

ANÁLISE DAS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DAS ROCHAS SEDIMENTARES DA BACIA RIO DO PEIXE

Tercio Rodrigues Barreto de Matos¹; Lanna Caroline Normando¹; Leyllanne Renalle Batista de Almeida²; José Agnelo Soares²

¹Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica -
terciopetromatos@gmail.com, lannanormando@gmail.com

²Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia -
leylla_almeida@hotmail.com, agnelosoares@gmail.com

RESUMO

O presente trabalho investiga as propriedades físicas de rochas sedimentares oriundas da bacia Rio do Peixe, localizada nas proximidades do município de Sousa, Paraíba. Para realização da caracterização petrofísica, foram necessárias algumas etapas realizadas: extração de amostras de rochas em campo; confecção de plugues; secagem, pesagem e medição de suas dimensões; realização dos ensaios de densidade de grãos e porosidade; ensaios elastodinâmicos. A densidade dos grãos apresentou valores médios de 2,6 g/cm³, como esperado para os conglomerados. Entretanto, algumas amostras, apresentaram estes valores um pouco acima possivelmente devido à existência de cimentação carbonática e outras muito abaixo da média, possivelmente devido à presença de argila intercrystalina. Já densidade total e a velocidade das ondas compressoriais cisalhantes apresentaram relação inversa com a porosidade, conforme o esperado. Embora estas últimas tenham apresentado um considerável grau de dispersão. Para a maioria das amostras o grau de anisotropia foi baixo, inferior a 10%. Por fim, os módulos elásticos apresentaram relação inversa com a porosidade, à exceção da razão de Poisson, que não apresenta relação alguma, sendo utilizado para fins de indicação litológica.

Palavras Chave: Petrofísica, Bacia do Rio do Peixe, Rochas Sedimentares.

1. INTRODUÇÃO

A Petrofísica é uma especialidade que mistura conhecimentos de engenharia de petróleo, geofísica, e geologia, que determina quantitativamente as propriedades da rocha e fluidos nele presentes. Ela não se resume apenas ao estudo de caracterização de reservatórios, pois pode ser empregada em problemas que vão da geo-engenharia e da geologia ambiental até a determinação de estruturas de grande escala na litosfera terrestre.

O trabalho desenvolvido teve como objetivo identificar as propriedades petrofísicas de 30 amostras de conglomerados retiradas da

formação Antenor Navarro localizada na Bacia Rio do Peixe, específica localizada nas imediações da cidade de Sousa, Paraíba.

1.1 Localização da área de estudo

A Bacia do Rio do Peixe está situada no extremo oeste do Estado da Paraíba, compreendendo três sub-bacias sedimentares (Brejo das Freiras, Sousa e Pombal), separadas por altos do embasamento e perfazendo uma área total de 1250 Km². A maior delas é a Sub-bacia Sousa com cerca de 675 Km², seguida pela de Brejo das Freiras, com 500 Km² e Pombal com aproximadamente 75 Km². Os litotipos desta bacia com



II CONEPETRO

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



Figura 1 – Localização da Bacia do Rio do Peixe.

Fonte: (ANP, 2013).

1.2 Geologia da Bacia Rio do Peixe

O Grupo Rio do Peixe (Cretáceo Inferior) é constituído pelas formações Antenor Navarro (inferior), Sousa (intermediária) e Rio Piranhas (superior) designadas por Costa (1964), as quais são compostas predominantemente por sedimentos terrígenos continentais de origem flúvio-lacustres, corroborando com a proposta de Mabesoone & Campanha (1973/1974).

O embasamento das bacias constitui-se, em especial, de rochas metamórficas de alto grau, que se alinham preferencialmente nas direções Nordeste-Sudoeste e Leste-Oeste. As rochas predominantes no embasamento são migmatitos, granitos, gabros e anfibolitos. Os principais tipos litológicos distribuídos nas bacias são brechas e conglomerados brechoides, arenitos, siltitos, argilitos e folhelhos. Por vezes ocorre cimentação

carbonática nas rochas, sendo que o carbonato pode vir a constituir até mesmo margas e níveis centimétricos de calcário (HASUI Y., 2012)

1.3 Área de coleta das amostras

As 30 amostras foram colhidas na região da formação Antenor Navarro. Os pontos de coletas das amostras foram numa mesma área, variando somente a direção às quais foram retiradas das rochas (direção vertical, horizontal e inclinações).

