



Estratégia para modelagem sísmica multicomponente a partir de dados de poços

Marcos V. Barbosa Machado, Diego R. Borçoi e Roseane M. Misságia (LENEP/UENF)

Copyright 2006, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no II Simpósio de Geofísica da Sociedade Brasileira de Geofísica, Natal, 21-23 de setembro de 2006. Seu conteúdo foi revisado pela Comissão Tecno-científica do II 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, apresentar-se-ão os resultados das modelagens geológica e sísmica multicomponente realizadas a partir de dados de dois poços vizinhos correlatos perfurados em um campo petrolífero de águas profundas. A modelagem geológica foi feita utilizando uma suíte de perfis composta por velocidade da onda P (primária), velocidade da onda S (secundária) e densidade. Para a aquisição de dados sísmicos multicomponentes, simulou-se uma geometria OBC (*ocean-bottom cable*) e aplicou-se a técnica de *Ray Tracing* para modelagem sísmica multicomponente. Na etapa de interpretação, realizou-se uma análise de AVO. Com base nesta metodologia, verificamos a possibilidade de identificação da zona de reservatório e de seu contato óleo-água.

Introdução

A construção de cenários geológicos (distribuição de fácies) de uma área a partir de dados de poços é limitada pela carência de dados regionais. Em geral, para suprir tal limitação, técnicas estatísticas são aplicadas, a chamada geoestatística (Davis, 1986). No entanto, nos tempos atuais, tem-se desenvolvido um ramo do conhecimento que busca estabelecer relações entre os parâmetros geológicos do meio com atributos sísmicos, a física de rochas.

Para tentar resolver o problema da carência de informação, mencionada anteriormente, trabalhos, como o de Avseth *et al.* (2003), aplicam relações de física de rochas para conhecimento da área vizinha aos poços. Esta metodologia ainda pode ser combinada com uma análise da variação da amplitude do sinal sísmico com o *offset* (AVO), fornecendo, assim, condições para predição dos principais contatos litológicos e do conteúdo fluido das rochas.

Este artigo contém a primeira etapa de um trabalho que tem por objetivo correlacionar dados de dois poços

vizinhos para a modelagem do conteúdo geológico na região interpoços. A distância entre os poços, cujos dados estamos utilizando, é da ordem de 1,5 km e em ambos poços percebem-se similaridades geológicas.

O objetivo é definir estratégias para extrapolação de dados para regiões que possuem carências destes, através da combinação da geoestatística e da física de rochas, além de fazer uso de diferentes metodologias para modelagem geofísica e interpretação da área em estudo.

No presente estudo, modelos geológicos foram construídos para cada poço individualmente e uma análise AVO foi realizada para avaliar a capacidade desta metodologia de delimitação do reservatório e identificação do conteúdo litológico e dos contatos entre fluidos da formação.

A região estudada consiste de um importante campo de águas profundas e os perfis a serem utilizados serão V_p (velocidade da onda P), V_s (velocidade da onda S), ρ (densidade). Além desses, fazer-se-á uso do GR (perfil de raios gama) e ILD (perfil de resistividade profunda por indução) para auxílio na identificação prévia das zonas de reservatório e para definição do contato entre fluidos.

Metodologia / Resultados

A metodologia pertinente a este estudo divide-se em duas etapas; a primeira relativa à modelagem geológica e a segunda, que abrange a aquisição dos dados e modelagem geofísica.

(i) Modelagem Geológica

Como primeiro passo, definiram-se, a partir da interpretação prévia dos perfis disponíveis, os intervalos de interesse econômico (reservatório). Para o poço X, o reservatório situou-se entre N705 e N811 m, com o contato óleo-água (COA) em N784m. Já para o segundo poço, Y, a zona de interesse está entre N789,95 e N8802,0 m, com COA em N822,85 m, onde N é um número da unidade de milhar.

