



EFEITO DO TIPO DE POROSIDADE EM VELOCIDADES ELÁSTICAS PARA ROCHAS CARBONÁTICAS

LeyllanneRenalle Batista de Almeida¹; José Agnelo Soares²; Louis Dostoievsky Gomes Tabosa¹; Marcella Mayara Costa Araújo Aragão¹; Rodrigo Barbosa Dias Brito³.

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral- leylla_almeida@hotmail.com

louis.tabosa@gmail.com; marcella.may@hotmail.com

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

³ Universidade Federal de Campina Grande, Unidade acadêmica de Engenharia Mecânica- rodrigobarbosa.cg@gmail.com

RESUMO

As rochas carbonáticas, que são responsáveis por cerca da metade dos reservatórios de petróleo e gás natural mundialmente conhecidos, são compostos basicamente por calcários e dolomitas. A complexidade destes reservatórios está relacionada com os processos pós-deposicionais que modificam a estrutura porosa da rocha, tal fato faz dos mesmos alvo de muitos estudos. Com o objetivo de compreender, prever e monitorar o comportamento destes reservatórios é realizada a caracterização petrofísica. Neste trabalho foram investigadas 26 amostras de rochas carbonáticas provenientes de 6 furos estratigráficos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. As propriedades medidas foram: densidade dos grãos, porosidade e velocidades elásticas. A Formação Morro do Chaves apresentou potencial para reservatório carbonático. Além disso, observou-se que houve uma correlação inversa entre porosidade e velocidades elásticas, apesar de haver uma dispersão bem considerável, que ocorre devido a diversos tipos de porosidades presentes nesta formação carbonática. 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.

Palavras-chave: Rochas carbonáticas, Morro do Chaves, Petrofísica.

1. INTRODUÇÃO

As rochas carbonáticas, que correspondem a cerca da metade dos reservatórios de petróleo e gás natural mundialmente conhecidos, são compostas basicamente por calcários e dolomitas. Até meados da década de 70, a produção de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares brasileiras era restrita aos reservatórios formados por rochas siliciclásticas como arenitos, conglomerados e folhelhos fraturados

(CASTRO, 2011). Por esta razão, os estudos até então se concentravam quase que exclusivamente em rochas siliciclásticas, com um percentual muito pequeno de pesquisas voltadas ao estudo de rochas carbonáticas.

Com o advento do pré-sal e a necessidade de compreender o comportamento destes reservatórios são realizadas análises das propriedades físicas destas rochas. A Petrofísica interessa-se particularmente pelas propriedades que permitem determinar a



porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos em uma rocha-reservatório, de modo que a partir destas, se possa caracterizar o armazenamento e a passagem de fluidos na rocha, com o objetivo de poder gerenciar e também prever a performance de um reservatório (SOARES, 2011).

O objetivo deste trabalho é realizar a caracterização petrofísica de amostras de rochas carbonáticas provenientes de furos estratigráficos da Formação Morro do Chaves e analisar a influência do tipo de porosidade na relação entre porosidade e velocidade.

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 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).

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-deltáico representado pelas Formações Rio Pitanga, Penedo, Morro do Chaves e Barra de Itiúba.

A mesma divide-se em duas sub-Bacias, a sub-bacia de Alagoas e a sub-bacia de Sergipe. A Formação Morro do Chaves encontra-se na pedreira CIMPOR, antiga pedreira ATOL (em destaque na figura 1), que está localizada no município 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.

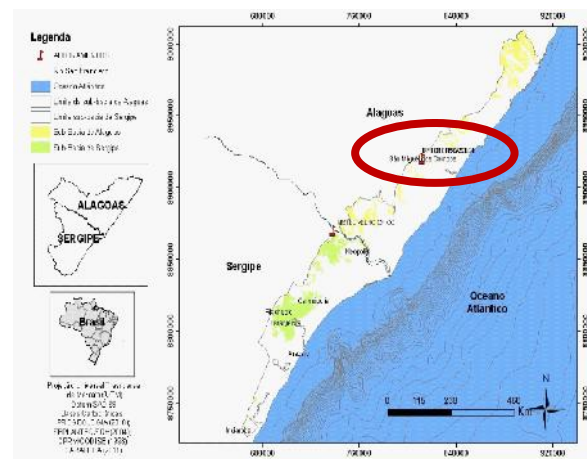


Figura 1: Mapa de localização dos afloramentos da Formação Morro do Chaves, Bacia Sergipe-Alagoas.

Esta formação constitui um espesso pacote, abrangendo o intervalo Eoaptiano, que corresponde ao andar local Jiquiá, sendo depositada durante o primeiro pulso tectônico do estágio rifte da bacia. De acordo com Schaller (1969), a Formação Morro do Chaves compreende uma sequência de calcário, margas coquinóides e dolomitos, com intercalações clásticas, superposta à Formação Penedo e subjacente aos sedimentos da Formação Coqueiro Seco.