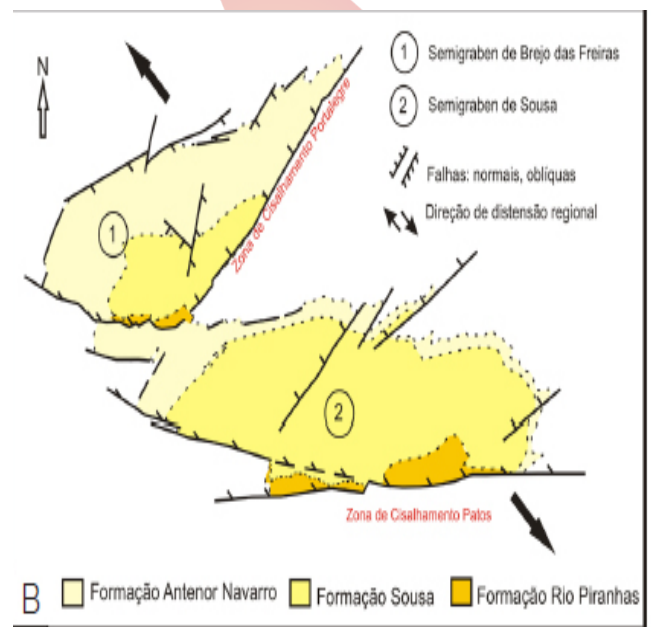


Figura 2: Mapa simplificado da bacia Rio do Peixe com as falhas principais.

Fonte: (modificado de JARDIM DE SÁ, 2010).

1.4 Propriedades Petrofísicas

Archie (1950) introduziu o termo “petrofísica”, onde a descreve como “o estudo das propriedades físicas das rochas que dizem respeito à distribuição de fluidos em seus espaços porosos”. As propriedades estudadas neste trabalho são:

www.conepetro.com.br

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



elásticas (módulo de Young, razão de Poisson).

1.4.1 Porosidade

A porosidade é a medida da capacidade de armazenamento de fluidos nos espaços vazios de uma rocha, a qual pode estar interconectada ou não, sendo uma das propriedades das rochas mais importantes para a engenharia de reservatórios.

De acordo com TEIXEIRA et al (2009), porosidade é uma propriedade física definida pela relação entre o volume de poros (V_p) e o volume total (V_t) de um certo material, conforme descrito na Eq. (1):

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

1.4.2 Densidade total e de grãos

A Densidade total do solo consiste na relação entre a massa e o volume real, considerando os volumes da matriz sólida e da porosidade total (g/cm^3). Densidade de grãos é a relação entre a massa de uma amostra de solo e o volume que ocupam as partículas do solo, desconsiderando o volume dos poros (g/cm^3);

Também denominada de densidade real e reflete as características do solo em relação ao seu peso e volume real. Esta característica é imutável; ambientes com maiores teores de matéria orgânica, em geral, apresentam menor densidade de partículas, por fatores físicos do solo, sendo este, um agregador do solo.

Geralmente, os resultados da densidade de partícula são expressos em gramas por centímetro cúbico (g/cm^3), e variam entre os limites de 2,3 a 2,9 g/cm^3 , em média. A densidade de partícula é uma característica que varia com a composição das partículas,

não sendo afetada por variação no seu tamanho.

1.4.3 Propriedades elásticas

As propriedades elásticas das rochas são determinadas pela elasticidade dos minerais que as compõem e pela importância e pela morfologia das descontinuidades, denominadas fissuras e fraturas. Em particular, as velocidades de propagação das ondas sísmicas longitudinais, ondas P, e das ondas transversais (S) variam significativamente com a presença de descontinuidades.

O módulo de Young ou módulo de elasticidade é um parâmetro mecânico que proporciona uma medida da rigidez de um material sólido. É a razão entre a tensão (σ) exercida e a deformação (ϵ) unitária sofrida pelo material (Eq. 2):

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad (2)$$

A razão entre a deformação transversal e a deformação longitudinal associadas a uma tensão longitudinal aplicada é a razão de Poisson (ν). Esta relação é descrita na Eq. 3:

$$\nu = \frac{\epsilon_2}{\epsilon_1} \quad (3)$$

O Módulo de Volume ou 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. A tensão (σ) é relativa à mudança no volume.

