



## Comparação de imageamentos sísmicos usando PSPI e RTM com registro de múltiplas fontes

Bruno M. da Silva\*, Eldues O. Martins, Josias J. Silva, Jorge L. Costa, Luiz Landau, UFRJ/COPPE/LAMCE, Brasil  
Djalma M. Soares Filho, PETROBRÁS/CENPES, Brasil

Copyright 2005, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 9<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September 2005.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 9<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Ideas and concepts of the text are authors' responsibility and do not necessarily represent any position of the SBGF, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

### Abstract

Seismic imaging of hydrocarbon accumulations under structures with high acoustic impedance, such as saline and basaltic structures, has been one of the targets in the oil industry as a consequence of recent discoveries of interesting petroleum systems in structures like that. Signal-noise ratios of the seismic sections under those structures are usually lower than the one necessary for reliable interpretations. In this work, we study two seismic depth migration techniques, Reverse Time Migration (RTM) and Phase Shift Plus Interpolation (PSPI) of Areal Shot Records, in order to compare their performance on numerical seismic data generated on geological models which present exploration objectives located under high acoustic impedance layers. On our experiments, except for some small artifacts, the results produced by both techniques after depth migrating just one areal shot, almost do not differ and were excellent. It was possible to identify the main interfaces with confidence.

### Introdução

O imageamento sísmico abaixo de estruturas com alta impedância acústica tem sido nos últimos anos alvo de constantes esforços na indústria do petróleo, em virtude da descobertas de sistemas petrolíferos em tais circunstâncias. Entretanto as seções sísmicas migradas produzidas em uma geologia desse tipo possuem uma razão sinal-ruído muito alta próximo aos alvos.

No intuito de solucionar esse problema, as técnicas de migração em profundidade pré-empilhamento são as mais indicadas. Dentre as técnicas de migração, temos as que se baseiam em soluções integrais da equação da onda (tipo Kirchhoff), as que se baseiam em soluções através de discretizações (diferenças finitas, RTM, por exemplo) e as que solucionam a equação da onda por rotações de fase (tipo Phase-Shift, Gazdag, 1984).

Contudo, em aquisições marítimas convencionais 3D, a migração sísmica de todas as famílias de tiro comum (da ordem de algumas centenas de milhares) não é factível.

Uma estratégia para viabilizar o uso de tais técnicas foi proposta por vários pesquisadores, como Berkhout (1992) e Cunha (2003), que consiste em migrar um número de registros de múltiplas fontes (areal shots) muito inferior ao número de famílias de tiro comum.

As técnicas utilizadas para realização de migração sísmica na indústria do petróleo são, em boa parte, baseadas em solução da equação acústica da onda por rotações de fase no domínio da frequência (Gazdag, 1984). Esse tipo de migração tem a vantagem, primordial para a indústria, de ser menos onerosa computacionalmente que as migrações realizadas com a discretização da equação acústica da onda (técnicas das diferenças finitas, por exemplo), principalmente em imageamentos 3D.

O fato de podermos realizar migrações por rotações de fase, utilizando computação paralela (*clusters* de computadores pessoais), migrando para cada frequência separadamente, desonera ainda mais o custo computacional tornando abordagens tridimensionais realistas em muitos casos. Contudo este tipo de migração teoricamente é indicado para situações nas quais as variações laterais de velocidade são suaves.

As técnicas de migração que envolvem soluções encontradas com discretizações da equação da onda, como por exemplo a migração reversa no tempo (RTM), não possuem as mesmas restrições com relação a variação lateral de velocidade. Portanto, a princípio, são as mais indicadas em situações de grande complexidade estrutural. Todavia, ao contrário dos esquemas de migração por rotação de fase, este tipo de migração demanda esforços computacionais elevados, encarecendo de forma demasiada muitos projetos.

Neste trabalho, em experimentos numéricos 2D, comparamos os resultados da migração de uma família de múltiplas fontes, gerando um super-sismograma, usando a migração RTM e migração por rotações de fase, PSPI.

A obtenção de excelentes resultados com relação a qualidade de imageamento nas seções sísmicas produzidas utilizando-se migração PSPI, frente aos obtidos utilizando-se RTM revelaram a robustez do método de registro de múltiplas fontes e a possibilidade de implementação desse tipo de migração em dados sísmicos 3D, já que o gasto computacional com esta técnica, como já foi mencionado, é menor que utilizando-se outras técnicas.

