



Modelagem Física de Rocha em carbonatos: análise do impacto da geometria de poros

Irineu de Azevedo Lima Neto, Roseane Marchezi Misságia, LENEP/UENF, Brasil

Copyright 2011, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 15-18, 2011.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 12th 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

Carbonate rocks generally assume heterogeneous pore system, characterized by vugs, molds, channels and fractures. Different pore shapes cause different incompressibility, which affect the elastic parameters and seismic sensibility. This paper proposes the use of Kuster-Toksöz model applied in Glorieta-Paddock carbonate reservoir at Vacuum field - New Mexico, aiming to characterize and classify the porous system, allowing the composition of a multiporous system: 1) spherical, 2) interparticle, and 3) cracks. Therefore, the seismic velocities of P and S waves were calculated with the bulk modulus, shear modulus and density conditions, to dry and fluids saturated rock. The results show that the shape pores upper Paddock under the influence of interparticle and cracks, reflected in lower incompressibility and rigidity of the rock, which potentiates the increase in seismic sensibility to the saturation of fluids, different from other formations that were under spheric or intergranular influences, which increases the rigidity of rock, reducing the seismic sensibility. In this sense, a brief comparison between Kuster-Toksöz and Gassmann models was held, discussing the effect of shape pore on the results, suggesting a better characterization of the rock by Kuster-Toksöz results.

Introdução

As propriedades físicas das rochas carbonáticas são alvos de pesquisas recentes, porque carbonatos representam as maiores reservas de óleo e gás mundiais. Logo, estas propriedades assumem um importante papel na caracterização e monitoramento do reservatório, pois correlacionam a resposta sísmica às propriedades da rocha, para a técnica *time-lapse* ou sísmica 4D (Jack, 1997).

Reservatórios carbonáticos geralmente assumem sistema de poros heterogêneo, caracterizado por vugs, moldes, canais e fraturas. Diferentes tipos de poros e porosidade implicam em variados módulos elásticos, e, por conseguinte, elevam os valores das velocidades das ondas sísmicas P (V_p) e S (V_s). Há de se considerar ainda, as propriedades dos fluidos presentes nos poros que, também causam mudanças no comportamento sísmico. Dessa forma, mineralogia, geometria de poros, porosidade, propriedades de fluido em saturação, temperatura e pressão são fatores chaves que influenciam as velocidades sísmicas de interesse (Wang, 1997). Alguns modelos teóricos existentes, aplicados às rochas siliciclásticas, por exemplo, Biot-Gassmann (Biot, 1956), em geral consideram a porosidade média na

matriz da rocha. Porém, em carbonatos, há a necessidade de proposição de modelos que melhor representem o sistema poroso, devido às heterogeneidades inerentes da diagênese.

O modelo Kuster-Toksöz (Kuster & Toksöz, 1974) leva em consideração o efeito da geometria do poro, porosidade e mineralogia da matriz rochosa, de todas as inclusões que contribuem para a previsão de V_p e V_s em carbonatos. Berryman (1995), Kumar & Han (2005), Wang et al. (2009), Xu & Payne (2009), Wang & Sun (2010) e Payne et al. (2010) atestam o uso do modelo de Kuster-Toksöz e, propõem metodologias que visam seu aprimoramento.

Neste trabalho, usamos o modelo Kuster-Toksöz para estimar os módulos de incompressibilidade e cisalhamento; e, densidade em condições de saturação. Também, buscamos aprimorar o entendimento para estimar V_p e V_s , e inversão de parâmetros elásticos, importantes para caracterização de reservatórios, incluindo comparações aplicadas pela teoria de Gassmann (Gassmann, 1951). Os dados para a área de estudo Glorieta-Paddock foram obtidos de Acuna (2000) e Gammer et al. (2004).

Metodologia

Anselmetti & Eberli (1999), Kumar & Han (2005) e Xu & Payne (2009), mostram que as rochas carbonáticas possuem três tipos de poros: intergranular, intercristalina e microporosidade. Para realizar a modelagem física de rocha é preciso: 1) Caracterizar e classificar a geometria de poros; 2) Definir o sistema de multiporosidade para o modelo Kuster-Toksöz, a fim de considerar combinações das geometrias de poro; 3) Calcular V_p e V_s com base na incompressibilidade (K), cisalhamento (μ) e densidade (ρ), para situação de saturação por fluido.

