



## Modelo petrofísico para estimativa de argilosidade: uma nova formulação

Thais Mallet de Castro<sup>1(\*)</sup>, Jorge Leonardo Martins<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Departamento de Geologia e Geofísica, Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense

<sup>2</sup> Coordenação da Área de Geofísica, Observatório Nacional, Ministério da Ciência, Tecnologia & Inovação

Copyright 2016, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

Este texto foi preparado para a apresentação no VII Simpósio Brasileiro de Geofísica, Ouro Preto, 25 a 27 de outubro de 2016. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do VII 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

Shaliness is a key parameter for simulating oil & gas production of reservoirs. Shale content, as it is also known, is better estimated from interpretation of spontaneous potential and/or natural gamma-ray well logs. For evaluation of shaliness, empirical models are commonly used in practice, although it is well-known that their results are overestimated. In order to obtain robust estimates of shaliness with less uncertainty, petrophysical models are proposed in the literature. Here, we present a new approach to the formulation of previously investigated petrophysical models for shaliness estimation. The resulting petrophysical model for shaliness estimation is much simpler, holding the same properties of both previously studied models.

### INTRODUÇÃO

Arenitos e folhelhos constituem os litotipos mais frequentes em bacias sedimentares clásticas, embora, não raramente, evaporitos e calcários também possam ser encontrados nesses ambientes sedimentares (Wyllie et al., 1958). Tipicamente, os argilo-minerais (caulinita, ilita, clorita e smectita) ocorrem formando os folhelhos (Dewan, 1983; Ellis and Singer, 2007), que, nos sistemas petrolíferos de tais bacias, funcionam como rochas selantes. Isto é: os folhelhos são quase sempre encontrados como barreiras ao processo de migração de óleo a partir das rochas geradoras, favorecendo o acúmulo nas rochas reservatório.

A granulometria dos argilo-minerais é muito pequena, possuindo diâmetro médio da ordem de  $10^{-2}$  mm (Schön, 1996). Na prática, quando ocorrem em lâminas, os argilo-minerais formam os folhelhos laminares; já a ocorrência das argilas na forma de pelotas, é denominada por argila estrutural, ao passo que a argila dispersa é encontrada envolvendo os grãos minerais de maior granulometria na matriz da rocha (Dewan, 1983; Ellis and Singer, 2007). Entre as formas de ocorrência, a argila dispersa é

a que mais desperta o interesse dos intérpretes de perfis geofísicos. Esse tipo de argila obstrui as conexões porosas, impedindo o fluxo de fluidos no reservatório e, como consequência, causando impacto negativo na produção de óleo e gás (Wyllie et al., 1958). Define-se, assim, a argilosidade como o percentual volumétrico de argila presente em reservatórios clásticos obstruindo as conexões porosas.

A argilosidade pode ser estimada a partir da interpretação dos registros do perfil de potencial espontâneo (SP) e/ou do perfil de raios gama naturais (GR). Através de modelos empíricos é possível estimar a argilosidade, facilitando a avaliação do reservatório em termos de capacidade de produção de petróleo e gás (Ellis and Singer, 2007). De uma forma geral, os modelos empíricos utilizados em interpretação de perfis geofísicos superestimam a argilosidade, o que compromete a estimativa da porosidade efetiva – aquela que considera apenas as conexões porosas. Consequentemente, as incertezas na avaliação do volume de óleo recuperável do reservatório crescem enormemente (Dewan, 1983).

