq Nz. \quad (\text{A.13})$$

As condições de contorno serão apresentadas mais adiante.

A partir da expansão e truncamento da série de Taylor é possível obter os operadores de diferenças finitas espaciais e temporal. Considerou-se uma aproximação de quarta ordem para as derivadas espaciais e segunda ordem para a derivada temporal.

A.2.1 - Operadores Espaciais e Temporal

A seguir são descritas as etapas para obtenção dos operadores espaciais e temporal necessários para a discretização da equação acústica da onda em duas dimensões.

A Série de Taylor para uma função genérica $F(x)$ em torno do ponto x (diferenças centrais) para uma malha intercalada, é dada por:

$$\begin{aligned}
F(x \pm \alpha \Delta x) = & F(x) \pm (\alpha \Delta x) \frac{\partial F(x)}{\partial x} + \frac{1}{2!} (\alpha \Delta x)^2 \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x^2} \pm \frac{1}{3!} (\alpha \Delta x)^3 \frac{\partial^3 F(x)}{\partial x^3} \\
& + \frac{1}{4!} (\alpha \Delta x)^4 \frac{\partial^4 F(x)}{\partial x^4} \pm \frac{1}{5!} (\alpha \Delta x)^5 \frac{\partial^5 F(x)}{\partial x^5} + O[(\Delta x)^6]
\end{aligned}
\tag{A.14}$$

No *método* das diferenças finitas centrais, o cálculo no ponto desejado depende do valor anterior e posterior ao mesmo. No caso de uma aproximação de 4ª Ordem, necessita-se de quatro pontos (Figura A1):

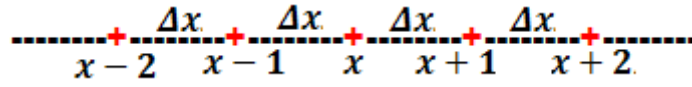


Figura A.1 – Esquema de representação de pontos antes e depois do ponto central

Logo, tem-se $\alpha = 1, 2$.

Deseja-se obter uma representação da derivada segunda para os termos da equação acústica da onda. Para tal realização, é necessário manipular a equação A.14 da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
F(x + \alpha \Delta x) + F(x - \alpha \Delta x) = & 2F(x) + \frac{2}{2!} (\alpha \Delta x)^2 \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x^2} + \frac{2}{4!} (\alpha \Delta x)^4 \frac{\partial^4 F(x)}{\partial x^4} + \\
& O[(\Delta x)^6]
\end{aligned}
\tag{A.15}$$

onde se tem:

$$\begin{aligned}
A = & F(x + 1\Delta x) + F(x - 1\Delta x) \\
= & 2F(x) + \frac{2}{2!} (1\Delta x)^2 \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x^2} + \frac{2}{4!} (1\Delta x)^4 \frac{\partial^4 F(x)}{\partial x^4} + O[(\Delta x)^6]
\end{aligned}$$

(A.16)

$$\begin{aligned}
B &= F(x + 2\Delta x) + F(x - 2\Delta x) \\
&= 2F(x) + \frac{2}{2!}(2\Delta x)^2 \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x^2} + \frac{2}{4!}(2\Delta x)^4 \frac{\partial^4 F(x)}{\partial x^4} + O[(\Delta x)^6]
\end{aligned}
\tag{A.17}$$

Multiplicando a Equação (A.16) por 16 e subtraindo este resultado na equação (A.17), tem-se:

$$\begin{aligned}
16[F(x + 1\Delta x) + F(x - 1\Delta x)] - [F(x + 2\Delta x) + F(x - 2\Delta x)] \\
= 30F(x) + 12(\Delta x)^2 \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x^2} + O[(\Delta x)^6]
\end{aligned}
\tag{A.18}$$

Isolando a segunda derivada de $F(x)$ em relação à x , obtém-se:

$$\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x^2} = \left[\frac{-F(x - 2\Delta x) + 16F(x - 1\Delta x) - 30F(x) + 16F(x + 1\Delta x) - F(x + 2\Delta x)}{12(\Delta x)^2} \right] + O[(\Delta x)^4]
\tag{A.19}$$

Esta equação representa a aproximação da derivada segunda, em quarta ordem pelo Método das Diferenças Finitas. O termo $O[(\Delta x)^4]$ é uma representação do erro cometido no cálculo da aproximação.

