

## PETROFÍSICA DE ARENITOS E GIPSITAS DA BACIA DO ARARIPE

Lanna Caroline Normando<sup>1</sup>; Tercio Rodrigues Barreto de Matos<sup>2</sup>; Leyllanne Renalle Batista de Almeida<sup>3</sup>; Renan Nicolau Ribeiro da Rocha<sup>4</sup>; José Agnelo Soares<sup>5</sup>.

<sup>1</sup>Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica -  
lannanormando@gmail.com

<sup>2</sup>Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica -  
terciopetromatos@gmail.com

<sup>3</sup>Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral  
(PPGEPM) - [leylla\\_almeida@hotmail.com](mailto:leylla_almeida@hotmail.com)

<sup>4</sup>Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia -  
renanribeiro\_rocha@hotmail.com

<sup>5</sup>Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia -  
agnelosoares@gmail.com

### RESUMO

O presente trabalho investiga as propriedades físicas de amostras de arenitos e gipsitas de afloramentos da Bacia do Araripe. Estas amostras foram extraídas em campo, preparadas e analisadas no Laboratório de Petrofísica da Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia da UFCG. Os ensaios realizados foram: densidade de grãos e porosidade, e elastodinâmicos, com as amostras secas e sob temperatura ambiente. O ensaio de densidade de grãos e porosidade, foi executado sob pressão ambiente, enquanto que nos ensaios de velocidades elásticas foi inicialmente aplicada uma pressão confinante de até 40 MPa, capturando as ondas em intervalos decrescentes de 5 MPa. Os plugues estudados neste trabalho apresentaram valores de porosidade variando entre 1% e 35%, aproximadamente. A densidade dos grãos possibilitou a identificação de dois litotipos distintos: os grupos PP-Base, PP-01A e PP-01B, apresentaram valores em torno de 2,65 g/cm<sup>3</sup>, confirmando que essas amostras possuem matriz arenítica. Já o grupo MCP apresentou uma média de 2,32g/cm<sup>3</sup>, esperado para gipsita. As velocidades das ondas compressoriais e cisalhantes, bem como os módulos elásticos, apresentaram comportamento inverso quando analisados em função da porosidade, apesar de haver uma pequena dispersão. O conjunto de amostras apresentou um baixo grau de anisotropia.

### 1. INTRODUÇÃO

A Petrofísica é uma ferramenta fundamental para investigar as propriedades que possibilitam determinar porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos em rochas-reservatório, que é de fundamental importância para caracterização do armazenamento e da transmissão de fluidos na rocha, com a finalidade de gerenciar e prover o desempenho de um reservatório [SOARES, 2011].

Por englobar diversas áreas do conhecimento, como geologia, geofísica, química, mecânica, engenharia de petróleo e outras, a petrofísica é

considerada uma ferramenta de uso amplo e interdisciplinar. A petrofísica também é aplicada às atividades relacionadas à exploração e produção de recursos minerais [SOARES, 2011].

Este trabalho tem como objetivo realizar a caracterização petrofísica de 24 amostras de rochas sedimentares (evaporitos e arenitos), provenientes da Bacia do Araripe, pertencentes às formações Santana e Exu. As etapas realizadas foram: confecção dos plugues; secagem, pesagem e medição de suas dimensões (comprimento e diâmetro); realização

e porosidade [www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

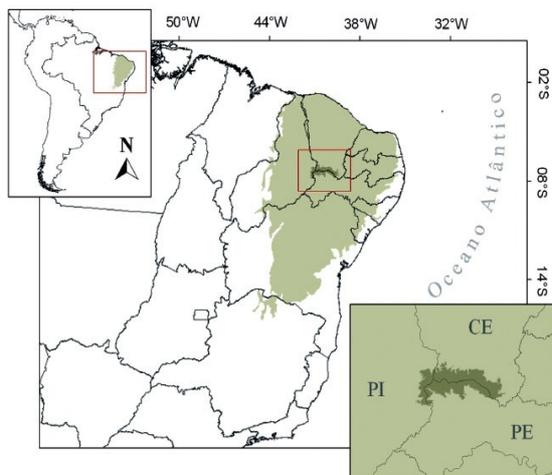
br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

### 1.1 Localização da Área de Estudo

A Bacia do Araripe localiza-se nas regiões sul do estado do Ceará, oeste do estado de Pernambuco e leste do Piauí (Figura 1), sendo a que apresenta a maior área de exposição de rochas cretáceas (12.200 km<sup>2</sup>) dentre as bacias interiores do Nordeste. Sua área de ocorrência não se limita à Chapada do Araripe, estendendo-se também pelo Vale do Cariri.



