

## Propriedades petrofísicas e geomecânicas das rochas da Formação Sousa, Bacia do Rio do Peixe.

Felipe B. Leal<sup>1</sup>, Karina F. F. L. Santiago<sup>1</sup>, Louis D. G. Tabosa<sup>1</sup>, Andrezza S. Silva<sup>1</sup>, José A. Soares<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Universidade Federal de Campina Grande

Copyright 2015, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14<sup>th</sup> 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

The sedimentary basins of Brazilian northeastern have been targeted for studies, especially when it comes to the search for new exploration fields in the country. The Rio do Peixe Basin, located in the Northwest border of Paraíba state, presents a large amount of siliciclastic rocks, and the occurrence of mature oil near the surface in Sousa Formation. A stratigraphic hole with 300 meters depth was drilled in Sousa Formation, and cores was extracted from this hole. The core is in UFCG's Petrophysics Laboratory, with the aim to better understand the nature of these rocks in this formation. This work determines petrophysical and geomechanical properties through tests performed on 11 samples taken from the core. At the end of the tests, some of the properties were obtained, such as porosity, permeability, grain density, elastic velocities and mechanical strength to uniaxial compression. After analyze and relate these properties, is was observed that the samples showed low permeability, even the most porous. Can be also saw that the possible presence of carbonate increases wave velocity values, and the mechanical strength values obtained with the Schmidt hammer showed some correlation with porosity and grain density.

### Introdução

Atividades voltadas à prospecção petrolífera no Estado da Paraíba estão concentradas na Bacia do Rio do Peixe (BRP). Devido ao volume de rochas siliciclásticas depositadas durante sua formação, e principalmente por revelar a presença de óleo maduro, a BRP é considerada uma fronteira exploratória de hidrocarbonetos em território brasileiro.

Com o intuito de melhor compreender as características das rochas pertencentes à Formação Sousa, um furo estratigráfico (1-BSB01-PB) foi realizado na BRP com a extração de 300 metros de testemunhos da Formação Sousa, os quais estão sendo analisados no Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande.

Para a realização deste trabalho, foram investigados aspectos petrofísicos e geomecânicos das rochas provenientes do furo estratigráfico, com o objetivo de determinar e analisar os parâmetros de resistência à

compressão uniaxial obtidos através de ensaios mecânicos e, por fim, correlacionar estes resultados com as características petrofísicas das rochas da Formação Sousa.

### Aspectos Geológicos

#### Bacia Rio do Peixe

A Bacia do Rio do Peixe encontra-se situada no limite NW do Estado da Paraíba, na fronteira com o Ceará (Figura 1), mais precisamente entre os meridianos 37°47'00" e 38°50'00" de longitude oeste e entre os paralelos 06°25'00" e 06°50'00" de latitude sul, abrangendo uma área de aproximadamente 1.315 km<sup>2</sup> (SILVA, 2009).



Figura 1: Localização da Bacia do Rio do Peixe. Fonte: ANP, (2008).

A BRP é descrita de um modo simplificado como sendo constituída por três semi-grabens basculados para sul, representados pelas sub-bacias de Brejo das Freiras, Sousa e Pombal, controlado por três falhas principais: Malta, Portalegre e Rio Piranhas. Estas sub-bacias são compostas por rochas sedimentares de origem terrígenas a partir do Cretáceo Inferior, representadas pelas formações, do topo para a base, Rio Piranhas, Sousa e Antenor Navarro, compondo o Grupo Rio do Peixe.

#### Formação Sousa

A Formação Sousa é dominada por camadas de folhelhos vermelhos a verdes, e siltitos vermelhos

intercalados com camadas de arenitos, em geral finos a médios, com matriz argilosa. Níveis carbonáticos ocorrem localmente. As principais estruturas sedimentares identificadas são marcas onduladas, estratificações plano-paralelas e cruzadas acanaladas de pequeno porte, gretas de contração e bioturbações (SILVA, 2009).

Atualmente a interpretação mais aceita é que a Formação Sousa apresenta características litofaciológicas que sugerem sua deposição em águas calmas, em ambiente lacustre raso com influência fluvial, conceitos estes utilizados por Vasconcelos (1980) e Srivastava & Carvalho (2004).