Para obter a aproximação da derivada segunda em segunda ordem de precisão, basta considerar a equação $(F(x + 1\Delta x) + F(x - 1\Delta x))$ e isolar a derivada segunda, truncando-a no termo $O[(\Delta x)^2]$:

$$\frac{\partial^2 F(x)}{\partial x^2} = \left[\frac{F(x + \Delta x) - 2F(x) + F(x - \Delta x)}{(\Delta x)^2} \right] + O[(\Delta x)^2] \quad (\text{A.20})$$

Ao eliminar os termos correspondentes aos erros de aproximação ($O[(\Delta x)^4]$ para as derivadas espaciais e $O[(\Delta x)^2]$ para a derivada temporal), estas equações podem ser reescritas em função dos termos discretos:

$$(P_{xx})_{i,k}^n = \frac{1}{12(\Delta x)^2} [-P_{i-2,k}^n + 16(P_{i-1,k}^n + P_{i+1,k}^n) - 30P_{i,k}^n - P_{i+2,k}^n] \quad (\text{A.21})$$

$$(P_{zz})_{i,k}^n = \frac{1}{12(\Delta z)^2} [-P_{i,k-2}^n + 16(P_{i,k-1}^n + P_{i,k+1}^n) - 30P_{i,k}^n - P_{i,k+2}^n] \quad (\text{A.22})$$

$$(P_{tt})_{i,k}^n = \frac{1}{(\Delta t)^2} [P_{i,k}^{n-1} - 2P_{i,k}^n + P_{i,k}^{n+1}] \quad (\text{A.23})$$

A partir desta nova notação, torna-se possível simular a propagação do campo de onda em todos os tempos e pontos da malha numérica.

A.2.2 - A Equação da Onda Acústica 2D Discretizada

Substituindo os operadores espaciais (Equações (A.21) e (A.22) e o operador temporal (Equação (A.23) na Equação (A.10) e isolando o termo $P_{i,k}^{n+1}$ obtém-se o seguinte operador acústico:

$$\begin{aligned}
P_{i,k}^{n+1} = & \frac{1}{12} \left[\left(V_{i,k} \frac{\Delta t}{\Delta x} \right)^2 [P_{i-2,k}^n - 16(P_{i-1,k}^n + P_{i+1,k}^n) + 30P_{i,k}^n + P_{i+2,k}^n] \right. \\
& \left. + \left(V_{i,k} \frac{\Delta t}{\Delta z} \right)^2 [P_{i,k-2}^n - 16(P_{i,k-1}^n + P_{i,k+1}^n) + 30P_{i,k}^n + P_{i,k+2}^n] \right] \\
& + 2P_{i,k}^n - P_{i,k}^{n-1} + f^n \delta(i - i_f) \delta(k - k_f),
\end{aligned} \tag{A.24}$$

onde:

➤ $P_{i,k}^{n-1}$ representa o campo no instante anterior, $P_{i,k}^n$ o instante presente e $P_{i,k}^{n+1}$ representa no instante posterior.

Neste trabalho, a malha utilizada foi considerada regular ($\Delta x = \Delta z = h$).

