

Copyright 2004, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico Científico foi preparado para apresentação no 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, a ser realizado no período de 2 a 5 de outubro de 2005, em Salvador. Este Trabalho Técnico Científico foi selecionado e/ou revisado pela Comissão Científica, para apresentação no Evento. O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Sócios e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho será publicado nos Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás

RESOLUÇÃO DE ESTRUTURAS SUBSAL ATRAVÉS DE MIGRAÇÃO RTM

Jorge L. Costa, Eldues Martins, Josias Silva, Bruno Silva, Luiz Landau¹, Djalma S. Filho²

¹ Grupo Interdisciplinar de Modelagem de Bacias/COPPE/UFRJ, Cid. Universitária, CT, BL-H (anexo), Ilha do Fundão, Rio de Janeiro-RJ, jorge.costa@lab2m.coppe.ufrj.br

² CENPES/PETROBRAS, Cidade Universitária, Q-7, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro-RJ, djalma@petrobras.com.br

Resumo – Com o advento da descoberta de acúmulos de HC's em estruturas subsal, em lugares tais como Golfo do México, há um grande interesse no imageamento das mesmas visto que tratam-se de estruturas muito complexas, onde há limitações, devido a grande diferença de impedância causada pelas estruturas salinas. Devido a tal dificuldade este trabalho visa obter as limitações quanto a resolução dos plays subsal. Para isso, foi utilizada a técnica de migração RTM com a equação da onda acústica completa e na aquisição dos dados utilizou-se o método da onda plana, ou seja a detonação de todos os tiros no mesmo instante. Esta metodologia foi aplicada em modelos sintéticos de camadas planas-paralelas e ao modelo da SEG.

Palavras-Chave: Migração-RTM; Imageamento; Subsal

Abstract – With the incoming of HC's accumulations discovery in subsal structures, in place such as Gulf of Mexico, there has been a great interest in their imaging since they are about very complex ones, where there are some limitation because of the large difference of impedance caused by them. Due to this difficulty, this work has the purpose to obtain the limitations in relation to the subsal plays resolution. For that reason, it was used the RTM migration technique with the full acoustic wave equation and for the data acquisition, it was used the plane wave method, in other words, the detonation of all shots at the same time. The method was applied in both synthetic models of stratum parallel-plan and SEG.

Keywords: Migration-RTM, Imaging, subsalt

1. Introdução

A migração pré-empilhamento em profundidade é um dos mais importantes desafios para a indústria do petróleo onde nas últimas décadas tiveram grandes avanços na área do imageamento sísmico. Um dos métodos mais populares de migração foi introduzido por Claerbout (Claerbout, 1972). Onde a seção final migrada é dada pela amplitude da extrapolação do campo no tempo zero como função da profundidade, (Loewenthal et al, 1976). O imageamento sísmico abaixo de estruturas com altos valores de impedância acústica, principalmente de acumulações de hidrocarbonetos, tem sido alvo nos últimos anos de constantes esforços da indústria do petróleo devido a descobertas de sistemas petrolíferos em estruturas como essas. Usando a técnica de migração de famílias de múltiplas fontes (Berkhout, 1992) mostraremos que mesmo abaixo de estruturas complexas com altos contrastes de impedância e grandes mergulhos, sobre o alvo, é possível realizar os imageamentos de topo e base com razoável clareza.

Foram usados dois modelos de velocidades de ondas-P para realizar a modelagem, ambos com mesma densidade em todo o modelo. O primeiro foi o da SEG/EAGE com uma estrutura salina com topografia bastante irregular.

O segundo foi um modelo de camadas planas-paralelas. Utilizamos para realizar a migração a técnica de Reverse Time Migration (RTM) para família de múltiplas fontes.

2. Metodologia

Com a geração de modelos sintéticos de velocidade foi realizada a modelagem direta, obtendo um sismograma registrado na superfície do modelo com o disparo das fontes na profundidade 53. A seção em tempo foi gerada utilizando-se operadores de diferenças finitas de quarta ordem no espaço e de segunda ordem no tempo, a malha regular com espaçamento igual a 10 e intervalo de amostragem em tempo de 0,24 milisegundos para o modelo de camadas planas-paralelas (Figura 1) e para o da SEG (Figura 5) espaçamento na malha de 6 e de amostragem de 0,26 milisegundos. Para o início do processo de migração reversa no tempo, que consiste em retro-propagar os dados obtidos no sismograma a partir da superfície até aos pontos em profundidade onde as reflexões foram originadas, foi suavizado o campo de vagarosidade (inverso do campo de velocidade), esta suavização se faz necessária para que não haja reflexões na geração da matriz de tempos de trânsito da “onda direta” (primeira quebra da frente de onda), que é a condição de imagem usada no imageamento e para o processo de migração. Os resultados deste processo são *snapshots* em profundidade com as reflexões reposicionadas onde foram originadas.

