



## Análise da resposta sísmica sintética do VSP

Adalto O. da Silva e Roseane M. Misságia (LENEP/UENF)

Copyright 2008, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no III Simpósio Brasileiro de Geofísica, Belém, 26 a 28 de novembro de 2008. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do III SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

### Resumo

Neste artigo propomos um fluxo de trabalho para elaborar um sismograma sintético de dados VSP. A motivação para este trabalho deve-se a importância do poço na amostragem pontual do reservatório para auxiliar a interpretação estrutural, estratigráfica e litológica dos registros da subsuperfície ao redor do poço. Através da modelagem numérica, analisamos os resultados obtidos considerando um reservatório saturado por água, óleo e gás, e testamos a eficiência de um programa computacional desenvolvido para esse fim. Nestes resultados mostramos as diferentes trajetórias do raio em cada tipo de saturação, os efeitos da impedância sobre a amplitude e os sismogramas gerados.

### Introdução

Este trabalho destaca o levantamento sísmico VSP (Vertical Seismic Profile) que é uma técnica que utiliza fontes na superfície e receptores (hidrofonos) posicionados em diferentes profundidades dentro do poço, registrando duas frentes de onda: uma descendente ("downgoing wave") e outra ascendente ("upgoing wave"), esta resultante da reflexão da primeira nas interfaces rochosas abaixo da posição dos receptores (Hardage 2000). O dado sísmico adquirido com a técnica VSP tem o potencial de complementar o dado de superfície quando se deseja minimizar problemas de resolução e/ou caracterizar mais precisamente o reservatório. A técnica do VSP possibilita o estudo da onda sísmica em cada nível do intervalo, em função do tempo e da profundidade, proporcionando o acesso a informações importantes sobre a origem de eventos primários e múltiplos (Hardage 2000). A importância desta técnica pode ser medida pela forma com que auxilia a interpretação estrutural, estratigráfica e litológica dos registros sísmicos de superfície, e permite ao geofísico determinar velocidades sísmicas com precisão, identificar camadas litológicas nas seções sísmicas, controlar a qualidade dos dados sísmicos de superfície, e prever situações geológicas abaixo do fundo do poço. O VSP fornece traços sísmicos de alta qualidade permitindo obter detalhes da estrutura ao redor do poço (Kirkland 2001). O sismograma sintético elaborado neste trabalho segue o fluxo: gerar um arquivo com dados referentes as velocidades das ondas P (compressionais), S(cisalhantes) e densidades das

camadas do modelo, plotar a geometria de aquisição, calcular os ângulos de incidência e amplitude, converter o coeficiente de reflexão computado de profundidade para tempo, fazer a convolução entre a wavelet (Figuras 4 e 5 - Ricker) e a função refletividade, e por fim plotar o sismograma sintético.

### Metodologia/ Problema Investigado

A Figura 7 mostra sismograma sintético produzido a partir do modelo que representa uma seqüência composta por três camadas limitadas por interfaces planas e paralelas com impedâncias distintas. Os valores de velocidade de propagação da onda P, S e densidade são especificados de acordo com a Tabela 1. A região R2 representa o reservatório e será analisada para três situações de saturação: reservatório saturado com gás, óleo e água.

	Regiões	$v_p$ (m/s)	$v_s$ (m/s)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )
Gás	R1	2650	1520	2270
	R2	1283	856	1650
	R3	3200	1850	2530
Óleo	R1	2650	1520	2270
	R2	2036	914	1990
	R3	3200	1850	2530
Água	R1	2650	1520	2270
	R2	2393	1097	2083
	R3	3200	1850	2530

Tabela 1 – Velocidade das ondas P e S, e densidades das regiões da Figura 1 (extraído de Matsumura, 2006.)

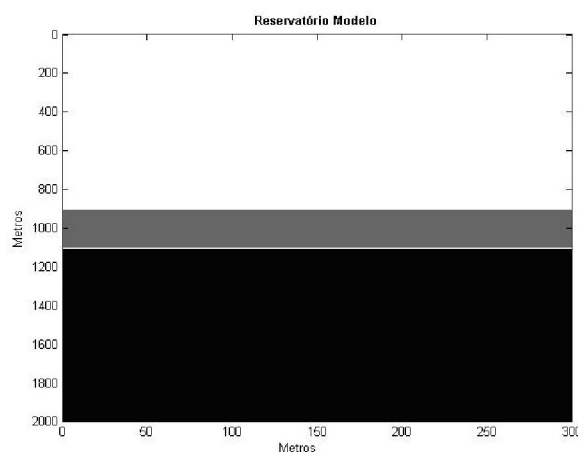


Figura 1: Modelo de Reservatório.

