

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Aplicação de Diferentes Condições de Imagem na Migração Reversa no Tempo

AUTORES:

Max Wanlemberg Xavier Silva¹, Mitchel Xavier³, Josias José da Silva¹, Webe João Mansur² e Luiz Landau¹

INSTITUIÇÃO:

¹LAB2M/COPPE/UFRJ – ²PEC/COPPE/UFRJ – ³HALLIBURTON SERVIÇOS LTDA

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

Aplicação de Diferentes Condições de Imagem na Migração Reversa no Tempo

Abstract

This work presents a comparative study of different image conditions applied to reverse time migration (RTM) of seismic data. The study aims to evaluate the obtained migrated section with each image condition. The finite difference method was used to discretize the complete wave equation in bidimensional acoustic modeling with fourth order spatial approximation and second order time approximation. In this work were studied three velocity models to evaluate different degrees of geological complexity. A SEG/EAGE's model with salt layer was considered because of the importance of pre-salt regions to Brazilian petroleum industry. In this work it was carried out pre-stack migration where each seismogram is individually migrated. A data filtering technique called mute was used to improve the stacked migrated section.

Introdução

Após a aquisição de dados sísmicos, que são as informações sobre as camadas de rochas em subsuperfície, passa-se para a fase de processamento, onde é realizada a migração sísmica. A migração tem como objetivo posicionar corretamente os refletores em subsuperfície e, a mesma, pode ser realizada de diferentes maneiras. Neste trabalho, utilizou-se a migração reversa no tempo, conhecida como RTM, que extrapola inversamente no tempo os dados registrados no sismograma, através do método numérico das diferenças finitas e, aplica uma condição de imagem, para formar a imagem em cada ponto da malha, obtendo como resultado a seção sísmica migrada. Existem diversas condições de imagem que podem ser implementadas, entre as mesmas, encontram-se, a condição de imagem com tempo de excitação e a condição de imagem com correlação cruzada. Estas, foram utilizadas neste trabalho, em modelos geológicos simples e complexos, com a finalidade de comparar a qualidade das seções migradas obtidas referentes a cada condição de imagem.

Migração de Dados Sísmicos

Como mencionado anteriormente, a migração de dados sísmicos, tem a finalidade de posicionar corretamente os refletores em subsuperfície e, pode ser realizada de diferentes maneiras. Entre os métodos de migração mais utilizados encontram-se, Migração Reversa no Tempo (BAYSAL *et al*, 1983; WHITMORE, 1983; LEVIN, 1984), Migração por Rotação de Fase (Phase Shift), Migração por Rotação de Fase mais Interpolação (Phase Shift Plus Interpolation), introduzidas por GAZDAG (1978), Migração *Split-Step* e, a mais utilizada na indústria petrolífera, a Migração Kirchhoff. A migração RTM será detalhada, na próxima seção, devido a sua utilização neste trabalho.

Migração Reversa no Tempo

A migração reversa no tempo convencional ou, “reverse time migration” (RTM), que surgiu no início da década de 80, é conhecida por fornecer excelentes resultados, mas com custo computacional

elevado. Apesar do “preço” que se paga para realizar a migração RTM, esta é muito indicada quando se trata de modelos geológicos complexos, como, por exemplo, modelos que possuem flancos de sal ou modelos com bruscas variações laterais de velocidades.

As principais etapas realizadas na migração reversa no tempo convencional encontram-se abaixo:

1. Propagação com características particulares referentes a cada condição de imagem, como, por exemplo, registrar a matriz tempo de trânsito (detalhada na próxima seção) ou obter os campos de ondas incidentes.
2. Depropagação dos campos de ondas registrados no sismograma, que pode ser realizada através do método das diferenças finitas (MDF), do tempo final até o tempo inicial de registro.
3. Aplicação de uma condição de imagem, durante a depropagação, para formar a imagem em cada ponto da malha.
4. Resultado (seção sísmica migrada).

Assim, os dados registrados no sismograma, são propagados inversamente no tempo, do tempo final até o tempo inicial de registro e, aplica-se uma condição de imagem para formar a imagem em cada ponto da malha.

Para depropagar os dados sísmicos registrados no sismograma, neste trabalho, discretizou-se a equação homogênea da onda utilizando o método numérico MDF, assim, pode-se calcular os campos de ondas em todos os pontos da malha e em todos os tempos.

