

Análise de teorias de substituição de fluidos em afloramentos oriundos do Nordeste brasileiro: uma abordagem petrofísica e ultrassônica.

Ana Alzira F. Trovão (UFPA), José Jadsom S. de Figueiredo (UFPA), José Agnelo Soares (UFCG), Wellington Barbosa de Sousa (UFCG) and Bruno Cavalcanti (UFCG), Brazil

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

Este trabalho propõem um estudo comparativo sobre a aplicação de teorias de substituição de fluido em reservatórios não convencionais do tipo carbonáticos. Mais especificamente, analisou-se os processos de substituição de fluido em amostras do tipo *core* de carbonatos (dentre tufas e calcários) oriundos de diferentes formações geológicas do Nordeste brasileiro, nas perspectivas de modelos convencionais de Biot (1956); Gassmann (1951) e não convencionais de Brown and Korringa (1975); Muller and Sahay (2013). Para isso, realizou-se medidas petrofísicas e ultrassônica nas rochas em estado seco e, posteriormente saturado, em condições laboratoriais controladas (pressão de confinamento, saturação e temperatura). Os resultados alcançados indicam que as estimativas obtidas pelo modelo teórico de Brown and Korringa (1975) se aproximam dos valores experimentais para amostras de calcário, enquanto que os modelos de Muller and Sahay (2013) e Gassmann (1951) apresentam melhores aproximações para as amostras de tufas. As estimativas via Biot (1956) apresentam valores de velocidades consideravelmente superestimados para todas as amostras de carbonatos, apresentando-se como o modelo teórico menos satisfatório.

Introdução

O aumento da eficiência na exploração de reservatórios de petróleo é consequência direta do melhor conhecimento das variáveis petrofísicas (permeabilidade, porosidade, densidade de grãos) e elásticas (módulos de rigidez elásticos) do meio. O domínio de tais propriedades permite a melhor compreensão dos mecanismos físicos que favorecem e desfavorecem o fluxo de fluido e a distribuição da saturação de hidrocarboneto em função do tempo de sua substituição por água.

Em reservatórios carbonáticos (litologia correspondente a cerca de 50% dos reservatórios de hidrocarbonetos atuais), tais propriedades apresentam grandes heterogeneidades que, muitas vezes, inferem em caracterizações errôneas do meio. Logo, o uso inadequado da aplicação de teorias de substituição de fluidos pode induzir a valores sub ou superestimados na estimativa dos módulos elásticos das rochas quando

estas se encontram saturadas.

Neste trabalho serão analisados, de maneira comparativas, diferentes modelos teóricos de substituição de fluidos - convencionais (Gassmann (1951); Biot (1956)) e não-convencionais (Brown and Korringa (1975); Muller and Sahay (2013)) - aplicados em litologias de reservatórios não convencionais do tipo carbonáticos. Especificamente, foram analisadas seis amostras de carbonato (tufas e calcários) e uma amostra de arenito (referência), submetidas a condições laboratoriais controladas (pressão, saturação e temperatura) afim de investigá-las do ponto de vista petrofísico e ultrassônico. Dessa forma, obteve-se as informações necessária para a realização da análise de substituição de fluido apresentadas a seguir.

Todo o procedimento experimental foi realizado no Laboratório de Petrofísica e Física de Rocha, da UFCG sob gerência do professor Dr. José Agnelo Soares.

Preparação das amostras

Cada amostra utilizada foi previamente preparada de forma a adaptá-las as exigências construtivas dos equipamentos laboratoriais, conforme ilustra a Figura 1. Inicialmente, foi realizada as etapas de serragem (em formato cilíndrico), retificação das extremidades e secagem das estruturas. Por fim, as amostras são medidas por um paquímetro digital e pesadas em uma balança de precisão semi-analítica (Figura 2).

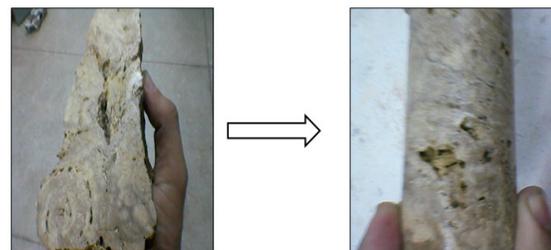


Figure 1: Preparação das amostras de carbonatos.

