



Caracterização petrofísica de rochas carbonáticas da Formação Cabaços, Bacia Lusitânica – Portugal.

Isis da Silva Rodrigues¹, Felipe de Brito Leal¹, José Agnelo Soares¹.

¹ Universidade Federal de Campina Grande

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

In recent decades the Lusitanian Basin has been extensively investigated due to its good potential for oil generation. This study investigates an outcrop of carbonate rocks belonging to the Cabaços Formation, located in the Lusitanian Basin - Portugal. Petrophysical properties of 43 samples were analyzed, such as porosity, permeability, grain and total densities and velocities of propagation of elastic waves through physical tests done at Petrophysics Laboratory of UFCG. The results indicate a predominantly limestone matrix, based on the interpretation of grain density values. A representative relationship has been demonstrated between the total density and porosity as well as a correlation between permeability and porosity, both considered low. The study also analyzes the elastic velocities and elastic moduli of carbonate samples, observing an inverse relationship with porosity.

Introdução

Os reservatórios de hidrocarbonetos em rochas carbonáticas representam aproximadamente metade da produção mundial de petróleo e tem por característica sua complexidade, uma vez que são bastante heterogêneos.

A Bacia Lusitânica possui potencial significativo quanto à presença de hidrocarbonetos, e vem sendo investigada nas últimas décadas por diversas companhias petrolíferas. A Formação Cabaços é uma das principais unidades com potencial gerador na bacia, correspondendo a calcários escuros depositados em ambientes lacustre, propícios à acumulação de material orgânico.

O presente trabalho realizou a caracterização petrofísica de 43 amostras de rochas carbonáticas extraídas de um afloramento da Formação Cabaços. Inicialmente as amostras foram preparadas com a confecção dos plugues, secagem, medição de suas dimensões, e posteriormente, a realização de ensaios de porosidade, densidade de grãos, permeabilidade e velocidades elásticas. Este estudo ocorreu em colaboração com o Departamento de Geologia da Universidade Federal de

Sergipe, o qual coletou as amostras e as enviou para análise no Laboratório de Petrofísica da UFCG.

A Bacia Lusitânica é uma bacia sedimentar desenvolvida na Margem Ocidental Ibérica durante parte do Mesozóico, e a sua dinâmica enquadra-se no contexto da fragmentação da Pangéia, mais especificamente da abertura do Atlântico Norte. Caracteriza-se como uma bacia distensiva, pertencente a uma margem continental do tipo atlântico de rift não vulcânica (Kullberg et al., 2006).

A Bacia Lusitânica pertence à região centro-oeste do território de Portugal (Figura 1). Possui extensão de cerca de 225 km, uma largura de 70 km e espessura sedimentar máxima de 5000m (Ribeiro et al., 1979). Esses sedimentos pertencem ao Triássico Superior – Cretáceo Superior, com cobertura do Paleógeno, sendo o maior volume sedimentar da idade Jurássica (Azerêdo et al., 2003).

A evolução do Jurássico Superior, onde se encontra a Formação Cabaços, inclui 3 etapas tectono-sedimentares maiores, bem registradas na região central de Portugal: 1) Instalação do rift, responsável por uma inundação generalizada da bacia com predomínio de sedimentação carbonática, 2) criação de sub-bacias intensamente subsidentes com um influxo siliciclástico significativo e 3) drift tardio interpretado como um período de subsidência térmica, associada a variações eustáticas com enchimento significativo da bacia (Kullberg et al., 2006).



Figura 1: Mapa da localização da Bacia Lusitânica. Fonte: Modificado de Kullberg (2000).

Formação Cabaços

A Formação Cabaços (Oxfordiano) representa os primeiros sedimentos de idade Jurássico Superior na Bacia Lusitânica. Esta formação está representada essencialmente no setor central da bacia, entretanto, apresenta grandes variações de espessura (Kullberg, 2000).