cálculo do módulo de incompressibilidade é descrita na Eq. (4):

$$K = \frac{\sigma}{\Delta V/V} \quad (4)$$

O módulo de cisalhamento (G) descreve a razão entre a tensão (σ) de cisalhamento e a sua correspondente deformação de cisalhamento (ϵ_s), sendo uma medida da oposição à deformação angular provocada pela tensão cisalhante, conforme descrito na Eq. (5):

$$G = \frac{\sigma}{\epsilon_s} \quad (5)$$

Segundo BASSIOUNI (1994), as quatro constantes elásticas, E, ν , K e G são parâmetros interdependentes. Assim, utiliza-se a relação proposta nas Eqs. (6) e (7):

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (6)$$

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (7)$$

2. METODOLOGIA

2.1 Preparação das Amostras

As atividades referentes à confecção de corpos de prova foram todas realizadas na sala de preparação de amostras. As amostras na maioria das vezes chegam como blocos de rochas, originalmente retirados em campo,

onde posteriormente são dimensionadas para os tamanhos, espessuras, e características exigidas nos ensaios. Os ensaios realizados no Laboratório de Petrofísica, de forma geral, utilizam de plugues de rochas com formato cilíndrico.

Durante a fase de preparação das amostras, 4 amostras foram danificadas e portanto descartadas, visto que não seriam possível realizar os ensaios devido a incompatibilidade com os equipamentos. Assim, o numero total foram de 26 amostras submetidas aos ensaios.

Os equipamentos encontrados na sala de preparação das amostras são: serra (Figura 3) e retificadora (Figura 4). Visto que as amostras geralmente chegam com formatos de blocos, a plugadeira de bancada é utilizada para a extração dos plugues no formato cilíndrico. A serra é utilizada para realizar um corte transversal nesse cilindro para atender os tamanhos requisitados. Após o corte, cada amostra é levada para a retificadora com o objetivo de nivelar as suas extremidades, deixando-as paralelas entre si, mas perpendiculares em relação ao eixo do cilindro.



Figura 3: Serra.



II CONEPETRO

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



Figura 4: Retificadora.

Após a sua confecção, os plugues foram submetidos a uma secagem por 24h em uma estufa com temperatura interna de 80°C. Posteriormente, todas as amostras foram pesadas utilizando uma balança de precisão, e tiveram suas dimensões de comprimento e diâmetro mensurados utilizando-se um paquímetro digital sendo feitas três medições de comprimento e três de espessura, em cada plugue e em diferentes posições, a fim de obter a média desses valores.

A tabela 1 apresenta todos os dados referentes ao peso e a média das medidas de comprimento (L) e espessura (D) das amostras.

Nº	Nome da Amostra	Peso (g)	Média L (mm)	Média D (mm)
1	MEL-ND-01-A-I	115,22	47,960	36,270
2	MEL-ND-02-VERT-II	99,99	43,140	36,560
3	MEL-ND-02-VERT-III	120,46	55,000	36,480
4	MEL-ND-03-B-VERT	120,59	50,350	36,540
5	MEL-ND-05-VERT	114,99	47,230	36,210
6	MEL-ND-06-A-RT	164,90	70,580	36,300
7	MEL-ND-07-VERT	99,35	42,760	36,730
8	MEL-NE-12-B-I-ND	137,32	63,560	36,270
9	MEL-NE-13-A-I	112,15	48,010	36,270
10	MEL-NE-14-C-I	74,05	32,740	36,120
11	CAV-01-B-II	89,56	43,430	36,050
12	CAV-02-C	92,78	45,760	35,630
13	CAV-02-B	78,70	38,940	35,980
14	CAV-03-A-II	134,97	57,140	36,680
15	CAV-05-B-II	97,16	43,450	36,890
16	CAV-05-B-III	131,01	58,520	36,570
17	CAV-07-B-II	95,72	44,990	36,210
18	CAV-11-II	132,02	53,900	36,920
19	CAV-12-A	98,32	42,640	36,870
20	CAV-12-B-I	147,35	61,670	36,780
21	CAV-13-A	117,41	60,270	36,130
22	CAV-13-B	77,15	39,350	35,960
23	CAV-13-C-I	85,39	43,060	35,760
24	CAV-13-D-I	150,00	67,310	36,930
25	CAV-13-D-II	150,16	63,990	36,930
26	ND-04-III	146,48	64,570	36,710

Tabela 1: Dados referentes ao peso e a média das medidas de comprimento (L) e espessura (D) das amostras.

2.2 Ensaios de Densidade de Grãos e Porosidade

Na realização dos ensaios de porosidade e de densidade de grãos utilizou-se o equipamento ULTRA-PORO/PERM 500 (Figura 5), de fabricação da CORELAB INSTRUMENTS.