2.1. RTM para Famílias de Múltiplas Fontes

Denotando por $\hat{u}(x, z = 0, t; x_i)$ o sismograma relativo a detonação na posição x_i e $\tilde{u}(x, z = 0, t; p)$ uma família de múltiplas fontes, a migração RTM para esse conjunto de dados é realizada segundo a metodologia:

1. Dados de entrada: sismogramas de campo

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

onde $i = 1, \dots, N_f$.

2. Construção da família de múltiplas fontes:

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

onde $\hat{t}_i = px_i$ representa o atraso considerado para o sismograma relativo à posição de detonação x_i .

3. Determinação da matriz de tempo de trânsito TD

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. Propagação Reversa no Tempo

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

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

onde t_f representa o tempo final de registro.

5. Imposição da Condição de Imagem

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

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

Para várias famílias de múltiplas fontes, o resultado final da migração é dado por:

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

onde N denota o número de famílias de múltiplas fontes.

3. Modelos e Resultados

Modelo plano-paralelo, com um reservatório de 10 pontos,

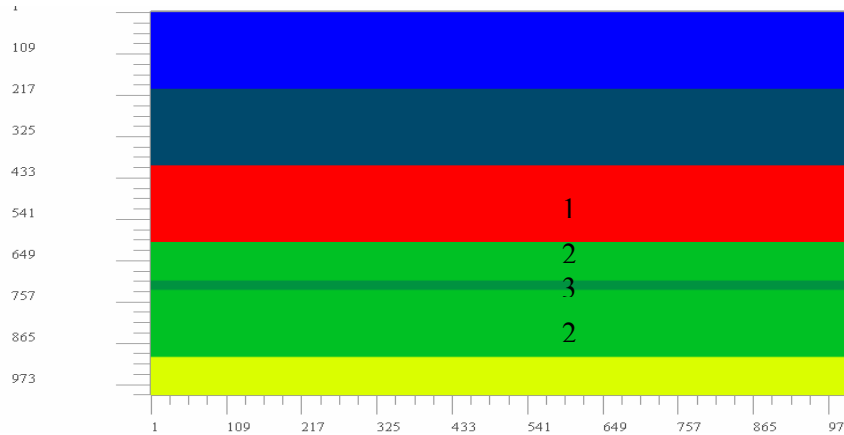


Figura 1. Modelo sintético com sete camadas. 1) camada de sal(5000m/s e espessura de 200 pontos), 2) camadas encaixantes(3000m/s), 3) reservatório(2800m/s).

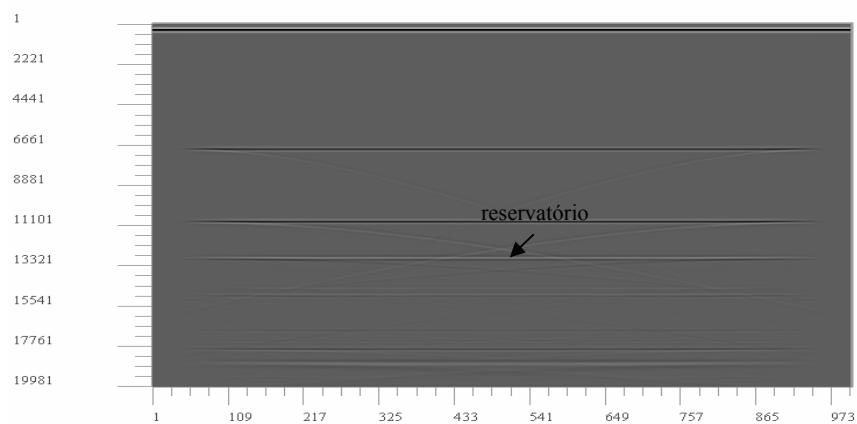


Figura 2. Sismograma modelo sintético com sete camadas.