Litologicamente a formação é constituída por calcários conglomeráticos cinzentos, calcários micríticos e calcários margosos amarelos. De acordo com (Azerêdo et al., 2002) os calcários da unidade Cabaços foram originados em ambiente de baixa energia, em fácies lacustre, com significativas variações da salinidade das águas, a marinho pouco profundo.

Segundo Reis et al. (1996) a Formação Cabaços ainda é relacionada com o “Complexo Carbonoso” essencialmente formado por arenitos, margas xistosas e calcários betuminosos com numerosos leitos de lignitos.

Propriedades Petrofísicas

Porosidade

A porosidade é a medida do armazenamento nos espaços vazios numa rocha, a qual pode estar interconectada ou não.

Segundo Martínez (2007), a diagênese e a porosidade das rochas carbonáticas devem ser consideradas como propriedades intimamente relacionadas. A porosidade em sedimentos e rochas carbonáticas tem origem complexa já que pode ter-se produzido antes, durante ou depois do processo de sedimentação.

Em geral a porosidade em calcários é controlada pelas feições diagenéticas como dissolução, substituição e cimentação, e, conseqüentemente, é mais difícil de explicar a qualidade de um reservatório carbonático.

Segundo Choquette & Pray (1970) a porosidade é classificada como:

Microporosidade: poros cujo diâmetro médio é menor que 62,5 μm .

Porosidade Intergranular: é original da deposição do sedimento, porosidade primária, sendo o arranjo da textura o principal fator de controle do tamanho do espaço poroso da rocha.

Porosidade Intragranular: é a porosidade que ocorre dentro dos grãos, principalmente em grãos-esqueléticos. Quando há forte efeito diagenético (dissolução) pode se transformar em porosidade móldica e/ou vugular.

Porosidade Móldica: é a porosidade gerada por efeito de dissolução dos grãos. A textura deposicional original tem grande importância no controle da permeabilidade, pois em rochas do tipo matriz-suportada, os poros móldicos ficam isolados pelo cimento, enquanto em rochas grão-suportada, tem-se alta permoporosidade.

Porosidade Vugular: Vugs são poros com um diâmetro superior ao tamanho médio dos constituintes da rocha.

São aproximadamente iguais no formato e representam um aumento da porosidade intragranular.

Permeabilidade

A permeabilidade é a habilidade em permitir o fluxo de fluidos através dos poros e das fraturas da rocha, sendo expressa em Darcy (D) ou milidarcy (mD), em homenagem ao engenheiro francês Henry Darcy, que formulou a equação.

Por definição, 1 darcy é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promove a vazão de 1 cm^3 /s de um fluido de viscosidade de 1 centipoise, através de 1 cm^2 de área aberta ao fluxo.

Controlada principalmente pela quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros, a permeabilidade de uma rocha é medida diretamente, em amostras de testemunho.

Propriedades Elásticas

As propriedades elásticas podem medidas através de ensaios que expressão a deformação sofrida por um corpo como consequência de uma tensão aplicada, chamadas de propriedades elásticas estáticas, ou através da propagação de ondas elásticas P e S, chamadas de propriedades elásticas dinâmicas.

As ondas P provocam uma deformação uniaxial na direção de propagação da onda, ou seja, provocam a compressão e a expansão da rocha. Nas ondas S as partículas vibram em uma direção perpendicular à de propagação da onda (Kearey et al., 2009).

Metodologia

Seleção e Preparação de Amostras

Foram utilizadas 43 amostras de rochas carbonáticas da Formação Cabaços, localizada na Bacia Lusitânica. As análises aqui apresentadas foram realizadas no Laboratório de Petrofísica da UFCG. Na sala de preparação de amostras, foram confeccionados plugues que passaram por uma preparação prévia, de modo a obter forma cilíndrica com dimensões de uma polegada e meia de diâmetro e altura de aproximadamente duas polegadas. Alguns exemplos estão exibidos na Figura 2.

