



Modelo híbrido de predição de velocidade cisalhante utilizando dados de poço

Matias C. de Sousa* (Universidade Federal do Pará, Brasil), José J. S. de Figueiredo (Universidade Federal do Pará, Brasil & INCT-GP, Brasil) e Carolina B. da Silva (Universidade Federal do Pará, Brasil)

Copyright 2017, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, held in Rio de Janeiro, Brazil, 31 July to 3 August 2017.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 15th 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

Empirical observations are common alternatives used to provide a better understanding of how the rock properties are related among them, and even predict those that are difficult to measure *in situ*. In this work, we present a hybrid approach to estimate shear-wave velocity in brine-saturated composite lithologies modified from Greenberg-Castagna method. Combining local linear regressions with a fluid substitution analysis (Gassman equation) we obtained good estimates of V_s when lithology and saturation information are available. We applied our methodology on a set of well log data from the North Sea region.

Introdução

O panorama da interpretação sísmica quantitativa compreende diversas questões relacionadas a parâmetros mensuráveis e sua interação em modelos físicos de rocha, os quais possibilitam caracterizar reservatórios de forma consistente ao associar propriedades petrofísicas aos parâmetros sísmicos fundamentais: V_p , V_s e ρ . Dentre as velocidades elásticas, a cisalhante deve ser tratada com mais rigor, em razão do registro de onda S em perfilagem geofísica ainda ser um tanto questionável, como aponta Cheng (2015). Historicamente, a confiabilidade das medidas de vagarosidade da onda S sofre com certas restrições: a detecção de ondas refratadas com fontes monopulares é limitada a formações em que V_s é maior que V_p do fluido de perfuração; a natureza dispersiva das ondas flexurais (fontes dipolares); e medidas em determinadas formações são afetadas fortemente pela anisotropia, especialmente em poços direcionais.

Dados de poço de onda S em muitos casos são de baixa qualidade, irregulares ou até mesmo não são adquiridos, principalmente em poços antigos, por causa das limitações citadas. A alternativa mais viável para solucionar a falta de informação de velocidade cisalhante é avaliar modelos físicos que permitam prevê-la com base em outros parâmetros mais confiáveis, como relações entre V_p e V_s . Existem diversos modelos dessa natureza já estudados e que são muito úteis à indústria do petróleo (Dvorkin and Mavko, 2014), como o desenvolvido por Greenberg and Castagna (1992), que se vale de equações empíricas estabelecidas para

determinados componentes monominerálicos e da teoria de Biot-Gassmann (Biot, 1956; Gassmann, 1951) para estimar V_s em formações saturadas com salmoura. Para assegurar que estas equações sejam mais confiáveis quando aplicadas em áreas diferentes das quais foram originalmente observadas é de interesse calcular os coeficientes de regressão em dados locais, o que geralmente corrobora este método (Pinheiro, 2005).

Por apresentar tanto caráter empírico como natureza teórica, a relação de Greenberg-Castagna (Greenberg and Castagna, 1992) na realidade se vale de uma modelagem híbrida, seguindo uma linha de pensamento mais característica da engenharia, porém uma ferramenta robusta em termos de física de rocha (Avseth et al., 2005). Neste trabalho utilizamos dados do Campo de Norne para calibrar as equações empíricas de acordo com as litologias predominantes na região (reservatório de arenito e formações argilosas), levando em conta também o fundamento teórico do modelo, que considera os fluidos de formação como critério de aplicabilidade.

Metodologia

Greenberg and Castagna (1992) apresentaram um modelo que estima V_s a partir de relações lineares de V_p avaliadas para rochas monominerálicas saturadas com salmoura, utilizando os coeficientes apresentados na Tabela 1, os quais satisfazem a expressão (1).

$$V_s = \frac{1}{2} \left\{ \left[\sum_{i=1}^L X_i \sum_{j=0}^{N_i} a_{ij} V_p^j \right] + \left[\sum_{i=1}^L X_i \left(\sum_{j=0}^{N_i} a_{ij} V_p^j \right)^{-1} \right]^{-1} \right\}, \quad (1)$$

no qual L é o número de componentes monominerálicos, X_i é a fração volumétrica do i -ésimo componente, a_{ij} são os coeficientes da regressão empírica, N_i é o grau do polinômio para o i -ésimo constituinte litológico, e V_p^j e V_s são a velocidade compressional e a velocidade cisalhante (em km/s), respectivamente.

