

Argilidade em sedimentos clásticos: modelos empíricos × modelos petrofísicos

Thais M. de Castro¹, Jorge L. Martins², Thiago A. D. Moreira¹, Marco A. Cetale Santos¹ & Juliana F. Araújo¹

¹ Departamento de Geologia e Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense

² Coordenação da Área de Geofísica, Observatório Nacional, Ministério da Ciência, Tecnologia & Inovação

Copyright 2014, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

Este texto foi preparado para a apresentação no VI Simpósio Brasileiro de Geofísica, Porto Alegre, 14 a 16 de outubro de 2014. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VI 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

The estimation of shaliness is fundamental for oil recovery management. The occurrence of shales in clastic sedimentary basins generates the need for estimating the shale content (i.e., shaliness). Classically, empirical models are the tools incorporated into the well-log interpretation softwares for estimating shaliness. Nevertheless, empirical models overestimate shaliness, leading to poor effective porosity evaluation and, consequently, erroneous volume of recoverable oil. We compare the classical empirical models to two petrophysical models for estimating shaliness in clastic basins. The results of both petrophysical models confirm their robustness in terms of estimating shaliness more reliably even in highly shaly reservoirs.

INTRODUÇÃO

A grande maioria das bacias sedimentares clásticas do mundo são formadas, predominantemente, por intercalações de arenitos e folhelhos. No entanto, não é raro que evaporitos, e até mesmo calcáreos, ocorram nesses ambientes sedimentares (Dewan, 1983; Ellis and Singer, 2007). Tipicamente, os folhelhos ocorrem nos sistemas petrolíferos dessas bacias como rochas selantes, favorecendo o armazenamento do óleo que migra a partir das rochas geradoras.

Os folhelhos possuem propriedades específicas que os habilitam a atuar como rochas selantes. Ou seja: são rochas com porosidade baixíssima (i.e., quase impermeáveis), onde os argilo-minerais (ilita, caulinita, smectita e clorita) são os principais formadores da matriz da rocha (Wyllie et al., 1958). Uma vez que a granulometria dos argilo-minerais é muito pequena, i.e., possuem diâmetro médio da ordem de 10^{-2} mm, a ocorrência desses minerais é encontrada de três formas na prática (Dewan, 1983; Schön, 1996; Ellis and Singer, 2007): (1) formando lâminas (i.e., dando origem a folhelhos laminares); (2) formando pelotas (i.e., dando origem a argila estrutural),

e (3) envolvendo os grãos minerais de maior granulometria (i.e., formando a argila dispersa). Das três formas de ocorrência das argilas em bacias sedimentares clásticas, a argila dispersa é a que desperta mais interesse. Por ser encontrada obstruindo as conexões porosas, a argila dispersa causa impacto negativo na produção de petróleo e gás de um reservatório (Wyllie et al., 1958).

Na prática, os perfis geofísicos permitem a estimativa do percentual volumétrico de argila (i.e., a argilidade) presente em reservatórios clásticos. Especificamente, os registros do perfil de potencial espontâneo (SP) e/ou do perfil de raios gama naturais (GR) constituem informações primordiais aos fluxos de interpretação de perfis geofísicos. A partir do uso de modelos empíricos correntes, é possível estimar a argilidade e avaliar a capacidade do reservatório em termos de produção de petróleo e gás (Ellis and Singer, 2007).

É notório que os modelos empíricos superestimam a argilidade. Como consequência, a estimativa da porosidade efetiva pode ficar comprometida, conduzindo a uma avaliação errônea do volume de óleo recuperável do reservatório (Dewan, 1983). Neste trabalho comparamos dois modelos petrofísicos com os modelos empíricos usados classicamente. Segundo seus autores (Kamel & Mabrouk, 2003; Mabrouk & Kamel, 2011), os modelos petrofísicos em questão são robustos em termos de conduzirem a estimativas confiáveis de argilidade. Além disso, esses modelos são aplicáveis a rochas reservatórios clásticas altamente argilosas. Os resultados obtidos a seguir comprovam a robustez dos modelos petrofísicos estudados, e os elegem como potenciais ferramentas para estimar argilidade em bacias sedimentares clásticas.

