

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GRADUAÇÃO EM GEOFÍSICA

RODRIGO DE PAIVA FERRO

**PROCESSAMENTO 3D NA BACIA DO ESPÍRITO SANTO:
ETAPAS E RESULTADOS**

**NITERÓI
2010**

RODRIGO DE PAIVA FERRO

**PROCESSAMENTO 3D NA BACIA DO ESPIRITO SANTO:
ETAPAS E RESULTADOS**

**Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Programa de Graduação
em Geofísica da Universidade Federal
Fluminense como requisito para
obtenção do título de Graduado.**

Orientador: Rogério de Araujo Santos

**NITERÓI
2010**

F395

Ferro, Rodrigo de Paiva

Processamento 3D na Bacia do Espírito Santo: etapas e resultados / Rodrigo de Paiva Ferro. – Niterói : [s.n.], 2010.
76 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) –
Universidade Federal Fluminense, 2010.

1.Sísmica de reflexão. 2.Bacia do Espírito Santo.
3.Processamento sísmico. I.Título.

CDD 622.1592

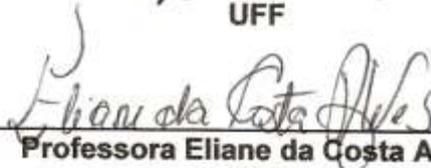
RODRIGO DE PAIVA FERRO

**PROCESSAMENTO 3D NA BACIA DO ESPIRITO SANTO:
ETAPAS E RESULTADOS**

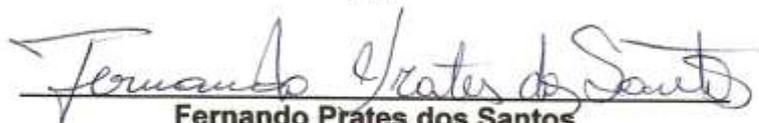
BANCA EXAMINADORA



Professor Rogério de Araujo Santos
UFF



Professora Eliane da Costa Alves
UFF



Fernando Prates dos Santos
Petrobras

Agradecimentos

— Agradeço ao meu supervisor de estágio, Fernando Prates, pela sua dedicação, ajuda e incentivo, fundamentais não somente para a realização deste trabalho como também pelos conhecimentos adquiridos.

— A toda equipe de processamento da Petrobras (UN-RIO): Ricardo, João Roberto, Vera Lucia, Margarida, Guilherme, Analena, José Luiz, Ortolan, André, Júlio e ao geofísico Marco Brito pela oportunidade de conviver e aprender com todos esses excelentes profissionais.

— Ao professor Rogério Santos, meu orientador, pela confiança, ensinamentos e auxílio na construção deste trabalho.

— A Ana Flávia, pela compreensão, carinho e ajuda durante a montagem do trabalho.

— Aos bons amigos feitos ao longo desses anos de graduação em Geofísica.

— A Universidade Federal Fluminense e aos professores do curso que tanto contribuíram na minha formação.

— A minha família e aos meus pais, por todo o apoio e carinho durante todos esses anos, pela orientação e paciência nos momentos em que mais precisei.

O meu sincero obrigado!

LISTA DE FIGURAS

1. Mapa de localização da bacia do Espírito Santo, mostrando ao norte o Complexo de Abrolhos..... **16**
2. Seção regional da bacia do Espírito Santo, mostrando as principais seqüências.... **17**
3. Principais estruturas observadas na bacia do Espírito Santo, destacando a província de Domos Sul e Norte, a oeste o Complexo Vulcânico de Abrolhos..... **18**
4. Princípio de *Huygens* na localização de novas frentes de onda. *AB* representa uma frente de onda em um instante t_0 . Busca-se encontrar num dado Δt sua nova posição a partir de pequenos arcos (frentes de ondas secundárias) com raio $V\Delta t$ (V = velocidade de propagação) da nova frente de onda $A'B'$ em um tempo $t + \Delta t$ indicando a superfície que é tangente a todas as frentes de onda secundárias..... **19**
5. Tipos de ondas sísmicas. (a) e (b) ondas de corpo e (c) onda de superfície..... **21**
6. Formação do traço sísmico. O traço forma-se a partir da incidência e reflexão das frentes de onda nas interfaces do meio sendo captada pelos receptores. A distribuição das trajetórias de ida e volta das ondas em um gráfico tempo X distancia, corresponde aos traços sísmicos..... **22**
7. Ilustração das *wavelets* de fase mínima (a), de fase mista (b) e de fase máxima (c) **23**
8. Representação gráfica do efeito causado pela perda da energia por absorção ao longo do tempo e sua interação com a função refletividade..... **24**
9. Representação gráfica do efeito da perda da amplitude causado pela divergência esférica ao longo do tempo e sua interação com a função refletividade..... **25**
10. Representação gráfica do efeito produzido pela fonte durante a formação do pulso sísmico, da função refletividade que representa o meio geológico e conseqüentemente a interação entra as duas..... **26**
11. Representação gráfica do efeito *Ghost* gerado pela reverberação na superfície e da sua combinação com a refletividade..... **27**
12. Representação de como se origina o fantasma da fonte na sísmica de reflexão..... **27**
13. Representação dos diferentes tipos de múltiplas: (a) múltiplas de primeira ordem; (b) múltipla *peg-leg*; (c) múltipla interna (entre camadas)..... **28**
14. Formação do traço sísmico, através do processo de convolução da *wavelet* com a função refletividade do meio geológico de modelo simplificado..... **29**
15. Ilustração contendo uma aquisição com seis receptores. (A) registro de tiro nos receptores e (B) o efeito da multiplicidade encontrado pela técnica CDP, reforçando as reflexões, reduzindo o efeito dos ruídos..... **32**

| | | |
|-----|--|----|
| 16. | Configuração de um filtro Passa-Banda..... | 33 |
| 17. | Representação do percurso do raio para o ponto médio da fonte – receptor..... | 34 |
| 18. | Efeito no traço sísmico com a aplicação da correção de NMO..... | 35 |
| 19. | Representação de uma hipérbole no domínio t-x e sua conversão por efeito da transformada em uma elipse no domínio T-P..... | 37 |
| 20. | Etapa de empilhamento. (a) 5 traços sísmicos com presença de ruído; (b) aplicação da correção de NMO; (c) os 5 traços são somados tornando-se um único traço com uma menor presença de ruído, atenuado à \sqrt{N} , onde N representa o numero de canais..... | 38 |
| 21. | Visualização de (a) seções <i>zero - offset</i> contendo eventos de mergulho com velocidade em torno de 3500 m/s; (b) a migração desejada; em (c), (d), (e), (f) os testes de velocidade utilizando a migração <i>kirchhoff</i> com velocidade de 3500 m/s e 5, 10 e 20 % menor em (1) e maior em (2) respectivamente..... | 40 |
| 22. | Fluxo de processamento utilizado para este trabalho..... | 43 |
| 23. | Imagem de uma seção empilhada, correspondente a <i>Inline</i> 1650. Identifica-se a presença de um domo de salino (seta preta) na parte central e as distorções que ocorrem devido ao ângulo de inclinação (<i>Dip</i>) em torno das camadas e eventos como múltiplas (seta vermelha) e ruídos que diminuem a relação sinal/ruído..... | 47 |
| 24. | <i>Inline</i> 1660. O domo de sal influencia a estruturação das camadas sedimentares e as distorções encontradas..... | 47 |
| 25. | <i>Inline</i> 1670. Movimentação do domo de sal em torno das camadas, nota-se que sua influência é percebida já na superfície marinha em uma leve inclinação..... | 48 |
| 26. | <i>Inline</i> 1680. Presença de difrações, da movimentação do domo de sal e sua atuação nas camadas..... | 48 |
| 27. | <i>Inline</i> 1690. O domo de sal já atua fortemente nas camadas superiores..... | 49 |
| 28. | <i>Inline</i> 1700. O domo de sal interfere em todas as camadas, as distorções presentes impossibilitam determinar o tamanho desta estrutura salina..... | 49 |
| 29. | <i>Inline</i> 1710. Redução da influência do domo salino nas camadas, permitindo delimitar sua área de atuação..... | 50 |
| 30. | <i>Inline</i> 1720. Menor interferência do domo salino no relevo marinho..... | 50 |
| 31. | <i>Inline</i> 1730. Redução do efeito gerado pelo domo nas estruturas mais rasas..... | 51 |
| 32. | <i>Inline</i> 1740. Redução da interferência do corpo de sal nas camadas superiores..... | 51 |
| 33. | <i>Inline</i> 1750. O domo de sal agora localizado aproximadamente no tempo de 3400 ms e com pouca atuação nas camadas superiores..... | 52 |
| 34. | Campo de Velocidade inicial estimado para as estruturas..... | 53 |

| | | |
|-----|--|----|
| 35. | Estimativa do filtro inverso de fase zero (<i>Spike</i>), a partir da convolução do pulso com os fantasmas da fonte e do receptor..... | 54 |
| 36. | CDP deconvolvido após aplicação do filtro inverso..... | 54 |
| 37. | CDP deconvolvido após correção de NMO, a área onde ocorre o estiramento dos traços (circulo vermelho) deve ser eliminada para melhorar a qualidade da análise da velocidade..... | 55 |
| 38. | Combinação de <i>displays</i> para a análise de velocidade. O <i>semblance</i> representa a concentração de energias onde ocorre a escolha das velocidades para os refletores. Ao lado, a resposta à escolha dessas velocidades nas famílias CDPs com a correção de NMO, verificando a coerência dos valores, com o auxílio na visualização dos traços vizinhos para o estudo da velocidade..... | 56 |
| 39. | Novo campo de velocidade estimado para as estruturas..... | 57 |
| 40. | Aplicação da filtragem <i>Radon</i> . O primeiro painel mostra os CDPs com a presença da múltipla subcorrigida misturada ao sinal. A partir da delimitação no domínio T-P de sua influência, busca-se obter a sua atenuação no registro convertido de volta ao domínio t-x..... | 58 |
| 41. | Seção empilhada para controle dos pontos de velocidade ao longo das <i>Inlines</i> | 60 |
| 42. | Ferramenta AvelT na escolha das velocidades para os CRPs..... | 60 |
| 43. | Novo campo de velocidade para migração, estimado a partir do estudo dos CRPs..... | 61 |
| 44. | Imagem de uma seção na migração pós-empilhamento, correspondente a <i>Inline</i> 1650. Identifica-se a presença do domo salino, a sua delimitação e a influência gerada nas camadas adjacentes na parte central e das distorções que ocorrem abaixo da camada de sal..... | 63 |
| 45. | <i>Inline</i> 1650. Com a utilização da migração pré-empilhamento é possível obter um maior detalhe da estruturação das camadas e da forma mais aproximada do domo salino e sua influência nos refletores..... | 63 |
| 46. | <i>Inline</i> 1660, migração pós-empilhamento. Avanço da influência do domo de sal nas camadas superiores..... | 64 |
| 47. | <i>Inline</i> 1660, migração pré-empilhamento. O domo de sal e sua interferência nas camadas..... | 64 |
| 48. | <i>Inline</i> 1670, migração pós-empilhamento. Avanço do domo de sal nas camadas as distorções geradas e influência na superfície marinha..... | 65 |
| 49. | <i>Inline</i> 1670, migração pré-empilhamento. Movimentação do domo salino nas camadas, sua influência é percebida na superfície marinha..... | 65 |

50. *Inline* 1680, migração pós-empilhamento. Estruturação do corpo salino, das distorções abaixo e a influência no fundo marinho..... **66**
51. *Inline* 1680, migração pré-empilhamento. Influência do sal nas camadas e na superfície marinha. Presença de distorções nas camadas abaixo do sal..... **66**
52. *Inline* 1690, migração pós-empilhamento. Corpo salino e sua atuação nas camadas, inclusive no fundo marinho..... **67**
53. *Inline* 1690, migração pré-empilhamento. Atuação forte do sal nas camadas superiores..... **67**
54. *Inline* 1700, migração pós-empilhamento. O domo de sal interfere em todas as camadas..... **68**
55. *Inline* 1700, migração pré-empilhamento. O domo salino deforma o fundo marinho e os refletores..... **68**
56. *Inline* 1710, migração pós-empilhamento. Redução da influência do domo salino nas camadas, permitindo delimitar sua área de atuação..... **69**
57. *Inline* 1710, migração pré-empilhamento. Movimentação do sal, reduzindo sua atuação nas camadas, o que permite delimitar sua área de atuação..... **69**
58. *Inline* 1720, migração pós-empilhamento. Menor interferência do domo salino no relevo marinho..... **70**
59. *Inline* 1720, migração pré-empilhamento. Diminuição da interferência do domo de sal no relevo marinho..... **70**
60. *Inline* 1730, migração pós-empilhamento. Redução do efeito gerado pelo domo salino nas estruturas mais rasas..... **71**
61. *Inline* 1730, migração pré-empilhamento. Redução do efeito gerado pelo domo, as estruturas mais rasas já estão mais horizontalizadas..... **71**
62. *Inline* 1740, migração pós-empilhamento. Menor interferência do domo salino nas camadas..... **72**
63. *Inline* 1740, migração pré-empilhamento. Os refletores sofrem menor influência do sal..... **72**
64. *Inline* 1750, migração pós-empilhamento. O corpo de sal localiza-se agora aproximadamente no tempo de 3400ms e com pouca atuação nas camadas..... **73**
65. *Inline* 1750, migração pré-empilhamento. O sal localiza-se aproximadamente no tempo de 3400ms e com pouca interferência nas camadas superiores..... **73**

| | | |
|------------|--|-----------|
| 66. | <i>Inline</i> 1650. Utilização da técnica TecVA na visualização do sal e sua influência nas camadas geológicas. Apesar do tratamento prévio, a presença ainda de ruídos como da múltipla de superfície (seta vermelha) e das difrações do sinal geradas pela camada de sal, impossibilitam a visualização abaixo do sal..... | 63 |
| 67. | <i>Inline</i> 1660. Técnica TecVA, visualização das camadas em subsuperfície e do domo de sal distorcendo as camadas vizinhas..... | 64 |
| 68. | <i>Inline</i> 1670. Utilização da técnica TecVA, realçando a presença do domo salino e das camadas em subsuperfície..... | 65 |
| 69. | <i>Inline</i> 1680. Visualização do domo salino através da técnica TecVa, das distorções abaixo do sal e da sua influência no fundo marinho..... | 66 |
| 70. | <i>Inline</i> 1690. Utilização da técnica TecVA na visualização das camadas em subsuperfície..... | 67 |
| 71. | <i>Inline</i> 1700. Interferência do sal em todas as camadas..... | 68 |
| 72. | <i>Inline</i> 1710. Redução da influência do sal nas camadas, delimitando sua área de atuação..... | 69 |
| 73. | <i>Inline</i> 1720. Pouca atuação do sal no relevo marinho..... | 70 |
| 74. | <i>Inline</i> 1730. Camadas superficiais horizontalizadas, redução do efeito do sal..... | 71 |
| 75. | <i>Inline</i> 1740. Menor interferência do domo nas camadas..... | 72 |
| 76. | <i>Inline</i> 1750. Utilização da técnica TecVA, delimitando o corpo de sal abaixo do tempo de 3400ms e com pouca ação nas camadas..... | 73 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 1. | Parâmetros correspondentes à aquisição sísmica 3D realizada..... | 44 |
|-----------|--|-----------|

Resumo

Nas últimas décadas, o uso do método da sísmica de reflexão tem sido de grande importância no estudo das rochas e estruturas de subsuperfície. Dividido em três etapas; Aquisição, Processamento e Interpretação, o estudo da sísmica para a prospecção de petróleo tem gerado grandes investimentos em pesquisa e tecnologias que caracterizem as estruturas e possíveis áreas produtoras.

A etapa do processamento dos dados sísmicos desempenha um grande papel no estudo da sísmica de reflexão, uma vez que do processamento obtém-se as imagens sísmicas de boa qualidade da geologia de subsuperfície.

O presente trabalho tem como objetivo o processamento dos dados sísmicos marinhos 3D da Bacia do Espírito Santo, visando encontrar resultados que representem com melhor qualidade as estruturas geológicas (domos salinos) presentes na bacia.

O desenvolvimento ocorreu através da aplicação de fluxos de processamento criados no software ProMax, no qual as etapas que os constituem como a montagem da Geometria, Deconvolução, Filtragem *Radon*, Análise de Velocidade, Empilhamento e Migração são descritas para observar como cada uma dessas etapas influenciam nas imagens finais.

Os resultados finais obtidos com o processamento sísmico foram considerados como de boa qualidade embora ainda ocorram a presença de ruídos e de distorções geradas pelo sal que dificultam a melhor visualização das estruturas.

Palavras chaves: Processamento sísmico. Bacia do Espírito Santo. Sísmica de reflexão. Domos salinos.

Abstract

In the last decades, the use of seismic reflection has been of great importance in the study of subsurface rocks and structures. Divided into three stages; Acquisition, Processing and Interpretation, the study of seismic prospecting for oil has caused major investments in research and technologies that characterize the structures and potential production areas.

The stage of seismic data processing plays a large role in the study of seismic reflection, since processing generates images of good seismic quality of the subsurface geology.

This work has as objective the processing of 3D marine seismic data of the Espírito Santo basin, to achieve results that represent better geological structures (salt domes) present in the basin.

The development occurred through the application of processing flows created in ProMax software, in which the steps that constitute them as the assembly of Geometry, Deconvolution, Radon Filtering, Velocity Analysis, Stacking and Migration are described to observe how each of these stages influence the final results.

The final results obtained with the seismic processing was considered as good quality but still occur the presence of noise and distortion generated by the salt that hinder the clear view of the structures.

Key words: Seismic processing. Espírito Santo basin. Seismic reflection. Salt domes.

| | |
|-----------------------|--|
| Agradecimentos..... | |
| Lista de Figuras..... | |
| Lista de Tabelas..... | |
| Resumo..... | |
| Abstract..... | |

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUÇÃO..... | 15 |
| 2. OBJETIVOS..... | 16 |
| 3. ÁREA DE ESTUDO..... | 16 |
| 3.1 Localização e Estratigrafia..... | 16 |
| 4. CONTEXTO TEÓRICO..... | 19 |
| 4.1 Propagação da Onda Sísmica..... | 19 |
| 4.2 Princípio de <i>Huygens</i> | 19 |
| 4.3 Princípio de <i>Fermat</i> | 20 |
| 4.4 Ondas Sísmicas..... | 20 |
| 4.5 A Sísmica de Reflexão..... | 21 |
| 4.6 Sinal, ruído e distorção..... | 23 |
| 4.6.1 Absorção..... | 24 |
| 4.6.2 Divergência Esférica..... | 25 |
| 4.6.3 Assinatura da Fonte..... | 26 |
| 4.6.4 Efeito <i>Ghost</i> (Fantasma)..... | 27 |
| 4.6.5 Múltiplas..... | 28 |
| 4.7. O modelo Convolutacional..... | 29 |
| 4.8. A Técnica CDP..... | 31 |
| 4.9. Filtragem de Frequências..... | 32 |
| 4.10. Deconvolução..... | 33 |
| 4.11. Correção de NMO..... | 34 |
| 4.12. Análise de Velocidade..... | 35 |
| 4.13. Filtragem <i>Radon</i> | 36 |
| 4.14. Empilhamento..... | 37 |
| 4.15. Migração Sísmica..... | 39 |
| 4.15.1 Campo de Velocidade..... | 39 |
| 4.15.2 Largura de Abertura..... | 40 |
| 4.15.3 Ângulo de Migração..... | 41 |
| 4.15.4 Anisotropia..... | 41 |
| 4.15.5 Migração Pré-Empilhamento..... | 41 |

| | |
|--|-----------|
| 5. METODOLOGIA | 42 |
| 5.1. Criação do Fluxo de Processamento..... | 42 |
| 5.2. Processamento dos Dados Sísmicos..... | 43 |
| 5.3. Informações a Respeito da Aquisição..... | 43 |
| 5.4. Conversão de Formato..... | 44 |
| 5.5. Geometria..... | 44 |
| 5.6. CDP <i>Bining</i> | 45 |
| 5.7. Prepara para o <i>Flex Bining</i> | 45 |
| 5.8. Empilhamento Preliminar..... | 46 |
| 5.9. Campo de Velocidade Inicial..... | 52 |
| 5.10. Deconvolução..... | 53 |
| 5.11. <i>Mute Externo</i> | 55 |
| 5.12. Pré-compute <i>Velan</i> | 55 |
| 5.13. Análise de Velocidade..... | 56 |
| 5.14. Filtragem <i>Radon</i> | 57 |
| 5.15. Migração..... | 59 |
| 5.15.1. Migração Pós-Empilhamento..... | 59 |
| 5.15.2. Migração Pré-Empilhamento..... | 59 |
| 5.15.2.1. Análise de Velocidade AveIT..... | 59 |
| 5.15.2.2. Migração Pré-Empilhamento Final x Migração Pós-Empilhamento..... | 61 |
| 5.16. TecVA..... | 62 |
| 6. CONCLUSÃO | 74 |
| 7. BIBLIOGRAFIA | 75 |

1. INTRODUÇÃO

O estudo científico da Terra baseado no uso de princípios e métodos físicos no entendimento da geologia de subsuperfície faz parte do amplo conceito da geofísica. Com a finalidade de estudar as rochas e estruturas de subsuperfície, como por exemplo, na busca por concentrações de recursos naturais (petróleo, carvão, ferro) ou na viabilização de obras de engenharia (geotecnia), os métodos geofísicos formam uma valiosa ferramenta que, de forma indireta, permitem a solução de problemas geológicos que não podem ser obtidos diretamente.

No caso da indústria de energia, o método mais utilizado nas últimas décadas tem sido o da sísmica de reflexão que tem como base a captação das ondas sísmicas oriundas das estruturas do meio em subsuperfície. O método sísmico de reflexão compreende três etapas: (a) **Aquisição**, onde são coletados os dados ditos “brutos”, que contêm tanto a informação útil para o estudo como também ruídos que dificultam a sua compreensão; (b) **Processamento**, foco principal deste trabalho, consiste no tratamento do dado original através de diversas operações matemáticas, no intuito de se obter imagens de subsuperfície que mostrem as diferentes camadas e estruturas sísmicas existentes. A complexidade do processamento depende do tipo de algoritmos empregados, da qualidade do dado e do objetivo do estudo. Por fim, (c) A **Interpretação** sísmica busca correlacionar as estruturas encontradas nas imagens com a geologia da região estudada e o seu potencial.

O presente trabalho consiste na análise do processamento de dados de uma aquisição sísmica marinha 3D obtida pela Petrobrás na Bacia do Espírito Santo.

No processamento desta aquisição sísmica 3D foi utilizado o *software* ProMax versão 2003.19.1.1 – desenvolvido pela empresa *Landmark*, durante um período de estágio em processamento sísmico realizado em uma das Unidades de Negócios da Petrobras no Rio de Janeiro, a UN-RIO.

2. OBJETIVOS

O presente trabalho tem como foco:

- Mostrar as etapas que constituem o processamento sísmico de uma aquisição marinha 3D na bacia do Espírito Santo, para se chegar a resultados que indiquem com melhor qualidade as estruturas geológicas (domos salinos) presentes na bacia.
- Comparar as imagens obtidas e as diferenças de imageamento decorrente do tipo de processamento realizado.
- Transpor os desafios de escolha dos parâmetros de processamento, na delimitação mais aproximada da real forma e influência do domo de sal nas camadas, causado pelo seu complexo comportamento em profundidade.

3. ÁREA DE ESTUDO

3.1. LOCALIZAÇÃO E ESTRATIGRAFIA

A bacia do Espírito Santo (Figura 1) localiza-se na plataforma continental adjacente ao estado do Espírito Santo, limitando-se ao sul com a Bacia de Campos na feição geológica conhecida como o Alto de Vitória e ao norte com o complexo vulcânico de Abrolhos e com o prolongamento na direção leste-oeste da cadeia Vitória-Trindade.

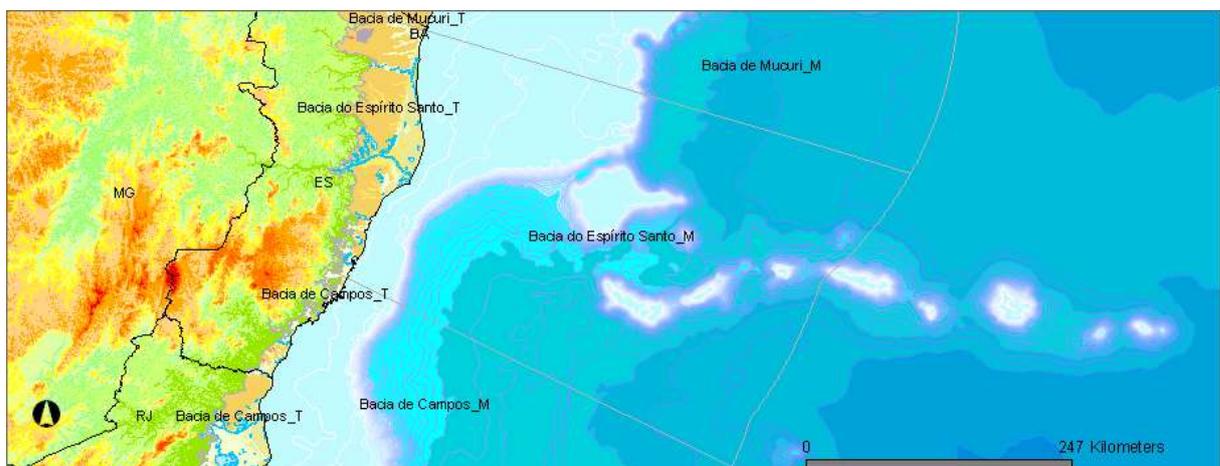


Figura 1. — Mapa de localização da bacia do Espírito Santo, mostrando ao norte o Complexo de Abrolhos. Fonte: BDEP, (Banco de dados de Exploração e Produção).

A respeito da sua estratigrafia, (Figura 2) a bacia do Espírito Santo pode ser subdividida em três megassequências deposicionais em suas fases tectônicas, (Mohriak et al., 2009), com sedimentação continental lacustrina da fase rifte, contendo sedimentos e rochas vulcânicas de idade Neocomiano a Aptiano Superior. A seqüência transicional é caracterizada pela sedimentação de evaporitos de idade Aptiana. A seqüência marinha de idade Albiana é composta por rochas siliciclásticas e carbonáticas de plataforma rasa, afogada por sedimentos de águas profundas do Cenomaniano ao Recente.

A bacia do Espírito Santo apresenta uma associação direta com as camadas de sal presentes, tanto na sua evolução tectono-sedimentar quanto na sua geologia do petróleo, pois durante o final do Albiano, a bacia sofreu um processo de resfriamento crustal, gerando um basculamento para leste e, conseqüentemente escorregamento da seção de evaporitos, assim como de todo o pacote sobreposto. (Mohriak et al., 2009). Este episódio torna-se muito importante em termos estruturais uma vez que o estilo tectônico que passa a dominar na bacia é conseqüência do fluxo de sal, formando falhas, arqueamentos e domos que variam de pouca a grande amplitude e com continua reativação até o Recente (Mohriak et al., 2009). A dificuldade para o correto mapeamento desses eventos exige uma maior atenção na escolha dos parâmetros relacionados à velocidade, ângulo de migração, anisotropia, dentre outros durante o processamento para se obter imagens com melhor qualidade.

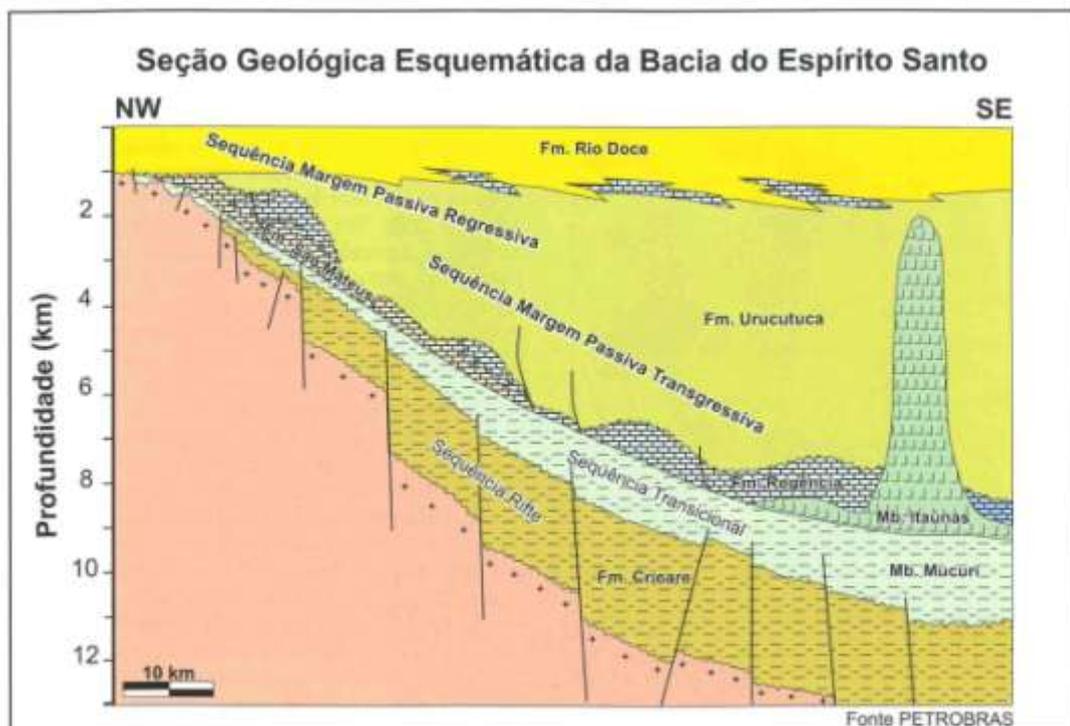


Figura 2. — Seção regional da bacia do Espírito Santo, mostrando as principais seqüências. Fonte: Mohriak et al., 2009.

Com a movimentação do sal em sua formação, geraram-se ainda duas províncias de domos na bacia do Espírito Santo, uma na área norte e outra na sul (Figura 3). Alguns destes domos chegam a perfurar e aflorar no atual fundo marinho, aumentando a concentração de sal na água do mar (Mohriak et al., 2009).

