

Modelagem numérica de vagarosidades sônicas usando um modelo petrofísico

Thiago A. D. Moreira^{1*}, Jorge L. Martins², Thais M. de Castro¹, 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

In comparison to empirical models, petrophysical models are capable of predicting rock properties with less contamination by uncertainties. We investigate a petrophysical model for estimating the variation of P-wave sonic slownesses in clastic sedimentary rocks. The model incorporates contributions of the rock matrix (minerals, clay minerals and biogenetic material), porosity and fluid saturations as parameters of the dependency. Numerical investigation using specific models for hypothetical sandstone reservoirs indicates consistency and robustness in the predictions of P-wave sonic slownesses of clastic sediments.

INTRODUÇÃO

A caracterização petrofísica de um reservatório de petróleo e gás é fundamental na definição dos procedimentos técnicos a serem implementados para o aumento da produção. Os resultados obtidos ao longo da caracterização são potencialmente relevantes para minimização das incertezas na locação de poços produtores adicionais, conduzindo ao aumento da produção.

A caracterização de reservatórios é executada primordialmente através de perfis geofísicos de poços (Ellis and Singer, 2007). As anomalias registradas pelas ferramentas de perfuração são estudadas ao longo de um fluxo de interpretação e processamento de perfis, fornecendo propriedades físicas adicionais relevantes ao desenvolvimento do campo. É possível, por exemplo, construir um perfil de impedância acústica a partir do perfil de vagarosidades sônicas de ondas compressoriais e do perfil de litodensidades. Sem o perfil de impedância acústica torna-se impossível a construção de sismogramas sintéticos, usados na calibração de dados sísmicos (Yilmaz, 2001). A interpretação das zonas sedimentares selantes e porosas, efetuada com o perfil de raios gama é outro exemplo de produto obtido ao longo do fluxo de interpretação e processamento de perfis. Usando-se uma relação empírica adequada, os registros no perfil

de raios gama permitem estimar a argilosidade dos sedimentos (Larionov, 1969).

Os modelos empíricos incorporados aos *softwares* de interpretação e processamento de perfis superestimam propriedades petrofísicas. Portanto, tem-se observado na literatura uma busca por modelos petrofísicos para fins de predição de propriedades petrofísicas menos contaminados por incertezas. Nesse sentido, apresentamos neste trabalho um modelo petrofísico geral para descrever a variação das vagarosidades sônicas (Δt) de rochas sedimentares multiminerálicas, porosas e com algum grau de saturação de fluidos. O modelo mostra explicitamente que os parâmetros da dependência são aqueles definidos na literatura (Wyllie et al., 1958): (1) composição mineralógica; (2) porosidade; e (3) saturação de fluidos. Na matriz da rocha, consideramos os grãos minerais e as argilas, além de um termo que incorpora a provável presença de matéria orgânica. Os testes numéricos com modelos petrofísicos específicos para arenitos limpos e argilosos, mono- e bimineralicos, saturados com água e/ou óleo revelam a capacidade de prever satisfatoriamente valores práticos de vagarosidade sônica para aquelas litologias.

METODOLOGIA

O modelo petrofísico que descreve a variação das vagarosidades sônicas (*ondas compressoriais*) em litologias clásticas incorpora as contribuições individuais dos principais componentes sólidos e fluidos presentes na rocha. Conforme descrito na literatura, i.e., Wyllie et al. (1958) e Schön (1996), grãos minerais, (i.e., feldspato, quartzo, calcita e dolomita), argilas e matéria orgânica constituem a porção sólida da rocha, e água, óleo e gás são os componentes fluidos. Note que o cimento litológico, geralmente carbonático, está incluído na porção tipificada como "grão mineral". Assim, usando o "modelo conceitual de camadas paralelas" (Schön, 1996), o modelo petrofísico para vagarosidade sônica é dado por:

$$\langle \Delta t \rangle = \langle \Delta t_{ma} \rangle + \langle \Delta t_{clay} \rangle + \langle \Delta t_{mo} \rangle + \langle \Delta t_f \rangle. \quad (1)$$