Após identificação da zona principal, partiu-se para a geração de curvas sintéticas ao longo de todo trecho perfilado, com o objetivo de completar áreas em que faltavam informações de alguns perfis específicos. Este

procedimento foi realizado para a curva de RHOB e Vs em alguns trechos do poço X. O poço Y, por sua vez, não disponha de curva de Vs, logo o modelo gerado desta curva no poço X, foi utilizado para a geração de Vs sintético para Y. A construção das curvas sintéticas foi realizada através do método de regressão linear múltipla, implementado em MATLAB, e os modelos para RHOB e Vs ficaram determinados da seguinte forma:

$$RHOB = 1,89 - 0,0041DTSH + 0,64VPVS \quad (1)$$

$$Vs = -297 + 0,82Vp - 0,042Ip - 187,37RHOB - 0,373DTCO \quad (2)$$

onde DTSH é o tempo de trânsito da onda S, DTCO é o tempo de trânsito da onda P, VPVS é razão entre Vp e Vs e Ip é a impedância P.

A Figura 1 mostra o grau de correspondência entre o Vs real do poço X e criado a partir do modelo (2), para este mesmo poço. A eficiência do modelo é reproduzida pelo alto fator R².

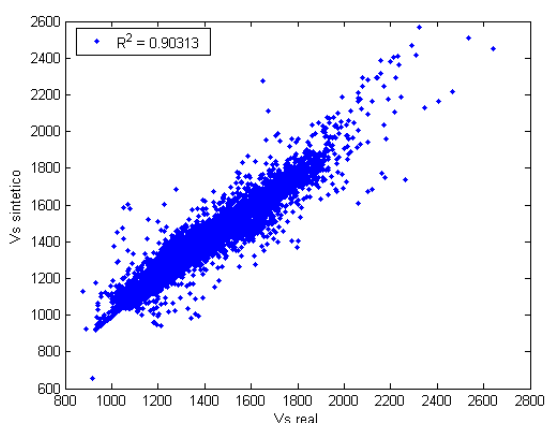


Figura 1 – Vs real x Vs sintético.

A etapa seguinte consistiu na blocagem das curvas Vp, Vs e RHOB, para construção do modelo elástico a ser utilizado na etapa de aquisição dos dados sísmicos. Por análise das citadas curvas, blocos de 30 em 30 m foram definidos, sem perda de informações relevantes, definindo assim o modelo geológico para cada poço a ser utilizado. As Figuras 2 e 3 demonstram as curvas aproximadas e reais para os poços X e Y.

Com as curvas Vs, Vp e RHOB completas em todo o trecho de interesse, construíram-se modelos de camadas planas para a região ao redor dos dois poços considerados tendo como parâmetros a impedância S (produto de RHOB com Vs) e a impedância P (produto de RHOB com Vp), como mostrado na Figura 4.

(ii) Aquisição dos Dados Sísmicos e Modelagem Geofísica

Nesta etapa, inicialmente, adotou-se a metodologia presente em Borçoi (2006), para geração da resposta de AVO para o modelo de camadas planas para cada poço.

As refletividades P (Rpp) e S convertida (Rpsv) foram calculadas utilizando a equação de Zoeppritz (Aki & Richards, 1980) e convertidas de profundidade para tempo, assim como os perfis blocados de Vs, Vp e RHOB (Figuras 5 e 6).

A geometria de aquisição dos dados compreendeu uma fonte fixa na origem e um receptor cuja posição variava, considerando, assim, que cada poço define um modelo de camadas planas. O *offset* variou de 20 a 1000 m, com incrementos de 20 m de uma posição para outra do canal.

Os sismogramas resultantes, para as componentes PP e PSV (S convertida), encontram-se a seguir (Figuras 7, 8, 9 e 10). Outros parâmetros utilizados nesta aquisição foram os seguintes: frequência dominante P igual a 45 Hz, frequência dominante S igual a 30 Hz, amostragem temporal 2 ms e profundidade da fonte 50 m. Simulou-se uma aquisição OBC (considerando os receptores enterrados no assoalho oceânico). A *wavelet* adotada para a convolução foi de fase mínima.

