

PETROFÍSICA DE FOLHELHOS NEGROS DAS BACIAS SERGIPE-ALAGOAS E ARARIPE

Juliana Targino Batista¹; Leyllanne Renalle Batista de Almeida²; José Agnelo Soares²
¹ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo – juliana-targino@hotmail.com
² Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia – leylla_almeida@hotmail.com; agnelosoares@gmail.com

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo realizar a caracterização petrofísica de folhelhos negros das Bacias Sergipe-Alagoas e do Araripe. As propriedades estudadas foram: densidade de grãos, porosidade e propriedades elásticas (velocidade das ondas compressoriais e cisalhantes, módulo de Young e razão de Poisson). Observou-se que todas as propriedades apresentaram comportamento diferente do esperado, em que, a maioria não apresentou nenhuma relação quando confrontadas com a porosidade. Deve-se ao fato das amostras estudadas apresentarem um alto teor de matéria orgânica em sua composição e saturação parcial de hidrocarbonetos, esta última para os plugues provenientes da Bacia do Araripe. Os valores de porosidade variaram entre 2 e 19 %. Esses valores de porosidade podem ser considerados aparentes para algumas amostras, devido à saturação parcial de óleo. Os valores de densidades de grãos variaram bastante para as amostras das duas bacias sedimentares. As velocidades das ondas compressoriais e cisalhantes, diferente do esperado, não apresentam relação com a porosidade. Isto ocorre devido à presença de matéria orgânica e, para as amostras da mina Pedra Branca (Bacia do Araripe), devido à saturação parcial de hidrocarbonetos. A saturação de hidrocarbonetos e a presença de matéria orgânica influenciaram a rigidez do material estudado, o que foi observado ao analisar o módulo Young.

Palavras Chave: Petrofísica, folhelhos negros, Bacia Sergipe-Alagoas, Bacia do Araripe.

1. INTRODUÇÃO

Reservatórios convencionais são caracterizados por apresentarem boa porosidade e permeabilidade, fluidos de baixa viscosidade e sua interface com a água é

identificável. Em sua maioria são arenitos e calcarenitos [DAS VIRGENS, 2011].

Já os não-convencionais são aqueles que o fluxo normal de produção não é considerado economicamente viável. Estão incluídos reservatórios em que são necessárias estimulações maciças. Visto que a produção a

partir dos mesmos requer técnicas especiais de recuperação, tais como tecnologias de injeção de vapor e fraturamento hidráulico, em virtude de sua baixa taxa de recuperação. O sistema petrolífero não convencional ocorre pela baixíssima permeabilidade da rocha geradora, que acaba impedindo a migração do petróleo ou gás natural formado na catagênese. Neste caso, todos os componentes do sistema estão presentes em escala reduzida, porém quando a migração do hidrocarboneto da rocha geradora para a rocha reservatório não ocorreu, este tipo de sistema petrolífero é dito não-convencional [MALAGUETA, 2009].

Um fator determinante no potencial petrolífero das rochas é o teor de matéria orgânica (COT), que se caracteriza como o principal requisito para a geração de hidrocarbonetos em bacias sedimentares. Geralmente as rochas geradoras contêm de 0,5 a 2,0% de seu peso de carbono orgânico para os folhelhos e até 0,2% para carbonatos. Rochas fontes consideradas potencialmente petrolíferas apresentam COT em torno de 12 % [MILANI et al., 2001].

Neste trabalho foram utilizadas amostras de folhelhos de duas bacias sedimentares do nordeste brasileiro (Bacia Sergipe-Alagoas e Bacia do Araripe), que foram extraídas em atividades de campo realizadas pelo Laboratório de Petrofísica da

Universidade Federal de Campina Grande. Foi realizada a caracterização petrofísica, para compreender melhor o comportamento destas rochas, já que as suas propriedades físicas são pouco conhecidas. Os ensaios realizados para este estudo foram: densidade de grãos, porosidade e velocidades elásticas.

