

## Mapas de amplitude sísmica para incidência normal na região central do campo de Namorado, bacia de Campos

Fabricio O. A. Augusto, Jorge L. Martins, José S. Oliveira & Marcos V. V. Baptista  
Coordenação da Área de Geofísica, Observatório Nacional, MCT

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

We constructed maps of normal-incidence seismic amplitudes at the central region of the Namorado oil reservoir, Campos basin. The construction of the amplitude maps followed a very simple methodology, using P-wave sonic and bulk density logs from five wells sampling the reservoir. The steps of the methodology can be discriminated as follows: (1) calculation of acoustic impedance logs; (2) calculation of reflectivity; (3) application of the well-known convolutional model in order to calculate normal-incidence seismograms at the vicinity of corresponding wells; and (4) interpolation of amplitude seismograms using the kriging method. The resulting maps show variation of seismic amplitudes which roughly correlate with the stratigraphic column shown in the composite log of one of the wells used in this work.

### INTRODUÇÃO

No contexto da geofísica de exploração, a sísmica aplicada representa o método mais utilizado nas operações de caracterização e desenvolvimento de reservatórios de petróleo e gás. Embora de custo relativamente alto em comparação com os demais métodos de exploração geofísica, a razão que torna a sísmica aplicada o principal método de prospecção de hidrocarbonetos é a alta definição das feições geológicas em subsuperfície propícias à acumulação de óleo e gás (Thomas et al., 2001).

Os métodos de perfilagem geofísica de poços incorporam informações adicionais aos procedimentos de caracterização de reservatórios de óleo e gás (Dewan, 1983; Ellis, 1987). Por exemplo: a simulação de sismogramas para incidência normal usando perfis sônicos e de densidade é a alternativa mais comum para auxílio no processo de calibração de amplitudes sísmicas (Vidal et al., 2007). Nessa linha de investigação, utilizamos no presente trabalho perfis geofísicos de 5 poços do conjunto de dados 'Campo Escola Namorado' para fins de mapear amplitudes sísmicas de incidência normal na área central do reservatório Namorado, bacia de Campos.

Por conta da ausência de perfis sônicos em alguns dos poços utilizados, estimamos tais informações através de correlação empírica usando regressão. Algumas dessas regressões podem ser encontradas em Augusto et al. (2007), que empregaram funções parabólicas e lineares multivariadas para ajustar velocidades compressoriais usando perfis sônicos. O trabalho de Augusto e Martins (2008) mostra a aplicação de modelos empíricos não-convencionais que incorporam os efeitos da interdependência entre a porosidade efetiva, a argilosidade e a resistividade elétrica da rocha sobre as velocidades compressoriais. Os trabalhos de Raymer et al. (1980), Castagna et al. (1985), Han et al. (1986), Eberhart-Phillips et al. (1989) e Miller & Stewart (1990) enfocam a estimativa das velocidades compressoriais através de modelos empíricos. Citamos também o trabalho Wylie et al. (1958), que esclarece acerca dos parâmetros que exercem maior influência nas velocidades de ondas compressoriais

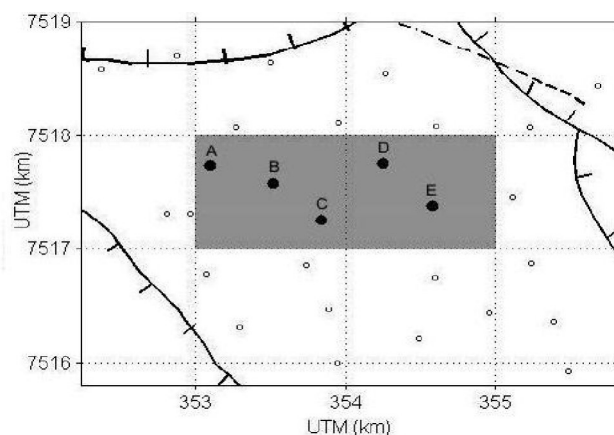


Figura 1: Região central do reservatório Namorado. A área em destaque exibe os 5 poços adotados para a construção de mapas de amplitude sísmica.