A contribuição dos constituintes sólidos e fluidos estão representados, respectivamente, por $\langle \Delta t_{ma} \rangle + \langle \Delta t_{clay} \rangle + \langle \Delta t_{mo} \rangle$ e pelo termo $\langle \Delta t_f \rangle$; e $\langle \bullet \rangle$ denota valor médio. Na equação 1 a contribuição global das vagarosidades sônicas dos principais constituintes minerais da matriz, $\langle \Delta t_{ma} \rangle$, é dada por:

$$\langle \Delta t_{ma} \rangle = (1 - V_{clay,t} - V_{mo,t} - \phi_e) \times \left[\frac{1}{V_{ma,t}} \sum_{i=1}^{n_{ma}} V_{ma,i} \Delta t_{ma,i} \right], \quad (2)$$

onde ϕ_e é a porosidade efetiva; $V_{ma,i}$ e $\Delta t_{ma,i}$ representam a fração volumétrica e a vagarosidade sônica, respectivamente, do i -ésimo constituinte mineralógico ($i = 1, 2, \dots, n_{ma}$). O total da fração volumétrica dos constituintes mineralógicos, da fração volumétrica de argila e da fração volumétrica de matéria orgânica, são dados por: $V_{ma,t} = \sum_{i=1}^{n_{ma}} V_{ma,i}$, $V_{clay,t} = \sum_{j=1}^{n_{clay}} V_{clay,j}$ e $V_{mo,t} = \sum_{k=1}^{n_{mo}} V_{mo,k}$, respectivamente. O termo $V_{clay,j}$ é a fração volumétrica do j -ésimo componente argiloso ($j = 1, 2, \dots, n_{clay}$), e $V_{mo,k}$, a fração volumétrica do k -ésimo componente orgânico ($k = 1, 2, \dots, n_{mo}$). A contribuição total da média das vagarosidades sônicas das argilas, é dada por:

$$\langle \Delta t_{clay} \rangle = \sum_{j=1}^{n_{clay}} V_{clay,j} \Delta t_{clay,j}, \quad (3)$$

onde $clay \equiv$ argila e/ou silte. Definimos a contribuição total da média das vagarosidades sônicas dos componentes orgânicos por:

$$\langle \Delta t_{mo} \rangle = \sum_{k=1}^{n_{mo}} V_{mo,k} \Delta t_{mo,k}, \quad (4)$$

e a contribuição total da média das vagarosidades sônicas dos fluidos nos espaços porosos da rocha por:

$$\langle \Delta t_f \rangle = \phi_e \sum_{n=1}^{n_f} S_{f,n} \Delta t_{f,n}, \quad (5)$$

em que $S_{f,n}$ e $\Delta t_{f,n}$ denotam a saturação e a vagarosidade sônica, respectivamente, da n -ésima fase fluida ($n = 1, 2, \dots, n_f$). Se representarmos a fração volumétrica total de fluidos por $V_{f,t}$ e assumirmos os poros 100% saturados, teremos $V_{f,t} \equiv \phi_e$. Conseqüentemente, $V_{ma,t} + V_{clay,t} + V_{mo,t} + V_{f,t} = 1$.

O modelo petrofísico na equação 1 permite calcular a vagarosidade sônica de rochas clásticas, mono- ou poliminerálicas, incorporando porosidade, argilosidade e saturação de fluidos. Apresentamos a seguir modelos petrofísicos específicos para o estudo numérico da variação das vagarosidades sônicas em rochas sedimentares clásticas.

1) Arenitos limpos monomineralógicos

Consideremos um arenito limpo, livre de matéria orgânica, e com 100% de saturação de água: $V_{clay,t} = V_{mo,t} = 0$, $S_w = 1$ e $\phi_e \equiv \phi_t$. A equação 1 então se reduz a

$$\Delta t = (1 - \phi_t) \Delta t_{ma} + \phi_t \Delta t_w, \quad (6)$$

onde Δt_{ma} e Δt_w denotam as vagarosidades sônicas do grão mineral predominante na matriz e da água contida nos poros da rocha, respectivamente. A partir da equação 6 obtemos $\phi_t = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_w - \Delta t_{ma})$, que é comumente usada na estimativa da porosidade total a partir do perfil sônico (Dewan, 1983). Os registros da ferramenta de perfilagem sônica são representados por Δt ; $\Delta t_w \approx 185 \mu s/ft$ é o valor adotado para a vagarosidade sônica da lama de perfuração contendo sal diluído.

Para sedimentos clásticos, $\Delta t_{ma} = \Delta t_{qtz} = 55.50 \mu s/ft$ (i.e., a vagarosidade sônica do quartzo). Quando duas fases fluidas estão presentes (por exemplo, água e óleo), modelo para a vagarosidade sônica evolui para:

$$\Delta t = (1 - \phi_t) \Delta t_{ma} + \phi_t (S_w \Delta t_w + S_o \Delta t_o), \quad (7)$$

onde S_w e $S_o = 1 - S_w$ são as saturações de água e de óleo, respectivamente.