Fig 5: Equipamento ULTRA-PORO/PERM 500.
www.conepetro.com.br
(83) 3322.3222
contato@conepetro.com.br

Para a realização dos ensaios petrofísicos de porosidade, cada plugue de rocha é instalado individualmente dentro do copo matriz. 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. Em seguida permite-se que o gás se expanda através de uma conexão ao copo matriz, de volume V_{copo} também conhecido, o qual contém o plugue juntamente com discos metálicos de volume V_{discos} . Após a estabilização da expansão do gás, esse passa a ocupar os vazios no copo matriz, além do volume V_1 , o que resulta em uma queda de pressão do gás para um nível P_2 .

Sendo a fração da porosidade definida como sendo a razão entre o volume de poros e o volume total da amostra, é necessária a utilização da Lei de Boyle simplificada para caso isotérmico (Eq. 8) para determinar o volume de grãos a partir da expansão de uma massa conhecida de gás (hélio/nitrogênio) para dentro do copo matriz.

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad (8)$$

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. Com a porosidade e a densidade de grãos pode-se estimar a densidade total da rocha desprezando a densidade do ar que preenche os poros da rocha.

2.3 Ensaios de propriedades elásticas

Para a realização dos ensaios de propriedades elásticas empregou-se o equipamento

AUTOLAB 500 (Figura 6), fabricado pela NER (New England Research). Esse equipamento é responsável por medir o tempo de trânsito das ondas elásticas no plugue. As ondas elásticas medidas são a onda P (se propaga no sentido axial do plugue) e duas ondas S (S_1 e S_2 , que são polarizadas em direções mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo do plugue).



Figura 6 - Autolab500®

Para a medição das velocidades elásticas (P e S), o plugue é introduzido dentro um cilindro de borracha o qual é atarraxado entre os dois cabeçotes que possuem os transdutores piezoelétricos (transmissor e receptor). O transmissor recebe um sinal elétrico e o transforma em uma vibração mecânica. Essa vibração se propagará através do material, a amostra, indo de encontro ao outro transdutor (receptor) onde esse converte essa vibração em um sinal elétrico. Então é medido o tempo de trânsito das ondas P, S_1 e S_2 entre os transdutores.

Os ensaios foram realizados com todas as amostras secas e à temperatura ambiente, sendo que única variável foi a pressão de confinamento.

www.conepetro.com.br

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

uma pressão de confinamento de 43,5MPa, mas as medições das ondas só começam quando essa pressão estabiliza-se em 40MPa. Feita a primeira medição, as demais foram feitas para as pressões de 35, 30, 25, 20, 15,10, e 5MPa. Ao final do ensaio, é gerado um arquivo pdf contendo todas as informações coletadas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A figura 7 apresenta a densidade de grãos contra a porosidade. Conforme o esperado, não foi identificado nenhuma relação entre essas variáveis, uma vez que a densidade de grão é função da litologia. Os valores obtidos apresentaram uma média de 2,6 g/cm³, estando dentro do esperado para as amostras estudadas (conglomerados). Algumas amostras, entretanto, apresentaram densidade de grãos acima do esperado, possivelmente devido à existência de cimentação carbonática. Observa-se também que uma das amostras apresenta densidade de grãos muito abaixo da média, possivelmente devido à presença de argila intercrystalina.

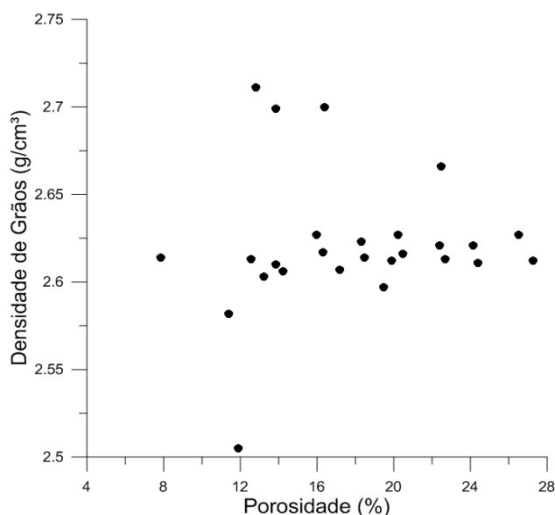


Figura 7: Relação entre a densidade de grãos e a porosidade.