### Propriedades Físicas das Rochas

As propriedades físicas são determinadas em laboratório e as mais importantes, quanto à influência no comportamento mecânico são a porosidade, o peso específico, a permeabilidade, a resistência à compressão uniaxial e a velocidade de propagação das ondas elásticas.

#### Porosidade

A porosidade ( $\emptyset$ ) é a relação entre o volume ocupado por vazios ou poros na rocha,  $V_V$ , e o volume total  $V$ :

$$\emptyset (\%) = 100 \times (V_V / V) \quad (1)$$

De acordo com esta definição, a porosidade de materiais porosos poderia ter qualquer valor, mas a maioria das rochas sedimentares apresenta porosidade inferior a 50% (TIAB & DONALDSON, 2004).

#### Peso Específico

O peso específico ou peso unitário da rocha depende de seus componentes, e se define como massa por unidade de volume. Em geral se considera o mesmo valor para o peso específico ( $\gamma$ ) e para a densidade ( $\rho$ ) (VALLEJO et al, 2002).

$$\rho = \text{massa} / \text{volume} \quad (2)$$

#### Permeabilidade

Além de ser porosa, uma rocha reservatório deve ter a capacidade de permitir que os fluidos consigam fluir através dos seus poros interligados. A capacidade da rocha para conduzir fluidos é denominada permeabilidade (TIAB & DONALDSON, 2004).

#### Resistência à Compressão Uniaxial

A mecânica das rochas, um ramo da geomecânica, aplica os princípios da continuidade, mecânica dos sólidos e geologia para quantificar a resposta de uma rocha que é submetida a forças ambientais causadas por fatores induzidos pelo homem que alteram as condições ambientais originais (AADNOY & LOOYEH, 2010).

A resistência à compressão uniaxial é o máximo esforço que a rocha suporta quando submetida à compressão na direção axial (VALLEJO et al, 2002).

#### Velocidade de Propagação de Ondas Elásticas

As velocidades de propagação das ondas elásticas ao atravessarem a rocha dependem da densidade e da porosidade (VALLEJO et al, 2002). Em particular, as

velocidades de propagação das ondas longitudinais,  $V_P$  (ondas de compressão), e das ondas transversais  $V_S$  (ondas de cisalhamento) variam significativamente com a presença de descontinuidades.

O módulo de Young,  $E$ , define a relação linear elástica entre o esforço aplicado e a deformação produzida na direção da aplicação do esforço. O coeficiente de Poisson,  $\nu$ , é definido como a razão entre as deformações transversal e axial. Essas constantes são obtidas pelo ensaio de compressão simples e definem as características da deformação elástica estática da rocha. Os valores de  $E$  e  $\nu$  podem também ser obtidos a partir das velocidades das ondas elásticas  $V_P$  e  $V_S$ , medidas no ensaio de velocidades elásticas no laboratório, correspondendo aos valores dinâmicos.

### Metodologia

#### Seleção e Preparação de Amostras

Foram selecionados 11 intervalos do furo estratigráfico (1-BSB01-PB). A seleção destes intervalos foi feita de forma a se escolher amostras de rochas com diferentes características faciológicas.

A confecção de todos os corpos de prova foi realizada na sala de preparação de amostras. Primeiramente, foi confeccionado um plugue cilíndrico de cada intervalo, com cerca de uma polegada e meia de diâmetro e altura entre dois e sete centímetros (Figura 2).

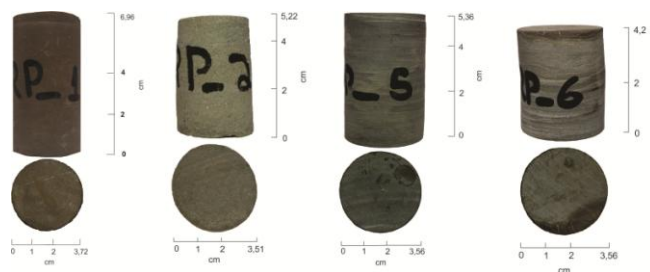


Figura 2: Alguns plugues confeccionados para realização de ensaios.

