



## PETROFÍSICA DE ROCHAS SILICICLÁSTICAS DA PEDREIRA TATU, FORMAÇÃO FELIZ DESERTO, BACIA SERGIPE-ALAGOAS

Rodrigo Barbosa Brito Dias<sup>1</sup>; Leyllanne Renalle Batista de Almeida<sup>2</sup>; José Agnelo Soares<sup>3</sup>  
Louis Dostoievsky Gomes Tabosa<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia  
Mecânica- [rodrigobarbosa.cg@gmail.com](mailto:rodrigobarbosa.cg@gmail.com);

<sup>2</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós Graduação em Exploração  
Petrolífera e Mineral- [leylla\\_almeida@hotmail.com](mailto:leylla_almeida@hotmail.com); [louis.tabosa@gmail.com](mailto:louis.tabosa@gmail.com);

<sup>3</sup> Universidade Federal de Campina Grande, Unidade acadêmica de Mineração e  
Geologia- [agnelosoares@gmail.com](mailto:agnelosoares@gmail.com).

### RESUMO

A Petrofísica se caracteriza pelo estudo das propriedades físicas que indicam a ocorrência e o comportamento de rochas, petróleo e fluidos, tendo como objetivo quantificar valores de porosidade, saturação e permeabilidade de uma reserva. Este trabalho investiga um afloramento de rochas siliciclásticas, localizado na Pedreira Tatu, pertencente à Formação Feliz Deserto, situada na Bacia Sergipe-Alagoas. Foram analisadas um conjunto de 17 amostras pertencentes a uma das frentes da Pedreira e, através da caracterização petrofísica, foram obtidas informações detalhadas sobre o comportamento físico dessas rochas. As propriedades analisadas foram: porosidade, densidade de grãos e velocidade elástica. Os valores de densidade de grãos medidos, indicam a presença de matriz predominantemente arenosa. Já as velocidades elásticas das amostras siliciclásticas, medidas em amostras secas, apresentam uma correlação inversa com a porosidade. Isto ocorre pelos diversos tipos de porosidade que ocorrem naquela formação.

**Palavras-chave:** Rochas Siliciclásticas, Pedreira Tatu, Petrofísica, Feliz Deserto.

### 1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios siliciclásticos são responsáveis por cerca de 60% das acumulações de hidrocarbonetos conhecidas. O ambiente de deposição destes reservatórios tem grande importância na sua heterogeneidade e diversidade, podendo variar bastante, desde o aluvial continental ao marinho profundo. Arenitos, conglomerados e folhelhos fraturados são alguns exemplos de reservatórios formados por rochas siliciclásticas (CASTRO, 2011).

A Formação Feliz Deserto caracteriza-se por depósitos alúvio-fluvio-deltaicos

formados na fase rifte da Bacia Sergipe-Alagoas sob um regime tectônico bastante ativo, consistindo nos principais reservatórios dessa bacia (RODRIGUES, 2012).

O objetivo deste trabalho é realizar a caracterização petrofísica de amostras de rochas siliciclásticas extraídas de um afloramento da Formação Feliz Deserto. Este estudo ocorre em colaboração com o Departamento de Geologia da Universidade Federal de Sergipe, o qual coletou as amostras em campo e as enviou para análise no Laboratório de Petrofísica da UFCG. O mesmo foi realizado da seguinte forma: confecção do



plugue, secagem, medição das dimensões e pesagem dos mesmos, e ainda, realização de ensaios de porosidade, densidade de grãos e velocidades elásticas.

### 1.1. LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A Bacia de estudo encontra-se situada nos estados de Sergipe e Alagoas, no litoral do nordeste brasileiro, e compreende uma área de aproximadamente 35.000 Km<sup>2</sup>, 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).

O pacote sedimentar da Bacia de Sergipe-Alagoas pode ser dividido em quatro megassequências: a primeira sequência, pré-rifte, foi depositada em condições intracratônicas. A segunda sequência, rifte, é caracterizada tectonicamente pelo evento que deu origem à separação das placas continentais Sul-Americana e Africana. A terceira sequência é transicional e constituída por sedimentos que marcam o surgimento do Atlântico Sul. A quarta sequência, pós-rifte, foi desenvolvida sob condições de mar aberto (SANTOS, 2008). A fase rifte foi preenchida por um sistema alúvio-flúvio-deltaico representado pelas Formações Rio Pitanga, Penedo, Morro do Chaves e Barra de Itiúba e Feliz Deserto.