As Figuras 2 e 3 ilustram a geometria de aquisição do dado sísmico considerando as ondas P e S. A fonte se encontra a 50 metros de profundidade, com 300 metros de *offset*, e 11 receptores espaçados de 50 metros. A profundidade inicial dos receptores é de 300 metros e a final de 800 metros. A frequência dominante PP 50 Hz e para PSV é de 25 Hz. O coeficiente de reflexão é definido pela equação de Zoeppritz:

$$R_{PP}(\theta) \approx \frac{1}{2} \left( 1 - 4p^2 V_s^2 \right) \frac{\Delta\rho}{\rho} + \frac{1}{2 \cos^2 \theta} \left( \frac{\Delta\rho}{\rho} - p V_s \right) \frac{\Delta\rho}{\rho} \quad (1)$$

$$R_{PS}(\theta) \approx \frac{-p V_p}{2 \cos \phi} \left[ 1 - 2V_s^2 p^2 - 2V_s^2 \frac{\cos \theta \cos \phi}{V_p V_s} \right] \frac{\Delta\rho}{\rho} - \left[ 4V_s^2 p^2 - 4V_s^2 \frac{\cos \theta \cos \phi}{V_p V_s} \right] \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (2)$$

onde:

$$p = \frac{\sin \theta}{V_{P1}}$$

$$\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$\Delta V_p = V_{P2} - V_{P1}$$

$$\Delta V_s = V_{S2} - V_{S1}$$

$$\theta = \frac{(\theta_2 - \theta_1)}{2}$$

$$\rho = \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{2}$$

$$V_p = \frac{(V_{P2} - V_{P1})}{2}$$

$$V_s = \frac{(V_{S2} - V_{S1})}{2}$$

A Figura 7 mostra o sismograma sintético gerado pela convolução desta série de coeficientes de reflexão com um pulso sísmico (wavelet).

### Resultados

A modelagem da trajetória do raio das ondas sísmicas PP e PSV demonstram o desvio da trajetória do raio devido ao contraste da impedância entre as camadas. Pela lei de Snell o raio ao interceptar uma camada com diferentes propriedades acústicas tem sua trajetória alterada. Se a camada interceptada tem impedância maior o raio é transmitido aproximando-se da normal. Caso contrário o raio é transmitido afastando-se da normal. Observa-se ainda nas Figuras 2 e 3 que o tempo de chegada da onda S é maior do que o da onda P. Pode-se perceber que as velocidades de propagação destas ondas dependem das propriedades físicas do

meio em subsuperfície. No reservatório saturado com gás, conforme mostram as Figuras 2 e 3, o tempo de chegada na base do reservatório é maior do que no saturado com óleo. Conclui-se que em um meio com menor velocidade, como no caso do gás, a onda se propaga mais lentamente. Comparando o reservatório com óleo e o reservatório com água, verifica-se a variação entre o tempo de chegada das ondas PP, ocasionado pela atenuação da velocidade em ambos os reservatórios, saturados por óleo e água. A Figura 6 mostra as amplitudes do sinal nos três reservatórios analisados. Também é possível identificar a amplitude da onda PP mais atenuada, em decorrência da saturação do reservatório por água. Observa-se também a mudança de polaridade no sinal ao atravessar meios com impedâncias diferentes. O padrão de reflexão da onda PSV denota a insensibilidade desta para o fluido de saturação da rocha. A onda PSV tem polaridade inversa em relação à onda PP.

### Discussão e Conclusões

Levando-se em consideração que o objetivo principal era testar a eficiência do programa computacional, considera-se satisfatório os resultados obtidos com os modelos analisados. O programa mostrou ser eficaz em gerar a geometria de aquisição do levantamento sísmico VSP, calculou os ângulos de incidência e a amplitude permitindo que se identificasse corretamente o topo e base do reservatório conforme a Figura 6 (topo = 900 metros e a base = 1100 metros) A análise da amplitude permite avaliar a possibilidade de se alterar a frequência do sinal para se obter um imageamento mais consistente.

### Agradecimentos

Os autores agradecem ao Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP/UENF) pela infraestrutura disponibilizada..

### Referências

- Crewes, Educational software Release. Calgary: Consortium for research in elastic wave exploration seismology – University of Calgary, 2003.
- Kirtland G., Lawton D. C. and Cheadle S.. Integrated Prestack Depth Migration of VSP and Surface Seismic Data. SEG Int'l Exposition and Annual Meeting, USA, 2001.
- Lines, L. R., Newrick, R. T., 2005. Fundamentals of Geophysical Interpretation. Geophysical Series. USA, Nº13.
- Matsumura, C. N.. Modelagem Acústica, Elástica e Viscoelástica: Aplicações na Geofísica de Reservatórios. Tese de Doutorado. LENEP / UENF. Brasil, 2006.