Determinação das Propriedades Petrofísicas

Inicou-se os ensaios laboratoriais com a determinação das propriedades de porosidade, permeabilidade e densidade de grão. Tais medidas foram realizadas com o auxílio do *matrix cup*, ilustrado na Figura 2.



Figure 2: a) Permporosímetro; b) Matrix cup; c) Balança semi-analítica (Gurjão et al., 2013).

Ensaios Elastodinâmicos

Nesta etapa, determinou-se os modos de vibração compressional (V_p) e cisalhantes (V_{s1} e V_{s2}), em níveis de frequência ultrassônica (500 MHz), sob condições controladas de temperatura, saturação e pressão. Basicamente, estima-se o tempo de trânsito de transmissão direta das ondas elásticas através do comprimento axial das amostras (Cavalcanti et al., 2013). Este procedimento foi realizado por meio do sistema Autolab500 (Figura).



Figure 3: Sistema Autolab500 da UFCG. Utilizado para mensurar as propriedades elásticas da rocha (Gurjão et al., 2013).

Conhecidos os parâmetros de velocidades e densidades, foram calculadas as propriedades elásticas como: módulo de incompressibilidade (K) e cisalhamento (G), razão de Poisson (ν) e módulo de Yong (E).

A partir destas informações, iniciou-se as simulações de substituição de fluido por meio dos modelos teóricos apresentados a seguir.

Equação de Gassmann (1951)

O modelo convencional de Gassmann (1951) é o mais comumente usado para análise de substituição de fluidos em meios de baixa frequência. Este relaciona os parâmetros petrofísicos da rocha com as propriedades do fluido, com intuito de estimar o módulo

de incompressibilidade da rocha saturada, partindo das informações da rocha em estado seco. Dentre suas condições de aplicabilidade, destacam-se: rocha monomineral, meios de baixa frequência, conectividade entre os poros.

A equação geral (1) estima a incompressibilidade da rocha em estado saturado (K_{sat}) apartir das relações entre a porosidade (ϕ); incompressibilidade da rocha em estado seco (K_{dry}), da matriz mineral (K_{min}) e dos fluidos inseridos (K_{fl}).

$$K_{sat} = K_{dry} + \left(\frac{1 - \frac{K_{dry}}{K_{min}}}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1 - \phi}{K_{min}} - \frac{K_{dry}}{K_{min}^2}} \right)^2 \quad (1)$$

Equação de Biot (1956)

O modelo convencional de Biot (1956) estende as formulações de Gassmann (1951) para meios de altas frequências, com base nas informações da rocha em estado seco. Além disso, leva-se em considerações a geometria do sistema de poros (adição do parâmetro de tortuosidade (4)), viscosidade do fluido saturante e efeitos do fluxo de fluido local (provocado pela variação do campo de pressão).

As velocidades compressonais (2) e cisalhantes (3) para Biot (1956) foram determinadas com base nas equações de Winkler (1985) para altas frequências, relacionando os parâmetros de densidade dos constituintes minerais (ρ_{min}), densidade de fluido (ρ_{fl}), módulo de cisalhamento da rocha (G) e tortuosidade (β).

$$V_p = \sqrt{\frac{A + [A^2 - 4B(PB - Q^2)]^{\frac{1}{2}}}{2B}} \quad (2)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{(1 - \phi)\rho_{min} + (1 - \frac{1}{\beta})\phi\rho_{fl}}} \quad (3)$$

sendo

$$\beta = \frac{R_s}{R_{fl}} \phi \quad (4)$$

onde R_s e R_{fl} são as resistividade (Ωm) do meio sólido e do fluido inserido, respectivamente.

Equação de Brown and Korringa (1975)

Trata-se de um modelo caracterizado como não-convencional, voltado para rochas heterogêneas e meios anisotrópicos, no qual se determina as mudanças elásticas do meio poroso (K_ϕ) ocasionadas pela presença de fluido nos poros (Mavko and Mukerji, 2013). Sua equação geral é decrita por 5.

$$\frac{K_{sat}}{K_{min} - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_{min} - K_{dry}} + \frac{K_\phi}{K_{min}} \frac{K_{fl}}{(\phi(K_\phi - K_{fl}))} \quad (5)$$

Equação de Muller and Sahay (2013)

O trabalho proposto por Muller and Sahay (2013) propõem observações das mudanças de propriedades poroelásticas ocorridas no meio, especialmente deformações no sistema de poro.