Tabela 1: Coeficientes de regressão de V_s apresentados por Castagna et al. (1993).

Litologia	a_{i2}	a_{i1}	a_{i0}	R^2
Arenito	0	0.80416	-0.85588	0.98352
Calcário	-0.05508	1.01677	-1.03049	0.99096
Dolomita	0	0.58321	-0.07775	0.87444
Folhelho	0	0.76969	-0.86735	0.97939

Em razão destas equações empíricas serem efetivas somente na condição de saturação com 100% de salmoura, para obter o perfil de V_s a partir de V_p na condição *in situ* é necessário recorrer a substituição de fluidos. O procedimento original do método envolve

realizar diversas iterações partindo de suposições de V_p em salmoura até alcançar uma convergência significativa, assegurando assim a qualidade da estimativa de V_s . A abordagem híbrida estudada neste trabalho consiste em uma alternativa para inverter a velocidade cisalhante a partir da compressional utilizando uma aproximação da relação de [Gassmann \(1951\)](#), evitando o processo iterativo.

Um aspecto teórico que antecede a simulação da troca de fluidos é a construção de um modelo petrofísico que descreva as propriedades de cada constituinte da rocha, os quais se resumem em matriz mineralógica e conteúdo de fluidos. A seguir descrevemos brevemente algumas ferramentas da teoria de meios efetivos utilizadas para determinar tais propriedades, principalmente os parâmetros elásticos.

Modelando as propriedades da rocha

Na prática, ter conhecimento da fração volumétrica e das propriedades de cada constituinte da rocha é suficiente para avaliar com certo grau de confiança a resposta efetiva de um dado meio poroso. O conceito de limites elásticos trata exatamente da análise quantitativa das propriedades de misturas de diferentes materiais, descrevendo domínios a serem satisfeitos pelas possíveis combinações de minerais e fluidos. Os modelos mais simples para estabelecer os limites de propriedades da rocha são os de [Voigt \(1910\)](#) e [Reuss \(1929\)](#), descritos pelas equações

$$M_V = \sum_{i=1}^n M_i f_i, \quad (2)$$

e

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^n \frac{f_i}{M_i}, \quad (3)$$

em que f_i e M_i são, respectivamente, a fração volumétrica e a propriedade do i -ésimo constituinte.

Em termos de módulos elásticos, a relação de [Voigt \(1910\)](#) representa o máximo de rigidez de uma dada mistura (condição de *iso-deformação*), enquanto o máximo de complacência é indicado pela relação de [Reuss \(1929\)](#) (condição de *iso-tensão*). Para estimar um dado parâmetro elástico utilizamos também uma simples média aritmética destes limites, conhecida por média de [Hill \(1963\)](#). Além destes, o modelo que adotamos para melhor delimitar a janela possível do módulo de incompressibilidade de uma mistura de dois materiais é descrito pela expressão:

$$K^{HS\pm} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)^{-1}} \quad (4)$$

no qual (K_1, μ_1) e (K_2, μ_2) são os pares de módulos de cada componente, e f_1 e f_2 as suas respectivas frações volumétricas. Trata-se dos limites de Hashin-Shtrikman ([Hashin and Shtrikman, 1963](#)), que são de grande utilidade para avaliar o comportamento de meios elásticos isotrópicos. O limite superior (HS^+) é definido quando a componente 1 é a de maior rigidez elástica, enquanto o inferior (HS^-) é obtido aplicando em 1 a componente menos rígida.

Usando transformações de [Gassmann para aprimorar a predição de \$V_s\$](#)

São dois os parâmetros elementares usados para estudar o comportamento elástico de uma rocha em diferentes composição de fluidos, os já mencionados módulos elásticos. A partir do trio de parâmetros sísmicos (V_p, V_s, ρ) são definidos os módulos de cisalhamento (μ) e incompressibilidade (K) da formação, descritos pelas equações

$$\mu = \rho V_s^2, \quad (5)$$

$$K = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right). \quad (6)$$

Para estimar as mudanças das velocidades sísmicas quando se altera o conteúdo dos poros é preciso conhecer ambas as velocidades em um condição inicial de saturação, a fim de aplicar a transformação de [Gassmann](#) com base nos módulos de incompressibilidade da rocha e de seus componentes (matriz e fluidos). No cenário em que apenas o perfil de V_p é regular, uma alternativa viável é se valer do módulo da onda compressional (M) para computar a mundaça de velocidade:

$$M = \rho V_p^2 = K + \frac{4}{3} \mu, \quad (7)$$

$$\frac{M_{sat}^{(1)}}{M_{min} - M_{sat}^{(1)}} - \frac{M_{fl}^{(1)}}{\phi(M_{min} - M_{fl}^{(1)})} = \frac{M_{dry}}{M_{min} - M_{dry}}$$

$$\frac{M_{dry}}{M_{min} - M_{dry}} = \frac{M_{sat}^{(2)}}{M_{min} - M_{sat}^{(2)}} - \frac{M_{fl}^{(2)}}{\phi(M_{min} - M_{fl}^{(2)})}, \quad (8)$$

no qual os índices (1) e (2) se referem a saturação de fluido inicial e final; e os subscritos *sat*, *dry*, *min* e *fl* indicam os módulos da rocha saturada, da rocha seca, da matriz mineral e do fluido, respectivamente.

De acordo com [Mavko et al. \(1995\)](#), a transformação aproximada (8) possibilita alcançar resultados similares a transformação original estabelecida por [Gassmann \(1951\)](#). Por meio desta relação é possível aplicar a média ponderada da relações empíricas de $V_p - V_s$ (1) na condição de saturação por salmoura sem necessitar da análise de convergência, tornando menos custosa a predição de V_s e sem perdas significativas de qualidade, tal qual os resultados obtidos neste trabalho.

Considerações sobre os dados de poço

O conjunto de dados utilizados para aplicar o modelo proposto foi adquirido na região do Mar do Norte, mais especificamente no campo de Norne na Noruega, dos quais foram usados os perfis de 3 poços apresentados nas Figuras 2, 3 e 4. Nessa área, entre as formações características das rochas-reservatório predomina um arenito limpo, intercalado por camadas mais argilosas. Para quantificar as frações de argila a partir do índice de GR pode ser usado as seguintes equações

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (9)$$

$$v_{sh} = 0.33(2^{(2I_{GR})} - 1), \quad (10)$$

$$v_{sa} = 1 - v_{sh}, \quad (11)$$

no qual GR_{max} e GR_{min} são os valores de máximo e mínimo avaliados a partir do perfil de raio gama natural (GR), e v_{sh} e v_{sa} equivalem a conteúdo de folhelho e fração de arenito. Ao longo das formações atravessadas em cada poço foi calculado primeiro o I_{GR} (índice de radioatividade) e, posteriormente, usada a relação de Larionov (1969), a qual pode ser aplicada em rochas antigas, como as de idade Jurássica encontradas em Norne.

Os perfis de velocidades sísmicas (em km/s) foram gerados indiretamente a partir dos perfis de vagarosidade sônica (em $\mu s/ft$), cuja conversão é realizada conforme a equação (12). A partir do perfil de vagarosidade compressional (Δt_p) também foi estimado o perfil de porosidade total (ϕ)

$$V = \frac{3.048}{\Delta t}, \quad (12)$$

$$\phi = \frac{\Delta t_p - \Delta t_{min}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{min}}, \quad (13)$$

no qual (Δt_{min}) e (Δt_{fl}) são os tempos de trânsito da matriz mineral e de fluido.

Com esse *background* teórico se torna possível construir perfis de V_s a partir de V_p nas condições locais, manipulando de forma concisa os dados de poço que indiquem as propriedades petrofísicas ou permitam avaliá-las de forma indireta. As constantes adotadas para computar todas as informações necessárias à modelagem proposta constam na Tabela 2. Na próxima seção apresentamos os resultados observados na aplicação desta metodologia.

Tabela 2: Parâmetros físicos adotados.

Componente	$\Delta t_p^{(1)}$	$\rho^{(2)}$	$K^{(3)}$	$\mu^{(3)}$
Quartzo	55	2.65	37	44
Argilominerais	89	2.58	21	7
Salmoura	185	1.1	3.2	0
Água	189	1	2.2	0
Óleo	230	0.85	0.8	0
Gás	920	0.2	0.02	0

(1): em $\mu s/ft$. (2): em g/cm^3 . (3): em GPa .