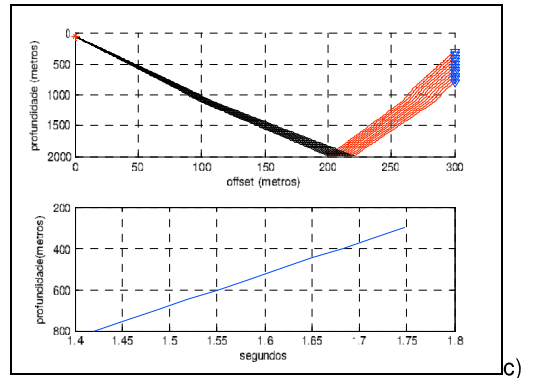
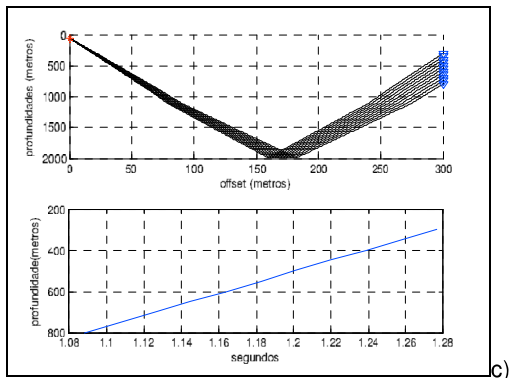
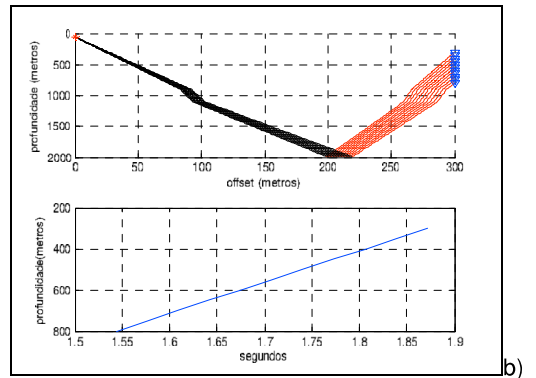
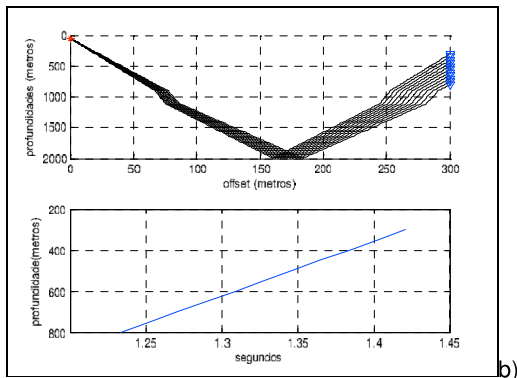
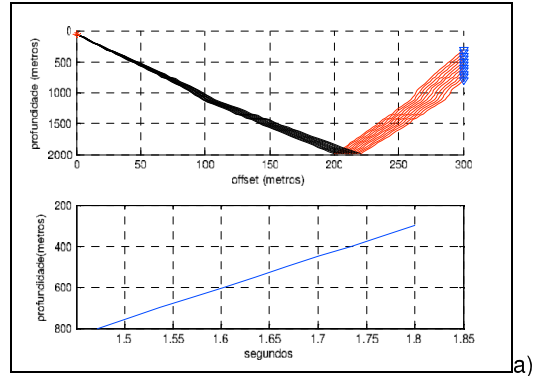
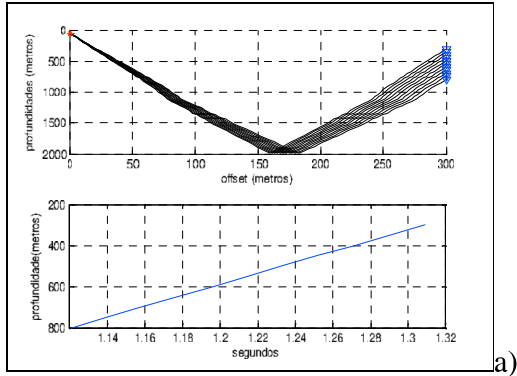


Figura 2: Geometria de Aquisição e tempo de chegada das ondas PP nos modelos: a) Óleo b) Gás c) Água.

Figura 3: Geometria de Aquisição e tempo de chegada das ondas PSV nos modelos: a) Óleo b) Gás c) Água.

