



Tipificação de argilas em sedimentos turbidíticos usando um modelo empírico para estimativa da capacidade de troca catiônica

Monique Lopes da Silva^(*), Jorge Leonardo Martins

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

Clay minerals occur predominantly in clastic sedimentary basins and are the main components of shales. Although the classification of such minerals arouses the interest of interpreters, this is a hard task to accomplish. In this study, we use an empirical model to estimate the cation exchange capacity (CEC), in order to typify the main clays of turbidite sediments in Campos Basin. Natural gamma-ray measurements favored the estimation of shaliness variation in the sediments, since it is the basic parameter for applying the empirical model for CEC. The result of the application of this simple methodology in two wells drilled in Campos Basin reveals the predominance of kaolinite in the selected sedimentary interval, while sheets of illite and chlorite are noticed at the top of the sediments.

INTRODUÇÃO

Reservatórios clásticos frequentemente contêm argilas de diversos tipos e em quantidades variadas. As propriedades físicas desses minerais apresentam variações significativas, como por exemplo, na composição química, na densidade, na sessão fotoelétrica, no índice de hidrogênio (IH), na capacidade de troca catiônica (CTC), e na quantidade radionuclídeos U, Th e K (Fertl and Chinlingarian, 1990). A presença de argilas em rochas reservatório afeta não só a resposta de perfis geofísicos, como também as características de produção de óleo & gás dos reservatórios. A classificação dessas argilas possibilita a obtenção de valores mais precisos de porosidade efetiva, saturação de água e da produção de reservatórios (Ruhovets and Fertl, 1982; Dewan, 1983).

Assim, de acordo com Johnston (1952), os diversos tipos de argila, cujas características são distintas, influenciam de diferentes maneiras as propriedades físicas de uma rocha. Ruhovets and Fertl (1982), por exemplo, ressalta que a redução na permeabilidade do reservatório é mais

severa no caso de presença de esmectita; a illita e a clorita tendem a reduzir a permeabilidade e a porosidade do reservatório menos acentuadamente que a esmectita, e a caulinita, causa uma redução significativamente menor que a da esmectita na permeabilidade da rocha. Outra propriedade física influenciada pela presença de argila é a resistividade elétrica da rocha. A esmectita é o tipo de argila que apresenta menor resistividade elétrica – cerca de 12 vezes menor que a resistividade da caulinita, e de 6 a 10 vezes menor que a resistividade da illita e clorita (Ussher et al., 2000).

No entanto, a fim de simplificar a classificação os argilo-minerais, é comum agrupá-los em quatro tipos principais: esmectita, illita, clorita e caulinita (Dewan, 1983; Ellis and Singer, 2007). Nessa ordem, a capacidade de troca catiônica das argilas varia decrescentemente. Ou seja: espera-se que os efeitos das argilas sobre a produção de óleo & gás sejam maiores na presença de esmectitas, e menor na presença de caulinitas (Johnston, 1952). Neste trabalho, apresentamos um procedimento simples para classificar argilas baseado na estimativa da CTC usando um modelo empírico obtido por uma regressão não linear do tipo exponencial. Para a construção desse modelo empírico, Tenchov (1998) utilizou medidas laboratoriais de CTC em amostras de arenitos argilosos publicadas em Waxman and Smits (1968). A argilosidade V_{sh} é o parâmetro a ser incorporado no modelo empírico para estimativa da CTC. Portanto, usamos aqui as leituras do perfil de raios gama naturais (GR) de dois poços em sedimentos turbidíticos para estimar V_{sh} . A área de estudo compreende o Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos – vide Figura 1. Trata-se de um campo maduro situado a 80 km da costa brasileira, abrangendo uma área de 23 km² em cotas batimétricas de 110 a 250 m. A produção de óleo & gás ocorre no arenito Namorado, de origem turbidítica e de idade albiana-cenomaniana. Esse litotipo compõe a porção superior do Grupo Macaé e, na área do Campo de Namorado, ocorre a profundidades variáveis entre 2900 a 3400 m (Meneses and Adams, 1990).

