



Condicionamento de dados de perfilagem geofísica de poço para integração com dados sísmicos

Aisgo do Anjos Oguro*, Marcelo Diniz Santa Marinha & Adalberto da Silva, LAGEMAR-UFF.

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.

Abstract

Data integration is an important step on reservoir management. The primary soft data must be integrated to seismic derived hard data in order to build realistic 3D (or even 2D) reservoir models. The well data conditioning is of utmost importance in this workflow but some invasion effects on density and sonic velocity are not taken into account in the common practice. This work aims to deal with the impact on density and sonic measurements at the reservoir level and the important constraints this represents on integration with seismic data. Using well data from Albacora Field, we can show differences in density estimation.

Introdução

A integração de dados geofísicos de poço com informações obtidas em outras aquisições geofísicas de menor resolução vertical é uma parte muito importante no gerenciamento de reservatórios. Além das questões relativas à mudança na escala e dimensões de suporte, o condicionamento e correção dos dados obtidos é o passo inicial fundamental, pois determina primariamente a qualidade da informação "hard" que se espera injetar na escala e âmbito da informação "soft".

Routineiramente, o dado "hard" (dados diretos de testemunho e de perfilagem de poço) sofre apenas correções convencionais mas, que não levam em conta os efeitos da invasão e substituição de fluidos sobre a densidade e o tempo sônico ao nível do reservatório. O impacto destes efeitos no cálculo das refletividades e na geração de sismogramas sintéticos é considerável, e afeta decisivamente todo o fluxograma de trabalho de integração com os dados "soft" (principalmente, dados sísmicos) subsequente.

Metodologia/ Problema Investigado

Neste trabalho, foram utilizados dados de poço no Campo de Albacora (Bacia de Campos, RJ, Brasil) num trecho com reservatórios areníticos saturados em óleo e em água na seção óligo-miocênica. Densidade e sônico foram corrigidos nos intervalos porosos para a substituição de óleo por salmoura do filtrado, considerando-se a densidade e velocidade de matriz

arenítica fixas e as variações introduzidas pelos diferentes tipos de fluidos no espaço poroso.

Foram identificados os intervalos de rocha-reservatório e não-reservatório pela análise convencional de perfis e pela aplicação da fórmula de Larionov (1969) para cálculo de volume de argila. A substituição de fluidos está baseada na equação de Biot-Gassmann (Gassmann, 1951; Mavko et al., 1998); as propriedades acústicas dos fluidos (óleo e filtrado) foram obtidas através das relações propostas por Batzle & Wang (1992).

Para gerar a substituição de fluidos assim como o AVO fez-se necessário geração da onda-S. A medida foi gerada através da relação empírica de Greenberg e Castagna (1992) onde se estima Vs a partir de Vp e do volume de minerais existentes na rocha.

O impacto das correções de perfis de densidade e sônico foi analisado através da modelagem sintética de AVO. A análise AVO é normalmente aplicada como uma forma determinística para representar litologias e fluidos a partir dos dados sísmicos (e.g., Smith & Gidlow, 1987; Rutherford & Williams, 1989; Hilterman, 1990; Castagna & Smith, 1994; e Castagna et al., 1996). O coeficiente de reflexão como função do ângulo refletido é descrito pela equação de Zoeppritz (1919) in Aki & Richards (1980) (equação 1). Para análise da reflexão da onda P uma aproximação bem conhecida é dada por Aki & Richards (1980), assumindo o fraco contato entre camadas:

$$R(\theta_1) \approx \frac{1}{2} \left(\frac{t_1 - 4p^2 V_s^2}{V_p^2} \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \theta \frac{\Delta V_p}{V_p} + \theta_s \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (1)$$

onde:

$$p = \frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} \quad \theta = \theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4$$

$$\Delta \rho = \rho_2 - \rho_1 \quad \rho = (\rho_1 + \rho_2)/2$$

$$\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1} \quad \Delta V_p = (V_{p2} + V_{p1})/2$$

$$\Delta V_s = V_{s2} - V_{s1} \quad \Delta V_s = (V_{s2} + V_{s1})/2$$

Nas relações acima p é o parâmetro de raio, θ_1 é o ângulo de incidência e θ_2 é o ângulo de refração; V_{p1} e V_{p2} são velocidades da onda P nos meios de incidência e refração, sendo o mesmo aplicado em relação às velocidades de ondas cisalhantes V_{s1} e V_{s2} . ρ_1 e ρ_2 são as densidades dos meios de incidência e refração.

