



Um modelo petrofísico para estimativa de vagarosidades sônicas

Taynah Borsoi de Siqueira (Depto. de Geologia, UFF) & Jorge Leonardo Martins (COGE-ON/MCT)

Copyright 2011, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

This paper was prepared for presentation at the Twelfth International Congress of the Brazilian Geophysical Society, held in Rio de Janeiro, Brazil, August 15-18, 2011.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the Twelfth International Congress of The Brazilian Geophysical Society 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

During the development phase of a reservoir of oil and gas, the petrophysical characterization of sedimentary formations, mostly of bodies reservoirs, requires geophysical well-log records. However, for one reason or another, some logs may be absent in old exploration areas. It is the case, for example, the 'Campo de Namorado' well-log data set, where sonic logs are absent in most of the wells. In this work, we investigate a petrophysical model for estimating interval transit times from bulk density logs, which was derived from an acoustic impedance formula recently published. The development of a simple methodology, based on calibration and estimation processes, lead to robust results of the missing sonic logs in one of the wells studied.

Introdução

É necessário o uso de registros de perfilagem geofísica para a avaliação das formações em um reservatório de óleo e gás. Sendo assim, a ausência de perfis geofísicos dificulta tal avaliação. Neste trabalho, avaliamos um modelo petrofísico que permite a estimativa de vagarosidades sônicas a partir de registros de perfil de densidades efetivas. O modelo em questão é extraído de Kamel & Mabrouk (2004), que derivaram uma expressão para a impedância acústica de rochas sedimentares, usando parâmetros petrofísicos. Seleccionamos dois poços de um conjunto de dados do 'Campo Escola de Namorado', localizado na bacia de Campos. Neste conjunto de dados, notamos a ausência de perfis de vagarosidades sônicas na maioria dos poços. Comparamos os resultados com fórmulas empíricas derivadas de Augusto (2009). Observamos que o modelo derivado de Kamel & Mabrouk (2004) apresenta resultados mais robustos em comparação àqueles obtidos com modelos empíricos. Esta robustez se deve aos parâmetros petrofísicos presentes no modelo em questão.

Metodologia

O modelo Kamel-Mabrouk (Kamel & Mabrouk, 2004) para a estimativa de impedância acústica Z , a partir dos perfis de densidade efetiva ρ_b e de vagarosidades sônicas Δt_p , estabelece que

$$Z = \frac{\rho_b}{\Delta t_p}, \quad (1)$$

onde ρ_b é definida por

$$\rho_b = \rho_{ma} - (\rho_{ma} - \rho_f) [\phi_{e,S} + V_{sh} \phi_{sh,D}] \quad (2)$$

Os parâmetros ρ_{ma} , ρ_f e V_{sh} representam a densidade média da matriz rochosa, a densidade do filtrado de lama e a argilosidade, respectivamente. A porosidade efetiva a partir do perfil sônico $\phi_{e,S}$ e a porosidade total aparente do folhelho a partir do perfil de densidades $\phi_{sh,D}$ são expressos, respectivamente, por

$$\phi_{e,S} = \frac{\Delta t_p - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - V_{sh} \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3)$$

e

$$\phi_{sh,D} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f}. \quad (4)$$

Nas relações (3) e (4), Δt_{ma} , Δt_f e Δt_{sh} representam os tempos de trânsito na matriz da rocha, no filtrado de lama que satura a rocha, e no ponto de folhelho, respectivamente; ρ_{sh} é a densidade também no ponto de folhelho. Assim, para o uso da relação (2) na estimativa da densidade efetiva, é imperativo o conhecimento do perfil sônico Δt_p , além dos demais parâmetros petrofísicos da formação sob investigação. O ponto de folhelho é estudado a partir do uso do perfil de porosidade de neutrons (Dewan, 1983).