Resultados e Discussões

Os poços utilizados para realizar a estimativa de velocidade cisalhante foram denominados de Poço A, Poço B e Poço C. O primeiro apresenta a fração porosa preenchida predominantemente por água ao longo de todo o intervalo perfilado, e por este motivo foi adotado como referência para calibrar as relações empíricas de arenito e folhelho. Para aplicar regressões lineares neste poço foi preciso primeiro estimar as velocidades sísmicas na condição de 100% salmoura, e somente nesta etapa não utilizamos a transformação com módulo da onda P, pois o objetivo era obter o melhor ajuste possível para então testá-lo nos outros dois poços. O limite de Voigt (1910)

foi utilizado para estimar ρ_{fl} e o limite de Reuss (1929) para estimar K_{fl} , contabilizando a saturação de água (s_w) em ambos os casos. Além disso, o módulo da matriz (K_{min}) foi estimado usando a média Hill (1963). A Tabela 3 apresenta o resultado da calibragem: uma parábola para arenitos e uma reta para folhelhos. Como esperado, na Figura 1 nota-se que o modelo aplicado usando a relação local ajusta com mais eficiência velocidade estimada à velocidade medida. Esse bom ajuste reflete também os altos coeficientes de correlação (R^2) observados nas regressões com as amostras de cada litologia, que foram selecionadas de acordo com as frações de argila e quartzo na matriz da rocha.

Tabela 3: Coeficientes de regressão de V_s obtidos utilizando os perfis do Poço A.

Litologia	a_{i2}	a_{i1}	a_{i0}	R^2
Arenito	-0.0225	0.8568	-0.8110	0.977
Folhelho	0	0.7729	-0.7767	0.986

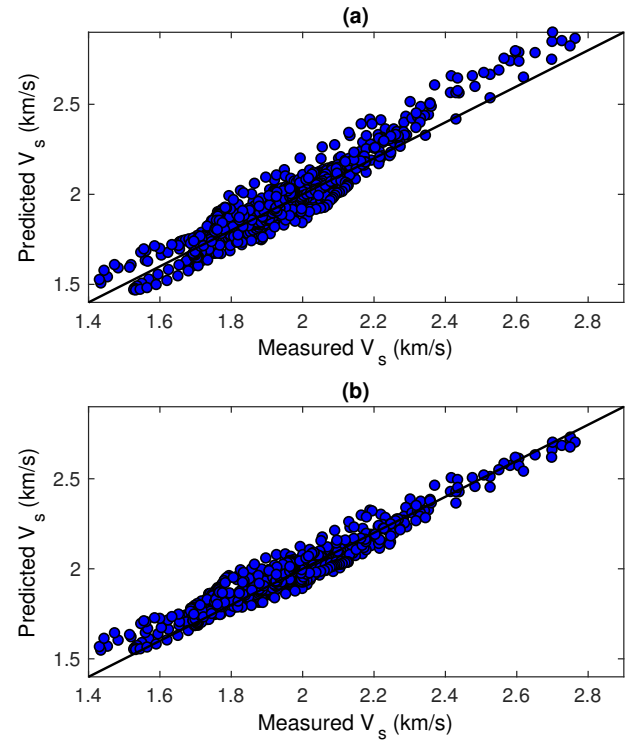


Figura 1: Predição de V_s : (a) aplicando a relação de Greenberg-Castagna; e (b) usando a relação calibrada.

Com base nas relações locais determinadas foi realizada a última etapa do trabalho, que consiste em verificar a qualidade destas quando aplicadas em conjunto com a substituição de fluidos avaliada por meio da aproximação (8), ou seja, analisamos quanto confiável é prever V_s a partir de V_p com este modelo híbrido. Para os poços-teste se estimou M_{min} , M_{fl} e ρ_{fl} usando os limites elásticos da mesma maneira que na etapa de calibragem, obtendo M_{sat} na situação de saturação por salmoura e calculando V_s por meio das definições dos módulos elásticos. Para verificar a coerência física das propriedades elásticas para a situação

inicial e final de saturação utilizamos os limites definidos pela equação (4), cujos gráficos de cada poço constam nas Figuras 5 e 6.