Neste trabalho, investigamos modelos petrofísicos, aqui referenciados por Kamel-Mabrouk (Kamel and Mabrouk, 2003) e Mabrouk-Kamel (Mabrouk and Kamel, 2011), respectivamente propostos para estimar a argilosidade. Esses modelos petrofísicos incorporam informações de três perfis geofísicos: do perfil de porosidade de neutrons (PHIN), do perfil de densidades (RHOB) e do perfil de vagarosidades sônicas ( $\Delta t$ ). Quando comparados a modelos empíricos correntes, os modelos petrofísicos em questão apresentam estimativas confiáveis de argilosidade (Castro et al., 2014). A partir de uma aproximação binomial para a fórmula da porosidade que combina os registros dos perfis PHIN e RHOB, derivamos um modelo petrofísico para estimativa da argilosidade mais simples, que incorpora as mesmas propriedades dos modelos Kamel-Mabrouk e Mabrouk-Kamel. Os resultados obtidos mostram a equivalência dos modelos petrofísicos aqui investigados.

### METODOLOGIA

Nesta seção introduzimos algumas das relações empíricas mais utilizadas nos fluxos de interpretação de perfis geofísicos para estimativa da argilosidade em reservatórios clásticos. Em seguida, relacionamos os modelos petrofísicos para estimativa da argilosidade, aqui referenciados por Kamel-Mabrouk (Kamel and Mabrouk, 2003) e Mabrouk-Kamel (Mabrouk and Kamel, 2011). Uma vez que a formulação matemática desses últimos modelos incorporam informações de três perfis de porosidades, i.e., do perfil de porosidade de neutrons (PHIN),

do perfil de densidades (RHOB) e do perfil de vagarosidades sônicas ( $\Delta t$ ), inicialmente apresentamos as fórmulas básicas para estimativa de porosidades. Note que somente o perfil PHIN representa uma medida direta de porosidades, sendo considerada na prática como a medida direta da porosidade total da rocha. Os registros dos perfis RHOB e  $\Delta t$  fornecem estimativas de porosidade de forma indireta, a partir de fórmulas específicas para cada perfil sob investigação.

### Estimativas de porosidade

Os registros do perfil de densidades são utilizados para estimativa das porosidades total e efetiva,  $\phi_t \equiv \phi_{t,D}$  e  $\phi_e \equiv \phi_{e,D}$ , respectivamente, a partir das seguintes relações (Dewan, 1983; Schön, 1996):

$$\phi_{t,D} = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}, \quad (1)$$

e

$$\phi_{e,D} = \phi_{t,D} - V_{clay} \phi_{t,D,clay}. \quad (2)$$

onde a porosidade aparente no 'ponto de folhelho' usando o perfil RHOB,  $\phi_{t,D,clay}$ , é expressa por:

$$\phi_{t,D,clay} = \frac{\rho_{clay} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}. \quad (3)$$

Os parâmetros  $\rho_b$  e  $\rho_{clay}$  denotam o registro do perfil de densidades e o registro de densidade no 'ponto de folhelho', respectivamente;  $\rho_{ma}$  é a densidade média dos grãos minerais que formam a matriz, e  $\rho_f$  é a densidade do filtrado de lama.

Por outro lado, se a estimativa de porosidade envolver os registros do perfil de vagarosidades sônicas, representaremos a porosidade total e a porosidade efetiva como  $\phi_t \equiv \phi_{t,S}$  e  $\phi_e \equiv \phi_{e,S}$ , respectivamente. A relação para  $\phi_{t,S}$  é expressa por (Dewan, 1983; Schön, 1996)

$$\phi_{t,S} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \frac{100}{\Delta t_{clay}}, \quad (4)$$

incorporando o fator de compactação no caso de formações pouco consolidadas (Ellis and Singer, 2007). Para  $\phi_{e,S}$ , escrevemos:

$$\phi_{e,S} = \phi_{t,S} - V_{clay} \phi_{t,S,clay}. \quad (5)$$

A porosidade aparente no 'ponto de folhelho' usando o perfil  $\Delta t$ ,  $\phi_{t,S,clay}$ , é expressa por:

$$\phi_{t,S,clay} = \frac{\Delta t_{clay} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}, \quad (6)$$

onde  $\Delta t_{clay}$ ,  $\Delta t_{ma}$  e  $\Delta t_f$  representam, respectivamente, a vagarosidade sônica no 'ponto de folhelho', a vagarosidade média dos grãos minerais que formam a matriz, e a vagarosidade do filtrado de lama.