Os poços utilizados na presente investigação atravessam a região central do campo Namorado, compreendendo o intervalo sedimentar turbidítico entre 2950 e 3150 m da formação Macaé superior onde se insere o reservatório Namorado. Detalhes da geologia da região podem ser encontrados em Tigre e Lucchesi (1986). A construção dos mapas de amplitude sísmica seguiu a metodologia descrita na próxima seção, onde utilizamos como informações preliminares os perfis de densidade (RHOB) e sônico (DT) dos poços escolhidos para desenvolvimento do trabalho (vide Figura 1).

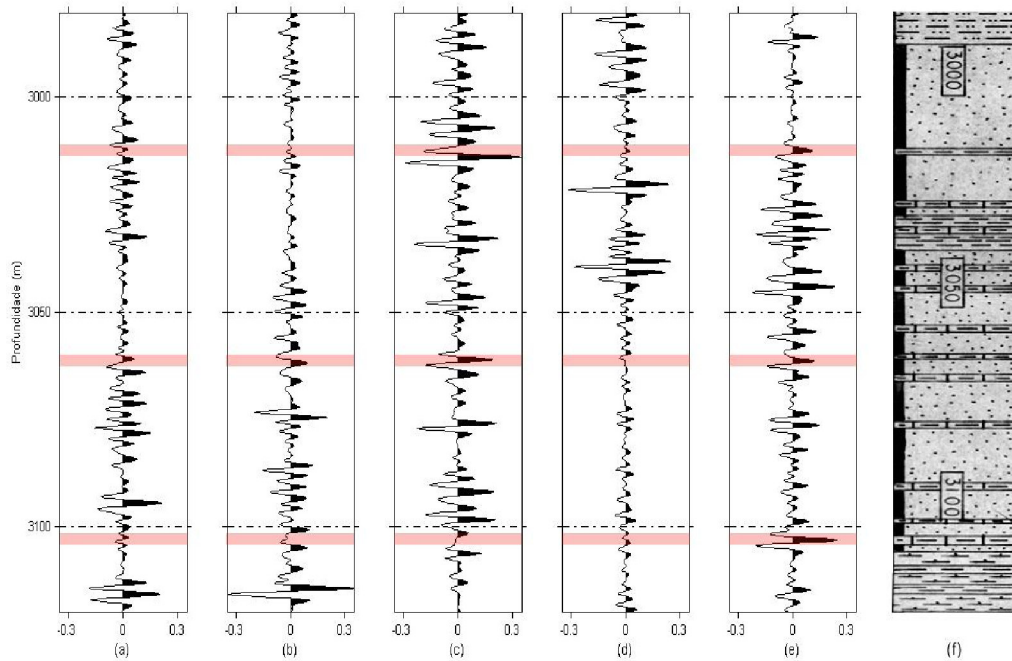


Figura 2: De (a) até (e): sismogramas sintéticos correspondentes aos poços A, B, C, D e E da Figura 1, respectivamente. Em (f) mostramos a coluna estratigráfica (perfil composto) do poço E. Os horizontes em destaque nos sismogramas representam as profundidades adotadas para construção dos mapas de amplitude.

## METODOLOGIA

Utilizamos uma metodologia muito simples para a construção dos mapas de variação da amplitudes sísmicas para incidência normal na área exibida na Figura 1. Resumindo, submetemos os perfis sônicos e de densidade em cada poço adotado às seguintes etapas: (1) cálculo dos perfis de impedância acústica; (2) cálculo da refletividade; (3) aplicação do modelo convolucional para gerar o sismograma sintético para incidência normal; e (4) interpolação de amplitudes usando o método *kriging*. Assumindo uma dada profundidade, a amplitude sísmica associada do sismograma correspondente a um poço serviu como ponto de controle para a interpolação. As etapas são sumariamente descritas a seguir:

### 1) Cálculo da Impedância Acústica

Por definição, a impedância acústica é o produto da densidade da formação com a velocidade de ondas compressoriais. Ou seja,

$$I = \rho V_p. \quad (1)$$

Para o cálculo do perfil de impedância acústica,  $\rho$  representa a leitura do perfil de densidade ( $\text{g/cm}^3$ ) e  $V_p$ , a velocidade de ondas compressoriais ( $\text{km/s}$ ) extraída do perfil sônico ( $\mu\text{s/ft}$ ). Note que aqui estamos tratando da construção de perfis de impedância acústica para ondas compressoriais. Portanto, os sismogramas sintéti-

cos calculados a seguir simulam dados sísmicos de incidência normal para este modo ondulatório.

### 2) Cálculo dos Coeficientes de Reflexão

Após a determinação do perfil de impedância acústica, procedemos ao cálculo dos coeficientes de reflexão para incidência normal  $r \equiv r(\theta = 0^\circ)$ , usando

$$r = \frac{I_{(i+1)} - I_{(i)}}{I_{(i+1)} + I_{(i)}}. \quad (2)$$

Considerando uma interface que separa meios elásticos, homogêneos e isotrópicos,  $I_{(i)}$  e  $I_{(i+1)}$  representam o valor da impedância acústica acima e abaixo da interface, respectivamente. A função refletividade é então facilmente construída a partir do perfil de impedância acústica.

### 3) Simulação do Traço Sísmico

A construção de um traço sísmico para incidência normal segue o modelo convolucional, tratado, por exemplo, em Telford et al. (1990). Utilizamos uma *wavelet*  $\omega(t)$  do tipo Ricker com frequência dominante de 30 Hz e intervalo de amostragem temporal de 2 ms. Desse modo, construímos 5 sismogramas sintéticos para incidência normal  $s(t)$  convolvendo a *wavelet* com a função refletividade do poço correspondente usando a relação

$$s(t) = \omega(t) * r(t), \quad (3)$$

em que  $\omega(t)$  é a *wavelet* e  $r(t)$  representa a função refletividade. O símbolo '\*' denota *convolução* entre duas funções temporais. Note na Figura 2 que representamos os sismogramas em profundidade, pois que objetivamos a construção de mapas de amplitude em profundidade. Note ainda que desconsideramos a presença de qualquer forma de ruído nos sismogramas resultantes.

#### 4) Interpolação das Amplitudes Sísmicas

Nessa etapa estimamos a variação das amplitudes sísmicas entre os pontos de controle, isto é, os poços destacados na Figura 1. Assumindo uma determinada profundidade, aplicamos interpoladores do tipo *kriging* com o auxílio do software SURFER<sup>®</sup>. Baseamos nossa escolha das profundidades a partir dos litotipos interpretados na coluna estratigráfica do poço E. Principalmente, buscamos, no intervalo sedimentar contendo o reservatório Namorado, feições geológicas que representam refletores fortes, tal como topo e base de intervalos produtores de óleo e gás.

#### RESULTADOS

A aplicação da metodologia descrita na seção anterior resultou nos 5 sismogramas sintéticos apresentados na Figura 2. Para uma profundidade previamente escolhida, construímos um mapa representativo da variação das amplitudes sísmicas entre os pontos de controle (i.e., poços). Desse modo, o processo de interpolação através do método *kriging* utilizou 5 amplitudes sísmicas associadas aos poços correspondentes para construção de um único mapa de amplitudes. Note que, se construirmos mapas de amplitudes em tempo, estaríamos simulando os chamados *time slices* utilizados em interpretação sísmica (Yilmaz, 1987).

A partir da correlação do sismograma sintético na Figura 2e com as feições litológicas exibidas na coluna estratigráfica do poço E (Figura 2f), escolhemos as profundidades  $z_1=3013$  m,  $z_2=3062$  m e  $z_3=3103$  m para construção dos mapas de amplitude. O intervalo sedimentar sob investigação está inserido entre 2950 e 3150 m. Entre 2990 e 3015 m, amplitudes negativas evidenciam os arenitos. A partir de 3025 m, observamos intercalações de rochas selantes (margas e folhelhos) e camadas delgadas de arenitos produtores. Em torno da profundidade de 3100 m, um folhelho delimita a base do reservatório. O sismograma sintético do poço E indica a base do reservatório Namorado através de uma amplitude positiva alta. Os mapas de amplitude nas profundidades  $z_1$ ,  $z_2$  e  $z_3$  selecionadas são apresentados nas Figuras 3, 4 e 5, respectivamente.