Resultados

Foram determinados dois intervalos reservatório por análise convencional de perfis. O primeiro intervalo (Reservatório 1), de idade Oligo-Mioceno, com 13,5 m (2624,5-2611 m) está saturado em óleo e não apresenta

contato óleo-água. Acima deste intervalo foram observados folhelhos e margas com intercalações de arenito com espessuras variando entre um e dois metros, que foram desconsiderados neste trabalho. O segundo intervalo (Reservatório 2), também de idade Oligo-Mioceno, apresenta um intervalo de rocha reservatório com 89,5 m (2735-2645,5 m), com o contato óleo-água a 2663 m.

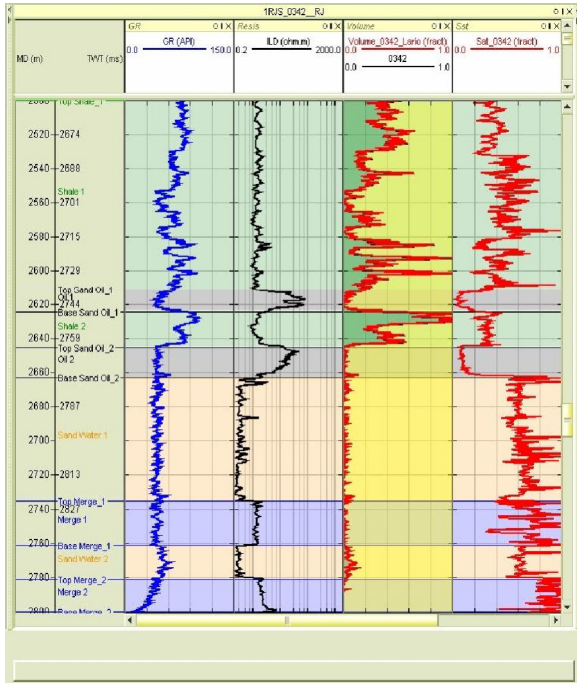


Figura 1: Perfil com as diferentes litologias destacadas.

Para melhor discriminar os intervalos de rocha reservatório e não-reservatório foi calculado o volume de argila usando-se a fórmula de Larionov (1969). Para intervalos reservatórios foi utilizado um *cut-off* de 20% de argila com o objetivo de excluir os efeitos que a argila pode causar nas constantes elásticas do arenito, mantendo-se então somente o arenito limpo (Figura 1).

O efeito da invasão sobre os perfis de densidade e sônico no intervalo saturado com óleo foi realizado aplicando-se as equações de substituição de fluidos de Biot-Gassmann (Gassmann, 1951; Mavko et al., 1998) assumindo um modelo de saturação normal.

Previamente, foram obtidas as propriedades acústicas do óleo e do filtrado utilizando-se as relações de Batzle e Wang (Batzle and Wang, 1992). Como parâmetros de entrada para os cálculos foram utilizados os dados de pressão, temperatura e grau API do óleo listados na Tabela 1.

Parâmetro	Res. 1	Res. 2
Pressão (MPa)	26,3	28,6
Temperatura (°C)	67,2	68,3
API	24,8	22,4

Tabela 1 – Parâmetros para cálculo de propriedades acústicas

Os parâmetros acústicos dos fluidos gerados estão listados na Tabela 2.

Parâmetros	Fluido 1	Fluido 2
Densidade lama (g/cm ³)	1,023	1,023
Densidade Óleo (g/cm ³)	0,883	0,894
Velocidade Lama (m/s)	1644	1649
Velocidade Óleo (m/s)	1420	1445
Compressibilidade Lama (MPa)	2,765 × 10 ⁶	2,782 × 10 ⁶
Compressibilidade Óleo (MPa)	1,777 × 10 ⁶	1,867 × 10 ⁶

Tabela 2: Parâmetros acústicos dos fluidos.

A porosidade foi calculada convencionalmente através da fórmula:

$$\phi = \frac{(2,65 - \rho_b)}{(2,65 - \rho_f)}$$

onde a densidade da matriz é assumida como 2,65 g/cm³ (i.e., quartzo), ρ_b é a densidade medida e ρ_f é a densidade do fluido no espaço poroso, para o caso leve-se em consideração que os poros estão saturados com a lama de perfuração. A densidade e a velocidade do óleo e da lama de perfuração são representadas na Tabela 2.

As correções aplicadas sobre os perfis, considerando-se o deslocamento do óleo pelo filtrado no reservatório, demonstram importantes diferenças que impactam a real resposta elástica destas rochas. Na Figura 2, observa-se o deslocamento para esquerda na distribuição dos parâmetros corrigidos (em verde) em relação aos originais (em azul), com médias cerca de 2% e 4% menores respectivamente para densidade e velocidade sônica e desvios-padrão diferentes. Este resultado representa um decréscimo médio da ordem de 6% na impedância acústica calculada com os parâmetros corrigidos em comparação com as medidas originais.