Na preparação destes plugues foi utilizada uma serra para retirar um bloco do testemunho, em seguida com o auxílio da plugadeira de bancada foram extraídos os plugues. E para garantir faces planas e paralelas foi feita a retificação das extremidades da amostra em uma retificadora.

Após esta fase de confecção, os plugues foram submetidos à secagem por 24 horas sob temperatura constante de 80°C em estufa. Em seguida, foram pesadas em balança eletrônica de precisão e realizadas medições de suas dimensões, comprimento e diâmetro, com auxílio de um paquímetro digital. Em seguida, os plugues são destinados à realização dos ensaios de porosidade, permeabilidade e velocidade de ondas.

Já para realização do ensaio com martelo de Schmidt são confeccionados outros corpos de prova, com cerca de 5 cm de diâmetro e 3 cm de altura, retirados dos mesmos intervalos selecionados.

### Ensaio de Porosidade

O ensaio é realizado utilizando-se o equipamento Ultra Poro-Perm 500, o qual se utiliza do método da porosimetria por expansão gasosa. Com 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.

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 o gás se expande 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.

Uma vez que a amostra se encontra seca pode-se assumir que a sua massa corresponde à massa de sua fase sólida, sendo a densidade de grãos dada pela razão entre a massa do plugue e o volume de grãos medido.

### Ensaio de Permeabilidade

O ensaio de permeabilidade também é realizado utilizando o equipamento Ultra Poro-Perm 500, sendo este acoplado a um coreholder modelo HCH.

Para a medição, o plugue é colocado no coreholder e em seguida é aplicada uma pressão confinante entre 400 e 10.000 psi. Para estas medições foi utilizada uma pressão confinante de 1.000 psi. Depois gás é injetado (neste caso nitrogênio) na extremidade superior do plugue sob uma pressão de até 1000 psi. Neste trabalho a pressão de entrada do gás nos plugues foi de aproximadamente 60 psi. Após a estabilização do fluxo de gás na amostra, mede-se a queda de pressão  $\Delta P$  (diferença entre a pressão de entrada e a pressão de saída) e o fluxo. Considerando-se que o gás utilizado nas medições é o nitrogênio, de viscosidade  $\eta$  conhecida e que não interage quimicamente com os grãos minerais, e que o fluxo é laminar e monofásico, a permeabilidade é calculada através da Lei de Darcy.

### Ensaio de Velocidade de Ondas

Para este ensaio utilizou-se o sistema AutoLab 500, o qual permitiu registrar simultaneamente o tempo de trânsito da transmissão direta de três formas de onda: a onda P (onda compressional), que se propaga e possui polarização na direção axial do plugue, e duas ondas, S1 e S2, (ondas cisalhantes), com direções de polarização mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo do plugue.

Durante os ensaios elásticos o sistema de pressão de poros foi mantido aberto para a pressão ambiente e os ensaios realizados a temperatura ambiente. Portanto, a única variável durante os ensaios elásticos foi a pressão

confinante. A pressão confinante inicial estabelecida foi de 40 MPa, até a captura da primeira onda. O tempo para a estabilização da pressão depende do tipo de amostra. Após a primeira onda ser capturada, as demais ondas sob as pressões confinantes de 35, 30, 25, 20, 15, 10, 5 MPa, são capturadas posteriormente.

### Ensaio com Martelo de Schmidt

Para este ensaio foi necessária a confecção de novos plugues, sendo estes com um maior diâmetro, para que sua aplicação fosse feita de acordo com as recomendações do próprio equipamento. Para cada intervalo selecionado foram confeccionados de 7 a 10 plugues, com cerca de 3 cm de altura, e posteriormente com auxílio da retificadora suas fâcies foram deixadas planas e paralelas.

Para sua aplicação é preciso apoiar levemente o êmbolo de impacto e pressionar o botão. Após isto a barra sairá completamente do equipamento e o martelo é preso pela garra, a partir daí o martelo está pronto para realizar o ensaio, sendo movimentada lentamente a barra na direção normal à superfície da amostra até ocasionar o choque e consequente reflexão, travando mais uma vez o botão e obtendo-se o valor do rebote.