Trata-se de um modelo não-convencional, descrito por meio da chamada equação de perturbação de porosidade (6). Esta descreve os movimentos de interface dos poros demonstrando que as mudanças de porosidade são regidas por uma lei de tensão efetiva.

$$\eta - \eta_0 = -(1 - \eta_0) \frac{\alpha - \eta_0}{K_{dry}} (p^{-s} - np^f) \quad (6)$$

Sendo η, η_0 estado final (após a perturbação do meio) e inicial da porosidade, respectivamente; α , coeficiente de incompressibilidade de Biot; n , coeficiente de stress de porosidade; e p^{-s}, p^f , pressão do sólido e do fluido, respectivamente.

A incompressibilidade do meio saturado é descrito por:

$$K_{sat} = \frac{1}{\eta_0 K_\phi + (1 - \eta_0) K_{min}} \quad (7)$$

Cálculo das Velocidades

Calculadas as propriedades petrofísicas do meio e do fluido por meio dos modelos descritos, determinou-se as velocidades compressionais (8) e cisalhantes (9), pelas seguintes relações (Smith et al., 2003):

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}G}{\rho_b}} \quad (8)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho_b}} \quad (9)$$

Resultados

As Figuras 4 e 5 demonstram os registros das velocidades ultrassônicas em uma amostra de tufa e calcário, respectivamente, ambas em estado seco. As velocidades foram analisadas em função do tempo de amostragem do sistema e aumento da pressão de confinamento no qual as rochas foram submetidas durante as medições.

O ajuste das velocidades foi realizado por meio da razão entre as medidas de comprimento de cada *plug* pelo tempo de trânsito referente de cada onda.

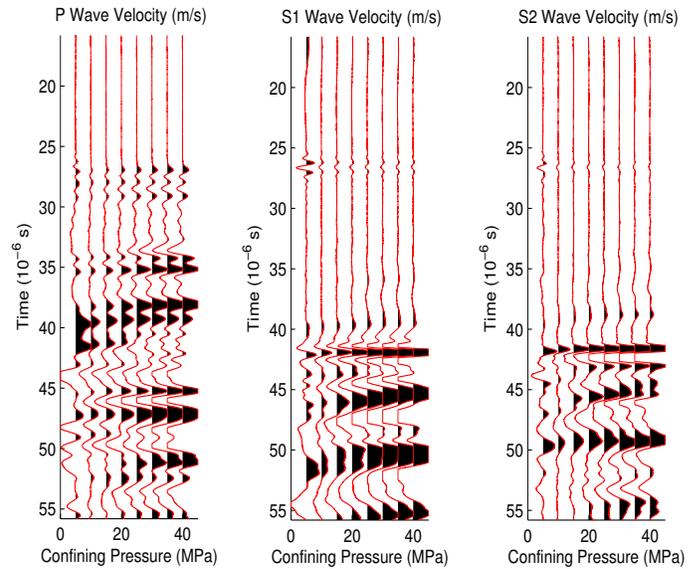


Figure 4: Registro ultrassônico coletado de uma amostra de tufa em estado seco.

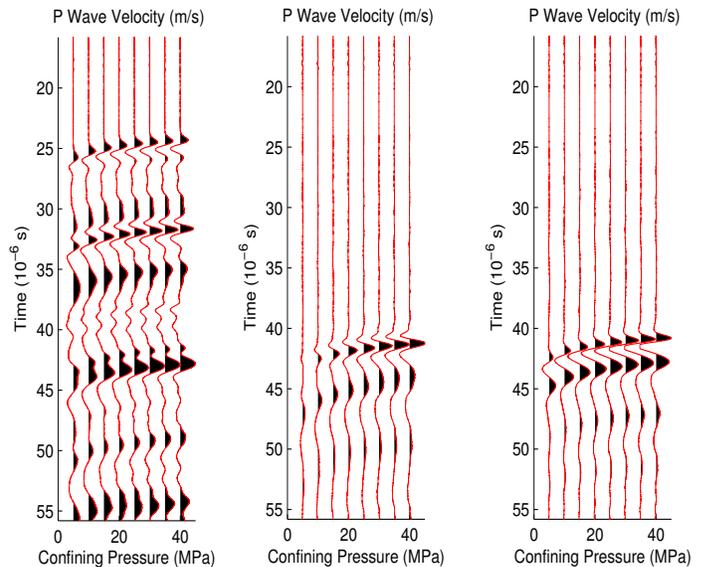


Figure 5: Registro ultrassônico coletado de uma amostra de calcário em estado seco.