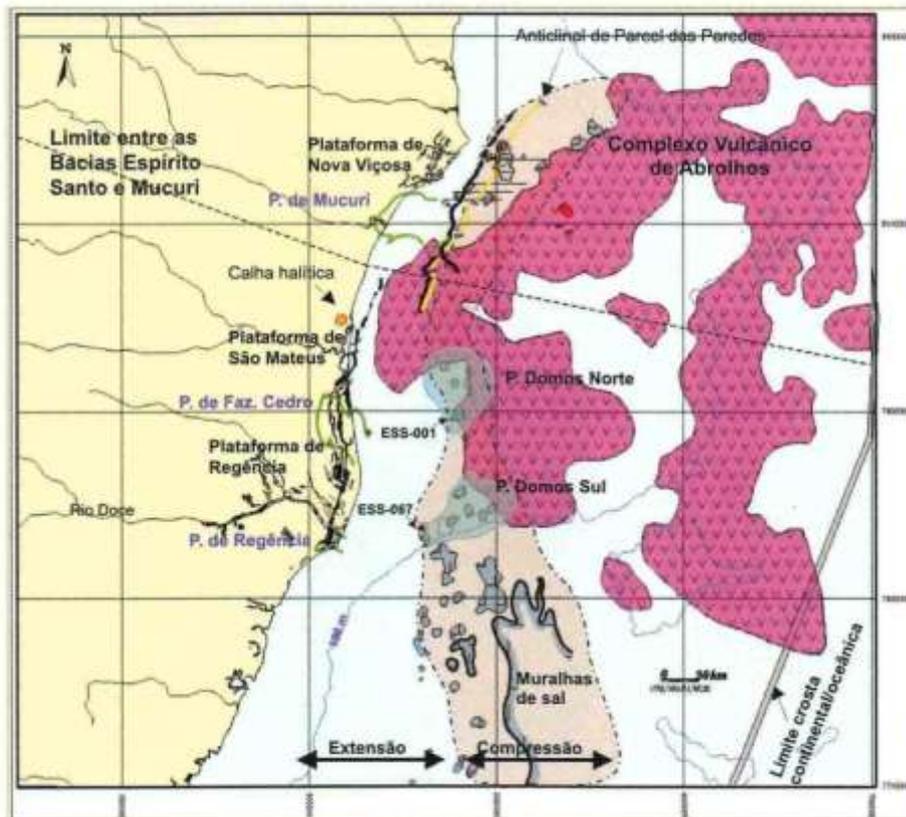


Figura 3 — Principais estruturas observadas na bacia do Espírito Santo, destacando a província de Domos Sul e Norte, a oeste o Complexo Vulcânico de Abrolhos. Fonte: Mohriak et al., 2009.

4. CONTEXTO TEÓRICO

4.1. PROPAGAÇÃO DA ONDA SÍSMICA

A compreensão do processo de propagação de uma onda sísmica ocorre em função do domínio espacial que é tratado e de alguns princípios. Quando apenas descrito no domínio 1D os seus parâmetros de comportamento são mais simples já que para esse meio considerado ideal (homogêneo), sua velocidade é inferida constante e seu deslocamento em linha reta. Para os demais domínios 2D e 3D, o meio passa a ser considerado heterogêneo e conceitos como anisotropia são incorporados no seu estudo, aumentando a complexidade dos parâmetros que regem a propagação das ondas sísmicas.

4.2. PRINCÍPIO DE HUYGENS

Segundo Brunetta (2005), o deslocamento de uma onda sísmica é descrito através do princípio de *Huygens*, segundo o qual, cada ponto de uma frente de onda pode ser considerado como uma frente de onda secundária (Figura 4). Sendo assim, o princípio serve como um significado geométrico para a construção da posição das frentes de onda subseqüentes, permitindo-se, deste modo, estabelecer uma mudança na direção de propagação devido a uma reflexão, refração ou difração.

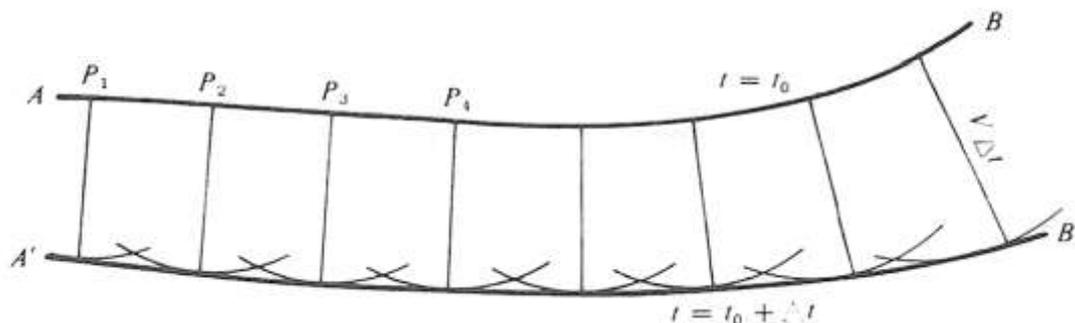


Figura 4 — Princípio de *Huygens* na localização de novas frentes de onda. *AB* representa uma frente de onda em um instante t_0 . Busca-se encontrar num dado Δt sua nova posição a partir de pequenos arcos (frentes de ondas secundárias) com raio $V\Delta t$, (V = velocidade de propagação) da nova frente de onda $A'B'$ em um tempo $t + \Delta t$ indicando a superfície que é tangente a todas as frentes de onda secundárias. Fonte: Brunetta, 2005.

4.3. PRINCÍPIO DE FERMAT

Princípio associado à propagação da onda ao longo de um caminho de raio para o qual o tempo de trânsito é mínimo. Segundo este princípio, a partir de uma dada velocidade e distribuição do meio, é possível definir a forma geométrica do caminho do raio. Como consequência deste princípio, para um meio homogêneo e isotrópico o caminho de uma onda teria a forma de linhas retas.

4.4. ONDAS SÍSMICAS

Existem dois tipos de ondas sísmicas: as ondas de corpo (*body waves*), que se deslocam pelo corpo das rochas e as ondas superficiais, que viajam junto à superfície da terra (Figura 5). As ondas de superfície, principalmente a *Rayleigh*, são caracterizadas como ruído na geofísica de exploração; já as ondas de corpo, possuem a informação do sinal útil nos dados sísmicos.

As ondas de corpo são de dois tipos:

1. Ondas P (Primárias, ou compressionais) – Nestas ondas a vibração das partículas e a propagação ocorrem na mesma direção.
2. Ondas S (Secundárias, ou cisalhantes) – Nestas ondas a vibração ocorre de forma perpendicular à direção da propagação.

As ondas P são consideradas importantes, por representar grande parte dos dados sísmicos adquiridos na indústria e por possuir a característica de também se propagar diretamente em fluidos, crucial em uma aquisição marinha típica, o que não ocorre com as ondas S. Além disso, as ondas P possuem maior velocidade de propagação, favorecendo a qualidade do registro e permitindo a utilização de equipamentos de registro mais simples.

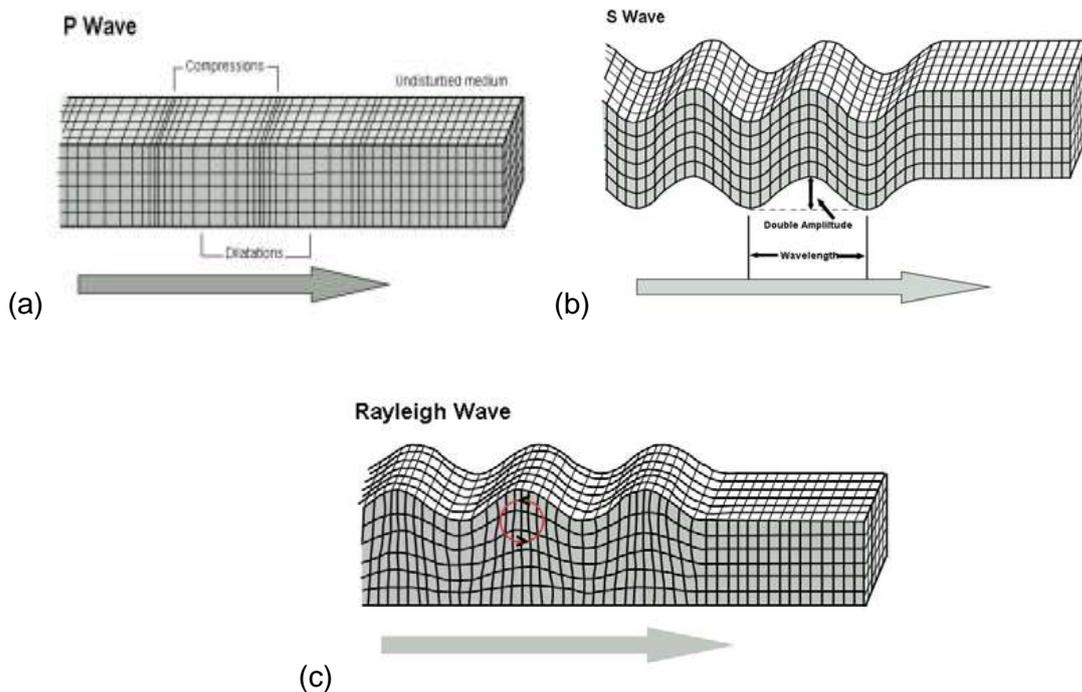


Figura 5. — Tipos de ondas sísmicas. (a) e (b) ondas de corpo e (c) onda de superfície. Modificado de Bolt, 1976 e Brunetta, 2005.

4.5. A SÍSMICA DE REFLEXÃO

Com o principal objetivo de obter informações das rochas em subsuperfície, como por exemplo, suas profundidades e velocidades correspondentes, o método sísmico de reflexão tradicional se baseia na emissão e recepção de ondas elásticas produzidas por uma fonte artificial. As fontes mais utilizadas para esse método são as explosivas e as vibratórias. A partir das reflexões que acontecem nas interfaces do meio, estas ondas retornam à superfície onde são registradas pelos receptores (geofones ou hidrofones), que captam as vibrações das partículas do meio sedimentar de sua vizinhança os quais também realizam a medida da amplitude desses pontos específicos por um período de tempo de registro (TR). O tempo de registro de uma reflexão advinda de uma determinada camada geológica equivale ao tempo gasto pela onda em seu percurso desde a fonte a tal camada e dessa camada até o receptor. A representação gráfica de todas as amplitudes de vibração ao longo do tempo de registro total compõe um sismograma tendo no eixo Y o tempo de registro (tempo duplo) e no eixo X as posições dos receptores, onde cada trajetória do sinal emitido e recebido corresponde ao traço sísmico (Figura 6).

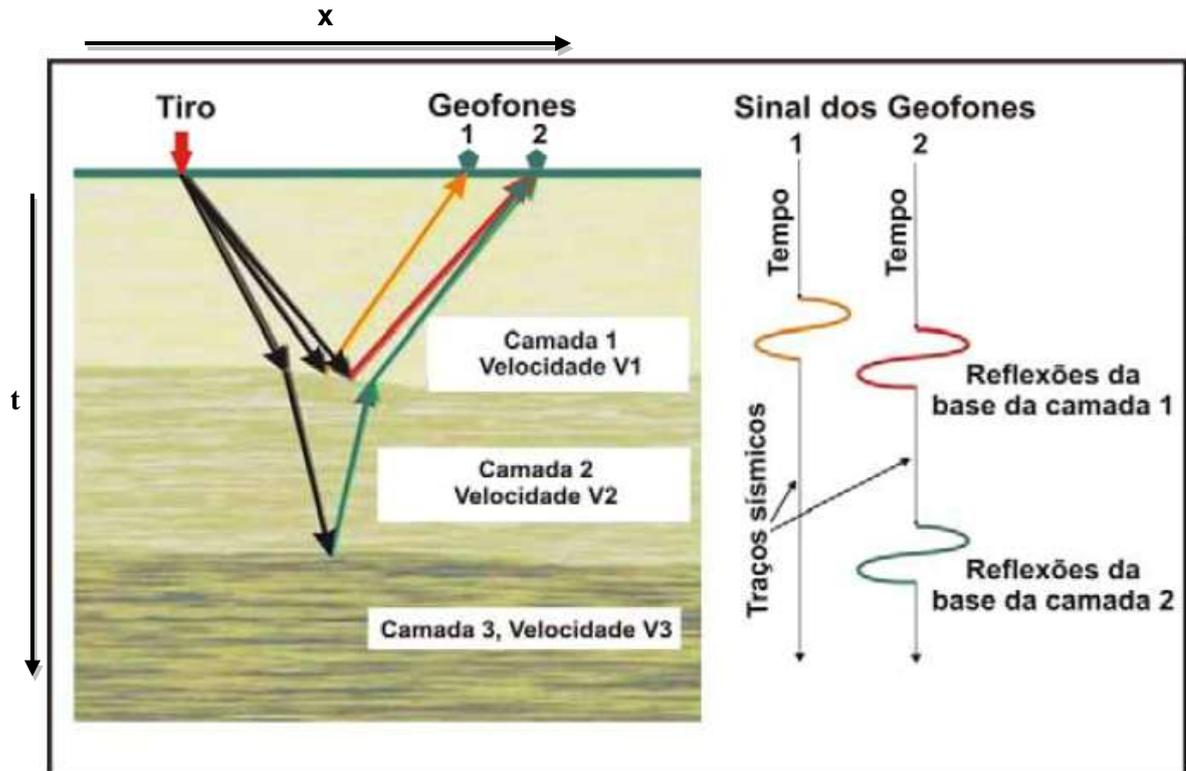


Figura 6. — Formação do traço sísmico. O traço forma-se a partir da incidência e reflexão das frentes de onda nas interfaces do meio sendo captada pelos receptores. A distribuição das trajetórias de ida e volta das ondas em um gráfico tempo x distancia, corresponde aos traços sísmicos. Fonte: Neto, 2006.

Para cada camada de meio, sedimentar ou geológico são estimados coeficientes de reflexão, que indicam os contrastes de impedância acústica entre ela e o meio vizinho. Define-se impedância acústica como o produto $V\rho$, o qual corresponde à velocidade da onda sísmica e à densidade do meio que se encontram.

Segundo *Yilmaz* (1987), o pulso sísmico fundamental gerado pela excitação da fonte recebe o nome de *wavelet* e pode ser classificado em função das propriedades de seu espectro de fase. No caso de *wavelets* estimadas em tempos não negativos, sua fase pode ser dividida em três tipos: fase mínima, fase mista e fase máxima (Figura 7).

A de fase mínima possui seu máximo de amplitude localizado nos tempos iniciais. A de fase máxima, por sua vez, possui sua amplitude máxima concentrada nos tempos finais. Já no caso da *wavelet* de fase mista sua concentração ocorre nos intervalos centrais. Para a sísmica de reflexão a *wavelet* utilizada é a das fontes que se aproximam como de fase mínima. Isso ocorre, dentre outros motivos, em razão dos cálculos realizados no processo de deconvolução partirem da condição que a *wavelet* induzida pela fonte seja de fase mínima.

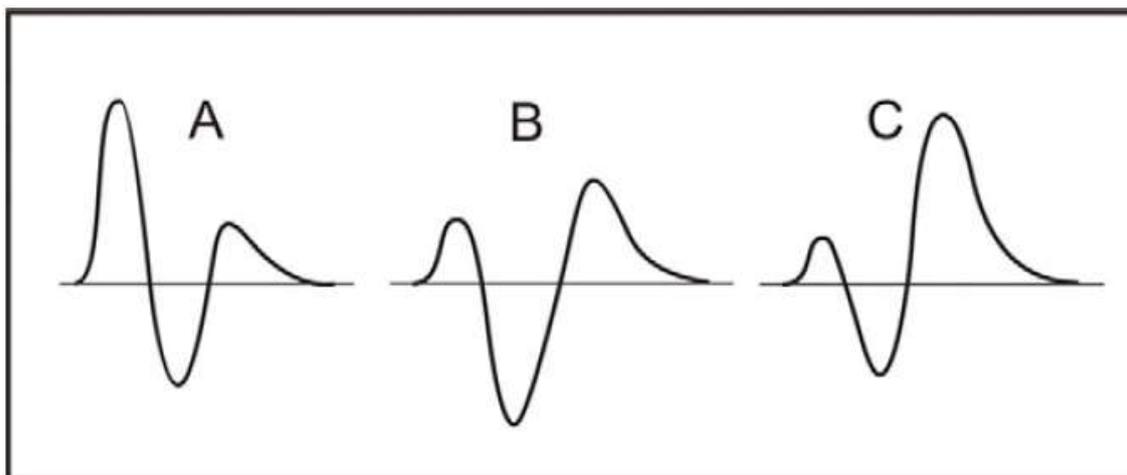


Figura 7. — Ilustração das *wavelets* de fase mínima (a), de fase mista (b) e de fase máxima (c).
Fonte: Neto, 2006.

4.6. SÍNAL, RUÍDO E DISTORÇÃO

Segundo Neto (2006), o registro de toda a informação sísmica de interesse na identificação das estruturas em subsuperfície é chamado de sinal. Já os ruídos, são ocorrências indesejáveis que se somam ou se convolvem ao sinal. As distorções, por sua vez, são compreendidas como resultados indesejáveis que modificam o sinal registrado. Em outras palavras, são as alterações inseridas no sinal sísmico pelos atributos do meio ou pelas características da onda sísmica. Daí o preceito de razão sinal/ruído como sendo a ligação entre a energia do sinal em um intervalo do registro, e a energia total do ruído neste mesmo intervalo.

Qualificados pela sua coerência (coerentes ou aleatórios) ou pelo seu caráter genético (pertencentes, ou não, ao levantamento), os ruídos presentes em um registro sísmico podem ser de origem ambiental e cultural como o vento, chuva, tráfego de veículos, dentre outros e os produzidos pelo próprio estímulo da fonte, como as ondas de superfície, as ondas aéreas, etc. Uma característica que constitui os ruídos coerentes está a sua correlação através dos traços (repetitividade). Já os ruídos aleatórios se caracterizam por sua imprevisibilidade de ocorrência em um traço.

4.6.1. Absorção

Segundo Duarte 2009, define-se absorção como a perda de amplitude e a deformação na fase do sinal, associadas ao comportamento apenas parcialmente elástico das rochas, que oferecem resistência à vibração das partículas e com isso à propagação da onda. A absorção é um fenômeno contínuo o que altera a forma da onda (Figura 8).

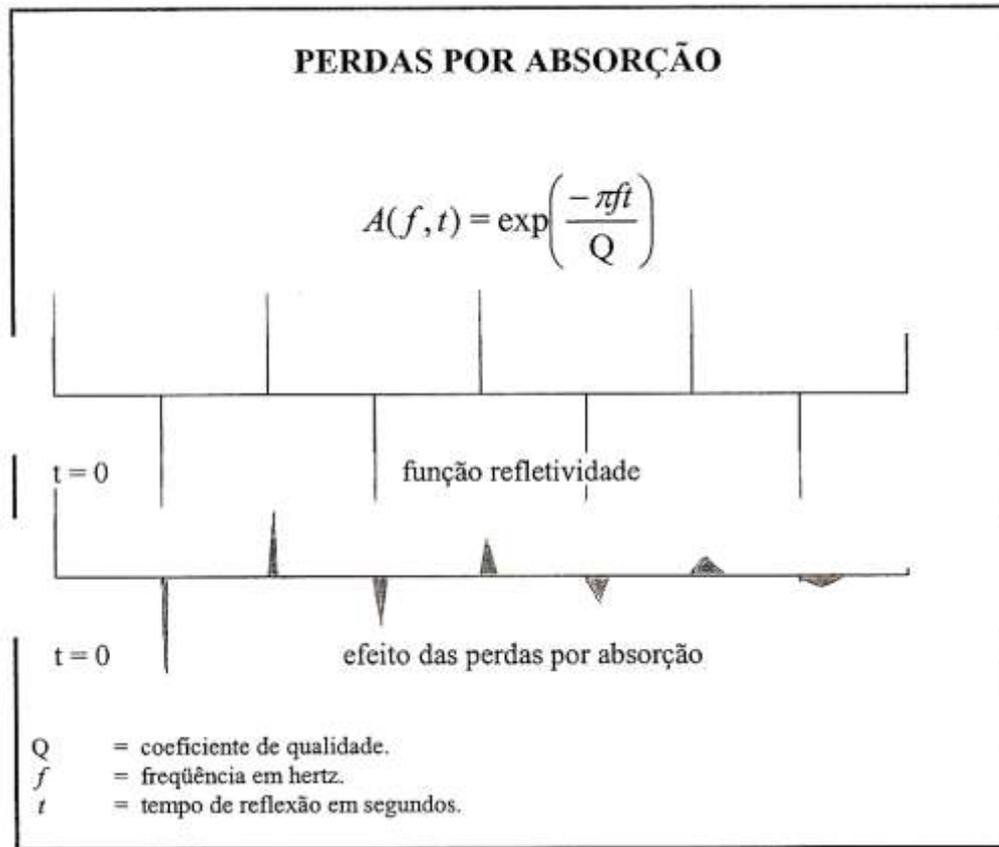


Figura 8. — Representação gráfica do efeito causado pela perda da energia por absorção ao longo do tempo e sua interação com a função refletividade. Fonte: Duarte, 2009.

4.6.2. Divergência Esférica

É a perda de amplitude causada pelo espalhamento geométrico da energia para um meio homogêneo e isotrópico. Sabe-se que a amplitude de um sinal sísmico tende a cair com o aumento da distância por ele percorrida (Figura 9). (Duarte, 2009).

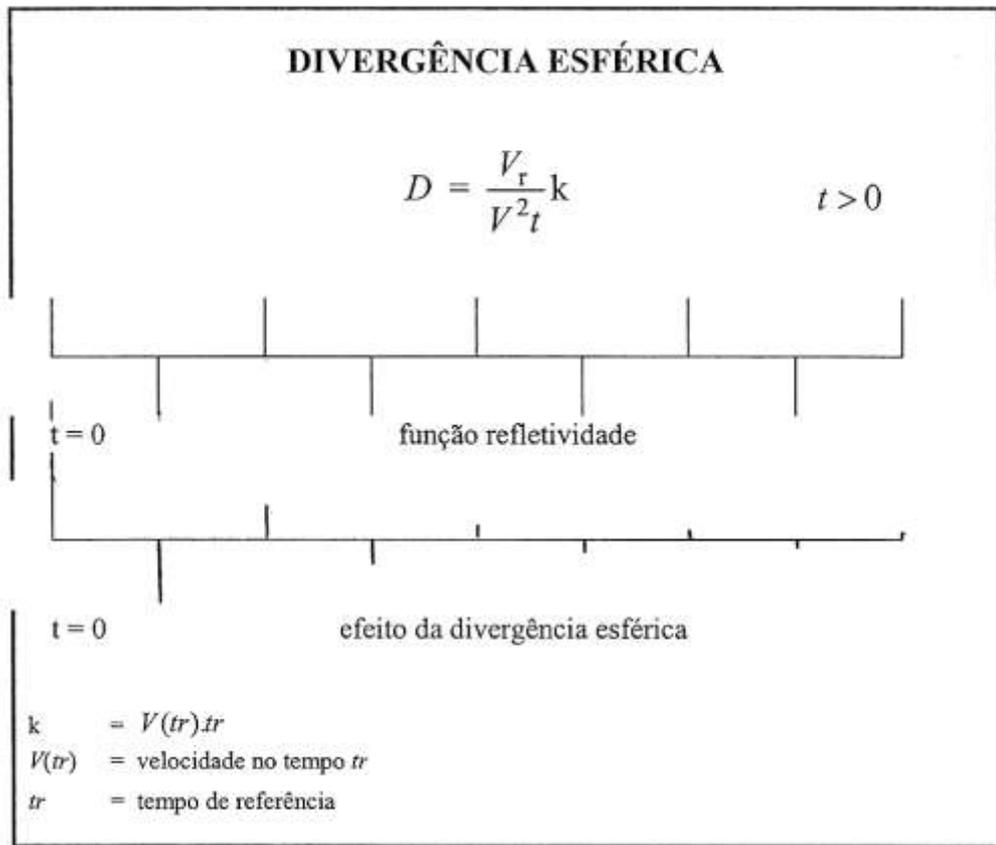


Figura 9. — Representação gráfica do efeito da perda da amplitude causado pela divergência esférica ao longo do tempo e sua interação com a função refletividade. Fonte: Duarte, 2009.

4.6.3. Assinatura da Fonte

A assinatura da fonte (Figura 10) apresenta formas muito variáveis em função do tipo de equipamento usado na geração da energia. As principais fontes físicas podem ser classificadas em três grandes grupos: (1) fontes com forma de onda controlada; (2) fontes explosivas, que liberam a energia em um tempo muito curto; (3) fontes com forma de onda não controlada, que liberam a energia de forma lenta.

As fontes explosivas são adequadas na aplicação da deconvolução, uma vez que, por gerarem uma rápida liberação de energia, as formas de onda resultantes apresentam características muito próximas às de um pulso de fase mínima. (Duarte, 2009).

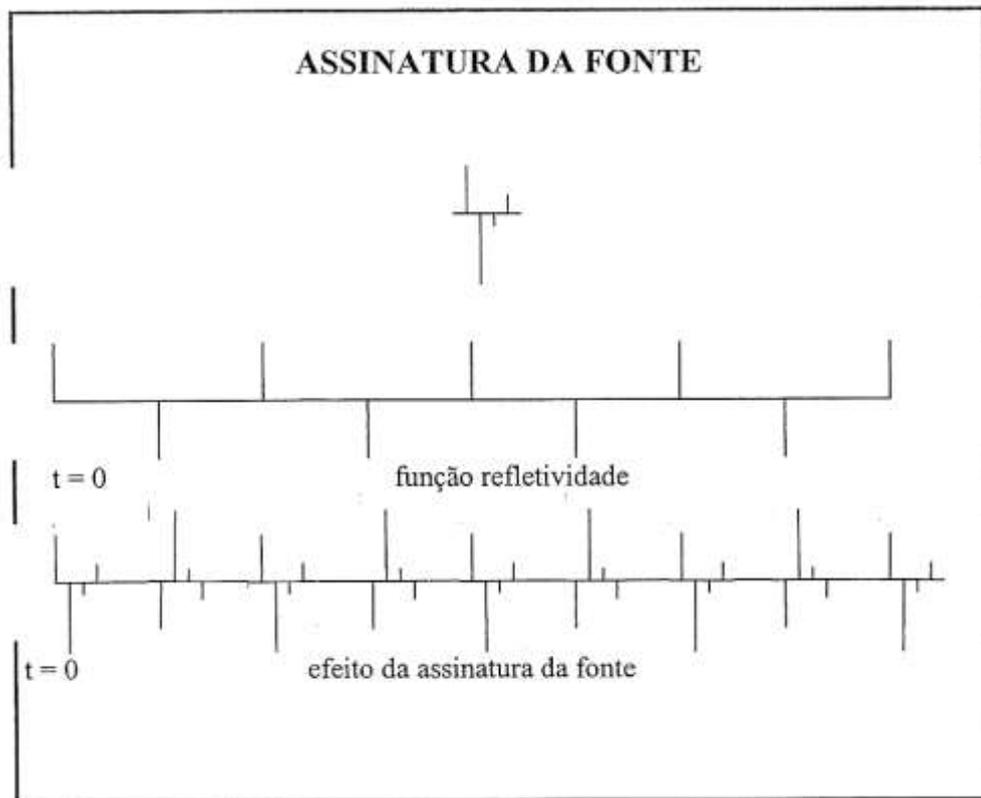


Figura 10. — Representação gráfica do efeito produzido pela fonte durante a formação do pulso sísmico, da função refletividade que representa o meio geológico e conseqüentemente a interação entre as duas. Fonte: Duarte, 2009.

4.6.4. Efeito *Ghost* (Fantasma)

Dentre os fatores que afetam a forma do pulso, um dos mais importantes é o fantasma (Figuras 11 e 12), que de fato é uma reflexão múltipla gerada na superfície livre, nas vizinhanças da fonte, ou nos receptores e que se combina com o pulso, em proporção parcialmente dada pelo coeficiente de reflexão da superfície. Sua atenuação resulta no calculo do operador (filtro inverso) para a sua deconvolução com o pulso. (Duarte, 2009).

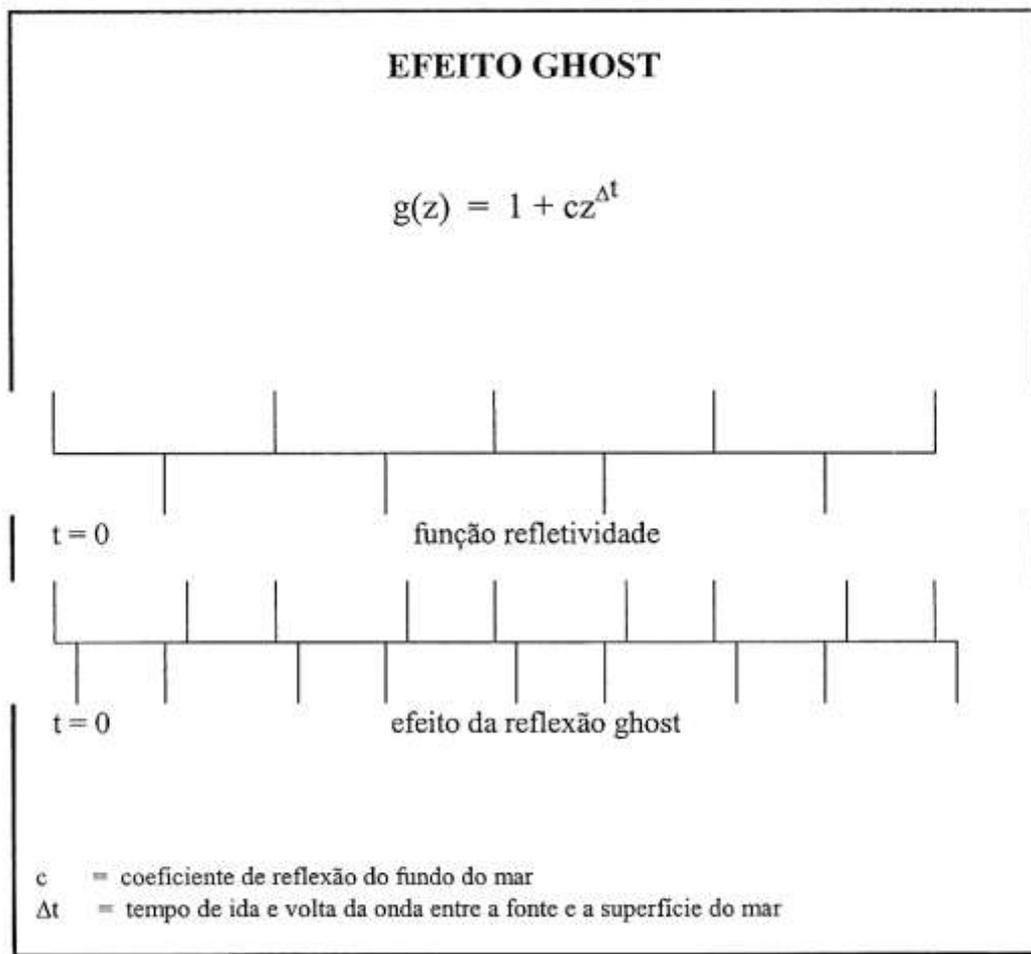


Figura 11. — Representação gráfica do efeito *Ghost* gerado pela reverberação na superfície e da sua combinação com a refletividade. Fonte: Duarte, 2009.

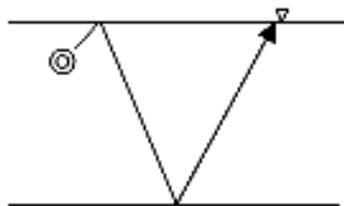


Figura 12. — Representação de como se origina o fantasma da fonte na sísmica de reflexão.