A equação homogênea da onda no caso 2D é a seguinte:

$$\frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial z^2} - \frac{1}{c^2(x, z)} \frac{\partial^2 P(x, z, t)}{\partial t^2} = 0 \quad (1)$$

Assim, os dados registrados no sismograma são utilizados na equação 1 da seguinte forma:

$$P(x, z_{\text{dos receptores}}, t) = \text{sis}(x, z_{\text{dos receptores}}, t) \quad (2)$$

Desta forma, os dados são inseridos, no programa de migração, em todos os tempos e na profundidade em que foram registrados ($z_{\text{dos receptores}}$).

Condição de Imagem com Tempo de Excitação

Esta condição de imagem é baseada no tempo que o campo de ondas, gerado de uma fonte sísmica pontual, leva para atingir cada ponto do modelo. Este tempo é armazenado durante a propagação dos campos e, posteriormente, é utilizado na depropagação dos dados registrados no sismograma, para formar a imagem em cada ponto da malha. Uma maneira de armazenar este tempo é através do critério da amplitude máxima.

O critério da amplitude máxima armazena o tempo de chegada do campo de ondas em cada ponto da malha, quando a mesma alcança sua amplitude máxima. Estes tempos são armazenados em uma matriz que pode ser chamada de matriz tempo de transito (TD).

Durante a depropagação, esta condição de imagem, fornece a imagem quando há igualdade entre o tempo registrado na matriz TD e o tempo de depropagação, referente a cada ponto do modelo. Assim, tem-se:

$$\text{Imagem}(i, j) = P_{\text{ref}}(i, j) \text{ se } t = \text{TD}(i, j) \quad (3)$$

Condição de Imagem com Correlação Cruzada

Esta condição de imagem utiliza os campos de ondas incidentes e refletidos para formar a imagem em cada ponto da malha. A mesma, parte do princípio, que estes campos se encontram em tempo e espaço, apenas sobre os refletores. Assim, tem-se que:

$$\begin{aligned} P_{inc}(i, j, t) \times P_{ref}(i, j, t) &= 0 \text{ fora do refletor} . \\ P_{inc}(i, j, t) \times P_{ref}(i, j, t) &\neq 0 \text{ sobre o refletor} . \end{aligned}$$

Portanto, a correlação cruzada entre os campos não se anula apenas nos pontos sobre o refletor.

A imagem é formada utilizando a equação (2):

$$\text{Imagem}(i, j) = \sum_{t=0}^{N_{total}} P_{inc}(i, j, t) \cdot P_{ref}(i, j, t) \quad (4)$$

Então, a imagem é formada com o somatório da multiplicação entre os campos incidentes e refletidos em todos os tempos.

Implementação Computacional Correlação Cruzada

A condição de imagem com correlação cruzada necessita dos campos de ondas incidentes, mas na depropagação dos dados registrados no sismograma, obtém-se apenas os campos refletidos. Uma maneira de implementar esta condição de imagem envolve dois *loops* temporais da seguinte forma:

1º *loop* temporal:

- Propaga-se o campo de ondas até um tempo suficiente para o mesmo ultrapassar o último refletor do modelo.
- Os campos de ondas referentes aos dois últimos tempos desta propagação são utilizados na depropagação (segundo *loop* temporal).

2º *loop* temporal:

- Depropaga-se os dados registrados no sismograma do tempo final até o tempo inicial de registro.
- Depropaga-se os campos de ondas incidentes simultaneamente aos campos refletidos, a partir do tempo final do 1º *loop* temporal e, realiza a correlação cruzada para formar a imagem em cada ponto da malha.

No primeiro *loop* temporal, o campo de ondas incidente perde energia quando entra nas regiões onde se aplicam as bordas atenuadoras propostas por CERJAN (1985), assim, quando depropaga-se estes campos simultaneamente aos campos refletidos, os mesmos, não retornam as configurações iniciais, prejudicando o resultado final. Uma maneira de resolver este problema é:

- Registrar os valores dos campos de ondas incidentes no primeiro *loop* temporal em pontos próximos as bordas (figura 10).
- Reinjetar estes valores dos campos incidentes no segundo *loop* temporal, nos mesmos pontos onde foram registrados.

Analizando a figura 1, percebe-se que os campos de ondas incidentes voltaram às configurações iniciais com a re-injeção de energia, o que não ocorreu na depropagação sem energia reintroduzida. Assim, a re-injeção de energia tem grande importância na implementação computacional desta condição de imagem.

Nas figuras 2 e 3, encontram-se os resultados das seções migradas, referentes a um modelo de velocidades simples (figura 4), com uma única fonte sísmica posicionada na superfície, com e sem re-injeção de energia durante a depropagação dos dados registrados no sismograma. Percebe-se na figura 2, que os refletores não foram imageados, devido, a não reintrodução de energia. Já na figura 3, os refletores foram imageados com eficiência.