As figuras 6 e 7 correlacionam o comportamento das velocidades estimadas em laboratório (as curvas vermelha e preta) analogamente aos cálculos dos modelo de substituição de fluido (curvas sólidas em verde, anil, amarelo e azul). As velocidades foram analisadas em função da pressão diferencial a que foram submetidas em laboratório, sendo, para estes casos, de 5 MPa à 35 MPa, com um incremento de 5 MPa a cada medida. Os cálculos foram realizados desconsiderando qualquer contaminação por argila. Tais curvas de velocidades (com excessão da curva vermelha) foram determinadas com base na velocidade da máxima saturação de água atingida

em laboratório, descrita pela curva sólida em preto.

Observando a Figura 6 (sistema aplicado em calcário de formação calcítica ($K_{min} = 76.2GPa$)) é possível perceber uma melhor aproximação da velocidade compressional descrita pelo modelo de Brown-Korringa (curva anil). As velocidades descritas pelos demais modelos atestam valores superestimados, embora descrevam um comportamento semelhante entre si. Para as velocidades cisalhantes, o comportamentos dos modelos de Muller-Sahay, Gassmann e Brown-Korringa apontam uma insensibilidade da onda pela presença do fluido, uma vez que seus valores são coesidentes aos associados à rocha em estado seco (curva vermelha). Já o modelo de Biot exprime valores de velocidades cisalhantes superestimados em relação aos demais modelos e às medidas laboratoriais de saturação (curva em preto).

A Figura 7 (sistema aplicado em tufa de matrix dolomítica ($K_{min} = 94.9GPa$)) aponta o modelo de Muller-Sahay como o mais preciso nas descrições das velocidades compressoniais, seguido pelo modelo de Gassmann. Já o modelo de Brown-Korringa descreve valores subestimados em relação à análise laboratorial para rocha saturada (curva em preto). Em relação as velocidades cisalhantes, os modelos de Gassmann, Brown-Korringa e Muller-Sahay apresentam o mesmo comportamento crescente, demonstrando um considerável efeito de saturação do meio. O modelo de Biot descreve velocidades altas e superestimadas em relação as medidas laboratoriais (curvas em preto), para todos os modos de vibração.

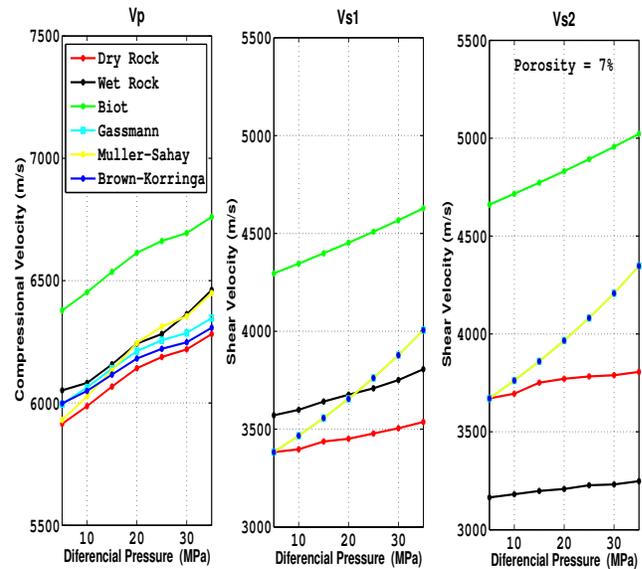


Figure 7: Velocidades compressoniais (primeira coluna) e cisalhantes (segunda e terceira coluna) em função da variação de pressão, na amostra de tufa. As curvas em vermelho e preto, representam as velocidades para a rocha seca e saturada, respectivamente. As demais curvas, descrevem as velocidades calculadas por meio dos modelos aplicados.

As figuras 8 e 9 expressam variações das velocidades compressoniais, descritas por meio dos modelos de Gassmann e Muller-Sahay, em função da pressão diferencial e aumento dos níveis de saturação de água. A Figura 8 demonstra um sistema de saturação aplicada em amostra de calcário, com formação calcítica e porosidade de 21%. Já a Figura 9 descreve um sistema de velocidades para uma amostra do tipo tufa, de matrix calcítica e porosidade de 12%.