**Figura 1.** Mapa de Localização da Bacia do Araripe. Fonte: Novaes (2014).

### 1.2 Geologia da Bacia do Araripe

Implantada em terrenos pré-cambrianos da Zona Transversal da Província Borborema (BRITO NEVES et al., 2000), a sul do Lineamento de Patos, a Bacia do Araripe é a mais extensa das bacias interiores do Nordeste e a que apresenta, dentre elas, história geológica mais complexa.

A moderna concepção da estratigrafia da Bacia do Araripe foi delineada na década de 80, quando a bacia foi objeto de intensa pesquisa visando à avaliação de seu potencial petrolífero. O ponto de partida foi o levantamento gravimétrico de Rand e Manso (1984), seguido por trabalhos de mapeamento geológico (GHIGNONE et al., 1986) propiciaram grande avanço no conhecimento da estratigrafia da bacia, que foi consolidado nos trabalhos de Ponte e Appi (1990), Assine (1990; 1992) e Ponte e Ponte Filho (1996).

Há diferentes propostas para a sequência estratigráfica da Bacia do Araripe, sendo aqui adotada a mais recente, de Assine (2007), descrita simplificada na Figura 2:

Era	Período	Andar	Unidade litoestratigráfica
MESOZOICO	CRETÁCEO	CENOMANIANO	Formação Exu
		?	
		ALBIANO	Formação Araripina
		?	Formação Santana Membro Romualdo
		?	Formação Santana Membros Crato/Ipubi
	JURÁSSICO	NEOAPTIANO	Formação Barbalha
		EOCRETÁCEO	Formação Abaiara
		NEOJURÁSSICO	Formação Missão Velha
	PALEOZOICO	SILURIANO	Formação Brejo Santo
		ORDOVICIANO	Formação Cariri
PRECAMBRIANO		embasamento cristalino (granito)	

**Figura 2.** Estratigrafia da Bacia do Araripe. Fonte: Modificada de Assine (2007).

### 1.3 Propriedades Petrofísicas

#### 1.3.1 Densidade dos grãos

A densidade dos grãos ( $\rho_g$ ) é obtida pela razão entre a massa dos grãos (mg) e o volume dos grãos ( $V_g$ ). A massa dos grãos é obtida durante a pesagem das amostras, visto que estas estão secas e o peso corresponde apenas aos grãos da rocha.

#### 1.3.2 Densidade Total

A densidade total considera não apenas o volume dos grãos, mas também o volume dos poros, englobando assim o volume total da amostra.

#### 1.3.3 Porosidade

A porosidade ( $\Phi$ ) é a propriedade que define o espaço disponível para o armazenamento dos fluidos. O volume de vazios presentes nas rochas é representado pela porosidade, ou seja, é a porcentagem de espaços vazios em relação ao volume total da rocha [SILVA, 2007].

#### 1.3.3 Proj



## II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

As propriedades elásticas de uma matéria são descritas pelas constantes elásticas.

Segundo Soares (1992), o Módulo de Young,  $E$ , é definido como sendo a constante elástica entre uma tensão aplicada longitudinal ( $\sigma$ ) e a sua correspondente deformação ( $\epsilon$ ).

A razão de Poisson ( $\nu$ ) é definida como a razão entre a deformação sofrida por um corpo na direção perpendicular à tensão aplicada ( $\epsilon_2$ ) e a deformação ao longo da direção paralela à tensão aplicada ( $\epsilon_1$ ).

O Módulo de Incompressibilidade ( $K$ ), é uma medida da razão entre a tensão e a sua correspondente deformação quando um corpo está sendo submetido a uma tensão 3D de compressão e uniforme. Dessa forma, o módulo de incompressibilidade está relacionado à tensão necessária para provocar a deformação volumétrica ( $\Delta V/V$ ) sobre o corpo.