O módulo de incompressibilidade para o Poço B apresentou elementos fora dos limites definidos pelos pares *Quartzo-Água* e *Quartzo-Salmoura*, mas a maioria absoluta dos perfis nas duas condições de saturação estão espalhados dentro da região delimitada pelas curvas HS^+ e HS^- . No caso do Poço C, os resultados são ainda mais satisfatórios, exibindo um bom comportamento de K_{sat} das formações em que se simulou a troca de fluídos (óleo, água ou gás) por salmoura. Em termos de comparação, optou-se por gerar os perfis de velocidade cisalhante tanto com as equações empíricas de Castagna et al. (1993) como com os coeficientes de regressão local, obtendo as curvas apresentadas nas Figuras 7 e 8. Nota-se que a predição de V_s é razoável em ambos os casos, sendo mais precisa usando a relação local (perfis em vermelho). Em termos quantitativos, a *Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE)* de cada curva gerada indica que os modelos tem boa precisão até a primeira casa decimal de velocidade (em *km/s*), conforme consta na Tabela 4.

Tabela 4: Parâmetros de qualidade de predição do modelo estudado.

Poço	$RMSE_{GC}^{(1)}$	$RMSE_{RC}^{(2)}$
A	0.0563	0.0392
B	0.0715	0.0507
C	0.0770	0.0829

(1): Greenberg-Castagna. (2): Relação Calibrada.

Conclusões

Seja de natureza teórica, empírica ou heurística, diversos são os modelos físicos desenvolvidos com o intuito de construir alternativas para obter a informação da onda S a partir de parâmetros empíricos mensurados pela ferramenta de perfilagem. A relação $V_p - V_s$ é um parâmetro fundamental nesse contexto, pois esse atributo permite compreender melhor a dinâmica de um reservatório, descrevendo de aspectos litológicos à anisotropia do meio. A combinação do fator empírico com o aspecto teórico estudada neste trabalho, adaptando o modelo de Greenberg and Castagna (1992) (embora restrita a situação em que se tenha informações sobre litologia e saturação de fluídos) mostrou-se viável na estimativa da velocidade cisalhante. Até mesmo em melhores cenário em que é possível perfilar Δt_s (vagarosidade cisalhante), pode existir a necessidade de regularizar o dado de velocidade cisalhante. Dessa maneira, existe mais uma razão pela qual modelagens mostrada nesse trabalho ainda são indispensáveis para reduzir os riscos de interpretação sísmica ou petrofísica.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer à Faculdade de Geofísica e ao grupo PET (Ministério da Educação) da Faculdade de Geofísica da UFPA pelo apoio ao desenvolvimento deste trabalho. Também agradecemos à Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia (NTNU) por disponibilizar o conjunto de dados do campo de Norne.

Referências

- Avseth, P., T. Mukerji, and G. Mavko, 2005, Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk: Cambridge University Press.
- Biot, M. A., 1956, Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. i. low frequency range and ii. higher-frequency range: The Journal of the Acoustical Society of America, **28**, 168–191.
- Castagna, J. P., M. L. Batlze, and T. K. Kan., 1993, Rock physics: The link between rock properties and avo response, in *Offset-Dependent Reflectivity - Theory and Practice of AVO Analysis*: Society of Exploration Geophysicists, Investigations in Geophysics, No. 8, 135–171.
- Cheng, A. C. H., 2015, Can we ever trust the shear-wave log?: The Leading Edge, **34**, 278–284.
- Dvorkin, J., and G. Mavko, 2014, Vs predictors revisited: The Leading Edge, **33**, 288–296.
- Gassmann, F., 1951, Elastic waves through a packing of spheres: Geophysics, **16**, 673–685.
- Greenberg, M. L., and J. P. Castagna, 1992, Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications: Geophysical Prospecting, **40**, 195–209.
- Hashin, Z., and S. Shtrikman, 1963, A variational approach to the theory of the elastic behaviour of multiphase materials: Journal of Mechanics and Physics of Solids, **11**, 127–140.
- Hill, R., 1963, Elastic properties of reinforced solids: Some theoretical principles: Journal of Mechanics and Physics of Solids, **11**, 357–372.
- Larionov, W. W., 1969, Borehole radiometry: Nedra.
- Mavko, G., C. Chan, and T. Mukerji, 1995, Fluid substitution: Estimating changes in vp without knowing vs: Geophysics, **60**, 1750–1755.
- Pinheiro, J. E. F., 2005, Aprendendo a confiar em greenberg-castagna, in 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society; EXPOGEF, Salvador, Bahia, Brazil: SBGf, 18–23.
- Reuss, A., 1929, Berechnung der fließgrenze von mischkristallen auf grund der plastizitätsbedingung für einkristalle: Journal of Applied Mathematics and Mechanics, **9**, 49–58.
- Voigt, W., 1910, Lehrbuch der kristallphysik: B. G. Teubner.