Portanto, a Equação (A.24) pode ser simplificada para:

$$\begin{aligned}
P_{i,k}^{n+1} = & \frac{1}{12} A_{i,k} \left[[P_{i-2,k}^n + P_{i+2,k}^n + P_{i,k-2}^n + P_{i,k+2}^n \right. \\
& \left. - 16(P_{i-1,k}^n + P_{i+1,k}^n + P_{i,k-1}^n + P_{i,k+1}^n) + 60P_{i,k}^n] \right] + 2P_{i,k}^n - P_{i,k}^{n-1} \\
& + f^n \delta(i - i_f) \delta(k - k_f),
\end{aligned} \tag{A.25}$$

onde:

$$A_{i,k} = \left(\frac{V_{i,k} \Delta t}{h} \right)^2. \tag{A.26}$$

A.3 - O Termo Fonte

Uma fonte sísmica real usa a energia gerada por fontes de impulsos ou vibratória. No levantamento terrestre esta energia é comumente gerada por dinamites ou por caminhões vibradores que transmitem à Terra pulsos nas direções verticais e horizontais. No caso marítimo, usam-se geralmente canhões de ar comprimido.

Nas modelagens numéricas o termo fonte empregado para simular as fontes sísmicas utilizadas na Geofísica é uma função matemática que apresenta determinada variação ao longo do tempo. O termo fonte, expresso por tal função deve ser prescrito na equação diferencial que rege o problema da propagação de ondas sísmicas [20]. Mas, para simular a propagação do campo de onda, é necessário fazer algumas considerações a respeito da fonte, para que a mesma possa contemplar, de maneira adequada, os efeitos de uma fonte real [17]:

- A função fonte deve ser limitada no domínio da frequência, (ou seja, possuir valores não nulos em apenas uma determinada região do seu domínio) para ser possível controlar a frequência máxima ao qual o modelo numérico está sujeito, chamada de frequência de corte. Esta frequência influencia no grau de refinamento da discretização empregada para a simulação numérica;
- A função fonte deve ser limitada no domínio do tempo com o intuito de simular uma fonte sísmica explosiva.

Para a simulação da fonte sísmica, foi utilizada a derivada segunda da função Gaussiana, proposta por CUNHA [15] que é dada pela seguinte expressão matemática:

$$f(t) = [1 - 2\pi(\pi f_c t)^2]e^{-\pi(\pi f_c t)^2} \quad (\text{A.27})$$

onde:

- t representa o tempo;
- f_c é a frequência central, que está relacionada com a frequência de corte da fonte sísmica por:

$$f_{corte} = 3\sqrt{\pi}f_c \quad (\text{A.28})$$

A discretização da função fonte deve ser analisada de forma especial para que haja somente valores não nulos da mesma para $t > 0$. Para tal, a função fonte será discretizada considerando-se:

$$t = (n - 1)\Delta t - TF \quad (\text{A.29})$$

no qual:

- n é o passo de tempo do algoritmo;
- Δt é o incremento temporal e
- TF é o período da função Gaussiana dado por:

$$TF = \frac{2\sqrt{\pi}}{f_c} \quad (\text{A.30})$$

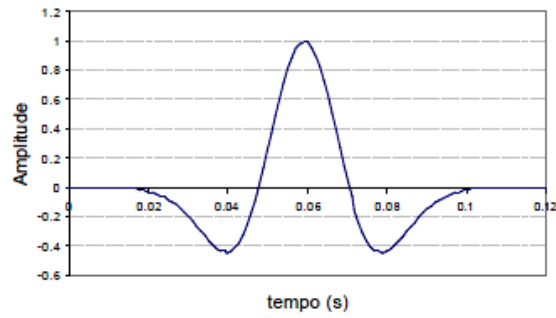


Figura A.2 - Derivada segunda da Gaussiana para uma frequência de corte de 60 Hz. Extraído de BULCÃO [20].

A transformada de Fourier da expressão $f(t)$ é dada por:

$$F(f) = \frac{2f^2}{\pi^2 f_c^3} e^{\frac{-f^2}{f_c^2}} \quad (\text{A.31})$$

Nas Figuras A.2 e A.3 encontram-se representadas a função da fonte sísmica expressa pela derivada segunda da Gaussiana e a correspondente transformada de Fourier para o caso em que a frequência de corte corresponde a 60 Hz.