1.1 Localização da área de estudo

1.1.1 Bacia do Araripe

A Bacia do Araripe está localizada no Nordeste do Brasil. É uma extensa bacia interior dominada pela Chapada do Araripe e que também compreende a região do Vale do Cariri. Seus limites se estendem pelos estados do Ceará, Piauí, Pernambuco e Paraíba numa área de aproximadamente 10.000 km². À Formação Santana na Bacia do Araripe subdivide-se nos membros Crato, Romualdo e Ipubi [ASSINE, 1992]. A Figura 1 mostra o mapa de localização da Bacia do Araripe.

Os folhelhos negros do Araripe correspondem a laminitos negros depositados em ambiente redutor no interior de lagos. Neumann et al. [2003] mostraram que os folhelhos negros exibem teores variados de carbonatos e teores de carbono orgânico entre 5% e 19%. Estas fácies contém abundante matéria orgânica derivada de bactérias e algas encontrada na forma de lamalginita bem a pobrementemente preservada. Lamalginita é um

componente orgânico tipicamente encontrado em depósitos lacustres ricos em matéria orgânica.

O estudo da maturidade da matéria orgânica das sequências lacustres Aptiana–Albiana da Bacia do Araripe mostra um grau de maturidade muito baixo para a geração de óleo. A matéria orgânica dos folhelhos negros se mostrou rica em hidrogênio e com valores nulos de reflectância.



Figura 1: Mapa de localização com destaque, em vermelho, para a Bacia do Araripe [extraído de Catto, 2015].

Em trabalho de campo foram coletadas 21 amostras de folhelho negro que afloram em minas de gipsita localizada nas cercanias da cidade de Nova Olinda, no estado do Ceará. A Figura 2 apresenta uma fotografia do afloramento.



Figura 2: Fotografia da frente de lavra da Mina Pedra Branca, de onde foram extraídas as amostras de folhelho negro.

1.1.2 Bacia Sergipe-Alagoas

A Bacia Sergipe-Alagoas encontra-se situada nos estados de Sergipe e Alagoas, no litoral do nordeste brasileiro, e compreende uma área de aproximadamente 35.000 Km², sendo cerca de um terço desta área emersa. Trata-se de uma bacia de margem passiva, com registro de depósitos do final da fase rifte e fase marinha, ambos relacionados à fragmentação do Gondwana e formação do Atlântico Sul [ARAÚJO et. al., 2009].

De acordo com Azambuja Filho et al. [1998] à Formação Morro do Chaves foi desenvolvida em ambiente lacustre com águas rasas, salinas a hipersalinas, sujeito a períodos sazonais de ressecamento. Durante

os períodos de nível elevado do lago, teriam se depositados os folhelhos negros em ambiente anóxico, o que favorecia a preservação da matéria orgânica. Foram extraídas amostras de folhelho na pedreira Intercement (antiga pedreira CIMPOR ou ATOL), esta extração pode ser visualizada na Figura 3. Esta pedreira está localizada na cidade de São Miguel dos Campos, 5 km a oeste da BR-101 no Estado de Alagoas, ligada pela estrada secundária não pavimentada que leva à fazenda de São Sebastião. A Figura 4 mostra o mapa de localização desta formação.



Figura 3: Extração de plugues na Formação Morro do Chaves.



Figura 4: Mapa de localização com destaque, em vermelho, para a Bacia Sergipe-Alagoas (extraído de Castro, 2011).

2. METODOLOGIA

Foram utilizados neste trabalho 40 plugues de folhelhos, 20 de cada bacia sedimentar (Quadro 1). A extração foi realizada utilizando uma plugadeira manual, em campo, como visto na Figura 3. Para viabilizar os ensaios, foi necessário realizar corte e o acabamento nas superfícies dos plugues, com o objetivo de deixá-los planos e paralelos. Os equipamentos utilizados podem ser vistos na Figura 5.

Quadro 1: Nomenclatura das amostras, sigla correspondente à formação e bacia sedimentar de onde foi extraída cada amostra.