Uma relação mais robusta para estimativa de porosidade envolve a combinação dos registros do perfil PHIN e do perfil de porosidade total estimado a partir do perfil

RHOB. Nesse caso,  $\phi_t \equiv \phi_{t,ND}$ , onde o relacionamento é expresso por (Dewan, 1983):

$$\phi_{t,ND} = \delta \phi_{t,D} + (1 - \delta) \phi_N. \quad (7)$$

onde  $0.5 \leq \delta \leq 1.0$ . Em zonas de água,  $\delta = 0.5$ , resultando em (Asquith and Gibson, 1983):

$$\phi_{t,ND} = \frac{\phi_N + \phi_{t,D}}{2}. \quad (8)$$

O uso da porosidade de Gaymard (Gaymard and Poupon, 1970) é recomendada em zonas de gás,

$$\phi_{t,ND}^2 = \frac{\phi_N^2 + \phi_{t,D}^2}{2}. \quad (9)$$

Note que nas equações 7, 8 e 9, é possível considerar a estimativa da porosidade efetiva  $\phi_{e,ND}$ .

### Argilosidade usando modelos empíricos

A dependência do chamado *índice de raios gama* (IGR), é o ponto comum entre os diversos modelos empíricos utilizados na prática para estimativa de argilosidade. O parâmetro IGR é relacionado por:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{log,min}}{GR_{log,max} - GR_{log,min}}, \quad (10)$$

onde  $GR_{log}$  representa o registro do perfil de raios gama naturais considerado para uma dada profundidade. Para o mesmo intervalo sedimentar em estudo,  $GR_{log,max}$  e  $GR_{log,min}$  denotam as leituras máxima e mínima do perfil GR, respectivamente.

Segundo Larionov (1969), a estimativa da argilosidade  $V_{clay}$  para rochas do Terciário (i.e., sedimentos recentes) pode ser calculada usando

$$V_{clay} = 0.083 [2^{3.7 \times IGR} - 1]. \quad (11)$$

Para rochas mais antigas, Larionov (1969) propõe o uso da relação

$$V_{clay} = 0.33 [2^{2.0 \times IGR} - 1]. \quad (12)$$

Segundo Brock (1984), a estimativa de  $V_{clay}$  em rochas do Oligoceno-Mioceno possui uma estrutura semelhante às equações de Larionov (1969), a saber:

$$V_{clay} = 0.21 [2^{2.9 \times IGR} - 1]. \quad (13)$$

Por sua vez, Stieber (1970) derivou uma equação geral também considerando a idade da rocha, i.e.,

$$V_{clay} = \frac{IGR}{A - (A - 1) \times IGR}. \quad (14)$$

Os valores  $A = 3$ ,  $A = 2$  e  $A = 0.15$  se aplicam a rochas do Terciário, rochas mais antigas e rochas do Cretáceo, respectivamente.

Finalmente, segue a relação para estimativa de  $V_{clay}$  proposta em Clavier et al. (1971):

$$V_{clay} = 1.70 - \sqrt{3.38 - [IGR + 0.7]^2}. \quad (15)$$

A validade dos modelos empíricos relacionados acima é sempre questionável. Isto porque os coeficientes de cada modelo empírico estão associados a rochas específicas, que possuem características sedimentológicas distintas daquelas sob investigação.

### Argilosidade usando modelos petrofísicos

A formulação matemática dos modelos petrofísicos para a estimativa da argilosidade usam o relacionamento fundamental entre a porosidade total ( $\phi_t$ ), a porosidade efetiva ( $\phi_e$ ) e a porosidade aparente no 'ponto de folhelho'  $\phi_{clay}$ , a saber:

$$\phi_e = \phi_t - V_{clay} \phi_{clay}, \quad (16)$$

que pode ser reescrito como

$$V_{clay} = \frac{\phi_t - \phi_e}{\phi_{clay}} \quad (17)$$

Note que  $\phi_t$ ,  $\phi_e$  e  $\phi_{clay}$  podem ser estimadas usando os três perfis de porosidade, i.e., PHIN, RHOB e  $\Delta t$ .