Por outro lado, podemos manipular algebricamente a relação (2) para derivar um modelo petrofísico que permite a estimativa do tempo de trânsito Δt_p . Nesse caso, o perfil de densidades ρ_b e os demais parâmetros petrofísicos da formação seriam informações conhecidas a priori. Inserindo as equações (3) e (4) na relação (2) obtemos, após uma simples manipulação algébrica, que:

$$\Delta t_p = \Delta t_{ma} + (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) [\phi_{e,D} + V_{sh} \phi_{sh,S}], \quad (5)$$

onde $\phi_{e,D}$ é a porosidade efetiva a partir do perfil de densidades

$$\phi_{e,D} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - V_{sh} \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f}. \quad (6)$$

Na equação (5), $\phi_{sh,S}$ é a porosidade total aparente do folhelho a partir do perfil sônico,

$$\phi_{sh,S} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}. \quad (7)$$

Observamos que a incógnita Δt_{sh} precisa ser avaliada, pois, pressupondo o uso do modelo na equação (5), não possuímos o perfil de vagarosidades sônicas.

Na seção seguinte, utilizamos o modelo na equação (5) para calibrar e estimar perfis de vagarosidades sônicas em poços do Campo de Namorado, bacia de Campos. Em ambas as situações, efetuamos comparações com relações empíricas definidas em Augusto (2009).

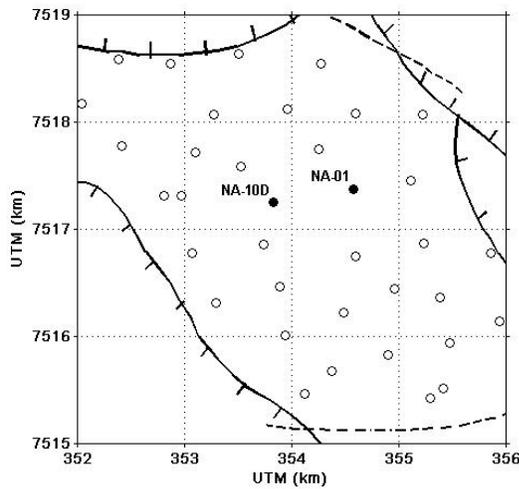


Figure 1: Mapa estrutural do reservatório Namorado mostrando a localização dos poços NA-01 e NA-10D (círculos hachurados). Os limites espaciais do campo de Namorado são indicados por linhas tracejadas e cheias.

Resultados

Selecionamos para estudo os poços NA-01 e NA-10D do Campo de Namorado (Tigre & Lucchesi, 1986), que estão assinalados na figura 1.

Para calibração de vagarosidades sônicas, usamos os perfis geofísicos do poço NA-01 mostrados na figura 2. Em contrapartida, para estimativa de vagarosidades

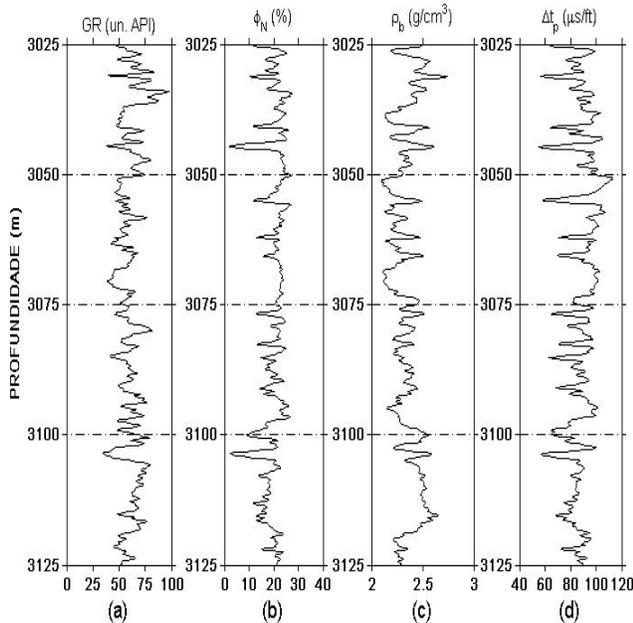


Figure 2: Perfis geofísicos no poço NA-01: (a) Perfil de raios gama (GR); (b) Porosidades de neutrons; (c) densidades efetivas; e (d) Vagarosidades sônicas.

sônicas usando o modelo na equação (5), usamos os perfis geofísicos do poço NA-10D na figura 3. Em outras palavras, o poço NA-01 possui os registros das vagarosidades sônicas, enquanto essa informação está ausente no poço NA-10D.