2) Arenitos argilosos monomineralógicos

No caso de um arenito argiloso ($V_{clay,t} = V_{clay}$), sem matéria orgânica ($V_{mo,t} = 0$) e com 100% de saturação de água ($S_w = 1$), escrevemos:

$$\Delta t = (1 - V_{clay} - \phi_e) \Delta t_{ma} + V_{clay} \Delta t_{clay} + \phi_e \Delta t_w, \quad (8)$$

onde ϕ_e é porosidade efetiva, pois estamos assumindo que os minerais de argila obstruem as conexões entre os poros (Dewan, 1983). Como a argilosidade V_{clay} é estimada na prática (Larionov, 1969), podemos escrever: $\phi_e = \phi_t - V_{clay} [(\Delta t_{clay} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_w - \Delta t_{ma})]$, que é a equação usada para estimativa da porosidade efetiva a partir do perfil sônico. O termo Δt_{clay} é a vagarosidade sônica no ponto de folhelho do intervalo sedimentar sob investigação (Dewan, 1983). Segundo Ellis & Singer (2007), a predominância do argilo-mineral illita em rochas sedimentares clásticas é notória, i.e., $\Delta t_{clay} = 47.20 \mu s/ft$. Considerando a rocha saturada com duas fases fluidas (i.e., saturação de água, S_w , e de óleo, S_o), o modelo petrofísico correspondente será

$$\Delta t = (1 - V_{clay} - \phi_e) \Delta t_{ma} + V_{clay} \Delta t_{clay} + \phi_e (S_w \Delta t_w + S_o \Delta t_o). \quad (9)$$

Neste trabalho, adotamos para a vagarosidade sônica do óleo o seguinte valor: $\Delta t_o = 234.50 \mu s/ft$.

3) Arenitos limpos bimineralógicos

A derivação do modelo petrofísico que descreve a vagarosidade sônica de um arenito limpo bimineralógico requer a descrição dos grãos minerais predominantes na matriz e das suas respectivas frações volumétricas. Ou seja: as frações volumétricas $V_{ma,i}$ e as vagarosidades sônicas $\Delta t_{ma,i}$ devem ser definidas a priori. Seja então uma litologia porosa limpa, cuja matriz é composta por quartzo e feldspato, e com saturação de água S_w . Nesse caso particular, a equação 1 evolui para:

$$\Delta t = (1 - \phi_t) \frac{V_{qtz} \Delta t_{qtz} + V_{fpt} \Delta t_{fpt}}{V_{qtz} + V_{fpt}} + \phi_t S_w \Delta t_w. \quad (10)$$

Os termos $\Delta t_{qtz} = 55.50 \mu s/ft$ e $\Delta t_{fpt} = 69 \mu s/ft$ são as vagarosidades sônicas do quartzo e do feldspato, respectivamente. Note que as frações volumétricas V_{qtz} e V_{fpt} refletem os pesos das contribuições de cada grão mineral. Semelhantemente, o modelo para a vagarosidade sônica de um arenito limpo bimineralógico será:

$$\Delta t = (1 - \phi_t) \frac{V_{qtz} \Delta t_{qtz} + V_{fpt} \Delta t_{fpt}}{V_{qtz} + V_{fpt}} + \phi_t (S_w \Delta t_w + S_o \Delta t_o), \quad (11)$$

caso consideremos água e óleo preenchendo os poros da rocha.

4) Arenitos argilosos bimineralógicos

Especificando o modelo petrofísico para as vagarosidades sônicas de um arenito bimineralógico, contendo quartzo e feldspato, e com argila preenchendo uma fração da matriz, teremos:

$$\Delta t = (1 - V_{clay} - \phi_e) \frac{V_{qtz} \Delta t_{qtz} + V_{fpt} \Delta t_{fpt}}{V_{qtz} + V_{fpt}} + V_{clay} \Delta t_{clay} + \phi_e S_w \Delta t_w, \quad (12)$$

onde assumimos apenas água saturando os poros da rocha. As quantidades V_{clay} e Δt_{clay} denotam a fração volumétrica e a vagarosidade sônica da argila. Incorporando o óleo como uma fase fluida adicional presente na rocha, escrevemos:

$$\Delta t = (1 - V_{clay} - \phi_e) \frac{V_{qtz} \Delta t_{qtz} + V_{fpt} \Delta t_{fpt}}{V_{qtz} + V_{fpt}} + V_{clay} \Delta t_{clay} + \phi_e (S_w \Delta t_w + S_o \Delta t_o). \quad (13)$$

Os modelos petrofísicos especificados nas equações acima permitem uma investigação numérica da variação das vagarosidades sônicas em rochas reservatórios de petróleo e gás. A consistência numérica dos modelos é analisada a seguir, a partir de resultados obtidos usando os mesmos critérios de Magalhães & Martins (2008).