O módulo de cisalhamento ( $G$ ) descreve a razão entre a tensão ( $\tau$ ) de cisalhamento e a sua correspondente deformação de cisalhamento ( $\epsilon_s$ ), sendo uma medida da oposição à deformação angular provocada pela tensão cisalhante.

## 2. METODOLOGIA

Para a obtenção das propriedades desejadas, foram realizados ensaios de densidade de grãos e porosidade e de propriedades elastodinâmicas, que demandaram a preparação de amostras, além de pesagem e medição das dimensões das mesmas.

### 2.1. Preparação das Amostras

Inicialmente são confeccionados plugues com as seguintes características: forma cilíndrica, com diâmetro de 1,5 polegadas e 5 cm de comprimento aproximadamente.

As amostras foram extraídas em campo utilizando a plugadeira manual (Figura 3a), necessitando-se posteriormente realizar o acabamento no laboratório de preparação de amostras, situado no Departamento de Mineração e Geologia (DMG) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Para isso foi utilizada a serra para adequação do tamanho das amostras, quando necessário, e a retificadora para assegurar

faces planas e paralelas, necessárias para realização dos ensaios. Após a preparação das amostras, estas são colocadas em uma estufa e permanecem durante 24 horas a 80°C para realizar a secagem. Em seguida, realiza-se a medição das dimensões (comprimento e diâmetro) através do uso de um paquímetro digital e a pesagem com uma balança semianalítica.



Figura 3. Plugadeira manual. Fonte: Do autor.

### 2.2 Ensaios de Densidade de Grãos

Na realização dos ensaios de densidade de grãos e de porosidade utiliza-se o equipamento Ultra-Poro/Perm 500 (Figura 4a), de fabricação da CORELAB INSTRUMENTS.

Para a realização do ensaio petrofísico de densidade de grãos e porosidade, cada plugue de rocha é instalado individualmente dentro do copo matriz (Figura 4b). Uma válvula é aberta e o gás é liberado para dentro de uma célula de referência com volume ( $V_1$ ) conhecido. A pressão  $P_1$  é lida eletronicamente pelo aparelho. Logo após esta leitura é aberta uma válvula conectando a célula de referência com o copo matriz. Uma pressão  $P_2$  é lida pelo aparelho.

O volume da amostra é calculado a partir de dimensões do plugue cilíndrico obtidas nas medições com o paquímetro. Como mencionado acima, para realizar a célula de porosidad

[www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



do volume poroso. Para tal, emprega-se a Lei de Boyle, para determinar o volume dos grãos a partir da expansão de uma massa conhecida de gás (neste caso, nitrogênio) para dentro de um suporte de amostra calibrado.

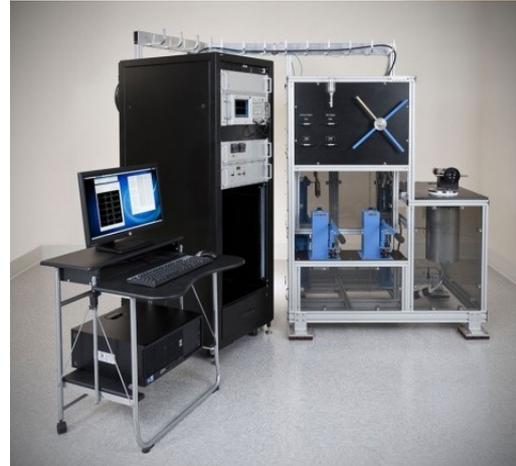


**Figura 4:** (a) Ultra-Poro/Perm; (b) Copo Matriz. Fonte: Do autor.

### 2.3 Ensaios Elastodinâmicos

O objetivo dos ensaios elastodinâmicos é medir a velocidade de propagação das ondas P, S1 e S2. A realização destes ensaios é feita utilizando o equipamento Autolab 500®, fabricado pela New England Research (Figura 5).

O processo baseia-se na medição do tempo de trânsito da transmissão direta de ondas elásticas que percorrem a amostra ao longo do seu comprimento axial. Estes ensaios foram realizados em 24 amostras secas, com pressão de poros e temperatura nas condições normais do ambiente. A pressão confinante inicial estabelecida foi de 40 MPa.