Campo Vacuum no Novo México – Glorieta-Paddock

A Fig.1 representa o mapa geológico da área sob estudo. O campo Vacuum, descoberto em 1929, tem seção sedimentar composta principalmente por carbonatos e evaporitos paleozóicos, acrescida pela produção acumulada por dolomitos Permianos de Grayberg e San Andreas. Também colaboram economicamente as duas formações posteriores a San Andreas, na sequência denominadas Glorieta e Paddock.

A formação Glorieta é caracterizada por arenitos dolomíticos naturalmente fraturados, com zonas porosas isoladas do tipo lenticular. Paddock é subdividido em porção superior e inferior. Na porção superior de Paddock há o predomínio de dolomito, com porosidade vugular e intercristalina. No entanto, em intervalos irregulares ocorrem calcários com porosidade vugular e móldica, que formam a principal área produtora. A porção inferior de Paddock é caracterizada por dolomito extremamente fraturado naturalmente.

Na Fig.2, são caracterizadas as amostras de rochas de Glorieta-Paddock, ressaltando a possibilidade de ocorrência de: 1) areia dolomítica em Glorieta, 2) calcário

de excelente porosidade e permeabilidade em Paddock superior, sendo que também poderá ocorrer dolomito com baixa porosidade e permeabilidade e, 3) dolomito fraturado em Paddock inferior.

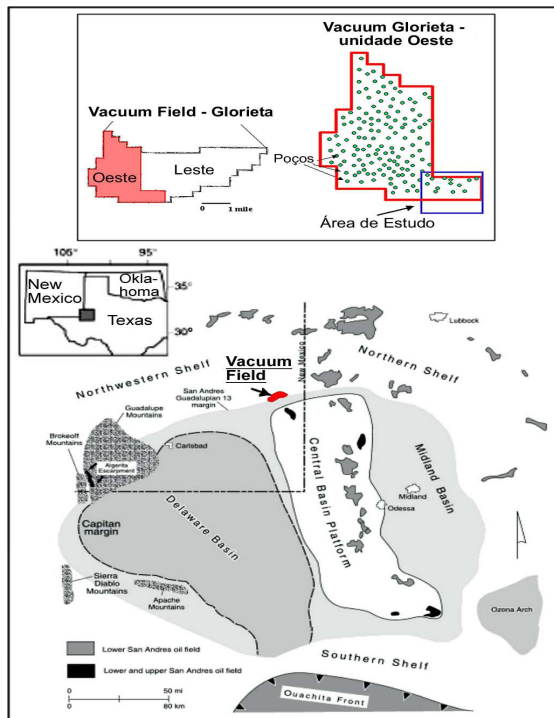


Fig. 1 - Mapa da região com localizações geológicas do campo Vacuum e províncias do Permiano: enfoque na unidade oeste – área de estudo em azul, campo Vacuum – Glorieta, unidade de operação Chevron Texaco desde 1992. Adaptado de Acuna (2000) e Gammer et al. (2004).

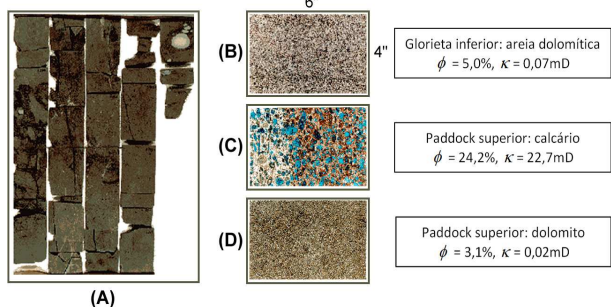


Fig. 2 - Amostras de rochas de Glorieta-Paddock: (A) ilustra elevada ocorrência de fraturas - dolomito em Paddock inferior; (B) areia dolomítica em Glorieta inferior; (C) calcário de excelente porosidade (em azul) e permeabilidade, correspondente à área produtora Paddock superior; (D) dolomito em Paddock superior, com porosidade e permeabilidade baixa, não caracterizando boa área produtiva. Adaptado de Acuna (2000).

Na área de concessão da Chevron Texaco, conforme a Fig. 1, foram estudados os perfis de cinco poços para estimativa média das propriedades elásticas e petrofísicas para cada camada considerada reservatório,

destacando: Glorieta, Paddock superior e Paddock inferior. Observou-se que no intervalo Paddock superior está o maior potencial de acumulação de fluidos do sistema reservatório. Assim, a Fig. 3 apresenta os perfis idealizados para a situação mineral; e, a Fig. 4 para rocha drenada, as quais serviram para aplicar os modelos de física de rocha. Ressalta-se o predomínio de rocha carbonática calcária para Paddock superior, caracterizando a principal zona de reservatório a ser estudada.