Depois de obtidos os valores de rebote foi feita uma média, e em seguida excluídos aqueles valores que se distanciaram em 7 ou mais unidades da média, após isso foi feita uma nova média com os valores restantes (AYDIN & BASU, 2005). Com essa média final de cada amostra, foi feita uma correlação mediante um ábaco, para obter o valor da resistência à compressão uniaxial.

### Resultados

Foram selecionados 11 intervalos para retirada de amostras a serem ensaiadas, a Tabela 1 mostra as litofácies, bem como as profundidades das quais foram retiradas do furo estratigráfico 1-BSB01-PB.

Tabela 1: Profundidades e litofácies das amostras.

Amostra	Profundidade(m)	Litofácies
BRP-1	7,75	Marga
BRP-2	20,3	Arenito argiloso*
BRP-3	20,8	Arenito argiloso*
BRP-4	22,86	Calcilutito cinza
BRP-5	26,05	Folhelho negro
BRP-6	31,54	Calcilutito cinza
BRP-B	36,48	Folhelho negro
BRP-8	43,45	Calcilutito vermelho
BRP-9	60,51	Calcilutito vermelho
BRP-10	66,25	Calcilutito vermelho
BRP-11	76,45	Marga

\* Presença de cimentação carbonática

A Figura 3 apresenta a relação entre porosidade e permeabilidade das amostras ensaiadas. Observa-se que dentre as 11 amostras há uma variação da porosidade, entre 3 e 20%, e baixas permeabilidades, todas menores que 0,04 mD, indicando baixa conectividade entre os poros presentes nas amostras.

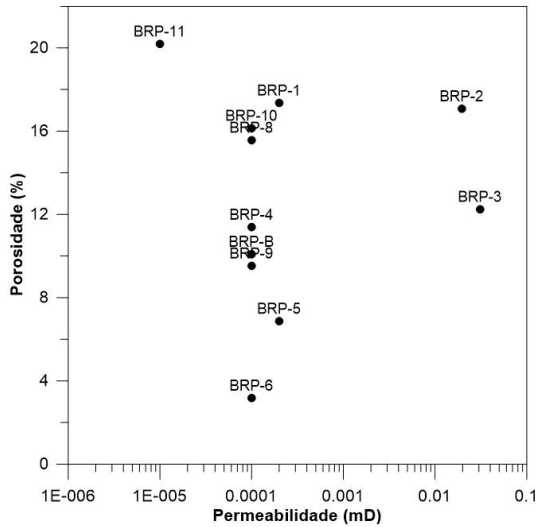


Figura 3: Relação entre porosidade e permeabilidade.

A Figura 4 apresenta a relação entre a porosidade e a densidade total, onde pode-se observar que quanto maior a porosidade da amostra, menor é o valor de densidade total da mesma. 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, sendo assim, quanto maior a presença de poros, maior será a influência da densidade do ar na densidade total da amostra.

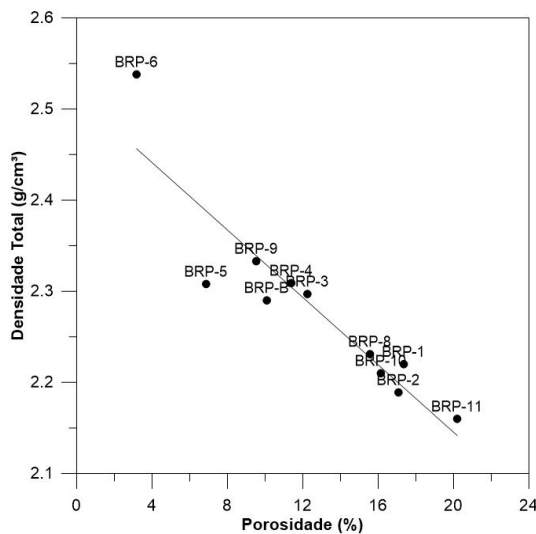


Figura 4: Relação entre densidade total e porosidade.