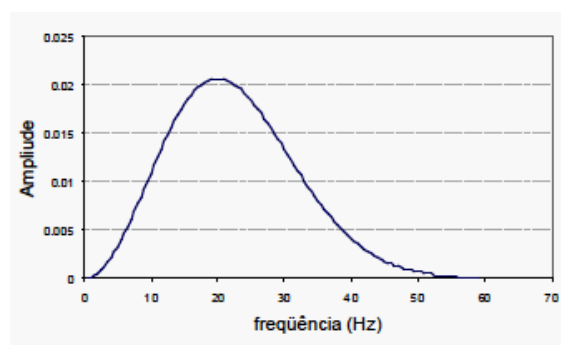


Figura A.3 - Transformada de Fourier para uma frequência de corte de 60Hz. Extraído de BULCÃO [20].

A.4 - Dispersão e Estabilidade Numérica

Todo método que manipula aproximações possui um erro intrínseco aos seus cálculos. Portanto, isto também se aplica ao Método das Diferenças Finitas (MDF). Para analisar como esse erro nos cálculos pode influenciar no resultado final da modelagem, deve ser realizada uma avaliação da relação existente entre as velocidades do modelo, os intervalos espaciais ($\Delta x, \Delta z$) e temporal (Δt) e entre as frequências da onda em propagação.

A dispersão numérica pode ser compreendida como a variação na velocidade de acordo com a dimensão da malha. Este problema se manifesta como oscilações temporais do pulso sísmico. MUFTI [28] relacionou o comprimento da malha, velocidade e frequência para estabelecer um termo que fosse capaz de minimizar a dispersão numérica:

$$\Delta D \leq \frac{V_{min}}{\alpha \cdot f}, \quad (A.32)$$

onde,

- $\Delta D = \max \{\Delta x, \Delta z\}$;
- V_{min} é a menor velocidade de propagação registrada no modelo;
- f é a frequência máxima do pacote de ondas programado;
- α é o número mínimo de amostras por comprimento de onda (empiricamente, o valor ótimo encontrado foi $\alpha = 5$, conforme pode ser visto em FARIA [29]).

Para a malha com espaçamento regular ($\Delta x = \Delta z = h$), a expressão (A.32) pode ser simplificada para:

$$h \leq \frac{V_{min}}{\alpha \cdot f}. \quad (A.33)$$

A estabilidade numérica de um algoritmo, esta relacionada com as soluções numéricas e analíticas. No caso da equação da onda, se durante todo o instante de propagação do campo esta diferença for limitada, então, isso significa que o algoritmo é numericamente estável. A condição de estabilidade numérica foi definida por MUFTI [28] como:

$$\Delta t = \frac{\Delta d}{\beta \cdot V_{max}}, \quad (A.34)$$

onde,

- $\Delta d = \min \{\Delta x, \Delta z\}$;
- V_{max} é a máxima velocidade registrada no modelo;
- β é o número mínimo necessário de amostras por comprimento de onda (empiricamente, o valor ótimo encontrado foi $\beta = 5$, conforme pode ser visto em FARIA [29]).

Para a malha com espaçamento regular ($\Delta x = \Delta z = h$), a expressão (A.34) pode ser reescrita como:

$$\Delta t = \frac{h}{\beta \cdot V_{max}}. \quad (A.35)$$

O processo de modelagem numérica pode ser controlado pela estabilidade do algoritmo. Caso o algoritmo se torne numericamente instável, o problema jamais convergirá para uma solução efetiva.

A.5- Condições de Contorno para as Bordas

Os problemas de propagação de onda são normalmente resolvidos para um meio infinito, mas devido ao núcleo finito dos computadores a solução por diferenças finitas só pode ser obtida para um número finito de pontos, portanto é necessária a introdução de limites para obter um modelo finito. A introdução desses indesejados limites nos modelos atualmente em uso provoca a reflexão das ondas a partir das bordas, enquanto que no processo físico real de interesse, as ondas passam através desses limites sem reflexão [30].