METODOLOGIA

Para a tipificação de argilas nos sedimentos turbidíticos que constituem o arenito Namorado, levamos em consideração a estimativa da capacidade de troca catiônica (CTC) das argilas. A CTC é definida como a habilidade de um material de adsorver cátions através de uma superfície (Dewan, 1983). Trata-se de uma importante propriedade dos minerais de argila, pois, devido à superfície desses minerais ser carregada negativamente, os argilo-minerais possuem a capacidade de adsorver cátions nas

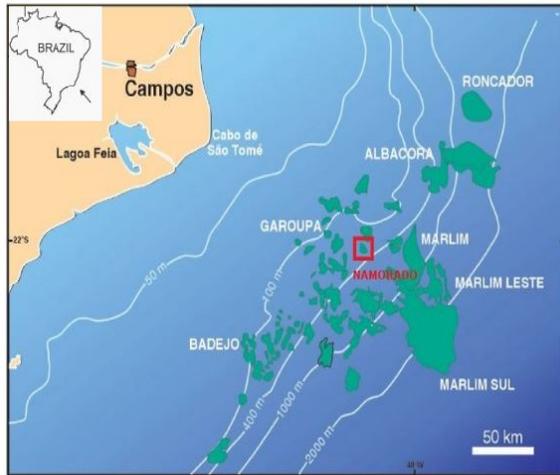


Figure 1: Localização do Campo de Namorado, na Baía de Campos. Modificado de Stevanato and Ribeiro (2011).

áreas superficiais (Ellis and Singer, 2007). A seguir, apresentamos o modelo empírico para estimativa da CTC a partir da argilosidade da rocha.

Modelo empírico para estimativa da CTC

Utilizando os registros laboratoriais de CTC em amostras de arenitos argilosos publicados em Waxman and Smits (1968), Tenchov (1998) desenvolveu o seguinte modelo empírico para estimativa da CTC em rochas sedimentares argilosas:

$$CTC = 4.6 \times 10^{-3} \exp[3.93 V_{sh}]. \quad (1)$$

no qual o parâmetro V_{sh} denota a argilosidade ou conteúdo de argila. Tenchov (1998) utilizou os resultados publicados em Waxman and Smits (1968) para, a partir de regressão linear, avaliar definir os coeficientes da equação 1. Na Figura 2, reproduzimos os resultados de Tenchov (1998).

Para avaliar o parâmetro V_{sh} , é possível utilizar os perfis de potencial espontâneo (SP) ou o perfil GR (Dewan, 1983; Ellis and Singer, 2007). Vários modelos empíricos para estimativa da argilosidade usando o perfil GR são usados na prática (Larionov, 1969; Clavier et al., 1971). Segundo Larionov (1969), a estimativa da argilosidade V_{clay} para rochas do Terciário (i.e., sedimentos recentes) pode ser calculada usando (Dewan, 1983; Ellis and Singer, 2007; Nery, 2013)

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

O parâmetro IGR, que representa a *índice de raios gama*, é relacionado por:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{log,min}}{GR_{log,max} - GR_{log,min}}, \quad (3)$$

e GR_{log} é o registro do perfil de raios gama naturais a uma dada profundidade. Considerando o mesmo inter-

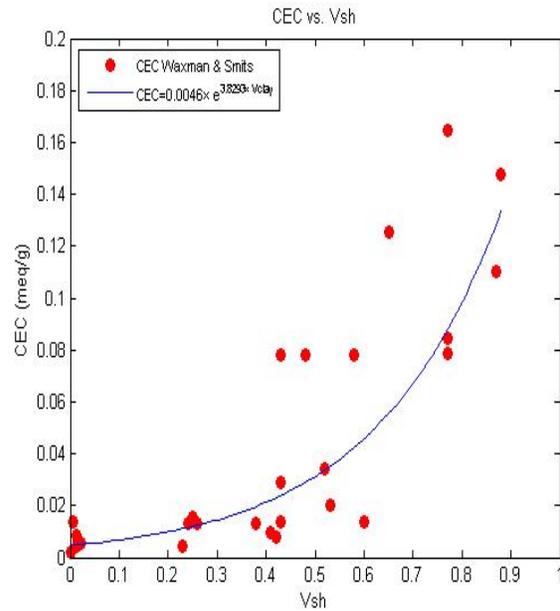


Figure 2: Relação da CEC (Cation Exchange Capacity) com o o volume de argila (V_{sh}), para os dados fornecidos por Waxman and Smits (1968) e Tenchov (1998).

valo sedimentar, $GR_{log,max}$ e $GR_{log,min}$ denotam, respectivamente, as leituras máxima e mínima do perfil GR. Note que em Castro et al. (2014) encontramos um estudo que resulta no uso da equação 2 como a mais apropriada para estimativa de argilosidade nos sedimentos turbidíticos do reservatório Namorado. Então, considerando o uso modelo empírico para estimativa da CTC na equação 1, construiremos perfis de CTC para um dado poço estudado. Em seguida, executaremos a classificação de argilas partindo do pressuposto que cada tipo de argila possui intervalos característicos de CTC – vide a Tabela na Figura 3. Esta simples metodologia é aplicada a seguir usando os perfis GR dos poços NA01 e NA02, que atravessam os sedimentos do reservatório Namorado.