Figura 1: Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas.

Os afloramentos da Formação Feliz Deserto encontram-se na Pedreira Tatu que está localizada no município de Japoatã, no Estado de Sergipe. A Formação Feliz Deserto é constituída por folhelhos cinza esverdeados e negros, intercalados com arenitos finos e calcários.

A pedreira Tatu é caracterizada pela intercalação de pacotes areníticos de cores amarela e branca, com finas camadas de pelitos arroxeados a esbranquiçados, com espessura total de 26 metros. As rochas aflorantes representam depósitos de frente deltaica pertencentes à Formação Feliz Deserto. O estudo das frentes de lavra da pedreira permitiu a identificação da sucessão vertical de sete camadas com diferentes características sedimentológicas, separados por superfícies limítrofes.

Essas camadas foram definidas com base em critérios de granulometria, textura, estruturas sedimentares e colorações.

### 1.2. ROCHAS SEDIMENTARES

As rochas sedimentares resultam da desintegração e decomposição de rochas preexistentes (magnéticas, metamórficas e sedimentares), através da ação do intemperismo, que é o conjunto de



processos mecânicos, químicos e biológicos que ocasionam a transformação das rochas em sedimentos. As partículas de rocha resultantes deste processo são transportadas até um determinado local, onde sofrerão a ação da temperatura, ocorrendo a diagênese que é a transformação do sedimento em rocha. A

figura 2 esquematiza o processo de formação das rochas sedimentares.

Os sedimentos podem apresentar diversos tamanhos e são constituídos por fragmentos de minerais ou rochas. Estes sedimentos podem ser clásticos (areias), de origem orgânica (restos vegetais) ou formados por precipitação química (carbonatos e evaporitos).

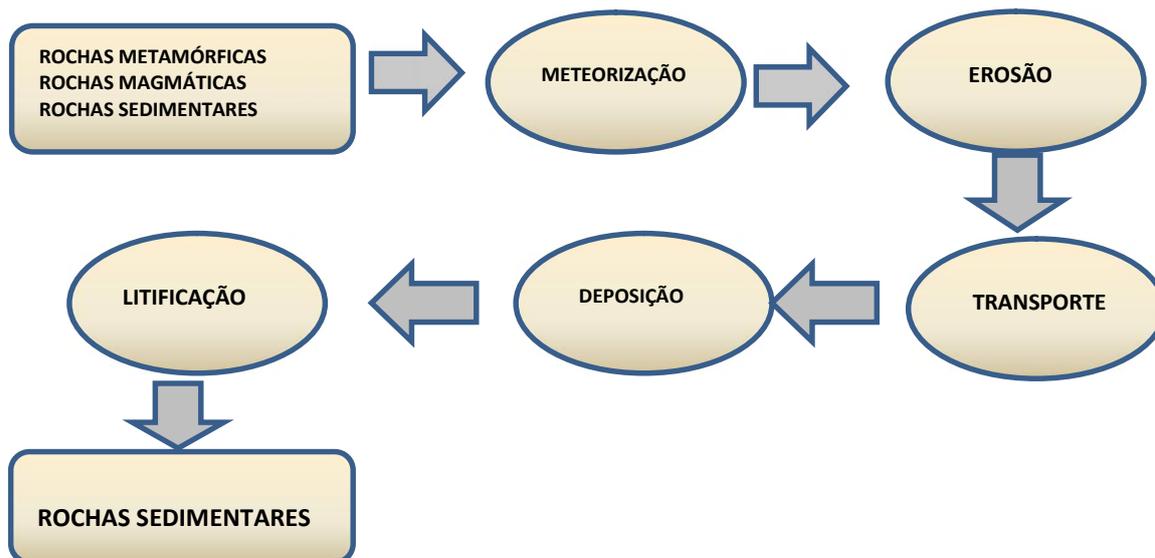


Figura 2: Esquema que representa o processo de formação das rochas sedimentares.