Em formações sedimentares clásticas muito argilosas, é possível aproximar  $V_{clay} \approx 100\%$ , resultando em  $\phi_e \approx 0$  (Kamel and Mabrouk, 2003; Mabrouk and Kamel, 2011). Nesse caso,  $\phi_t \approx \phi_{clay}$ , e a equação 17 evolui para:

$$V_{clay} = 1 - \frac{\phi_e}{\phi_t}. \quad (18)$$

A porosidade  $\phi_t$  é estimada combinando os perfis PHIN e RHOB (i.e.,  $\phi_t \equiv \phi_{t,ND}$  - vide equações 7, 8 e 9); para avaliar a porosidade  $\phi_e$ , podemos usar os registros do perfil RHOB (i.e.,  $\phi_e \equiv \phi_{e,D}$ ) ou do perfil  $\Delta t$  (i.e.,  $\phi_e \equiv \phi_{e,S}$ ).

### (I) Modelo petrofísico Kamel-Mabrouk

O modelo petrofísico Kamel-Mabrouk para estimativa de  $V_{clay}$  (Kamel and Mabrouk, 2003) assume  $\phi_t \equiv \phi_{t,ND}$ , incorporando  $\phi_{t,D} \equiv \phi_{e,D}$  na equação 8. Ao mesmo tempo,  $\phi_e \equiv \phi_{e,S}$  na equação 18. Após as devidas substituições, a manipulação algébrica da equação 18 evolui para (Castro et al., 2014):

$$\mathcal{A}_1 V_{clay}^2 + \mathcal{B}_1 V_{clay} + \mathcal{C}_1 = 0, \quad (19)$$

onde  $\mathcal{A}_1 = \phi_{t,D,clay}$ ,  $\mathcal{B}_1 = -(\phi_N + \phi_{t,D} + \phi_{t,D,clay} - 2\phi_{t,S,clay})$ , e  $\mathcal{C}_1 = \phi_N + \phi_{t,D} - 2\phi_{t,S}$ . Tomando apenas a raiz positiva, escrevemos:

$$V_{clay} = \frac{-\mathcal{B}_1 + \sqrt{\Delta}}{2\mathcal{A}_1}, \quad (20)$$

onde o discriminante  $\Delta = \mathcal{B}_1^2 - 4\mathcal{A}_1\mathcal{C}_1$ .

### (II) Modelo petrofísico Mabrouk-Kamel

O modelo Mabrouk-Kamel para estimativa de argilosidade (Mabrouk and Kamel, 2011) apresenta uma formulação matemática mais simplificada, assumindo  $\phi_t \equiv$

$\phi_{t,ND}$  (equação 8) e  $\phi_e \equiv \phi_{e,S}$  na equação 18. O algebrismo que se segue após as devidas substituições fornece:

$$V_{clay} = \frac{\phi_N + \mathcal{A}_2(\rho_b - \rho_{ma}) - \mathcal{B}_2(\Delta t - \Delta t_{ma})}{\phi_N + \mathcal{A}_2(\rho_b - \rho_{ma}) - 2\mathcal{C}_2}, \quad (21)$$

onde  $\mathcal{A}_2 = 1/(\rho_f - \rho_{ma})$ ,  $\mathcal{B}_2 = 200/[\Delta t_{clay}(\Delta t_f - \Delta t_{ma})]$ , e  $\mathcal{C}_2 = \phi_{t,S,clay}$ .