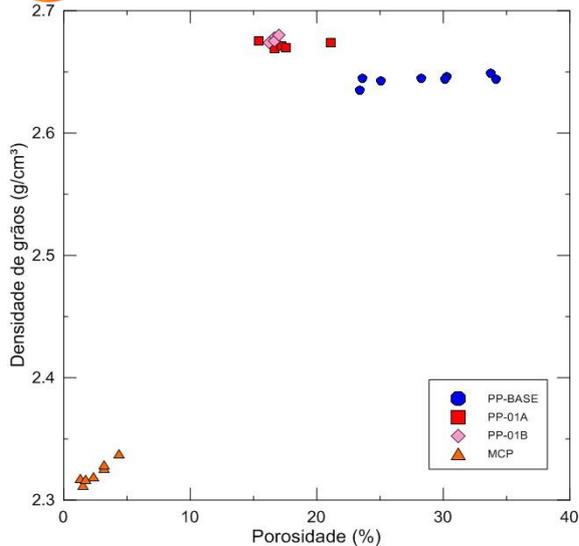
**Figura 5.** AutoLab 500®. Fonte: Do autor.

A amostra deve ficar estável a esta pressão por no mínimo 5 minutos, quando se captura a primeira onda, sendo que o tempo para estabilização varia com o tipo de amostra. Após a primeira onda ser capturada, as demais ondas com pressão de 35, 30, 25, 20, 15, 10 e 5 MPa, são capturadas quando as mesmas permanecerem estáveis por no mínimo 3 minutos. Durante a realização dos ensaios de velocidades de onda, é necessário que o operador forneça dados de comprimento (mm), diâmetro (mm), densidade total ( $\text{g/cm}^3$ ) e a porosidade (%).

Ao fim da realização do ensaio, é feito o procedimento de picagem, que é a marcação dos tempos de chegada das ondas P, S1 e S2. Após esse procedimento, é gerado um relatório contendo informações das velocidades elásticas, o módulo de Young e o coeficiente de Poisson.

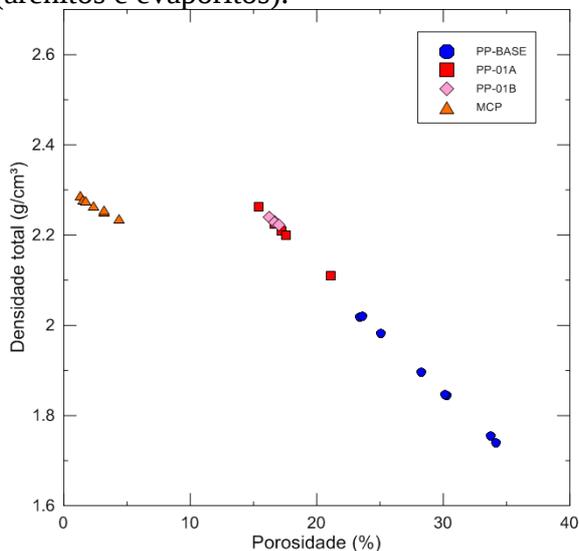
### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O gráfico da figura 6 relaciona a densidade de grãos com a porosidade para cada amostra, e configura-se como um bom indicador de litologia. Nele, podemos observar a separação entre dois litotipos distintos: os grupos PP-Base, PP-01A e PP-01B apresentaram densidade de grãos em torno de  $2,65 \text{ g/cm}^3$ , típico de arenitos. Já o grupo MCP apresenta densidade de grãos média de  $2,32 \text{ g/cm}^3$ , típicos das gipsitas.