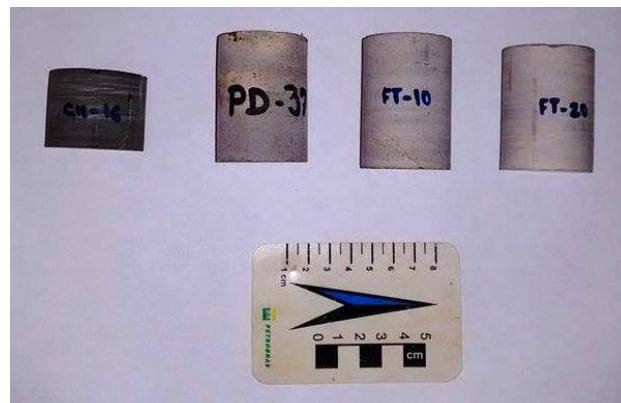


Figura 2: Alguns plugues confeccionados para a realização dos ensaios petrofísicos.

Na confecção dos plugues foi realizada a serragem das amostras de rocha coletadas em afloramento e depois foi feita a extração de plugues destas amostras em uma plugadeira de bancada. Para garantir faces planas e paralelas, necessárias aos ensaios petrofísicos, foi feita a retificação das extremidades das amostras.

Concluída a preparação das amostras, os plugues são colocados em uma estufa onde são submetidos à secagem por 24 horas sob temperatura constante de 80°C. Em seguida, pesam-se os plugues em uma balança semi-analítica e realiza-se a medição de suas dimensões, comprimento e diâmetro, com o auxílio de um paquímetro digital.

Ensaio de Porosidade e Permeabilidade

Após a secagem, pesagem e medição das dimensões dos plugues, foram realizados os ensaios no permoporosímetro a gás. O equipamento utilizado é o UltraPoroPerm 500, fabricado pela Corelab, o qual se utiliza do método da porosimetria por expansão gasosa. Com o uso de um copo matriz mede-se o volume de grãos do plugue. A diferença entre o volume de grãos e o volume total do plugue, consiste no seu volume de vazios. Para calcular a porosidade basta determinar a razão entre o volume de vazios e o volume total.

A permeabilidade absoluta foi medida no equipamento UltraPoroPerm 500 acoplado a um coreholder modelo HCH, também fabricado pela Corelab. A permeabilidade é calculada através da Lei de Darcy.

Ensaio de Velocidade de Ondas

O sistema AutoLab 500[®], fabricado pela New England Research, é utilizado para medir as velocidades elásticas, permitindo registrar simultaneamente três formas de onda: a onda P, que se propaga e possui polarização na direção axial do plugue, e duas ondas S com direções de polarização mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo do plugue: S₁ e S₂.

Os ensaios foram realizados sob temperatura e pressão de poros nas condições normais do ambiente, e com a pressão confinante inicialmente elevada a 40 MPa e, após um período de estabilização, realizadas as medições sob decréscimos de 5 MPa na pressão confinante, até uma pressão mínima de 5 MPa.

Resultados

A Figura 3 apresenta a relação da densidade de grãos com a porosidade para todas as amostras analisadas. Nesta figura observa-se que os valores são iguais ou inferiores aos esperados para amostras calcárias, cuja densidade de grão está em torno de 2.7 g/cm³. Os valores mais baixos são indicativos de amostras calcárias impuras, possivelmente mais ricas em matéria orgânica.

Na figura 4 nota-se uma relação linear entre a densidade total e a porosidade, ou seja, para maiores valores de porosidade ocorrem menores valores da densidade total. Isto pode ser explicado pelo fato dos poros contidos na amostra estarem ocupados por ar, que apresenta uma

densidade bem menor que a densidade da matriz rochosa.