Segundo Larré (2009), a Formação Morro do Chaves corresponde a uma sedimentação em um ambiente de lago que sofreu um forte controle tectônico e climático. Estes depósitos foram submetidos, com frequência, a altas oscilações climáticas. Esta formação é composta predominantemente por



coquinas, filitos e arenitos com granulometria fina a média.

Sua base é constituída por um calcirrudito recristalizado. Associados às coquinas ocorrem folhelhos e intercalações de siliciclásticos finos com seixos. Também ocorrem fluxos de grãos detríticos constituídos de conglomerados de filitos e quartzo leitoso provenientes do embasamento que se intercalam com os arenitos e feições de bioturbação no carbonato.

1.2. ROCHAS CARBONÁTICAS

As rochas carbonáticas são rochas sedimentares em que o principal constituinte são os carbonatos. Elas constituem os reservatórios dos maiores campos petrolíferos mundiais, abrangendo uma variada gama de fácies deposicionais e um complexo meio poroso. Os principais tipos de carbonatos são: calcita (CaCO_3), dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), siderita (FeCO_3), magnesita (MgCO_3) e ankerita ($\text{Ca}(\text{Mg,Fe})(\text{CO}_3)_2$). Entre esses carbonatos, a calcita e a dolomita são mais estudados, como minerais mais comuns nas rochas carbonáticas (SUGUIO,2003).

De acordo com Castro(2011) para analisar e classificar os diversos tipos de rochas carbonáticas é indispensável a identificação de seus principais constituintes que são: os grãos aloquímicos, matriz e cimento. A figura 2 exibe a classificação de Dunham (1962) para rochas carbonáticas, baseada na textura deposicional.

TEXTURA DEPOSICIONAL RECONHECÍVEL					Textura deposicional não-reconhecível
Componentes originais não-ligados durante a deposição			Componentes originais ligados durante a deposição		
Contém Matriz (Partículas tamanho argila/silte fino)			O arcabouço é grão-suportado com matriz	Sem matriz, grão-suportado	
Suportado pela matriz					
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline

Figura 2:Classificação das rochas carbonáticas segundo Dunham (1962).

1.3. PROPRIEDADES PETROFÍSICAS

1.3.1 POROSIDADE

A porosidade é a propriedade petrofísica que está relacionada à quantidade de fluidos que a rocha pode armazenar em seus espaços interiores. Por definição, é a relação entre o volume de vazios (volume poroso) e o volume total da rocha, como observamos na equação 1.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{\text{volume total} - \text{volume de sólidos}}{\text{volume total}} \quad (1)$$

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.

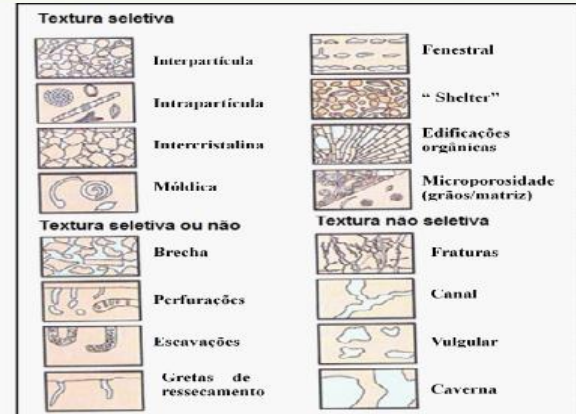


Figura 3: Textura seletiva, não seletiva e seletiva ou não.

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:

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

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}} \quad (3)$$

ρ é a densidade do material e os outros símbolos (E , K e ν) são os módulos de elasticidade.

A partir da equação (2) 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 (μ). Por isso, a partir da equação (3) 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 (2) e (3) 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 (ν) 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 26 amostras de rochas carbonáticas da Formação Morro do Chaves, 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.

Para realizar a confecção dos plugues, são utilizadas: serra, plugadeira de bancada retificadora de plugues (Figura 5). A serra é utilizada para cortar as amostras, deixando-as com comprimento adequado; a plugadeira de bancada para extrair os plugues das amostras e a retificadora para que as faces fiquem planas e paralelas, viabilizando o ensaio de velocidade de ondas.



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

Finalizada a primeira fase, os plugues foram submetidos à secagem por 24 horas sob temperatura constante de 80°C em uma estufa (figura 6a). 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 (figura 6b).

Após a secagem, pesagem e medição foi realizado o ensaio no porosímetro a gás. O equipamento utilizado é o UltraPoroPerm 500 (figura 7a), fabricado pela Corelab, o qual utiliza-se do método da porosimetria por expansão gasosa. Com o uso de um copo matriz (figura 7b) 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.