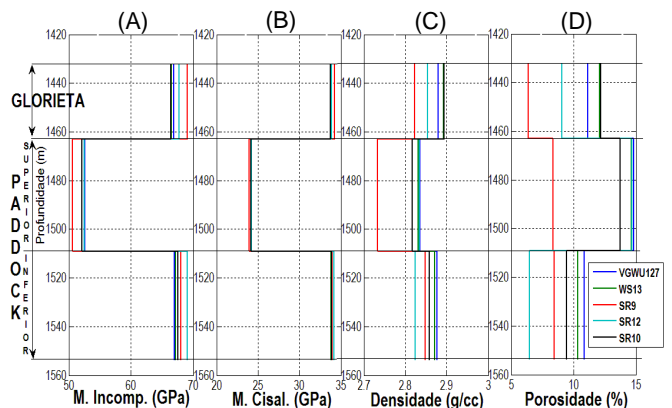


Fig. 3 – Propriedades elásticas e petrofísicas médias de acordo com dados de perfis para 5 poços, em destaque Glorieta-Paddock: (A) módulo de incompressibilidade mineral, (B) módulo de cisalhamento mineral, (C) densidade mineral, e (D) porosidade.

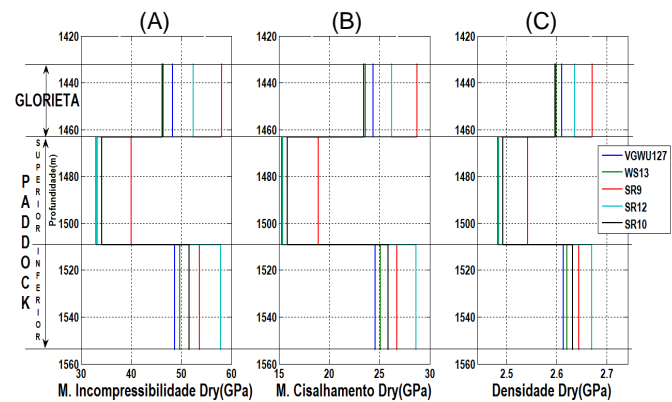


Fig. 4 – Cálculo de propriedades para rocha drenada, com base nos dados de perfis para 5 poços, ressaltando Glorieta-Paddock: (A) módulo de incompressibilidade, (B) módulo de cisalhamento, e (C) densidade.

Caracterização e classificação da geometria de poros em carbonatos

A textura de carbonatos está relacionada a processos diagenéticos, que induzem tipos de poros para a rocha carbonática (Moore, 1989). Usualmente, a textura em carbonatos é classificada conforme as proposições de Folk (1959) e Dunham (1962).

Para implementar o modelo Kuster-Toksöz é necessário prever a forma do volume poroso em carbonatos. Assim, com base em Kumar & Han (2005), Xu & Payne (2009) e Wang & Sun (2010), os dados de entrada de Glorieta-

Paddock, Figs. 3 e 4, foram analisados para uma classificação idealizada do tipo poroso. Basicamente, os autores sugerem três classes para o volume poroso em carbonatos limpos, com possibilidades de variação entre os tipos: 1) arredondados ou esféricos - representam a ocorrência de moldes, intraframes ou vugs, os quais tornam a rocha rígida, em caráter de poro basicamente intergranular; 2) interpartículas - de caráter intercrystalino; e 3) craqueados - representam microporosidades, com a ocorrência de fraturas em carbonatos pouco porosos, provenientes de processos complexos que resultam em porosidade secundária. A heterogeneidade média nos poros é expressa pela distribuição estatística dos coeficientes de forma de poro. Assim, α representa o coeficiente de geometria de poro, dado pela razão entre o índice do menor semi-eixo pelo índice do maior semi-eixo na geometria do poro, sendo a geometria esférica perfeita $\alpha = 1$ e, tende a zero quanto mais elipsoidal for cada caso geométrico. Veja a Tab. 1.

Composição de poro	Coefficiente de geometria de poro (α)
Esféricos	0.80
Interpartículas	0.15
Craqueados	0.02

Tab. 1 – Estimativa do aspecto médio de poro pelo coeficiente de geometria, possível de composição em carbonatos, conforme Xu & Payne (2009).