Em ambos os casos constata-se uma saturação do tipo heterogênea, em função da não linealidade das curvas conforme os níveis de injeção de fluido.

Conclusões

Tendo por base os resultados obtidos pelas simulações, verificou-se que as teorias de substituição de fluidos utilizadas na presente análise apresentam resultados satisfatórios (valores teóricos) na maioria das amostras utilizadas neste trabalho. Observou-se que os parâmetros intrínsecos de cada meio (porosidade, permeabilidade, densidade de grãos, dentre outros) estão diretamente ligados a escolha e níveis de abrangência de cada modelo teórico.

Dentro dos limites de cada modelo, verificou-se que os resultados oriundos dos modelos não-convencionais, que levam em consideração a incompressibilidade do poro, mostraram-se mais precisos em comparação aos valores experimentais.

Para carbonatos complexos do tipo tufa, em especial, as descrições calculadas por Muller-Sahay denotam maior aproximação com os dados estimados de saturação. Já

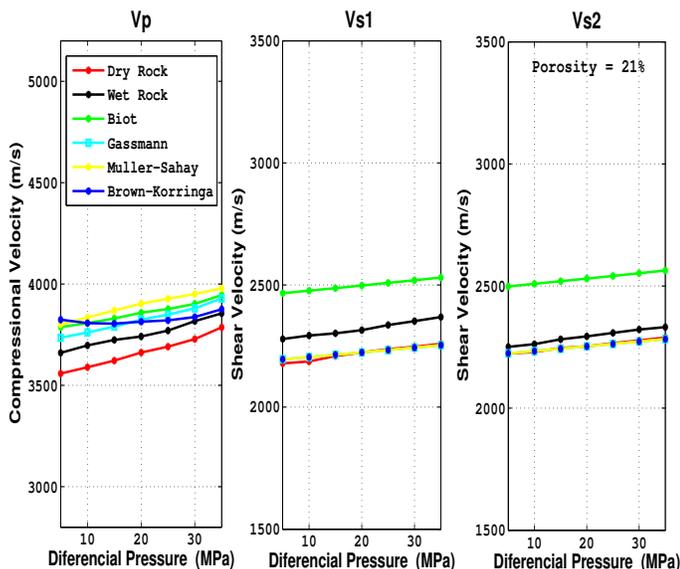


Figure 6: Velocidades compressoniais (primeira coluna) e cisalhantes (segunda e terceira coluna) em função da variação de pressão, na amostra de calcário. As curvas em vermelho e preto, descrevem as velocidades para a rocha em estado seco e saturado, respectivamente. As demais curvas, representam as velocidades alcançadas por meio dos modelos aplicados.

os cálculos do modelo de Brown-Korrington obteve melhor êxito em rochas calcárias.

Dentre os modelos convencionais, apenas as descrições de Gassmann apresentam velocidades coerentes em relação as estimativas laboratoriais, apesar de as características do meio violarem as condições exigidas pelo modelo. Isso pode demonstrar determinadas homogeneidades na disposições dos poros, bem como na distribuição do fluido em tais meios.

Já as velocidades descritas por Biot, não demonstram boas previsões uma vez que grande parte das velocidades obtidas superestimam consideravelmente as estimativas de saturação laboratorial. Este fato pode ser decorrente da falta de precisão nas medidas de resistividades do meio e do fluidos utilizados nas simulações e essenciais nos cálculos de parâmetros como tortuosidade, ligados diretamente aos cálculos das velocidades compressoriais e cisalhantes.

Agradecimentos

Os autores agradecem as instituições brasileiras UFPA; ANP-PRH06 e convênio PETROBRAS/UFPA TC 0050.0057323.10.9, pelos subsídidos às pesquisas realizadas. Ou autores também gostaria de agradecer ao CNPQ (proj: 459063/2014-6) pelo suporte financeiro. Em especial agradecemos Landro Araújo, Louis Tabosa e aos demais discentes que nos auxiliaram nas medidas no Laboratório de Petrofísica da UFPA.