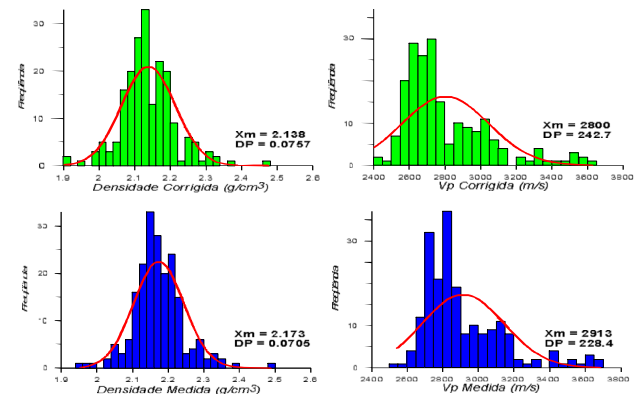


Figura 2 – Histogramas e ajustes gaussianos da densidade e velocidade sônica, originais e corrigidas.

No AVO realizado para o reservatório 1 (figura 3) observa-se uma considerável diferença entre as

refletividades. Para o intervalo com salmoura de perfuração, como fluido entre os poros, e com o fluido original, óleo. Outra diferença é o aumento do gradiente negativo para *offsets* longos o conteúdo original entre poros e água.

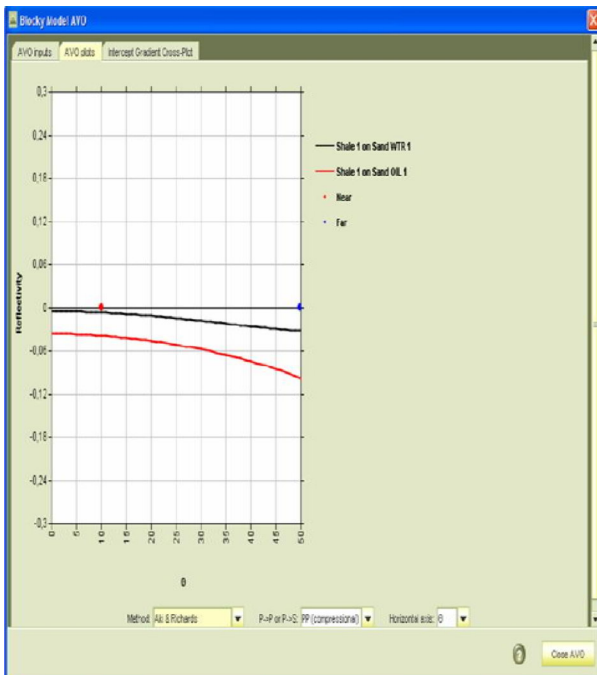


Figura 3: Diferenças entre os AVOs. Em preto com o fluido de perfuração e em vermelho o fluido original para o reservatório 1.

Como resposta do AVO no intervalo do reservatório 2 Figura 4 observar-se uma considerável diferença entre as refletividades para o intervalo com lama de perfuração (água) como fluido entre os poros e com o fluido original, óleo. A resposta desta é mais proeminente que a representada pelo intervalo 1 onde nota-se que para a normal temos uma refletividade positiva quando a rocha é preenchida por água e uma refletividade negativa quando preenchida com óleo. Neste caso também observa-se um aumento do gradiente negativo para *offsets* mais longos. Deve-se observar também que neste caso ocorre uma mudança no coeficiente de reflexão quando ângulo de *offset* assume valores maiores que 30° para os poros preenchidos por água.