### Reverse Time Migration

A migração RTM, baseada no princípio da reversibilidade temporal, pode ser resumida como um problema de condição de contorno associado a uma condição de imagem onde a condição de contorno é o registro do campo de pressão feito na superfície pelos geofones ou hidrofones e a condição de imagem, o tempo de trânsito da onda direta (TD) para cada posição do modelo. O sismograma registrado na superfície é re-injetado no modelo a partir do tempo final de registro ( $t_f$ ) até o tempo inicial de registro ( $t=0$ ), depropagando-se, assim o campo de onda. Para evitar dispersões de energia na depropagação utiliza-se modelos, nos quais considera-se densidade constante, cujo campo de vagarosidade ( $1/vel$ ) é suavizado (Farias, 1986). Matematicamente temos que:

1. Dados de entrada: sismogramas de campo

$$\hat{u}(x, z = 0, t; x_i),$$

onde  $i = 1, \dots, N_f$  (Número de fontes).

2. Formação da família de múltiplas fontes:

Somados os sismogramas de cada posição de fonte, formando a família de registro de múltiplas fontes (super-sismograma), temos que:

$$\tilde{u}(x, z, t; p) = \sum_{i=1}^{N_f} \hat{u}(x, z = 0, t - \hat{t}_i; x_i),$$

onde  $\hat{t}_i = px_i$  representa o atraso.

3. A matriz de tempo de trânsito usada na condição de imagem é determinada pelo tempo de chegada da onda de maior amplitude em cada ponto do modelo a partir da detonação das múltiplas fontes:

$$\nabla^2 u - \frac{1}{v^2} \partial_{tt} u = \sum_{i=1}^{N_f} f(t - \hat{t}_i) \delta(x - x_i)$$

4. A propagação reversa no tempo da família de múltiplas fontes é realizada através da solução da equação diferencial:

$$\nabla^2 u - \frac{1}{v^2} \partial_{tt} u = \tilde{u}(x, z = 0, t_f - t; p)$$

5. A migração de cada registro de múltiplas fontes para atrasos definidos por  $p$  é dada por:

$$m(x, z; p) = u(x, z, t = TD(x, z; p))$$

e

$M(x, z) = \sum_{i=1}^N m(x, z; p_i)$  representa o somatório de todos as migrações obtidas com N valores de p, que nesse trabalho foi considerado sempre zero ( $p=0$ ).

### PSPI

Na migração PSPI o campo de pressão é expresso por uma série de Fourier:

$$u(x, z, t) = \sum_{k_x} \sum_{\omega} U(k_x, z, \omega) e^{i(k_x x - \omega t)}$$

o que na prática se obtêm transformando o sismograma, com dados reais e em tempo, em dados complexos e no domínio da frequência, via transformada de Fourier rápida (FFT). Genericamente podemos afirmar que:

1. Para cada sismograma  $\hat{U}(k_x, z = 0, \omega; x_j)$ , ( $j = 1, \dots, N_f$ ), relativo a posição de tiro  $x_j$ , temos a família de múltiplas fontes definida por:

$$\tilde{U}(k_x, z = 0, \omega; p) = \sum_{j=1}^{N_f} e^{i\omega \hat{t}_j} \hat{U}(k_x, z = 0, \omega; x_j),$$

onde  $\hat{t}_j = px_j$  são os atrasos aplicados nos sismogramas.

2. O Cálculo da matriz de tempo  $TD(x, z)$  segue os mesmos procedimentos realizados para a migração RTM.

3. Quanto à interpolação, resumidamente, podemos dizer que para cada velocidade de referência  $v(z)$ , temos:

$$\tilde{U}(k_x, z = z + \Delta z, \omega; p) = e^{ik_z \Delta z} \tilde{U}(k_x, z, \omega; p)$$

$$\text{onde } k_z = \sqrt{\frac{\omega^2}{v^2} - k_x^2}.$$

Em cada ponto  $(x, z + \Delta z)$  o valor do campo  $U(x, z, \omega)$  é obtido pela interpolação entre os campos gerados pelas duas (ou mais) velocidades de referência mais próximas à velocidade em  $(x, z + \Delta z)$ .

4. Finalmente a seção migrada é obtida pela imposição da condição de imagem, ou seja:

$$m(x, z; x_i) = \sum_{\omega} e^{i\omega TD(x,z)} \tilde{U}(x, z, \omega; x_i)$$

A migração final encontrada utilizando  $N$  famílias de múltiplas fontes é dada pela soma,

$$M(x, z) = \sum_{i=1}^N m(x, z; p_i)$$

onde  $N$  representa o número de famílias de tiro comum.

### Experimentos Numéricos

O primeiro modelo de velocidades de onda P a ser testado foi o de camadas plano paralelas (Figura 1), que contém uma camada que simula um reservatório de hidrocarbonetos e uma outra que possui alta impedância acústica.