### 1.2.1. ROCHAS SILICICLÁSTICAS

Segundo De Ros (1996), as rochas siliciclásticas são formadas por diferentes tipos de grãos detríticos, sendo os principais deles quartzo, feldspato e fragmentos líticos, que podem ser provenientes de uma ou mais áreas fonte. A estes constituintes primários vêm se somar minerais autigênicos, formados durante a evolução pós-deposicional em um ou mais ciclos diagenéticos.

### 1.3 PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

#### 1.3.1 POROSIDADE

São os espaços vazios existentes que são de fundamental importância nas pesquisas de hidrocarbonetos. A porosidade é tão importante quanto os

grãos aloquímicos, a matriz e o cimento (CASTRO, 2011). A maioria dos carbonatos apresentam porosidade secundária, que é aquela que ocorre após a sedimentação e formação da rocha.

Em relação a classificação de porosidade, existem várias na literatura. Será abordada neste trabalho a classificação de Choquette & Pray (1970). Eles dividiram a porosidade em três grupos: textura seletiva, textura não seletiva e um grupo em que a textura pode ser seletiva ou não (figura 3). O termo textura pode ser definido como o tamanho, a forma e o arranjo dos elementos que compõem uma rocha sedimentar. A porosidade é classificada como textura seletiva quando é possível estabelecer uma relação de dependência entre a porosidade e os elementos que



constituem a textura da rocha; sendo assim, dita de textura não seletiva quando não é possível estabelecer uma relação de dependência entre a porosidade existente e os elementos que constituem a textura da rocha (CHOQUETTE & PRAY, 1970).

De acordo com Choquette & Pray (1970) a porosidade pode ser de diversos tipos, tais quais:

**Microporosidade:** poros cujo diâmetro médio é menor que  $62,5 \mu\text{m}$ .

**Porosidade Intergranular:** é a porosidade original da deposição do sedimento, porosidade primária, sendo o arranjo da textura o principal fator de controle do tamanho do espaço poroso da rocha.

**Porosidade Intragranular:** é a porosidade que ocorre dentro dos grãos, principalmente em grãos esqueléticos. Quando há forte efeito diagenético (dissolução) pode se transformar em porosidade móldica e/ou vugular.

**Porosidade Móldica:** é a porosidade gerada por efeito de dissolução dos grãos, principalmente se a matriz for aragonítica. A textura deposicional original tem grande importância no controle da permeabilidade, pois em rochas do tipo matriz-suportada (ver classificação de Dunham) os poros móldicos ficam isolados pelo cimento, enquanto em rochas grão-suportadas, tem-se alta permoporosidade.

**Porosidade Vugular:** poros com diâmetro  $>1/16 \text{ mm}$  e podem ser vistos a olho nu. São aproximadamente iguais no formato e representam um aumento da porosidade intragranular.

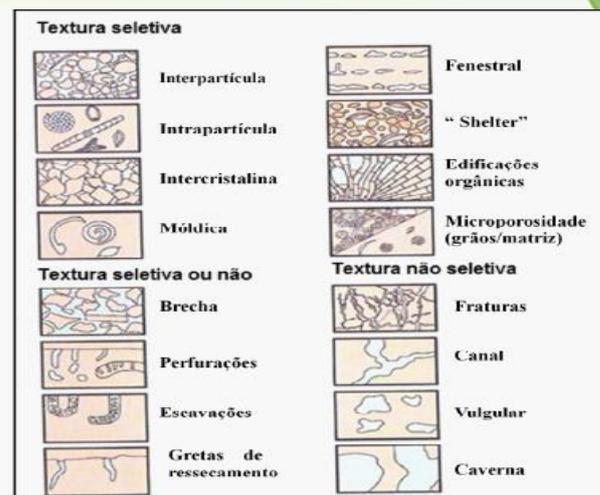


Figura 3: Textura seletiva, não seletiva e seletiva ou não.

### 1.3.2 PROPRIEDADES ELÁSTICAS

Existem dois tipos principais de ondas elásticas: ondas de corpo e ondas superficiais. As ondas superficiais não são importantes para aplicações geofísicas, uma vez que, não trazem informações sobre a subsuperfície.

