

Acoustic properties of carbonate rocks

Pinto, Leonardo de Assis – leoap1990@hotmail.com
De Ceia, Marco Antonio Rodrigues

Copyright 2013, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 26-29, 2013.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 13th 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

With the discovery of Brazilian pre-salt reservoirs, the development of new techniques and knowledge was required. A major difficulty came from the type of rock found in these reservoirs that are carbonate rocks, which until then were not the major Brazilian type of reservoirs. Since then, a large number of works based on these rocks was necessary, including the petrophysics works. The necessity in be able to predict some petrophysical parameters came from the necessity of estimate reserves and reservoir behavior. Based on this, this paper will attempt to prove that current knowledge are possible to be applied on carbonate rocks with appropriate adjustments.

Introdução

No ano de 2007 foi anunciado a maior descoberta petrolífera brasileira, o pré-sal. Com status de solução para todos os problemas econômicos e energéticos do país, pouco se falou dos desafios que existem, mencionando-se mais a questão das altas profundidades, mas as dificuldades não param por aí. Os reservatórios do pré-sal são de origem carbonática e o grande foco de estudos no Brasil envolviam as rochas siliciclásticas, já que a bacia de campos tem em sua grande maioria esse tipo de rocha como reservatório.

A partir daí, estudos buscando entender as rochas carbonáticas foram cada vez mais incentivados e uma das áreas que vem buscando entender mais essas rochas é a Petrofísica. Poder prever porosidade, permeabilidade, densidade, entre outros parâmetros é de suma importância principalmente para a engenharia de reservatório para assim estimar reservas, estimar comportamento do reservatório, etc.

Contudo, entender as rochas carbonáticas pode ser uma tarefa extremamente complexa, já que estas rochas são extremamente heterogêneas e buscar um modelo físico-matemático único para prever esses parâmetros petrofísicos talvez não seja possível.

Buscando entender o que já existe no mundo sobre essas rochas, vimos que as linhas de pesquisa que se tem seguido é no sentido de homogeneizar as essas rochas separando-as em grupos seguindo classificações já existentes e a partir daí buscar os modelos.

Em algumas situações a tentativa de homogeneização era exagerada, visando tentar utilizar a equação de *Gassman et al.*, isso foi observado no *Rasolofosaon et al.*

Contudo, utilizar uma classificação com base nas classificações geológicas existentes feitas por *Folk et al.* e *Duham et al.*, como visto em *Ludmila et al.*, pode se tornar uma boa solução.

Classificação Geologica

As duas principais classificações geológicas de carbonatos existentes são a de Folk e Duhan. A de Folk consiste em classificar os carbonatos de acordo com o tipo de grão que está formando a rocha, podendo ser classificado como oolitos, intraclastos, peloides e bioclastos e se a rocha é formada por matriz ou cimento, podendo ela ser classificada como micrita para matriz ou esparita para cimento. Tais classificações são melhor explicadas na figura abaixo:

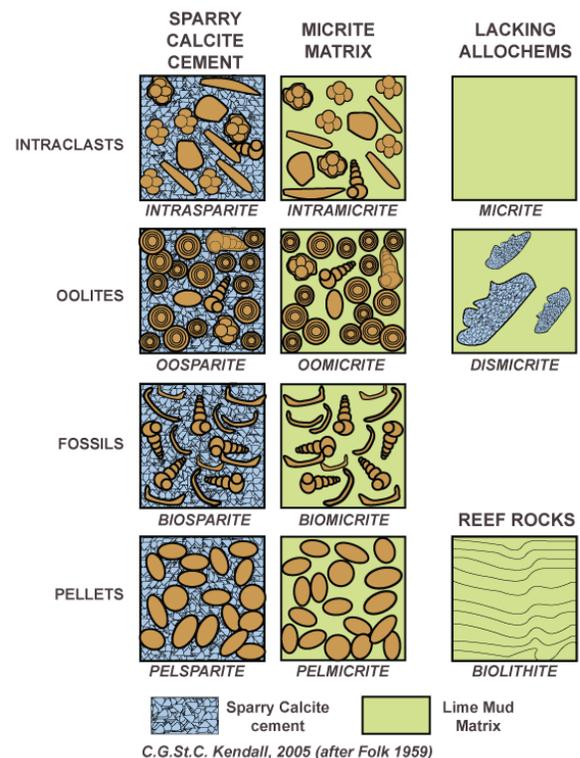
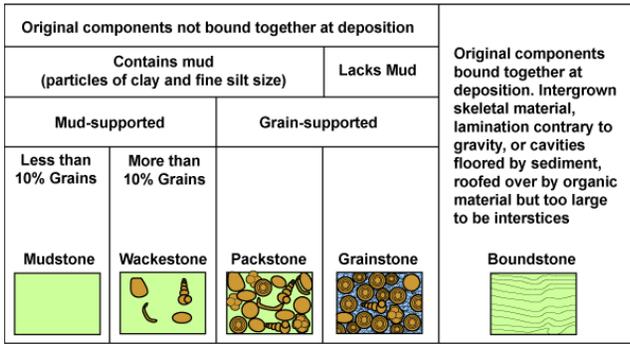