A Figura 8 apresenta a relação da densidade total com a porosidade. A densidade total é dada pela razão entre a massa e o volume total da amostra. Ela é função tanto da densidade dos grãos minerais quanto do fluido contido nos poros. Como todas as amostras foram ensaiadas secas, a densidade total é influenciada apenas pela densidade de grãos e pelo valor da porosidade. Com isso, é observado que quanto maior a porosidade da amostra, menor será o valor de densidade total da mesma, pois o ar contido nos poros apresenta uma densidade bem menor que a densidade da matriz rochosa. A dispersão observada pode ser causada pela a variação composicional das amostras.

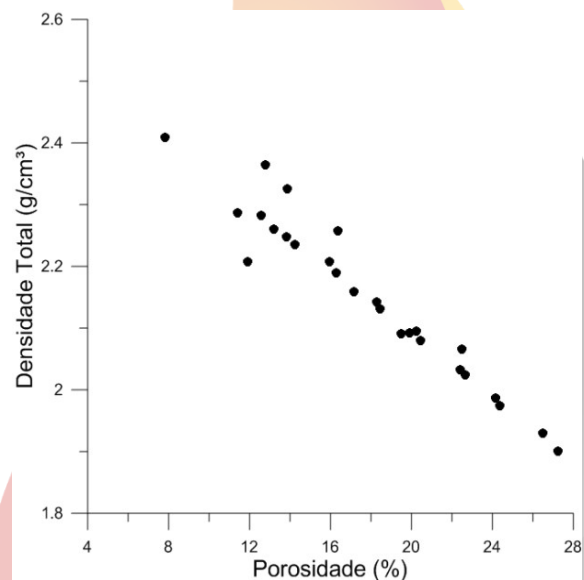


Figura 8: Relação da densidade total com a porosidade.

A Figura 9 apresenta a relação entre a velocidade da onda P e a porosidade medida nas amostras. Foram utilizados os dados obtidos a pressão confinante de 40 MPa. De um modo geral, observa-se uma tendência linear inversa entre as variáveis, como esperado, com razoável dispersão.



II CONEPETRO

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

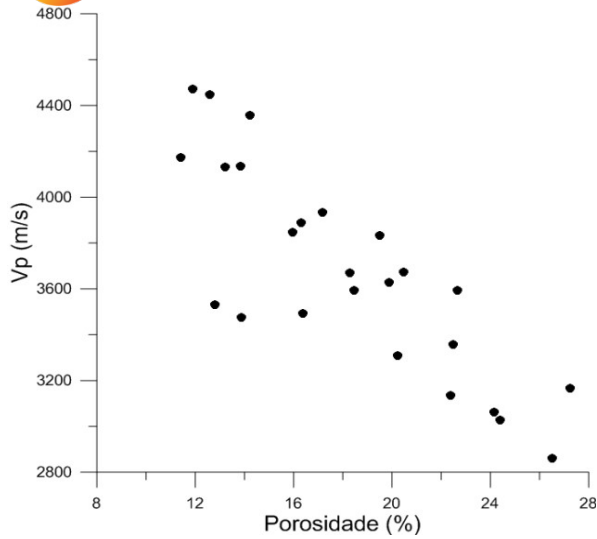


Figura 9: Relação entre a velocidade da onda P e a porosidade.

A Figura 10 apresenta as relações entre as velocidades da onda cisalhante S_1 (VS_1) com a porosidade, a uma pressão confinante de 40 MPa. Assim como a onda V_P , a onda S_1 seguiu um padrão inversamente proporcional à porosidade.

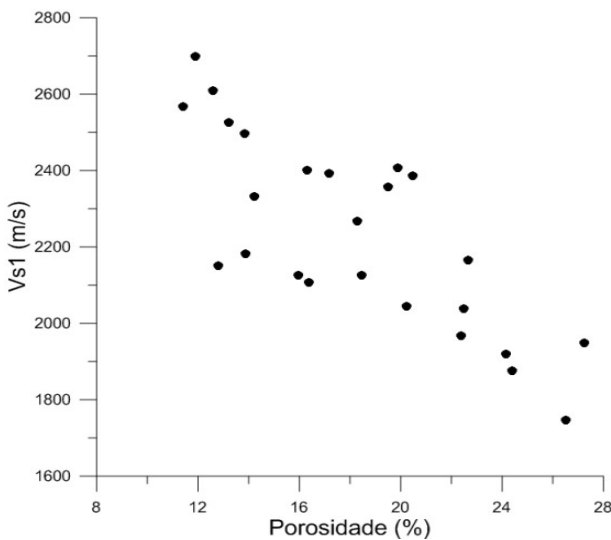


Figura 10: Relação entre a velocidade de onda cisalhante S_1 (VS_1) com a porosidade.