**Figura 6.** Relação entre densidade de grãos e porosidade para as amostras estudadas neste trabalho.

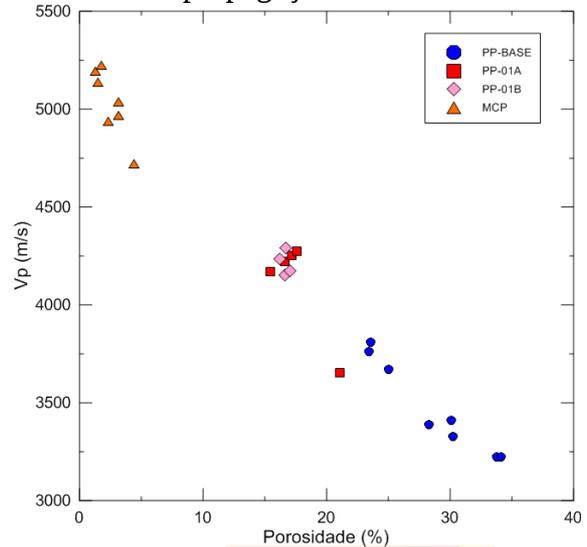
A figura 7 apresenta a relação entre a densidade total das amostras e a porosidade. Observa-se uma correlação linear e inversamente proporcional para cada litotipo (arenitos e evaporitos).



**Figura 7.** Relação entre densidade total e porosidade para as amostras estudadas neste trabalho.

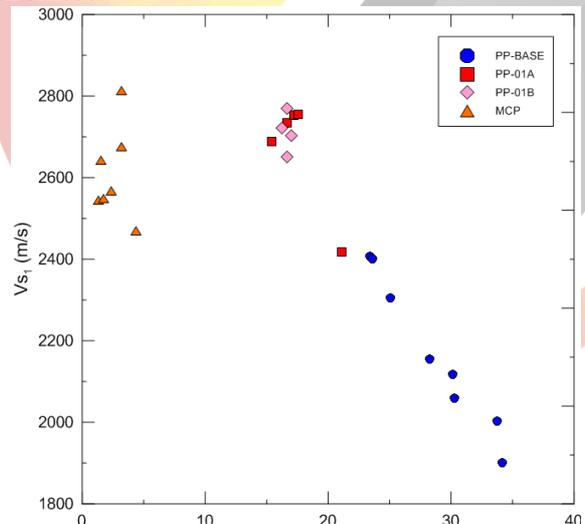
A Figura 8 apresenta a relação entre a velocidade de onda compressional ( $V_p$ ) e a porosidade medida nas amostras. Como esperado, denota-se uma relação inversamente proporcional, com uma linha de tendência geral com pouca dispersão. Esta relação deve-se ao fato de que os vazios presentes na rocha

causam redução na velocidade de propagação da onda. De fato, observa-se que o grupo MCP, com amostras de gipsita de porosidade baixa, apresenta os maiores valores de velocidade de propagação de onda P.

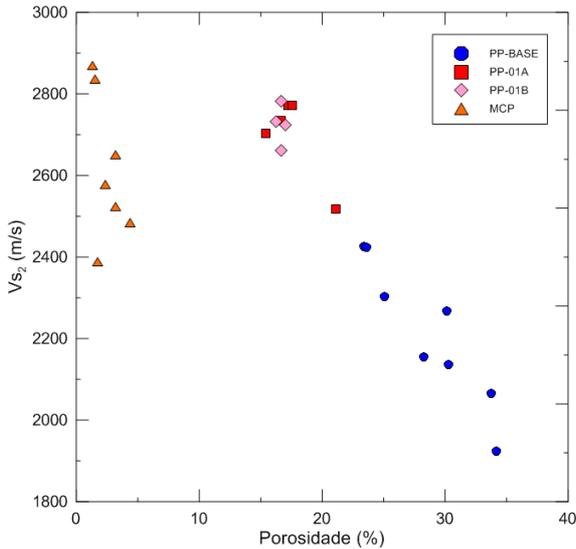


**Figura 8.** Relação entre a velocidade da onda compressional e a porosidade, sob pressão confinante de 40 MPa.

As Figuras 9 e 10 relacionam as velocidades das ondas cisalhantes ( $S_1$  e  $S_2$ ) e a porosidade. Verifica-se que, para os arenitos, há uma relação linear que segue o mesmo padrão da figura 11, havendo uma linha de tendência com fraca dispersão. No caso das ondas S as gipsitas apresentam uma relação diferente daquela estabelecida para os arenitos.

