



Estimativa de parâmetros elásticos anisotrópicos efetivos a partir de perfis geofísicos de poços: Aplicação ao reservatório Namorado, Bacia de Campos

Mariana Fonseca e Silva^{1(*)}, Jorge Leonardo Martins¹ & Jadir da Conceição da Silva², ¹Coordenação da Área de Geofísica, ON/MCT, Brasil, ²Departamento de Geologia, IGEO/UFRJ, Brasil

Copyright 2005, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

This paper was prepared for presentation at the 9th 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 9th 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

The sedimentary package associated to the Namorado reservoir, in Campos Basin, can be represented by a layer-induced anisotropic interval. In this contribution, we determined, for the corresponding reservoir, the elastic matrix associated to a transversely isotropic medium with vertical axis of symmetry. We used the so-called Backus averaging to calculate the density-normalized stiffnesses from bulk density and shear and compressional sonic well logs. To assess the strength of anisotropy in the Namorado sedimentary interval, we also calculated Thomsen's parameters ϵ , γ and δ . The calculation of these measures of anisotropy confirm the expected values for sedimentary rocks to which weak anisotropy is associated.

Introdução

A anisotropia das velocidades sísmicas é um fenômeno que está presente em pacotes sedimentares (Thomsen, 1986). Seus efeitos são freqüentemente observados nos dados sísmicos, seja de forma fraca ou moderada, principalmente em grandes afastamentos durante a análise das velocidades para fins de aplicação nas correções dinâmicas. Negligenciar a anisotropia sísmica nos processamentos de dados sísmicos resulta em imprecisão, relativamente alta e de difícil quantificação (Winterstein, 1986), da estimativa do posicionamento de refletores em tempo e em profundidade.

Considerando que rochas são predominantemente agregados de minerais, cada um com uma anisotropia que lhe é particular, e que a escala de investigação nos métodos geofísicos é maior, salienta-se que os efeitos da anisotropia sísmica são aqueles apresentados de forma efetiva pela rocha. Dos mecanismos utilizados para explicar a anisotropia sísmica efetiva, isto é, alinhamento preferencial de cristais, lineamentos, fraturas e estratificação horizontal de camadas delgadas (Helbig, 1984), tem-se este último como a anisotropia mais presente em formações sedimentares. De fato, pacotes sedimentares compostos por alternância de camadas horizontais, isotrópicas e delgadas, com espessura pequena se comparada ao comprimento de onda médio predominante nos dados sísmicos,

respondem de forma análoga a um meio homogêneo de simetria anisotrópica hexagonal (Postma, 1955), comumente referenciado como meio TIV (transversalmente isotrópico vertical). Para caracterizar este meio, precisamos de cinco parâmetros elásticos, facilmente determinados pela metodologia de Backus (1962) a partir do conhecimento das velocidades sísmicas verticais das ondas primárias e secundárias (ondas P e S, respectivamente).

Para quantificar a anisotropia de uma formação TIV, Thomsen (1986), investigando atributos de propagação de ondas elásticas, propôs três medidas de anisotropia: δ , ϵ e γ . Estas medidas são freqüentemente referidas como parâmetros de Thomsen e amplamente utilizadas no processamento e interpretação dos dados sísmicos (Alkhalifah & Tsvankin, 1995). A estimativa desses parâmetros, no contexto da caracterização de reservatórios de óleo e gás, tem conduzido a um melhor conhecimento das propriedades das rochas que constituem o sistema petrolífero correspondente.

Considerando a importância da estimativa de anisotropia em formações sedimentares, particularmente naquelas que respondem como meios TIV, estamos desenvolvendo um estudo aplicado ao conjunto de dados "Campo Escola Namorado" (cedido pela ANP, Agência Nacional do Petróleo, às instituições de ensino e pesquisa brasileiras para fins didáticos). Nesse conjunto de dados, que totaliza 56 poços, possuímos informações de cinco perfis geofísicos em cada poço, a saber, densidade, raios-gamma, resistividade, nêutrons e sônico, através do reservatório Namorado, Bacia de Campos. Perfis compostos revelam que o reservatório Namorado é formado por um pacote de camadas predominantemente horizontais e delgadas, que podem ser modeladas através de um meio homogêneo TIV conforme a metodologia proposta por Backus (1962). A presente investigação é baseada no trabalho feito por Levin (1984). A partir de 23 perfis geofísicos de poços, Levin executou um estudo numérico para avaliar a anisotropia sísmica induzida por camadas delgadas horizontais. No entanto, a apresentação dos resultados não ocorreu na forma de mapas, como faremos futuramente, mas em forma de tabelas, dificultando a análise dos efeitos de anisotropia na região sedimentar correspondente aos poços. A seguir apresentamos resultados preliminares da estimativa de parâmetros elásticos TIV a partir de perfis de densidade e sônicos.