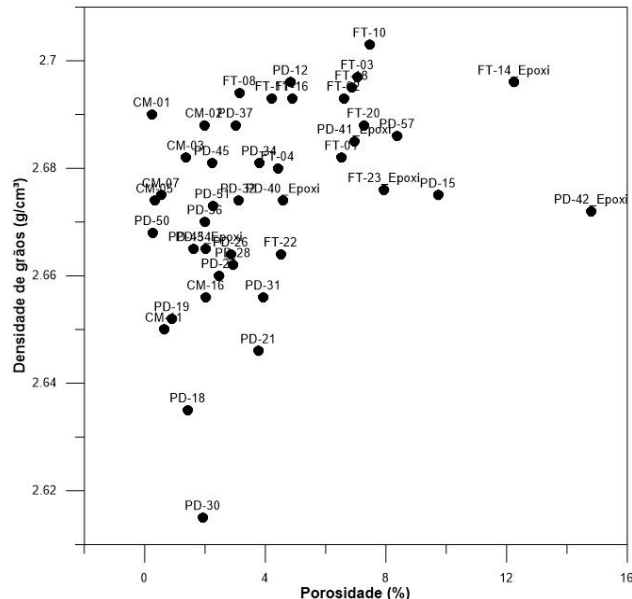


Figura 3: Relação entre densidade de grãos e porosidade.

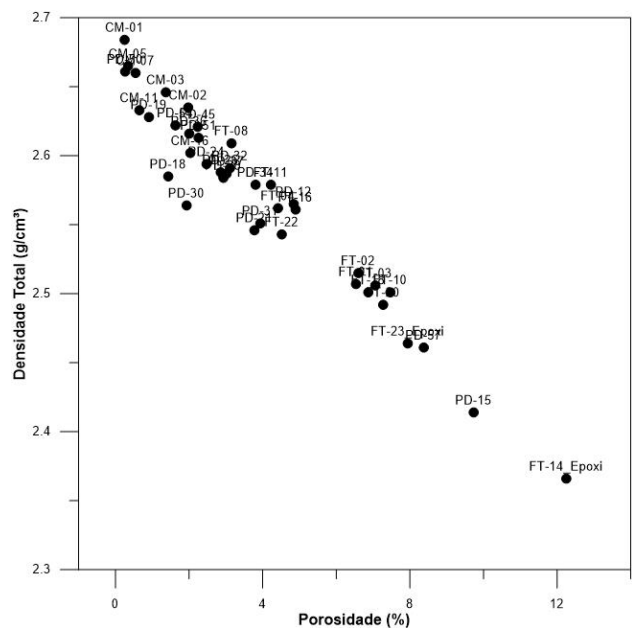


Figura 4: Relação entre densidade total e porosidade.

A Figura 5 apresenta os valores de permeabilidade e porosidade das amostras. Os valores da permeabilidade são muito baixos e variam muito pouco com o aumento da porosidade. A grande maioria das amostras apresenta permeabilidade de 0,0001 mD, indicando baixa conectividade entre os poros das amostras.

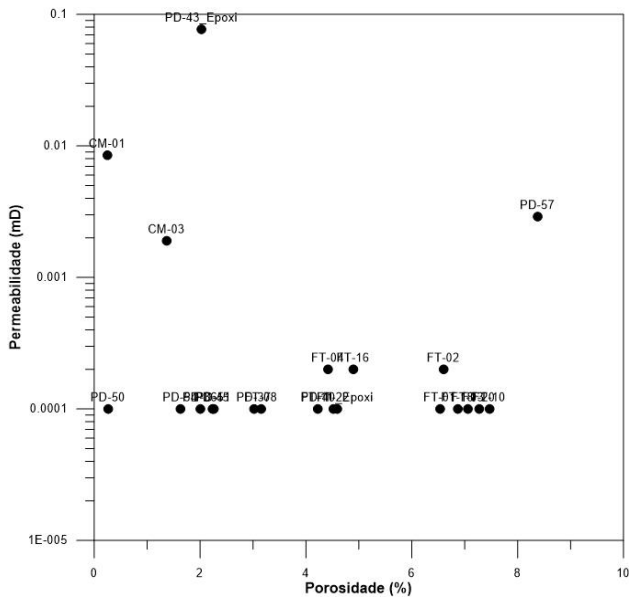


Figura 5: Relação entre porosidade e permeabilidade

As Figuras 6 e 7 apresentam respectivamente a relação entre velocidade de onda P e densidade total e da onda S₁ com a densidade total, onde a velocidade das ondas aumenta proporcionalmente ao aumento da densidade total.