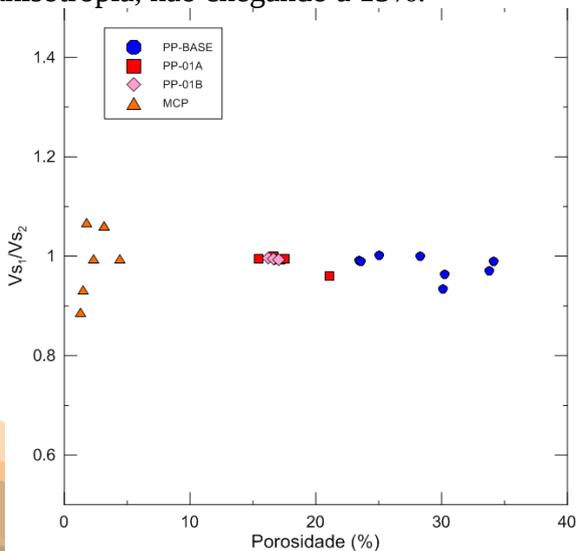


**Figura 9.** Relação entre a velocidade da onda cisalhante ( $S_1$ ) e a porosidade, sob pressão confinante de 40 MPa.



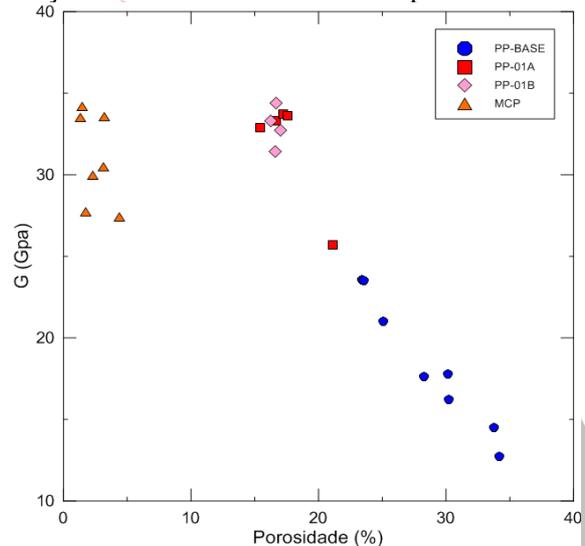
**Figura 10.** Relação entre a velocidade da onda cisalhante ( $S_2$ ) e a porosidade, sob pressão confinante de 40 MPa.

A figura 11 relaciona a razão entre as velocidades das ondas cisalhantes  $S_1$  e  $S_2$  com a porosidade para todas as amostras analisadas. Esta razão indica o grau de anisotropia, pois quando as ondas cisalhantes apresentam velocidades de propagação muito diferentes entre si, os valores se distanciam da unidade. Neste caso, observa-se que as amostras apresentam-se com baixa anisotropia, não chegando a 15%.

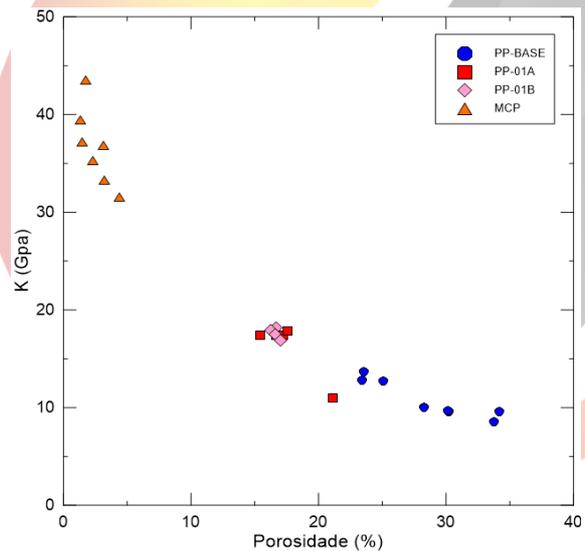


**Figura 11.** Relação entre a razão das velocidades das ondas cisalhantes e a porosidade, sob pressão confinante de 40 MPa.

As figuras 12, 13 e 14 relacionam os módulos elásticos (cisalhamento, incompressibilidade e módulo de Young) com a porosidade. Observa-se uma correlação inversa com pequena dispersão, de modo semelhante à relação entre as velocidades e a porosidade.