Mineral	CEC (meq/100g)	ρ (g/cm ³)
Esmectita	40-150	2,12
Ilita	10-40	2,52
Clorita	5-10	2,76
Caulinita	0-5	2,41

Figure 3: Intervalos típicos de CTC (i.e, CEC – Cation Exchange Capacity) para argilo-minerais. Dados compilados de Asquith (1990) e Ellis and Singer (2007); ρ é a densidade do mineral.

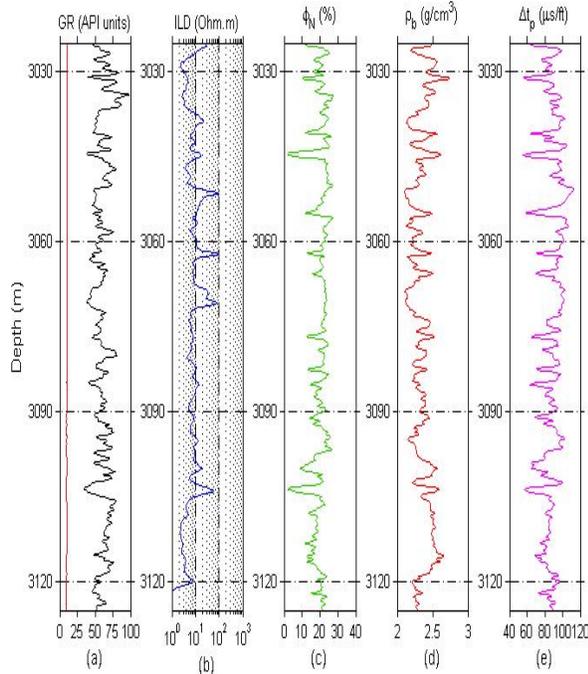


Figure 4: Perfis geofísicos do poço NA01. (a) Perfil de Caliper (curva em vermelho) e GR. (b) Perfil de resistividade (ILD). (c) Perfil de porosidade de nêutrons (PHIN). (d) Perfil de densidade (RHOB). (e) Perfil sônico (Δt_p).

RESULTADOS

O conjunto de perfis geofísicos dos poços NA01 e NA02, que atravessam o reservatório Namorado, estão representados nas Figuras 4 e 6; os resultados da aplicação da metodologia descrita acima nos perfis GR de ambos os poços são exibidos nas Figuras 5 e 7. Observamos que em ambos os poços há um predomínio de caulinita, com presença de lâminas de illita e clorita no topo de cada intervalo sedimentar em questão (Figuras 5 e 7). Uma possível explicação para a presença de caulinita em maior quantidade é que a composição mineralógica dos turbiditos do reservatório Namorado consiste em quartzo, calcita, K-feldspato, plagioclásio e argilo-mineais (Anjos, 1986). Ainda, segundo análises efetuadas por Keller (1978) usando um microscópio de varredura eletrônica, concluímos que a dissolução do feldspato pode gerar, entre outros, a caulinita como produto, processo conhecido por caulinitização do feldspato. Ademais, observamos que a caulinita não mostra nenhuma relação de aumento ou diminuição com a profundidade, uma vez que está presente em quase todo o intervalo investigado. Lâminas de illita e clorita ocorrem em pequena quantidade na parte superior desse intervalo.