Figura 1 - Classificação de Folk

Já pela classificação de Duhan, leva-se mais em consideração se a rocha possui ou não matriz. Podendo as rochas serem classificadas em mudstone, wackstone, packstone e grainstone. Tais classificações são melhor explicadas na figura abaixo:



C. G. St. C. Kendall, 2005 (after Dunham, 1962, AAPG Memoir 1)

Figura 2- Classificação de Duhan

Equação de Gardner

Em *Mavko et al.* diz que a equação de *Gardner et al.* é um polinômio que relaciona a densidade e a velocidade da onda p.

Para isso ele criou uma correlação que é limitada por um range de velocidade para cada determinado tipo de rocha. Estas correlações são apresentadas na tabela abaixo:

Tabela 1- Tabela com a equação e os parâmetros de Gardner et al.

Coefficients for the equation $\rho_b = a V_p^2 + b V_p + c$				
Lithology	a	b	c	V_p range (km/s)
Shale	-0.0261	0.373	1.458	1.5-5.0
Sandstone	-0.0115	0.261	1.515	1.5-6.0
Limestone	-0.0296	0.461	0.963	3.5-6.4
Dolomite	-0.0235	0.390	1.242	4.5-7.1
Anhydrite	-0.0203	0.321	1.732	4.6-7.4

Coefficients for the equation $\rho_b = d V_p^f$			
Lithology	d	f	V_p range (km/s)
Shale	1.75	0.265	1.5-5.0
Sandstone	1.66	0.261	1.5-6.0
Limestone	1.50	0.225	3.5-6.4
Dolomite	1.74	0.252	4.5-7.1
Anhydrite	2.19	0.160	4.6-7.4

Metodologia

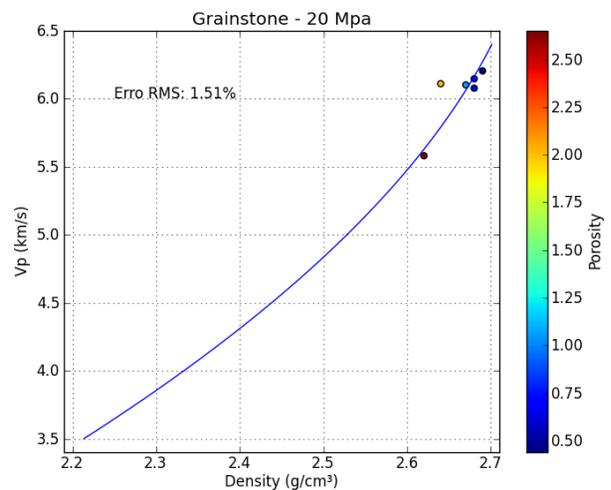
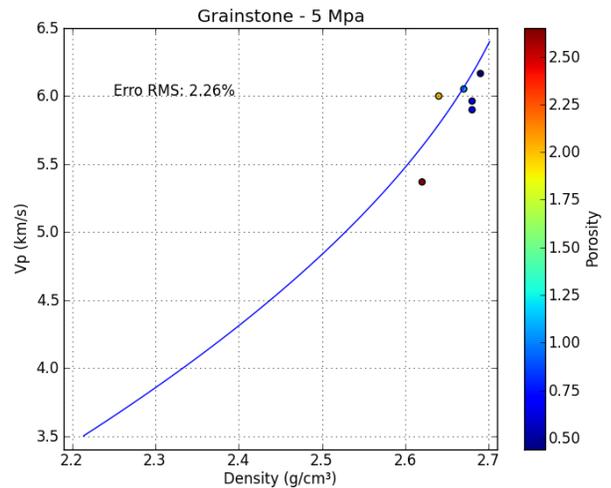
Buscando saber se o que já possuímos hoje na bibliografia é aplicável para o cenário dos carbonatos, procuramos modelos físicos existentes, no caso utilizaremos o de *Gardner et al.* e pela dificuldade de