METODOLOGIA

Nesta seção fazemos um resumo dos modelos empíricos mais usados nos fluxos de interpretação de perfis geofísicos para estimativa da argilidade em reservatórios clásticos. Em seguida, apresentamos os modelos petrofísicos de Kamel & Mabrouk (2003) e de Mabrouk & Kamel (2011), ambos propostos com a mesma finalidade.

Modelos empíricos

Os modelos empíricos para estimativa de argilidade possuem em comum a dependência do chamado *índice de raios gama*, (IGR), expresso por:

$$IGR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}. \quad (1)$$

O termo GR é o registro do perfil de raios gama (GR) a

um dada profundidade. Para o intervalo sedimentar sob investigação, GR_{max} e GR_{min} são as leituras máxima e mínima do perfil GR, respectivamente.

Larionov (1969) propôs duas relações para a estimativa da argilidade, V_{clay} . Para rochas do Terciário,

$$V_{clay} = 0.083 [2^{3.7 \times IGR} - 1], \quad (2)$$

e para rochas mais antigas,

$$V_{clay} = 0.33 [2^{2.0 \times IGR} - 1]. \quad (3)$$

Para rochas do Oligoceno-Mioceno, Brock (1984) propõe uma relação que possui uma estrutura semelhante às equações de Larionov (1969), dada por:

$$V_{clay} = 0.21 [2^{2.9 \times IGR} - 1]. \quad (4)$$

Também considerando a idade da rocha, Stieber (1970) derivou uma equação geral,

$$V_{clay} = \frac{IGR}{A - (A - 1) \times IGR}, \quad (5)$$

onde o parâmetro $A = 3$ para rochas do Terciário, $A = 2$ para rochas mais antigas, e $A = 0.15$ para rochas do Cretáceo.

Usando análise de regressão, Clavier et al. (1971) obtiveram o seguinte relacionamento para a estimativa da argilidade:

$$V_{clay} = 1.70 - \sqrt{3.38 - [IGR + 0.7]^2}. \quad (6)$$

Modelos petrofísicos

Os modelos petrofísicos propostos por Kamel & Mabrouk (2003) e Mabrouk & Kamel (2011), para a estimativa da argilidade, usam como dados de entrada os três perfis de porosidade: o perfil de porosidade de neutrons (ϕ_N), o perfil de litodensidades (ρ_b) e o perfil de vagarosidades sônicas de ondas compressionais (Δt). Ambos os trabalhos iniciam a formulação matemática a partir da relação da argilidade envolvendo porosidades:

$$V_{clay} = \frac{\phi_t - \phi_e}{\phi_{clay}}, \quad (7)$$

onde ϕ_t , ϕ_e e ϕ_{clay} representam, respectivamente, a porosidade total, a porosidade efetiva e a porosidade aparente no 'ponto de folhelho'. Tanto ϕ_t como ϕ_e podem ser estimadas usando os perfis de densidades e de vagarosidades sônicas. A partir do perfil de densidades, $\phi_t \equiv \phi_{t,D}$ e $\phi_e \equiv \phi_{e,D}$, cujas relações são dadas, respectivamente, por (Dewan, 1983; Schön, 1996)

$$\phi_{t,D} = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}, \quad (8)$$

e

$$\phi_{e,D} = \phi_{t,D} - V_{clay} \frac{\rho_{clay} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}. \quad (9)$$

Nas equações precedentes, ρ_b denota o registro do perfil de densidades, ρ_{clay} é o registro de densidade no

'ponto de folhelho', ρ_{ma} é a densidade média dos grãos minerais que formam a matriz, e ρ_f é a densidade do filtrado de lama. Por sua vez, usando o perfil de vagarosidades sônicas, $\phi_t \equiv \phi_{t,S}$ e $\phi_e \equiv \phi_{e,S}$ são dadas, respectivamente, por (Dewan, 1983; Schön, 1996)

$$\phi_{t,S} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \frac{100}{\Delta t_{clay}}, \quad (10)$$

que inclui o fator de compactação para formações pouco consolidadas (Ellis and Singer, 2007), e

$$\phi_{e,S} = \phi_{t,S} - V_{clay} \frac{\Delta t_{clay} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (11)$$

para Δt_{clay} denotando a vagarosidade sônica no 'ponto de folhelho', Δt_{ma} a vagarosidade média dos grãos minerais que formam a matriz, e Δt_f , a vagarosidade do filtrado de lama.