A Figura 5 traz a relação da VP com a porosidade, já a Figura 6 mostra a relação entre VP e a densidade de grãos. A partir destes gráficos podemos observar que as amostras BRP-6 e BRP-3 apresentam comportamentos

diferentes das demais, possuindo velocidades de onda bem maiores que as outras amostras ensaiadas. Um fator que pode estar influenciando para estas amostras apresentarem este comportamento é a possível presença de carbonato somado a uma maior heterogeneidade composicional, o que foi visto na análise faciológica destas amostras.

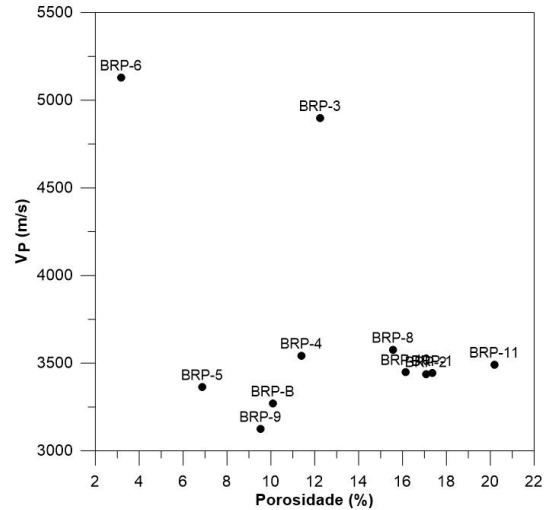


Figura 5: Relação de VP com porosidade, para pressão confinante de 40 MPa.

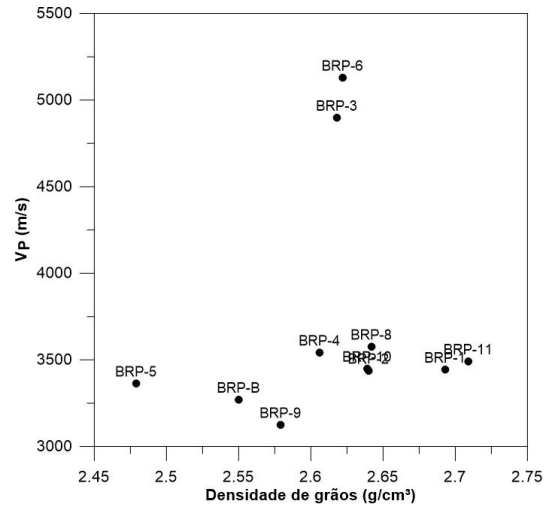


Figura 6: Relação de VP com densidade de grãos, para pressão confinante de 40 MPa.

As Figuras 7 e 8 relacionam as velocidades das ondas cisalhantes, VS1 e VS2 respectivamente, com a porosidade, para pressão confinante de 40MPa.

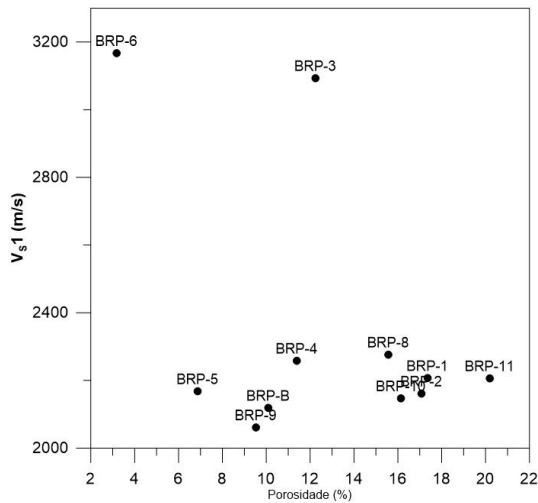


Figura 7: Velocidades da onda S1 contra porosidade, para pressão confinante de 40 MPa.