O uso da equação (5) implica na estimativa de $\phi_{e,D}$. Assim, na equação (6), adotamos $\rho_{ma} = 2.65 \text{ g/cm}^3$, $\rho_f = 1.10 \text{ g/cm}^3$ e ρ_b é o perfil de densidades (vide figura 2c). Ainda, usamos a equação a seguir para estimativa da argilidade definida em Larionov (1969) para sedimentos recentes, que é o caso das litologias no Campo de Namorado,

$$V_{sh} = 0.083 \left(2^{3.70 \times \text{IGR}} - 1 \right), \tag{8}$$

onde $\text{IGR} = (\text{GR}_i - \text{GR}_{ss}) / (\text{GR}_{sh} - \text{GR}_{ss})$. As quantidades GR_{ss} e GR_{sh} representam as leituras mínima e máxima no perfil de raios gama selecionados no arenito e no ponto de folhelho, respectivamente, no mesmo intervalo da formação sob investigação (Dewan, 1983).

Por sua vez, a densidade no ponto de folhelho ρ_{sh} é estimada a partir do valor máximo da diferença entre os perfis de porosidade de neutrons e de porosidade total, i.e., $\max(\phi_{N,i} - \phi_{t,i})$, onde $\phi_{N,i}$ e $\phi_{t,i}$ correspondem à i -ésima leitura do perfil de porosidade de neutrons e o perfil de porosidade total, respectivamente. Adicionalmente, para estimativa da porosidade aparente no ponto de folhelho $\phi_{sh,S}$ adotamos $\Delta t_{ma} = 55.5 \mu\text{s/ft}$ e $\Delta t_f = 189 \mu\text{s/ft}$. No que se refere à calibração do perfil de vagarosidades sônicas, o valor da vagarosidade sônica no ponto de folhelho Δt_{sh} é também um produto do uso do perfil de porosidade de neutrons como relatado acima. No entanto, no caso de estimativa do perfil de vagarosidades sônicas, esbaramos na ausência deste perfil para a determinação

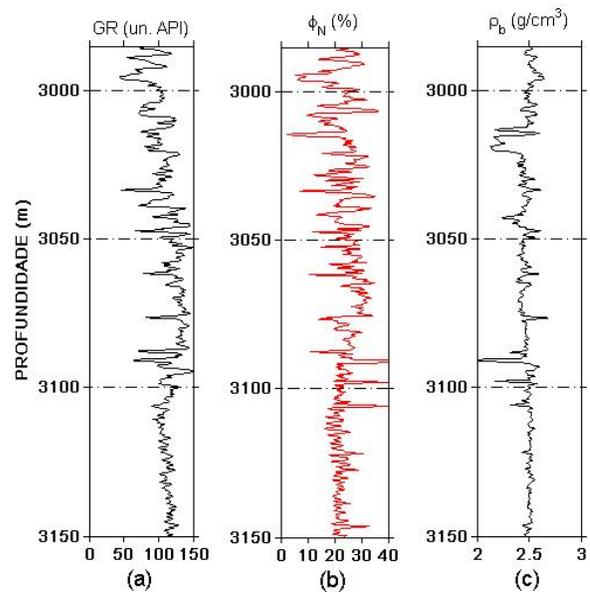


Figure 3: Perfis geofísicos no poço NA-10D: (a) Perfil de raios gama (GR); (b) Porosidades de neutrons; e (c) densidades efetivas. O perfil de vagarosidades sônicas está ausente neste poço.

de Δt_{sh} . Neste caso, adotamos o seguinte procedimento: (1) estimamos a velocidade sônica usando a equação de Gardner (Gardner et al., 1974) para a densidade no ponto de folhelho: $V_{p,sh} = 0.1089 \times \rho_{sh}^4$; (2) transformação de unidades para estimar $\Delta t_{sh} = 304.8/V_{p,sh}$.