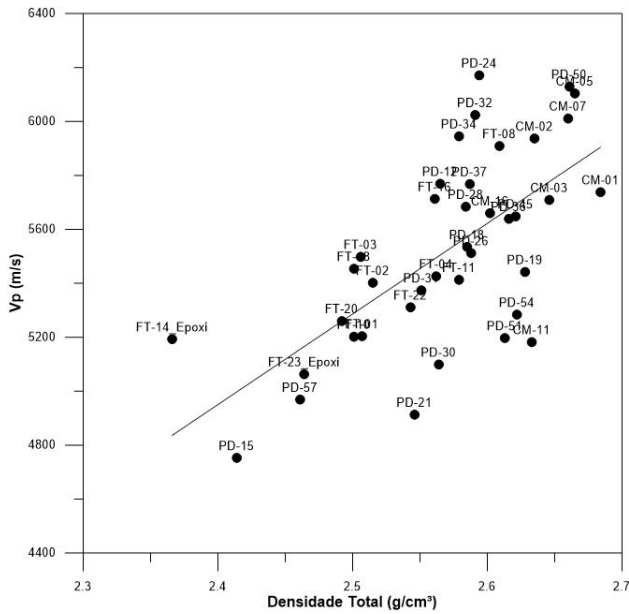


Figura 6: Relação entre VP e densidade total para pressão confinante de 40 MPa.

A Figura 8 apresenta a relação entre a velocidade de onda P e a porosidade para os plugues sob pressão de confinamento de 40MPa. A Fig. 9 apresenta resultados similares para as velocidades das ondas S₁ em relação à porosidade.

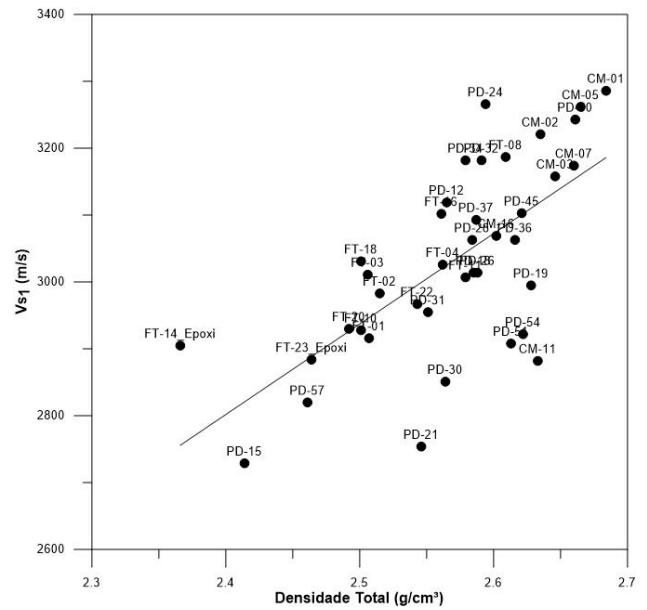


Figura 7: Relação entre VS₁ e densidade total para pressão confinante de 40 MPa.

A porosidade varia num intervalo de 0,2% a 15%. É possível identificar, de forma geral, que à medida que a porosidade aumenta as velocidades decrescem. No entanto, as relações entre velocidades e porosidade apresentam um elevado grau de dispersão. Isto acontece porque as velocidades são muito influenciadas por outras variáveis além da porosidade, como por exemplo, tamanho, arranjo e contato dos grãos.