4.6.5. Múltiplas

As múltiplas podem ser definidas como as ondas refletidas pelo menos duas vezes antes do registro. Sua classificação pode ser feita de acordo com duas famílias: (1) múltiplas de primeira ordem, geradas na superfície livre e (2) as múltiplas internas, geradas nas interfaces entre camadas (Figura 13). Devido à condição de refletirem ao menos duas vezes antes de serem registradas, as múltiplas (de superfície) podem ser identificadas no registro sísmico a partir do dobro do tempo de registro da primeira camada.

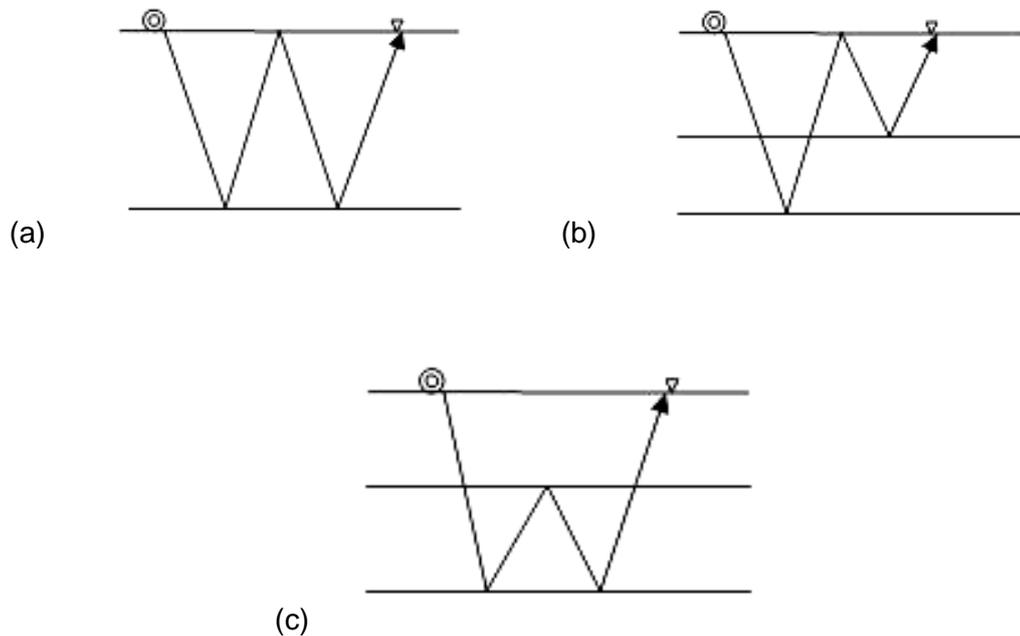


Figura 13. — Representação dos diferentes tipos de múltiplas: (a) múltiplas de primeira ordem; (b) múltipla *peg-leg*; (c) múltipla interna (entre camadas).

4.7. O MODELO CONVOLUCIONAL

Através da interação que ocorre entre o meio geológico e a *wavelet* produzida pela fonte é que se forma o traço sísmico registrado nos receptores. Esse processo é caracterizado como uma convolução. O modelo abaixo (Figura 14) ilustra essa relação a partir de um modelo geológico de camadas, cada uma com suas determinadas impedâncias acústicas e coeficientes de reflexão.

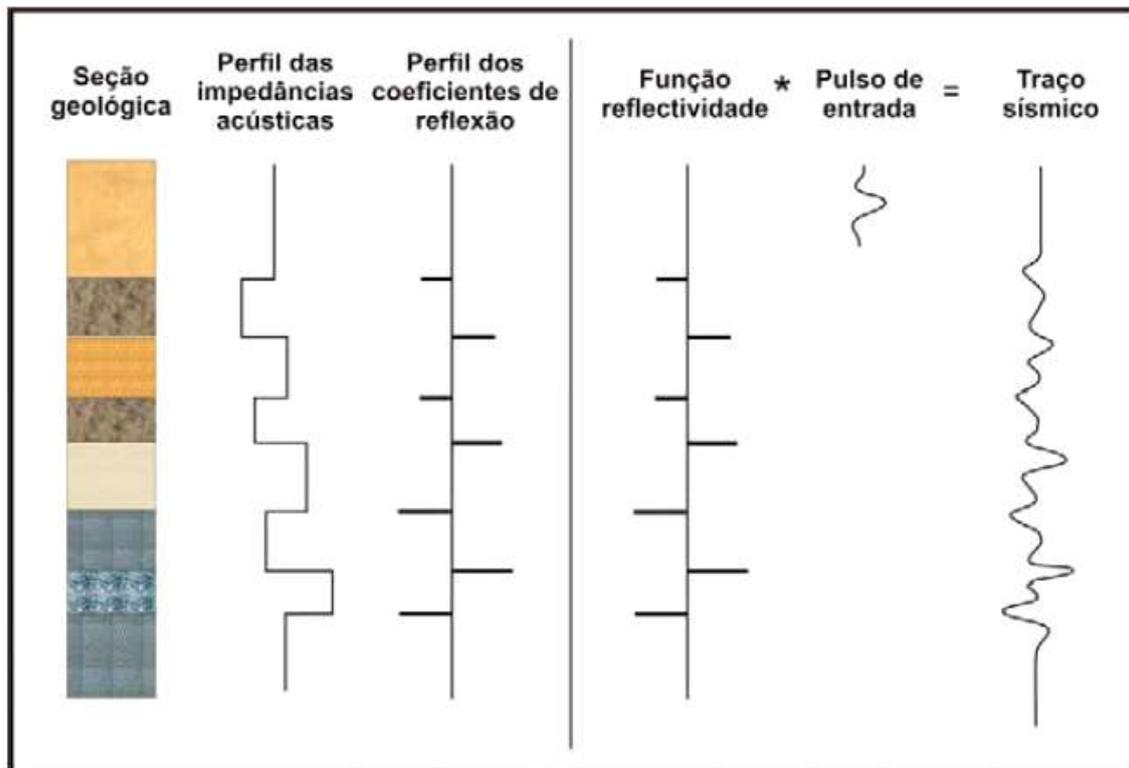


Figura 14. — Formação do traço sísmico, através do processo de convolução da *wavelet* com a função refletividade do meio geológico de modelo simplificado. Fonte: Neto, 2006.

Na geração do traço sísmico acima demonstrado, os processos que atuam de maneira simplificada são relacionados do seguinte modo:

A partir da emissão pela fonte da onda e seu contato com a primeira camada, sua amplitude se multiplica pelo coeficiente de reflexão, sendo parte da onda refletida em direção à superfície. A parte da energia resultante do produto da amplitude e o coeficiente de transmissão percorrem a interface, alcançando as outras camadas repetindo-se os mesmos processos.

Na superfície, são captadas essas reflexões em relação ao tempo que se passou de seu envio da fonte. Para cada camada, e sua determinada profundidade é estimada uma impedância acústica $V\rho$ e seu coeficiente de reflexão R . Para a escala de tempo assumida, o processo de convolução pode ser compreendido pela interação dos respectivos coeficientes de reflexão com a *wavelet* produzida na fonte, dando origem ao traço sísmico.

Segundo *Yilmaz* (1987), quando expressos de forma analítica, tanto o traço sísmico quanto os ruídos e distorções envolvidos são chamados de modelo convolucional e demonstrados na equação.

$$T(t) = S(t) * R(t) + N(t)$$

$T(t)$ = Traço registrado

$S(t)$ = O sinal

$R(t)$ = A Refletividade do meio

$N(t)$ = O ruído aditivo

No que tange ao sinal, este corresponde aos coeficientes de reflexão da função refletividade que condiz com as diversas camadas geológicas para aquele meio. Outra característica observada é que o traço $T(t)$ é uma aproximação com baixa resolução da geologia, não condizendo de maneira verdadeira e precisa com as diferentes interfaces e seus coeficientes de reflexão. Esta carência de correlação entre o traço $T(t)$ e o sinal $S(t)$ estão, segundo *Yilmaz* (1987), associados aos seguintes fatores:

- (1) A *wavelet* produzida na fonte é finita, não sendo possível a fonte criar um pulso instantâneo (*Spike*);
- (2) As distorções sofridas pela *wavelet* em razão da adição de ruídos $N(t)$ e dos efeitos da sua propagação no meio geológico

4.8. A TÉCNICA CDP

A localização mais segura dos refletores de interesse é considerada como uma das razões que levaram a criação da técnica CDP (*Common Depth Point*), que significa coletar amostras de um mesmo ponto diversas vezes, cada uma delas com um respectivo afastamento fonte-receptor, criando um conjunto de traços denominado família CDP.

O uso do CDP somente é válido para camadas planas e horizontais. No entanto, quando não se obedece a esta regra, as diferentes trajetórias não mais se encontram em um ponto comum e sim em uma região, devido à dispersão dos raios. Neste caso, é mais adequada a utilização do nome CMP (*Common MidPoint*) para a técnica utilizada, a qual consiste no posicionamento dos traços a meio caminho da fonte-receptor. A referida técnica melhora as imagens das áreas com baixa relação sinal/ruído, aumentando a amplitude do sinal amostrado em relação aos ruídos aleatórios.

A equação que satisfaz o tempo para uma reflexão de uma família CMP tem a seguinte forma.

$$t^2 = t_0^2 + \frac{x^2}{v^2}$$

x = Corresponde ao afastamento fonte – receptor

t_0 = Tempo de ida e volta do sinal até o refletor no afastamento fonte - receptor igual a zero
($x = 0$)

v = Velocidade de propagação estimada do meio

A multiplicidade inerente a técnica, faz com que os traços sísmicos possam ser empilhados de forma a reforçar as reflexões (Figura 15). Para isto, cada reflexão t no tempo, é deslocada para o tempo t_0 e acumulada no traço de saída, situando-se no ponto médio, reduzindo a um fator de \sqrt{N} (N = numero de traços) o efeito dos ruídos, (fator de recuperação).

Percebe-se pela equação que a velocidade é um fator importante e sua determinação é feita a partir da análise de velocidade.

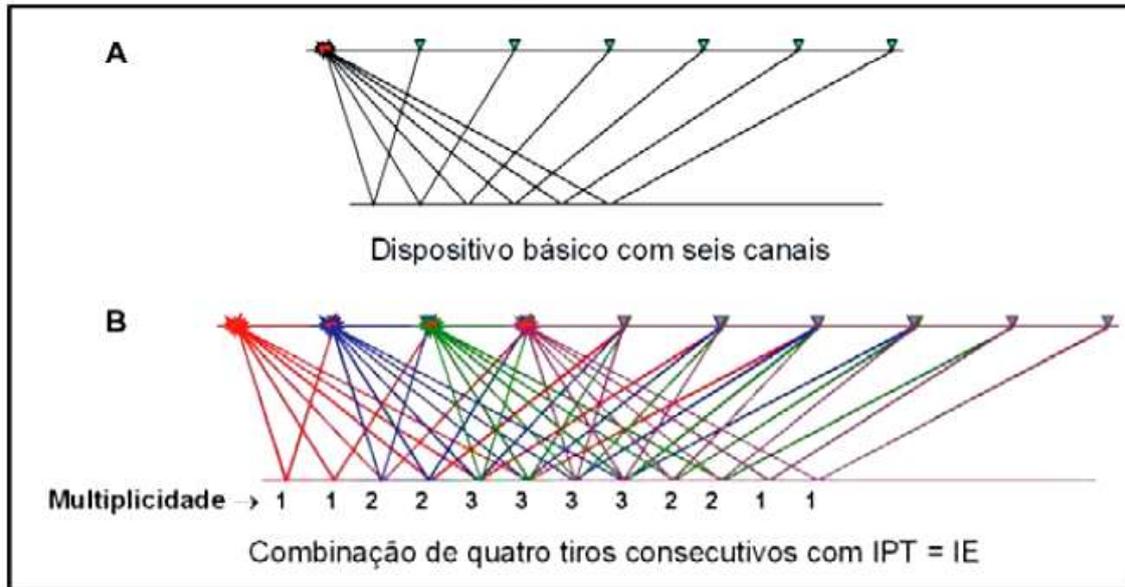


Figura 15. — Ilustração contendo uma aquisição com seis receptores. (A) registro de tiro nos receptores e (B) o efeito da multiplicidade encontrado pela técnica CDP, reforçando as reflexões, reduzindo o efeito dos ruídos. Fonte: Neto, 2006.

4.9. FILTRAGEM DE FREQUÊNCIAS

Procedimento muito comum no processamento sísmico, esta ferramenta relaciona-se à remoção de faixas de frequências indesejadas, evitando o chamado falseamento (*aliasing*) relacionado a eventos de alta frequência registrados em baixa frequência devido a um intervalo de tempo maior que o apropriado. A estimativa desta máxima frequência em um intervalo de tempo Δt é chamada de frequência de *Nyquist*.

$$F_N = \frac{1}{2\Delta t}$$

F_N = Frequência de *Nyquist*

Δt = Intervalo de tempo

Os filtros de frequência mais utilizados são: Corta-Alta, Corta-Baixa e Passa-Banda.

Neste trabalho o filtro aplicado foi o Passa-Banda, (Figura 16) tendo sido utilizado em diversas etapas do processamento no intuito de evitar a criação de frequências artificiais.

Com o fim de limitar os dados a certa faixa de frequência, o referido filtro possui 4 valores que delimitaram as frequências de corte e passagem de frequência.

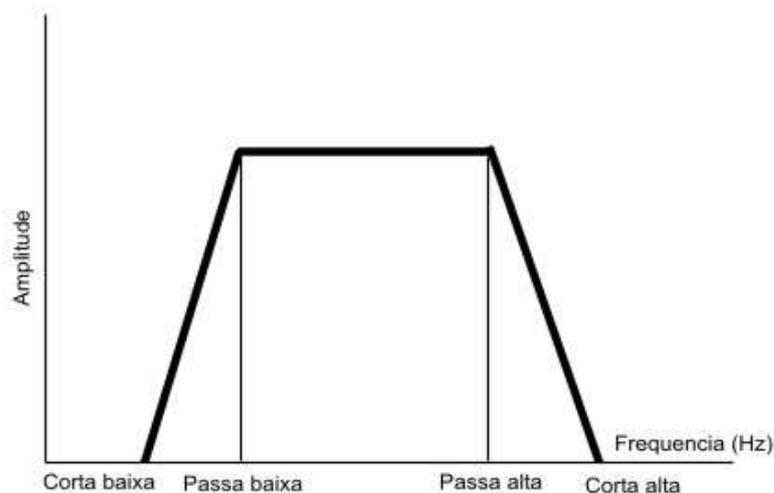


Figura 16. — Configuração de um filtro Passa-Banda. Fonte: Brunetta, 2005.

A respeito dos valores estimados, observa-se que estes não devem ser muito próximos, podendo ser gerados artefatos (informações criadas artificialmente) que prejudicam a qualidade dos dados. As rampas, portanto, devem ser suaves o suficiente para evitar a formação de *spikes*.

Os filtros de frequência possuem uma relação muito próxima com a resolução vertical (temporal) da sísmica. Segundo *Yilmaz* (2001), são necessárias tanto baixas quanto altas frequências em um dado sísmico para se aumentar a resolução temporal.

4.10. DECONVOLUÇÃO

A deconvolução é uma ferramenta amplamente utilizada no aumento da resolução temporal durante o processamento, sendo chamada de deconvolução do pulso. Seu objetivo está na estimativa de um filtro inverso (*Spike*) que ao ser convolvido com todos os traços sísmicos, recuperaria a resposta impulsional da Terra. (Abreu 2005).

O sinal sísmico registrado pode ser considerado como a convolução do sinal da fonte e a resposta da terra, o que incluiu alguns efeitos indesejáveis como a atenuação, fantasma e reverberação.

O objetivo da deconvolução é estimar estes efeitos e aplicar filtros inversos, de modo a aumentar a resolução temporal e comprimir a forma de onda da fonte sísmica em um impulso (*Spike*). A aplicação deste filtro inverso nos traços sísmicos busca recuperar a resposta da terra (refletividade).

4.11. CORREÇÃO DE NMO

Considerado um importante conceito a ser entendido assim como da análise de velocidade, a correção de NMO (*normal moveout*), requer o conhecimento das velocidades envolvidas para o melhor posicionamento dos refletores na sua posição correta em subsuperfície.

Utilizando a técnica CDP, o tempo de transito que descreve uma reflexão é regido pela equação abaixo, na qual se define uma hipérbole. Esta equação evidencia que para uma reflexão, sua representação em um sismograma possuirá uma curvatura crescente com o aumento da distancia entre a fonte e o receptor, ou também pelo aumento do tempo de percurso da onda (Figura 17 e 18). O aumento do tempo de reflexão no afastamento fonte - receptor é chamado de NMO e a sua correção, chamada de correção de NMO, posiciona em um mesmo ponto em subsuperfície a fonte e o receptor.

$$t^2 = t_0^2 + \frac{x^2}{v^2}$$

t_0 = tempo duplo de transito.

v = velocidade estimada.

x = afastamento fonte - receptor.

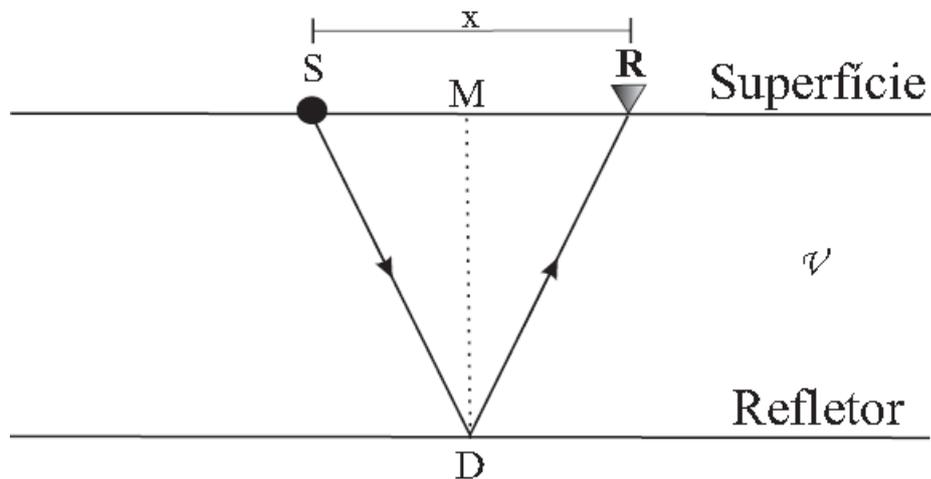


Figura 17. — Representação do percurso do raio para o ponto médio da fonte - receptor.
Fonte: Novaes, 2007.

A correção chamada de *Normal Moveout* é adquirida pela diferença entre t e t_0 :

$$\Delta t = \sqrt{t_0^2 + \left(\frac{x}{v}\right)^2} - t_0$$

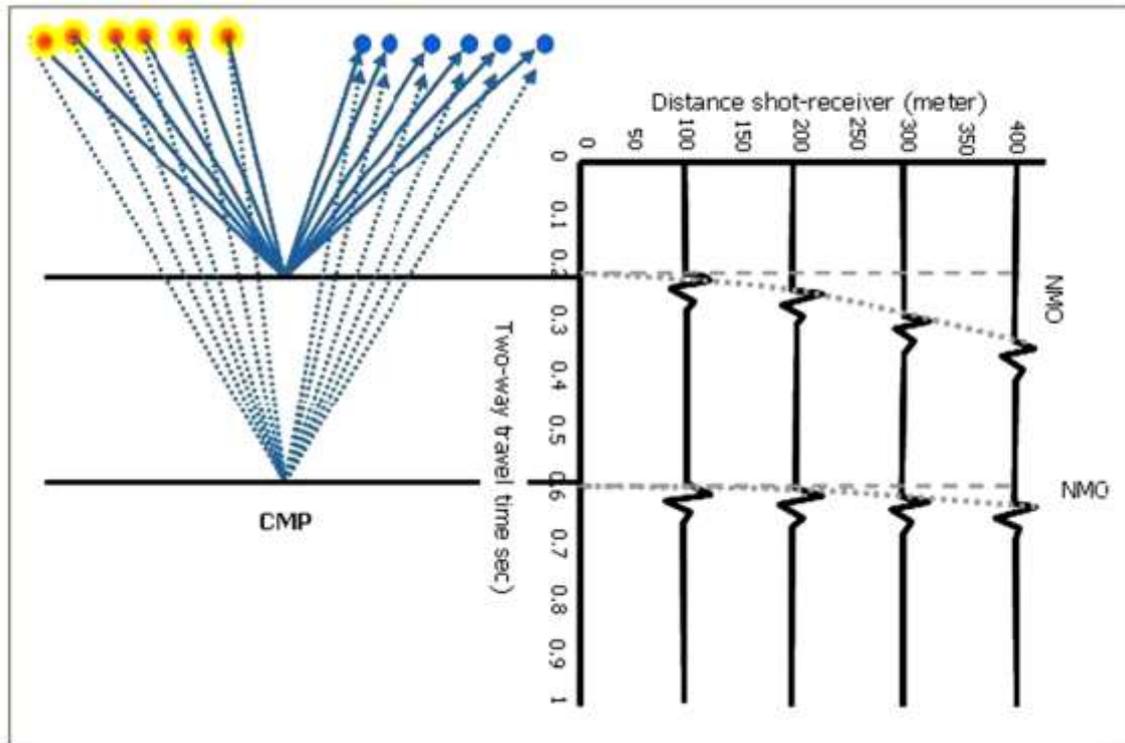


Figura 18. — Efeito no traço sísmico com a aplicação da correção de NMO. Fonte: EAGE, *Learning Geoscience online*, 2009, Vasconcellos, 2009.

4.12. ANÁLISE DE VELOCIDADE

Etapa importante no sucesso do processamento sísmico, uma boa análise de velocidade determina a qualidade da seção sísmica empilhada e migrada, obtidas de acordo com o critério de precisão das velocidades para as interfaces do meio geológico.

Após a aplicação nas famílias CMP's da correção de NMO, os efeitos causados pelas hipérbolas nos refletores são horizontalizados, recebendo o nome de velocidade de NMO (VNMO), de modo que na etapa do empilhamento esses traços horizontalizados melhorem a relação sinal – ruído.

O estudo da velocidade objetiva a construção de funções velocidade que melhor horizontalizem cada refletor. A partir da composição do dado em famílias CDPs para a análise de velocidade, ocorre a geração do *velan* ou espectro de velocidade no qual através da plotagem num plano velocidade x tempo, são computados o acúmulo das energias em função da amplitude das amostras no chamado *semblance*.

Comportamentos importantes podem ser determinados a partir dos valores estimados para esta velocidade de NMO. Quando estas velocidades possuírem valores superiores aos das velocidades das camadas, ocorre uma subcorreção (os refletores estarão deslocados para baixo). Na estimativa com as velocidades de correção possuindo valores inferiores aos verdadeiros das camadas, ocorrerá uma sobrecorreção (os refletores estarão deslocados para cima).

4.13. FILTRAGEM *RADON*

Com o propósito de retirar dos dados o registro sísmico relativo à presença das múltiplas, a filtragem *Radon* utiliza a transformada T-P na individualização dos eventos primários e dos múltiplos. Atráves da conversão dos dados sísmicos pela transformada T-P, passando do domínio CDP para o t-x (espaço-tempo).

A transformada é realizada pela soma das amplitudes das amostras ao longo da trajetória retilínea no domínio t-x, que permite conseguir o novo valor de amplitude no domínio T-P. A repetição deste processo em diferentes inclinações (P), origina a seção T-P, no qual cada traço resultante estima as ondas planas em diferentes ângulos de incidência sobre a superfície de registro. Esse comportamento da transformada é chamado de *Slant-Stack* (empilhamento por inclinação).

A representação gráfica, na figura 19 abaixo, do efeito da transformada em uma hipérbole de reflexão no CDP, convertendo em uma elipse no domínio T-P, onde para $P = 0$, obtém-se uma reta horizontal no domínio t-x. Esta transformação é usado para mapear e eliminar as múltiplas presentes nos dados sísmicos.

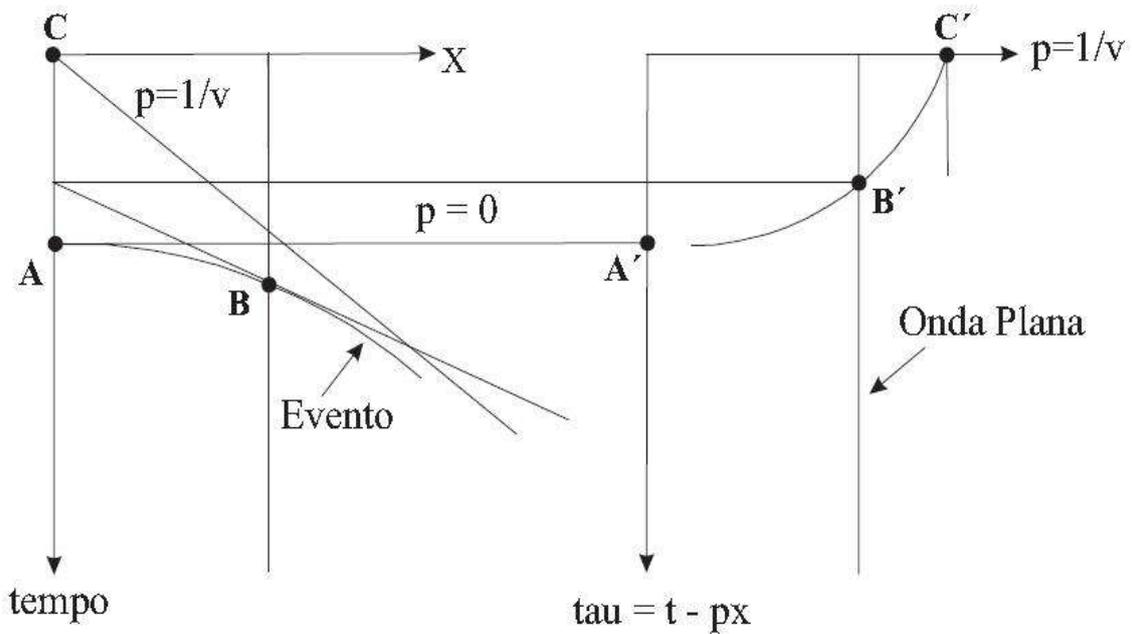


Figura 19. — Representação de uma hipérbole no domínio t-x e sua conversão por efeito da transformada em uma elipse no domínio T-P. Fonte: *Yilmaz, 1987*.

4.14. EMPILHAMENTO

Esta etapa compreende o empilhamento dos traços sísmicos e pode ser entendida como importante para a continuidade do processamento, tendo em vista que é do resultado da soma dos traços de um mesmo CDP (após a correção de NMO) que se somam as amplitudes dos traços, produzindo o aumento das amplitudes que estiverem em fase e a destruição dos ruídos, o que melhora a razão sinal/ruído (Figura 20). Outra característica importante é que a etapa de empilhamento possibilita a compreensão a respeito das velocidades escolhidas e dos seus efeitos nos refletores, caso seja necessária alguma alteração.

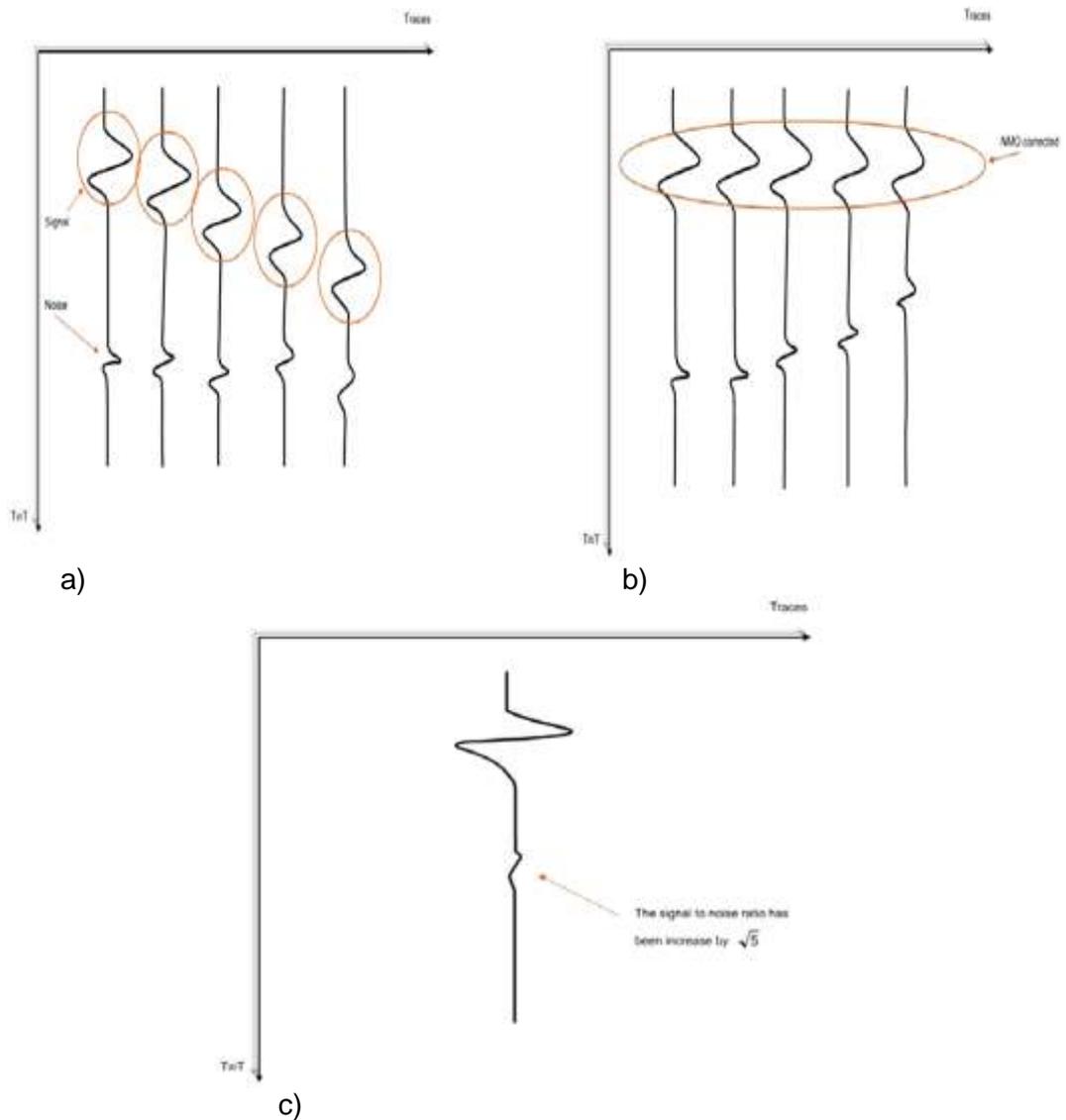


Figura 20. — Etapa de empilhamento. (a) 5 traços sísmicos com presença de ruído; (b) aplicação da correção de NMO; (c) os 5 traços são somados tornando-se um único traço com uma menor presença de ruído, atenuado a um fator de \sqrt{N} , onde N representa o número de canais. Fonte: EAGE, *Learning Geoscience online*, 2009, Vasconcellos, 2009.