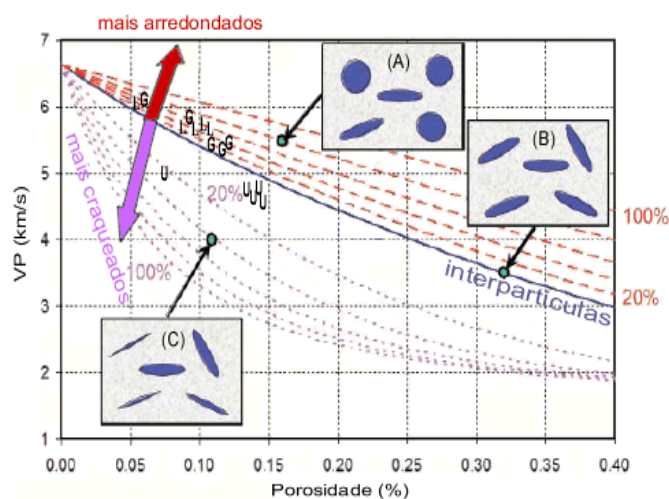


Fig. 5 – Avaliação $V_p - \phi$, em análise ao tipo de poro para carbonatos. A seta vermelha indica incremento de poros arredondados, e a seta rosa indica o incremento do craqueamento. A linha azul é a referência para poros interpartículas (Kumar & Han (2005) e Xu & Payne (2009)). Os pontos marcados por G, U e L foram calculados para a rocha drenada, para Glorieta, Paddock superior e Paddock inferior, respectivamente. Observe a idealização do tipo poroso: (A) 80% arredondados, (B) referência interpartículas, e (C) 40% craqueados.

Na Fig. 5 é possível observar em detalhes as variações causadas pela geometria de poro, em referência ao volume poroso. Os dados de Glorieta-Paddock foram analisados em *crossplot* $V_p - \phi$, calculados para situação de rocha drenada. Logo, percebe-se uma boa

correspondência às descrições litológicas, apresentada na Tab. 2. Kumar & Han (2005) ressaltam que o tipo poroso predominantemente esférico aproxima-se do limite superior de Hashin-Shtrikman, enquanto o tipo craqueado aproxima-se do limite inferior de Hashin-Shtrikman. A geometria de poros interpartículas é considerada referência no estudo sobre carbonatos, podendo ser influenciado por determinado grau de arredondamento, ou de craqueamento.

Poço	Formação	Influência da forma de poros (referência Interpartículas) A – arredondados C – craqueados	
VGWU127	Glorieta	20% - A	
	Paddock	Superior	10% - C
		Inferior	40% - A
WS-13	Glorieta	20% - A	
	Paddock	Superior	10% - C
		Inferior	40% - A
SR-9	Glorieta	40% - A	
	Paddock	Superior	20% - C
		Inferior	20% - A
SR-12	Glorieta	40% - A	
	Paddock	Superior	10% - C
		Inferior	20% - A
SR-10	Glorieta	20% - A	
	Paddock	Superior	10% - C
		Inferior	20% - A

Tab. 2 – Influência da forma de poros para a distribuição de dados dos poços obtidos, em análise à linha de referência Interpartículas: Glorieta – Arredondamento, Paddock superior – Craqueamento, e Paddock inferior – Arredondamento.

Modelo Kuster-Toksöz: combinações de geometrias de poros

Para cálculo de V_p e V_s , Kuster e Toksöz (1974) derivaram expressões, sob condições de frequência ultrassônica, para estimar os módulos de incompressibilidade (K_{KT}) e de cisalhamento (μ_{KT}). Berryman (1995) incluiu a contribuição da geometria do poro no modelo de Kuster-Toksöz, conforme:

$$K_{KT} = \frac{\frac{4}{3}\mu_m K_\phi + K_m \left(K_m + \frac{4}{3}\mu_m \right)}{K_m + \frac{4}{3}\mu_m - K_\phi}, \dots \dots \dots (1)$$

$$\mu_{KT} = \frac{\mu_\phi \zeta_m + \mu_m (\mu_m + \zeta_m)}{\mu_m + \zeta_m - \mu_\phi}, \dots \dots \dots (2)$$

onde K_m e μ_m representam os módulos de incompressibilidade e cisalhamento mineral da matriz, respectivamente. O parâmetro empírico ζ_m pode ser calculado conforme Berryman (1995):

$$\zeta_m = \frac{\mu_m (9K_m + 8\mu_m)}{6(K_m + 2\mu_m)}. \dots \dots \dots (3)$$