Nos problemas de propagação de ondas, caso não se empregue nenhuma técnica especial para se considerar domínios infinitos (ou semi-inifinitos) as bordas da discretização devem estar suficientemente distantes, de forma que, as ondas refletidas nestas bordas artificiais não atinjam a região de interesse no intervalo de tempo considerado. Ressalta-se que, este procedimento, além de não ser adequando para análises no domínio da frequência, tem um custo elevado em análises bidimensionais (2D) no domínio

do tempo e, na maioria dos casos, é proibitivo em simulações tridimensionais (3D) [20].

Visto que o uso destes limites não podem ser evitados na geração de sismogramas sintéticos em diferenças finitas, deve-se buscar condições de contorno que reduzam as reflexões de borda [30].

Serão utilizados dois esquemas na tentativa de eliminar tais ondas refletidas nas bordas artificiais do modelo:

- Condição de contorno não-reflexiva [30], conceito bastante usado na modelagem numérica; e
- Zona de amortecimento [31], região de atenuação numérica.

Normalmente na modelagem sísmica de superfície, o topo do modelo é considerado livre, isto é, uma borda reflexiva, pois há um intenso contraste entre a velocidade da onda no ar e a velocidade no meio [22].

A.5.1 - Bordas não Reflexivas

Utiliza-se como condição de contorno não-reflexiva a condição proposta por REYNOLDS [30] para o caso acústico, que está baseada na hipótese de que os limites dos modelos estão suficientemente distantes da fonte sísmica de forma que as frentes de ondas nestes pontos podem ser consideradas ondas planas.

A equação acústica da onda bidimensional é dada por:

$$\frac{1}{v^2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \Rightarrow \left(\frac{1}{v^2} \frac{\partial^2}{\partial t^2} - \frac{\partial^2}{\partial x^2} - \frac{\partial^2}{\partial z^2} \right) P(x, z, t) = 0 \quad (\text{A.36})$$

Fatorando o operador diferencial da equação acústica da onda bidimensional, tem-se:

$$\left(\frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} - \frac{\partial}{\partial z} \right) \left(\frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial z} \right) P(x, z, t) - 2 \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial x \partial z} = 0 \quad (\text{A.37})$$

então, se a propagação é na direção horizontal, tem-se:

$$\frac{\partial P}{\partial z} = \frac{\partial^2 P}{\partial x \partial z} = 0 \quad (\text{A.38})$$

logo,

$$\left(\frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \right) \left(\frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \right) P(x, z, t) = 0 \quad (\text{A.39})$$

Se o produto dos dois termos da equação é zero, então cada um dos termos pode ser zero. Se o sentido da propagação é dado pelo sinal da equação [(+) para direita e (-) para esquerda], podem-se escrever os operadores do campo de onda nas bordas da direita, esquerda respectivamente, sendo:

$$\left(\frac{\partial}{\partial x} + \frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t} \right) P(x, z, t) = 0 \quad (\text{A.40})$$

$$\left(\frac{\partial}{\partial x} - \frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t}\right) P(x, z, t) = 0 \quad (\text{A.41})$$

Agora se P for considerado sendo uma onda plana viajando da esquerda para direita:

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial^2 P}{\partial x \partial z} = 0 \quad (\text{A.42})$$

logo,

$$\left(\frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial z}\right) \left(\frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial z}\right) P(x, z, t) = 0 \quad (\text{A.43})$$

Se o produto dos dois termos da equação é zero, então cada um dos termos pode ser zero. Se o sentido da propagação é dado pelo sinal da equação [(+) para baixo e (-) para cima], podem-se escrever os operadores do campo de onda nas bordas da base e do topo respectivamente, sendo:

$$\left(\frac{\partial}{\partial z} + \frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t}\right) P(x, z, t) = 0 \quad (\text{A.44})$$

$$\left(\frac{\partial}{\partial z} - \frac{1}{v} \frac{\partial}{\partial t}\right) P(x, z, t) = 0 \quad (\text{A.45})$$