Metodologia

Escolhemos um dos poços da região central do Campo de Namorado para, a partir dos perfis de densidade e sônicos, estimar os parâmetros elásticos conforme proposto em Backus (1962). Como a média de Backus

necessita da informação de velocidades de ondas cisalhantes (V_s), utilizamos aproximações lineares para determinar V_s em função das velocidades de ondas compressoriais (V_p). Em relação ao conceito de camada delgada, adotamos, nesta contribuição, o critério de Widess (1973) para definir uma camada delgada no contexto da sísmica de exploração, isto é, a quarta parte da frequência dominante no sinal. Dessa forma, identificamos no perfil composto associado ao poço escolhido, uma espessura média para camadas delgadas em torno de 10 m. Enumeramos, a seguir, as etapas executadas para determinação dos parâmetros elásticos TIV:

(1) Seleção dos perfis de densidade e sônico de ondas P no poço escolhido para a investigação. A partir da coluna estratigráfica interpretada no perfil composto do poço em questão, identificamos que o topo do pacote de camadas delgadas horizontais, associado ao reservatório Namorado, está em 2992 m, e a base em 3153 m.

(2) Conversão das medidas do perfil sônico de ondas P (DTP) de $\mu\text{s/ft}$ para km/s .

(3) Estimativa do perfil de velocidades de ondas S (V_s) a partir da média aritmética dos resultados obtidos pelas equações empíricas

$$V_p = 1.16 V_s + 1.36, \quad (1)$$

proposta por Castagna et al. (1985), e

$$V_p = 0.79 V_s - 0.78, \quad (2)$$

proposta por Han et al (1986). As relações acima são expressas em km/s .

(4) Determinação dos parâmetros elásticos TIV segundo a média de Backus (1962).

(5) Com os parâmetros elásticos relacionados ao meio efetivo TIV correspondente, calculamos as medidas de anisotropia conforme proposto em Thomsen (1986).

Aplicação ao reservatório Namorado

O campo de Namorado representa um reservatório produtor localizado num ambiente turbidítico do Cretáceo na Bacia de Campos (Tigre e Lucchesi, 1986). Estratigraficamente, o pacote sedimentar associado ao reservatório Namorado está inserido na formação Macaé superior, e representa um dos primeiros campos de óleo gigantes descobertos na plataforma continental brasileira (Mendonça et al., 2004). Na vizinhança do poço adotado para investigação, garantimos camadas predominantemente horizontais. Essa característica, observada principalmente em seções sísmicas, pode ser, de uma forma geral, estendida a toda área ocupada em subsuperfície pelo reservatório Namorado.

Os perfis geofísicos na Figura 1 mostram as medidas de resistividade, raios-gamma, e os sônicos de ondas P e ondas S, sendo que este último perfil foi determinado

conforme a metodologia descrita acima. No início do perfil de resistividades (em torno de 2990 m) observamos anomalias devido à presença de óleo nos reservatórios superiores. Entretanto, somente na Figura 2a notamos, a partir das anomalias no perfil de densidades, a presença de outros intervalos de arenitos também produtores. As Figuras 2b e 2c exibem os perfis de velocidades V_s e V_p e razões calculadas em função de V_p e V_s . A base do reservatório Namorado é selada por calcilitos em torno de 3150 m, representados por intervalos aproximadamente constantes nos perfis da Figura 2.

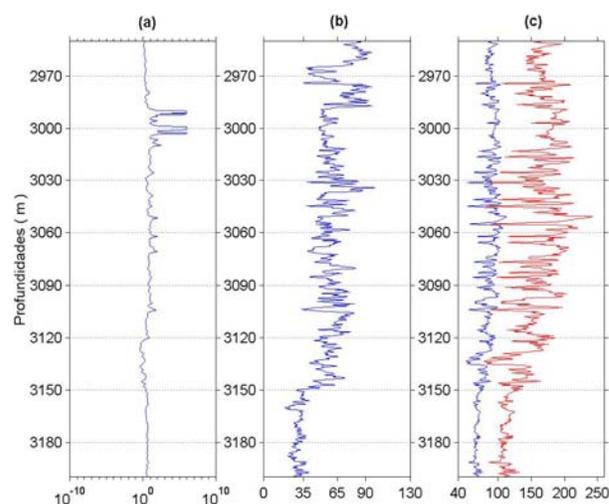


Figura 1 – Perfis através do reservatório Namorado: (a) resistividade (ILD, em ohm.m); (b) raios-gamma (GR, em unidades API); (c) sônicos compressional (DTP) e cisalhante (DTS) em $\mu\text{s/ft}$.