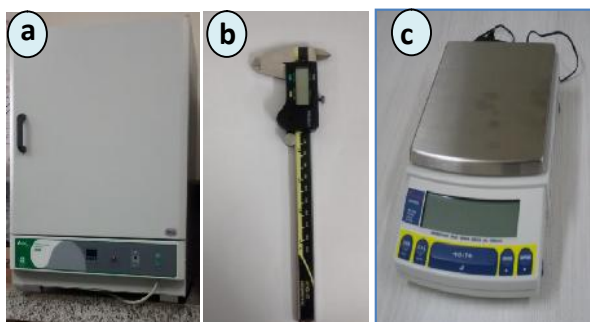


Figura 6: (a) Estufa, (b) Paquímetro digital e (c) Balança semi-analítica



Figura 7: (a) UltraPoroPerm 500, (b) Copo matriz.

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®, 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 26 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 (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}).

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A tabela 1 exibe os resultados obtidos na realização dos ensaios, para este estudo. Nesta tabela os valores de V_p e V_s consideram apenas a pressão confinante de 40 MPa.

Tabela 1: Porosidade e velocidades para pressão confinante de 40 MPa.

AMOSTRAS	V_p (m/s)	V_{s1} (m/s)	V_{s2} (m/s)	Porosidade (%)
F2-8	5304	3018	3053	6,192
F5-2	4548	2814	2824	17,599
F5-7	5171	3006	29,88	9,483
F7-73	5114	2755	2800	18,578
F7-92	5576	3104	3103	4,682
F7-93	5799	3311	3294	6,218
F17B-5	5372	2872	2930	14,822
F17B-10	4995	2801	2842	9,049
F17B-11	4527	2675	2711	17,869
F17B-12	5327	2959	2981	9,703
F17B-15	4525	2606	2620	19,711
F17B-17	4630	2756	2722	17,316
F17B-18	5141	2827	2863	8,895
F17B-20	4787	2692	2699	16,923
F17B-22	3992	2352	2330	22,965
F17B-23	4510	2565	2565	18,045
F18-2	5511	3043	3047	9,684
F18-6	4530	2819	2730	20,014
F18-7B	5340	3282	3033	13,841
F18-10	5323	2914	2953	14,353
F18-17	3549	2021	2025	27,962
F19B-3	6239	3307	3347	3,378
F19B-6	4940	2853	2746	13,665

F19B-8	5102	2804	2842	12,064
F19B-14	5413	3011	2903	9,26
F19B-19	4332	2552	2549	21,169

Para a análise e compreensão do comportamento das rochas carbonáticas utilizadas neste trabalho, a figura 9 mostra a relação entre a porosidade e a velocidade da onda compressional. Observamos neste gráfico que os valores da porosidade variam entre aproximadamente, 3 a 28 %. 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 considerável dispersão. Esta dispersão pode ser explicada por diversos fatores, em que, o principal deles está relacionado ao tipo de poro presente na rocha.

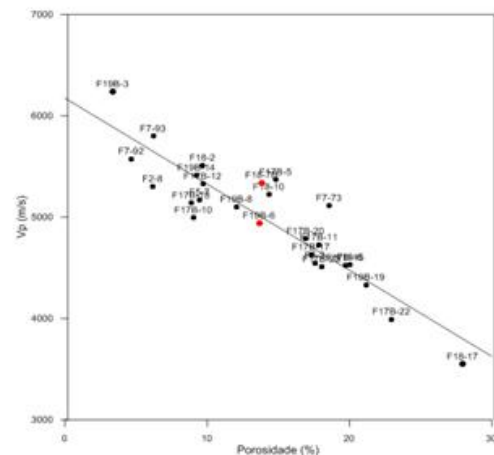


Figura 9: Relação entre a velocidade da onda P e a porosidade, para pressão confinante de 40 MPa.

De acordo com Castro& Rocha (2013), além da deposição, os processos de cimentação, dissolução e recristalização transformam estas rochas, produzindo uma grande variedade de tamanho de grãos, formas e estruturas de poros, criando ou reduzindo porosidade e permeabilidade. Estas características dos carbonatos imprimem grande



peculiaridade às propriedades físicas tornando-as mais difíceis de prever do que em rochas siliciclásticas.

Foram selecionadas duas amostras a partir do gráfico da figura 9, levando em consideração que elas apresentam pequena variação de porosidade, para uma variação considerável nos valores de V_p . Observando-as macroscopicamente (figura 10), a amostra F18-7B apresenta porosidade vugular muito superior à amostra F19B-6. De acordo com Choquette&Pray (1970), a porosidade vugular é caracterizada por poros com diâmetro $>1/16$ mm e podem ser vistos a olho nu. São aproximadamente iguais no formato e representam um aumento da porosidade intragranular.