Amostra	Sigla	Bacia
M01-01	MPB	Araripe
M01-02	MPB	Araripe
M01-03	MPB	Araripe
M01-04	MPB	Araripe
M01-05	MPB	Araripe
M01A-01	MPB	Araripe
M01A-02	MPB	Araripe
M01A-03	MPB	Araripe
M01A-04	MPB	Araripe
M01A-05	MPB	Araripe
M01A-06	MPB	Araripe
M01A-07	MPB	Araripe
M02-01	MPB	Araripe
M02-03	MPB	Araripe
M02-05	MPB	Araripe
M02-06	MPB	Araripe
M03-01	MPB	Araripe
M03-02	MPB	Araripe
M03-03	MPB	Araripe
M02-04	MPB	Araripe
A1	ATOL	Sergipe-alagoas
A2	ATOL	Sergipe-alagoas
1B	ATOL	Sergipe-alagoas
2A1	ATOL	Sergipe-alagoas
2A2	ATOL	Sergipe-alagoas
2B	ATOL	Sergipe-alagoas
2C	ATOL	Sergipe-alagoas
4A	ATOL	Sergipe-alagoas
4B	ATOL	Sergipe-alagoas
4C	ATOL	Sergipe-alagoas
5A	ATOL	Sergipe-alagoas
5B	ATOL	Sergipe-alagoas
6B	ATOL	Sergipe-alagoas
7A1	ATOL	Sergipe-alagoas
7A2	ATOL	Sergipe-alagoas
8A	ATOL	Sergipe-alagoas
8B	ATOL	Sergipe-alagoas
8C1	ATOL	Sergipe-alagoas
8C2	ATOL	Sergipe-alagoas
6A	ATOL	Sergipe-alagoas

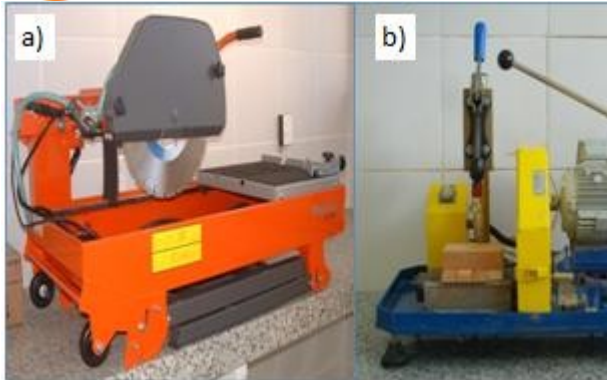


Figura 5: Equipamentos utilizados para finalizar a confecção dos plugues: (a) Serra e (b) Retificadora.

Após a etapa de confecção, os plugues da Bacia Sergipe-Alagoas foram levados à estufa, onde foram submetidos à temperatura de 80°C, durante 24 horas. Os plugues da Bacia do Araripe não passaram por essa etapa devido à sua saturação parcial de óleo. Por fim, antes da realização dos ensaios foi realizada a medição de suas dimensões, dados que foram necessários para execução dos ensaios.

Os ensaios de densidade de grãos e porosidade foram realizados no permoporosímetro a gás (Figura 6). Com o uso do copo matriz foi medido o volume de grãos do plugue. A diferença entre o volume de grãos e o volume total consiste no volume de vazios da amostra. A porosidade foi determinada pela razão entre o volume de vazios e o volume total. Assumindo que a massa da amostra corresponde à massa de sua fase sólida, a densidade de grãos foi dada pela razão entre a massa do plugue e o volume de

grãos medido. Com a porosidade e a densidade de grãos foi possível estimar a densidade total da rocha desprezando a densidade do ar que preenche os poros da rocha. O volume de grãos foi medido pela expansão do nitrogênio contido em uma câmara no interior do permoporosímetro.