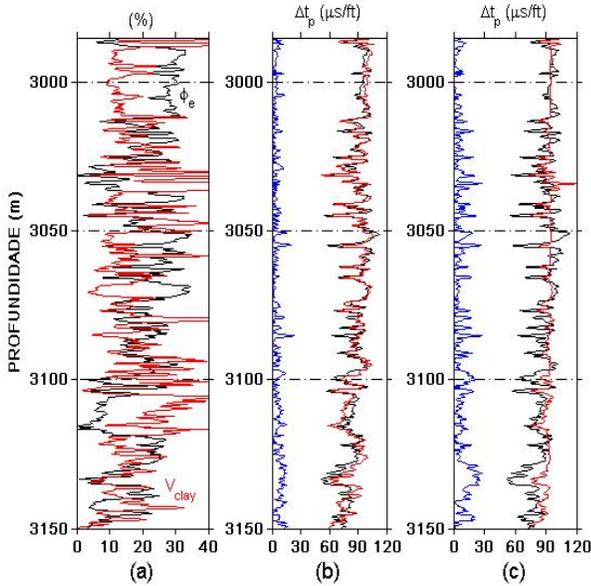


Figure 4: Calibração de vagarosidades sônicas no poço NA-01: (a) porosidade efetiva (em preto) e argilosidade (em vermelho); (b) Δt_p medido (em preto), Δt_p estimado (em vermelho) usando a equação (5) e os resíduos absolutos (em azul); (c) Δt_p medido (em preto), Δt_p estimado (em vermelho) usando a equação (9) e os resíduos absolutos (em azul).

Calibração de vagarosidades sônicas – Usamos a uma relação empírica para as velocidades sônicas do tipo $V_p \equiv V_p(\phi_e, V_{clay})$ (Augusto, 2009), para estudar a variação das velocidades sônicas no poço NA-01,

$$V_p = 4.28 - 5.63 \phi_e - 2.74 V_{clay} + 9.24 \phi_e V_{clay} + 6.76 \phi_e^2 + 0.85 V_{clay}^2 \quad (9)$$

Os coeficientes desta regressão linear bivariada foram estimados a partir de mínimos quadrados; a porosidade efetiva ϕ_e e a argilosidade V_{clay} , a partir dos perfis do poço NA-01 (vide figura 4a).

Na figura 4b comparamos a estimativa das vagarosidades sônicas à partir modelo na equação 5 com as vagarosidades sônicas registradas no poço NA-01. Na figura 4c, mostramos a estimativa das vagarosidades sônicas através do modelo empírico na equação 9. Ambas as figuras também apresentam os erros absolutos para cada estimativa. Observamos que a estimativa das vagarosidades sônicas usando o modelo na equação 5 se mostrou mais eficiente, obtendo um melhor resultado em relação ao modelo empírico representado pela equação 9. A Tabela 1 apresenta medidas estatísticas para os erros absolutos em ambas as calibrações.

Estimativa de vagarosidades sônicas – Usando os perfis do poço NA-10D (perfil de vagarosidades sônicas

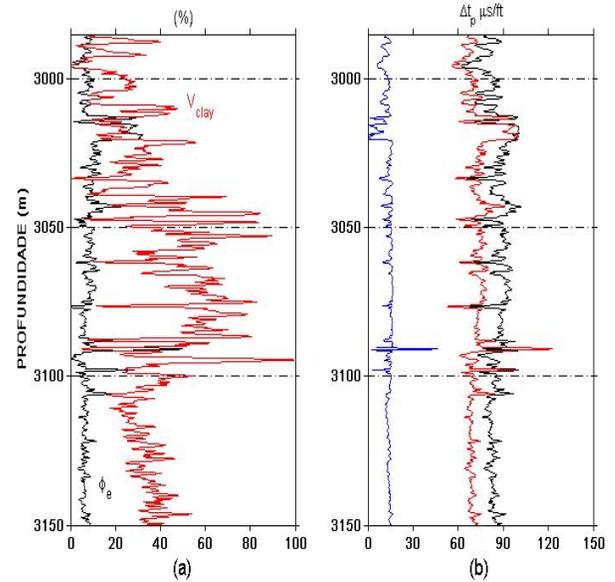


Figure 5: Estimativa de vagarosidades sônicas no poço NA-10D: (a) porosidade efetiva (em preto) e argilosidade (em vermelho); (b) Δt_p estimado (em preto) usando a equação (10) de Augusto (2009), Δt_p estimado (em vermelho) usando a equação (5) e os resíduos absolutos (em azul).