Figura 10: Imagem da superfície das amostras F18-7B e F19B-6.

As formas dos poros afetam as propriedades físicas destas rochas, produzindo um efeito específico nas propriedades acústicas devido às relações geométricas com a fase sólida das rochas. A porosidade e estrutura de poros são os parâmetros dominantes que determinam velocidades acústicas (Anselmettie & Eberli, 1999).

A menor velocidade apresentada pela amostra F19B-6 é determinada pela maior microporosidade presente em relação à amostra F18-7B, embora ambas apresentem aproximadamente a mesma porosidade total.

Estas amostras, F18-7B e F19B-6, apresentam densidade de grãos de $2,650 \text{ g/cm}^3$ e $2,696 \text{ g/cm}^3$ respectivamente, o que poderia sugerir maiores velocidades

para a amostra F19B-6, pois ambas apresentaram valores de porosidade bem próximos. No entanto, o que se observa são velocidades maiores para a amostra F18-7B. Como discutido anteriormente, isto é decorrente dos tipos de porosidade predominantes em cada amostra: porosidade vugular, na amostra F18-7B, e microporosidade na amostra F19B-6.

Na figura 11 são analisados os valores de velocidade, V_p e V_{s_m} , para todas as pressões confinantes que as amostras selecionadas são submetidas no ensaio. V_{s_m} é a média das velocidades das ondas cisalhantes (S_1 e S_2). Pode-se observar que à medida que a pressão confinante aumentou a velocidade das ondas também aumentou. Em algumas amostras esta variação é mais forte do que em outras.

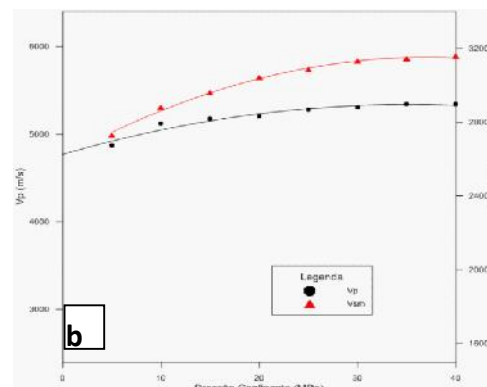
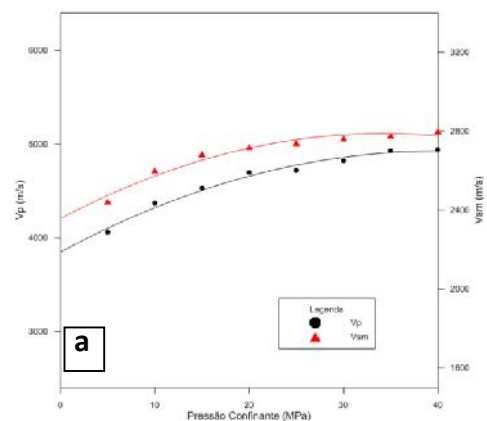


Figura 11: Relação entre as velocidades, V_p , V_{s_1} e V_{s_2} para todas as pressões



confinantes, (a) Amostra F19B-6 e (b)
Amostra F18-7B.

4. CONCLUSÕES

Para as amostras apresentadas neste trabalho os valores medidos de porosidade se encontram no intervalo de 3% a 28%. A partir destes valores concluímos que a Formação apresenta um bom potencial para reservatório carbonático.

As velocidades elásticas das amostras carbonáticas, medidas em amostras secas, apresentam uma correlação inversa com a porosidade, ou seja, decrescem com o aumento da porosidade. No entanto se observa uma considerável dispersão desta correlação. Isto acontece devido, principalmente, ao efeito dos diversos tipos de porosidade que ocorrem naquela formação carbonática. 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.

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

ANSELMETTI, F.S. & EBERLI, G.P. (1999). **The velocity-deviation log: a tool to predict pore type and permeability trends in carbonates drill holes from sonic and porosity or density logs.** AAPG Bulletin, v.83/3, p. 450-466.

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.

CASTRO, D. D. & ROCHA, P. L. F. (2013). **“Quantitative parameters of porosity in carbonate rocks”**, Revista Brasileira de Geofísica, v. 31, p. 125-135.

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.

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.

SCHALLER, H. (1969). **Revisão Estratigráfica da Bacia de Sergipe/Alagoas.** Boletim Técnico da Petrobras, Rio de Janeiro, v.12, n.1, p. 21-86.



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

SOARES, J. A. **Propriedades Físicas das Rochas**. Boletim SBGF. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, n.1. (2011).

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