Comparando os mapas obtidos, observamos que, para quaisquer que sejam as profundidades consideradas, as amplitudes positivas se concentram a oeste da área sob investigação. Particularmente na Figura 5 (profundidade de 3062 m), o mapa de variação de amplitudes sísmicas exibe, através de uma amplitude positiva alta, a base do reservatório mais profundo no poço E. Ainda na Figura

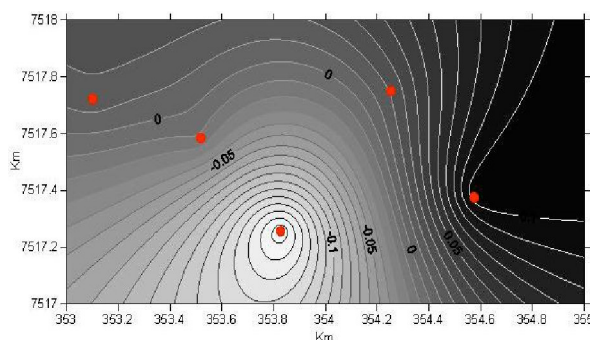


Figura 3: Variação de amplitudes sísmicas para profundidade  $z_1 = 3012$  m.

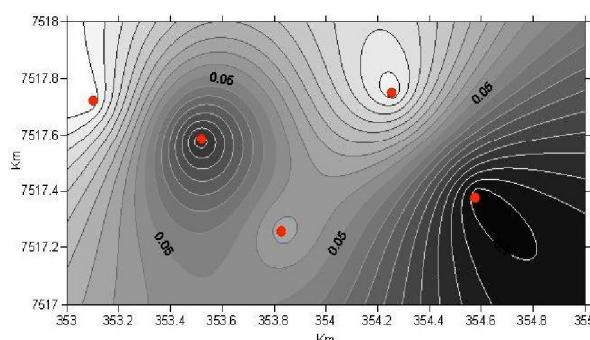


Figura 4: Variação de amplitudes sísmicas para profundidade  $z_2 = 3062$  m.

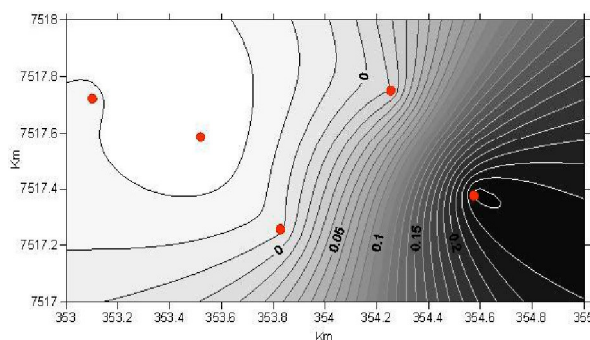


Figura 5: Variação de amplitudes sísmicas para profundidade  $z_3 = 3103$  m.

5 observamos uma diminuição de amplitudes na região leste do mapa.

#### DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

A interpretação da variação das amplitudes sísmicas para incidência normal pode contribuir para o melhor entendimento das feições geológicas num reservatório produtor de petróleo e gás. Na prática, mapas de amplitude em tempo (i.e., *time slices*) são construídos a partir do processamento de dados sísmicos 3D, que geram os

chamados cubos sísmicos. No presente trabalho, utilizamos dados de perfis geofísicos para construção de tais mapas de amplitude sísmica. No nosso entendimento, a aplicação imediata dos mapas assim concebidos seria no estudo de viabilidade para execução de sísmica 4D sobre reservatórios maduros, para fins de aumento da produção de óleo e gás. Em particular, considerando o reservatório Namorado, propomos que os mapas de amplitude para incidência normal sejam utilizados para locação de linhas sísmicas multicomponente sobre o campo. Os mapas de amplitude gerados a partir do processamento desses dados seriam então correlacionados com aqueles construídos neste trabalho, desvendando feições geológicas mais propícias a locação de poços produtores.