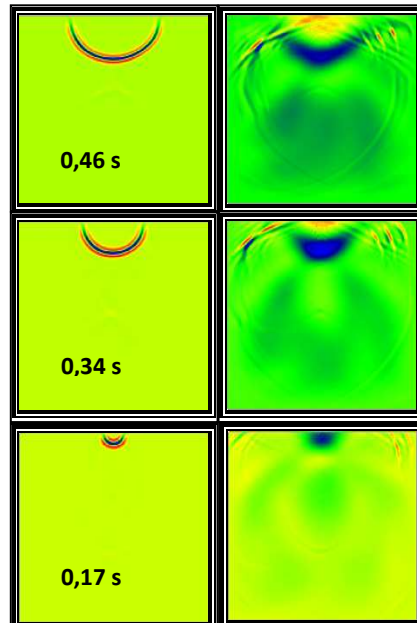


Figura 1: Reintrodução de energia na aplicação da condição de imagem com correlação cruzada.

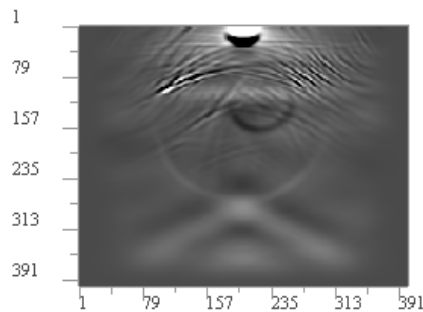


Figura 2: Seção migrada sem re-injeção de energia.

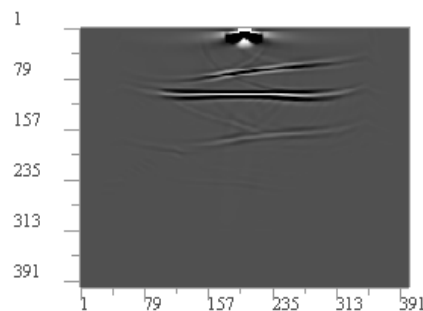


Figura 3: Seção migrada com re-injeção de energia.

Resultados

Todos os resultados foram fornecidos pela migração RTM (pre-stack), com a aplicação da *condição de imagem com tempo de excitação* ou com a *condição de imagem com correlação cruzada* entre os campos de ondas incidentes e refletidos.

No primeiro modelo de velocidades utilizado (figura 4), as fontes sísmicas e os receptores foram posicionados em todos os pontos da superfície, que não se encontram nas regiões onde se aplicam as bordas atenuadoras proposta por CERJAN (1985).

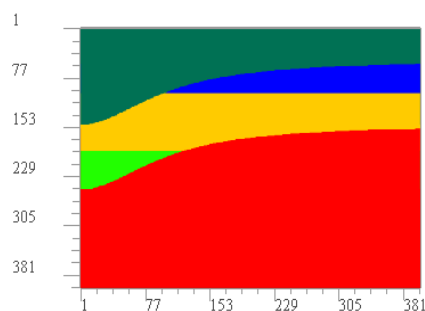


Figura 4: Modelo de velocidades simples.

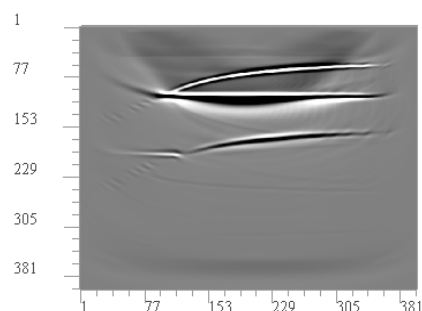


Figura 5: Seção empilhada obtida com a condição de imagem com *tempo de excitação*.

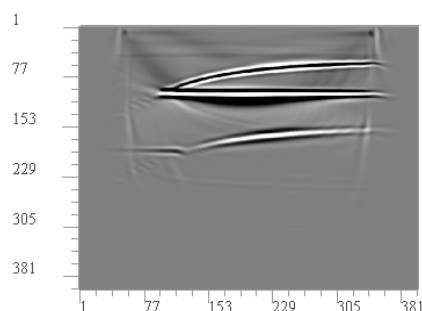


Figura 6: Seção empilhada fornecida pela condição de imagem com *correlação cruzada*.

No modelo de velocidades Overthrust da SEG/EAGE, que possui 1600 pontos na horizontal e 372 na vertical, as fontes foram posicionadas na superfície de 5 em 5 pontos, fora das bordas de Cerjan, e, os receptores foram posicionados em todos os pontos na superfície.