O tipo poroso e a saturação de fluidos são expressos em:

$$K_\phi = \sum_{i=1}^N \phi_i (K_i - K_m) P^{mi}, \dots\dots\dots (4)$$

$$\mu_\phi = \sum_{i=1}^N \phi_i (\mu_i - \mu_m) Q^{mi} \dots\dots\dots (5)$$

Os parâmetros K_ϕ e μ_ϕ podem ser reescritos para representar um sistema de múltiplas geometrias porosas:

$$K_\phi = f_E \sum_{i=1}^N \phi_i (K_i - K_m) P_E^{mi} + f_I \sum_{i=1}^N \phi_i (K_i - K_m) P_I^{mi} + f_C \sum_{i=1}^N \phi_i (K_i - K_m) P_C^{mi}, (6)$$

$$\mu_\phi = f_E \sum_{i=1}^N \phi_i (\mu_i - \mu_m) Q_E^{mi} + f_I \sum_{i=1}^N \phi_i (\mu_i - \mu_m) Q_I^{mi} + f_C \sum_{i=1}^N \phi_i (\mu_i - \mu_m) Q_C^{mi}, (7)$$

onde f_E , f_I e f_C representam as frações para os tipos ou formas de poros: esféricos, interpartículas e craqueados, respectivamente. Conforme Berryman (1995), e com base na forma de poro, os parâmetros P^{mi} e Q^{mi} são estimados, para cada fase de material i , inclusão do total N , no volume poroso ϕ_i .

Estimativas de velocidades sísmicas

Com base nos cálculos dos módulos K e μ , em combinação com a densidade da rocha (ρ), será possível estimar V_p e V_s conforme Mavko et al. (1998):

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}, \dots\dots\dots (8)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \dots\dots\dots (9)$$

O fluido não possui propriedade cisalhante, logo μ é o mesmo para condições de rocha saturada e rocha seca, determinado através de ensaios de laboratório ou análises de perfil de poço. Já K e ρ sofrem influência do fluido saturante para as diferentes fases, onde:

$$\rho = \rho_0 (1 - \phi) + \rho_{fl} \phi, \dots\dots\dots (10)$$

que descreve a relação com a densidade mineral (ρ_0), densidade do fluido (ρ_{fl}) e ϕ . Então, ρ_{fl} depende das fases que compõem o fluido e suas proporções. A Tab. 3 apresenta os parâmetros de fluidos e minerais, comumente usados para rochas carbonáticas. Entretanto, neste estudo, as propriedades minerais foram utilizadas conforme apresentado na Fig. 3.

A estimativa da incompressibilidade da rocha K pode ser realizada e avaliada conforme o modelo teórico de Kuster-Toksöz ou pela teoria de Gassmann, a seguir:

$$K = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_0}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1 - \phi}{K_0} - \frac{K_{dry}}{K_0^2}}, \dots\dots\dots (11)$$

sendo K_0 o módulo de incompressibilidade mineral que constitui a rocha, estimado por estudos em laboratório ou perfilagem de poço. O módulo de incompressibilidade da rocha seca K_{dry} , e o módulo de cisalhamento da rocha seca μ_{dry} , podem ser obtidos, segundo as relações

propostas por Nur et al. (1995) para $0 \leq \phi \leq \phi_c$, sendo ϕ_c a porosidade crítica característica da rocha, ou seja, limite máximo de porosidade que pode constituir uma rocha, pois além desse, a rocha é descaracterizada, tornando-se fragmentos friáveis ou sedimentos.

Estimativa da incompressibilidade da rocha saturada

O módulo de incompressibilidade do fluido é calculado segundo o modelo de saturação de fluidos, podendo ser homogênea ou heterogênea (Mavko et al., 1998). Neste trabalho, os estudos propostos consideram a saturação homogênea, para as situações: 100% salmoura, 100% óleo e 100% gás, conforme propriedades apresentadas na Tab. 3.

		<i>K</i> (GPa)	<i>μ</i> (GPa)	<i>ρ</i> (g/cc)
Minerais	Calcita	70.2	29	2.71
	Dolomita	76.4	49.7	2.87
Fluidos	Salmoura	2.68		1.03
	Óleo	0.820		0.782
	Gás (Etano)	0.135		0.341

* Mavko et al. (1998); ** Walls e Dvorkin (2005)

Tab. 3 – Propriedades elásticas de minerais e fluidos.

A formação de um fluido efetivo a partir da constituição de diferentes fases, calculado, por exemplo, através da Média de Voigt–Reuss–Hill, pode ser empregada e as propriedades de saturação de fluidos estimados, conforme Batzle & Wang (1992), para considerar as mudanças ocorridas no reservatório em relação à temperatura e pressão. Uma formulação para substituição de fluidos em carbonatos pode ser verificada em Xu & Payne (2009), a considerar o uso da Média de Voigt–Reuss–Hill, Kuster-Toksöz e teoria de Gassmann.