#### AGRADECIMENTOS

Fabrizio Augusto, José Oliveira e Marcos Baptista agradecem a CAPES pela bolsa de pesquisa para desenvolvimento de dissertação de mestrado no Curso de PG em Geofísica do Observatório Nacional, MCT. Os resultados aqui apresentados foram obtidos durante o desenvolvimento da dissertação de mestrado de Fabrizio Augusto, intitulada "Mapas de Amplitude Sísmica para Incidência Normal no Reservatório Namorado, Bacia de Campos". Jorge Martins reconhece o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, CNPq, Brasil, (Edital 02/2006 Universal, processo no. 471647/2006-3), através do projeto de pesquisa intitulado "Caracterização de Anisotropia Sísmica Usando Perfis Geofísicos de Poços de Petróleo e Gás".

#### REFERÊNCIAS

AUGUSTO, F. O. A. e MARTINS, J. L., 2008, Relações Empíricas Não-Convencionais para Estimativa de Perfis Sônicos de Ondas Compressionais, Rio Oil & Gas 2008 Expo and conference, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 15-18 Setembro, Rio Centro, Rio de Janeiro, CD-ROM.

AUGUSTO, F. O. A., MARTINS, J. L., and SILVA, J. C., 2007, Compressional-wave velocity variation in the upper Macaé formation: A well-log regression analysis study, 10th Intern. Congress of the Braz. Geophysical Society, 19-22 November, Hotel Intercontinental, Rio de Janeiro, CD-ROM.

CASTAGNA, J. P., BATZLE, M. L., and EASTWOOD, R. L., 1985, Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks, *Geophysics*, 50, 571-581.

DEWAN, J. T., 1983, *Essentials of modern open-hole log interpretation*, PennWell Books, 361 p.

EBERHART-PHILLIPS, D., HAN, D-H., and ZOBACK, M. D., 1989, Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone: *Geophysics*, 54, 82-89.

ELLIS, D. V., 1987, *Well logging for earth scientists*, Elsevier Science Publishing Co. Inc, 550p.

HAN, D-H., NUR, A., and MORGAN, D., 1986, Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones: *Geophysics*, 51, 2093-2107.

MILLER, S. L. M., and STEWART, R. R., 1990, Effects of lithology, porosity and shaliness on P- and Swave velocities from sonic logs: *Canadian Journ. of Expl. Geophysics*, 26, 94-103.

RAYMER, D. S., HUNT, E. R., and GARDNER, J. S., 1980, An improved sonic transit time-to-porosity transform: 21st Ann. Mtg. of the Soc. of Prof. Well Log Analyst, paper P.

TIGRE, C. A., and LUCCHESI, C. F., 1986, Estado atual do desenvolvimento da Bacia de Campos e perspectivas. In: *Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, DEPEX-PETROBRAS*, Rio de Janeiro, 1-12. (In Portuguese).

TELFORD, W. M., GELDART, L. P. and SHERIFF, R. E., 1990 *Applied Geophysics*, 2 ed. Cambridge University Press.

THOMAS, J. E. et. al, 2001, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2 ed., Interciência.

VIDAL, A. C., SANCEVERO, S. S., REMACRE, A. Z. e COSTANZO, C. P., 2007, Modelagem Geostatística 3D da Impedância Acústica para a Caracterização do Campo de Namorado, *Revista Brasileira de Geofísica*, 25, no.3, 295-305.

WYLLIE, M. R. J., Gregory, A. R., and Gardner, L. W., 1958, An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media: *Geophysics*, 23, 459-493.

YILMAZ, O., 1987, *Seismic Data Processing*, SEG Publication: *Investigations in Geophysics*, Vol I.