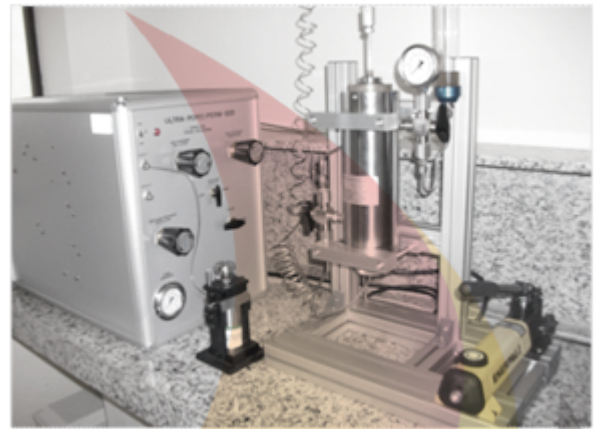


Figura 6: Equipamento utilizado para a realização do ensaio de densidade de grãos e porosidade: Ultra Poro/Perm 500.

Os ensaios de propriedades elásticas foram realizados através da medição do tempo de trânsito de transmissão direta de ondas P e S através do comprimento axial dos plugues analisados. O equipamento Autolab500® (Figura 7) permitiu a realização dos ensaios sob condições controladas de pressão confinante, de poros, temperatura e saturação fluida. Neste trabalho as medições das velocidades das ondas P e S foram realizadas submetendo-as a níveis decrescentes de pressão confinante. A pressão de poros e a temperatura foram mantidas nos níveis do

ambiente. Conhecidos o comprimento dos plugues e determinados os tempos de trânsito das ondas, as velocidades de propagação das ondas foram dadas pela razão entre estes parâmetros. As velocidades elásticas foram medidas sob pressão efetiva entre 5 e 20 MPa e a porosidade foi medida sob pressão ambiente.

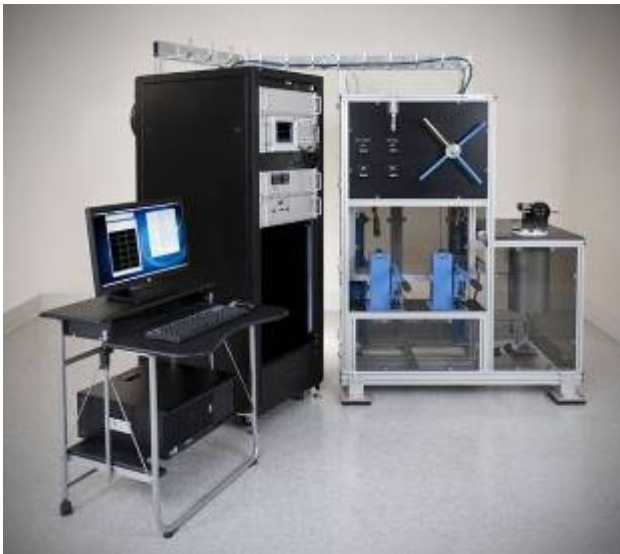


Figura 7: AutoLab 500®.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 8 apresenta a relação entre a porosidade e a densidade de grãos. Normalmente não existe correlação entre estes parâmetros. Devido ao fato das amostras apresentarem saturação parcial de hidrocarbonetos e elevada quantidade de matéria orgânica, as propriedades medidas foram classificadas como propriedades aparentes. Uma maior saturação de óleo provoca uma maior redução no valor da

porosidade e na densidade de grãos, a qual também foi afetada pela presença de matéria orgânica. Este efeito pode ser utilizado para o cálculo da saturação de óleo (para as amostras da Bacia do Araripe). Observou-se também que, apesar de apresentarem uma relação diretamente proporcional, mais perceptível para os folhelhos da Bacia do Araripe, há um elevado grau de dispersão, principalmente para as amostras da Formação Morro do Chaves (Bacia Sergipe-Alagoas).