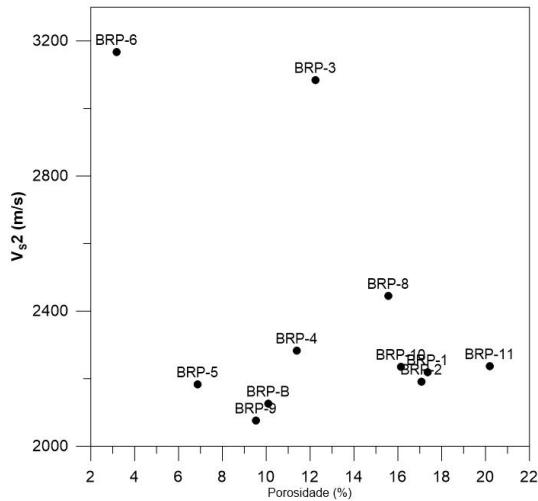


Figura 8: Relação entre VS2 e porosidade, para pressão confinante de 40 MPa.

Sabendo que uma amostra é considerada isotrópica quando apresenta a razão  $V_{s1}/V_{s2}$  igual a um, foram calculados os valores de anisotropia das amostras ensaiadas, sendo possível identificar que o grau de anisotropia destas amostras não chega a 10%.

A Figura 9 mostra a relação entre a porosidade das amostras com os valores de resistência à compressão uniaxial obtidos com o martelo de Schmidt. Pode-se identificar uma boa correlação entre a porosidade e os valores de resistência, apresentando maior valor de resistência aquelas amostras de menor porosidade.

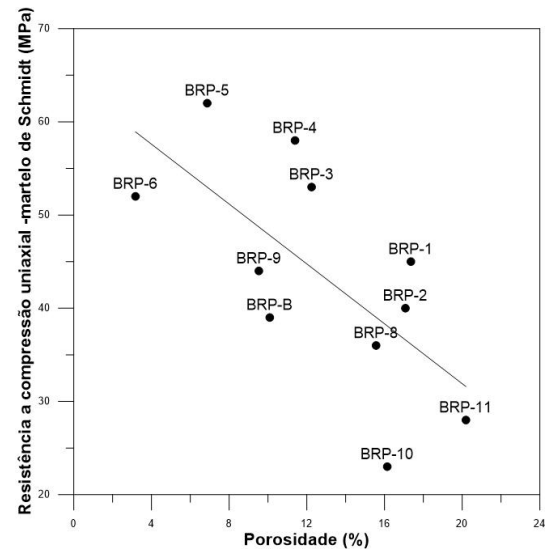


Figura 9: Relação entre porosidade e valores de resistência obtidos com martelo de Schmidt.

A Figura 10 relaciona os valores de resistência à compressão uniaxial obtidos com o martelo de Schmidt e a densidade de grãos. Pode-se observar que à medida que aumentam os valores de densidade de grãos, os valores de resistência decrescem. No entanto, isto ocorre com uma considerável dispersão.

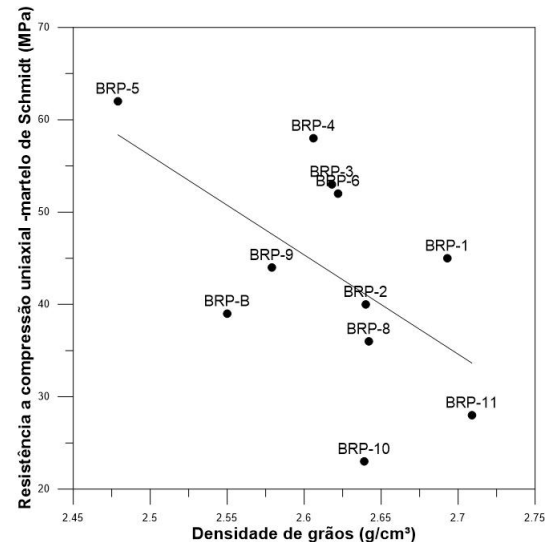


Figura 10: Relação entre valores de resistência a compressão uniaxial obtidos com martelo e a densidade de grãos.

A Figura 11 mostra a relação entre porosidade e densidade de grãos de todas as amostras ensaiadas. Observa-se que as amostras que apresentaram maior densidade de grãos possuem maior percentual de porosidade. A dissolução do cimento carbonático presente nestas rochas é o provável fator determinante para este comportamento, causando um aumento na porosidade destas rochas.