**Figura 12.** Relação entre o módulo de cisalhamento e a porosidade, sob pressão confinante de 40 MPa.



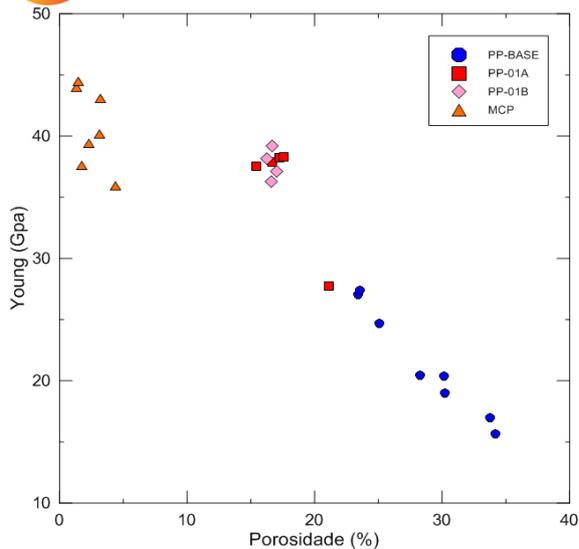
**Figura 13.** Relação entre o módulo de incompressibilidade e a porosidade, sob

pr [www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

br

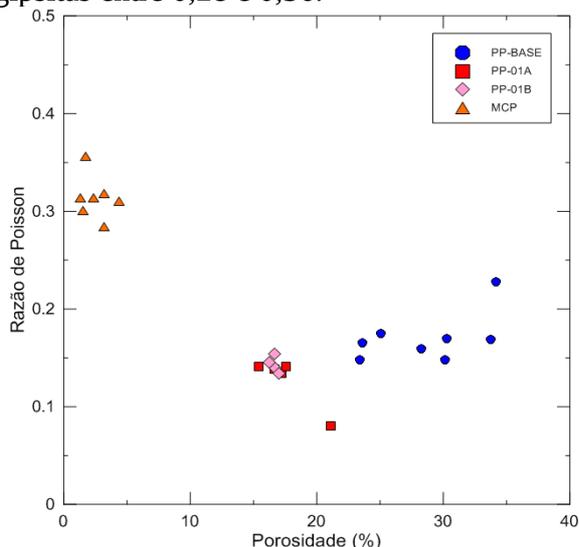
(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



**Figura 14.** Relação entre o módulo de Young e a porosidade, sob pressão confinante de 40 MPa.

A figura 15 relaciona a razão de Poisson com a porosidade das amostras. A razão de Poisson mede a relação entre deformações mutuamente ortogonais. Não foi identificada uma relação consistente entre a razão de Poisson e a porosidade. Porém, observa-se uma separação entre os dois tipos litológicos estudados, em que os valores para os arenitos se concentram entre 0,08 e 0,23 e para as gipsitas entre 0,28 e 0,36.



**Figura 15.** Relação entre a razão de Poisson e a porosidade, sob pressão confinante de 40 MPa.

#### 4. CONCLUSÕES

Neste trabalho, foram avaliadas as propriedades petrofísicas de 24 amostras de rochas sedimentares (arenitos e gipsitas) provenientes da Bacia do Araripe. As amostras estudadas neste trabalho apresentaram valores de porosidade variando entre 1% e 35% aproximadamente. As amostras do Grupo MCP (gipsitas) apresentaram valores de porosidade entre 1% e 4%. Considerando que as rochas evaporíticas tem boa plasticidade, levanta-se a hipótese de que estas gipsitas tenham as propriedades necessárias para serem classificadas como rochas selantes. Quanto às amostras dos grupos PP-Base, PP-01A e PP-01B (arenitos) os valores de porosidade estão entre 15% e 35%, possibilitando que essas rochas sejam consideradas com potencial para bons reservatórios de hidrocarbonetos, desde que associadas a um valor considerável de permeabilidade. Assim, sugere-se que sejam realizados ensaios de permeabilidade para que tais hipóteses sejam confirmadas ou descartadas.

A densidade dos grãos separa as amostras em dois litotipos distintos: os grupos PP-Base, PP-01A e PP-01B apresentam valores em torno de 2,65 g/cm<sup>3</sup>, confirmando que essas amostras são arenitos. E o grupo MCP, que apresenta densidade de grãos média de 2,32g/cm<sup>3</sup>, que é a densidade típica da gipsita. A densidade total das amostras apresenta relação inversa com a porosidade, sendo que a relação para os arenitos difere da relação para as gipsitas.

