



ANÁLISE PETROFÍSICA DE CARBONATOS DA FORMAÇÃO CABAÇOS, BACIA LUSITÂNICA

Isis da Silva Rodrigues¹, José Agnelo Soares², Louis Dostoievsky Gomes Tabosa³,
Wellington Martins Bezerra da Silva⁴ Felipe de Brito Leal⁵

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
isis_rodrigues_pb@hotmail.com

² Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia –
agnelosoaresl@gmail.com

³ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia –
louis.tabosa@me.com

⁴ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
wellington1991@hotmail.com

⁵ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
felipebritoleal@hotmail.com

RESUMO

O presente trabalho investiga um afloramento de rochas carbonáticas pertencente à Formação Cabaços, localizado na Bacia Lusitânica – Portugal. Foram analisadas propriedades petrofísicas de 43 amostras, como a porosidade, permeabilidade, densidades de grão e total e velocidades de propagação das ondas elásticas, através de ensaios. Os resultados indicam uma matriz predominantemente calcária, a partir da interpretação dos valores de densidade de grãos. Foi demonstrada uma relação representativa entre a densidade total e a porosidade, bem como uma correlação entre permeabilidade e porosidade, consideradas baixas. O estudo ainda analisa as velocidades elásticas e os módulos elásticos das amostras carbonáticas, observando-se uma relação inversa com a porosidade.

Palavras-chave: Propriedades petrofísicas, Bacia Lusitânica, Formação Cabaços.

1. INTRODUÇÃO

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, corresponde 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 a partir da confecção do plugue, secagem, medição das dimensões e pesagem dos mesmos, e posteriormente, a realização de ensaios de porosidade, densidade de grãos, permeabilidade e velocidades elásticas.

1.1. Contexto geológico da bacia lusitânica

A Bacia Lusitânica é uma bacia sedimentar que se desenvolveu 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. Possui um alongamento dominante NNE-SSW com uma extensão de cerca de 225 km, uma largura de 70 km e a espessura sedimentar máxima é de 5000m (Ribeiro *et al.*, 1979). A Figura (1) exhibe o mapa de localização da Bacia Lusitânica.

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.



Figura 1: Mapa da localização da Bacia Lusitânica.

2. METODOLOGIA

As análises expostas 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.

É realizada a serragem (Fig. 2A) das amostras de rocha coletadas em afloramento e depois é feita a extração de plugues destas amostras em uma plugadeira de bancada (Fig. 2B). Para garantir faces planas e paralelas, necessárias aos ensaios de velocidade de onda, foi feita a retificação das extremidades das amostras (Fig.2C).



Figura 2: (A) Serra, (B) Plugadeira manual e (C) Retificadora.

Terminada esta primeira fase, o plugue é colocado numa estufa para ser secado por 24 horas a uma temperatura de 80 graus Celsius. Por fim, as dimensões dos plugues são medidas com um paquímetro digital e os mesmos são pesados em balança de precisão semi-analítica. (Figura 3C)

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, (fig. 3A) fabricado pela Corelab, o qual se utiliza do método da porosimetria por expansão gasosa. Com o uso de um copo matriz (fig. 3B) 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. O volume de grãos é medido pela expansão do nitrogênio contido em uma câmara no interior do permoporosímetro. Nesta câmara, de volume conhecido V_1 ,



mede-se a pressão P_1 na qual o gás se encontra comprimido. Em seguida permite-se que o gás se expanda através de uma conexão ao copo matriz, de volume V_2 também conhecido, o qual contém o plugue. Após a estabilização da expansão do gás, mede-se a pressão P_2 . A queda de pressão dada pela diferença $P_1 - P_2$ é proporcional ao volume V ocupado pelo gás: $V = V_1 + V_2 - V_G$, onde V_G é o volume de grãos do plugue. Aplicando a Lei de Boyle e considerando que V_G é a única incógnita, este parâmetro pode ser determinado de forma direta. V_2 é o volume ocupado pelo gás dentro do copo matriz onde o plugue de rocha está inserido.