### (III) Uma nova formulação

O trabalho de Castro et al. (2014) mostra que os modelos petrofísicos Kamel-Mabrouk e Mabrouk-Kamel para estimativa de argilosidade fornecem resultados mais precisos em formações clásticas, ainda que outros materiais radioativos além de folhelhos estejam presentes. Mas, supondo a presença de hidrocarbonetos leves na formação, faz-se necessário o uso da porosidade de Gaymard (equação 9) na formulação matemática de  $V_{clay}$ . Assim, usando o binômio de Newton para aproximar o termo  $(\phi_N^2 + \phi_{t,D}^2)^{1/2} \approx \phi_N + (\phi_{t,D}^2/2\phi_N)$  (i.e., aproximação de segunda ordem), reescrevemos a equação 9 como:

$$\phi_{t,ND} = \sqrt{\frac{2\phi_N^2 + \phi_{t,D}^2}{4\phi_N}}. \quad (22)$$

Da mesma forma que no modelo Mabrouk-Kamel, assumimos  $\phi_t \equiv \phi_{t,ND}$  (usando a equação 22) e  $\phi_e \equiv \phi_{e,S}$  na equação 18. Obtemos assim,

$$\phi_{t,ND} V_{clay} = \phi_{t,ND}^2 - \phi_{t,ND} \phi_{e,S}, \quad (23)$$

resultando numa formulação ainda mais simples. Após a substituição da relação para  $\phi_{t,ND}$  (equação 22), a manipulação algébrica fornece:

$$V_{clay} = \frac{\phi_{t,ND} - \phi_{t,S}}{\phi_{t,ND} - \phi_{t,S,clay}}. \quad (24)$$

Nos resultados a seguir verificaremos a performance deste último modelo petrofísico para estimativa de  $V_{clay}$ .

## RESULTADOS

A fim de verificar a performance do modelo petrofísico apresentado na equação 24 em relação aos modelos Kamel-Mabrouk (equação 20) e Mabrouk-Kamel (equação 21), selecionamos perfis geofísicos de um poço que atravessa um reservatório turbidítico na bacia de Campos. Os sedimentos atravessados por esse poço, entre 3060 e 3120 m, são pouco consolidados e, predominantemente, constituem intercalações de arenitos e folhelhos. A Figura 1a exibe os perfis GR e  $\Delta t$  registrados nesse poço; na Figura 1b, o perfil ILD está sobreposto a um arenito produtor (área hachurada em amarelo). Para fins de análise, usamos os modelos empíricos relacionados nas equações 11-15 e avaliamos a variação da argilosidade nos sedimentos atravessados pelo poço - vide o último painel, Figura 1c. A obtenção de distintos perfis para o mesmo intervalo sedimentar revela que o uso