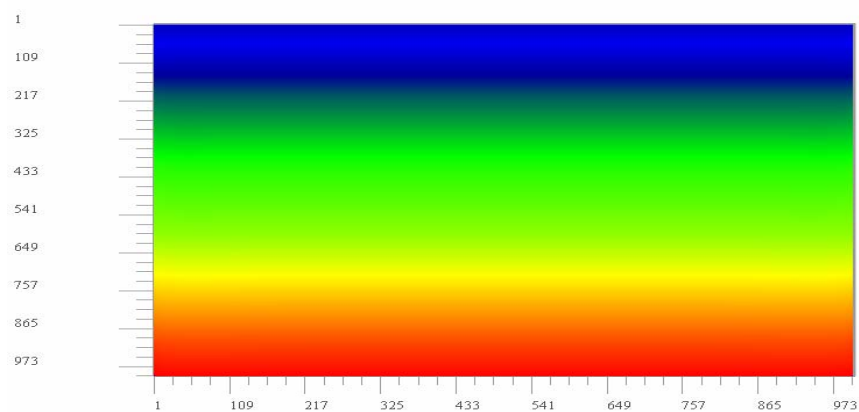


Figura 3. Condição de imagem para o modelo suavizado, passo de suavização de 40 pontos sendo 20 para cima e 20 para baixo.

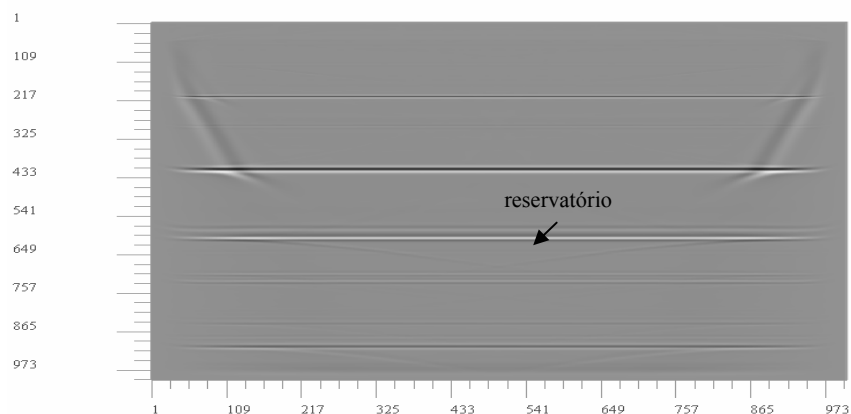


Figura 4. Seção migrada.

Modelo SEG

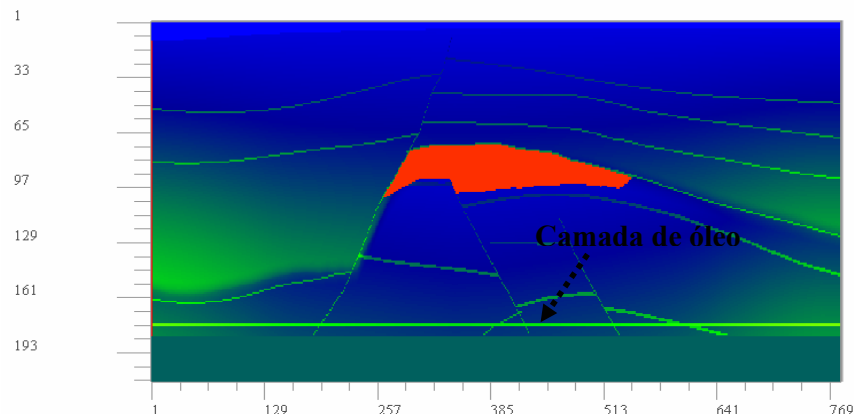


Figura 5. Modelo SEG-2D

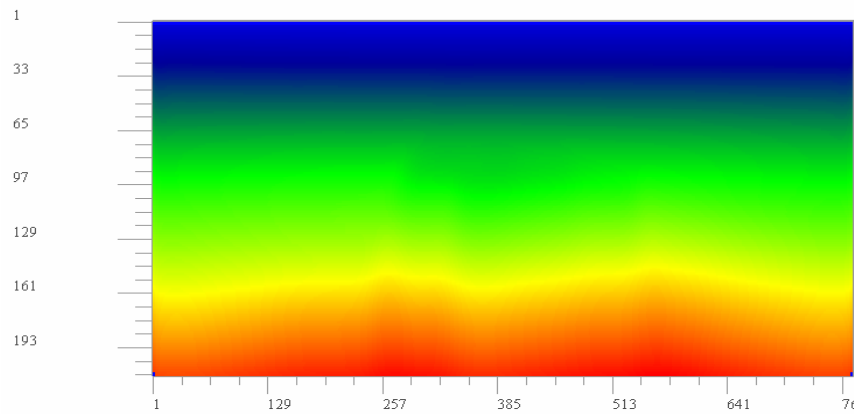


Figura 6. Condição de imagem para o modelo da SEG-2D.