A Figura 11 apresenta as relações entre as velocidades da onda cisalhante S_2 (VS_2) com a porosidade, a uma pressão confinante de 40 MPa. Nota-se um padrão aproximado ao obtido para a onda S_1 .

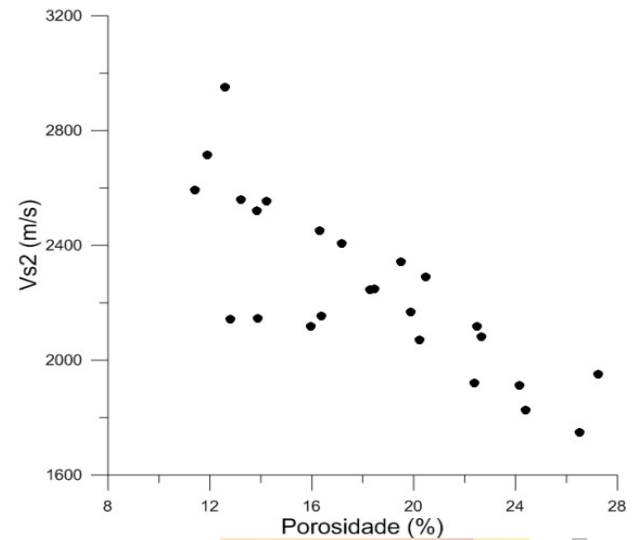


Figura 11: Relação entre a velocidade de onda cisalhante S_2 (VS_2) com a porosidade.

A Figura 12 apresenta a relação entre a razão das velocidades das ondas S_1 e S_2 com a porosidade. Essa razão indica o grau de anisotropia das amostras. Observou-se que a maioria das amostras apresenta anisotropia baixa (inferior a 10%). Porém, duas amostras apresentaram anisotropia considerável (entre 10% e 25%). Conforme esperado, observa-se que a anisotropia independe da porosidade, e é influenciada por outros fatores intrínsecos à rocha.



II CONEPETRO

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

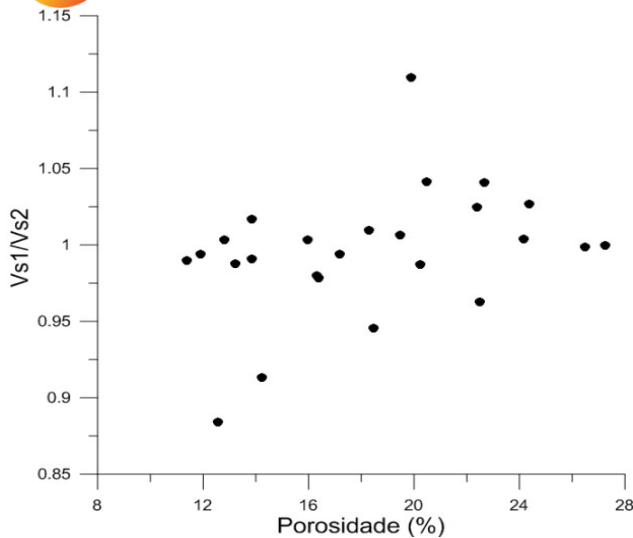


Figura 12: Relação entre a razão das velocidades das ondas S1 e S2 com a porosidade.

A Figura 13 apresenta a relação entre o módulo de incompressibilidade e a porosidade. Observa-se relação de tendência linear inversamente proporcional, como observado para as ondas P e S. Isto ocorre porque a velocidade de propagação de onda é influenciada diretamente pelos módulos elásticos.

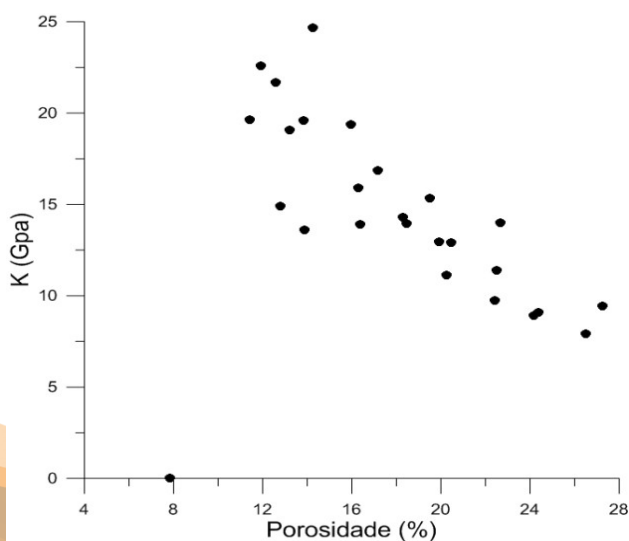


Figura 13 Relação entre módulo de incompressibilidade e porosidade.