Um meio elástico está sujeito a dois tipos de deformação: 1) compressão/dilatação e 2) cisalhamento. Por isso, todas as ondas elásticas são, basicamente, de compressão/dilatação (ondas P) ou ondas de cisalhamento (ondas S). A principal diferença entre os dois tipos é que, no primeiro, existe uma variação de volume sem rotação das partículas do meio, enquanto que, no segundo, há uma rotação das partículas sem qualquer variação do volume. Nas ondas P, as partículas do meio movem-se na direção do percurso da onda, envolvendo alternadamente, expansão e contração do meio. Nas ondas de cisalhamento ou ondas S, o movimento das partículas é perpendicular à direção do percurso da onda (Sharma, 1997).

De acordo com Sharma, as equações do movimento para as ondas P e S que se propaguem através de um material,



podem ser definidas em termos de deformações dilatacionais e rotacionais. Isto é, as velocidades das ondas P e S ( $V_p$  e  $V_s$ , respectivamente) estão relacionadas com os módulos de elasticidade e a densidade do material. As relações são:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{(1-\nu)E}{2(1+\nu)\rho}} \quad (1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{2(1+\nu)\rho}} \quad (2)$$

$\rho$  é a densidade do material e os outros símbolos ( $E$ ,  $K$  e  $\mu$ ) são os módulos de elasticidade.

A partir da equação (1) verifica-se que, para  $\mu=0$  (como é o caso para meios líquidos e gasosos), a velocidade da onda P diminui. Um aspecto importante desta relação é que as ondas P são significativamente mais lentas enquanto se propagam através de rochas porosas e altamente fraturadas. A velocidade das ondas S,  $V_s$ , é em primeiro lugar, função do módulo de cisalhamento ( $\mu$ ). Por isso, a partir da equação (2) verifica-se que  $V_s$  se torna igual a zero quando  $\mu=0$ . Assim, as ondas S não se podem propagar através de meios líquidos e gasosos. Uma vez que as constantes elásticas são positivas, através da equação (1) e (2) verifica-se que  $V_p$  é sempre maior do que  $V_s$ .

O módulo de Young ( $E$ ) é definido pela razão entre a tensão e a deformação axial, em um estado de tensão uniaxial. A razão de Poisson ( $\nu$ ) é definida entre a deformação lateral e a deformação axial, também em um estado de tensão uniaxial. Já a incompressibilidade ( $K$ ) é definida pela razão entre a tensão hidrostática e a deformação volumétrica.

## 2. METODOLOGIA

Foram utilizadas 17 amostras de rochas siliciclásticas da Formação Feliz Deserto, localizada na bacia Sergipe-Alagoas. As análises apresentadas foram realizadas no Laboratório de Petrofísica da UFCG. Onde, na sala de preparação de amostras, foram confeccionados plugues que passaram por uma preparação prévia, de modo a obter forma cilíndrica com dimensões de uma polegada e meia de diâmetro e altura de aproximadamente duas polegadas (figura 4).



Figura 4: Alguns plugues confeccionados estudados neste trabalho.

Foi realizada a serragem das amostras de mão coletadas em afloramento (figura 5a), onde é feita a extração de plugues destas amostras em uma plugadeira de bancada (figura 5b). E para garantir faces planas e paralelas, necessárias aos ensaios de velocidade de onda, foi feita a retificação das extremidades da amostra (figura 5c).

Figura 5: (a) Serra, (b) Plugadeira manual e (c) Retificadora.



Finalizada a primeira fase, em que são utilizados sistemas hidráulicos, os plugues foram submetidos à secagem por 24 horas sob temperatura constante de 80°C em uma estufa. Em seguida, foram



pesados em uma balança eletrônica de precisão (figura 6c) e realizadas as medições de suas dimensões, comprimento e diâmetro, com o auxílio de um paquímetro digital.

Após a secagem, pesagem e medição foi realizado o ensaio no porosímetro a gás. O equipamento utilizado é o UltraPoroPerm 500 (figura 6a), fabricado pela Corelab, o qual utiliza-se do método da porosimetria por expansão gasosa. Com o uso de um copo matriz (figura 6b) 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.



Figura 6: (a) UltraPoroPerm 500, (b) Copo matriz e (c) Balança semi-analítica.