Figura 3: (A) UltraPoroPerm 500, (B) Copo matriz e (C) Balança semi-analítica.

A permeabilidade absoluta será medida no equipamento UltraPoroPerm 500 acoplado a um *coreholder* modelo HCH, também fabricado pela Corelab. Para a medição, o plugue é colocado no *coreholder* e em seguida é aplicada uma pressão confinante entre 400 e 10.000 psi. Depois, o gás nitrogênio é injetado na extremidade superior do plugue. A pressão de entrada do gás nos plugues é de aproximadamente 60 psi. Após a estabilização do fluxo de gás na amostra, mede-se a queda de pressão P e o fluxo. O nitrogênio, de viscosidade conhecida, não interage quimicamente com os grãos minerais, e o fluxo é laminar e monofásico. Assim, a permeabilidade é calculada através da Lei de Darcy.

O sistema AutoLab 500[®] (Fig.4), 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: S_1 e S_2 . A medição das propriedades elásticas não precisa ser realizada, necessariamente, em amostras secas; porém quando registrada sob essa condição permite modelar as velocidades das amostras saturadas.

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.



Figura 4: AutoLab500[®].

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura (5) apresenta a relação da densidade de grão com a porosidade de 43 amostras. 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 não-puras, possivelmente mais ricas em matéria orgânica.

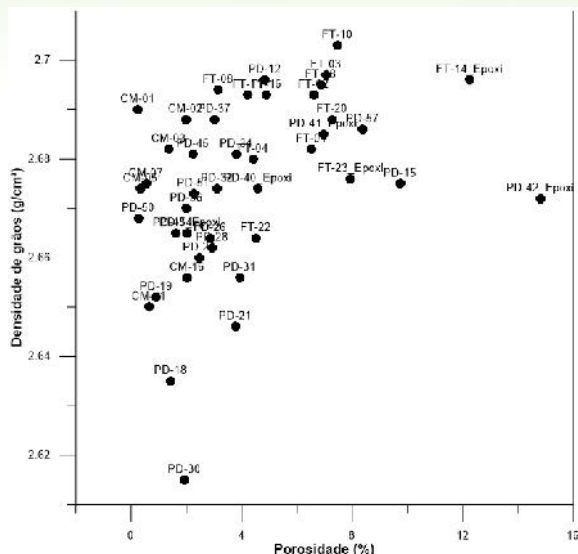


Figura 5: Relação entre a Densidade de grãos e a Porosidade.

Na figura (6) nota-se uma relação linear entre a densidade total (função da matriz mais o fluido contido nos poros) e a porosidade, ou seja, para maiores valores de porosidade ocorrem menores valores da densidade total.

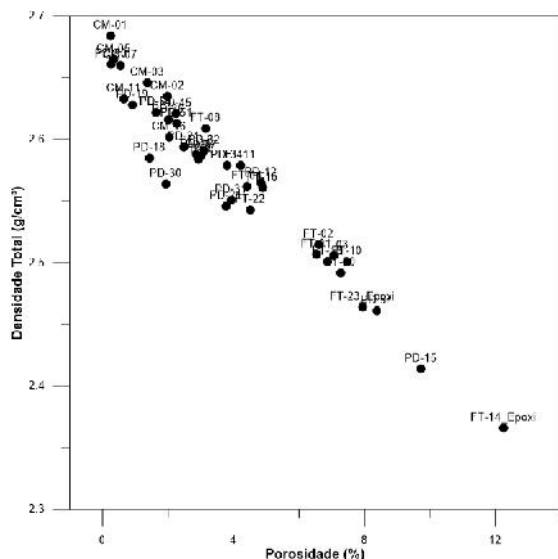


Figura 6: Relação entre densidade total e porosidade.