Resultados

Na aplicação da metodologia proposta aos dados de Glorieta-Paddock, são apresentados os resultados dos cálculos de V_p e V_s , a fim de comprovar possibilidades na avaliação de mudanças sob as condições de saturação de fluidos impostas. Neste estudo, avalia-se o potencial de cada camada reservatório em resposta às condições de saturação sob análise, e em seguida, são realizadas as discussões. Conforme apresentado nas Figs. 6 a 10, e sugerido inicialmente na definição da área de estudo, a formação Paddock superior possui maior potencial à previsão da saturação de fluidos.

Na Fig. 6, percebe-se no *crossplot* da rocha saturada por fluido pela incompressibilidade da rocha drenada o maior potencial da formação Paddock superior em refletir variações às condições de saturação. Praticamente não foram percebidas mudanças no comportamento dos pontos traçados para Glorieta e Paddock inferior, drenados ou saturados por fluidos. Em investigação, a Fig. 7 traz o *crossplot* da incompressibilidade pela porosidade, para os modelos Kuster-Toksöz e Gassmann, em situações idênticas de saturação de fluidos, e em verificação do potencial de variação em Glorieta-Paddock. Estima-se que Paddock superior possui maior potencial de distinção entre as fases fluidas por causa da porosidade, e também, por possuir menor valor de incompressibilidade, e maior sensibilidade à saturação de fluidos. Além disso, é interessante notar

que a incompressibilidade, estimada por Kuster-Toksöz, proporcionou maior diferenciação quando comparado ao uso da teoria de Gassmann. Isto já era esperado em virtude do modelo Kuster-Toksöz levar em consideração a geometria de poros. Também deve ser ressaltado que Paddock superior possui porosidade interpartículas, sob o efeito de craqueamento. Isto torna a rocha menos rígida e com menor valor de incompressibilidade, refletindo em aumento do potencial da sensibilidade sísmica. A partir do maior potencial verificado para Paddock superior, analisado na Fig. 7, pode-se calcular V_p usando os módulos encontrados pela modelagem de Kuster-Toksöz, sob variadas situações de saturação, apresentados na Fig. 8.

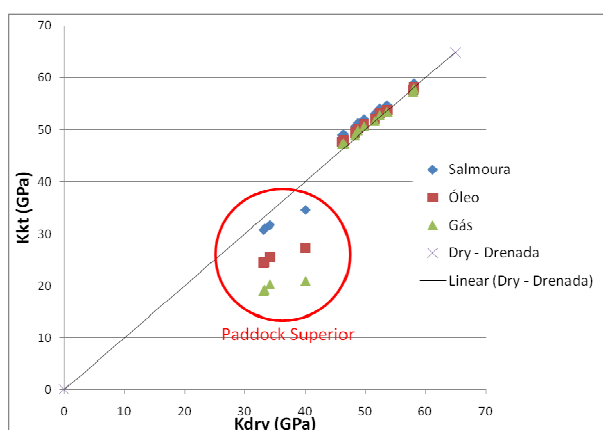


Fig. 6 – Crossplot dos módulos de incompressibilidade da rocha seca ou drenada (K_{dry}) pela saturação de cada fase de fluido, estimada pelo modelo Kuster-Toksöz. Destaque para Paddock superior pela sensibilidade expressiva à saturação.

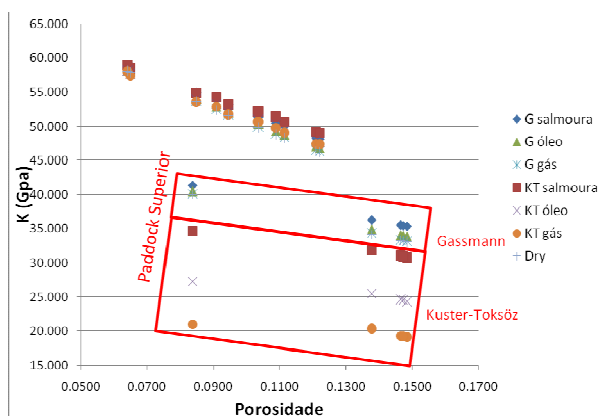


Fig. 7 – Crossplot da incompressibilidade (K) pela porosidade. Uso dos modelos Kuster-Toksöz e Gassmann para situações idênticas de saturação de fluidos, em verificação do potencial de variação em Glorieta-Paddock. Destaque para Paddock superior.

A Fig. 9 mostra *crossplot* entre V_p e V_s , para situação de rocha drenada e saturação de fluidos, estimados por Kuster-Toksöz. É interessante observar a tendência não-linear das curvas representadas, e típicas em carbonatos, conforme Castagna et al. (1993), que sugere a influência de heterogeneidades na geometria de poros. Situação

oposta a que ocorre com os siliciclásticos, onde observa-se uma tendência linear, devido a presença de poros homogêneos.