No poço NA01, a illita ocorre a uma profundidade de 3034 m, e clorita entre 3035 e 3036 m. No poço NA02, a illita ocorre a uma profundidade de 3003 m; a clorita é observada entre 3012 e 3015 m, e entre 3020 e 3022

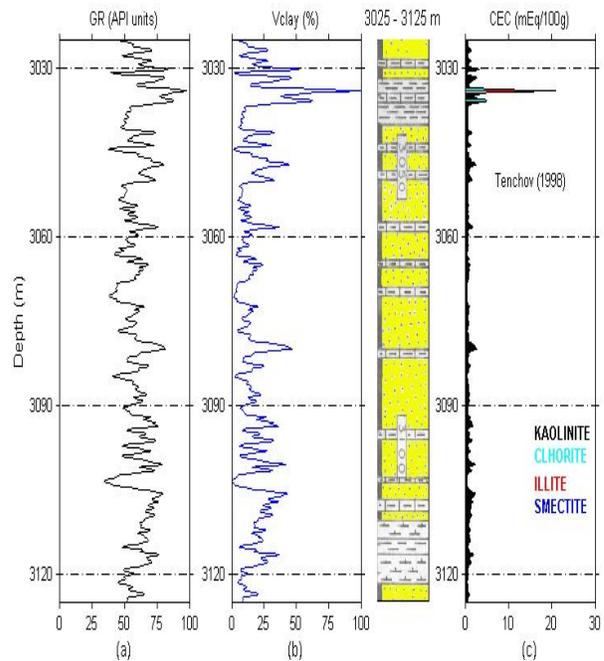


Figure 5: Tipificação de argilas no intervalo sedimentar atravessado pelo poço NA01. (a) Perfil GR. (b) Perfil de argilosidade. (c) Perfil de CTC, mostrando a distribuição dos tipos de argila. A coluna litológica do poço mostra os intervalos produtores do arenito Namorado.

m. Comparando os resultados da classificação das argilas com a litologia do poço NA01, observamos que as lâminas de clorita e illita coincidem com o folhelho presente na parte superior do intervalo – vide coluna litológica do poço NA01 na Figura 5. A ausência da esmectita é notável em ambos os poços. Segundo Anjos (1986) fatores como temperatura e presença de componentes detríticos que forneçam K^+ e Al_3^+ podem contribuir para a transformação da esmectita em illita. Chang et al. (1986) também reportou a transformação de esmectita em clorita como resposta ao aumento da profundidade de soterramento.

DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

A partir da estimativa de perfis de capacidade de troca catiônica usando o modelo empírico de Tenchov (1998), realizamos uma classificação de argilas presentes no intervalo sedimentar turbidítico correspondente ao reservatório Namorado, Bacia de Campos. Observamos que a classificação dos tipos de argila, segundo a tabela na Figura 3, revelou um predomínio de caulinita tanto no poço NA01 quanto no poço NA02, com presença de lâminas de illita e clorita na parte superior do intervalo sedimentar. Não foram identificadas esmectitas nos poços analisados. Ressalta-se que a abundância de caulinita na Bacia de Campos também já havia sido notada em Anjos (1986). Uma vez que não foi constatada

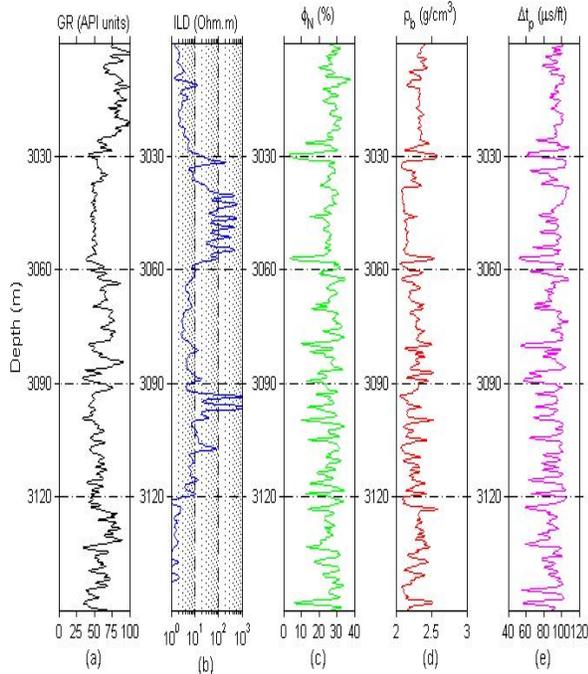


Figure 6: Perfis geofísicos do poço NA02. (a) Perfil GR. (b) Perfil de resistividade (ILD). (c) Perfil de porosidade de nêutrons (PHIN). (d) Perfil de densidade (RHOB). (e) Perfil sônico (Δt_p).