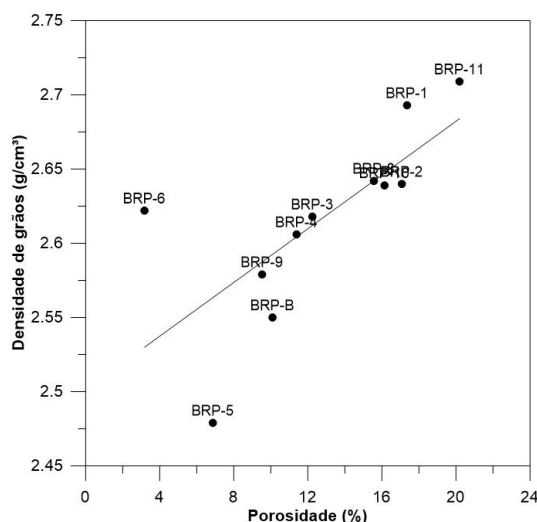


Figura 11: Relação entre a densidade de grãos e a porosidade das amostras ensaiadas.

### Conclusões

Ao realizar os ensaios de porosidade e permeabilidade observa-se a falta de correlação entre essas duas propriedades, já que a porosidade das amostras varia entre 3 e 20%, o que praticamente não influenciou suas permeabilidades, que apresentam em todas as amostras valores abaixo de 0,04 mD. Este fato mostra que mesmo as amostras mais porosas não apresentam seus espaços porosos conectados entre si.

Já na relação entre a porosidade e a densidade total das amostras, como esperado, quanto maior o valor da porosidade, menor a densidade total. Isto se dá por a densidade ser calculada pela razão da massa pelo volume, sendo assim, quanto mais porosa a amostra, menor é a sua massa.

Quando relacionadas às velocidades das ondas elásticas com a porosidade e densidade de grãos das amostras, observa-se que as amostras BRP-6 e BRP-3 apresentam velocidades muito mais elevadas quando comparadas às outras amostras. Um fator que pode ser o responsável por essas altas velocidades encontradas nessas amostras é a presença de carbonato em suas composições, vista durante a análise de suas litofácies. O grau de anisotropia da onda cisalhante é baixo, não alcançando 10% em nenhuma amostra analisada.

Os resultados obtidos com o martelo de Schmidt mostraram correlação com a porosidade, visto que, as amostras que apresentaram maior resistência a compressão uniaxial foram aquelas com menor porosidade. Também foi vista uma correlação entre os resultados do martelo e a densidade de grãos, sendo esta com maior dispersão.

A dissolução do cimento carbonático é o provável fator para que amostras com maior densidade de grãos também apresentassem maior percentual de porosidade.

### Agradecimentos

Os autores agradecem ao convênio PETROBRAS/UFCC TC 0050.0057323.10.9 pelo financiamento da pesquisa e à PETROBRAS pela permissão para a publicação destes resultados.

### Referências

- Aadnoy, B. S.; Looyeh, R. *Petroleum Rock Mechanics: Drilling operations and well design*. 1ª Ed. Oxford: Elsevier. 2010. 350 p.
- ANP (Agência Nacional de Petróleo). Nona rodada de licitações: Bacia Rio do Peixe. Brasil Round 9. 2008.
- Aydin, A.; Basu, A. *The Schmidt hammer in rock material characterization*. Department of Earth Sciences, The University of Hong Kong, Hong Kong, China. *Engineering Geology*. 2005.
- Silva, A. N. *Arquitetura, Litofácies e Evolução Tectono-Estratigráfica da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil*. Natal, RN. Dissertação de Mestrado, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2009.
- Srivastava, N. K.; Carvalho, I. S. *Bacias do Rio do Peixe*. Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix, Informativo Phoenix, n. 71, p. 1-4, 2004.
- Tiab, D.; Donaldson, E. C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. 2ª Ed. Oxford: Elsevier, 2004. 889 p.
- Vallejo, L. I.; Ferrer, M.; Ortuño, L.; Oteo, C. *Ingeniería Geológica*. 1ª Ed. Madrid: Pearson Educación, 2002. 744 p.
- Vasconcelos, E. C. *Estudo Faciológico da Formação Souza (Grupo Rio do Peixe, PB)*. Dissertação de Mestrado. Departamento de Geologia, Universidade Federal de Pernambuco. 1980.