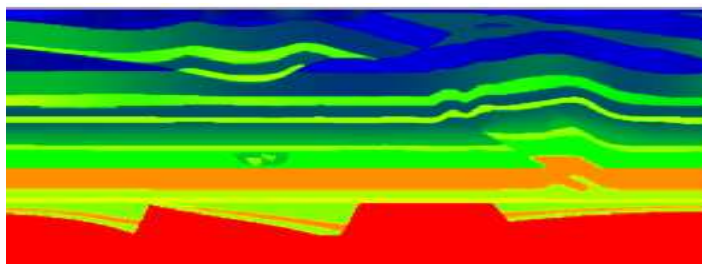


Figura 7: Modelo de velocidades Overthrust.

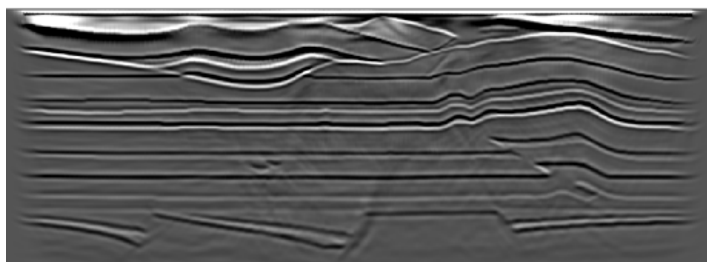


Figura 8: Seção empilhada fornecida pela condição de imagem com *tempo de excitação*.

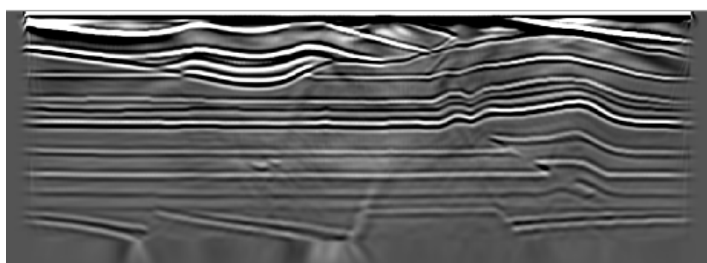


Figura 9: Seção empilhada fornecida pela condição de imagem com *correlação cruzada*.

E importante salientar, que a técnica de filtragem de dados conhecida por *mute* (silenciamento), foi utilizada para filtrar cada seção migrada antes do empilhamento das mesmas (SILVA, 2008).

No terceiro modelo de velocidades utilizado (SEG/EAGE modificado), que possui 780 pontos na horizontal e 295 na vertical, foram dados 680 tiros na superfície, fora das regiões onde se aplicam as bordas atenuadoras proposta por CERJAN (1985) e, os canais receptores, foram posicionados em todos os pontos da superfície. A grande dificuldade relacionada a modelos com camadas salinas (figura 10) é imagear com eficiência a região pré-sal.

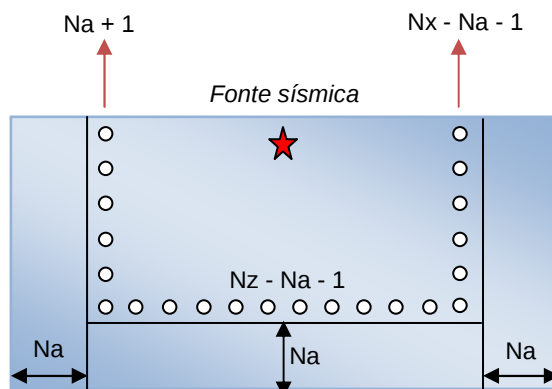


Figura 10: Pontos do modelo para registrar e reinjetar energia. Relacionados ao número de pontos na horizontal (N_x), na vertical (N_z), e, ao fator N_a utilizado nas bordas atenuadoras, propostas em CERJAN (1985).

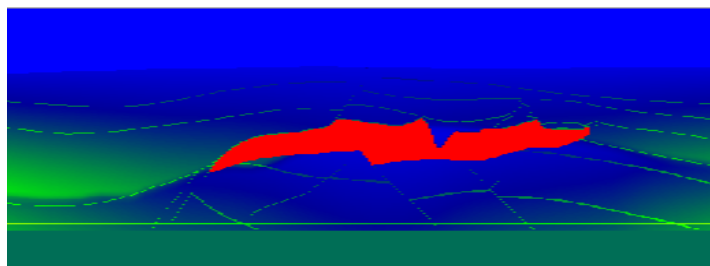


Figura 11: Modelo de velocidades SEG/EAGE modificado.