O modelo de camadas paralelas tem dimensões 512 x 512 pontos da malha e um espaçamento ponto a ponto de 6 metros. Utilizou-se uma frequência de corte de 50 Hz e um intervalo de amostragem temporal de 0,24 ms. A camada de maior velocidade é a de 5 km/s e a de menor 1.5 km/s.

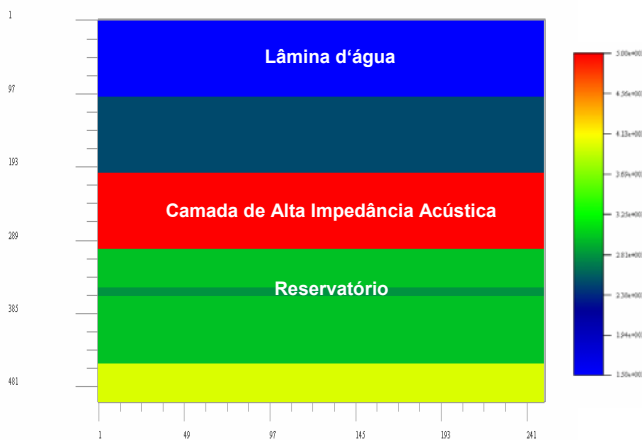


Figura 1 – Modelo de velocidades de camadas plano-paralelas com dimensões 512 x 512 pontos.

Outros modelos foram testados e dentre eles destacou-se aqui um modelo de velocidades mais complexo, com uma falha geológica e altos contrastes de impedância acústica (Figura 2), retirado de Martins (2003), que simula a geologia de uma bacia sedimentar terrestre (modelo terrestre).

Este modelo tem 512 x 256 pontos de malha, com um espaçamento ponto a ponto de 10 metros. Para este modelo utilizamos uma frequência de corte de 50 Hz e um intervalo de amostragem temporal de 0,00032 s. A camada de maior velocidade é a de 6.55 km/s e a de menor 1.7 km/s.

Foram comparados os resultados da aplicação de migração do tipo RTM e PSPI realizadas utilizando-se

famílias de múltiplos tiros, ou seja, somando-se os sismogramas provenientes de detonações em posições subsequentes e com um certo atraso  $p$ , gerando o já citado super-sismograma.

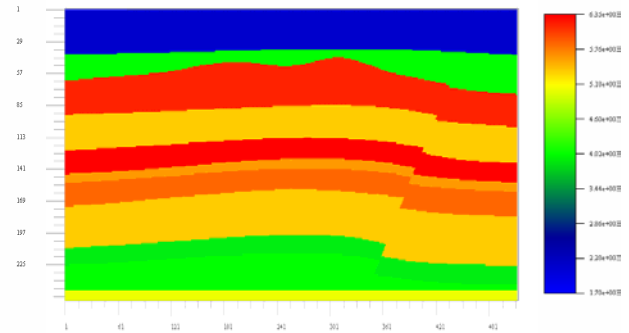


Figura 2 – Modelo terrestre com dimensões 512 x 256 pontos. Áreas vermelhas correspondendo a camadas de alta impedância acústica.

### Discussão dos Resultados e Conclusões

Com a migração de uma única família de múltiplas fontes (super-sismograma) foi possível imagear todos os refletores com sucesso em ambos os casos.

Tanto RTM como também PSPI foram eficientes no imageamento das interfaces de topo e base do reservatório presentes no primeiro modelo. Quanto a este modelo a Figura 3 mostra a seção migrada utilizando-se RTM e a Figura 4 mostra a seção migrada utilizando-se PSPI.

Percebe-se que nas regiões mais próximas às bordas laterais da seção ocorrem uma diminuição da intensidade do sinal. Isso se deve à implementação na modelagem de uma rotina de atenuação do campo de onda que chega a borda. Essa técnica de zonas de amortecimento foi proposta por (Cerjan, 1985) e por nós otimizada.

Observa-se que o reservatório é imageado em topo e base, com grande eficiência, em ambas seções. Apesar de mais tênues na seção com PSPI.

Com relação ao segundo modelo, os resultados encontrados com a migração de uma família de múltiplas fontes, empregando os dois métodos, são excelentes.

Na seção migrada por RTM (Figura 5) podemos observar que os refletores abaixo das estruturas de alta impedância conseguem ser muito bem imageados. O mesmo se vê, e tão bem quanto, na seção migrada no domínio da frequência (Figura 6). A falha presente no modelo também é imageada e encontra-se visível nas duas seções.

Em resumo, observou-se que a qualidade de imagem nas duas migrações tem diferenças claras, mas que isso não inviabiliza a utilização da que nos rende menos custo computacional, a PSPI, pois o mais importante para a

interpretação sísmica, os refletores, é imageado tão nitidamente na RTM quanto na PSPI.