As mesmas podem ser representadas de forma discreta pelo Método das diferenças Finitas com aproximação de 1º Ordem da seguinte forma:

➤ Borda Esquerda

$$P_{N_x,k}^{n+1} = P_{N_x,j}^n - \frac{v\Delta t}{\Delta x} (P_{2,k}^n - P_{1-1,k}^n) \quad (\text{A.46})$$

➤ Borda Direita

$$P_{1,k}^{n+1} = P_{1,j}^n + \frac{v\Delta t}{\Delta x} (P_{N_x,k}^n - P_{N_x-1,k}^n) \quad (\text{A.47})$$

➤ Borda Inferior

$$P_{i,N_z}^{n+1} = P_{i,N_z}^n - \frac{v\Delta t}{\Delta z} (P_{i,N_z}^n - P_{i,N_z-1}^n) \quad (\text{A.48})$$

➤ Borda Superior

$$P_{i,N_z}^{n+1} = P_{i,N_z}^n + \frac{v\Delta t}{\Delta z} (P_{i,N_z}^n - P_{i,N_z-1}^n) \quad (\text{A.49})$$

A.5.2 - Zonas de Amortecimento

Além da utilização dos operadores definidos acima, foi acrescentada ao modelo uma zona de amortecimento numérico que minimiza gradualmente a amplitude da onda sobre uma região da malha próxima das bordas, o que é chamado de método caixa de areia.

A ideia é reduzir a amplitude das ondas artificialmente refletidas lenta e gradativamente através da multiplicação de um fator de absorção exponencial

$W(k)$ que aumenta em direção às bordas do modelo a partir de um determinado ponto da malha (Na), de modo que ao atingir o ultimo ponto da coluna/linha da malha a amplitude se torne destrutiva (Figura A.4).

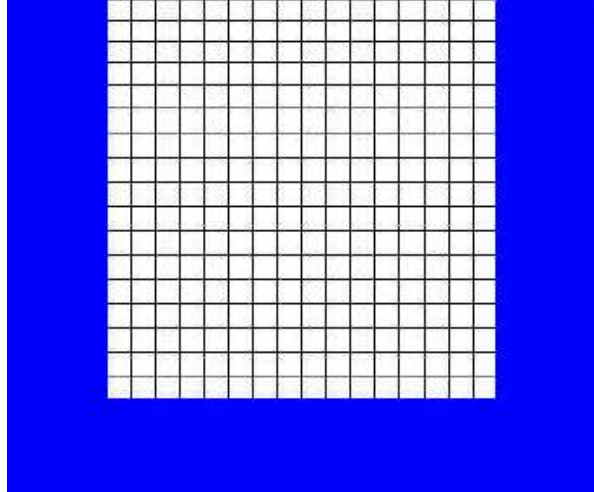


Figura A.4 - Ilustração da camada de amortecimento introduzida por CERJAN *et al.* [31].

Primeiramente, são definidas as áreas com largura Na nas faces do modelo, que atuarão como regiões absorvedoras de energia. Quando o campo de onda se propagar em direção às bordas e atingir a região especificada, o termo atenuador amortecerá esse campo de onda, reduzindo sua amplitude.

Para o lado esquerdo do modelo temos $0 \leq k \leq Na$, onde Na é um número que representa a quantidade de pontos para dentro da malha.

A função peso apresentada por Cerjan utilizada neste trabalho foi:

$$W(k) = \exp[-[fat(Na - k)]^2] \quad (A.50)$$

onde:

- w é o fator multiplicativo para atenuar o campo de pressão;
- fat é o fator de amortecimento - o valor utilizado foi de 0,0025 [32];
- N_a é o número de pontos da malha para a camada de amortecimento; e
- k é o número do nó da malha para o lado esquerdo e corresponde a posição x do grid.

O índice k pode ser alterado para se ajustar ao lado do modelo a que se aplica. Os pesos são aplicados a todos os nós da malha dentro da região delimitada por N_a (SILVA [22]).