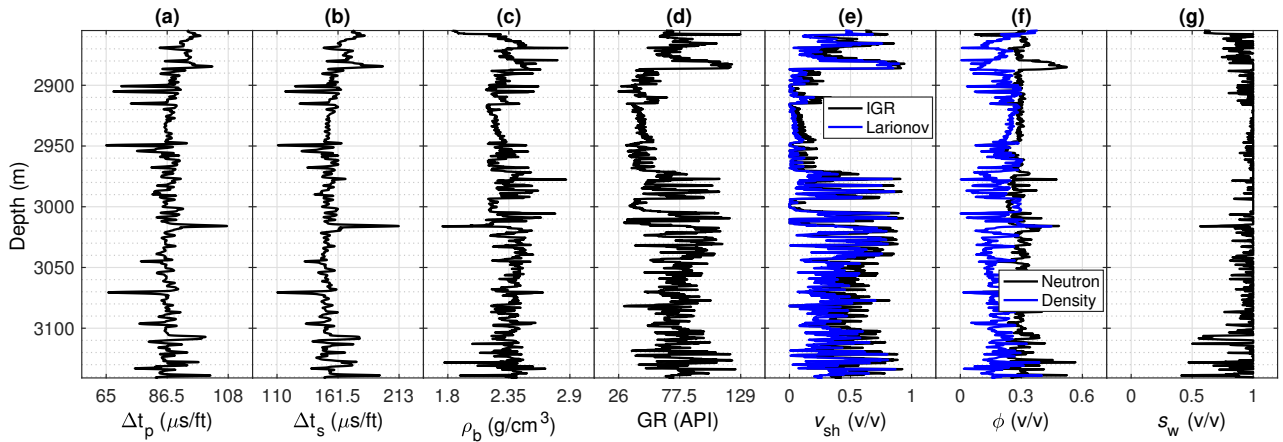


Figura 2: Perfis do Poço A: (a) vagarosidade da onda P; (b) vagarosidade da onda S; (c) densidade da formação; (d) raio gama natural; (e) argilosidade; (f) porosidade; e (g) saturação de água.

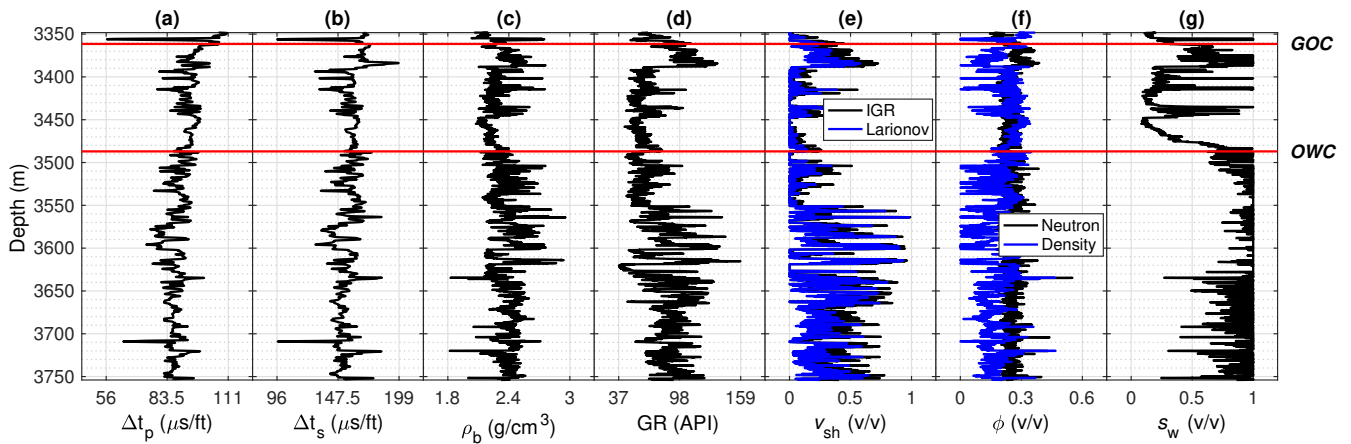


Figura 3: Perfis do Poço B: (a) vagarosidade da onda P; (b) vagarosidade da onda S; (c) densidade da formação; (d) raio gama natural; (e) argilosidade; (f) porosidade; e (g) saturação de água. GOC e OWC se referem às fronteiras gás-óleo e óleo-água, respectivamente.