Kamel & Mabrouk (2003) e Mabrouk & Kamel (2011) consideraram que, formações muito argilosas, $V_{clay} \approx 100\%$ e $\phi_e \approx 0$. Nessas circunstâncias, $\phi_t \approx \phi_{clay}$, conduzindo, a partir da equação 7, ao seguinte relacionamento:

$$V_{clay} = 1 - \frac{\phi_e}{\phi_t}, \quad (12)$$

onde a porosidade total pode ser estimada a partir de uma combinação dos perfis de porosidade de neutrons e de densidades. Nesse caso, $\phi_t \equiv \phi_{t,ND}$, que é relacionada por (Dewan, 1983):

$$\phi_{t,ND} = \frac{\phi_N + \phi_{e,D}}{2}. \quad (13)$$

O modelo petrofísico para estimativa da argilidade proposto em Kamel & Mabrouk (2003) é obtido a partir da substituição da equação 9 na equação 13, e fazendo $\phi_e \equiv \phi_{e,S}$, ou seja, usando a equação 11 na equação 12. O resultado é a seguinte equação do segundo grau:

$$A_1 V_{clay}^2 + B_1 V_{clay} + C_1 = 0, \quad (14)$$

onde os coeficientes A_1 , B_1 e C_1 são expressos a seguir:

$$A_1 = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (15)$$

$$B_1 = -\phi_N - \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} + 2 \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (16)$$

e

$$C_1 = \phi_N + \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} - 2 \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \frac{100}{\Delta t_{sh}}. \quad (17)$$

Resolvendo a equação 14 e tomando apenas a raiz positiva, escrevemos:

$$V_{clay} = \frac{-B_1 + \sqrt{\Delta}}{2A_1}, \quad (18)$$

onde $\Delta = B_1^2 - 4A_1C_1$.

Usando uma abordagem mais simplificada, Mabrouk & Kamel (2011) assumiram, na equação 13, $\phi_{t,D}$ (equação 8) no lugar de $\phi_{e,D}$ (equação 9), e repetiram o uso da equação 11 na equação 12. O modelo petrofísico para a argilidade é então expresso por (Mabrouk & Kamel, 2011):

$$V_{clay} = \frac{\phi_N + A_2(\rho_b - \rho_{ma}) - B_2(\Delta t - \Delta t_{ma})}{\phi_N + A_2(\rho_b - \rho_{ma}) - 2C_2}, \quad (19)$$

onde os coeficientes A_2 , B_2 , e C_2 são expressos, respectivamente, por:

$$A_2 = \frac{1}{\rho_f - \rho_{ma}}, \quad (20)$$

$$B_2 = \frac{200}{\Delta t_{sh} (\Delta t_f - \Delta t_{ma})}, \quad (21)$$

e

$$C_2 = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}. \quad (22)$$

Segundo Kamel & Mabrouk (2003) e Mabrouk & Kamel (2011), os modelos petrofísicos acima apresentam resultados robustos em formações clásticas, mesmo que outros materiais radioativos, além de folhelhos, estejam presentes. Os resultados a seguir confirmam a robustez dos modelos petrofísicos em questão.