RESULTADOS

Nos testes numéricos a seguir analisamos os resultados dos modelos petrofísicos para a descrição da vagarosidade sônica em arenitos limpos e argilosos, mono- e bimineralógicos. Assumimos os valores práticos para os parâmetros das respectivas dependências apresentados no texto próximo às equações dos modelos petrofísicos correspondentes. Onde se aplica, levamos em conta a argilosidade associada à presença de illita.

Usamos os modelos especificados nas equações 6, 7, 8 e 9, para investigar a variação das vagarosidades sônicas em arenitos, limpos e argilosos, monomineralógicos e saturados a 100% com uma e duas fases fluidas. Adotamos o quartzo como o grão mineral predominante, construindo o gráfico em que Δt varia com a Δt_{ma} . Os resultados da modelagem podem ser observados nas Figuras 1 e 2, para os seguintes valores de porosidade: 10, 20, 30 e 40%.

Os resultados numéricos dos modelos petrofísicos para a variação das vagarosidades sônicas em arenitos limpos e argilosos, bimineralógicos e 100% de saturação (somente com água ou com água e óleo), são mostrados nas Figuras 3 e 4. Adotamos quartzo e feldspato como os dois minerais presentes na matriz, de tal forma que, na Figura 3: (1) $V_{qtz} = 90\%$ e $V_{fpt} = 10\%$, para o arenito limpo, e (2) $V_{qtz} = 50\%$, $V_{fpt} = 20\%$ e $V_{clay} = 30\%$, para o arenito argiloso. Na Figura 4, estudamos apenas um arenito argiloso bimineralógico saturado com água e óleo, variando $V_{clay} = 10, 20, 30$ e 40% e assumindo

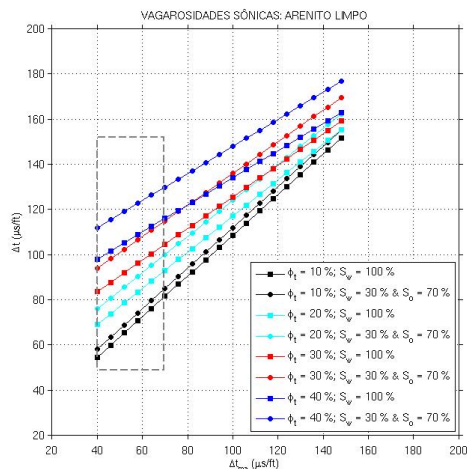


Figura 1: Arenito *limpo* monomineralógico 100% saturado com água (eq. 6 – quadrados) e com água e óleo (eq. 7 – círculos). De cima para baixo, $\phi_t = 40, 30, 20$ e 10% , respectivamente.

$V_{qtz} = 50\%$ e $V_{fpt} = 20\%$. Portanto, para construir os gráficos da Figura 3, usamos os modelos petrofísicos representados pelas equações 10, 11, 12 e 13. Para as variações de vagarosidade sônica mostradas na Figura 4, usamos apenas a equação 13. Note que, assumindo predominância de dois minerais na matriz da rocha e fixando a argilosidade, optamos por investigar a variação de Δt com a porosidade.

Assim como em Magalhães and Martins (2008), todos gráficos revelam a influência da porosidade em nos modelos estudados. Um aumento da porosidade acarreta um aumento acentuado das vagarosidades sônicas (i.e.,

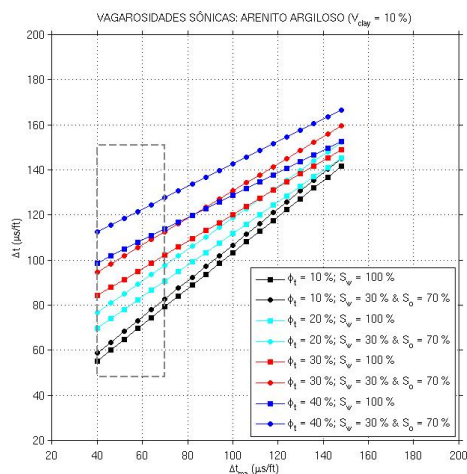


Figura 2: Arenito *argiloso* monomineralógico 100% saturado com água (eq. 8 – quadrados) e com água e óleo (eq. 9 – círculos). De cima para baixo, $\phi_t = 40, 30, 20$ e 10% , respectivamente.