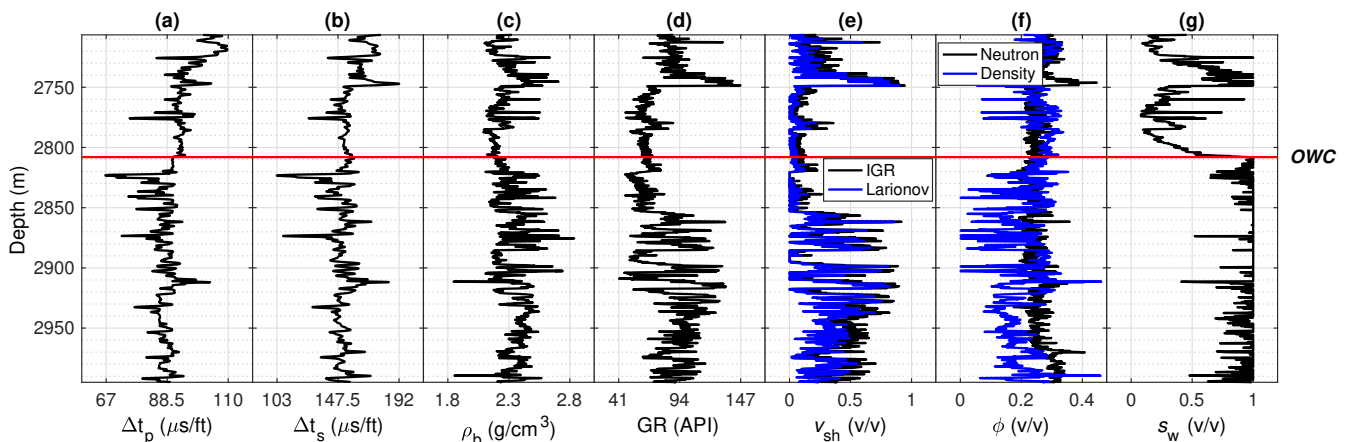


Figura 4: Perfis do Poço C: (a) vagarosidade da onda P; (b) vagarosidade da onda S; (c) densidade da formação; (d) raio gama natural; (e) argilosidade; (f) porosidade; e (g) saturação de água. (OWC: Contato Óleo-Água)

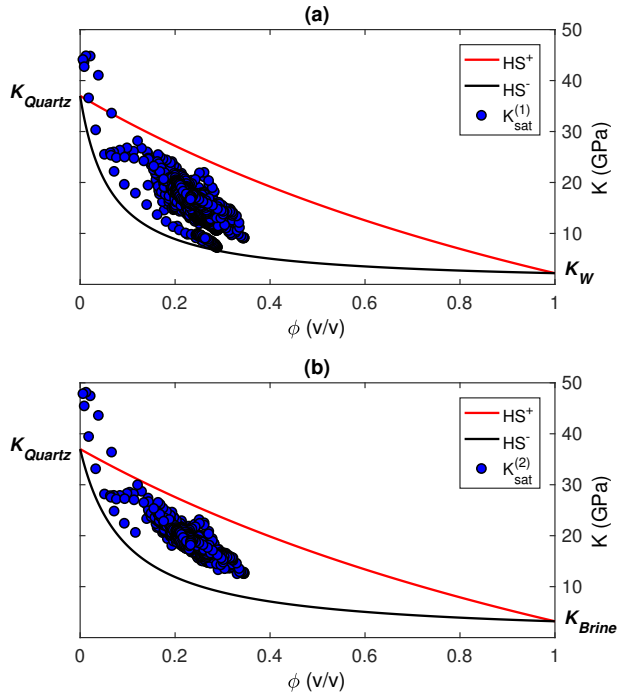


Figura 5: Comportamento do módulo de incompressibilidade no Poço B: (a) condição *in situ*; e (b) saturado com salmoura.