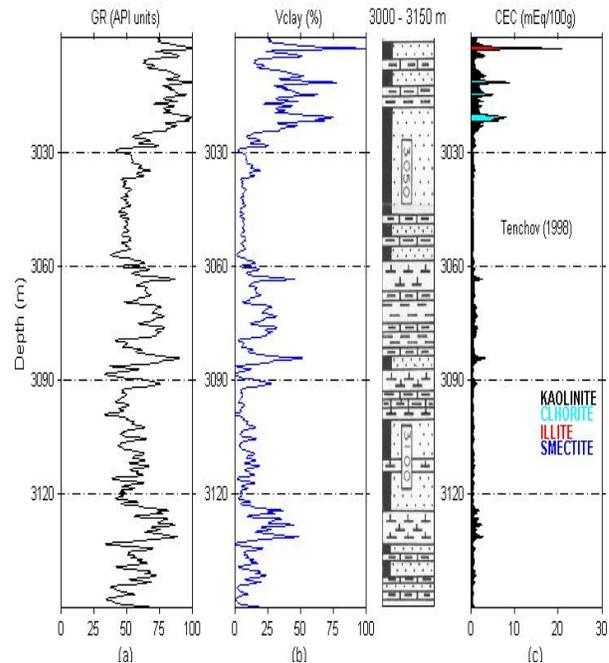


Figure 7: Tipificação de argilas no intervalo sedimentar atravessado pelo poço NA02. (a) Perfil GR. (b) Perfil de argilosidade. (c) Perfil de CTC, mostrando a distribuição dos tipos de argila. A coluna litológica do poço mostra os intervalos produtores do arenito Namorado.

a presença de esmectita, inferimos que a influência dos minerais de argila no reservatório é menos significativa, já que, segundo Anjos (1986), a esmectita é o tipo de argila que mais afeta as propriedades petrofísicas desse tipo de rocha, principalmente a permeabilidade e a resistividade elétrica.

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). Os resultados preliminares aqui apresentados são parte integrante da dissertação de Monique L. Silva, estudante do Curso de PG em Geofísica do Observatório Nacional, Ministério da Ciência, Tecnologia & Inovação.

REFERENCES

Anjos, S. M., 1986, Absence of clay diagenesis in cretaceous-tertiary marine shales, campos basin, brazil: *Clays and Clay Minerals*, **34**, 424–434.

Asquith, G. B., 1990, Log evaluation of shaly sandstones: A practical guide, Chapter 2: Nature of clay mineral and shale: *AAPG Special Volumes*, 9-13.

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 × modelos petrofísicos: Anais do VI Simpósio Brasileiro de Geofísica, 14-16 de Outubro, Porto Alegre, RS, CD-ROM.

Chang, H. K., Mackenzie, F. T., and Schoonmaker, J., 1986, Comparisons between the diagenesis of dioctahedral and trioctahedral smectite, brazilian offshore basins: *Clays and Clay Minerals*, **34**, 407–423.

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.

Fertl, W., and Chinlingarian, G., 1990, Type and distribution modes of clay minerals from well logging data: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 321-332.

Johnston, N., 1952, Role of clay in oil reservoirs: *Clays and Clay Minerals*, 306-313.

Keller, W. D., 1978, Kaolinization of feldspar as displayed in scanning electron micrographs: *Geology*, **6**, 184–188.

- Larionov, W. W., 1969, Borehole radiometry: Nedra (*In Russian*).
- Meneses, S. X., and Adams, T., 1990, Ocorrência de resistividades anômalas no campo de namorado, bacia de campos: Boletim de Geociências da Petrobras, **4**, 183–188.
- Nery, G. G., 2013, Perfilagem geofísica em poço aberto: Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo - INCT-GP, Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, RJ, 221 p.
- Ruhovets, N., and Fertl, W. H., 1982, Digital shaly sand analysis based on Waxman-Smits model and log-derived clay typing: *The Log Analyst*, 7-23.
- Stevanato, S., and Ribeiro, A. C., 2011, Análise petrofísica de reservatórios - Trabalho de Conclusão de Curso: UNICAMP, 74 p.
- Tenchov, G. G., 1998, Evaluation of electrical conductivity of shaly sands using the theory of mixtures: *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **21**, 263–271.
- Ussher, G., Harvey, C., Johnstone, R., and Anderson, E., 2000, Understanding the resistivities observed in geothermal systems: *Proceedings World Geothermal Congress*. Tohuko, Japan.
- Waxman, M. H., and Smits, L. J. M., 1968, Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands: *SPE Journal*, **243**, 107–122.