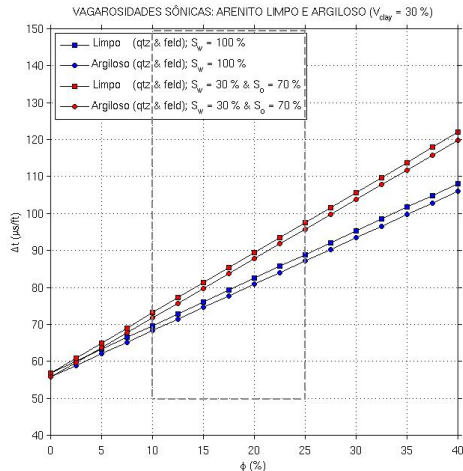


Figura 3: Arenito *limpo* e *argiloso*, bimineralico, 100% saturado. Quadrados: modelos para arenitos limpos saturados com água e com água e óleo (eqs. 10 e 11, respectivamente). Círculos: modelos para arenitos argilosos com água e com água e óleo (eqs. 12 e 13, respectivamente).

diminuição das velocidades). A saturação de fluidos também tem sua contribuição no aumento das vagarosidades sônicas, mas de forma bastante suave em comparação com o aumento da porosidade, independente de tratarmos rochas mono- ou bimineralicas (vide Figuras 1, 2 e 3). Outro parâmetro que influencia as vagarosidades sônicas é a argilosidade. Um aumento desse parâmetro provoca um decréscimo moderado nas vagarosidades sônicas (Figura 4), i.e., aumento das velocidades de ondas compressoriais. As figuras mostram também valores improváveis para Δt . Embora descrevam a variação das varagoridades sônicas, os modelos petrofísicos que utilizamos fornecem valores inaceitáveis para Δt em rochas sedimentares. Por conta dessa particularidade, destacamos uma 'janela de validade' dos modelos adotados para descrever Δt . Consideramos os seguintes intervalos práticos para os parâmetros da dependência dos modelos estudados: $40 \mu\text{s}/\text{ft} \leq \Delta t_{\text{ma}} \leq 70 \mu\text{s}/\text{ft}$, $50 \mu\text{s}/\text{ft} \leq \Delta t \leq 150 \mu\text{s}/\text{ft}$ e $10\% \leq \phi \leq 25\%$.

DISCUSSÃO E CONCLUSÕES

Composição mineralógica, porosidade e saturação de fluidos são fatores que influenciam quaisquer registros petrofísicos. Assim como no trabalho de Magalhães & Martins (2008), que estudaram modelos petrofísicos para a densidade efetiva, tais fatores também exercem influência nas vagarosidades sônicas. As simulações numéricas aqui apresentadas, para arenitos mono- e bimineralicos, confirmam a dependência daqueles parâmetros. Destaca-se que, além da porosidade, a influência da argilosidade, mesmo se considerada em frações volumétricas baixas, provoca um decréscimo perceptível no valor da vagarosidade sônica da rocha. Portanto, os modelos petrofísicos utilizados dizem satisfatori-

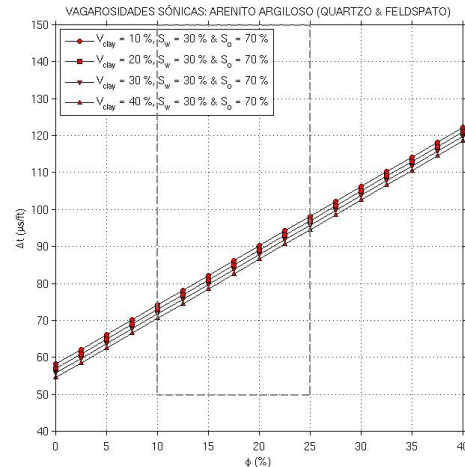


Figura 4: Arenito *argiloso*, bimineralico. Variação da argilosidade: $V_{\text{clay}} = 10, 20, 30$ e 40% . Uso do modelo petrofísico na eq. 13 (arenitos argilosos 100% saturados com água e óleo).

amente a vagarosidade sônica de rochas reservatórios dentro dos intervalos observados em situações reais.

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

- 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*).
- Magalhães, M. F., and Martins, J. L., 2008, Modelagem numérica da densidade efetiva de reservatórios de petróleo e gás: III Simpósio Brasileiro de Geofísica, Belém (Sessão Poster: Petrofísica - P10).
- Schön, J. H., 1996, Physical properties of rocks: Fundamentals and principles of petrophysics: Pergamon.
- 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., 2001, Seismic data analysis: Society of Exploration Geophysicists, Tulsa.