4.15. MIGRAÇÃO SÍSMICA

Compreendendo o princípio de que cada ponto em subsuperfície ao longo da propagação da onda sísmica age como um ponto dispersor de energia e que as energias são registradas nos receptores em um determinado tempo, a migração tem como característica o reagrupamento dessas energias em seus pontos difratores, focalizando a energia sísmica nesses pontos, acarretando em um aumento da resolução espacial e proporcionando uma imagem sísmica verdadeira das estruturas existentes.

A qualidade desta imagem sísmica está intrinsecamente ligada ao campo de velocidade estimado para o meio geológico e seus refletores. A migração em tempo é obtida ao se considerar o meio descrito por um campo com pouca variação lateral de velocidade; a migração em profundidade quando ocorrem grandes variações laterais de velocidade no campo.

A migração *kirchhoff* utiliza o princípio de *Huygens* e da soma das difrações, segundo uma curva determinada pelo campo de velocidade e atribui o valor desta soma ao coeficiente de reflexão no ponto difrator.

No presente trabalho foi utilizada a migração *kirchhoff* em tempo pós e pré-empilhamento, tendo como principais parâmetros, além do campo de velocidade, a largura da abertura (janela de migração) para a energia espalhada, o ângulo de migração e a utilização de anisotropia no caso da migração pré-empilhamento.

4.15.1. Campo de Velocidade

As velocidades estimadas para os refletores durante o seu processamento acarretam em efeitos na forma das estruturas geológicas presentes na seção estaqueada, os chamados efeitos de Sub e super migração (Figura 21).

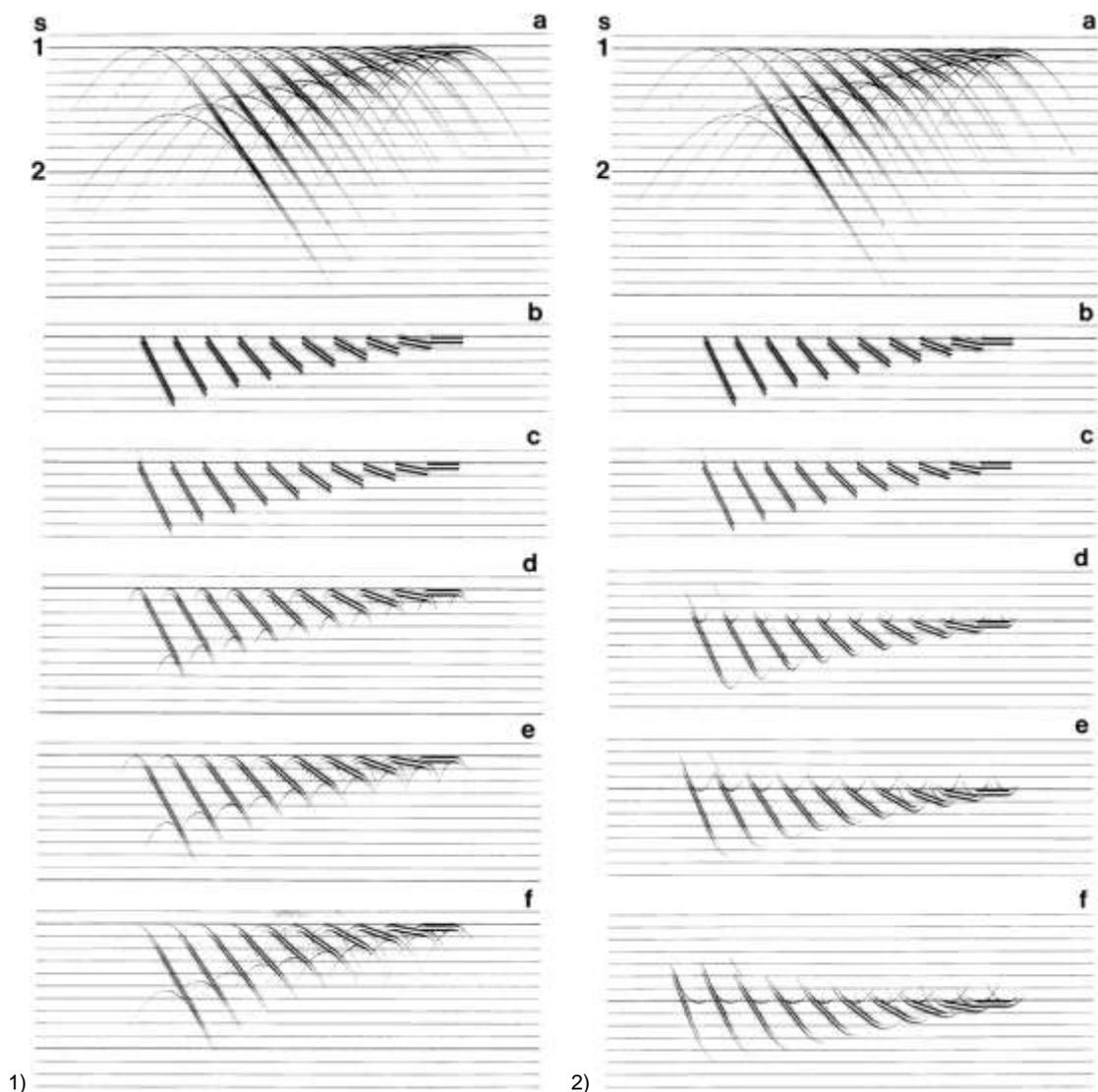


Figura 21. — Visualização de (a) seções zero - offset contendo eventos de mergulho com velocidade em torno de 3500 m/s; (b) a migração desejada; em (c), (d), (e), (f) os testes de velocidade utilizando a migração *kirchhoff* com velocidade de 3500 m/s e 5, 10 e 20 % menor em (1) e maior em (2) respectivamente. Fonte: Modificado de *Yilmaz*, 2001.

4.15.2. Largura de Abertura

É também conhecida como janela de migração. O valor estimado para este parâmetro influencia a distância máxima em que a energia pode ser espalhada pelos pontos difratores. Em janelas muito pequenas ocorre uma destruição dos mergulhos mais íngreme. As janelas muito grandes, por sua vez, acarretam em uma degradação na qualidade da migração pela baixa relação sinal/ruído, o que aumenta a presença de ruídos.

4.15.3. Ângulo de Migração

O ângulo de migração é utilizado em todos os tipos de migração e determina o quanto pode variar a inclinação dos refletores que se deseja imagear.

4.15.4. Anisotropia

A anisotropia corresponde às propriedades elásticas do meio, medidas em um mesmo ponto, de se alterar a partir da direção escolhida, o que não acontece em um meio considerado isotrópico. Associadas a fatores geológicos como compactação e estratificação, a anisotropia pode gerar erros na determinação das velocidades e também dificultar na horizontalização de eventos nos CRPs (*Common Reflection Point*), tornando mais confiável a formação do campo de velocidade e melhorando a definição de eventos mergulhantes como falhas e flancos de domos.

4.15.5. Migração Pré-empilhamento

Devido ao avanço da exploração e da busca por reservatórios e armadilhas geológicas cada vez mais sutis e muitas vezes pouco detalhadas pelo método de processamento convencional em razão da deficiência da técnica CDP, o uso da migração pré-empilhamento, que utiliza dados sísmicos não empilhados, tem sido mais amplamente aplicada por conter uma maior quantidade de informações e permitir a geração de seções finais com qualidade superior.

Com o objetivo de melhor localizar os pontos iluminados pelo sinal, criado pela fonte sísmica que produziram as reflexões obtidas na superfície, e gerar uma estimativa mais precisa para os coeficientes de reflexão, ressalta-se cada vez mais a importância na definição de um bom campo de velocidade para corrigir as distorções que atuam no imageamento, como os efeitos de espalhamento da energia nos refletores e o efeito *alias* da técnica CDP (perda de homogeneidade das famílias CDP em relação ao ângulo entre as linhas de fontes e de receptores).

Durante a etapa do processamento a compreensão destas técnicas e princípios a respeito do comportamento de uma onda sísmica e das influências que o meio geológico possa exercer durante a sua propagação até o seu registro na superfície, possibilita que o operador de migração possa desempenhar o papel de preservar ao máximo as características naturais presentes nos dados e extrair, a partir daí, imagens sísmicas de alta qualidade.

O próximo tópico mostra as etapas presentes na maioria dos *softwares* no fluxograma de um processamento sísmico 3D, na busca por imagens sísmicas que contenham uma verdadeira visão a respeito dos refletores e estruturas geológicas em subsuperfície.

5. METODOLOGIA

A partir deste capítulo serão descritas as etapas realizadas no presente trabalho e seu desenvolvimento a partir do fluxo de processamento empregado.

5.1. CRIAÇÃO DO FLUXO DE PROCESSAMENTO

Para este trabalho o fluxo de processamento apresentado na figura 22, foi aplicado através do *software* comercial ProMax, estruturado em linhas principais, onde são criados os fluxos de processamento para cada etapa específica e os passos que a constituem podem ser adicionados e organizados. Nas etapas avançadas do processamento, foram usadas ferramentas desenvolvidas pela própria Petrobras.

Para controle dos resultados encontrados durante as etapas consideradas sensíveis a erros, pode-se dentro destas janelas realizar correções dos parâmetros internos e obter assim melhores resultados.

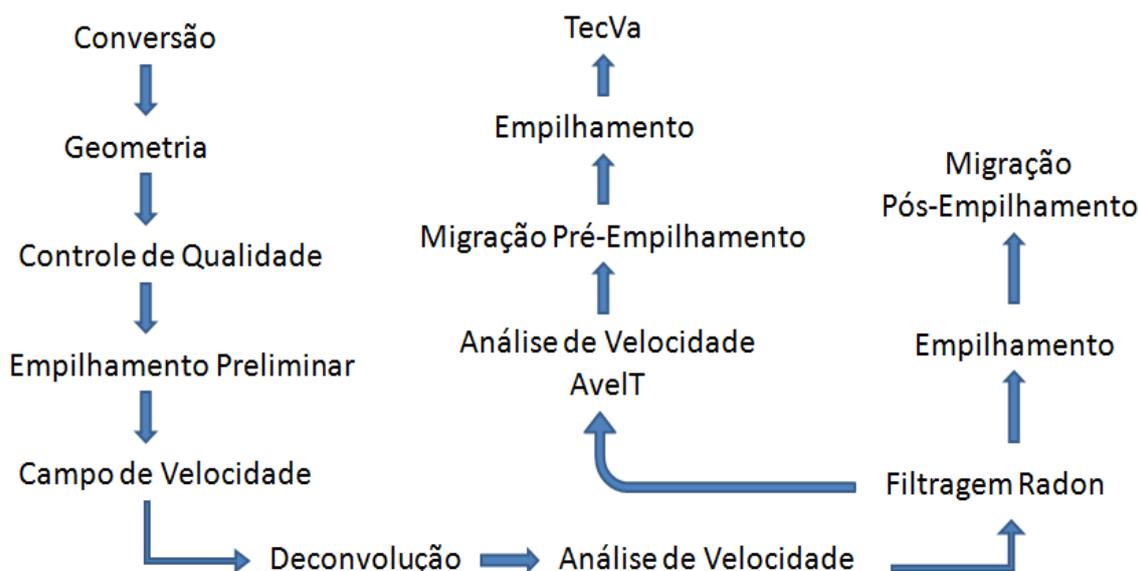


Figura 22. — Fluxo de processamento utilizado para este trabalho.

5.2. PROCESSAMENTO DOS DADOS SÍSMICOS

Neste capítulo serão descritas individualmente as etapas que compreendem o processamento realizado, com sucintas explicações a respeito da base teórica e a exposição dos resultados obtidos.

5.3. INFORMAÇÕES A RESPEITO DA AQUISIÇÃO

Os dados aqui trabalhados fazem parte de uma aquisição sísmica marinha 3D na bacia do Espírito Santo. A aquisição do navio foi estruturada por duas fontes (*flip-flop*) distantes entre si por 50 metros a uma profundidade de 6 metros e por 6 cabos, distantes entre si por 100 metros, a uma profundidade de 10 metros (Tabela 1).

| Descrição dos Parâmetros | Parâmetros |
|-----------------------------|-----------------------|
| Número de canais por cabo | 480 canais |
| Razão de Amostragem | 4 ms |
| Comprimento do Registro | 6 s |
| Intervalo de Tiro | 25 m |
| Intervalo entre Receptores | 12,5 m |
| Número de <i>Inlines</i> | 111 <i>Inlines</i> |
| Número de <i>Crosslines</i> | 981 <i>Crosslines</i> |

Tabela 1. Parâmetros correspondentes à aquisição sísmica 3D realizada.

5.4. CONVERSÃO DE FORMATO

As informações a respeito dos dados sísmicos são normalmente registradas no formato internacional SEG-Y, desenvolvido pela Sociedade Geofísica de Exploração (SEG). Para realizar este processamento no ProMax se fez necessária sua conversão do formato SEG-Y para o formato ProMax.

5.5. GEOMETRIA

A geometria compreende a etapa do processamento que determina a localização de cada fonte e receptor a partir de suas coordenadas, sejam estas fictícias ou reais. Seu objetivo é registrar no *header* de cada traço as informações referentes às coordenadas e outras informações relevantes para a organização dos traços. Estas informações são adquiridas através do relatório de campo do observador (RO), o qual contém informações importantes sobre como se procedeu à aquisição (fonte, receptores, arranjo utilizado, filtros aplicados, quantidades de canais por cabo e problemas que tenham ocorrido durante o campo).

Esta etapa é fundamental para o processamento sísmico e necessita de uma atenção especial do geofísico, tendo em vista que erros relacionados a esta etapa – como, por exemplo, na definição das coordenadas em relação aos receptores e fontes ou no desenho do tipo de arranjo utilizado – resultarão em uma perda substantiva de qualidade dos dados e de tempo de correção.

Tem-se como critério para a formação da geometria o preenchimento de tabelas com os dados a respeito da aquisição. Estas tabelas são divididas da seguinte maneira:

a) Tabela de *Setup*

A tabela de *setup* contém as informações gerais sobre a aquisição realizada, tais qual o espaçamento de tiros, a distância entre os receptores e a primeira e última estação viva.

b) Tabela *Source*

Na tabela *source* são carregadas as informações das fontes e estações, com suas coordenadas X e Y específicas, profundidade de cada uma, azimute do navio, número de *ffid* correspondente, primeiro canal e estação vivos, assim como a cobertura que indica o número de traços em cada CDP da seção.

c) Tabela *Pattern*

A tabela *Pattern*, ordenada para conter os dados do cabo e da fonte respectivamente, reúne as informações dos arranjos de receptores para todos os tiros.

d) Tabela *Bin*

A tabela *Bin* compreende a etapa de criação da geometria na qual se utilizam os dados provenientes das outras tabelas para a realização de cálculos como o das posições dos CMPs, do ponto médio comum e da cobertura dos traços.

5.6. CDP *BINNING*

Esta etapa corresponde à criação do *Grid* de celas para o processamento e também à criação dos CDPs no *database*, definidos pelos parâmetros da etapa anterior. Para este trabalho foi definido um *Grid* retangular, com as dimensões de cela 25 m X 25 m e azimute de 90 graus, contendo todas as *Inlines* e *Crosslines*.

5.7. *FLEX BINNING*

A preparação e posteriormente a finalização do *Flex Binning* ocorre calculando-se geometricamente a posição de cada traço através do ponto médio, baseando-se nos *offsets* e nas coordenadas fonte – receptor. Uma vez completa a etapa do *Flex Binning*, ou seja, a regularização dos *offsets* dentro das células, aplica-se a geometria montada e atualizada nos *headers* dos traços com as informações no *database*, obtendo-se como resultado final, uma homogeneização da cobertura ao longo do 3D.

Inicia-se então, o processo de Controle de Qualidade dos dados distribuídos no *Grid*, com a geometria gerada na etapa anterior. Esta nova etapa consiste do Empilhamento Preliminar, da visualização de *Time-Slices* da seção empilhada, de *Displays* das *Inlines* e *Crosslines* e também do Campo de Velocidade inicialmente estimado para as estruturas da área.

Neste trabalho, para efeito de objetividade, serão mostradas apenas as seções empilhadas e o campo de velocidade inicialmente estimado.

5.8. EMPILHAMENTO PRELIMINAR

Consiste no empilhamento dos dados usando, para a correção de NMO, um arquivo de função velocidade estimado inicialmente para a área.

Na etapa do empilhamento, possibilita-se compreender a relação das velocidades escolhidas e sua influência nos refletores, possibilitando, desta forma, a realização de eventuais alterações dos parâmetros utilizados. Daí sua importância no controle de qualidade.

Nas imagens a seguir, (figuras 23 a 33) com a escolha da função velocidade de controle, é possível obter uma noção da distribuição das camadas em subsuperfície e observar a presença de uma estrutura na parte central da imagem. Esta estrutura se assemelha a um domo de sal, característico na região, e sua influência nos refletores altera a forma das camadas vistas nas figuras abaixo. Devido seus diferentes ângulos de inclinação em relação ao meio geológico, os domos não podem ser bem definidos somente com o empilhamento, sendo necessária a aplicação de ferramentas específicas para a sua correção.

Ao observar as imagens é possível notar a presença de uma múltipla correspondente ao fundo marinho, localizada no dobro do tempo do primeiro refletor. Nota-se também a presença de ruídos e de eventos relacionados à escolha da velocidade, o que provoca distorções que ocasionam a baixa qualidade da imagem adquirida.

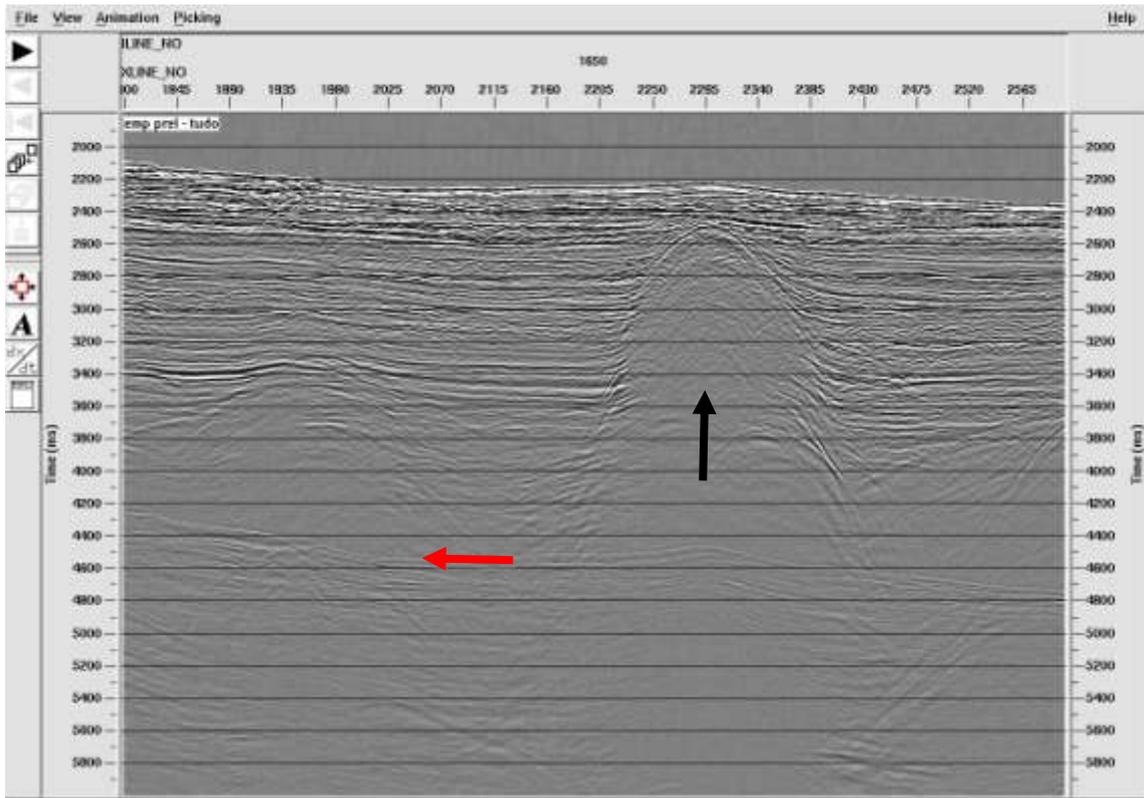


Figura 23. — Imagem de uma seção empilhada, correspondente a *Inline* 1650. Identifica-se a presença de um domo de salino (seta preta) na parte central e as distorções que ocorrem devido ao ângulo de inclinação (*Dip*) em torno das camadas e eventos como múltiplas (seta vermelha) e ruídos que diminuem a relação sinal/ruído.

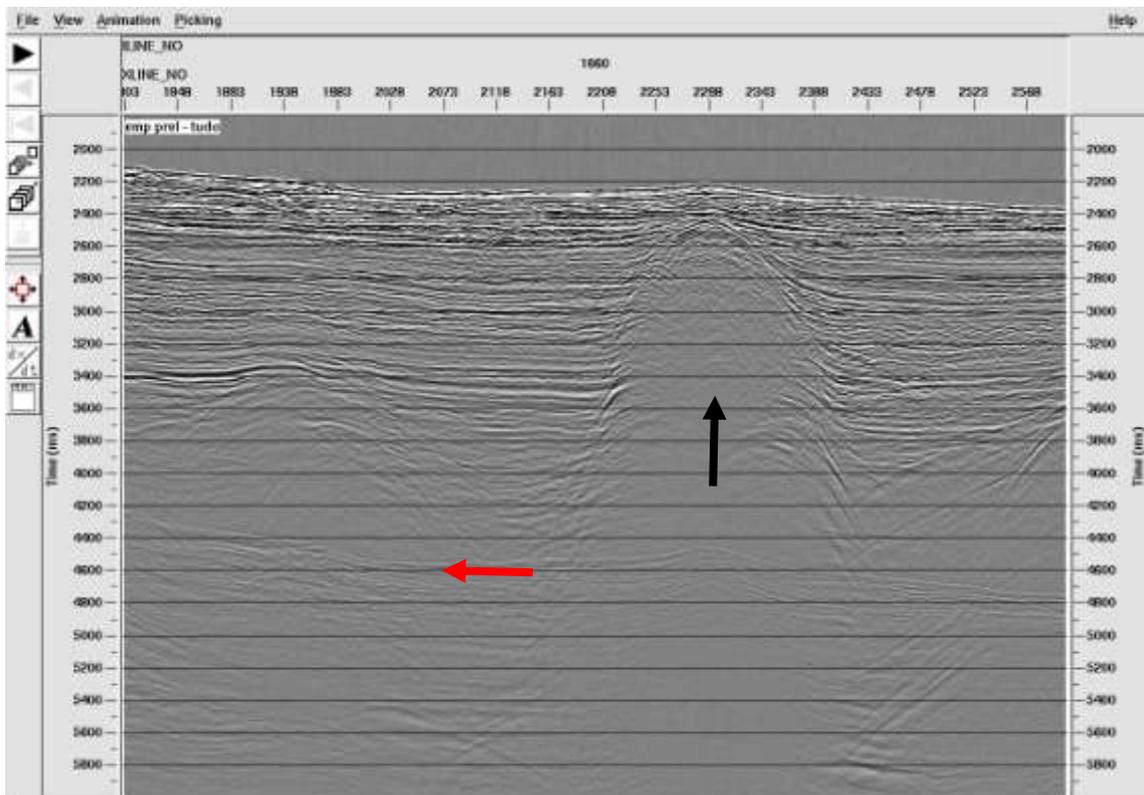


Figura 24. — *Inline* 1660. O domo de sal influencia a estruturação das camadas sedimentares e as distorções encontradas.

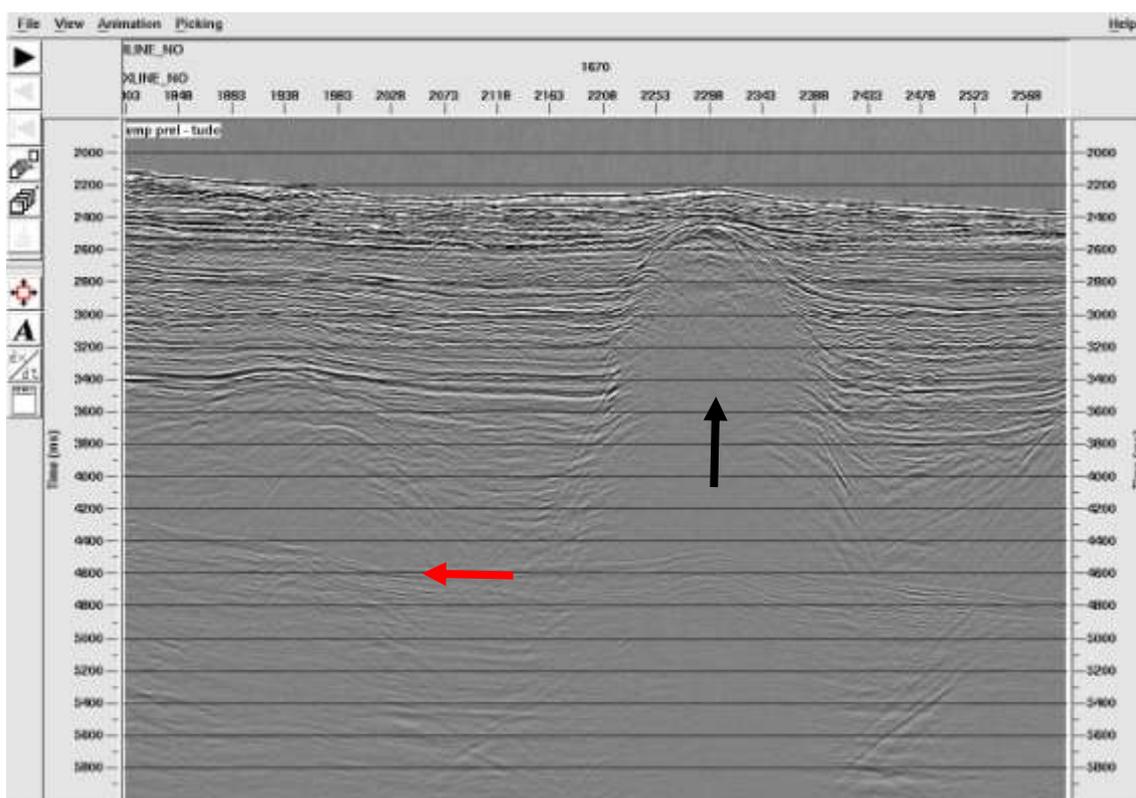


Figura 25. — *Inline* 1670. Movimentação do domo de sal em torno das camadas, nota-se que sua influência é percebida já na superfície marinha em uma leve inclinação.

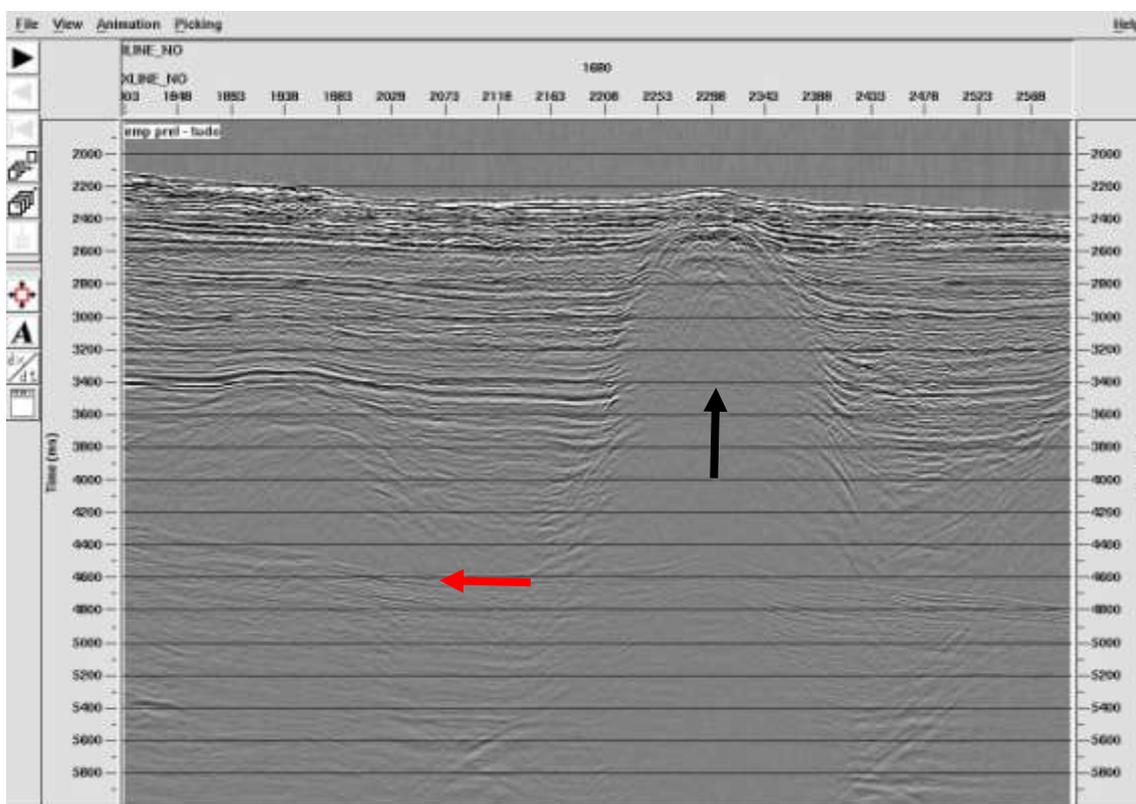


Figura 26. — *Inline* 1680. Presença de difrações, da movimentação do domo de sal e sua atuação nas camadas.