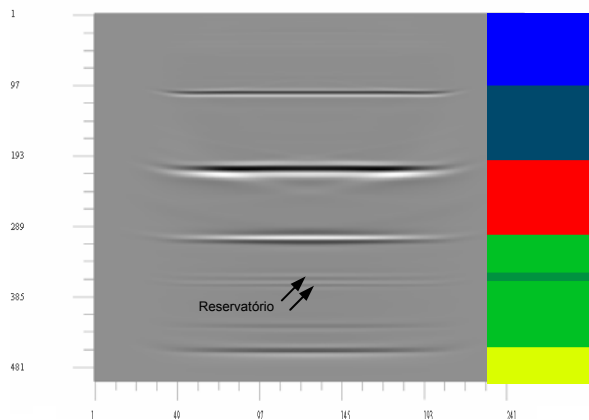


Figura 3 – Migração Sísmica com RTM do modelo de camadas paralelas.

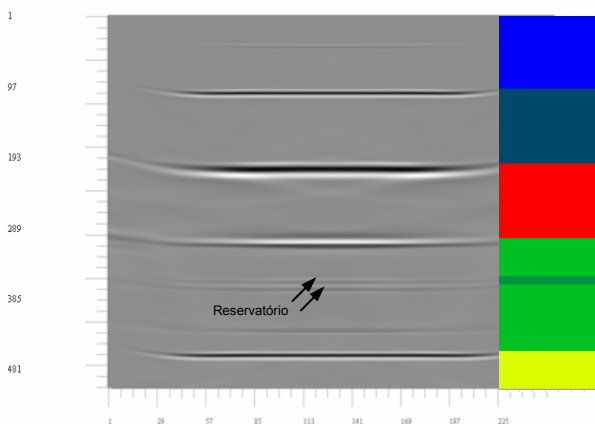


Figura 4 – Migração Sísmica com PSPI do modelo de camadas paralelas.

Em ambas as migrações nota-se resultados excelentes quanto à definição dos refletores, associados à utilização do registro de múltiplas fontes.

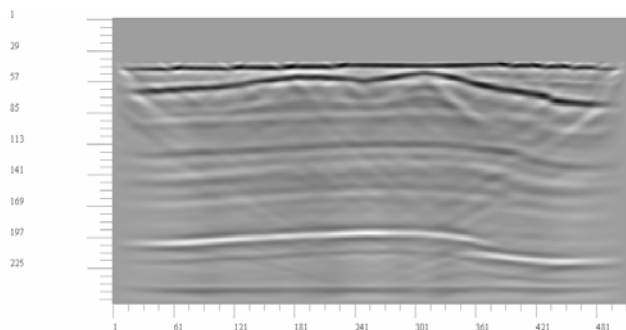


Figura 5 – Seção sísmica do modelo terrestre com RTM.

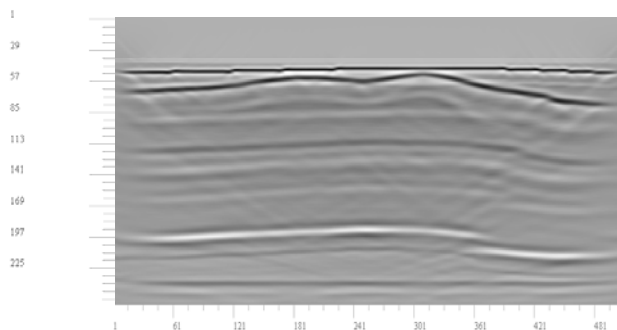


Figura 6 – Seção sísmica do modelo terrestre com PSPI.

### Referências

BERKHOUT, A. J., 1992. *Areal shot-record technology*, J.Seis.Expl.1, n.3, 151-264.

CUNHA, P.E.M., PALERMO, L.A.C., 2003, A "Multi-source" version of the Reverse Time Migration (RTM)". Apresentado no 8<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society.

CERJAN, C., KOSLOFF, D., KOSLOFF, R., and RESHEF, M., 1985, *A nonreflecting boundary condition for a discrete acoustic and elastic wave equation*, Geophysics, 50, 705-708.

FARIA, E. L., 1986, *Migração antes do empilhamento utilizando propagação reversa no tempo*. Tese de mestrado – UFBA, Bahia – Brasil.

GAZDAG, J. SGUAZZERO, P., 1984, *Migration of seismic data by phase shift plus interpolation*: Geophysics, 43, 124-131.

MARTINS, E. O., 2003, *Modelagem sísmica em meios complexos*. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Civil). Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.