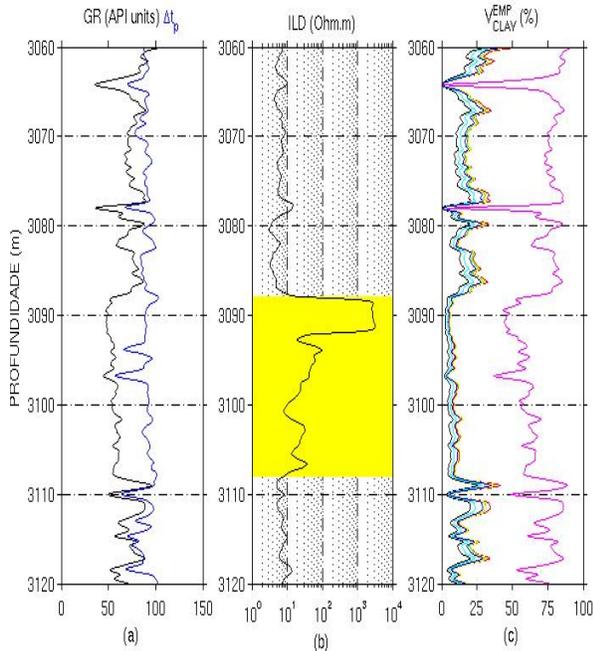


Figure 1: Perfis geofísicos do poço em estudo: (a) GR (unidades API) em preto, e  $\Delta t_p$  ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) em azul; (b) ILD (Ohm.m) - a área hachurada em amarelo é um intervalo produtor; e (c) Estimativas de  $V_{\text{clay}}$  usando os modelos empíricos. Legenda de cores para as curvas: em preto, Larionov (1969) - (Eq. 11); em verde, Larionov (1969) - (Eq. 12); em vermelho, Brock (1984) - (Eq. 13); em cian, Stieber (1970) - (Eq. 14),  $A = 3.0$ ; em amarelo, Stieber (1970) - (Eq. 14),  $A = 2.0$ ; em magenta, Stieber (1970) - (Eq. 14),  $A = 0.15$ ; em azul, Clavier et al. (1971) - (Eq. 15).

dos modelos empíricos aumenta as incertezas da estimativa de argilosidade. Isso se explica porque um modelo empírico é formulado a partir de medidas de propriedades de rochas de uma bacia sedimentar específica. Na prática, o intérprete adota o menor valor estimado. No caso da Figura 1c, a estimativa adotada seria aquela representada pelo perfil de argilosidade calculado com modelo empírico de Larionov (1969) para sedimentos pouco consolidados, equação 11.

Os registros do perfil RHOB também são parâmetros para estimativa de argilosidade usando os modelos petrofísicos em análise. Assim, a Figura 2a mostra a variação da densidade no intervalo sedimentar selecionado para estudo. O intervalo produtor – área hachurada em amarelo – está correlacionado a um decaimento na variação da densidade. Uma vez que as porosidades são parâmetros fundamentais na formulação matemática dos modelos petrofísicos aqui investigados, representamos os perfis de porosidades na Figura 2b. As diferenças entre os perfis  $\phi_N$  e  $\phi_{t,D}$  são sempre esperadas, pois cada um é influenciado distintamente pela argilosidade e pela presença de fluidos nos sedimentos. Surpreen-

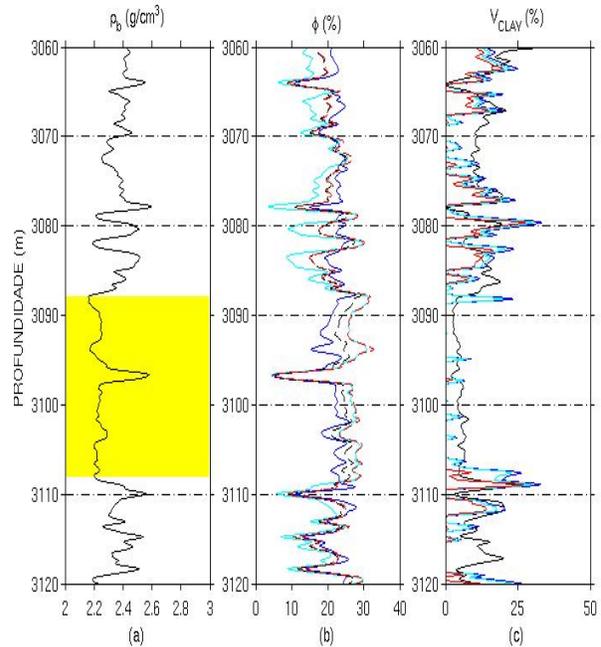


Figure 2: Perfis: (a) RHOB ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ) - a área hachurada em amarelo é um intervalo produtor; (b) Porosidades (%): em azul,  $\phi_N$ ; em cian,  $\phi_{t,D}$  (Eq. 1); em preto tracejado, porosidade de Gaymard ( $\phi_{t,ND}$ , Eq. 9); em vermelho tracejado, aproximação de segunda ordem da porosidade de Gaymard usando o binômio de Newton (Eq. 22), e (c)  $V_{\text{clay}}$  (%): em preto, modelo para sedimentos recentes (Eq. 11); em azul, modelo Kamel-Mabrouk (Eq. 20); em cian, modelo Mabrouk-Kamel (Eq. 21); em vermelho, novo modelo petrofísico (Eq. 24).