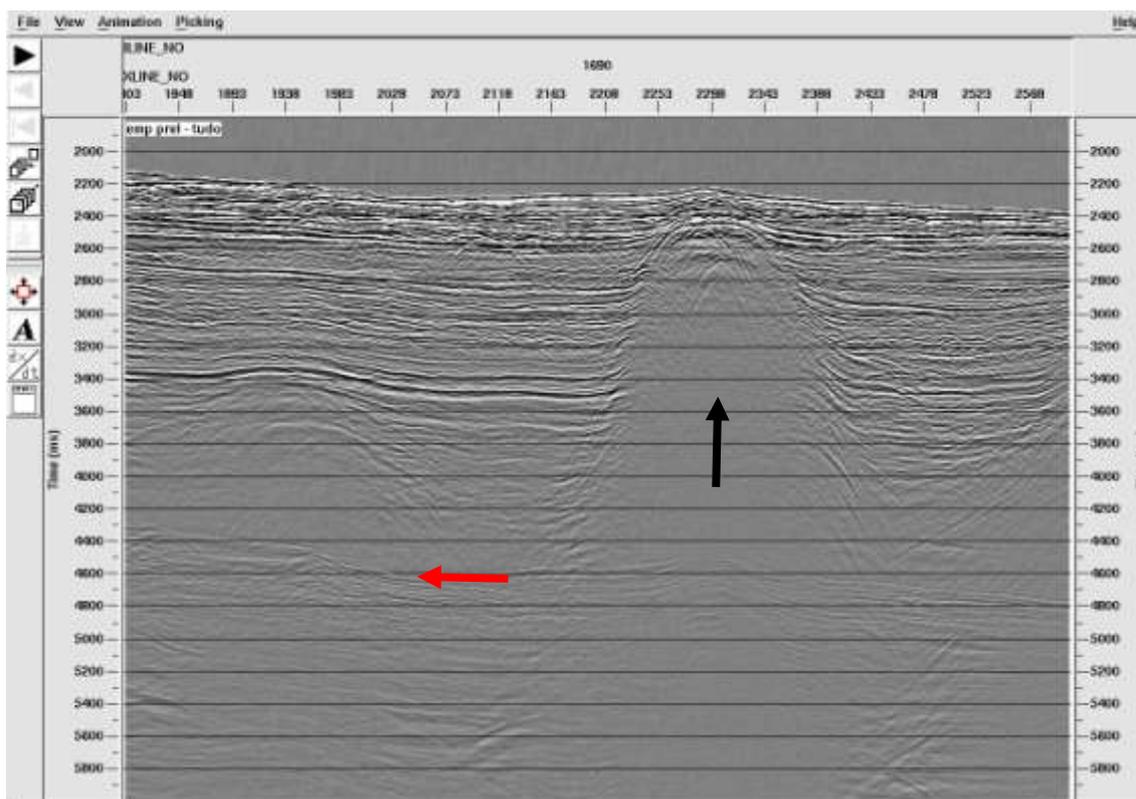


Figura 27. — *Inline* 1690. O domo de sal já atua fortemente nas camadas superiores.

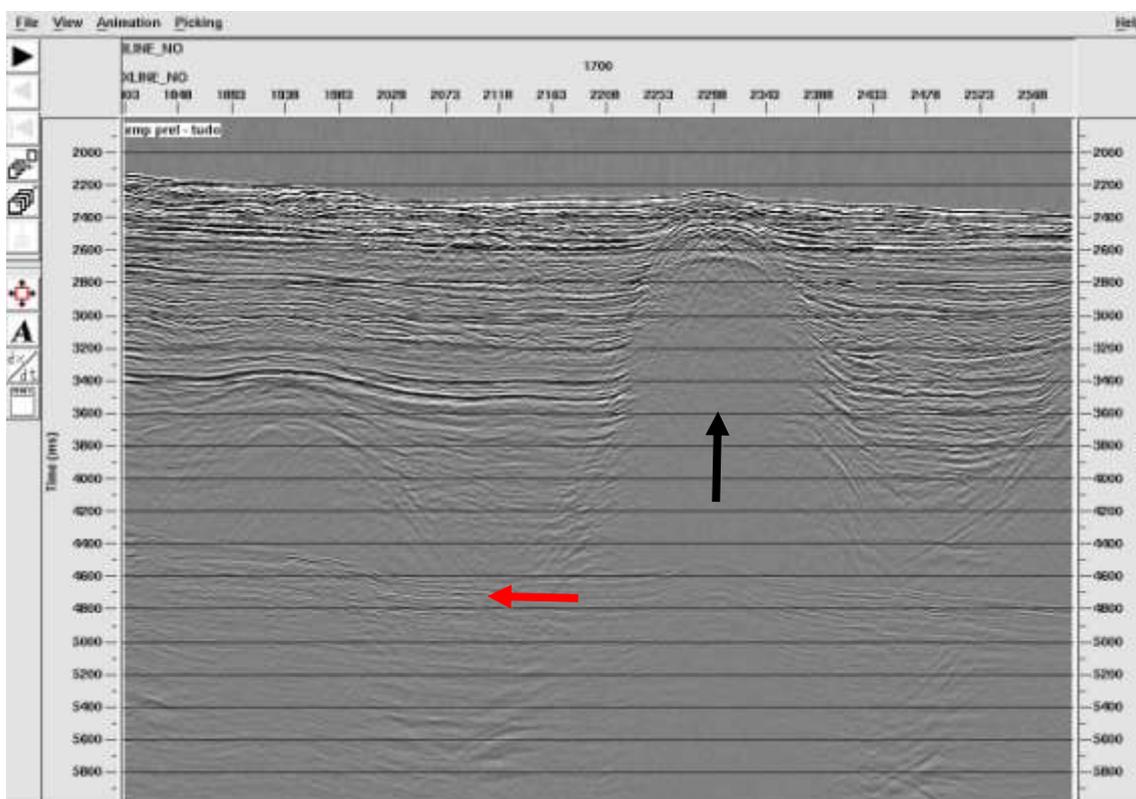


Figura 28. — *Inline* 1700. O domo de sal interfere em todas as camadas, as distorções presentes impossibilitam determinar o tamanho desta estrutura salina.

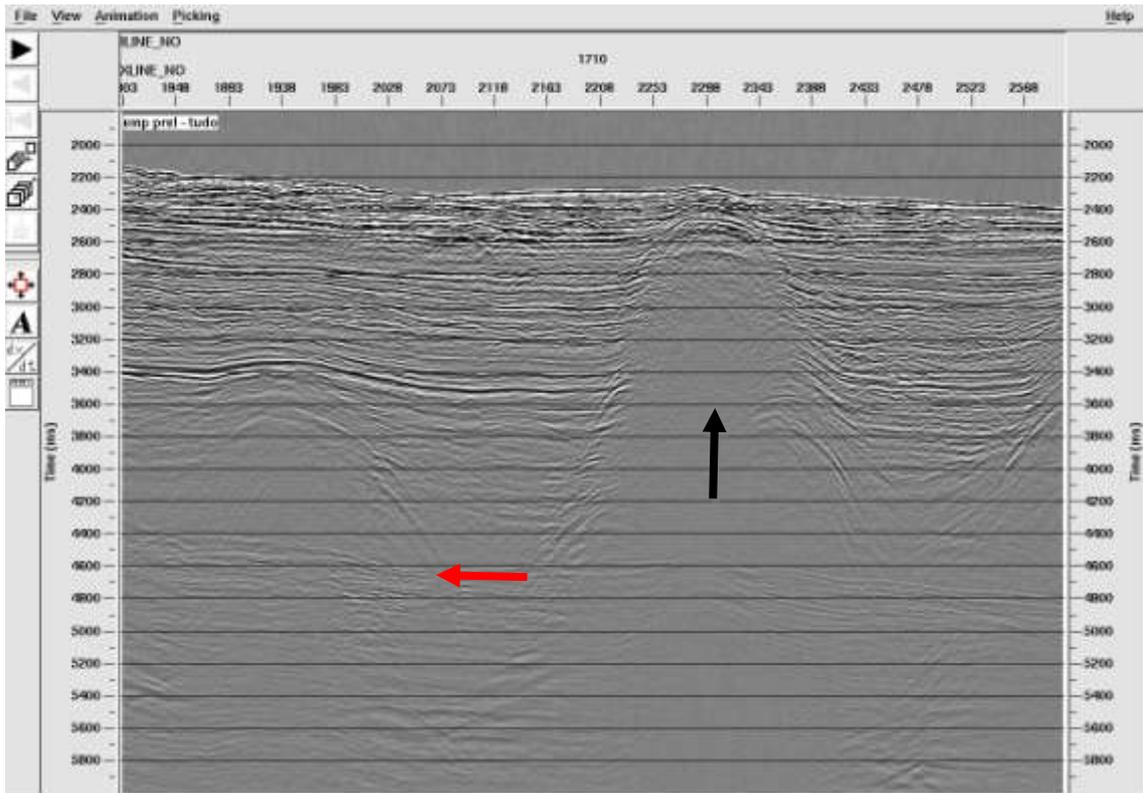


Figura 29. — *Inline* 1710. Redução da influência do domo salino nas camadas, permitindo delimitar sua área de atuação.

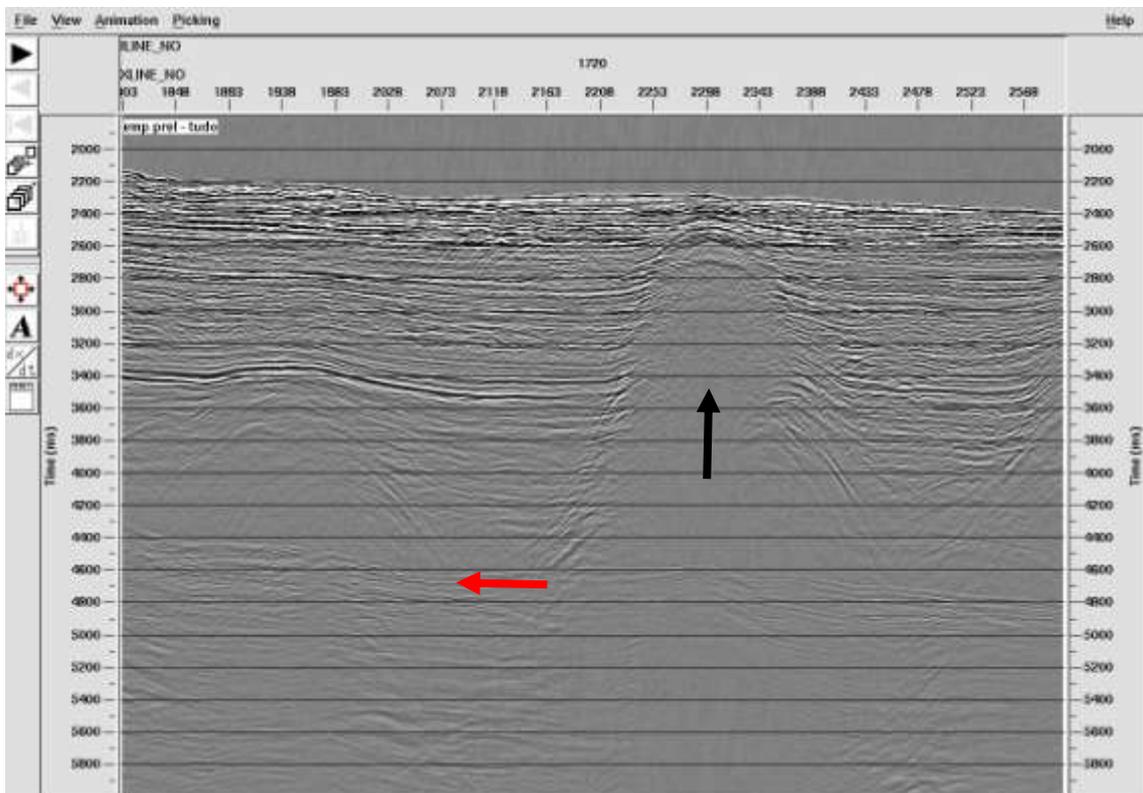


Figura 30. — *Inline* 1720. Menor interferência do domo salino no relevo marinho.

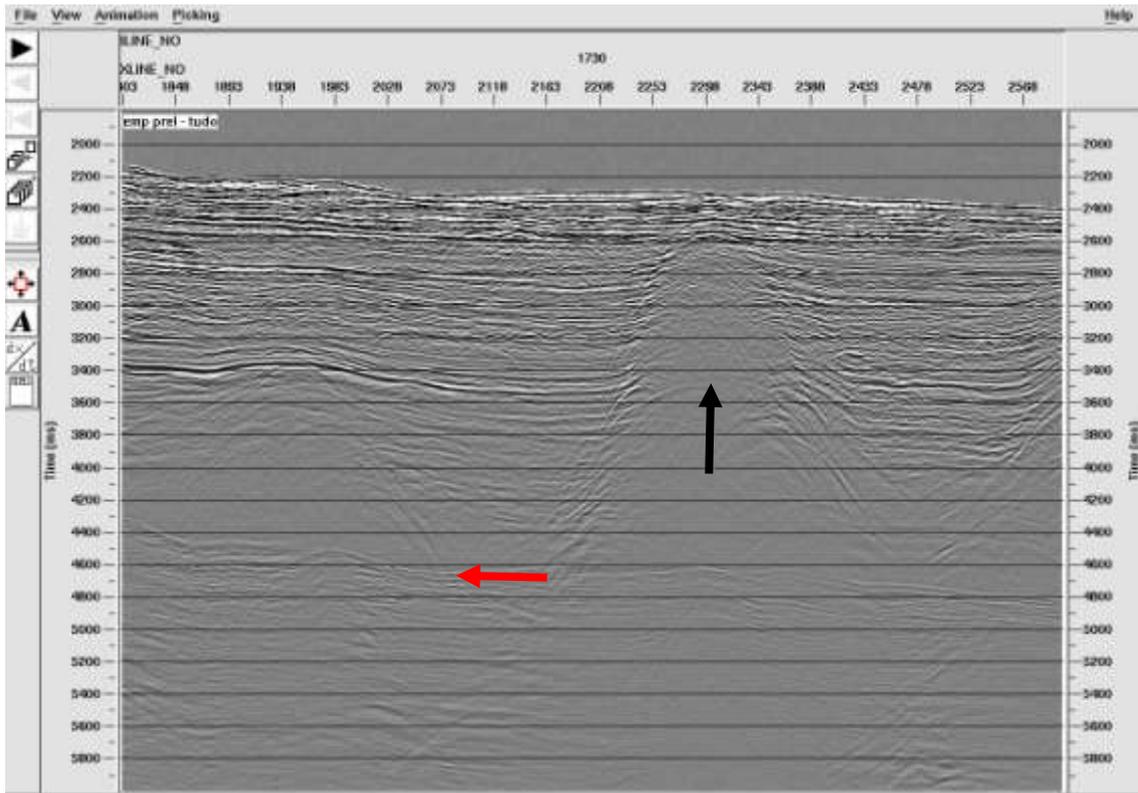


Figura 31. — *Inline* 1730. Redução do efeito gerado pelo domo nas estruturas mais rasas.

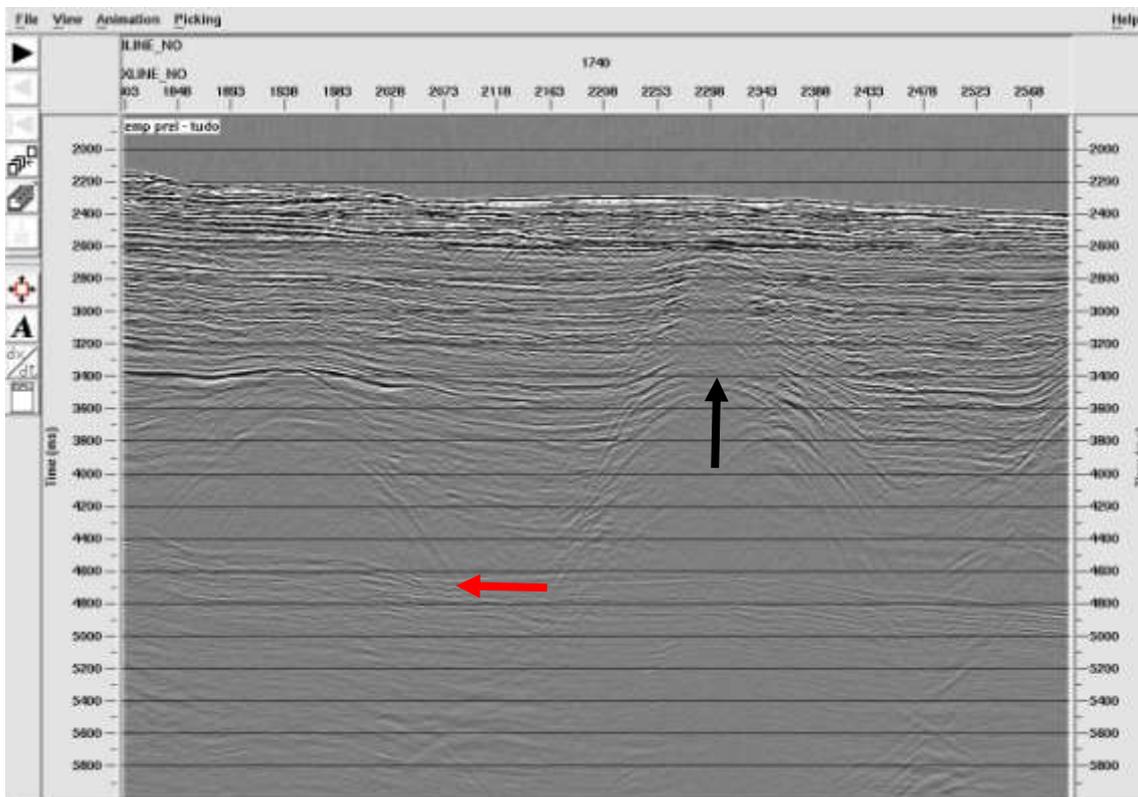


Figura 32. — *Inline* 1740. Redução da interferência do corpo de sal nas camadas superiores.

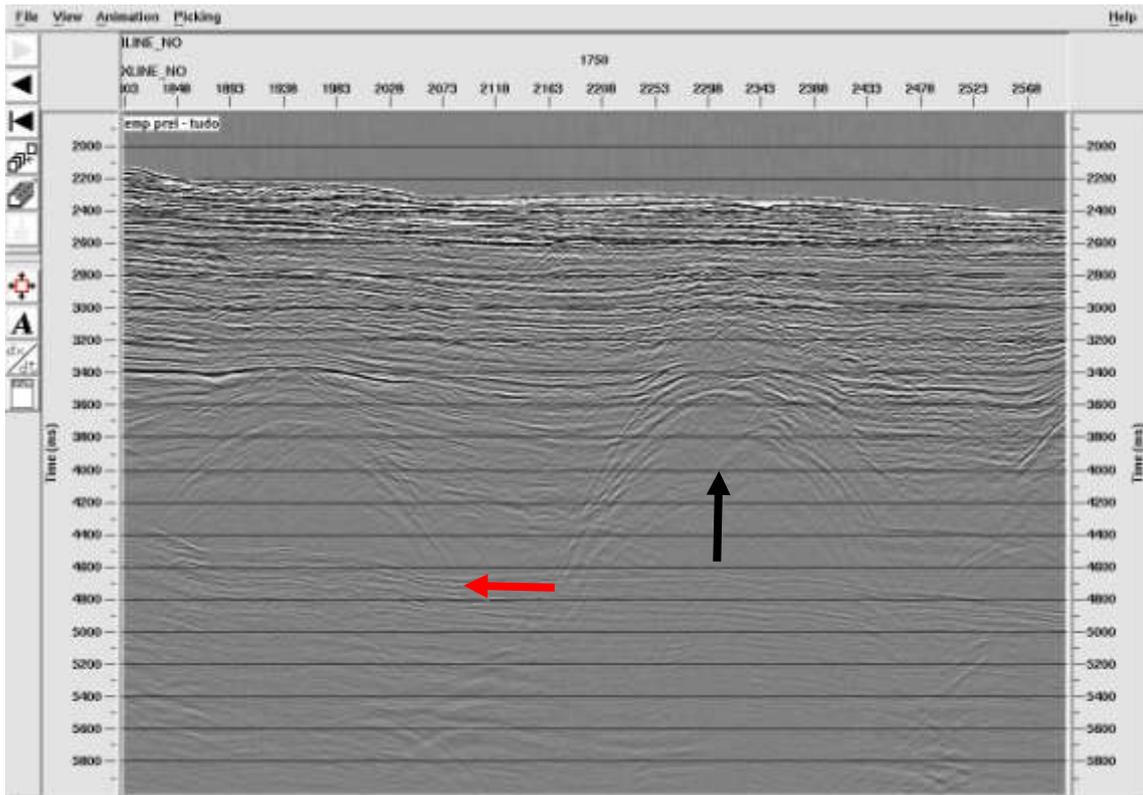


Figura 33. — *Inline* 1750. O domo de sal agora localizado aproximadamente no tempo de 3400ms e com pouca atuação nas camadas superiores.

5.9. CAMPO DE VELOCIDADE INICIAL

Para o estudo inicial das camadas foi escolhida uma função velocidade que permitiu determinar, para aquela área, a presença de um domo salino que atua fortemente nos refletores, modificando inclusive a topografia do fundo marinho.

Estas velocidades (Figura 34), contudo, possuem valores imprecisos a respeito de alguns refletores e do próprio domo salino em particular, sendo necessária uma nova análise de velocidade para que sejam corrigidos.

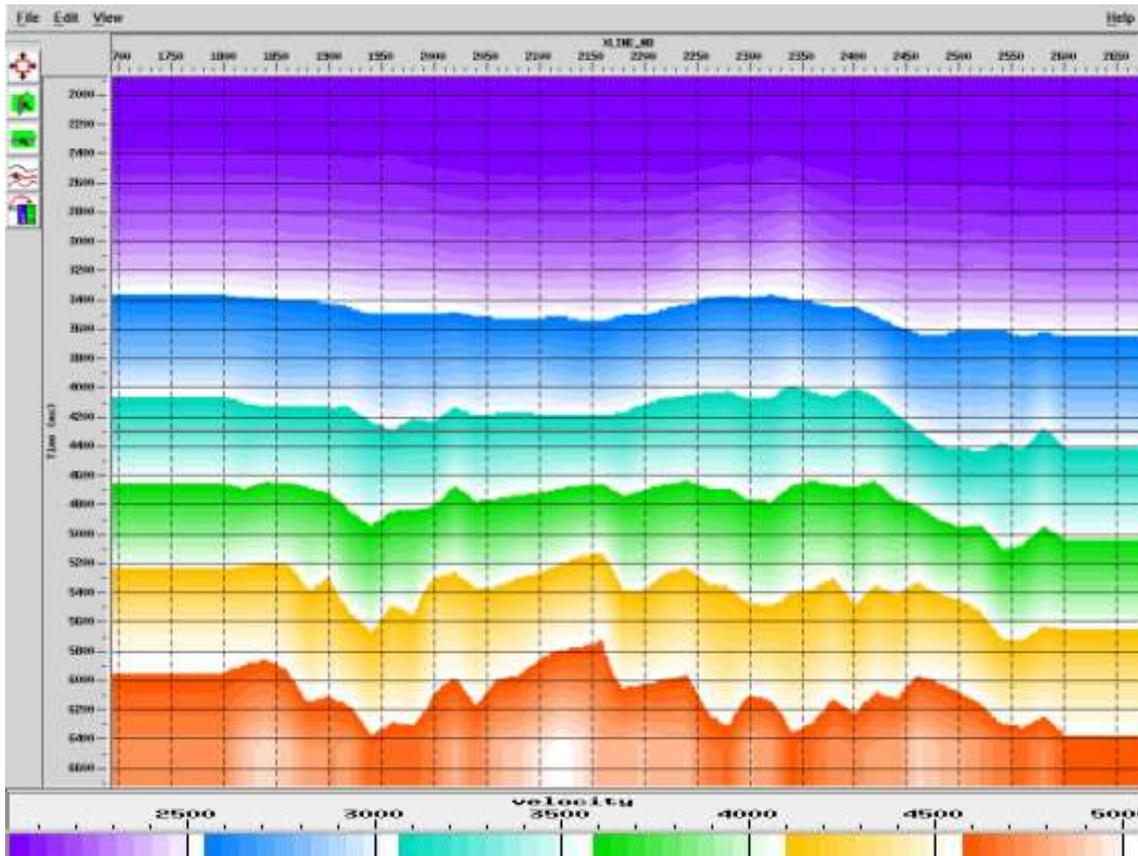


Figura 34. — Campo de Velocidade inicial estimado para as estruturas.

Após a etapa de controle de qualidade, onde foi possível a visualização das estruturas e da interferência dos ruídos na resolução da imagem, inicia-se a seguir as etapas que compreendem a Correção das Distorções nos dados a partir do cálculo do filtro inverso e de sua aplicação na deconvolução.

5.10. DECONVOLUÇÃO

A implementação da deconvolução neste trabalho foi dividida em:

- Criação de janelas para o cálculo dos operadores de deconvolução
- Cálculo do filtro inverso, contendo as informações do fantasma da fonte e do receptor, convolvidas com o pulso inicial (Figura 35).
- Aplicação da correção de divergência esférica e da deconvolução (Figura 36).

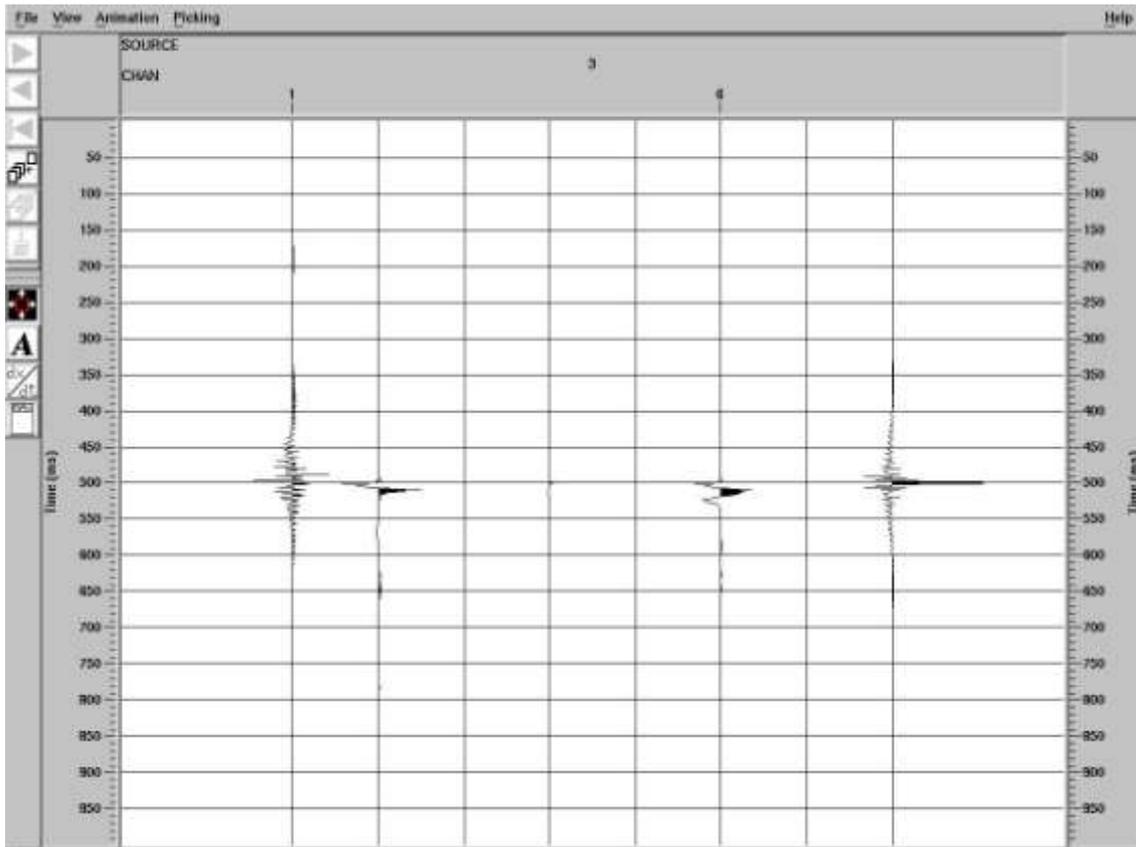


Figura 35. — Estimativa do filtro inverso de fase zero (*Spike*), a partir da convolução do pulso com os fantasmas da fonte e do receptor.

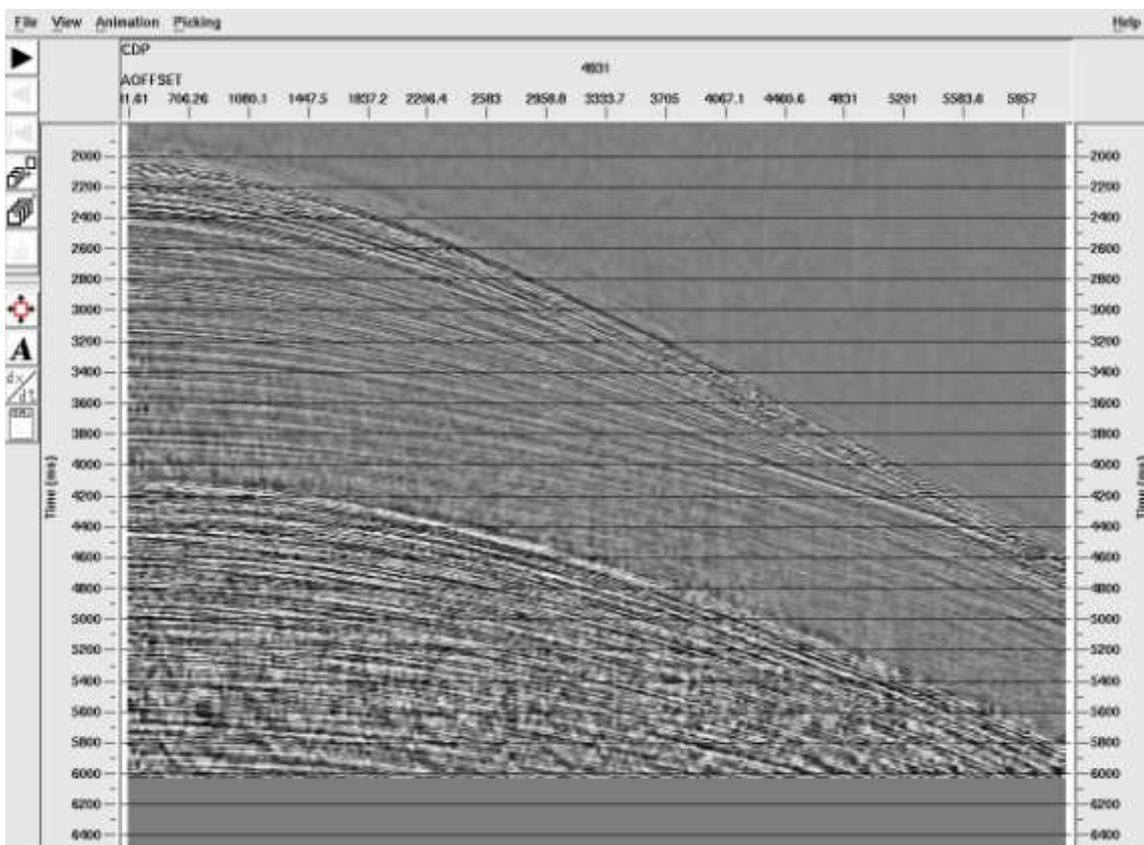


Figura 36. — CDP deconvolvido após aplicação do filtro inverso.

Seguindo as etapas de análise dos dados, são feitas a preparação e construção das análises de velocidade.

5.11. MUTE EXTERNO

A etapa que compreende o *mute* externo consiste; a) da delimitação do estiramento devido a correção de NMO a partir da velocidade inicialmente estimada; b) da sua eliminação nos CDPs, com o objetivo de melhorar a qualidade da análise de velocidade (Figura 37).