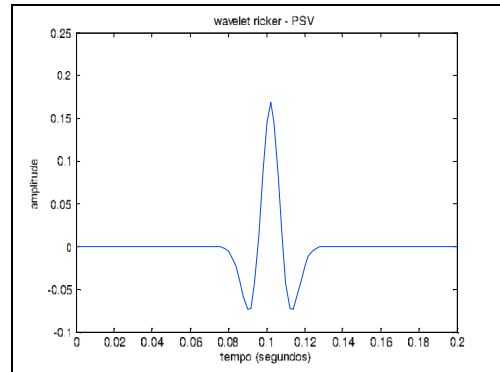
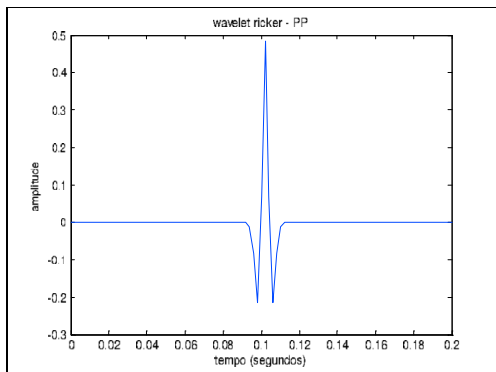
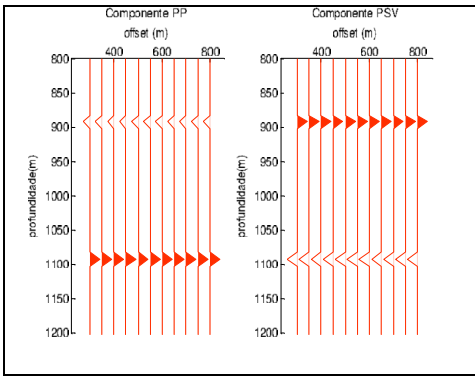
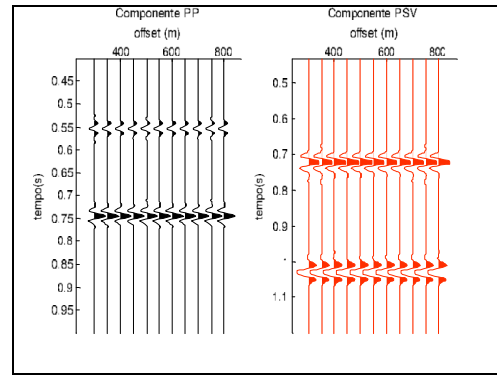


Figura 4: Wavelet Ricker da onda PP

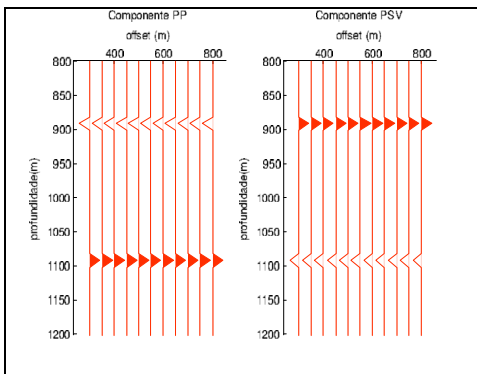
Figura 5: Wavelet Ricker da onda PSV



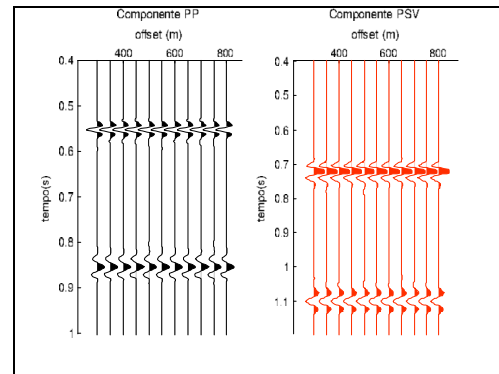
a)



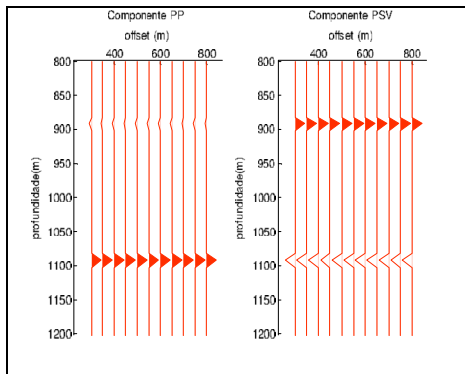
a)



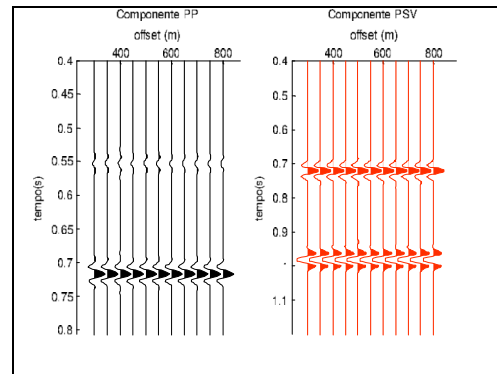
b)



b)



c)



c)

Figura 6 – Amplitude: a) Óleo b) Gás c) Água

Figura 7 – Sismograma: a) Óleo b) Gás c) Água