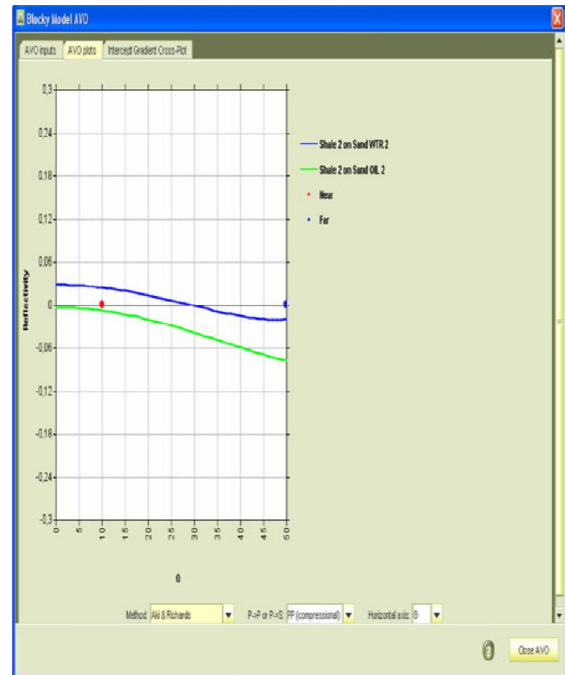
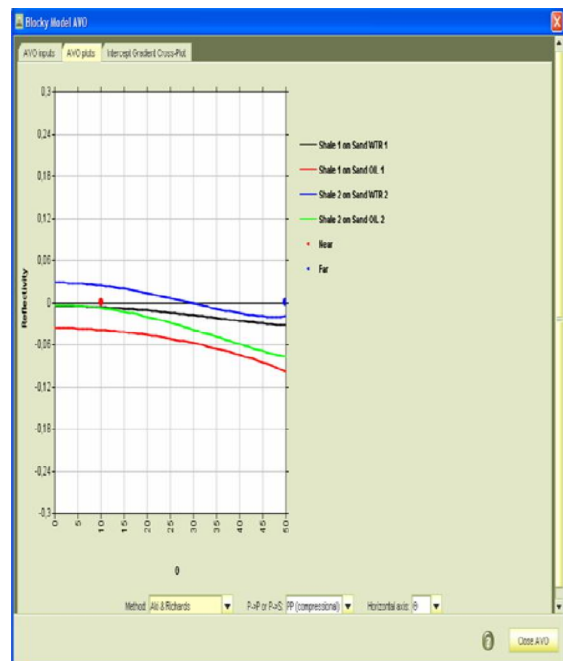


Figura 4: AVO representando a diferença com os poros com salmoura de perfuração e óleo no reservatório 2.

Uma possível ambigüidade é observada em *offset* curtos quando plota-se o AVO, de ambos os intervalos reservatórios, para ângulos próximos a normal. Verifica-se que esta ambigüidade some para ângulos maiores que 20°.



Como resultado final temos os sintéticos gerados para ambos os fluidos. A figura 6 mostra as impedâncias acústicas e razão de Poisson para o fluido com óleo e com água, é perceptível a influência entre as respectivas medidas. Na mesma figura observam-se os sintéticos com água, óleo, e sua respectivamente diferença.

Discussão e Conclusões

Neste trabalho, demonstra-se a necessidade da aplicação de um fluxograma de trabalho para modelagem de reservatório e inversão sísmica que se baseie em parâmetros de rocha corrigidos tanto para os fatores ambientais típicos da aquisição geofísica de poço como para o comportamento elástico diverso de rocha reservatório e não-reservatório em termos da invasão. O deslocamento do óleo no reservatório pelo filtrado da lama de perfuração afeta sensivelmente a densidade e a velocidade sônica medida.

A utilização destes parâmetros na geração de modelos de reservatório e na obtenção de modelos sísmicos sintéticos realísticos que podem ser confrontados com aquisição sísmica é fundamental, pois tais correções permitem a melhor replicação do comportamento elástico original das rochas.

O suporte a modelos sísmicos inversos é consideravelmente melhorado com a aplicação das correções aqui apresentadas.

Agradecimentos

Os Autores agradecem à Ikon Science pela cessão de licença de uso da suite RokDoc, utilizada para o desenvolvimento deste trabalho. O primeiro Autor agradece ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis pela concessão da bolsa de Mestrado, no âmbito do PRH/ANP-11, que possibilitou a execução deste trabalho.

Referências

Aki, K., and Richards, P. G., 1980, Quantitative seismology – theory and methods: W. H. Freeman and Co., San Francisco.

Batzle, M., and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids: *Geophysics*, 57, 1396-1408.

Castagna, J. P., and Smith, S. W., 1994, Comparison of AVO indicators: A modeling study: *Geophysics*, 59, 1849-1855.

Castagna, J. G., Swan, H. W., Foster, D. J., 1998, Framework for AVO gradient and intercept interpretation: *Geophysics*, 63, 948-956.

Gardner, G.H.F., Gardner, L.W. and Gregory, A.R., 1974. Formation velocity and density: the diagnostic for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39, 770-780.

Gassmann, F., 1951, Elastic waves through a packing of spheres. *Geophysics*, 16, 673-685.

Greenberg, M.L. and Castagna, J.P., 1992, Shear wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting* 40 195-209.

Hilterman, F., 1990, Is AVO the seismic signature of lithology. A case history of Ship Shoal - South Addition: *The Leading Edge*, June 1990, 15-22.