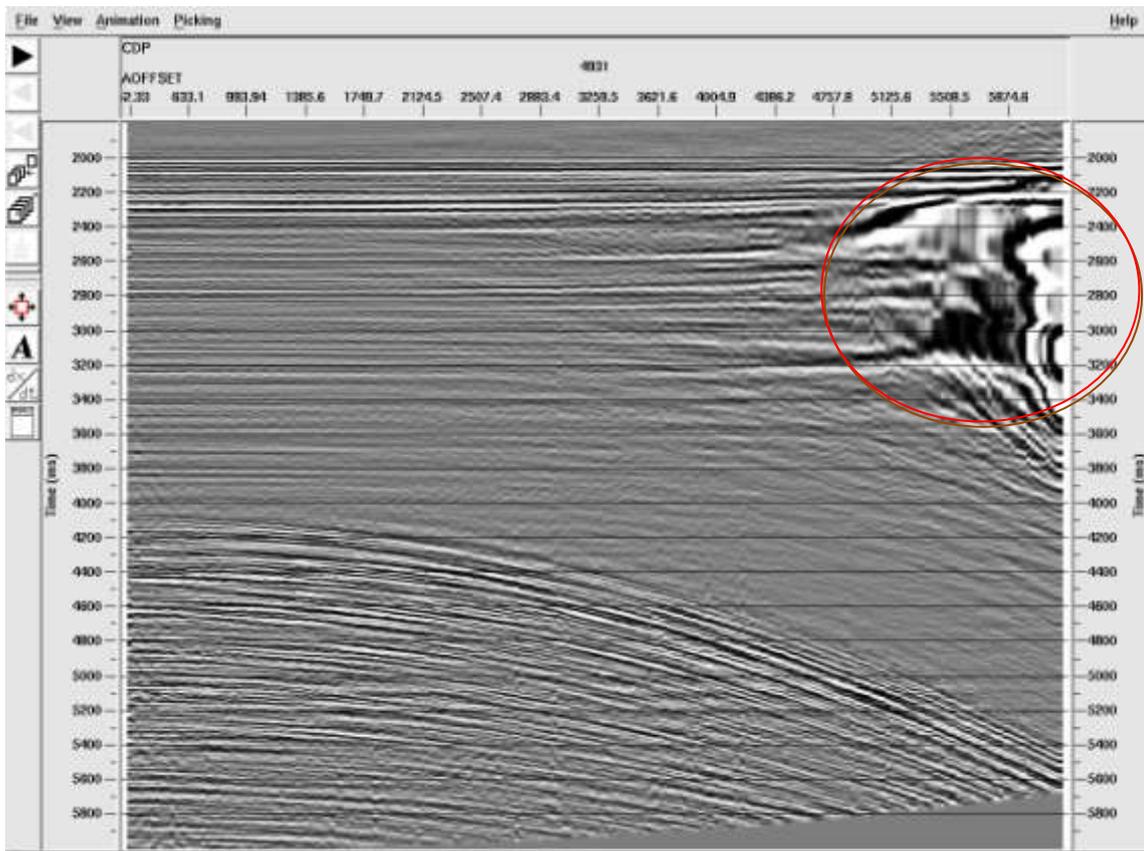


Figura 37. — CDP deconvolvido após correção de NMO, a área onde ocorre o estiramento dos traços (circulo vermelho) deve ser eliminada para melhorar a qualidade da análise da velocidade.

5.12. PRÉ- COMPUTE – VELAN

A etapa do pré – compute – *velan* busca com a ajuda da velocidade inicial, a redução do efeito gerado pela múltipla no sismograma, para aumentar desta forma a precisão da escolha na análise das velocidades.

5.13. ANÁLISE DE VELOCIDADE

A etapa da análise de velocidade, possui como objetivo criar funções velocidades que melhor corrijam as diferenças de NMO nas reflexões, desta forma horizontalizando os refletores. (Novaes 2007). Iniciando a análise pelo agrupamento das famílias dos CDPs nos chamados (*Supergathers*), geração do Velan e por seguinte na marcação das velocidades.

Aplicada a análise estatística na comparação do acúmulo horizontal da energia em função da amplitude nas amostras. Um dos métodos de *cross-correlação* é o *semblance*, que utiliza a energia da coerência horizontal a partir das amplitudes das amostras.

A escolha das velocidades ocorre pela combinação dos *displays*, inserindo lado a lado a resposta do *semblance* no CDP, da correção de NMO no mesmo CDP aplicada com o ajuste das velocidades, ao lado pela representação da família CDP (*supergather*) e dos traços vizinhos para controle.

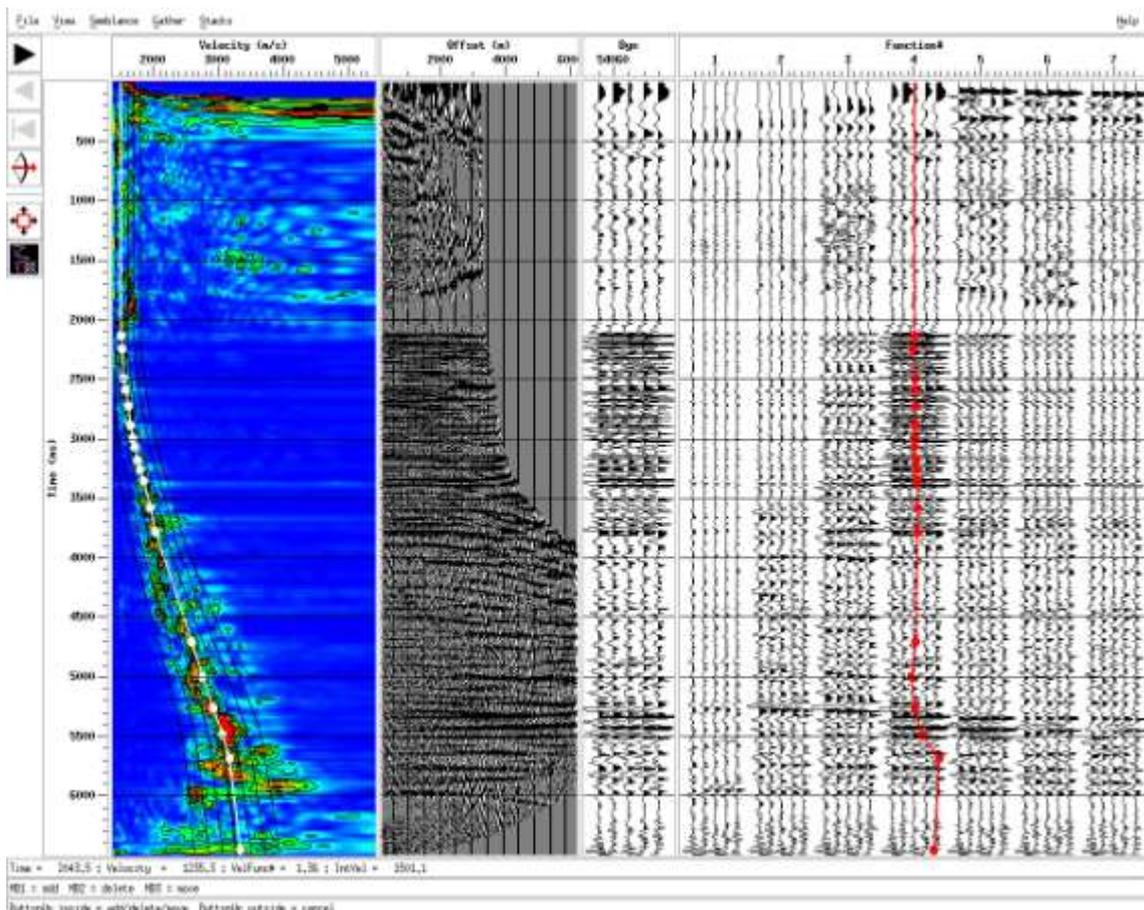


Figura 38. — Combinação de *displays* para a análise de velocidade. O *semblance* representa a concentração de energias onde ocorre a escolha das velocidades para os refletores. Ao lado, a resposta à escolha dessas velocidades nas famílias CDPs com a correção de NMO, verificando a coerência dos valores, com o auxílio na visualização dos traços vizinhos para o estudo das velocidades.

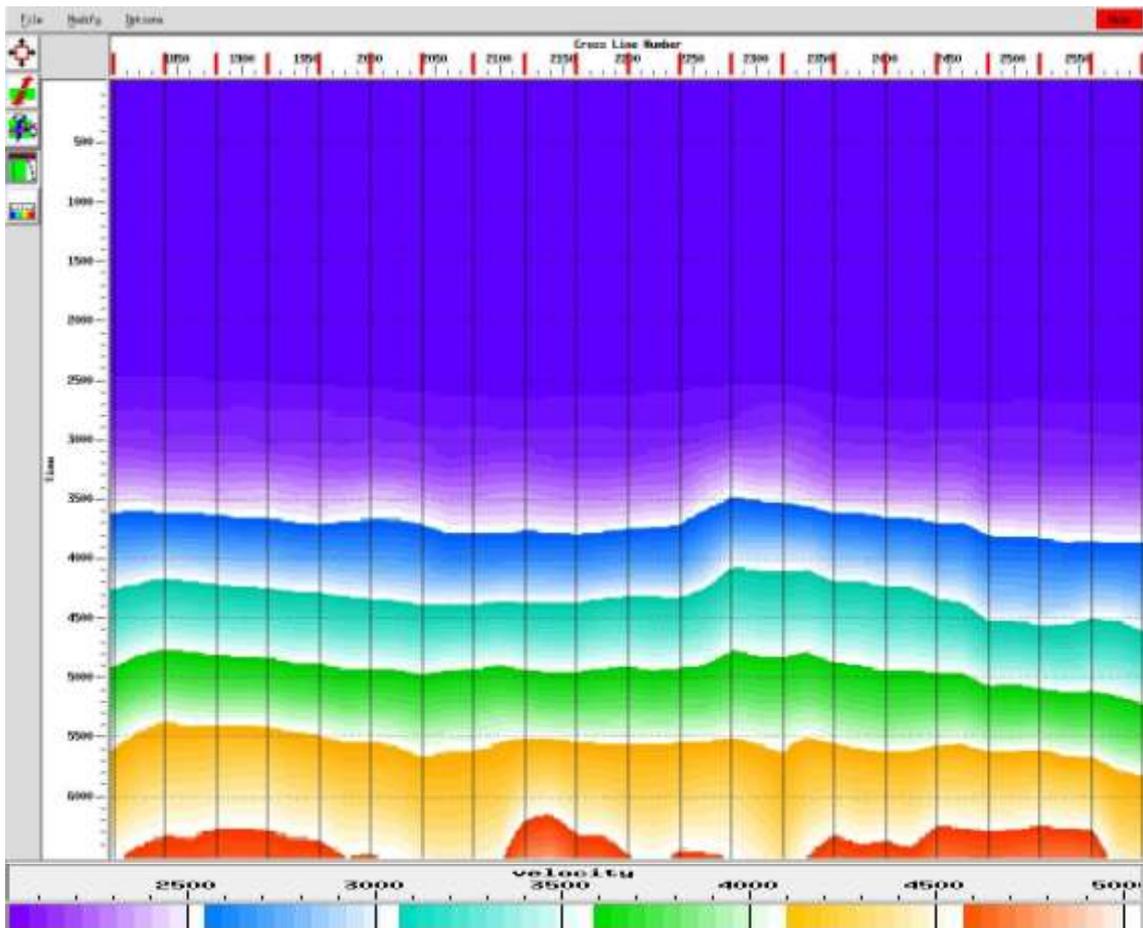


Figura 39. — Novo campo de velocidade estimado para as estruturas.

5.14. FILTRAGEM *RADON*

A organização do dado original em CDPs e sua correção de NMO na horizontalização das reflexões primárias, permite que após a aplicação da transformada para o domínio T-P, que os maiores valores de amplitude para as reflexões primárias neste domínio fiquem acumulados nas proximidades do eixo $P = 0$.

Com a correção de NMO, as múltiplas ficam subcorrigidas e com a ação da transformada, sua concentração ocorrerá fora do eixo $P = 0$, permitindo desta forma delimitar e remover esses eventos indesejáveis.

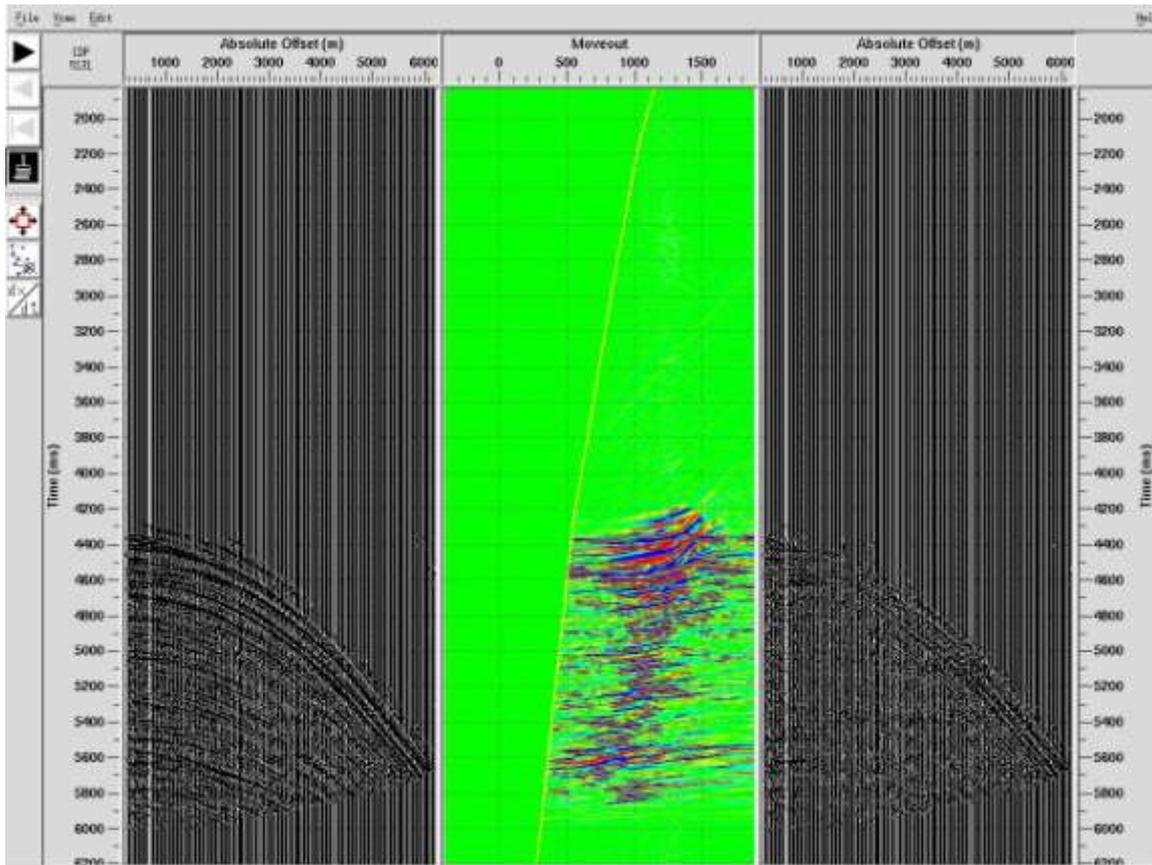


Figura 40. — Aplicação da filtragem *Radon*. O primeiro painel mostra os CDPs com a presença da múltipla subcorrigida misturada ao sinal. A partir da delimitação no domínio T-P de sua influência, busca-se obter a sua atenuação no registro convertido de volta ao domínio t-x.

Como efeito do uso da transformada, ocorre a introdução de uma série de ruídos numéricos devido ao comprimento finito do registro sísmico tanto em tempo quanto no espaço, originando problemas de terminação e *aliasing*. Um problema muito comum que ocorre no *Slant-Stack* é que para o empilhamento inclinado, a única contribuição deveria ser da região de tangência, mas haverá uma contribuição das terminações das hipérbolas nos traços mais próximos e nos mais distantes, impossibilitando a total retirada dos eventos indesejáveis do registro sísmico.

5.15. MIGRAÇÃO

Nas etapas seguintes serão apresentados os resultados obtidos com dois tipos de migração *Kirchhoff*: A Pós e Pré-Empilhamento.

5.15.1. Migração Pós-Empilhamento

No uso da migração pós-empilhamento, primeiramente os dados sísmicos são empilhados aplicando-se os parâmetros de velocidade estimados durante a etapa de análise de velocidade para que desta forma sejam corrigidos os pontos difratores, posicionando os refletores em subsuperfície.

5.15.2. Migração Pré-Empilhamento

Para a migração pré-empilhamento, anteriormente a sua aplicação devem ser realizadas algumas alterações na forma que o dado é apresentado. Seu estudo ocorre antes da etapa de empilhamento e o dado de entrada deve estar distribuído por *offset* comum.

Faz-se importante uma nova análise de velocidade, para que o campo de velocidade obtido seja ótimo para a migração. Neste trabalho as funções de velocidade possuem ajuste K/Eta (raio curvo e anisotropia), fatores que auxiliam na correção das variações em torno do campo de velocidade estimado, associados a fatores geológicos como compactação e estratificação que interferem na horizontalização dos CRPs na migração em tempo.

5.15.2.1 Análise de Velocidade AvelT

O estudo das velocidades para a migração foram estimados com o uso da ferramenta chamada AvelT, ferramenta desenvolvida pela Petrobras, no qual a partir do empilhamento de uma seção para controle (Figura 41) é feita a distribuição das *Inlines* e a visualização dos pontos que compõem a função velocidade para cada CRP. (Figuras 42 e 43)

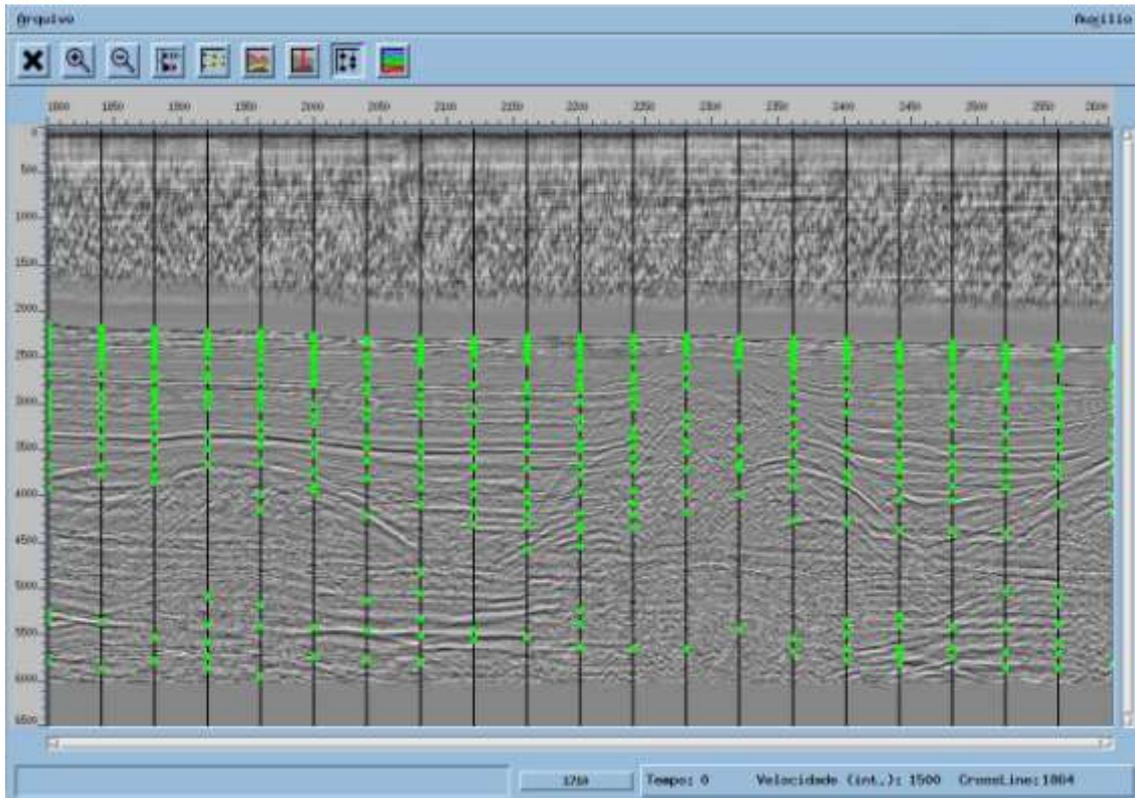


Figura 41. — Seção empilhada para controle dos pontos de velocidade ao longo das *Inlines*.

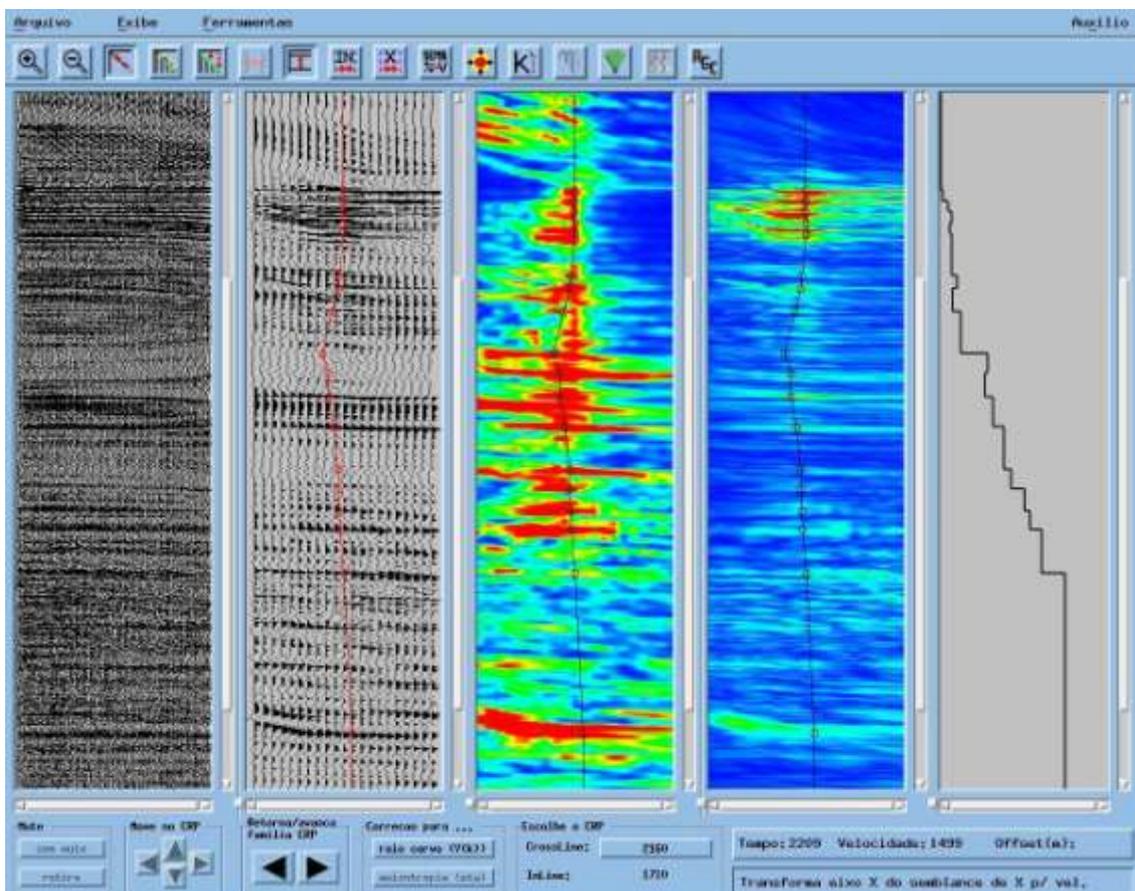


Figura 42. — Ferramenta AVELT na escolha das velocidades para os CRPs.

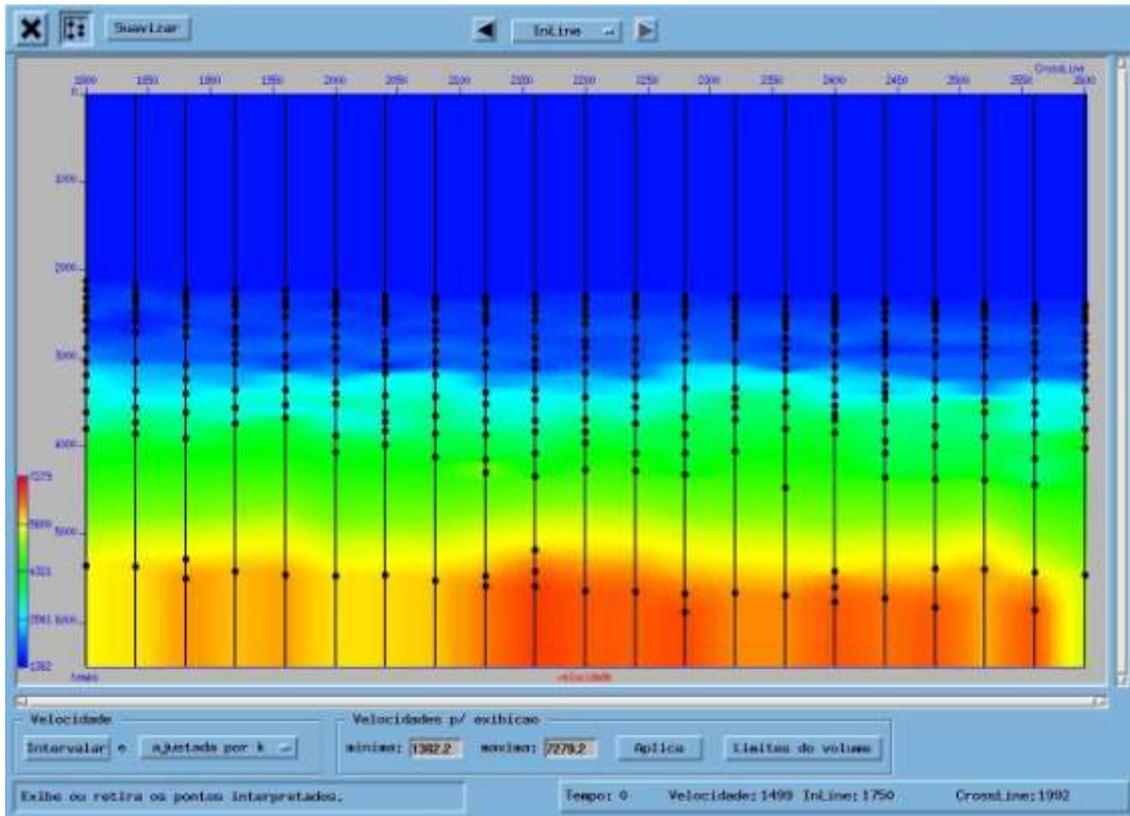


Figura 43. — Novo campo de velocidade para migração, estimado a partir do estudo dos CRPs.

5.15.2.2 Migração Pré-Empilhamento Final x Migração Pós-Empilhamento

Com a estimativa de um novo campo de velocidade contendo as correções de parâmetro K/Eta e sua aplicação na migração do dado pré-empilhado, obteve-se as seções sísmicas que comparadas com as seções da migração pós-empilhamento (Figuras 44 a 65), permitiram concluir que:

- A migração pós-empilhamento possibilitou a delimitação da real área de atuação do domo salino e sua movimentação soerguendo as camadas até a superfície marinha.
- Por usar o dado empilhado para a migração, ocorre uma grande perda de informação sísmica que impossibilita uma melhor correção das distorções e dos pontos difratores.
- Com a migração pré-empilhamento, por ser um método mais robusto de migração, corrigindo as difrações antes da etapa de empilhamento e por sua análise de velocidade ser realizada no domínio CRP, permitiu que as seções geradas possuam melhor qualidade (resolução sísmica) na visualização das camadas, da geometria (afinamento na estrutura do domo salino) e dos efeitos caudados pelo domo de sal.
- Na importância de uma boa estimativa de velocidade, usada como base nas etapas que corrigem, posicionam e delimitam corretamente as estruturas.

5.16 TECVA

Com o objetivo de gerar mapas de amplitude e seções sísmicas verticais e horizontais que ressaltem ao máximo a geologia de subsuperfície, a TecVA (técnica volume de amplitudes) ferramenta desenvolvida pela Petrobras é utilizada em áreas de fronteiras de exploração, com pouco conhecimento geológico dependendo das informações sísmicas para a estruturação do seu sistema petrolífero como também em áreas de desenvolvimento na melhor visualização da geometria dos reservatórios.

A partir do pressuposto que toda reflexão sísmica positiva ou negativa possui um significado geológico e que representam interfaces entre camadas (Bulhões 2005). Assim como eventos indesejáveis se presentes também serão ressaltados. Com as informações adquiridas pela técnica, se torna possível mostrar pequenas variações, que através da correlação lateral entre os traços, pode evidenciar estruturas tais como falhas e canais.

Para este trabalho a técnica é aplicada aos resultados obtidos na migração pré-empilhamento, com o propósito de fornecer a melhor visualização do efeito causado pelo domo salino nas estruturas tanto como a distribuição das camadas (Figuras 66 a 76).

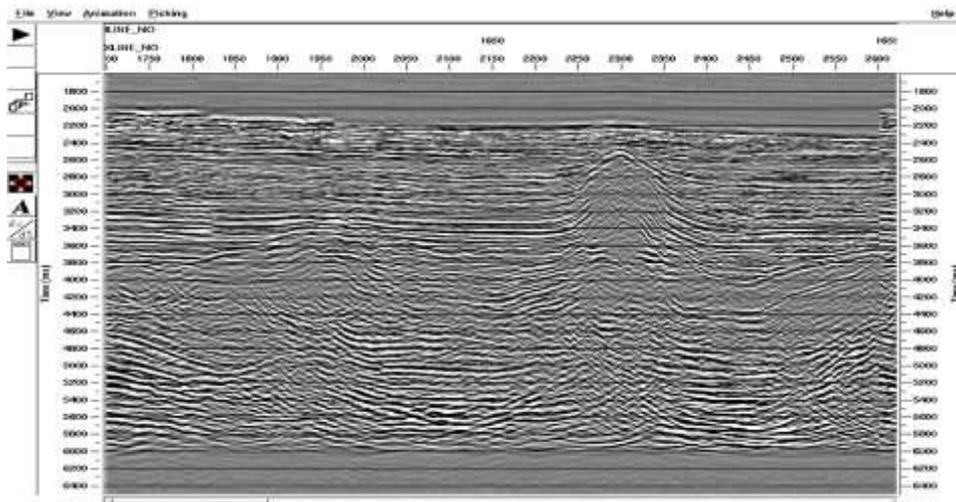


Figura 44. — *Inline 1650*. Imagem de uma seção na migração pós-empilhamento. Identifica-se a presença do domo salino, a sua delimitação e a influência gerada nas camadas adjacentes na parte central e das distorções que ocorrem abaixo da camada de sal.