dentemente, a porosidade de Gaymard ( $\phi_{t,ND}$ , Eq. 9) e a aproximação de segunda ordem para a porosidade de Gaymard usando o binômio de Newton (Eq. 22) apresentam resultados muito semelhantes. É de se esperar, portanto, que os resultados dos modelos petrofísicos para estimativa de  $V_{\text{clay}}$  – equações 20, 21 e 24 – forneçam resultados equivalentes, como observamos na Figura 2c. Para fins de comparação, o modelo empírico para sedimentos recentes proposto por Larionov (1969) (equação 11) também está representado na figura. Os parâmetros adicionais usados para estimar os perfis de  $V_{\text{clay}}$  usando os modelos petrofísicos são:  $\rho_{\text{ma}} = 2.65 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,  $\rho_f = 1.05 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,  $\rho_{\text{clay}} = 2.54 \text{ g}/\text{cm}^3$ ,  $\Delta t_{\text{ma}} = 55.50 \text{ } \mu\text{s}/\text{ft}$ ,  $\Delta t_f = 189.00 \text{ } \mu\text{s}/\text{ft}$  e  $\Delta t_{\text{clay}} = 115.00 \text{ } \mu\text{s}/\text{ft}$ . Analisando os perfis de argilosidade na Figura 2c, observamos que o modelo petrofísico na equação 24 fornece resultados equivalentes aos fornecidos pelos modelos petrofísicos Kamel-Mabrouk (equação 20) e Mabrouk-Kamel (equação 21).

## DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

Os modelos empíricos clássicos utilizados na prática para avaliação da argilosidade aumentam as incertezas

nas estimativas. Os resultados dos modelos petrofísicos aqui investigados são mais precisos, conduzindo a uma maior confiabilidade nas estimativas de argilosidade. O uso dos modelos petrofísicos depende de parâmetros críticos no 'ponto de folhelho' (i.e.,  $\rho_{\text{clay}}$  e  $\Delta t_{\text{clay}}$ ) que, se não conhecidos *a priori*, podem degradar as estimativas de argilosidade.

#### AGRADECIMENTOS

Jorge L. Martins recebe o apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico & Tecnológico, através de uma bolsa de produtividade em pesquisa PQ (proc. no. 302.480/2011-0). O PIBIC-ON/CNPq-MCTI apoia a estudante de geofísica Thais Mallet de Castro (proc. no.115.307/2013-3).

#### REFERENCES

- Asquith, G., and Gibson, C., 1983, Basic well log analysis for geologists: AAPG methods in exploration series no. 3.
- Brock, J., 1984, Analysing your logs: Advanced Open Hole Log Interpretation, Petromedia, 173 pp., **Vol. 11**.
- Castro, T. M., Martins, J. M., Moreira, T. A. D., Santos, M. A. C., and Araújo, J. F., 2014, Argilosidade em sedimentos clásticos: modelos empíricos  $\times$  modelos petrofísicos: Anais do VI Simpósio Brasileiro de Geofísica, 14-16 de Outubro, Porto Alegre, RS, CD-ROM.
- Clavier, C., Hoyle, W. R., and Meunier, D., 1971, Quantitative interpretation of TDT logs: Parts I and II: J. Pet. Technol., **23**, 743–763.
- 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.
- Gaymard, R. D., and Poupon, A., 1970, The evaluation of clay content from logs: Trans. of SPWLA 11th Annual Logging Symposium, pages 1–21.
- Kamel, M. H., and Mabrouk, W. M., 2003, Estimation of shale volume using a combination of the three porosity logs: Journal of Petroleum Science and Engineering, **40**, 145–157.
- Larionov, W. W., 1969, Borehole radiometry: Nedra (*In Russian*).
- Mabrouk, W. M., and Kamel, M. H., 2011, Shale volume determination using sonic, density and neutron data: Exploration Geophysics, **42**, 155–158.
- 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.