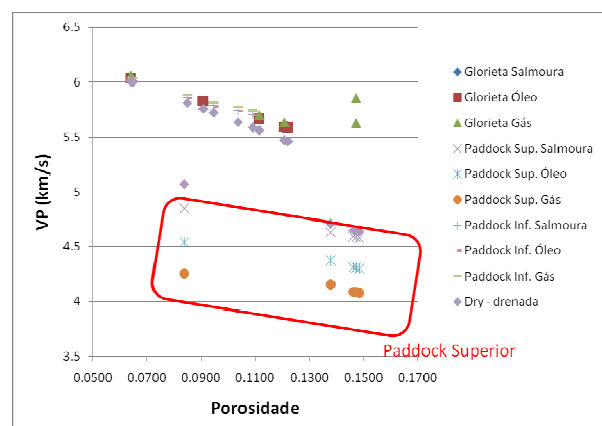


Fig. 8 – Crossplot de V_p pela porosidade, calculado para situações de saturação de fluidos conforme modelo Kuster-Toksöz. Destaque para Paddock superior.

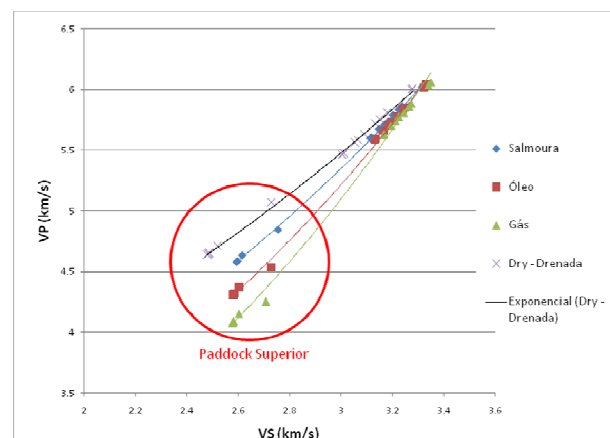


Fig. 9 – Crossplot entre V_p e V_s . Situações de saturação de fluidos calculados pelo modelo Kuster-Toksöz. Destaque para Paddock superior. Verificação de tendência não-linear em carbonatos, conforme a indicação de Castagna et al. (1993).

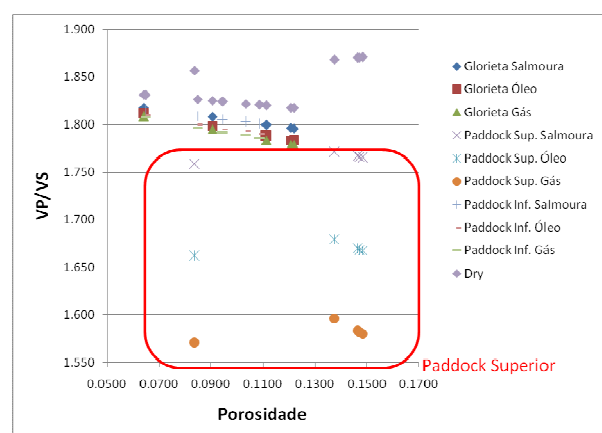


Fig. 10 – Crossplot da razão V_p/V_s pela porosidade, calculado para situações de rocha seca e saturada por

fluidos, conforme modelo Kuster-Toksöz. Destaque para Paddock superior.

Na Fig. 10, o *crossplot* da razão V_p/V_s pela porosidade, calculado para situações de saturação de fluidos por Kuster-Toksöz, é tipicamente usado para expressar o efeito de saturação, e verificar o comportamento de cada fase. Este também é útil para discriminação de litologias, em situação drenada, em que para carbonatos a variação se dá conforme a composição mineral, tendo a dolomita valor médio 1.7, e a calcita 1.9 (Castagna et al., 1993), atestando a correlação esperada para Glorieta-Paddock neste intervalo.

Conclusões

A implementação realizada no presente estudo possibilitou corresponder uma metodologia de análise da geometria de poros em reservatórios carbonáticos, pela definição de um sistema de múltiplas geometrias de poros requerido no modelo Kuster-Toksöz. Isto possibilitou estimar diretamente os módulos de incompressibilidade e cisalhamento da rocha, sob condições de saturação homogênea de fluidos: salmoura, óleo e gás; ou, drenada.