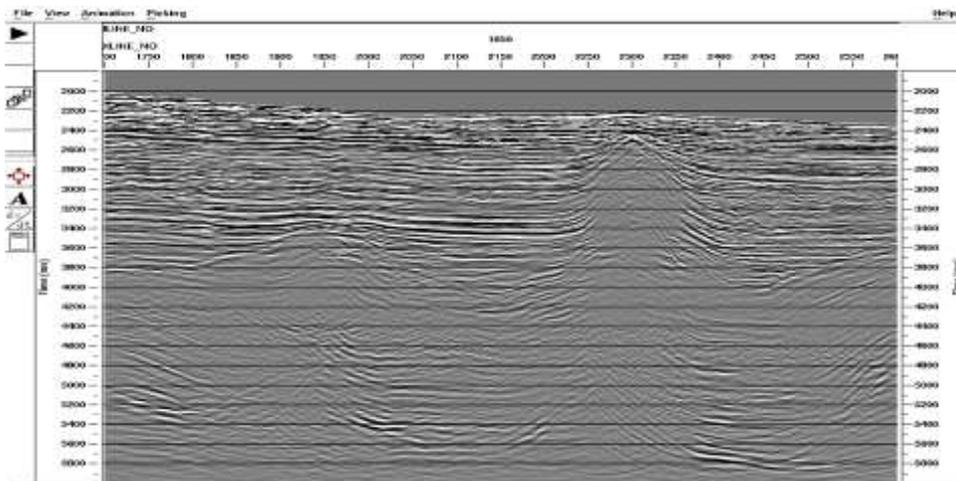


Figura 45. — *Inline 1650*. Com a utilização da migração pré-empilhamento é possível obter um maior detalhe da estruturação das camadas e da forma mais aproximada do domo salino e sua influência nos refletores.

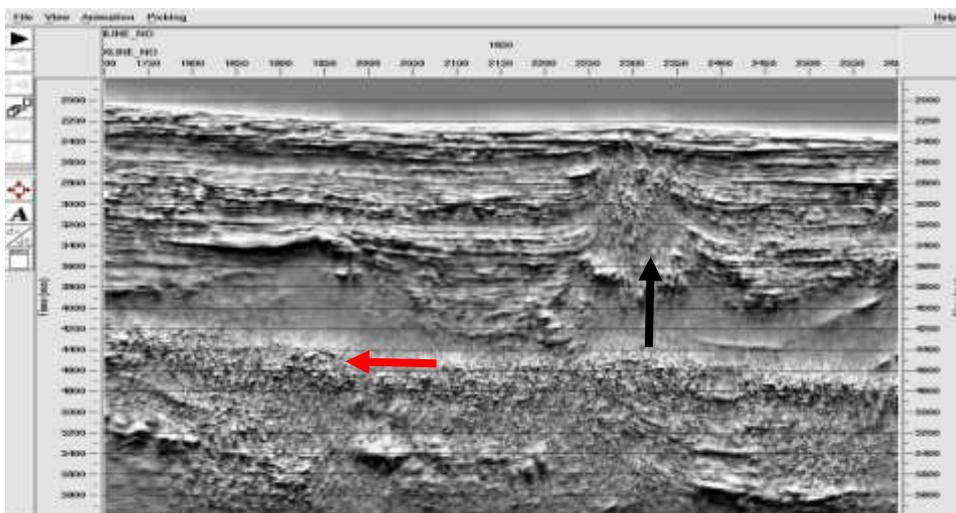


Figura 66. — *Inline 1650*. Utilização da técnica TecVA na visualização do sal (seta preta) e sua influência nas camadas geológicas. Apesar do tratamento prévio, a presença ainda de ruídos como da múltipla de superfície (seta vermelha) e das difrações do sinal geradas pela camada de sal, impossibilitam a visualização abaixo do sal.

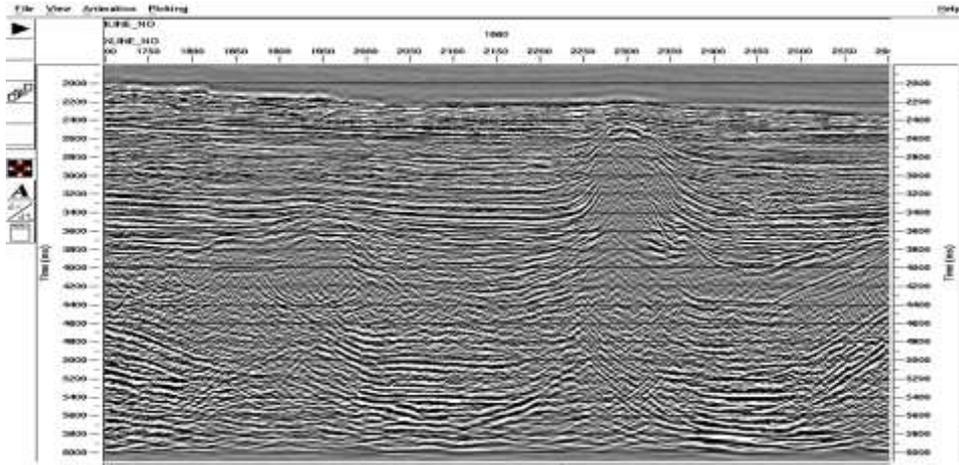


Figura 46. — *Inline* 1660, migração pós-empilhamento. Avanço da influência do domo de sal nas camadas superiores.

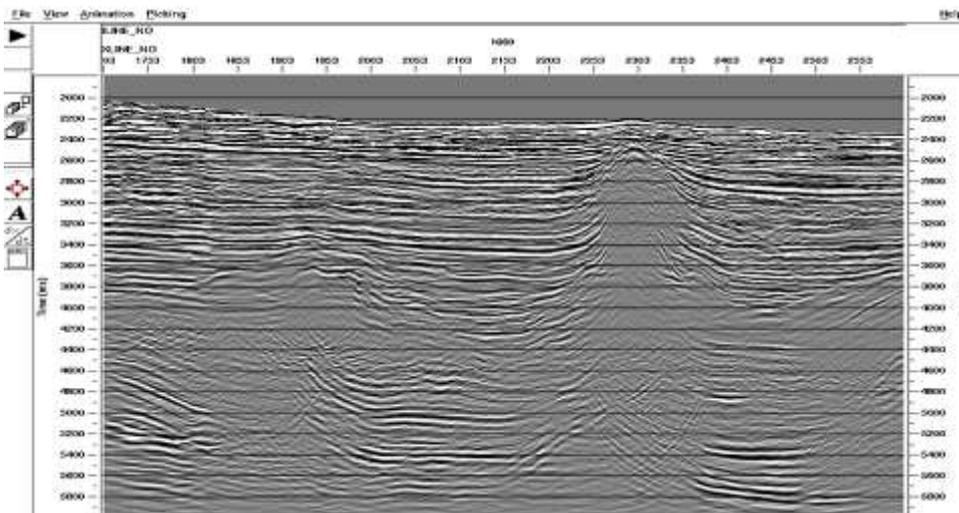


Figura 47. — *Inline* 1660, migração pré-empilhamento. O domo de sal e sua interferência nas camadas.

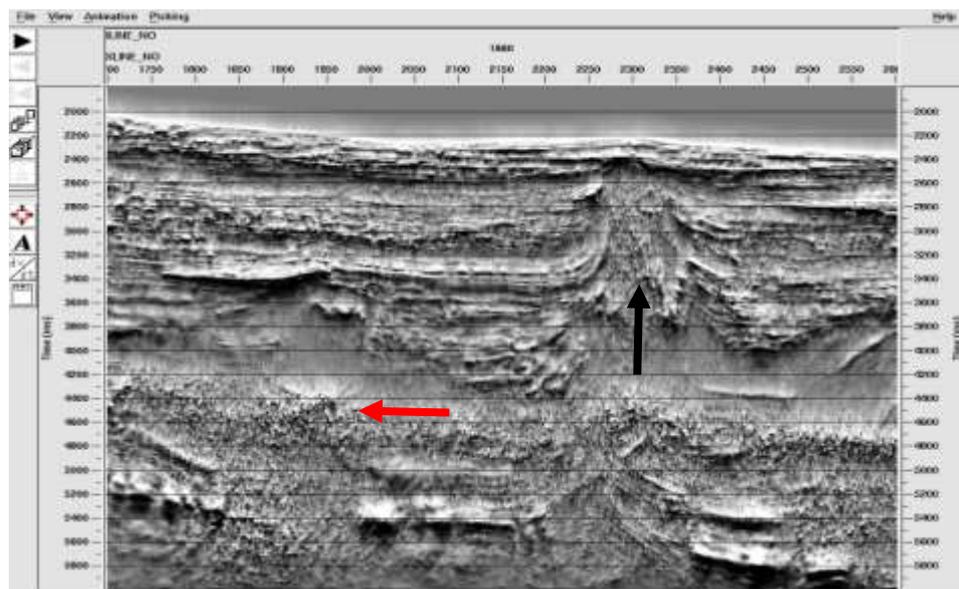


Figura 67. — *Inline* 1660. Técnica TecVA, visualização das camadas em subsuperfície e do domo de sal distorcendo as camadas vizinhas.

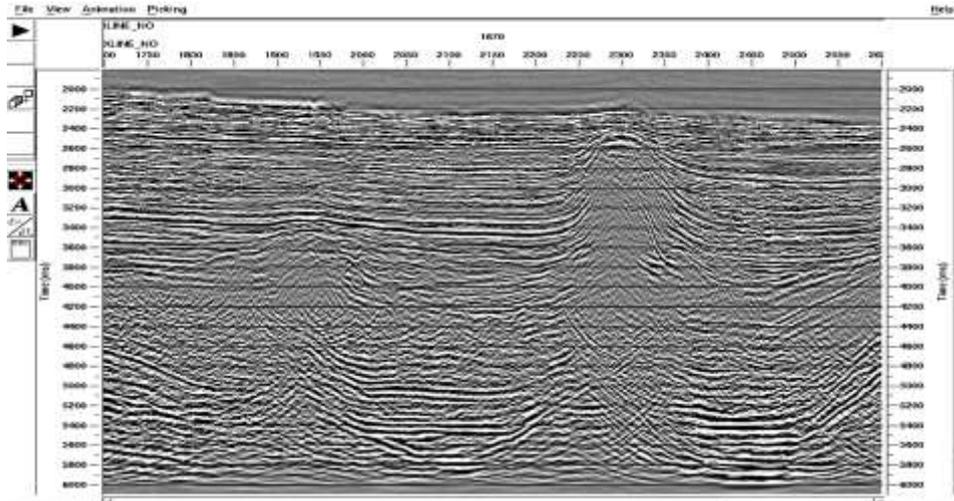


Figura 48. — *Inline 1670*, migração pós-empilhamento. Avanço do domo de sal nas camadas as distorções geradas e influência na superfície marinha.

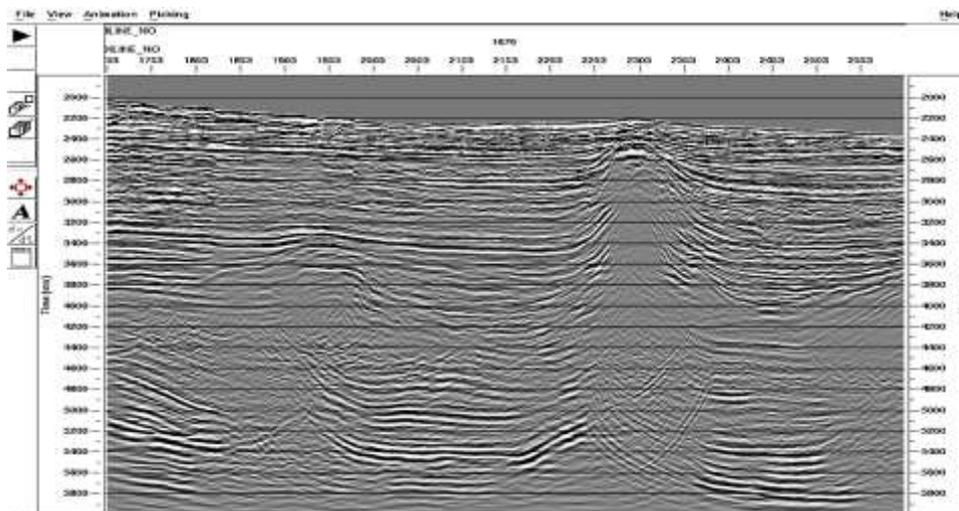


Figura 49. — *Inline 1670*, migração pré-empilhamento. Movimentação do domo salino nas camadas, sua influência é percebida na superfície marinha.

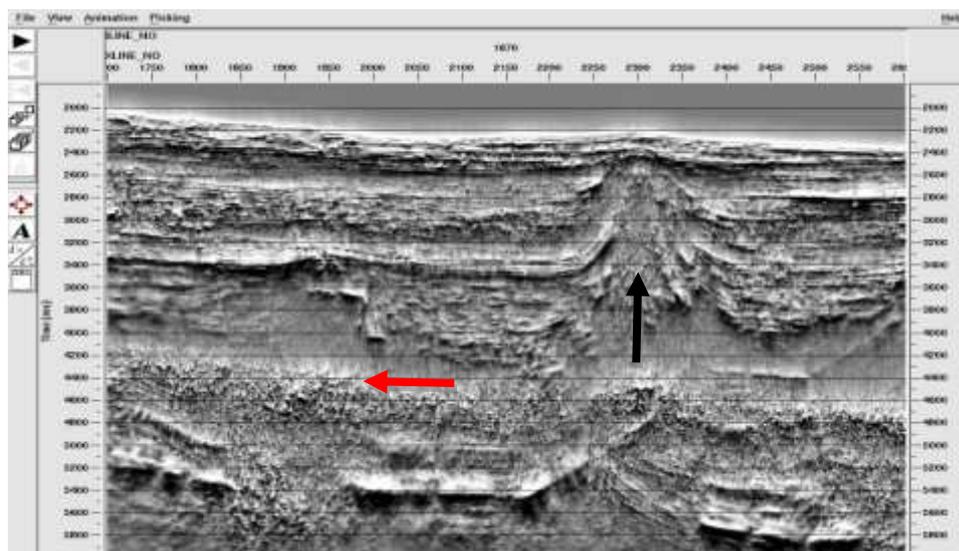


Figura 68. — *Inline 1670*. Utilização da técnica TecVA, realçando a presença do domo salino e das camadas em subsuperfície.

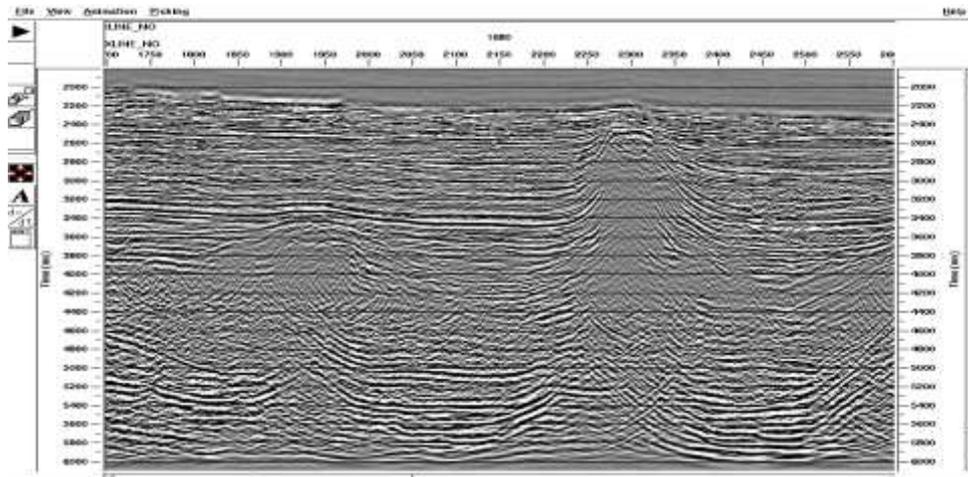


Figura 50. — *Inline* 1680, migração pós-empilhamento. Estruturação do corpo salino, das distorções abaixo e a influência no fundo marinho.

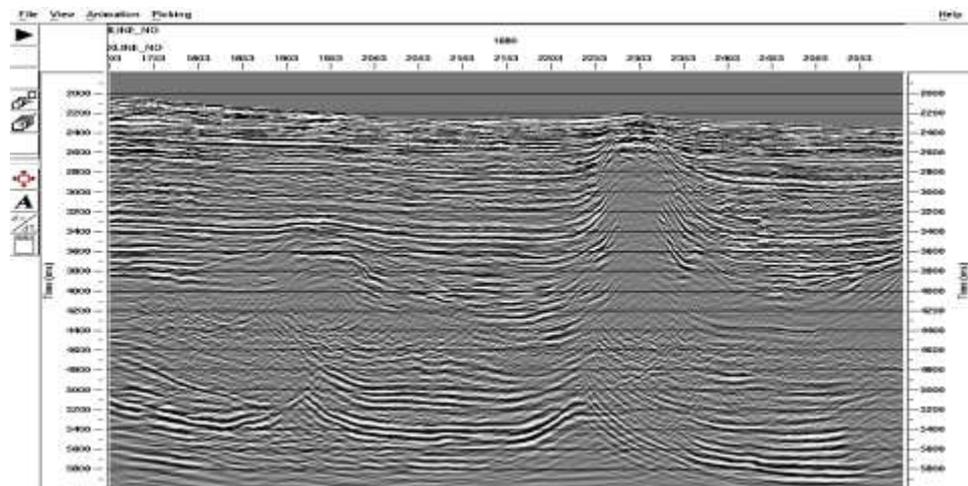


Figura 51. — *Inline* 1680, migração pré-empilhamento. Influência do sal nas camadas e na superfície marinha. Presença de distorções nas camadas abaixo do sal.

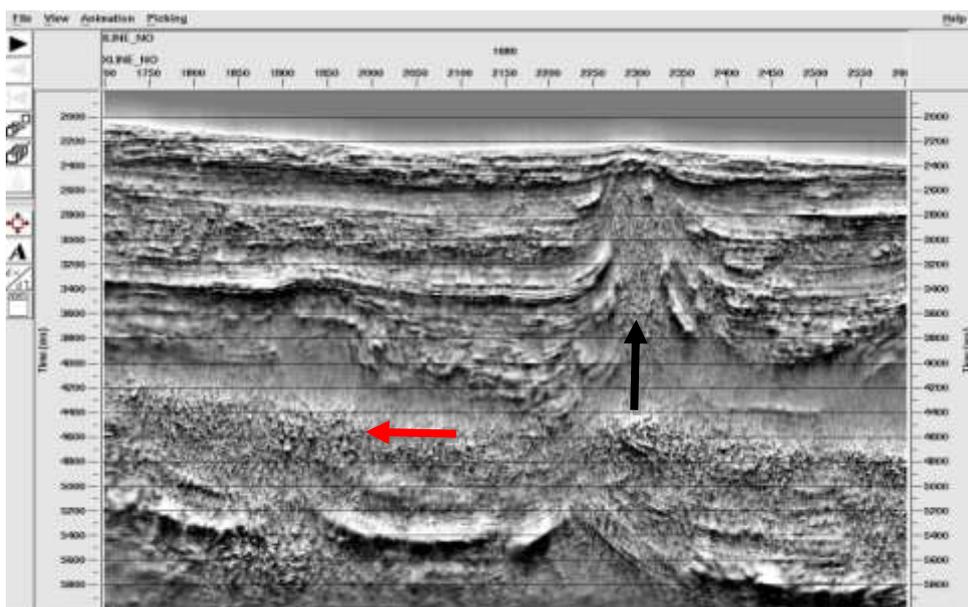


Figura 69. — *Inline* 1680. Visualização do domo salino através da técnica TecVa, das distorções abaixo do sal e da sua influência no fundo marinho.

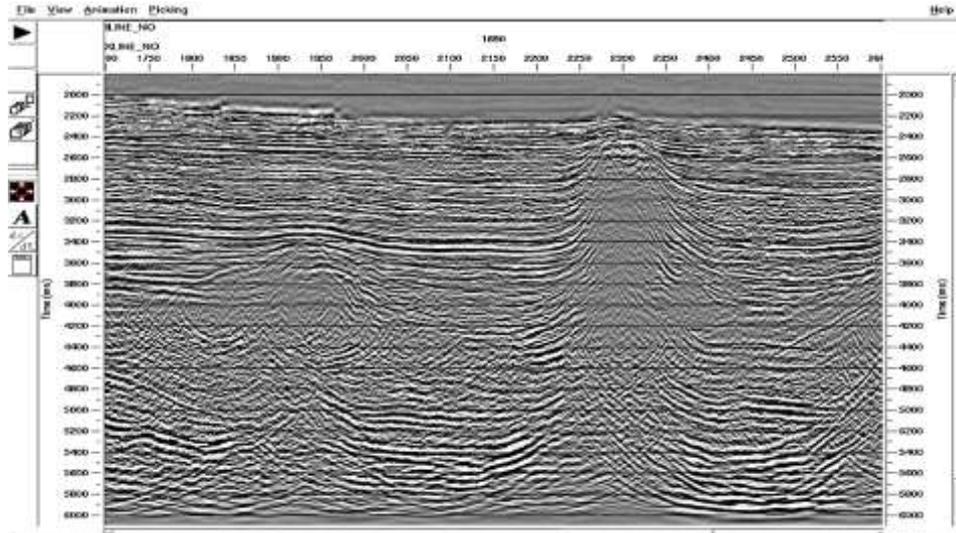


Figura 52. — *Inline* 1690, migração pós-empilhamento. Corpo salino e sua atuação nas camadas, inclusive no fundo marinho.

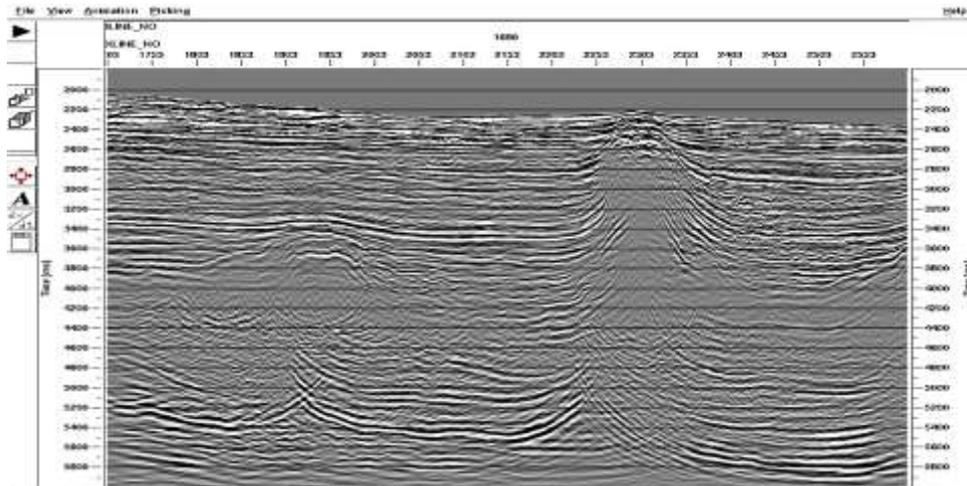


Figura 53. — *Inline* 1690, migração pré-empilhamento. Atuação forte do sal nas camadas superiores.

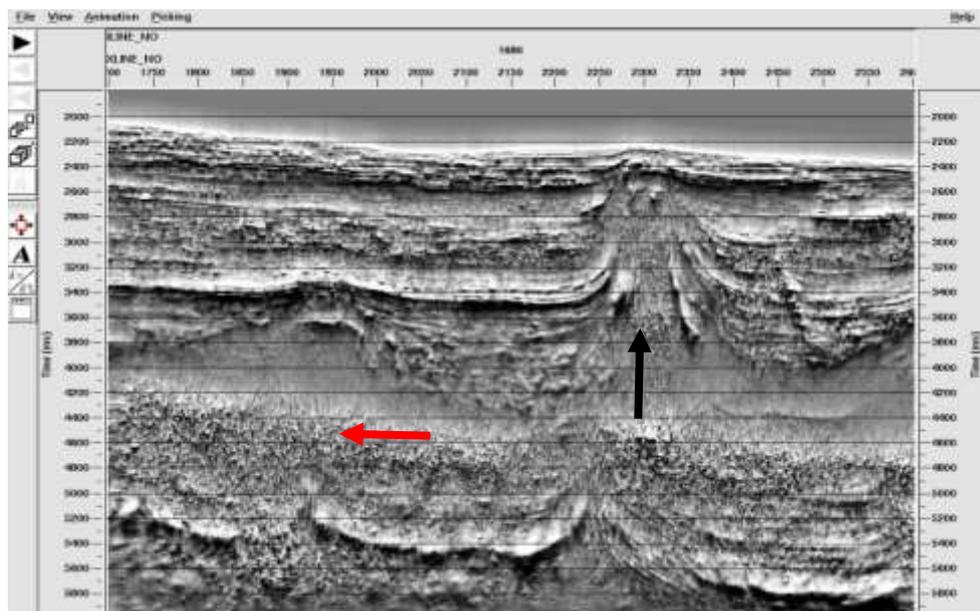


Figura 70. — *Inline* 1690. Utilização da técnica TecVA na visualização das camadas em subsuperfície.

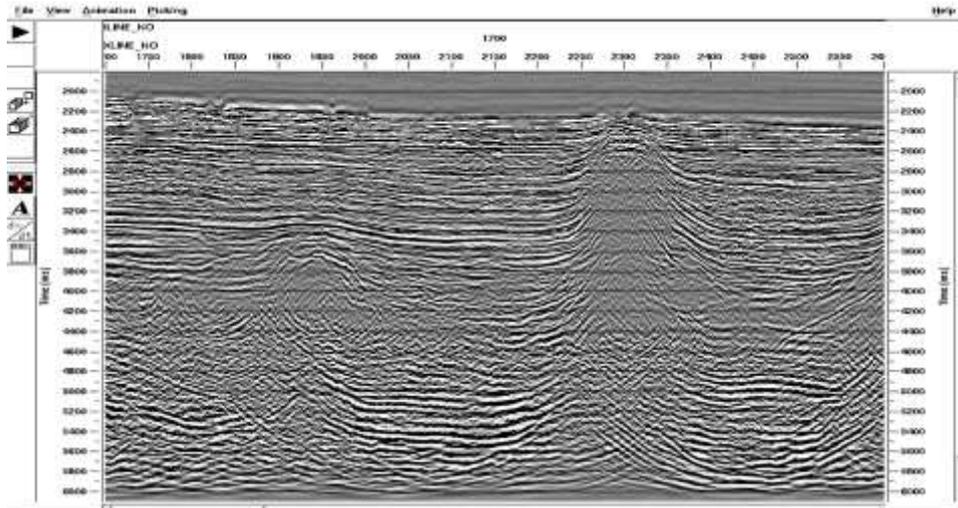


Figura 54. — *Inline 1700*, migração pós-empilhamento. O domo de sal interfere em todas as camadas.

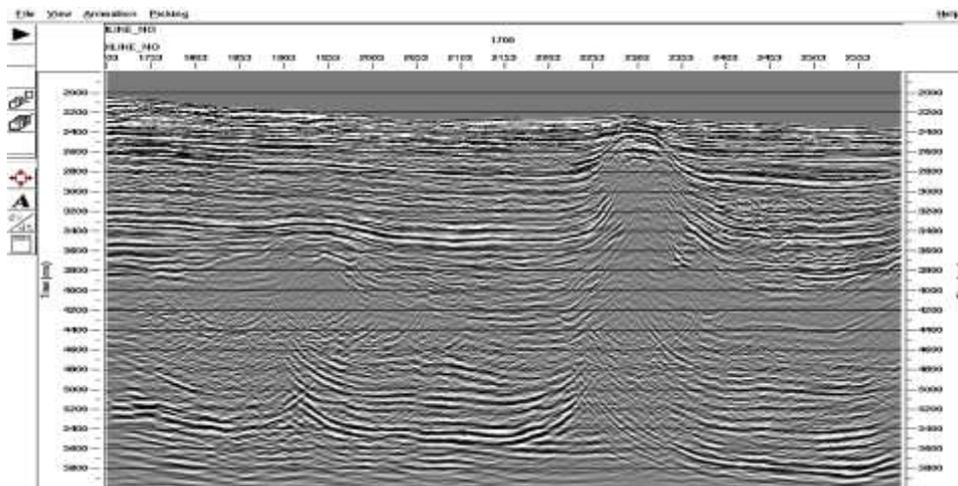


Figura 55. — *Inline 1700*, migração pré-empilhamento. O domo salino deforma o fundo marinho e os refletores.

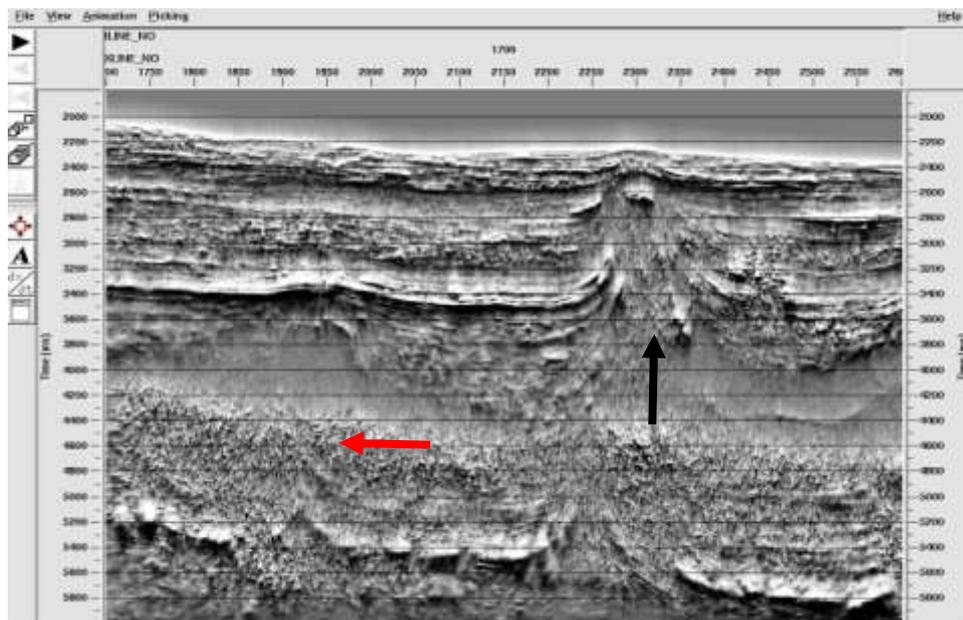


Figura 71. — *Inline 1700*. Interferência do sal em todas as camadas.

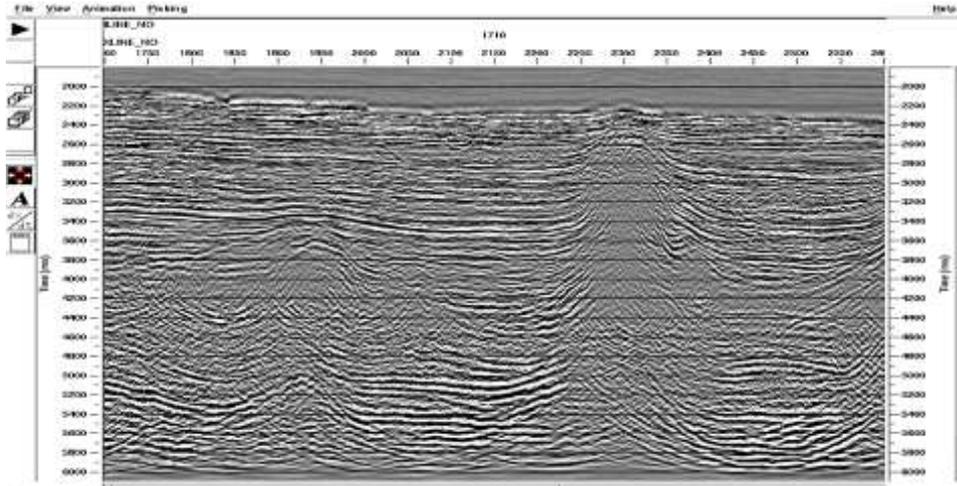


Figura 56. — *Inline* 1710, migração pós-empilhamento. Redução da influência do domo salino nas camadas, permitindo delimitar sua área de atuação.