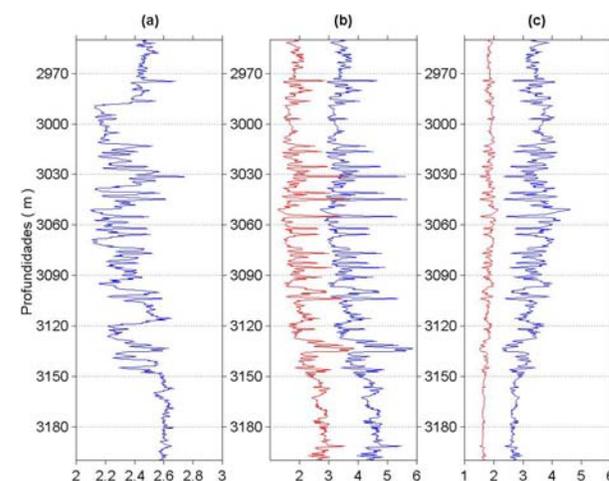


Figura 2 – Perfis através do reservatório Namorado: (a) densidade (RHOB, em g/cm^3); (b) velocidades cisalhantes e compressoriais (V_s e V_p em km/s); (c) razões V_p/V_s e $(V_p/V_s)^2$.

Resultados

Aplicando a metodologia descrita anteriormente, determinamos a densidade efetiva ($\rho_{efe} = 2.34 \text{ g/cm}^3$), os parâmetros elásticos e os parâmetros de Thomsen para o pacote sedimentar associado ao reservatório Namorado. O cálculo dos elementos da matriz elástica resultou em: $A_{11} = A_{22} = 13.01$, $A_{12} = 5.43$, $A_{13} = A_{23} = 5.37$, $A_{33} = 12.44$, $A_{44} = A_{55} = 3.41$ e $A_{66} = 3.79$, em GPa. Note que esses valores estão normalizados pela densidade efetiva. A estimativa das medidas de anisotropia segundo Thomsen (1986), para o meio TIV equivalente ao reservatório Namorado, conduziu aos seguintes valores: $\varepsilon = 0.0229$, $\gamma = 0.0549$ e $\delta = -0.0192$. Verificamos, portanto, que esses valores para ε , γ e δ estão compatíveis com anisotropia fraca observada na maioria das rochas sedimentares.

Discussão e conclusões

O pacote sedimentar associado ao reservatório Namorado na Bacia de Campos pode ser representado por um modelo de camadas delgadas horizontais. Os parâmetros elásticos do meio TIV equivalente podem ser calculados a partir da média ponderada de Backus, assim como a densidade efetiva correspondente ao intervalo investigado. Dessa forma, os parâmetros de Thomsen ε , γ e δ confirmaram presença de anisotropia fraca, freqüentemente presente em rochas sedimentares. Consideramos plausíveis as estimativas efetuadas para os parâmetros elásticos. Entretanto, incertezas em tais determinações certamente estão relacionadas à avaliação do perfil de velocidades de ondas S através de expressões empíricas, que não foram definidas para a região do reservatório Namorado. Na presente contribuição, apresentamos resultados preliminares de um projeto de dissertação de mestrado, que tem como objetivo construir mapas representativos da distribuição dos parâmetros de Thomsen em diversas profundidades no intervalo sedimentar correspondente ao reservatório Namorado.

Agradecimentos

Reconhecemos aqui o apoio da Coordenação da Área de Geofísica do Observatório Nacional, MCT, Brasil. Mariana F. e Silva é atualmente apoiada pela CAPES/Brasil com uma bolsa de pesquisa para desenvolvimento de dissertação de mestrado no Programa de Pós-graduação em Geofísica do ON, matrícula 402/04.

Referências

- Alkhalifah, T., & Tsvankin, I.**, 1995, Velocity analysis in transversely isotropic media: *Geophysics*, **60**, 1550-1566.
- Backus, G. E.**, 1962, Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering: *Journ. Geophys. Res.*, **67**, 4427-4440.

- Castagna, J. P., Batzle, M. L. & Eastwood, R. L.**, 1985, Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks: *Geophysics*, **50**, 571-581.
- Han, D.-H., Nur, A., & Morgan, D.**, 1986, Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones: *Geophysics*, **51**, 2093-2107.
- Helbig, K.**, 1984, Transverse isotropy in exploration seismics: *Geophys. J. R. astr. Soc.*, **76**, 79-88.
- Levin, F. K.**, 1984, Anisotropy due to bedding – A computer study: *Geophys. Prosp.*, **32**, 187-197.
- Mendonça, P. M. M., Spadini, A. R., & Milani, E. J.**, 2004, Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso: *Boletim de Geoc. Da Petrobras*, **12**, 9-58.
- Postma, G. W.**, 1955, Wave propagation in a stratified medium: *Geophysics*, **20**, 780-806.
- Thomsen, L.**, 1986, Weak elastic anisotropy: *Geophysics*, **51**, 1954-1966.
- Tigre, C. A., & Lucchesi, C. F.**, 1986, Estado atual do desenvolvimento da Bacia de Campos e perspectivas. Em: *Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, DEPEX--PETROBRAS*, Rio de Janeiro, 1-12.
- Widess, M. D.**, 1973, How thin is a thin bed?: *Geophysics*, **38**, 1176-1180.
- Winterstein, D. F.**, 1986, Anisotropy effects in P-wave and SH-wave stacking velocities contain information on lithology: *Geophysics*, **51**, 661-672.