Com a aplicação metodológica na área de estudo (formação Glorieta-Paddock), comprovou-se, em relação às formações Glorieta e Paddock inferior, o maior potencial da formação Paddock superior em armazenar fluidos e sensibilidade sísmica. Verificou-se que o aspecto geométrico de poros de Paddock superior, interpartículas sob influência de craqueamento, refletiu em menor incompressibilidade e rigidez da rocha, o que potencializa o aumento da sensibilidade sísmica à saturação de fluidos, diferente das outras formações que estavam sob influência esférica (ou intergranular), que aumenta a rigidez da rocha, diminuindo a sensibilidade sísmica. Neste sentido, uma breve análise comparativa entre os modelos Kuster-Toksöz e Gassmann foi realizada, discutindo-se o impacto da geometria de poros nos resultados, sugerindo que os resultados alcançados com a modelagem Kuster-Toksoz melhor caracterizaram a rocha carbonática.

Agradecimentos

Ao LENEP/UENF, e ao programa PRH20-ANP, pelo apoio fundamental em infra-estrutura.

Referências

Acuna, C., 2000: 4D multicomponent seismic characterization of Glorieta-Paddock carbonate reservoir at Vacuum field, New Mexico. Master of Science (Geophysics) thesis, Colorado School of Mines.
Anselmetti, F. S., and Eberli, G. P., 1999: The velocity deviation log: A tool to predict pore type and permeability trends in carbonate drill holes from sonic and porosity or density logs: AAPG Bulletin, 83, 450–466.
Batzle, M., and Wang, Z., 1992: Seismic properties of pore fluids: Geophysics, Vol. 57, No. 11, 1396 - 1408.
Berryman, J.G., 1995: Mixture theories for rock properties. In Rock Physics and Phase Relations: a Handbook of Physical Constants, ed. T.J. Ahrens. Washington, DC: American Geophysical Union, 205–228.

Biot, M.A., 1956: Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. Low frequency range, J. Acoustic Soc. Am. 28, 2, 168-191.
Castagna, J.P., Batzle, M.L., and Kan, T.K., 1993: Rock physics – The link between rock properties and AVO response. In Offset-Dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis, ed. J.P. Castagna and M. Backus. Investigations in Geophysics, No. 8, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Oklahoma, 135–171.
Dunham, R.J., 1962: Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Symp. Mem., 1, 108 - 121.
Folk, R.L., 1968: Petrology of sedimentary rocks. Austin: Hemphill's.
Gassmann, F., 1951: Über die elastizität poroser medien: Verteljahrss-christ der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich, 96, 1 – 23.
Grammer, G. M., Harris, P. M., and Eberli, G. P., 2004: Integration of Outcrop and Modern Analogs in Reservoir Modeling, AAPG Memoir 80.
Jack, I., 1997: Time-lapse Seismic in Reservoir Management: Distinguished Instructor Series - Soc. Expl. Geophysicists, 1, Section 1.
Kumar, M., and Han, D., 2005: Pore shape effect on elastic properties of carbonate rocks. SEG Technical Program Expanded Abstracts, SEG/Houston Annual Meeting 2005, 1477 – 1481.
Kuster, G.T., and Toksöz, M.N., 1974: Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media, part I – theoretical formulations. Geophysics, 39, 587 – 606.
Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, J., 1998: The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis in Porous Media, Cambridge University Press.
Moore, C.H., 1989: Carbonate Diagenesis and Porosity. 1 Ed. New York, Elsevier.
Nur, A., Mavko, G., Dvorkin, J., and Galmudi, D., 1995: Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks: 65th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 878.
Payne, S.S., Wild, P., and Lubbe, R., 2010: An integrated solution to rock physics modeling in fractured carbonate reservoirs. SEG Technical Program Expanded Abstracts, SEG Denver 2010 Annual Meeting, 358 – 362.
Wang, H. Y., and S. Z. Sun, 2010: A full-frequency band Kuster-Toksöz model and its application in velocity dispersion analysis. SEG Technical Program Expanded Abstracts, SEG Denver 2010 Annual Meeting, 2522–2526.
Wang, H. Y., S. Z. Sun, and H. J. Yang, 2009: Velocity prediction models evaluation and permeability prediction for fractured and caved carbonate reservoir: from theory to case study: 79th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2194-2198.
Wang, Z., 1997: Seismic Properties of Carbonate Rocks. Publicado em Palaz, I. & Marfurt, K.J. (1997): Carbonate Seismology. Geophysical Developments, No 6, 29 – 52.
Xu, S., and Payne, M.A., 2009: Modeling elastic properties in carbonate rocks. Special section: Rock Physics. The Leading Edge, January-2009, 66 - 74.