A Figura (7) apresenta os valores de permeabilidade e porosidade das amostras. Os resultados de porosidade e permeabilidade foram comparados entre si, com o objetivo de estabelecimento de alguma relação entre estas propriedades. Os valores da permeabilidade são muito

baixos e variam muito pouco com o aumento da porosidade. A grande maioria das amostras apresentam permeabilidade de 0,0001 mD.

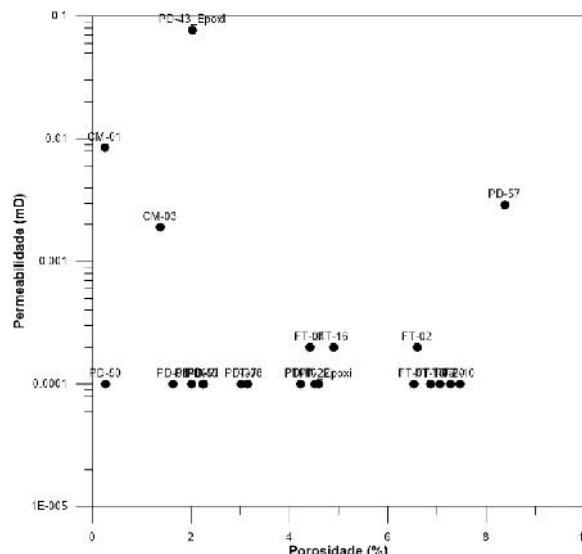


Figura 7: Relação entre a Permeabilidade e a Porosidade

A Figura (8) apresenta a relação entre velocidade de onda P e densidade total, onde a velocidade das ondas aumenta proporcionalmente ao aumento da densidade total, como esperado.

Similar a fig. (9) que apresenta as velocidades das ondas S1 em relação a densidade total, e mostram resultados semelhantes.

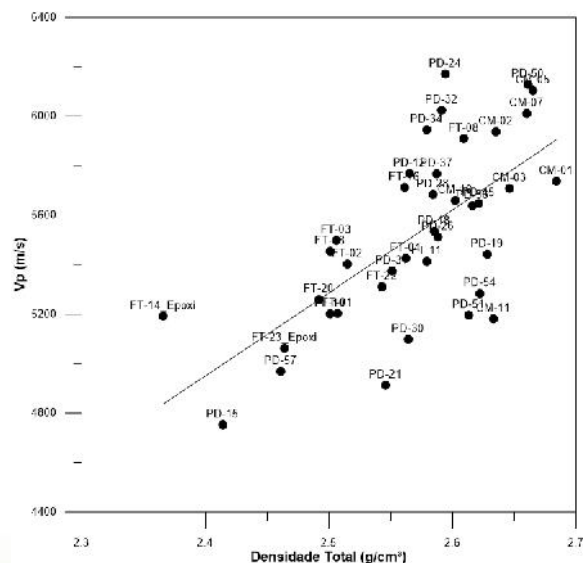


Figura 8: Relação entre a velocidade de onda Vp e a Densidade total.