O volume de grãos é medido pela expansão do nitrogênio contido em uma câmara no interior do porosímetro. Nesta câmara, de volume conhecido  $V_1$ , mede-se a pressão  $P_1$  na qual o gás encontra-se comprimido. Em seguida, permite-se que o gás se expanda através de uma conexão ao copo matriz, de volume  $V_2$ , também conhecido, o qual contém o plugue. Após a estabilização da expansão do gás, mede-se a pressão  $P_2$ . A queda de pressão dada pela diferença  $P_1 - P_2$  é proporcional ao volume  $V$  ocupado pelo gás:  $V = V_1 + V_2 - V_G$ , em que  $V_G$  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.

O sistema AutoLab 500® (figura 7), marca New England Research, é utilizado para medir as velocidades elásticas, que permite registrar simultaneamente três formas de onda: a onda P (ou compressional), que se propaga e possui polarização na direção axial do plugue, e duas ondas S (cisalhantes) com direções de polarização mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo do plugue: S1 e S2. A medição das propriedades elásticas não precisa ser realizada, necessariamente, em amostras secas, porém a medição sob essas condições permite modelar as velocidades das amostras saturadas.

Os ensaios foram realizados em 17 amostras secas, com pressão de poros e temperatura nas condições normais do ambiente. A pressão confinante inicial estabelecida foi de 40 MPa. A amostra deve ficar estável a esta pressão por no mínimo 5 minutos, quando se captura a primeira onda, sendo que o tempo para esta estabilização depende do tipo de amostra. Após a primeira onda ser capturada, as demais com as pressões confinantes de 35, 30, 25, 20, 15, 10, 5 MPa, são capturadas posteriormente.

É necessário fornecer informações durante o ensaio de velocidade de ondas como, dados de comprimento (mm), diâmetro (mm), densidade total ( $\text{g/cm}^3$ ) e a porosidade (%). A amostra é inserida em uma borracha e presa a dois transdutores (uma fonte e um receptor). A fonte gera pulsos que atravessam a amostra e são registradas pelo receptor, que transformam esses pulsos em sinal elétrico e os envia a um osciloscópio, onde é mostrado na tela do mesmo.

Logo em seguida é realizada a picagem das ondas, que é a marcação do tempo de chegada de cada uma destas ondas ( $V_p$ ,  $V_{s1}$  e  $V_{s2}$ ).



Figura 7: AutoLab500®.

F1-C2
F1-C4_AC
F1-C6
F1-C7
F1-C8_AF
F1-C8
F1-C9
<b>AMOSTRAS COM DUREPOXI</b>
F1-C4_AM
F1-E1

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os ensaios foram realizados em um total de 17 amostras. Duas delas apresentaram espaços vazios em sua superfície, devido a porosidade vugular. Para a realização dos ensaios de velocidade de ondas preenchemos esses espaços com durepoxi, a fim de proteger a borracha que impede a contaminação da amostra com o óleo hidráulico, quando esta é submetida à pressão de confinamento. A ausência do preenchimento do poro superficial pode acarretar a danificação da borracha e consequentemente a penetração do óleo na amostra. A Tabela 1 apresenta as amostras que necessitaram do durepoxi e as que não necessitaram da presença do durepoxi.

**Tabela 1:** Amostras sem durepoxi e amostras com durepoxi

AMOSTRAS SEM DUREPOXI
F1-A1
F1-A5_AF
F1-A7
F1-A8
F1-A9
F1-A10
F1-A11
F1-C1

A figura 8 mostra a relação entre a densidade de grãos e a porosidade das amostras selecionadas. Os valores obtidos confirmam em sua maioria o esperado para arenitos, que costumam apresentar densidade de grãos em torno de 2,65 g/cm<sup>3</sup>. A amostra F1-E1\_EPOX apresenta valor elevado de densidade de grão em virtude da presença de ferro na amostra.

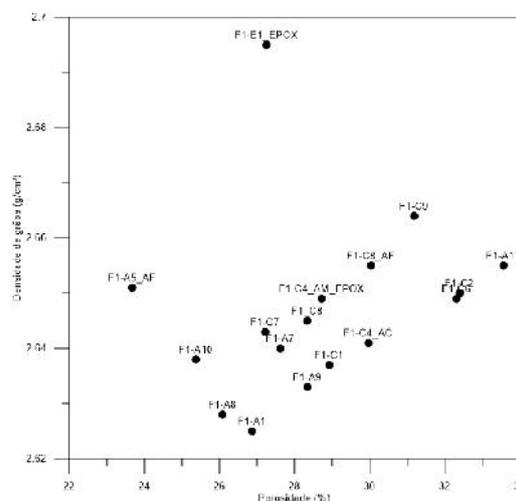


Figura 8: Relação entre densidade dos grãos e porosidade.