A Figura 14 apresenta a relação entre o módulo de cisalhamento e a porosidade. Observa-se padrão semelhante ao obtido para o módulo de incompressibilidade.

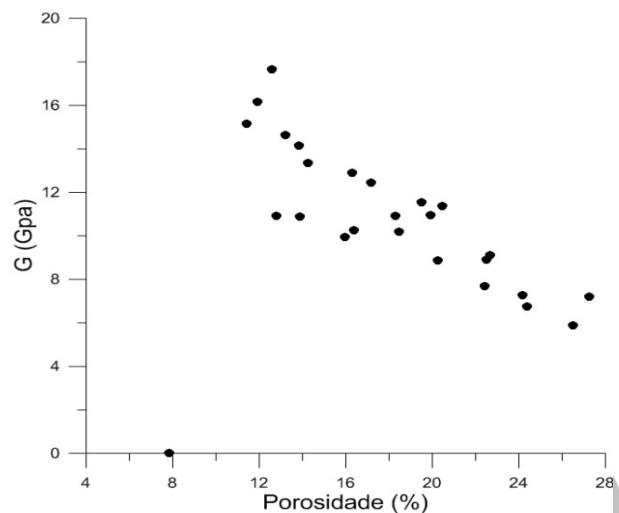


Figura 14: Relação entre o Módulo de cisalhamento e a porosidade.

A Figura 15 apresenta a relação entre a razão de Poisson e a porosidade. Como esperado, não foi observada correlação entre as variáveis. Conforme a literatura, rochas sedimentares apresentam valores do coeficiente de Poisson em torno de 0.25. As amostras analisadas obedecem a esse padrão.



II CONEPETRO

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

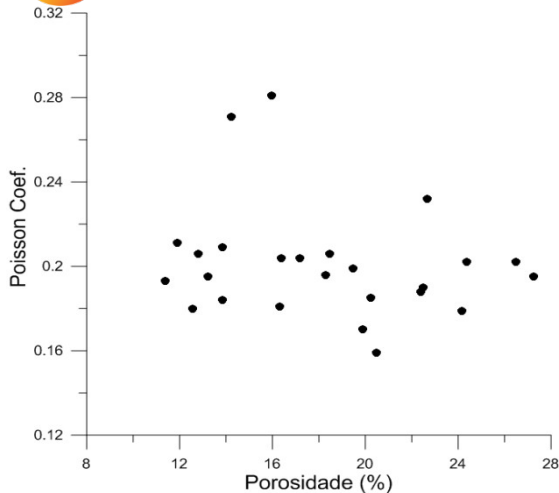


Figura 15: Relação entre a Razão de Poisson e a porosidade.

4. CONCLUSÕES

A densidade dos grãos apresentou valores médios de $2,6\text{g/cm}^3$, estando dentro do esperado para as amostras estudadas (conglomerados). Algumas amostras, entretanto, apresentaram densidade de grãos acima do esperado, possivelmente devido à existência de cimentação carbonática. Observa-se também que uma das amostras apresenta densidade de grãos muito abaixo da média, possivelmente devido à presença de argila intercrystalina.

Observou-se relação inversa entre a densidade total das amostras e a porosidade. Isso ocorre devido à presença de ar nos poros, que possui densidade bem menor que a densidade da rocha. A dispersão observada pode ser causada pela a variação composicional das amostras.

Para as ondas P e S, de um modo geral, observa-se uma tendência linear inversa entre as variáveis, como esperado, com razoável dispersão.

Observou-se que a maioria das amostras apresenta anisotropia baixa (inferior a 10%). Porém, duas amostras apresentaram anisotropia considerável (entre 10% e 25%). Conforme esperado, observa-se que a anisotropia independe da porosidade, e é

influenciada por outros fatores intrínsecos à rocha.

De maneira geral, os módulos elásticos apresentam relação inversa com a porosidade, à exceção da razão de Poisson, que não apresenta relação alguma, sendo utilizado para fins de indicação litológica.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, 2013. Rodadas

de Licitações. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=516>. Acessado em:

15/05/2016.

ARCHIE G. E. (1952) - Classification of carbonate reservoir rocks and petrophysical considerations. Am Assoc Petrol Geol Bull . 36(6):278_98.