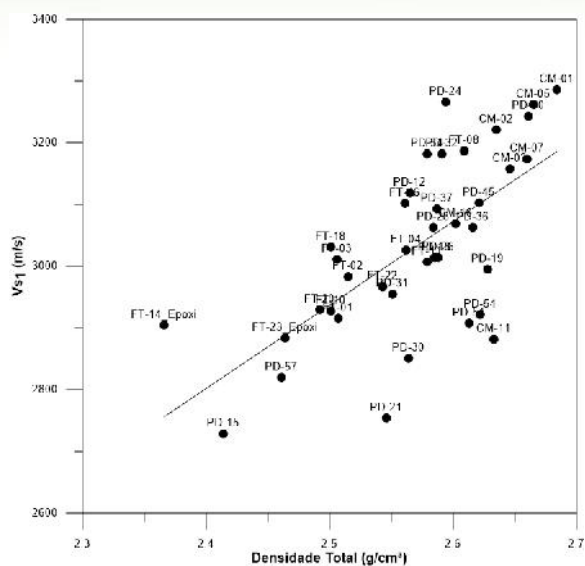


Figura 9: Relação entre a velocidade de onda Vs1 e a Densidade total

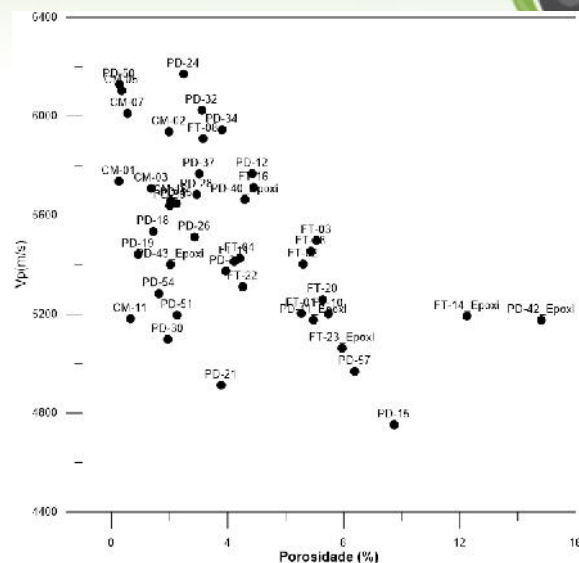


Figura 10: Relação entre a velocidade de onda (P) e a porosidade para pressão confinante efetiva de 40 MPa.

A Figura (10) apresenta a relação entre velocidade de onda P e a porosidade para os plugues sob pressão de confinamento de 40MPa. De modo semelhante, a Fig. (11) apresenta resultados similares para as velocidades das ondas S1 em relação a porosidade.

O ensaio é realizado com pressão confinante inicial de 40 MPa, decrescendo 5MPa a cada registro, até atingir o ponto mínimo de pressão confinante que é 5MP.

A porosidade possui um intervalo de variância entre 0,2% e 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, ou seja, para um dado valor de porosidade, podem ocorrer diversos valores de velocidade de um determinado tipo de onda. Isto acontece porque as velocidades são muito influenciadas por outras variáveis além da porosidade, como por exemplo, tamanho, arranjo e contato dos grãos.

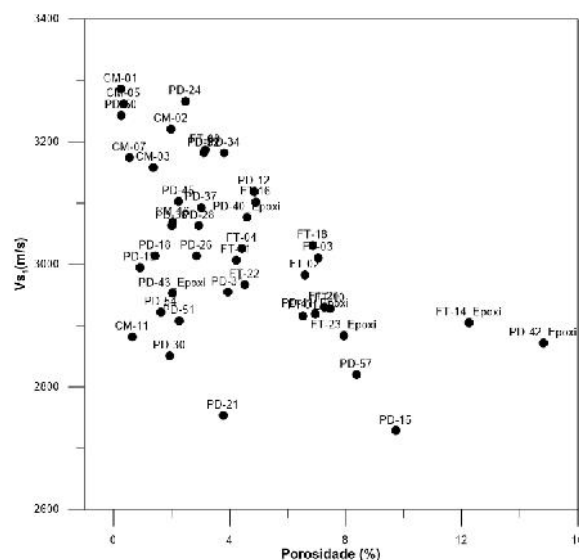


Figura 11: Relação entre a velocidade de onda (S1) e a porosidade para pressão confinante efetiva de 40 MPa.

A figura (12) apresenta a relação entre a razão Vs1/Vs2 e a porosidade que indica uma medida da anisotropia das amostras. A anisotropia é a característica de um meio, ou de um material, 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 é muito baixo, menos de 3%.