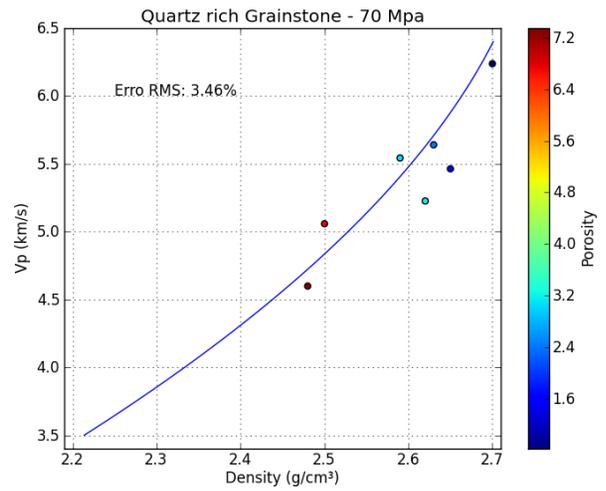
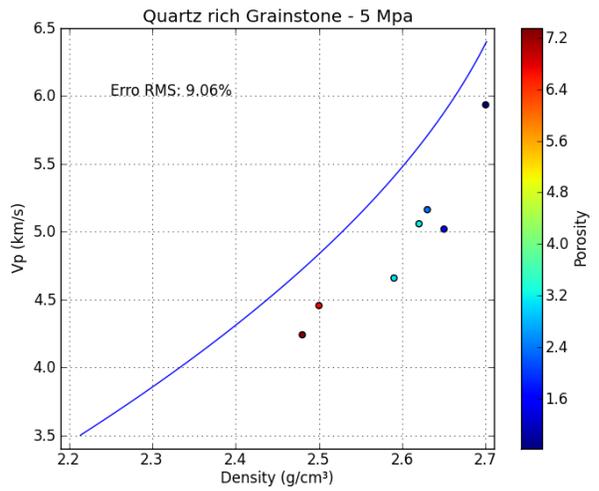
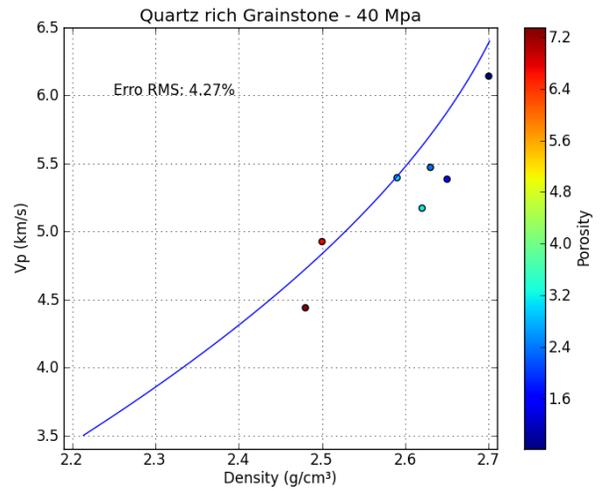
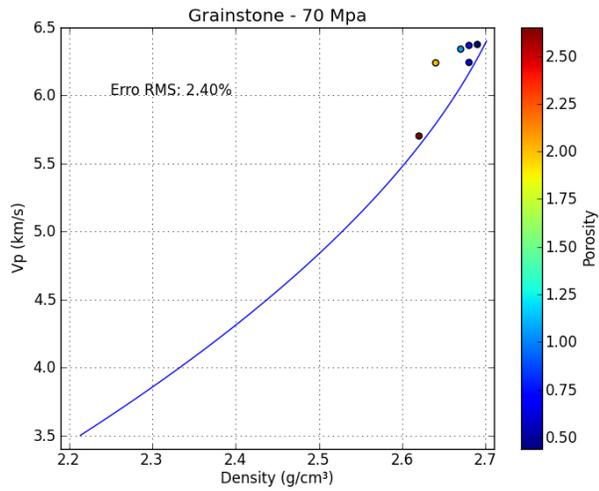
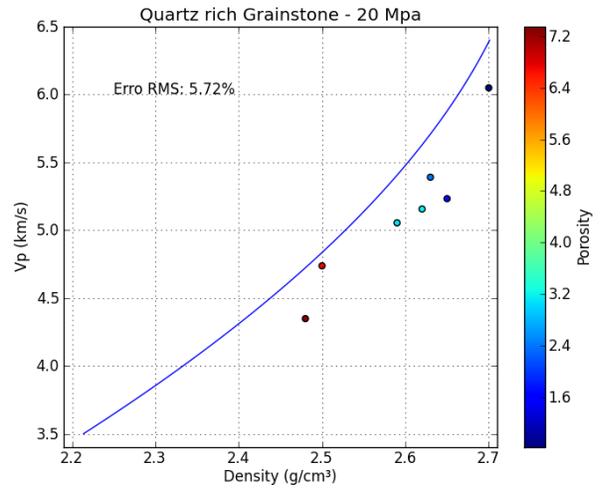
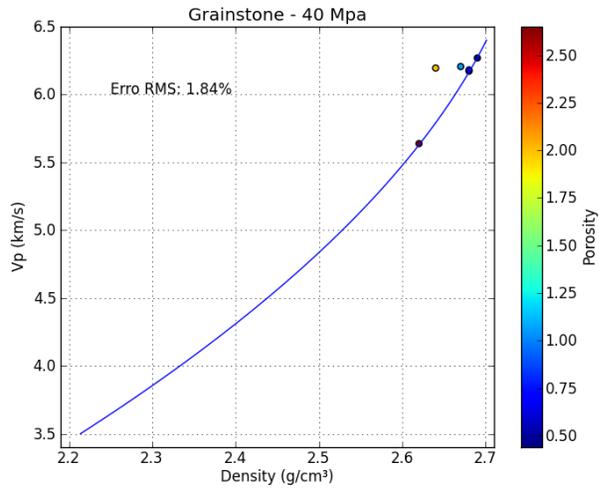
obtenção de amostras utilizaremos dados de outros experimentos também encontrados na bibliografia existente.