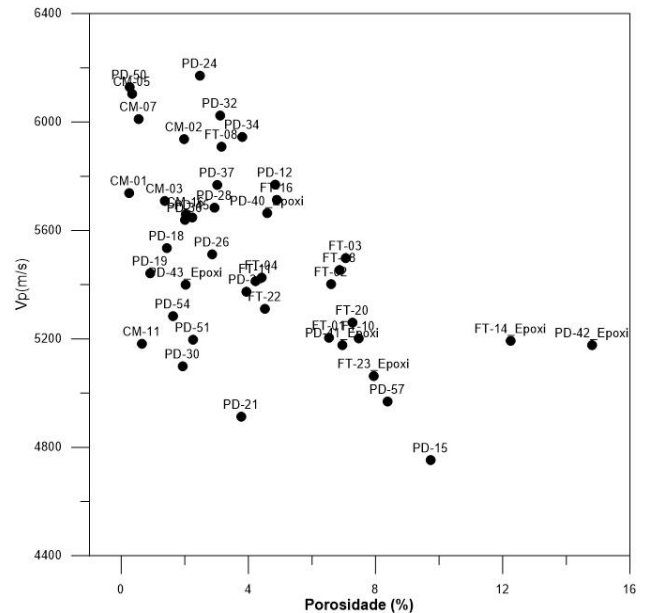


Figura 8: Relação de VP com porosidade para pressão confinante de 40 MPa.

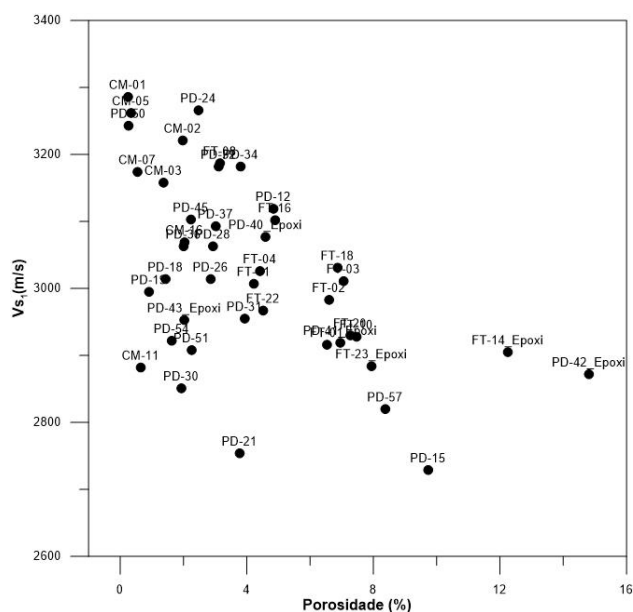


Figura 9: Relação de VS_1 com porosidade para uma pressão confinante de 40 MPa.

A figura 10 apresenta a relação entre a razão Vs_1/Vs_2 e a porosidade que indica uma medida da anisotropia das amostras. A anisotropia é uma característica de um meio em que certas propriedades físicas serão diferentes conforme as diferentes direções. Sabendo que uma amostra é dita isotrópica quando apresenta esta razão igual a um, observa-se que o grau de anisotropia da onda cisalhante no plano radial dos plugues é muito baixo, menos de 3%.

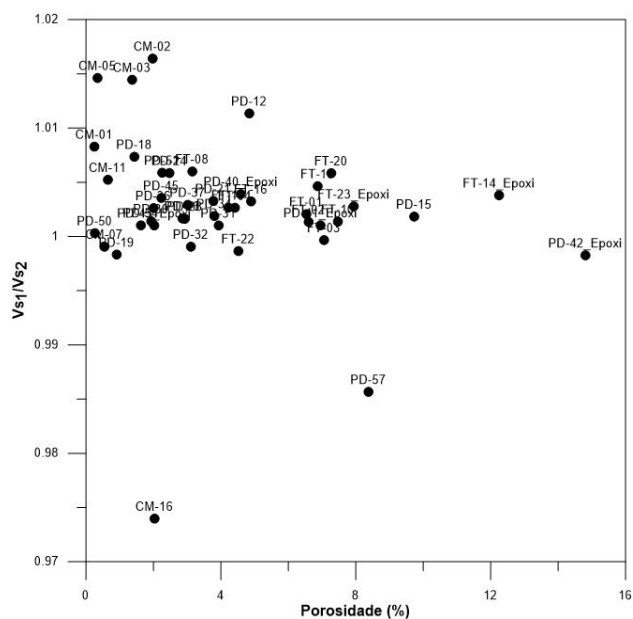


Figura 10: Relação entre a razão das velocidades (VS_1/Vs_2) e a porosidade para pressão confinante de 40 MPa.