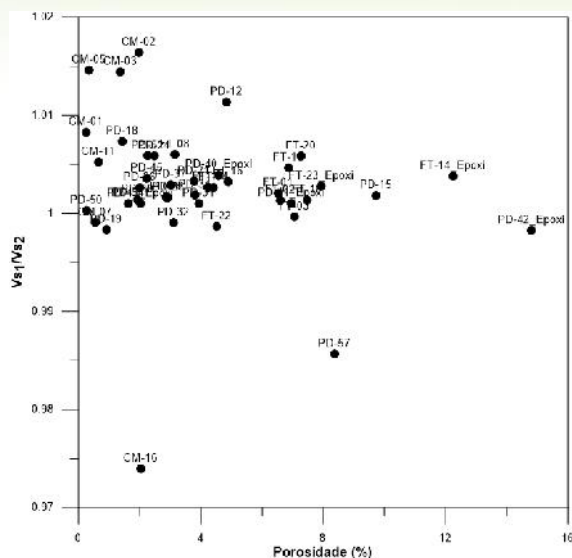


Figura 12: Relação entre a razão das velocidades (V_{S1}/V_{S2}) e a porosidade para pressão confinante efetiva de 40 MPa.

A figura (13) apresenta os módulos elásticos medidos sob pressão confinante efetiva de 40 MPa. Analisando estas figuras pode-se compreender que o aumento da porosidade implica em um decréscimo no valor dos módulos elásticos. Para a razão de Poisson o decréscimo é mais suave.

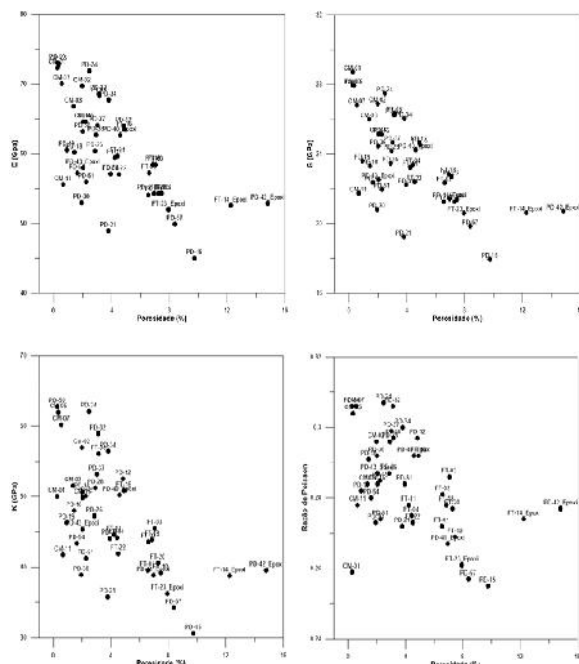


Figura 13: Módulos elásticos *versus* porosidade para pressão confinante de 40 MPa.

4. CONCLUSÕES

Conforme 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 da 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 da passagem dos fluidos.

A velocidade das ondas P e S1 aumentam à medida que a densidade total aumenta, como esperado.

As velocidades elásticas das amostras, medida em amostras secas, apresentam uma correlação inversa com a porosidade, ou seja, decrescem com o aumento da porosidade, apesar de uma grande dispersão. Isto aconteceu, provavelmente, devido ao grau de interconexão dos poros, ao arranjo de grãos, a distribuição granulométrica, entre outros.

O grau de anisotropia da onda cisalhante é muito baixo, estando limitado a 3%. Por sua vez, os módulos elásticos diminuem fortemente com o aumento da porosidade.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

KULLBERG, J. C. **Evolução tectónica mesozóica da Bacia Lusitaniana**. 2000, 361p. Tese, Univ. Nova Lisboa.

KULLBERG, J. C., ROCHA, R. B., SOARES, A. F., REY J, TERRINHA P.,



CALLAPEZ, P., MARTINS, L. **A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica. In Geologia de Portugal no contexto da Ibéria.** 2006, pp. 317-368. Univ. Évora.

RIBEIRO, A., ANTUNES, M. T., FERREIRA, M. P., ROCHA, R. B., SOARES, A. F., ZBYSZEWSKI, G., ALMEIDA, F. M., CARVALHO, D. & MONTEIRO, J. H. **Introduction à La Géologie Général edu Portugal.** 1979, 144p. Serv. Geol. Portugal, Lisboa.