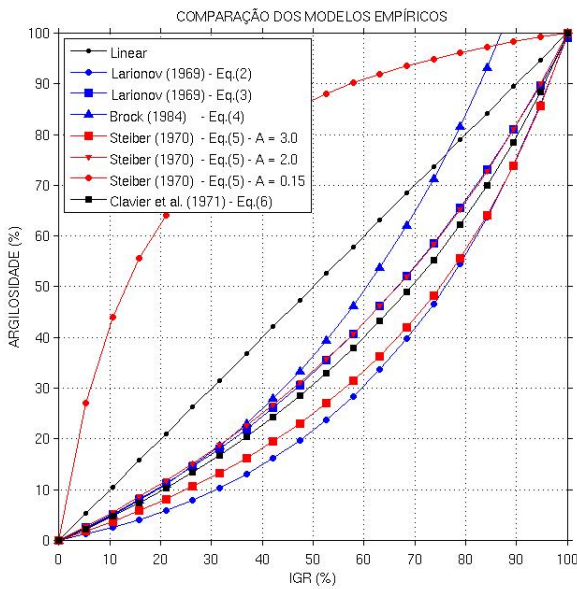


Figura 1: Comparação dos modelos empíricos representados pelas Eqs. 2-6. A curva linear é o próprio valor de IGR (vide Eq. 1).

RESULTADOS

Antes do uso dos modelos petrofísicos para estimativa da argilidade propostos em Kamel & Mabrouk (2003) e

Mabrouk & Kamel (2011), apresentamos o resultado da comparação dos modelos empíricos relacionados nas equações 2-6. Para fins de análise, também representamos o valor de IGR como uma estimativa da argilidade. Os resultados são mostrados na Figura 1. A análise da figura revela claramente a impossibilidade dos modelos empíricos serem aplicados em quaisquer ambientes sedimentares para fins de estimativa de argilidade. Na verdade, este é um resultado esperado, pois cada modelo empírico é formulado a partir de registros físicos de rochas de uma bacia sedimentar específica.

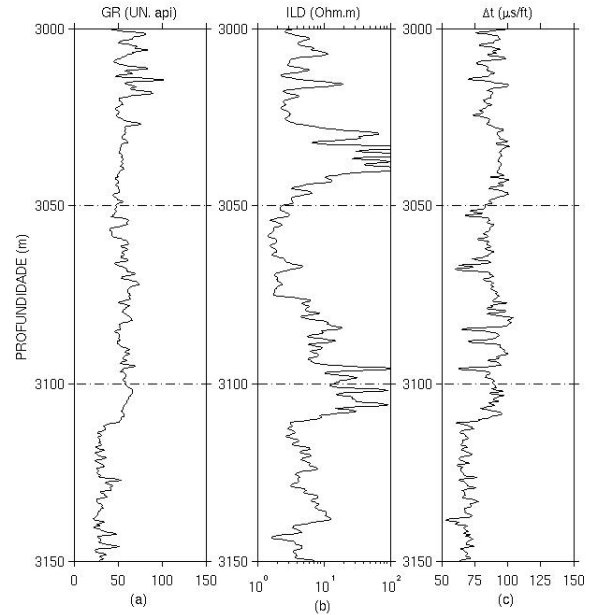


Figura 2: Perfis: (a) raios gama naturais (GR), (b) indução profunda (ILD), e (c) vagarosidades sônicas de ondas compressivas (Δt).

Para testar os modelos petrofísicos expressos nas equações 18 e 19, selecionamos um poço que atravessa sedimentos turbidíticos pouco consolidados – predominantemente intercalações de arenitos e folhelhos, contendo os principais perfis geofísicos. As Figuras 2, 3a e 3b exibem os perfis GR, ILD, Δt , RHOB e ϕ_N , respectivamente. Na Figura 3b também é mostrado o perfil de porosidade total estimado a partir da equação 13 considerando as abordagens de Kamel & Mabrouk (2003) e Mabrouk & Kamel (2011). O resultado da aplicação dos modelos petrofísicos usando os perfis do poço selecionado é mostrado na Figura 3c.