A figura 9 apresenta a relação entre a porosidade e a densidade total das amostras. Observa-se que para maiores valores de porosidade ocorrem menores valores da densidade total.

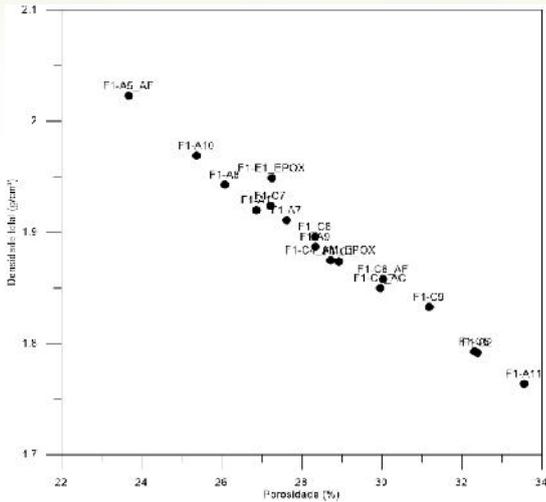


Figura 9: Relação entre densidade total e porosidade

Na Figura 10 é apresentada a relação entre a razão  $V_{s1}/V_{s2}$  e a porosidade que indica uma medida da anisotropia das amostras. Sabendo que uma amostra é dita isotrópica quando apresenta esta razão igual a um, observamos com o gráfico que o grau de anisotropia é inferior a 10%.

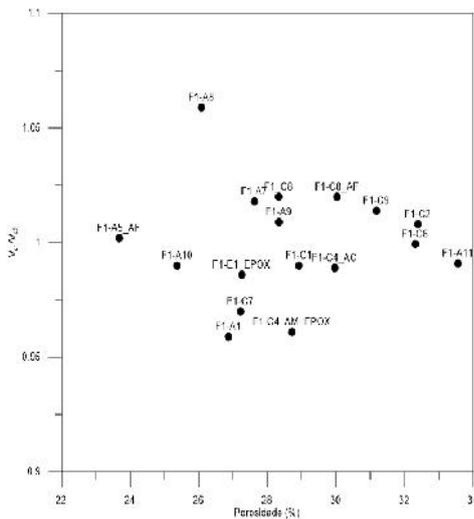


Figura 10: Relação entre  $V_{s1}/V_{s2}$  e a porosidade para pressão confinante de 40MPa.

A Figura 11 relaciona a velocidade das ondas cisalhantes com a porosidade para pressão confinante de 40MPa.

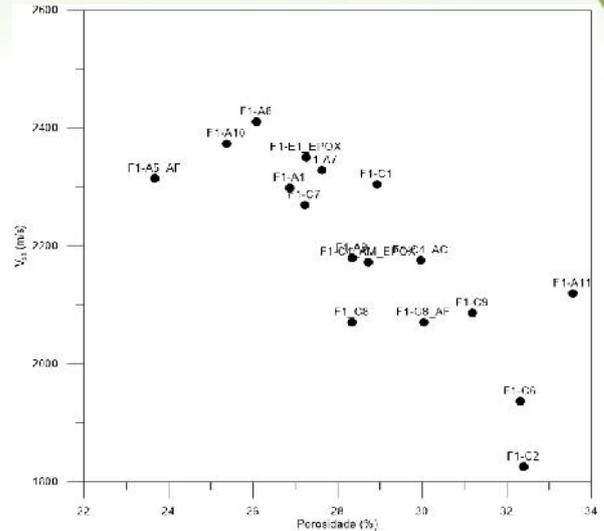


Figura 11: Velocidades das ondas  $S_1$  contra porosidade, para pressão confinante de 40 MPa.