Vale ressaltar que a etapa de aquisição dos dados sísmicos foi realizada fazendo uso das funções desenvolvidas pela Crewes (Margrave, 2001), em MATLAB, para modelagem, processamento e interpretação sísmica.

Discussão

Para comparação entre as respostas das componentes PP e PSV, esta última foi convertida para a variação com o tempo de trânsito da onda P.

Nas Figuras 5 e 6, foram destacadas as zonas de reservatório. No poço X, nota-se a nítida inversão de polaridade da refletividade PP na região do topo. A refletividade PSV, para o mesmo poço, responde com polaridade inversa. A base também é bem demarcada em ambos poços. O poço X possui melhor demarcação do reservatório, além de apresentar um contato óleo-água bem nítido.

Por análise dos sismogramas gerados para o poço X (Figuras 7 e 8), percebe-se que o reservatório demarcado na Figura 5 pôde ser observado nos sismogramas, além de ter seu contato óleo-água bem nítido no sismograma da componente PP (o forte sinal negativo é referente ao seu topo e o forte sinal positivo abaixo do COA é referente à base). No sismograma PSV, o COA não aparece, devido ao fato desta onda ter pouca sensibilidade a fluidos, o que comprova que a anomalia de amplitude destaca pela linha pontilhada na Figura 7 trata-se do COA e não de uma variação faciológica interna do reservatório.

O reservatório do poço Y também pode ser notado nos sismogramas 9 e 10, embora com menor destaque que o reservatório do poço X.

De acordo com a classificação de anomalias AVO, os dados obtidos na modelagem realizada enquadram-se em um ambiente com a presença de uma anomalia de AVO classe IV. Tal anomalia é de ocorrência rara, sendo apresentada normalmente por areias friáveis saturadas em hidrocarbonetos, em geral com capa de gás, sobreposto por folhelhos bem compactados (com alto valor de incompressibilidade), segundo Castagna & Swan (1997). Nesta anomalia, a razão Vp/Vs do folhelho é

ligeiramente mais alta do que na areia, fato que é confirmado por nossos dados.

Como é observado na Figura 7, o sinal apresentado pela onda PP é de polaridade negativa, aparentemente não demonstrando variação com o *offset*. Já o sinal da onda convertida apresenta valor positivo e tende a ser fraco em afastamentos curtos, aumentando visivelmente em afastamentos maiores (Figura 8), o que condiz com a classificação e as anomalias observadas na literatura.

A avaliação com testemunhos seria válida para comprovar essa classificação. Vale ressaltar que essa anomalia demonstra uma areia de baixa impedância, tornando a resposta sísmica altamente sensível à variação de fluidos. Dessa forma, foi possível detectar o contato óleo água apresentado no reservatório.

Conclusão

Conclui-se que a análise da variação da amplitude com o *offset* foi eficiente para delimitação do reservatório petrolífero e do contato óleo-água. Além disso, a aquisição da componente da onda S convertida a partir da onda P mostrou-se útil para apoiar as conclusões obtidas com o sismograma da componente da onda P refletida.

Para a continuidade desse trabalho espera-se construir uma estratégia de modelagem que considere a região interpoços, a fim de realizar uma interpretação mais ampla.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao LENEP/UENF pela infraestrutura disponibilizada, ao PRH-20 da ANP/MCT pelas

bolsas de pesquisa concedidas a M. V. Barbosa Machado e a D. R. Borçoi e a PETROBRAS S/A pelo suporte técnico que auxiliou na realização desta pesquisa.

Bibliografia

Aki, K. & Richards, P. G., 1980, Quantitative Seismology, Theory and Methods, W. H. Freeman & Co.

Avseth, P., Flesche, H. & Wijngaarden, A. J. V., 2003, AVO classification of lithology and pore fluids constrained by rock physics depth trends, The Leading Edge, pp. 1004-1011.