A velocidade da onda compressional ( $V_p$ ) e a porosidade medida nas amostras também apresentam relação inversamente proporcional, com uma fraca dispersão, o que se deve ao fato de que os vazios presentes na rocha causam redução na velocidade de propagação da onda. De fato, observou-se que o grupo MCP, com amostras de gipsita de porosidade baixa, apresentou os maiores valores de velocidade de propagação de onda P. No caso das velocidades das ondas cisalhantes ( $S_1$  e  $S_2$ ) estas também apresentar



## II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

porosidade, mas as gipsitas apresentam uma relação diferente daquela estabelecida para os arenitos.

O grau de anisotropia para as amostras estudadas é considerado baixo, não ultrapassando 15%.

De modo geral, os módulos elásticos tendem a diminuir com o aumento da porosidade. Exceto a razão de Poisson, que não estabelece uma relação definida com a porosidade. Entretanto, esta relação se apresenta como um indicador de litologia para estas amostras, separando as gipsitas dos arenitos.

### 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAI, M. Revisão estratigráfica do Cretáceo Inferior das bacias interiores do Nordeste do Brasil. Revista Geociências, São Paulo, v. 25, n. 1, p 7-15, 2006.

ASSINE, M. L. Sedimentação e tectônica da Bacia do Araripe (Nordeste do Brasil). 1990. 124 p.il. Tese (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Rio Claro, 1990.

ASSINE, M. L. Análise estratigráfica da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil. Revista Brasileira de Geociências, São Paulo, v 22, n. 3, p. 289-300. 1992

BASSIOUNI, Z. Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Society of Petroleum Engineers. SPE Textbook Series Vol. 4. Richardson, Texas. 1994.

PONTE, F. C.; APPI, C. J. Proposta de revisão da coluna litoestratigráfica da Bacia do Araripe. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36., 1990, Natal. Anais. Natal: Sociedade Brasileira de Geologia, 1990, v. 1, p. 211-226.

BEURLIN, K. A geologia da Chapada do Araripe. Anais Academia Brasileira de Ciências, v. 34, n.3, p. 365-370, 1962.

BEURLIN, K. Geologia e estratigrafia da Chapada do Araripe. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 17., 1963, Recife. Anais. Recife: Sociedade Brasileira de

Geologia/SUDENE, 1963. Suplementos, p. 47.

BRITO, L. M. As unidades litoestratigráficas da passagem Jurássico-Cretáceo do Nordeste do Brasil. Rev.Bras.Geoc., 17(2):81-85, 1987.

BRITO NEVES, B. B.; SANTOS, E. J.; VAN SCHMUS, W. R. Tectonic history of the Borborema Province, Northeastern Brazil. In: CORDANI, U. G.; MILANI, E.J.; THOMAZ FILHO, A.; CAMPOS, D. A. (Ed.)Tectonic Evolution of South America. Rio de Janeiro: [s.n.], 2000, p. 151-182. International Geological Congress, 31., 2000, Rio de Janeiro).

GHIGNONE, J. I.; COUTO, E. A.; ASSINE, M. L. Estratigrafia e estrutura das bacias do Araripe, Iguatu e Rio do Peixe. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34., 1986, Goiania. Anais. Goiania: Sociedade Brasileira de Geologia, 1986. v. 1, p. 271-285.

NOVAES, R. L. M. Morcegos da Chapada do Araripe, Nordeste do Brasil, 2014.

PONTE, F. C.; PONTE FILHO, F. C. Estrutura geológica e evolução tectônica da Bacia do Araripe. Recife: DNPM, 1996, 68p.

RAND, H. M.; MANSO, V. A. V. Levantamento gravimétrico e magnetométrico da Bacia do Araripe. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33., 1984, Rio de Janeiro. Anais. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geologia, 1984. v. 4, p. 2011-2016.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 808p. SOARES, J. A. Propriedades Físicas das Rochas. Boletim SBGF. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, n.1, 2011.

TIAB, DJEBBAR and DONALDSON, Erle C. – Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Second Edition. Elsevier, 2004, 889 pg.

[www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

br

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)