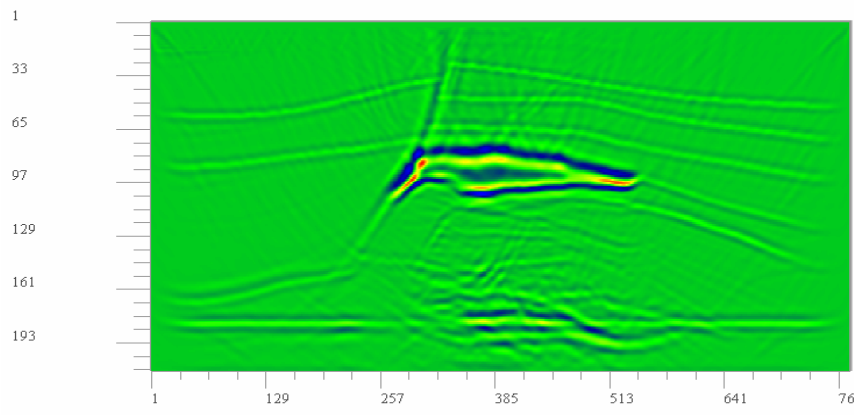


Figura 7. Seção migrada, modelo SEG-2D

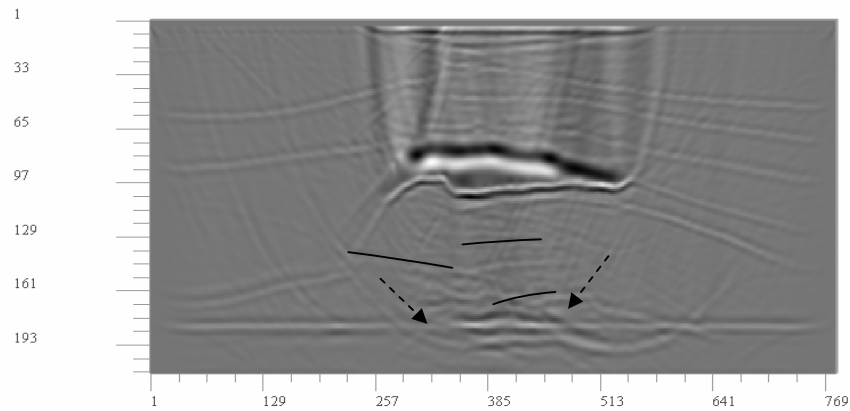


Figura 8. Seção migrada.

4. Conclusões

Com o modelo plano paralelo, e suas respectivas velocidades foi possível resolver o topo e base do reservatório. Esta observação fica difícil para valores menores que 10 pontos da malha pois as interfaces ficam sobrepostas. No modelo da SEG observa-se uma boa visualização nas falhas e refletores abaixo do corpo salino como foi observado na Figura 7 e 8. Há uma difícil visualização da camada que representa o óleo com 10 pontos na malha de diferenças finitas em alguns pontos bem abaixo do corpo salino. Observa-se ainda que em alguns pontos houve uma falha no imageamento do reservatório, como mostrado pelas setas na Figura 8. A aplicabilidade da técnica mostrou-se capaz de imagear satisfatoriamente boa parte dos modelos.

5. Referências

- 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
- CUNHA FILHO, C.A., 1992, "Elastic Modeling and Migration in Earth Models", Stanford University, Thesis.
- CLAERBOUT, J. F., and Doherty, S. M., 1972, Downward continuation of moveout corrected seismograms: *Geophysics*, 37, 741-768.
- LOEWENTHAL, D., LU, L., ROBERTSON, R., SHERWOOD, J.W., 1976, "The Wave Equation Applied to Migration", *Geophysics Prospect.*, v.24, pp.380-399.