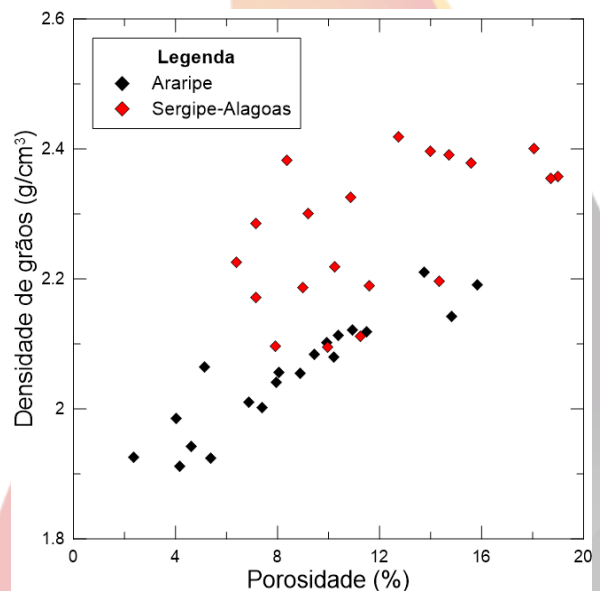


Figura 8: Relação entre a densidade de grãos e a porosidade.

A relação entre a porosidade e a densidade total das amostras, pode ser observada na figura 9. É comum observar uma relação inversa entre essas duas propriedades, ou seja, quando a porosidade aumenta, a densidade total diminui. Entretanto, observaram-se nesta figura que

não há qualquer relação entre essas propriedades para as amostras analisadas de folhelhos negros de ambas as bacias sedimentares. Isto ocorre devido à influência da saturação de óleo e à presença de matéria orgânica, em teores variados. Foi observado neste gráfico que as amostras ATOL exibem, em geral, valores mais altos de densidade total, quando comparadas às amostras MPB, possivelmente porque as amostras do Araripe apresentam óleo em sua composição, que tem densidade inferior à matéria orgânica, reduzindo assim a densidade total para as mesmas. Neste caso, os plugues de folhelhos ATOL, possuem apenas matéria orgânica em sua composição e os MPB, possuem tanto matéria orgânica quanto saturação natural de hidrocarbonetos.

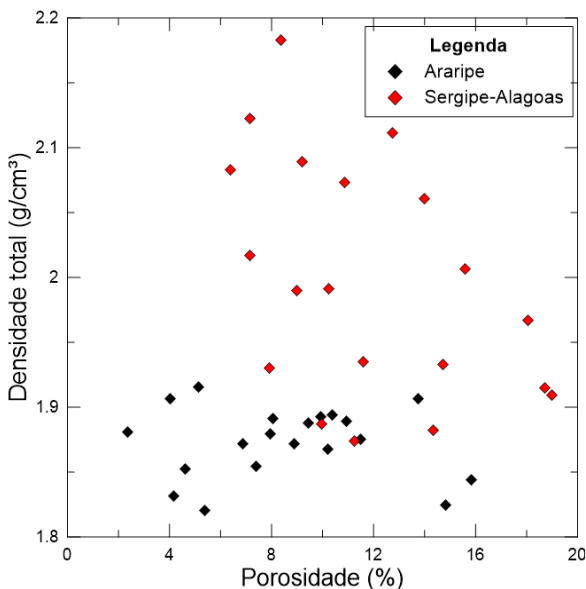


Figura 9: Relação entre a porosidade e a densidade total.

As figuras 10, 11 e 12 apresentam as velocidades das ondas P, S_1 e S_2 , respectivamente, contra a porosidade. As velocidades foram medidas sob pressão confinante de 20 MPa. Esperavam-se relações inversas entre as velocidades elásticas e a porosidade. Porém, esse comportamento não foi observado para estas amostras. Isto ocorreu devido à presença de matéria orgânica e, para as amostras MPB, à saturação parcial de hidrocarbonetos.