Para cálculo dos perfis V_{clay} usando os modelo petrofísicos, adotamos os seguintes valores para as densidades (em g/cm^3): $\rho_{ma} = 2.65$, $\rho_f = 1.05$ e $\rho_{sh} = 2.54$, e para as vagarosidades sônicas de ondas compressivas (em $\mu s/ft$): $\Delta t_{ma} = 55.50$, $\Delta t_f = 189.00$ e $\Delta t_{sh} = 115.00$. Como se trata de sedimentos pouco consolidados, é comum o uso do modelo empírico de Lariónov (1969) para estimativa de argilidade. Utilizamos então o modelo

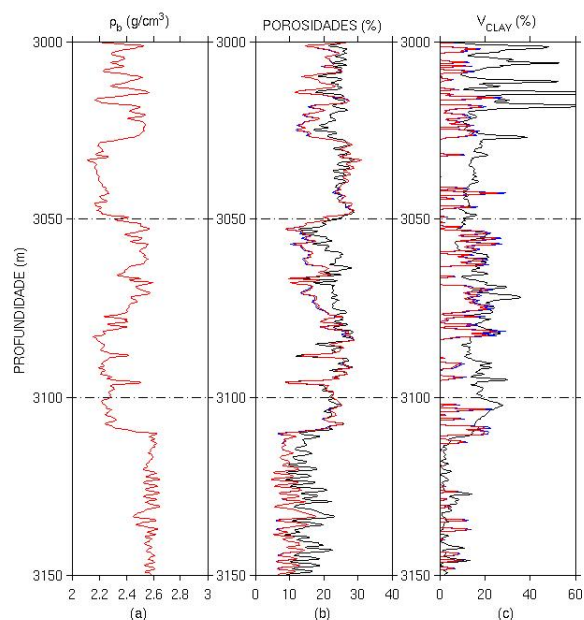


Figura 3: Perfis: (a) litodensidades (RHOB), (b) ϕ_N (curva preta), $\phi_{t,ND}$ (curva azul), usando a Eq. 13 (Kamel & Mabrouk, 2003), e $\phi_{t,ND}$ (curva vermelha), usando a Eq. 13 (Mabrouk & Kamel, 2011), (c) argilidade V_{clay} [curva preta - Eq. 2; curva azul - Eq. 18; e curva vermelha - Eq. 19].

empírico de Larionov (equação 2) para fins de comparação com as estimativas de argilidade obtidas usando os modelos petrofísicos.

A Figura 3c confirma a superestimativa da argilidade nos intervalos de arenito, tipicamente arcoseanos, usando o modelo empírico de Larionov (1969). Quanto aos modelos petrofísicos, podemos concluir que fornecem resultados equivalentes. Na verdade, a partir da formulação de ambos, notamos que o modelo petrofísico de Mabrouk & Kamel (2011) é uma simplificação do modelo proposto em Kamel & Mabrouk (2003).

DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

Os resultados obtidos neste trabalho confirmam que os modelos empíricos clássicos superestimam a argilidade. Tais modelos foram propostos para ambientes sedimentares específicos, tornando seu uso impraticável em outras bacias sedimentares. Os modelos petrofísicos de Kamel & Mabrouk (2003) e de Mabrouk & Kamel (2011), embora equivalentes, se revelam mais confiáveis, fornecendo estimativas robustas de argilidade.

AGRADECIMENTOS

Jorge L. Martins recebe o apoio do CNPq, Cons. Nac. de Desenv. Científico & Tecnológico, através de uma bolsa de produtividade em pesquisa PQ (proc. 302.480/2011-0). O PIBIC-ON/CNPq-MCTI apoia os estudantes

de geofísica Thiago Moreira (proc. 115.941/2013-4), Thais de Castro (proc. 115.307/2013-3) e Juliana Araújo (proc. 100.408/2013-3).

REFERÊNCIAS

- Brock, J., 1984, *Analysing your logs: Advanced Open Hole Log Interpretation*, Petromedia, 173 pp., **Vol. 11**.
- Dewan, J. T., 1983, *Essentials of modern open-hole log interpretation*: PennWell Books.
- Ellis, D. V., and Singer, J. M., 2007, *Well logging for Earth scientists* (2nd Edition): Springer.
- Larionov, W. W., 1969, *Borehole radiometry: Nedra (In Russian)*.
- Schön, J. H., 1996, *Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics*: Pergamon.
- Stieber, S. J., 1970, Pulsed neutron capture log evaluation - Louisiana Gulf Coast: Society of Petroleum Engineers Annual Fall Meeting Proceedings, **SPE 2961**.
- 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.