Neste caso, estaremos utilizando as medidas do trabalho de *F. Fornier et al.*, utilizando a tabela de dados apresentada por ele.

Resultados

Tendo em posse a tabela de valores de velocidade medidas, partimos para a visualização gráfica dos dados utilizando um algoritmo elaborado em Python. Com este algoritmo comparamos a reta esperada dos valores de Gardner e os valores de densidade x V_p medidos obtendo assim, os seguintes gráficos apresentados a seguir:





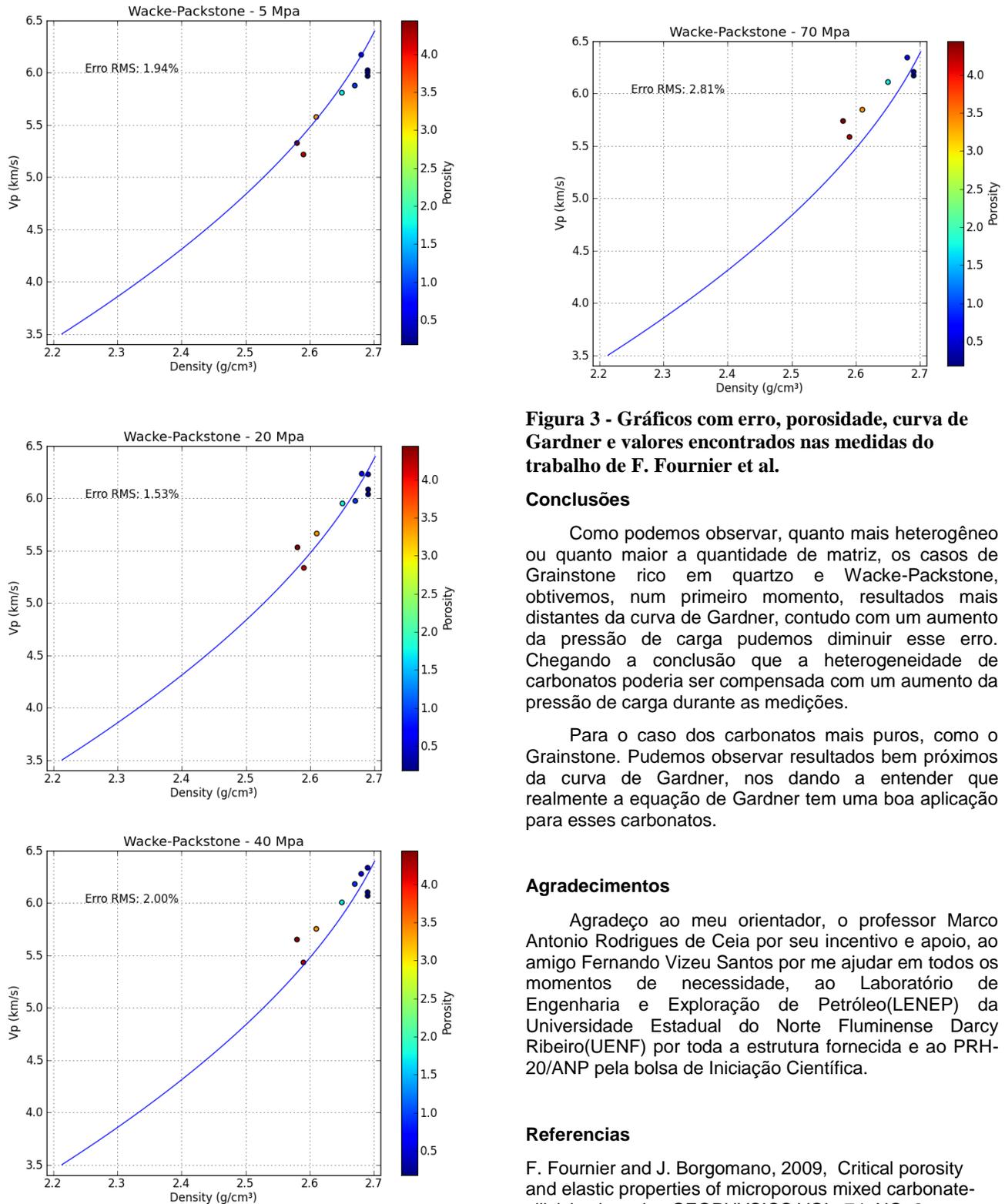


Figura 3 - Gráficos com erro, porosidade, curva de Gardner e valores encontrados nas medidas do trabalho de F. Fournier et al.

Conclusões

Como podemos observar, quanto mais heterogêneo ou quanto maior a quantidade de matriz, os casos de Grainstone rico em quartzo e Wacke-Packstone, obtivemos, num primeiro momento, resultados mais distantes da curva de Gardner, contudo com um aumento da pressão de carga pudemos diminuir esse erro. Chegando a conclusão que a heterogeneidade de carbonatos poderia ser compensada com um aumento da pressão de carga durante as medições.

Para o caso dos carbonatos mais puros, como o Grainstone. Pudemos observar resultados bem próximos da curva de Gardner, nos dando a entender que realmente a equação de Gardner tem uma boa aplicação para esses carbonatos.

Agradecimentos

Agradeço ao meu orientador, o professor Marco Antonio Rodrigues de Ceia por seu incentivo e apoio, ao amigo Fernando Vizeu Santos por me ajudar em todos os momentos de necessidade, ao Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP) da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro (UENF) por toda a estrutura fornecida e ao PRH-20/ANP pela bolsa de Iniciação Científica.

Referencias

F. Fournier and J. Borgomano, 2009, Critical porosity and elastic properties of microporous mixed carbonate-siliciclastic rocks, *GEOPHYSICS*, VOL. 74, NO. 2

Gary Mavko, Tapan Mukerji, Jack Dvorkin; 1998; Cambridge University Press; pag.: 251

Patrick Rasolofosaon, Nathalie Lucet, and Bernard Zinszner; 2008; Petroacoustics of carbonate reservoir rocks; The Leading Edge

Ludmila Adam and Michael Batzle; 2008; Elastic properties of carbonates from laboratory measurements at seismic and ultrasonic frequencies; The Leading Edge