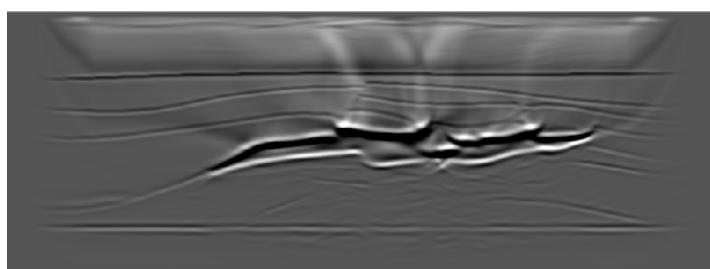


Figura 12: Seção empilhada fornecida pela condição de imagem com *tempo de excitação*.

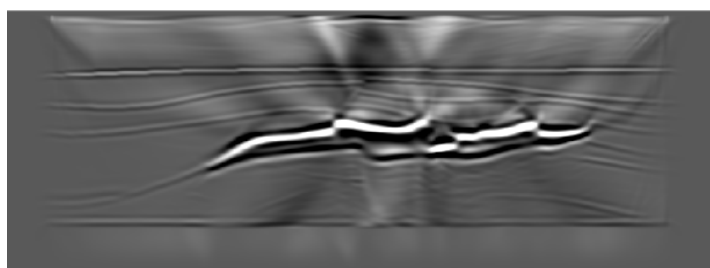


Figura 13: Seção empilhada fornecida pela condição de imagem com *correlação cruzada*.

Conclusões

Os resultados obtidos com a implementação das duas condições de imagem na migração RTM foram excelentes, tanto para o modelo de velocidades simples, quanto para os complexos, mas, os mesmos, foram mais satisfatórios com a aplicação da condição de imagem com tempo de excitação. A figura 13, referente à condição de imagem com correlação cruzada, obteve mais artefatos na seção empilhada do que na figura 12, principalmente, na região pré-sal. Outras técnicas de filtragem de dados podem ser utilizadas com a finalidade de melhorar os resultados fornecidos com cada condição de imagem, para, posteriormente, realizar outra interpretação.

Agradecimentos

Agradeço aos professores Webe João Mansur (PEC/ COPPE/ UFRJ) e Luiz Landau (Lamce/ COPPE/ UFRJ) pelos ensinamentos, Josias José da Silva (Lab2M/ COPPE/ UFRJ) pela orientação e a Agencia

Nacional do Petróleo (ANP) por financiar meus gastos durante os estudos relacionados ao mestrado realizado na COPPE/ UFRJ.

Referências

BAYSAL, E., KOSLOFF, D. D., SHERWOOD, J. W. C., 1983, “Reverse Time Migration”, *Geophysics*, v. 48, pp. 1514-1524.

CERJAN, C., KOSLOFF, D., KOSLOFF, R., e RESHEF, M., 1985. “A *Nonreflecting boundary condition for discrete acoustic and elastic wave equation*”. *Geophysics*, 50, p. 705-708.

GAZDAG, J., 1978, “Wave equation migration with the phase-shift method”, *Geophysics*, 43, 1342-1351.

GAZDAG, J. e SGUAZZERO, P., 1984, “Migration of seismic data by phase shift plus interpolation”, *Geophysics*, 49, 124-131.

LEVIN, S. 1984, “Principle of reverse-time migration”, *Geophysics*, v.49, pp. 581-583.

REYNOLDS, A. C., 1978, “Boundary conditions for the numerical solution of wave propagation problems”, *Geophysics*, 43, 1099-1110.

SILVA, M. W. X., 2009. “Migração Reversa no Tempo com Diferentes Condições de Imagem”. Dissertação de Mestrado da Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

SILVA, M. W. X., 2008. “Estudo da variação de parâmetros de aquisição de dados sísmicos associado ao imageamento de falhas utilizando Migração Reversa no Tempo”. Dissertação de Mestrado da Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

WHITMORE, N. D., 1983, “Iterative depth migration by backward time propagation”, Expanded Abstracts, SEG-Society of Exploration Geophysicists.

YOON, K., C. SHIN, S. SUH, L. LINES, S.H., KIGAM, 2003, “3D reverse-time migration using the acoustic wave equation: An experience with the SEG/EAGE data set”. *The Leading Edge*, 22, 38-41.

YOON, K., K.J. MARFURT, and W. STARR, 2004, “Challenges in reverse-time migration”. 74th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1057-1060.