References

- 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: *Acoust. soc.: The Journal of the Acoustical Society of America*, **28**, no. 2, 179–191.
- Brown, R. J. S., and Korrington, J., 1975, On the dependence of the elastic properties of a porous rock on the compressibility of the pore fluid: *Geophysics*, **40**, no. 4, 608–616.
- Cavalcanti, B., Soares, J., Freire, L., Sousa, W., and Tabosa, L., 2013, Análise petrofísica de carbonatos da formação jandaíra, bacia potiguar.: 13 International Congress of the Brazilian Geophysical Society - SBGf.
- Gassmann, F., 1951, Elastic waves through packing of spheres: *Geophysical Prospecting*, pages 673 – 685.
- Gurjão, K., Soares, J., Barbosa, J., Gomes, I., and Figueiredo, A., 2013, Petrophysics of carbonatic and evaporitic rocks from araripe basin: 13 International Congress of the Brazilian Geophysical Society - SBGf.
- Mavko, G., and Mukerji, T., 2013, Estimating brown-korrington constants for fluid substitution in multiminerale rocks: *Geophysics*, **78**, no. 3, L27–L35.
- Muller, T. M., and Sahay, P. N., 2013, Porosity perturbations and poroelastic compressibilities: *Geophysics*, **78**, no. 1, A7–A11.
- Smith, T. M., Sondergeld, C. H., and Rai, C. S., 2003, Gassmann fluid substitutions: a tutorial: *Geophysics*, **68**, no. 2, 398–405.

Winkler, K., 1985, Dispersion analysis of velocity and attenuation in berea sandstone: *Journal of Geophysical Research*, , no. 90, 6793–6800.

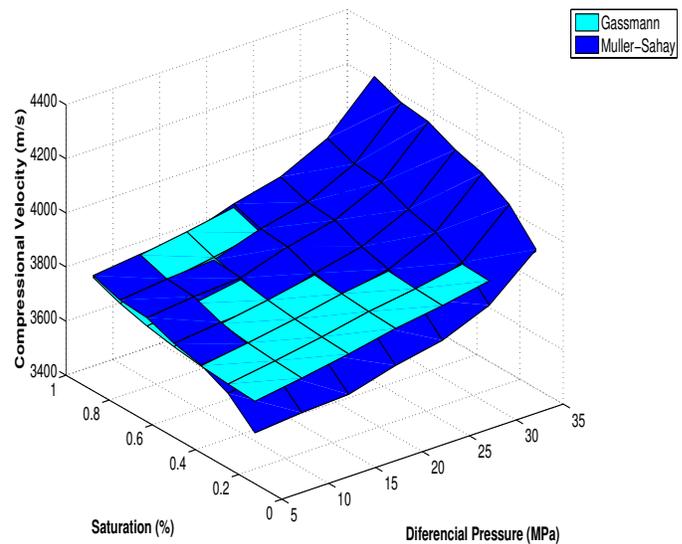


Figure 8: Gráfico de variação de velocidades em função da pressão diferencial e níveis de saturação de água, descritas pelos modelos de Gassmann (superfície azul) e Muller-Sahay (superfície em anil). Sistema aplicado à um calcário de composição calcítica ($K_{min} = 76.2\text{GPa}$); porosidade, 21%.

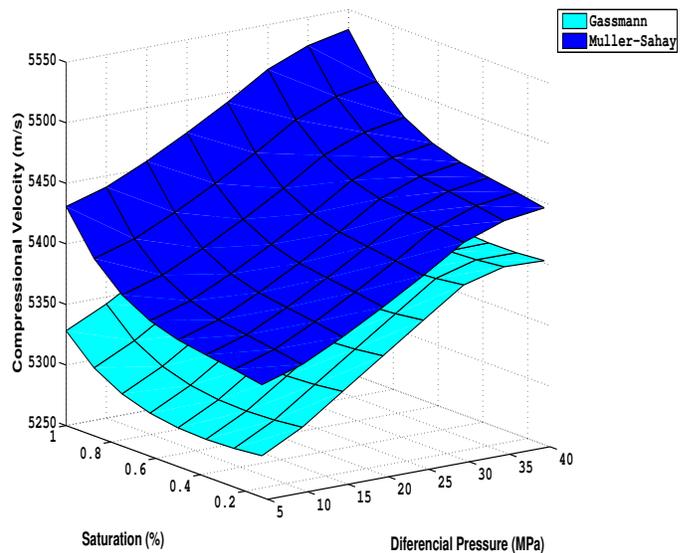


Figure 9: Curvas de velocidades em função da pressão de confinamento e saturação por água, obtidas por meio dos modelos de Gassmann (superfície azul) e Muller-Sahay (superfície em anil), aplicados em uma amostra de tufa de matrix calcítica ($K_{min} = 76.2$); porosidade, 12%.