Conclusões

Para as amostras analisadas os valores da densidade de grãos são de até $2,7 \text{ g/cm}^3$ o que indica matriz predominantemente calcária. Por sua vez, os valores de porosidade estão no intervalo de 0,2% a 15%, o que caracteriza um potencial regular de porosidade para um reservatório carbonático.

Uma relação bastante representativa foi estabelecida entre a densidade total e a porosidade, ou seja, pode-se estimar a porosidade a partir do conhecimento da densidade total, ou vice-versa.

Os valores de permeabilidade são muito baixos e variam muito pouco com o aumento da porosidade. Isso significa que os grãos constituintes são pequenos, como as argilas, prejudicando a permeabilidade devido ao aumento da tortuosidade e da baixa conectividade de poros.

As velocidades das ondas P e S_1 aumentam à medida que a densidade total aumenta, enquanto que apresentam uma correlação inversa com a porosidade, apesar de uma grande dispersão. Isto acontece, provavelmente, devido ao grau de interconexão dos poros, ao arranjo de grãos, a distribuição granulométrica, entre outros.

O grau de anisotropia da onda cisalhante no plano radial dos plugues é muito baixo, estando limitado a 3%.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio e colaboração do Departamento de Geologia da Universidade Federal de Sergipe, que coletou as amostras para a realização deste trabalho. Este trabalho foi realizado através do projeto de pesquisa N° 0050.0078516.12.9 com suporte financeiro e de pesquisa da PETROBRAS e ANP.

Referências

- AZERÊDO, A.C.; WRIGHT, V.P.; RAMALHO, M.M. (2002). The Middle-Late Jurassic forced regression and disconformity in central Portugal: eustatic, tectonic and climatic effects on a carbonate ramp system. *Sedimentology* 49, 1339-1370.
- AZERÊDO, A.C.; DUARTE, L.V.; HENRIQUES, M.H.; MANUPPELLA, G. (2003). Da dinâmica continental no Triásico aos mares do Jurássico Inferior e Médio. *Cad. Geol. Portugal, Inst. Geol. Mineiro*, 43 p., Lisboa.
- CHOQUETTE, P.W.; PRAY, L.C. (1970). Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 54, p. 207-244.
- KEAREVET, P.; BROOKS, M.; HILL, I. (2009). *Geofísica de Exploração. Oficina de textos*. São Paulo.
- KULLBERG, J.C. (2000). *Evolução tectónica mesozóica da Bacia Lusitaniana*. Tese, Univ. Nova Lisboa, 361 p.

KULLBERG, J.C.; ROCHA, R.B., SOARES, A.F.; REY, J.; TERRINHA, P.; CALLAPEZ, P.; MARTINS, L. (2006). A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica. In Geologia de Portugal no contexto da Ibéria (R. Dias, A. Araújo, P. Terrinha & J. C. Kullberg, Eds.). Univ. Évora, pp. 317-368.

MARTÍNEZ, M.I. (2007). Estratigrafia e Tectônica do Grupo Bambuí, no Norte do Estado de Minas Gerais. Dissertação (Mestrado), Instituto de Geociências, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

REIS, R.P.; DINIS, J.L.; CUNHA, P.P.; TRINCÃO, P. (1996). Upper Jurassic Sedimentary Infill and Tectonics of the Lusitanian Basin (Western Portugal). *GeoRes. Forum* 1-2, 377-386, Zurich.

RIBEIRO, A.; ANTUNES, M.T.; FERREIRA, M.P.; ROCHA, R.B.; SOARES, A.F.; ZBYSZEWSKI, G.; ALMEIDA, F.M.; CARVALHO, D.; MONTEIRO, J.H. (1979). *Introduction à La Géologie Général edu Portugal*. Serv. Geol. Portugal, 114 p., Lisboa.