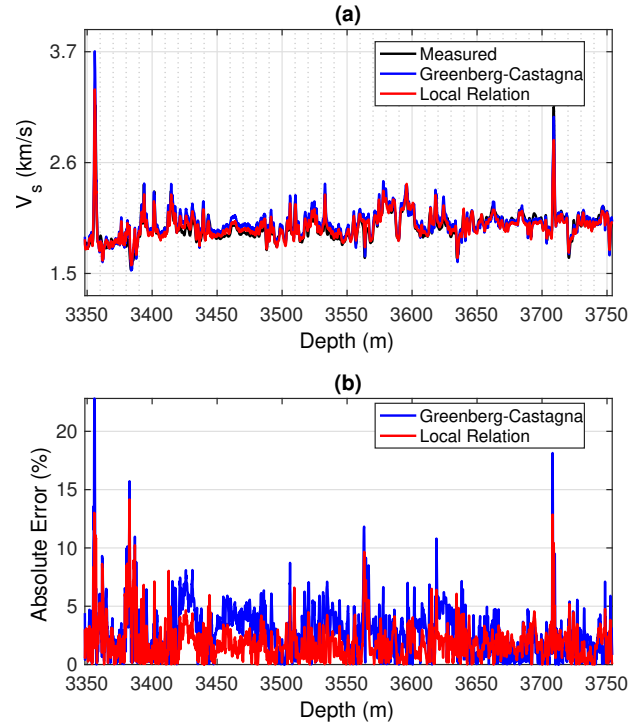


Figura 7: Aplicação do modelo no Poço B: (a) curvas de V_s ; e (b) erro percentual absoluto.

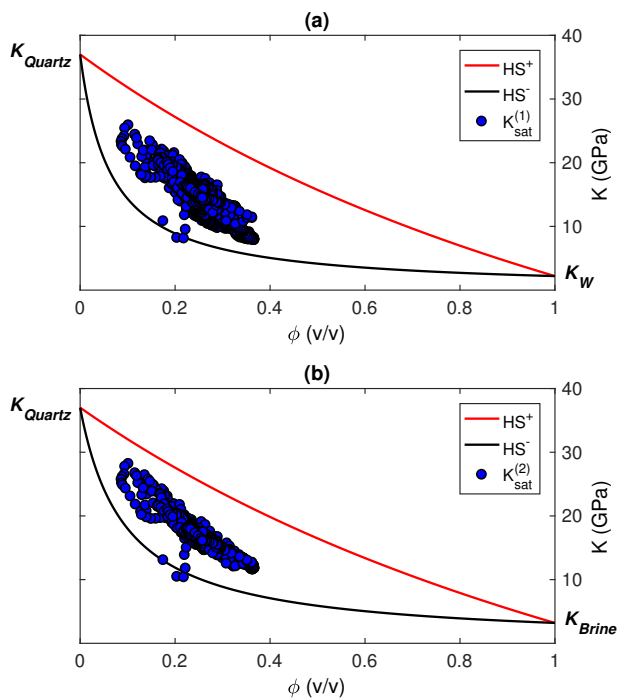


Figura 6: Comportamento do módulo de incompressibilidade no Poço C: (a) condição *in situ*; e (b) saturado com salmoura.

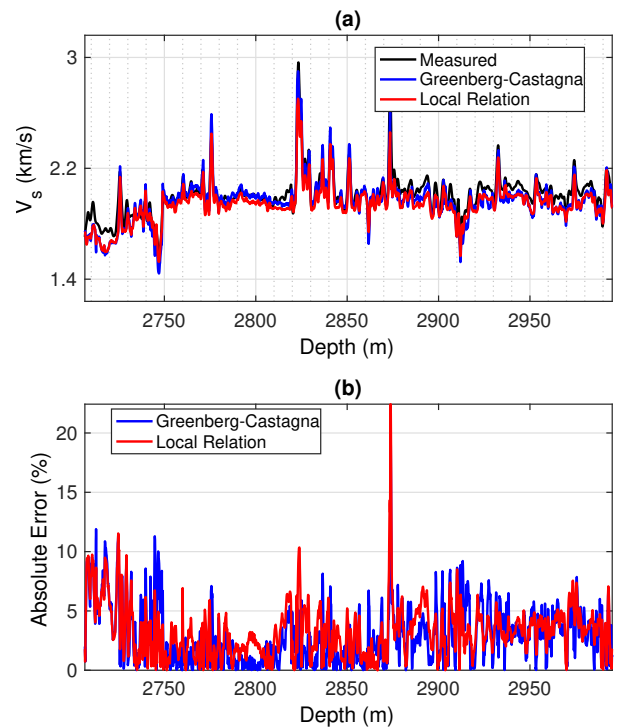


Figura 8: Aplicação do modelo no Poço C: (a) curvas de V_s ; e (b) erro percentual absoluto.