ausente), realizamos uma comparação envolvendo a estimativa da vagarosidades sônicas a partir da equação 5 e a seguinte relação empírica quadrática (Augusto, 2009) para a velocidade, i.e., $V_p \equiv V_p(\phi_e, V_{clay}, R_{ILD})$,

$$V_p = 4.63 - 9.82 \phi_e - 2.25 V_{clay} + 0.08 R_{ILD} + 4.06 \phi_e V_{clay} - 0.22 \phi_e R_{ILD} + 1.92 \times 10^{-3} V_{clay} R_{ILD} + 17.18 \phi_e^2 + 1.26 V_{clay}^2 - 2.66 \times 10^{-4} R_{ILD}^2 \quad (10)$$

Realizamos a estimativa da porosidade efetiva e da argilosidade da mesma forma como no experimento de calibração acima (vide figura 5a). O termo R_{ILD} representa os registros do perfil de resistividades elétricas - não mostrado aqui.

Na figura 5b comparamos os perfis de vagarosidades sônicas estimados a partir das equações 5 e 10. Da mesma forma, apresentamos os erros absolutos entre esses dois perfis. Analisando os dois perfis, observamos um diferença significativa entre os dois modelos. Considerando que a equação 5 representa um modelo petrofísico, e portanto, mais robusto, concluímos que a equação 10 superestima valores de vagarosidades sônicas. A Tabela 1 exibe as magnitudes das medidas estatísticas associadas à estimativa das vagarosidades sônicas no poço NA-10D.

Discussão e conclusões

O modelo petrofísico usado nos experimentos de calibração e estimativa do perfil de vagarosidades sônicas nos poços selecionados, demonstrou uma robustez

significativa em comparação ao uso de relações empíricas. No caso do experimento de calibração no poço NA-01, o uso da relação empírica se aproximou um pouco dos resultados do modelo petrofísico. Por outro lado, o experimento de estimativa do perfil de vagarosidades sônicas do poço NA-10D revelou que a relação empírica superestimou aquelas quantidades. Por ser um modelo derivado de conceitos petrofísicos, o modelo em questão apresentou resultados mais confiáveis. Medidas estatísticas usadas para avaliar os experimentos corroboram para esta conclusão.

Referências

Augusto, F. O. A, 2009, Mapas de amplitude sísmica para incidência normal no reservatório Namorado, bacia de Campos. Curso de PG em Geofísica do Observatório Nacional, Dissertação de mestrado, 103 p.

Dewan, J. T., 1983, Essentials of modern open-hole log interpretation, PennWell Publishing Co., Tulsa, OK, 361 p.

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

Kamel, M. H. and Mabrouk, W. M., 2004, Estimating seismic impedance and elastic parameters in hydrocarbon-bearing reservoirs from acoustic logs, Journal of Petroleum Sci. and Eng., 45, 21- 29.

Larionov, W. W., 1969, Borehole Radiometry, Nedra, Moscow, 127 pp. (*In Russian*).

Nery, G. G., 1990, Perfilagem geofísica em poço aberto, Apostila do Curso de Engenharia de Petróleo, Centro de Ensino da PETROBRAS, Salvador, 231 p. (disponível em www.geraldogirao.com.br).

Tigre, C. A. & 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.*

Agradecimentos

Agradecemos ao PIBIC-ON/CNPq-MCT pelo apoio ao desenvolvimento deste trabalho de pesquisa.

Table 1: Poço NA-01: (a) $\| \Delta t_p - \Delta t_p^{eq.(5)} \|$; (b) $\Delta t_p - \Delta t_p^{eq.(9)}$. Poço NA-10D: (c) $\| \Delta t_p^{eq.(5)} - \Delta t_p^{eq.(10)} \|$.

Erros absolutos	Calibração (NA-01)		Estimativa (NA-10D)
	(a)	(b)	(c)
mín	0.00	0.00	0.62
máx	28.12	33.92	46.52
méd	5.58	7.49	13.23
σ	4.36	6.45	3.04
σ^2	19.00	41.56	9.26