Larionov, W.W.. (1969) Borehole radiometry, Nedra, Moscow.

Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin J., 1998, The rock physics handbook. Tools for seismic analysis in porous media, Cambridge University Press, Cambridge, 329 pp.

Rutherford, S. R., and Williams, R. H., 1989, Amplitude-versus-offset variations in gas sands: *Geophysics*, 54, 68-688.

Smith, G. C., and Gidlow, P. M., 1987, Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas: *Geophysical Prospecting*, 35, 993-1014.

Shuey, R. T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations: *Geophysics*, 50, 609-614.

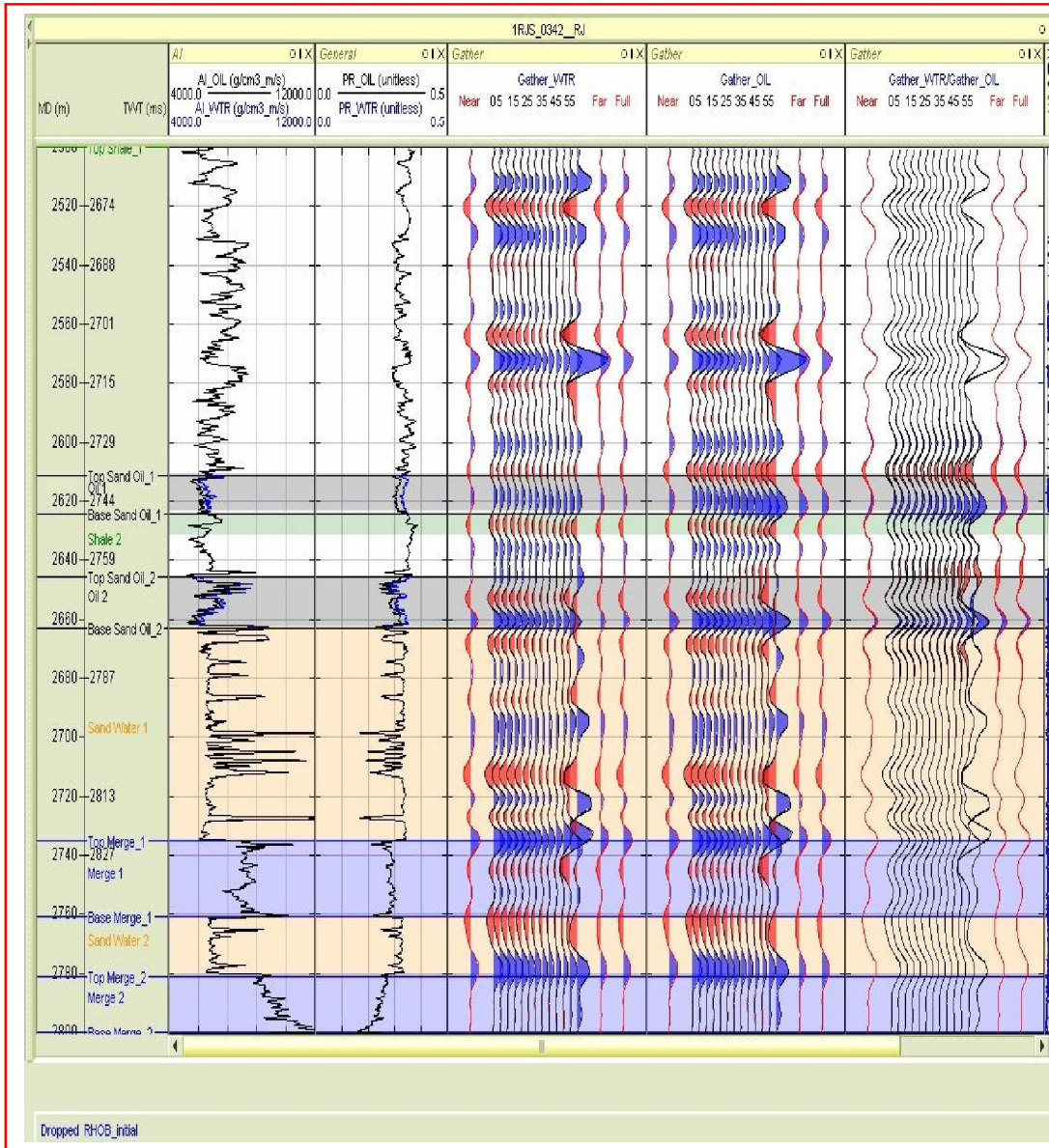


Figura 6: Perfis de Impedância Acústica e Gathers para salmoura e óleo e diferença para o sintético.