Borçoi, D. R., 2006, Análise da Assinatura de AVO em Reservatórios Delgados: modelagem e inversão, Monografia de Graduação, LENEP/UENF, Macaé-RJ.

Castagna, J. P. & Swan, H. W., 1997, Principles of AVO crossplotting, The Leading Edge, pp. 337-342.

Davis, J. C., 1986, Statistics and Data Analysis in Geology, Second Edition, John Wiley & Sons, New York, NY.

Margrave, G. F., 2001, Numerical Methods of Exploration Seismology with algorithms in MATLAB, Department of Geology and Geophysics, The University of Calgary, Canada.

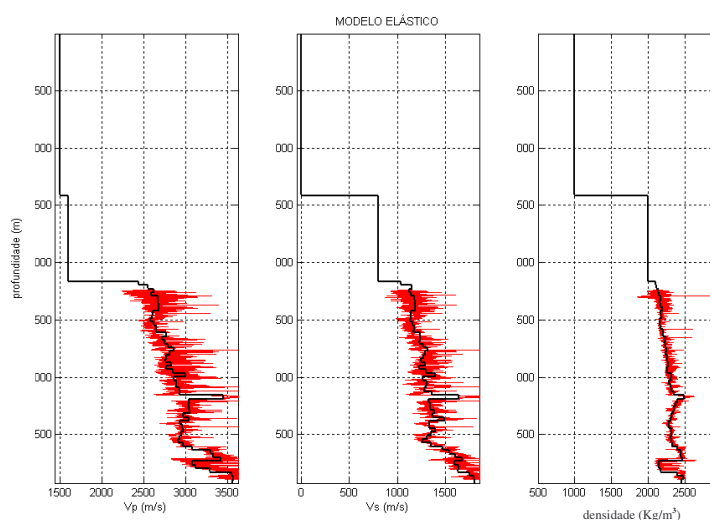


Figura 2 – Poço X blocado.

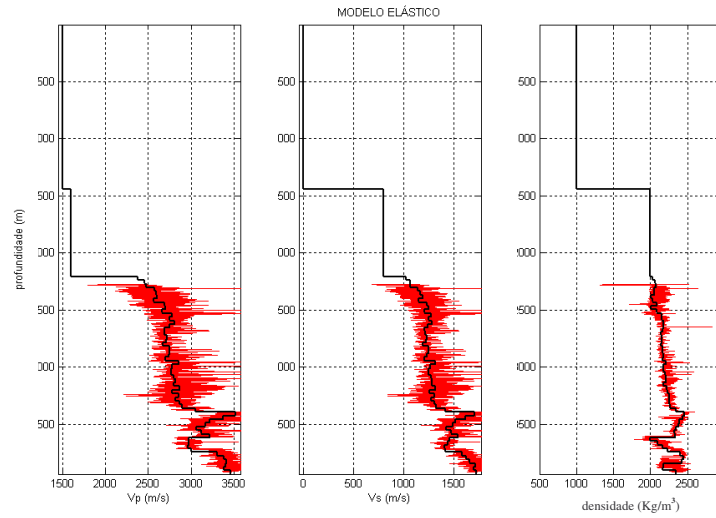


Figura 3 – Poço Y bloqueado.