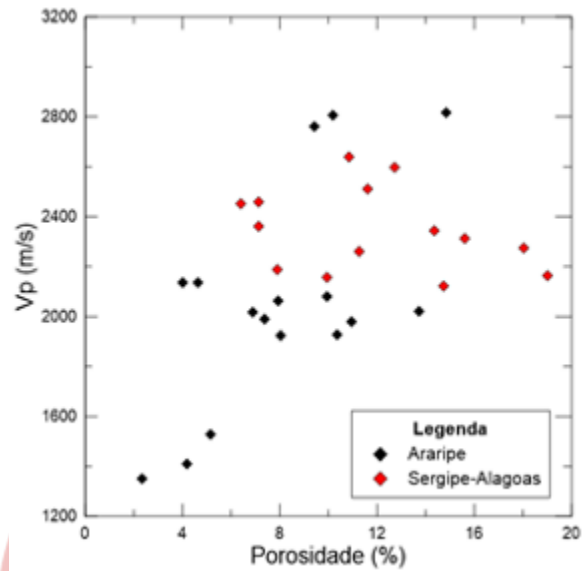


Figura 10: Relação entre a porosidade e a velocidade da onda compressional, para pressão confinante de 20 MPa.

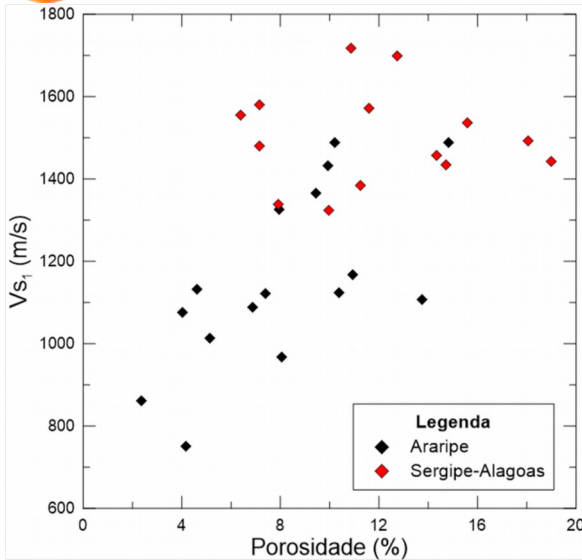


Figura 11: Relação entre a porosidade e a velocidade da onda cisalhante (V_{s1}), para pressão confinante de 20 MPa.

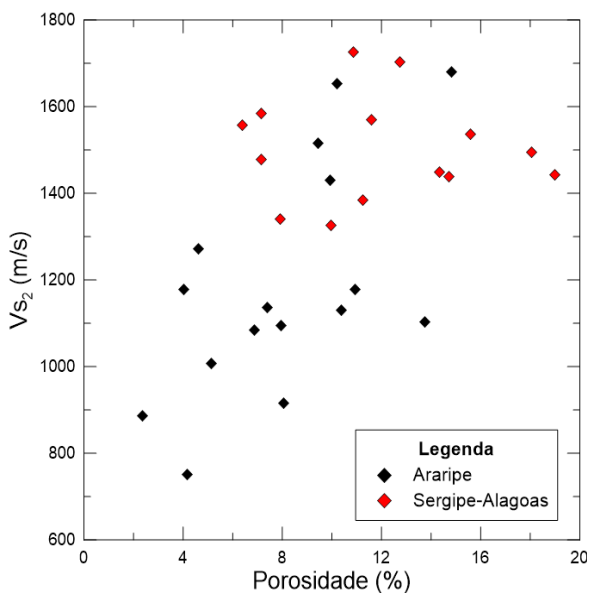


Figura 12: Relação entre a porosidade e a velocidade da onda cisalhante (V_{s2}), para pressão confinante de 20 MPa.

A figura 13 apresenta a razão entre as velocidades das duas ondas S. Essa razão é um indicativo de anisotropia. Quanto mais o valor dessa razão se afasta da unidade, maior

é a anisotropia da rocha. Dessa figura viu-se que há um grupo de amostras com anisotropia muito baixa e outro grupo com anisotropia mediana, para às amostras MPB. Já às amostras de folhelhos ATOL podem ser consideradas isotrópicas.