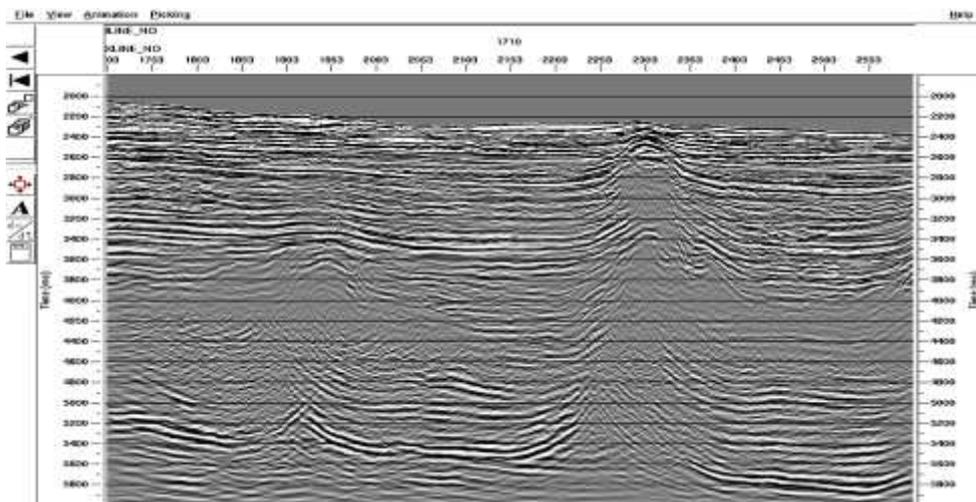


Figura 57. — *Inline* 1710, migração pré-empilhamento. Movimentação do sal, reduzindo sua atuação nas camadas, o que permite delimitar sua área de atuação.

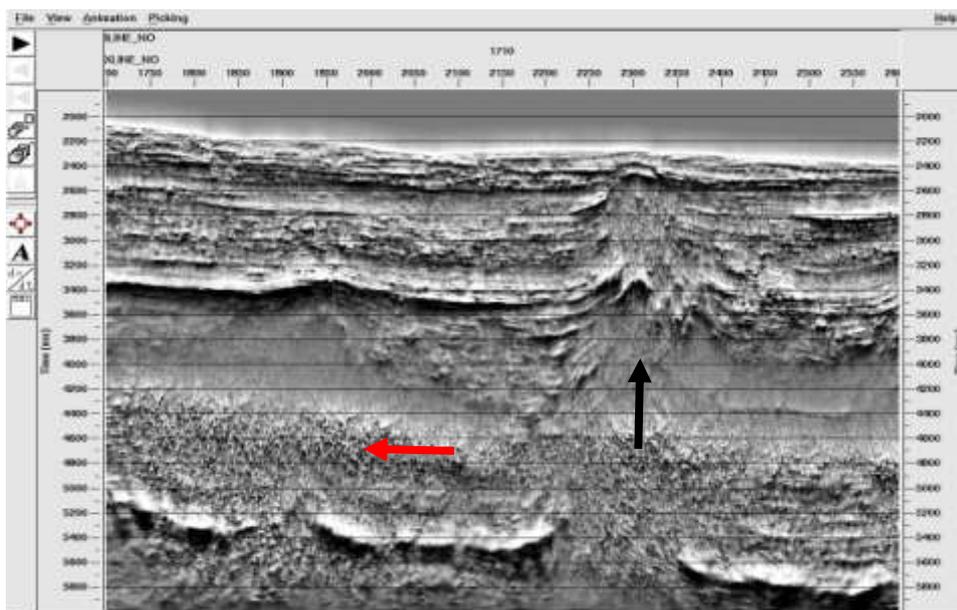


Figura 72. — *Inline* 1710. Redução da influência do sal nas camadas, delimitando sua área de atuação.

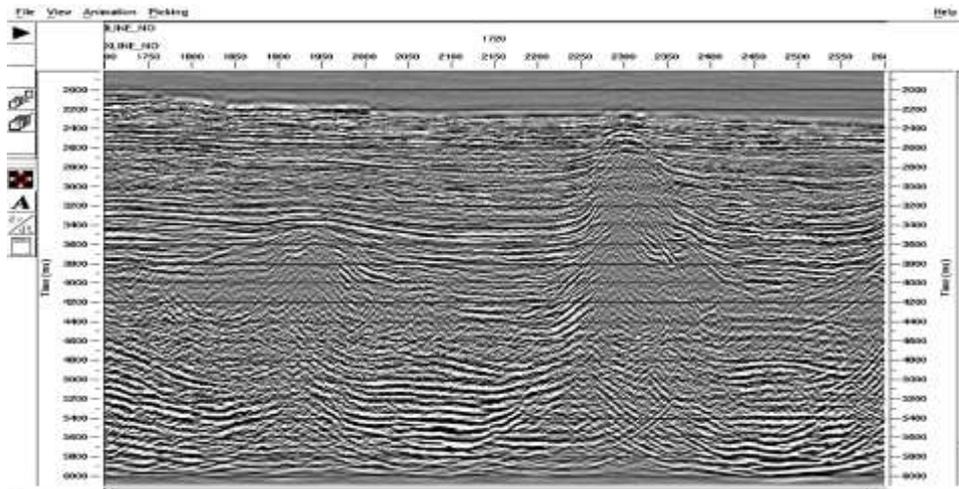


Figura 58. — *Inline* 1720, migração pós-empilhamento. Menor interferência do domo salino no relevo marinho.

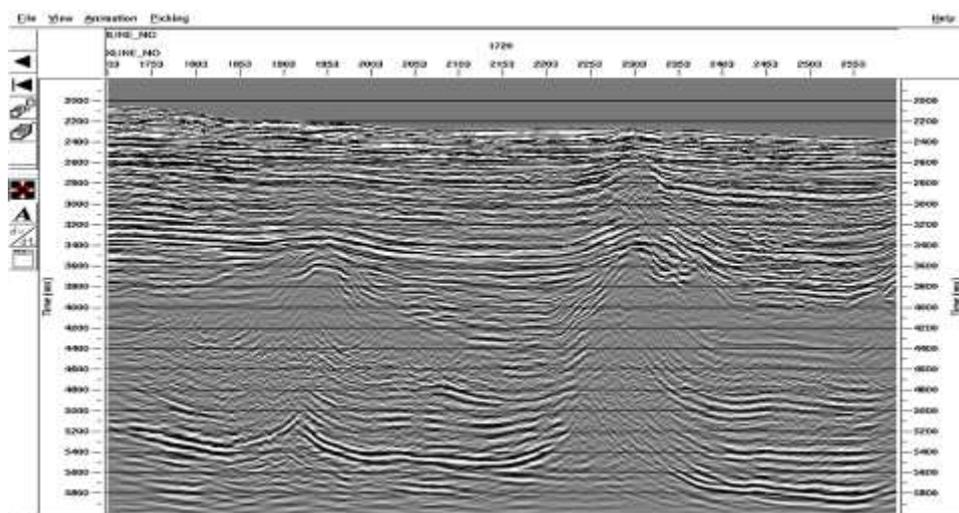


Figura 59. — *Inline* 1720, migração pré-empilhamento. Diminuição da interferência do domo de sal no relevo marinho.

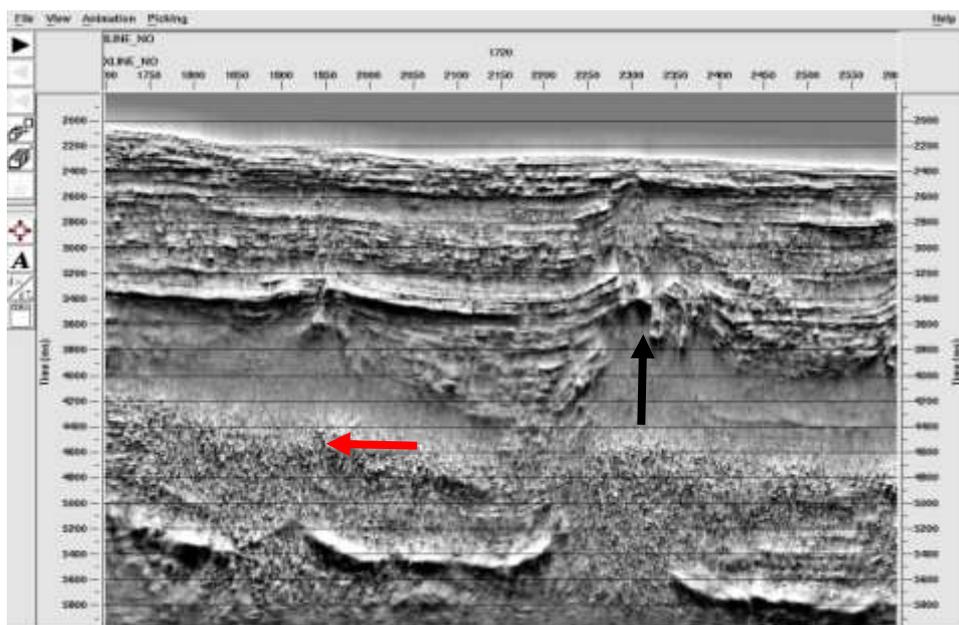


Figura 73. — *Inline* 1720. Pouca atuação do sal no relevo marinho.

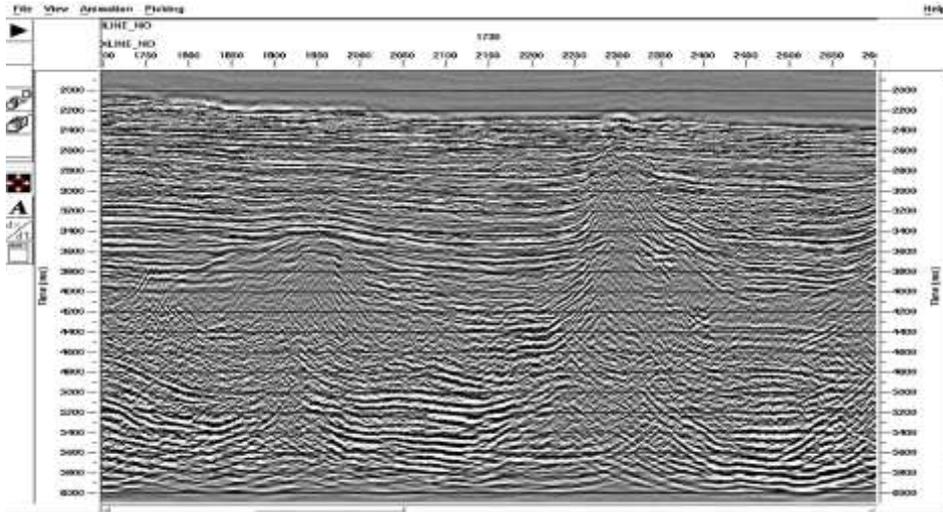


Figura 60. — *Inline* 1730, migração pós-empilhamento. Redução do efeito gerado pelo domo salino nas estruturas mais rasas.

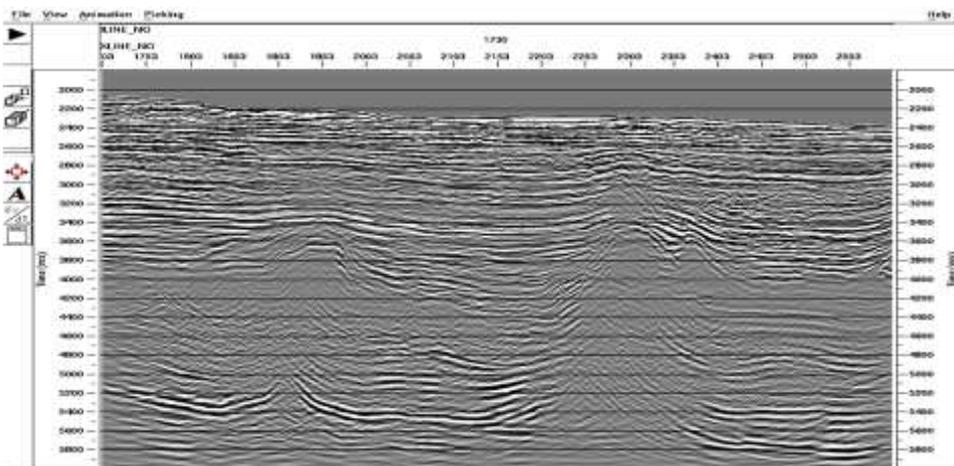


Figura 61. — *Inline* 1730, migração pré-empilhamento. Redução do efeito gerado pelo domo, as estruturas mais rasas já estão mais horizontalizadas.

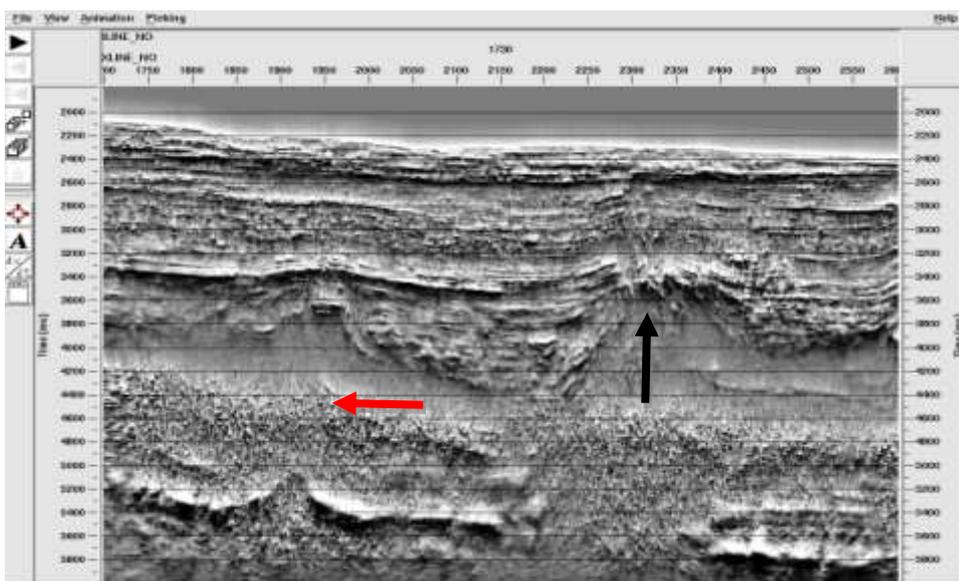


Figura 74. — *Inline* 1730. Camadas superficiais horizontalizadas, redução do efeito do sal.

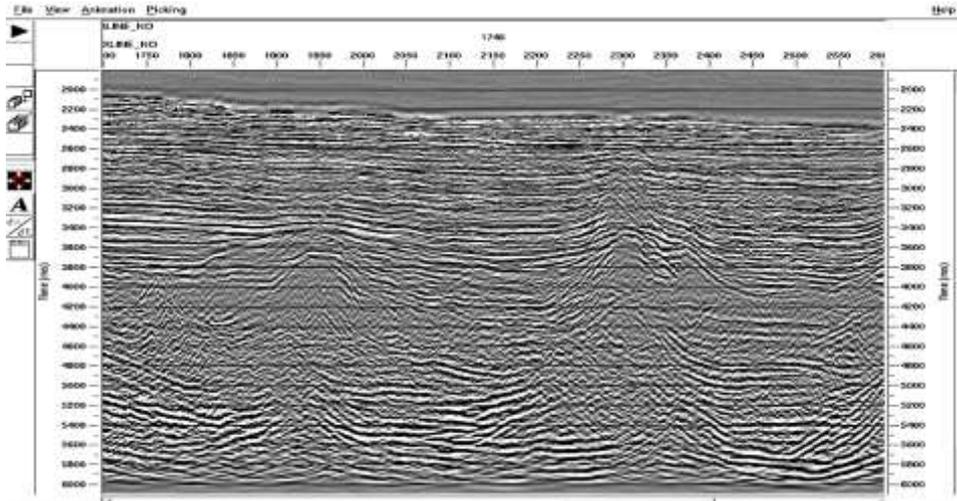


Figura 62. — *Inline* 1740, migração pós-empilhamento. Menor interferência do domo salino nas camadas.

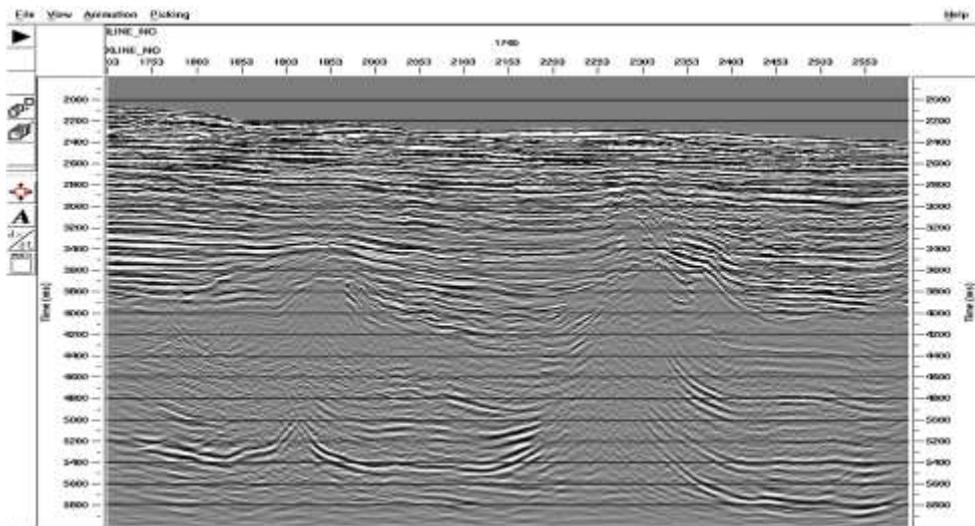


Figura 63. — *Inline* 1740, migração pré-empilhamento. Os refletores sofrem menor influência do sal.

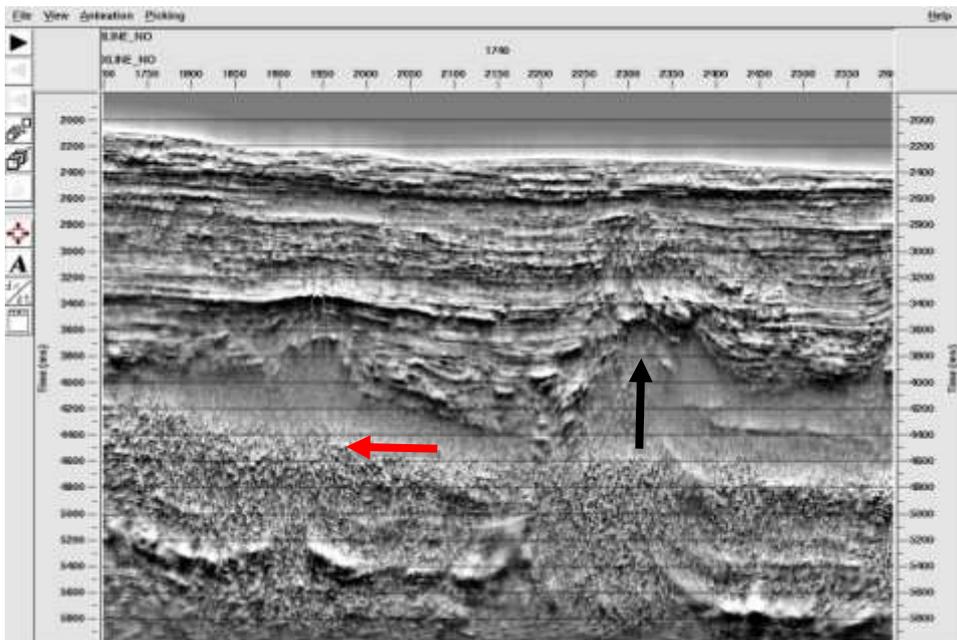


Figura 75. — *Inline* 1740. Menor interferência do domo nas camadas.

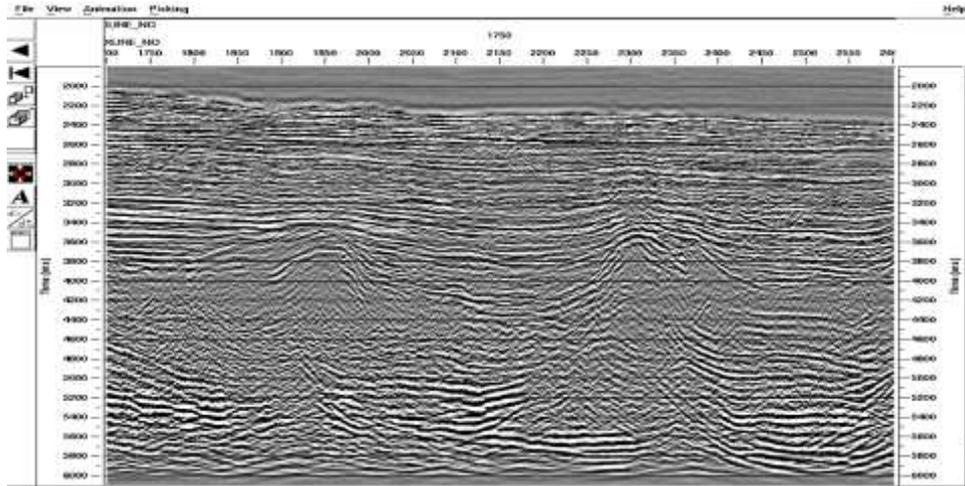


Figura 64. — *Inline 1750*, migração pós-empilhamento. O corpo de sal localiza-se agora aproximadamente no tempo de 3400ms e com pouca atuação nas camadas.

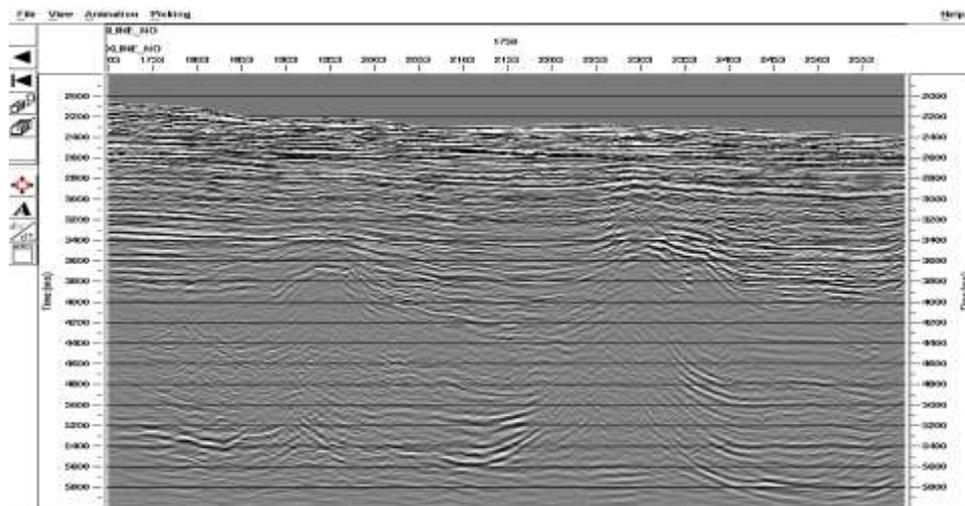


Figura 65. — *Inline 1750*, migração pré-empilhamento. O sal localiza-se aproximadamente no tempo de 3400ms e com pouca interferência nas camadas superiores.

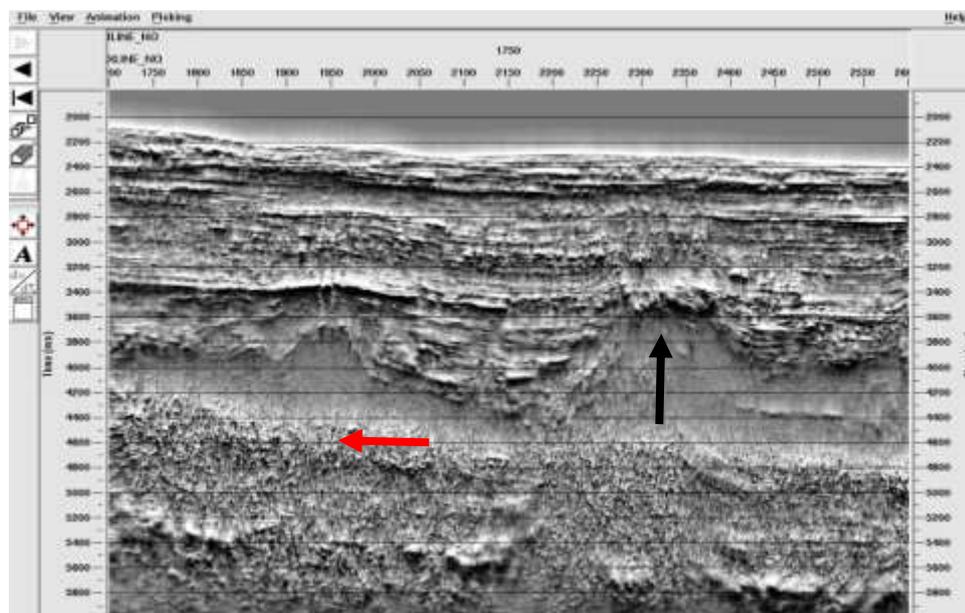


Figura 76. — *Inline 1750*. Utilização da técnica TecVA, delimitando o corpo de sal abaixo do tempo de 3400ms e com pouca ação nas camadas.

6. CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo demonstrar, a partir da descrição dos conceitos básicos, as etapas que constituíram o processamento sísmico aplicado à uma aquisição marinha 3D na bacia do Espírito Santo, na delimitação das camadas e do domo de sal presente na região.

Como se pôde observar, uma das etapas mais importantes do processamento sísmico é a da análise de velocidade. Nesta etapa, a precisão na estimativa de velocidade é imprescindível para a geração de imagens com boa resolução da geologia em subsuperfície, ou seja, quanto mais precisa a estimativa de velocidade, maior a possibilidade de se gerar imagens de melhor qualidade.

Os resultados finais obtidos com este processamento são considerados de boa qualidade, apesar da persistência de ruídos que deterioram a resolução das camadas, bem como da dificuldade que existe no imageamento das estruturas que estão sob influência do domo de sal e das que se encontram abaixo dele, devido à grande variação na velocidade causada pela presença do sal.

Com a visualização das seções empilhadas finais após a aplicação da técnica volume de amplitudes (TecVA), foi possível verificar com maior clareza: a) a distribuição das camadas em subsuperfície; b) a forma geométrica do domo salino; c) as distorções criadas pelo avanço do domo salino nas estruturas em direção à superfície marinha e; d) a presença de ruídos que impossibilitam a visualização das estruturas localizadas abaixo da camada de sal.

A fim de se obter uma melhor visualização das seções empilhadas finais, propõe-se um aperfeiçoamento do modelo de velocidades estimado para estruturas próximas e abaixo do sal, como também um tratamento mais detalhado das freqüências no dado sísmico para a melhor retirada do ruído presente.

7. BIBLIOGRAFIA

ABREU, Anderson Santos. **Processamento de dados sísmicos do Golfo do México usando o Seismic Unix**. 2005. 78 f. Monografia (Graduação.) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, 2005. p. 9-11

BULHÕES, Élvio M.; AMORIM, Wander Nogueira de. Princípio da SismoCamada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA). In: CONGRESSO INTERNACIONAL DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOFÍSICA, 9º. 2005, Salvador, Bahia. **Artigo**. Rio de Janeiro: Sbgf, 2005. p. 1-6.

BRUNETTA, Rodrigo. **O Processamento da Sísmica de Reflexão Rasa: Desafios Encontrados no Estudo de Modelos Análogos a Reservatórios Fraturados**. 2005. 97 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Paraná, 2005. p. 29-51

COSTA, Fábio Barros. **Processamento e Interpretação de Dados Sísmicos 2D na Bacia do Jequitinhonha**. 2007. 83 f. Monografia (Graduação) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, 2007. p. 40-46

DUARTE, Osvaldo. Oliveira. **Atlas dos Efeitos Indesejáveis. Escola de Ciências e Tecnologia E&P** - Universidade Petrobras, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2009. p. 11-20

LIMA, Klédson Tomaso Pereira de. **Utilização de Métodos Sísmicos, Perfilagem e Testemunho de Poços para Caracterização dos Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Almada, bahia**. 2005. 172 f. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual do Norte Fluminense - Uenf, Macaé, Rio de Janeiro, 2005.

MOHRIAK, Webster; SZATMARI, Peter; ANJOS, Sylvia M. Couto. **Sal: Geologia e Tectônica; Exemplos nas Bacias Brasileiras**. São Paulo: Beca, 2009. p. 287-314

XAVIER NETO, Pedro. **Processamento e Interpretação de Dados 2D e 3D de GPR: Aplicações no Imageamento de Feições Kársticas e Estruturas de Dissolução no Campo de Petróleo de Fazenda Belem – CE**. 2006. 107 f. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte - Ufrn, Natal, Rn, 2006. p. 11-17

NOVAES, Fábio da Cunha. **Processamento de Dados Sísmicos da Bacia de Campos Utilizando Deconvolução Multicanal para a Supressão de Múltiplas**. 2007. 69 f. Monografia (Graduação) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, 2007.p.10-16, 25-32

SILVA, Michelângelo Gomes da. **Processamento de Dados Sísmicos da Bacia do Tacutu**. 2004. 143 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, 2004.

TORRES, Tiago Corrêa. **Processamento e Interpretação de Dados sísmicos 2-D da Bacia de Camamu**. 2008. 56 f. Monografia (Graduação) - Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, 2008.

VASCONCELLOS, Gustavo Domingues de. **Processamento de Dados Sísmicos Sintéticos de Um Modelo de Sal Utilizando o Software SPW**. 2009. 72 f. Monografia (Graduação) - Universidade Federal Fluminense, Uff, Niteroi, Rio de Janeiro, 2009. p. 19-24

YILMAZ, Oz. **Seismic Data Processing**. Tulsa. Society of Exploration Geophysicists - SEG. 1987. (First edition)

YILMAZ, Oz. **Seismic Data Analysis**. Tulsa. Society of Exploration Geophysicists - SEG, 2001. 1 v. (Second edition). p. 514-515

SITE: **BDEP, (Banco de dados de Exploração e Produção)** Disponível em: <<http://maps.bdep.gov.br/website/maps/viewer.htm>>. Acesso em: 10 dez. 2010.