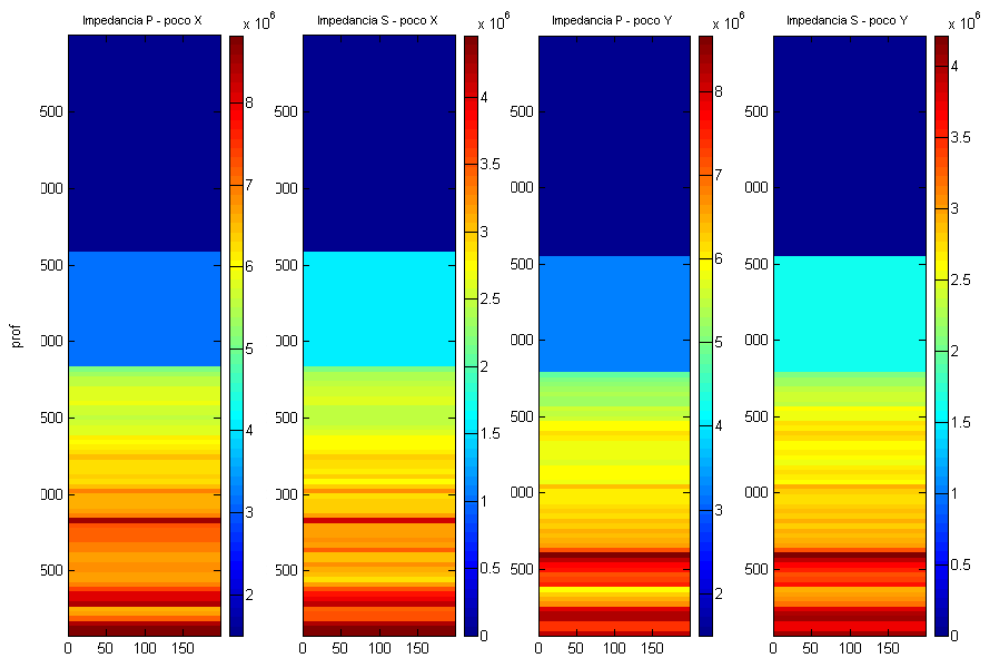


Figura 4 – Modelos de Impedâncias P e S para os poços X e Y (Kg/m^2s).

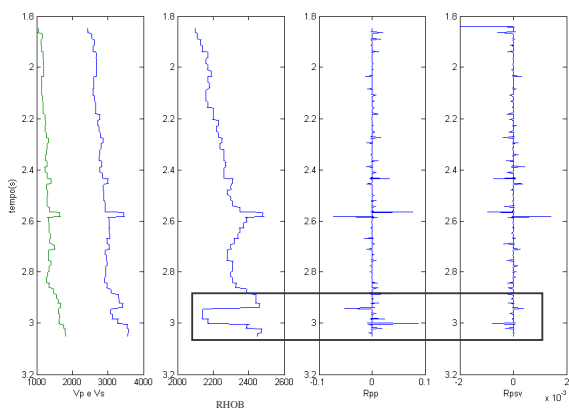


Figura 5 – Refletividades em tempo para poço X.

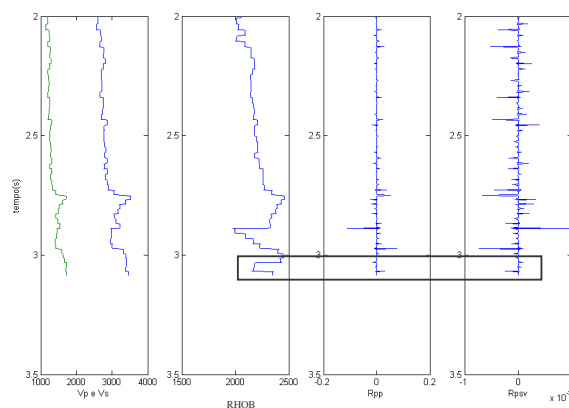


Figura 6 – Refletividades em tempo para poço Y.