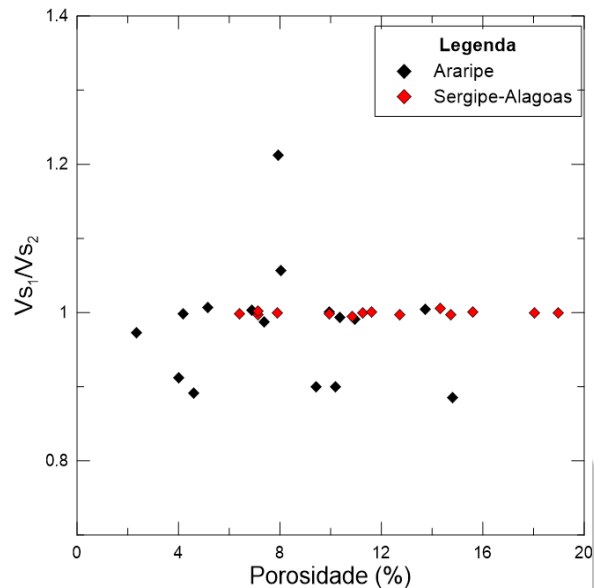


Figura 13: Relação entre a porosidade e a razão entre a velocidade das ondas cisalhantes, para pressão confinante de 20 MPa.

Esperavam-se que o módulo de Young (módulo de elasticidade) apresentasse o mesmo comportamento que as velocidades das ondas compressoriais e cisalhantes, quando confrontado com a porosidade. Ou seja, para maiores valores de porosidade, este parâmetro deveria apresentar os menores valores. Entretanto, no gráfico da figura 14, esta relação foi direta e com um elevado grau de dispersão. Observou-se que, amostras com

mesmos níveis de porosidade, de ambas as bacias sedimentares, exibem diversos valores para o módulo de Young. Já que este módulo é uma medida de rigidez do material, a saturação de hidrocarbonetos e a presença de matéria orgânica foram os fatores que causaram esse comportamento inesperado.

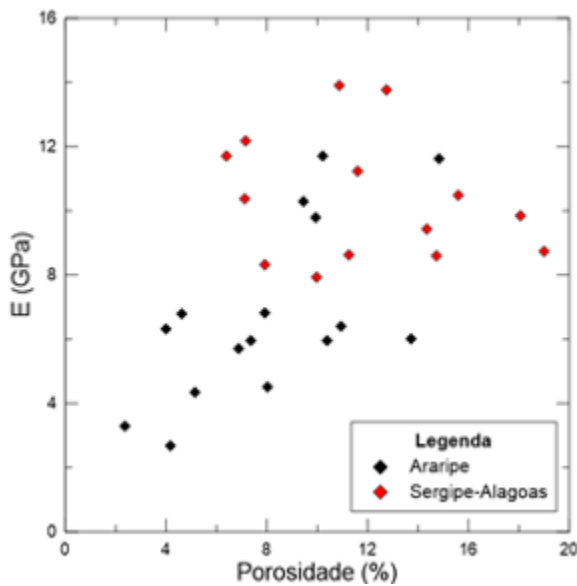


Figura 14: Relação entre a porosidade e o módulo de Young, para pressão confinante de 20 MPa

A relação entre a porosidade e a razão de Poisson, para às amostras de folhelhos estudadas neste trabalho, pode ser observada na figura 15. Neste gráfico observou-se que não há nenhuma relação entre estas duas propriedades e que as amostras MPB apresentaram, em geral, razão de Poisson superiores às ATOL.

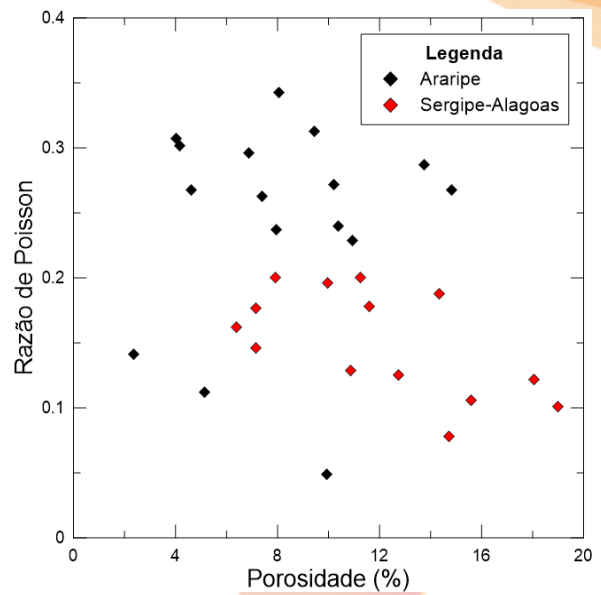


Figura 15: Relação entre a porosidade e a razão de Poisson, para pressão confinante de 20 MPa.