BRAIDA, J. A.; REICHERT, J. M.; VEIGA, M.; REINERT, D. J. Resíduos vegetais na superfície e carbono orgânico do solo e suas relações com a densidade máxima obtida no ensaio de Proctor. Revista Brasileira de Ciência do Solo, v. 30, p. 605 – 614, 2006.

CAPUTO, Homero Pinto. Mecânica dos Solos e Suas Aplicações. [3ªed. Rev. e ampl.]. Rio de Janeiro, Livros Técnicos e Científicos; Brasília, INL, 1973.

COSTA W.D. 1964. Nota preliminar da geologia da Bacia do Rio do Peixe. Boletim do Departamento de Geologia, 4: 47-50.

HASUI Y., CARNEIRO C.D.R., ALMEIDA F.F.M.de, BARTORELLI A. eds. 2012. Geologia do Brasil. São Paulo: Ed. Beca. 900p. (Livro).

URL:<http://www.editorabeca.com.br/novosite>

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



II CONEPETRO

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

/documents/livro_detalhe.asp?id=78. Acesso
15.05.2016.

HEINRICH, Reges. Propriedades do Solo.
Disciplina: Solos. Curso Zootecnia.
Universidade Estadual Paulista Campus de
Dracena. Acesso: 10/05/2016.

Ingeniería geológica / Luis I. González de
Vallejo... [et al.]. - Madrid [etc.] : Prentice
Hall, 2002.

LIMA, C; MENEZES, J. E.; Propriedades
Índice E Classificação Das Rochas: Textos de
apoio da matéria Geologia de Engenharia
ministrada na Faculdade de Engenharia da
Universidade do Porto - FEUP, Portugal,
2008. Disponível em:
http://paginas.fe.up.pt/~geng/ge/apontamentos/Cap_3_GE.pdf. Acesso em 27/04/2012.

JARDIM DE SÁ, E. F., Campos, S. (Coords.).
(2010). Arquitetura e evolução tectono-
estratigráfica das bacias interiores do
nordeste, a norte do lineamento Pernambuco,
Relatório inédito. Natal:
Petrobras/Funpec/UFRN.

MABESOONE J. M. & CAMPANHA V. A.
1973/1974. Caracterização estratigráfica dos
Grupos Rio do Peixe e Iguatu. Estudos
Sedimentológicos, 3/4: 21-41.

NÚÑEZ, Víctor, R. G. Deslocamento de Óleo
em um Meio Poroso Através de Injeção de
Emulsões Óleo-em- Água: Análise de Fluxo
Linear. 2007.86 f, Dissertação (Mestrado em
Engenharia Mecânica)- Centro Técnico

Científico da PUC-Pontifícia Universidade
Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

RIBEIRO, Gleyser, A. V. ESTUDO
PETROFÍSICO DE ROCHAS CAR-
BONÁTICAS DO MEMBRO MARUIM,
FORMAÇÃO RIACHUELO, BACIA DE
SERGIPE. 2014. 59 F, Monografia
Monografia (Bacharelado em Engenharia de
Minas)-Centro de Tecnologia e Recursos
Naturais- Universidade Federal de Campina
Grande, Paraíba.

SILVA, Alex, D. L. CARACTERIZAÇÃO
PETROFÍSICA EM ÁREA PRODUTORA
DE MINÉRIO DE FERRO: Investigação de
Porosidade, Permeabilidade e Velocidades de
Ondas Acústicas Compressionais e
Cisalhantes em Plugs de Rocha. 2014. 128f,
Dissertação (Mestrado em Profissional em
Engenharia Geotécnica) – Núcleo de
Geotecnia da Escola de Minas – Universidade
Federal de Ouro Preto, Minas Gerais.

SOUSA, W.B. ANÁLISE PETROFÍSICA DE
TUFAS CARBONÁTICAS DO
AFLORAMENTO FELIPE GUERRA –
FORMAÇÃO JANDAÍRA, BACIA
POTIGUAR. 2014, 61f. Monografia
(Bacharelado em Engenharia de Minas)-
Centro de Tecnologia e Recursos Naturais-
Universidade Federal de Campina Grande,
Paraíba.

TEIXEIRA, Wilson. FAIRCHILD, Thomas
Rich. TOLEDO, M. Cristina Motta de.
TAIOLI, Fabio. Decifrando a Terra – 2a
edição. Companhia Editora Nacional. São
Paulo. 2009.

www.conepetro.com.

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br