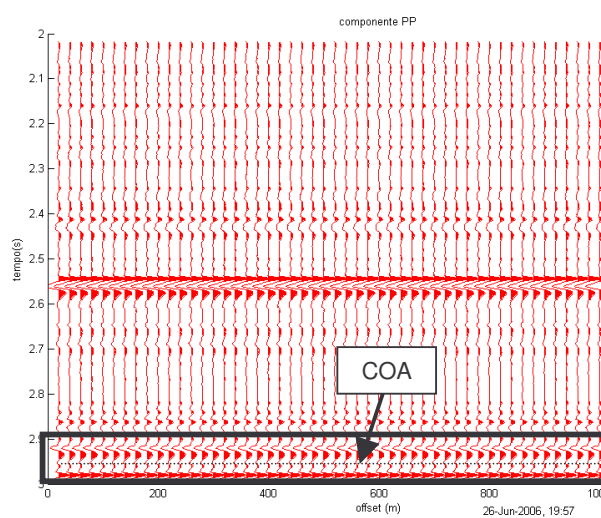


Figura 7 – Sismograma componente PP para poço X. Notar contato óleo-água destacado.

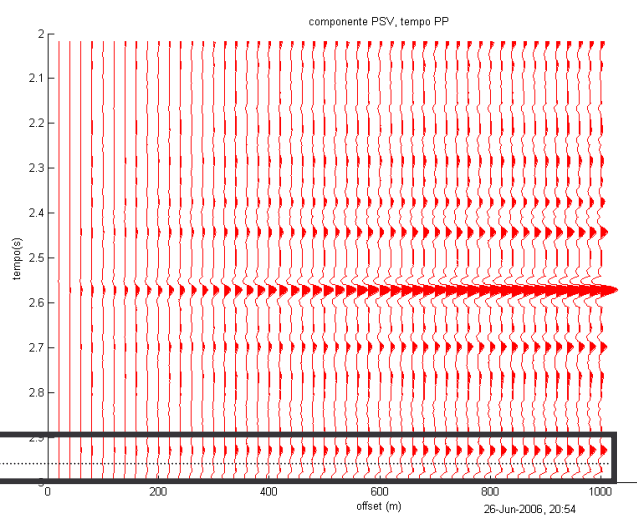


Figura 8 - Sismograma componente PSV para poço X. Notar que o COA não é bem marcado.

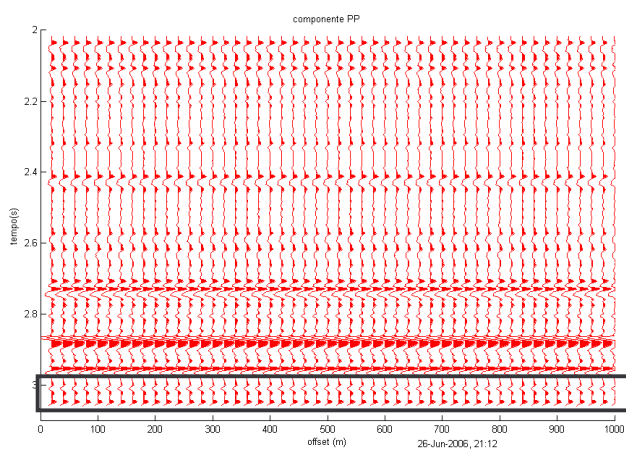


Figura 9 - Sismograma componente PP para poço Y.

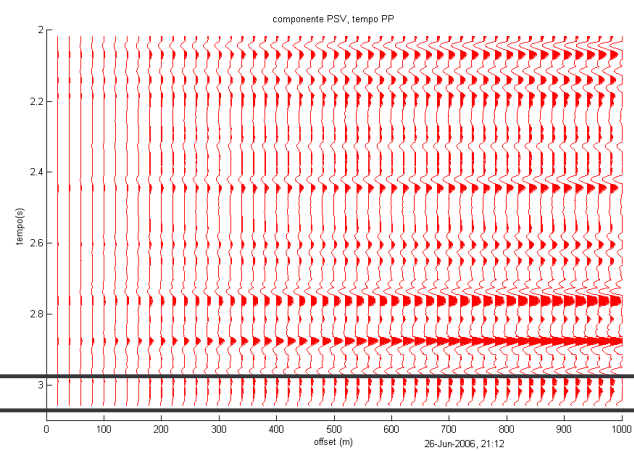


Figura 10 - Sismograma componente PSV para poço Y.