4. CONCLUSÕES

As amostras de folhelhos negros estudadas neste trabalho apresentaram porosidade variando entre 2 e 19 %. No entanto, esses valores de porosidade são, às vezes, aparentes (devido à saturação parcial de óleo).

Os valores de densidades de grãos variaram bastante para as amostras das duas bacias sedimentares. Devido à saturação de hidrocarbonetos nas amostras MPB, e a menor densidade do óleo, os seus valores foram inferiores aos obtidos para as amostras ATOL. Pelo mesmo motivo as amostras provenientes da mina Pedra Branca apresentaram, em geral, densidade total

inferior as amostras da Formação Morro do Chaves.

As velocidades das ondas compressoriais e cisalhantes, diferente do esperado, não apresentaram relação com a porosidade. Isto ocorre devido à presença de matéria orgânica e, para as amostras MPB, devido à saturação parcial de hidrocarbonetos.

A saturação de hidrocarbonetos e a presença de matéria orgânica influenciam a rigidez do material estudado, o que pode ser observado ao analisar o módulo Young.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao convênio firmado entre a PETROBRAS e a Universidade Federal de Campina Grande, através da Rede Carmod, que permitiu a realização deste trabalho.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artigo de periódico:

ASSINE, M. L. 1992. *Análise estratigráfica da Bacia do Araripe, Nordeste do Brasil*. Revista Brasileira de Geociências, 22 (3): 289-300.

ARAÚJO, C. C.; JÚNIOR, P. A. M.; MADRUCCI, V.; CARRAMAL, N.G.; TOCZECK, A., ALMEIDA, A. B. (2009).

Carbonatos aptianos do Campo Carmópolis, Bacia de Sergipe-Alagoas: Estratigrafia e modelo deposicional. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.17, n.2, p. 311-330.

AZAMBUJA FILHO, N.C.; ARIENTI, L.M.; CRUZ, F.E.G. (1998). *Guidebook to the Rift-Drift Sergipe-Alagoas Passive Margin Basin, Brazil*. AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro.

MILANI, E. J., BRANDÃO, J. A. S. L., GAMBOA, L. A. P. 2001. *Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas*. Brazilian Journal of Geophysics, V.18 (3).

NEUMANN, V.H.; BORREGO, A.G.; CABRERA, L.; DINO, R. 2003 *Organic matter composition and distribution through the Aptian–Albian lacustrine sequences of the Araripe Basin, northeastern Brazil*. International Journal of Coal Geology 54, 21–40.

Tese/dissertação:

CASTRO, L.S. (2011). *Estudo petrográfico comparativo entre a Formação Morro do Chaves da bacia (se/al) e o grupo Lagoa Feia da Bacia de Campos e o seu potencial como reservatório de hidrocarbonetos*. Monografia apresentada ao curso de Geologia, do Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia.

CATTO, B. 2015. *Laminitos microbiais no membro Crato (neoptiano), Bacia do Araripe, nordeste do Brasil*. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências e Ciências Exatas da Universidade Estadual Paulista, Campus de Rio Claro.

DAS VIRGENS, G.B. 2011. *Revisão Bibliográfica dos Folhelhos com Gás da Formação Barnett, Texas, EUA: um exemplo de reservatório não convencional*. Trabalho Final de Graduação. Universidade Federal da Bahia. Instituto de Geociências. p.85.

MALAGUETA, D. C. 2009. *A Dimensão Ambiental na Delimitação das Reservas de Óleo Não Convencionais: Os Casos do Canadá e do Ártico*. Dissertação de Mestrado - UFRJ/COPPE. XV, p.110. Rio de Janeiro.