As Figuras 11 e 12 referem-se à relação entre as velocidades das ondas P,  $S_1$  e a porosidade. Os valores da porosidade variam entre aproximadamente, 23 a 34%. O ensaio é realizado com pressão confinante inicial de 40 MPa, decrescendo 5MPa a cada registro, até atingir o mínimo de pressão confinante que é utilizada no ensaio (5 MPa). Notou-se, de forma geral, que à medida que a porosidade aumenta, as velocidades decresceram. No entanto, isto ocorreu com uma leve dispersão.

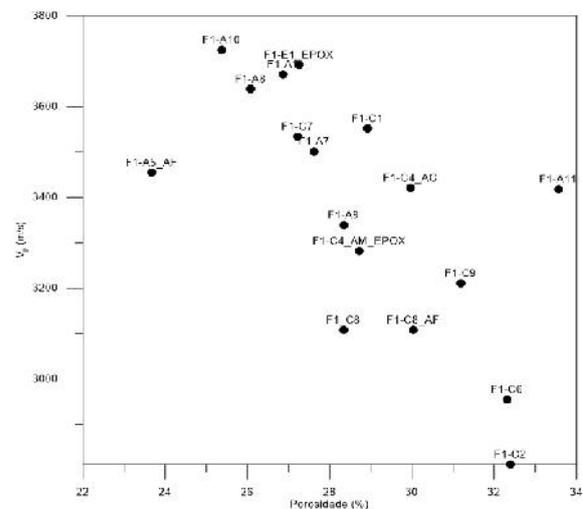


Figura 12: Relação entre a velocidade da onda P e a porosidade, para pressão confinante de 40 MPa.



#### 4. CONCLUSÕES

Para as amostras apresentadas neste trabalho os valores medidos de porosidade se encontram no intervalo de 23% a 34%. A partir destes valores concluímos que a Formação apresenta um bom potencial para reservatório siliciclástico.

Os valores de densidade de grãos medidos, se encontram em torno de 2,65 g/cm<sup>3</sup> o que indica a presença predominantemente de arenito.

As velocidades elásticas das amostras siliciclásticas, medidas em amostras secas, apresentam uma correlação inversa com a porosidade, ou seja, decrescem com o aumento da porosidade. No entanto se observa uma dispersão desta correlação. Isto acontece devido, principalmente, ao efeito dos diversos tipos de porosidade que ocorrem naquela formação. Desta forma, amostras com maior presença de microporosidade tendem a apresentar menores velocidades em relação a amostras com maior participação de porosidade vugular, considerando o mesmo nível de porosidade total. O grau de anisotropia da onda cisalhante é muito baixo para as amostras, sendo inferior a 10%.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Ao Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande (LabPetro) pela disponibilidade do espaço físico e do material para realização do trabalho.

#### 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAÚJO, C. C.; JÚNIOR, P. A. M.; MADRUCCI, V.; CARRAMAL, N.G.; TOCZEK, 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.

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.

CHOQUETTE, P. W. & PRAY, L. C. (1970). **“Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates”**, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 54, p. 207-244.

LARRÉ, L. J. C. (2009). **Análise Sismoestratigráfica dos Depósitos Sinrifte da Formação Coqueiro Seco (Aptiano Inferior a Médio), Bacia de Sergipe-Alagoas.** Dissertação (Mestrado em Geociências), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 116f.

NETO, O. P. A. C.; SOUZA-LIMA, W, CRUZ, F. E. G. (2007). **Bacia de Sergipe-Alagoas.** Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.15, n.2, p. 404-415.

RIBEIRO, G. A. V. (2014). **Estudo petrofísico de rochas carbonáticas do membro maruim, Formação Riachuelo, Bacia de Sergipe.** Monografia submetida ao curso de engenharia de minas da Universidade Federal de Campina Grande.

SANTOS, P. R. S. (2009). **Palinoestratigrafia do Turoniano na área de Laranjeiras, Bacia de Sergipe-Alagoas: inferências paleoambientais e paleoclimáticas.** Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.16, n.1, p.121-138.



SHARMA, P. V. (1997). **Environmental and Engineering Geophysics**. Cambridge University Press, Cambridge, ISBN: 0 521 57240 1, 475 pp.

SUGUIO, K. (2003). **Geologia Sedimentar**. Editora Edgard Blucher, São Paulo. 400 p.