

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

PETROFÍSICA DE ROCHAS CARBONÁTICAS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES,
BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

AUTORES:

Leyllanne Renalle Batista de Almeida¹, José Agnelo Soares², Louis Dostoievsky Gomes Tabosa¹,
Jéssica Barbosa da Silva do Nascimento³.

INSTITUIÇÃO:

Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral (UFCEG)¹, Departamento de
Mineração e Geologia (CTR/UFCEG)², Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Mecânica(UFCEG)³.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 8º PDPTRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor (es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8ºPDPTRO.

PETROFÍSICA DE ROCHAS CARBONÁTICAS DA FORMAÇÃO MORRO DO CHAVES, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Abstract

Oil reservoirs of the pre-salt layer, which is a great expectation for the production of Brazilian oil, are composed mainly of carbonate rocks. Besides the challenge of the great depths that must be overcome for the production of these reservoirs, there is another very important and challenging aspect: the heterogeneity and complexity of carbonate reservoirs. With the need for greater comprehension and understanding, several studies with carbonate rocks are conducted. Currently in Petrophysics Laboratory of UFCG samples of carbonate rocks in various basins in northeastern Brazil are analyzed. This paper investigates a set of 27 rock samples, from Morro do Chaves Formation, located in the Sergipe-Alagoas Basin. By petrophysical characteristics, detailed information on the physical behavior of these rocks were obtained. The analyzed properties were: porosity, grain density and elastic speed. From these analyzes, we interpret that Morro do Chaves Formation features rocks with a potential carbonate reservoir, mainly indicated by the presence of hydrocarbons in some rock samples. The measured values of grain density, except the oil saturated sample, indicates the presence predominantly of limestone matrix. The elastic speeds of the carbonate samples, measured on dried samples, are inversely correlated with the porosity, despite the dispersion which occurs by various types of porosity in this carbonate formation.

Keywords: Carbonate rocks, Morro do Chaves, Petrophysics.

Introdução

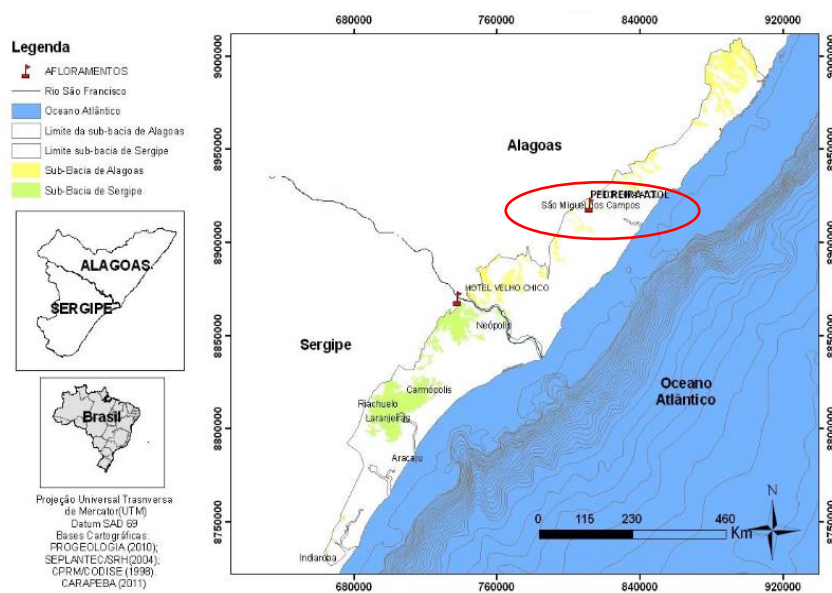
Os reservatórios de petróleo e gás natural em rochas carbonáticas são responsáveis por cerca da metade das reservas de hidrocarbonetos mundialmente conhecidas. No entanto, até meados da década de 70, a produção de hidrocarbonetos nas bacias sedimentares brasileiras era restrita aos reservatórios formados 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 dos reservatórios da região do pré-sal, este quadro mudou de forma drástica. Como esses novos reservatórios são formados principalmente por rochas carbonáticas, atualmente há um grande esforço voltado à caracterização e entendimento desse tipo de rocha. Dessa forma, várias ocorrências *onshore* de rochas carbonáticas têm sido estudadas como análogos das rochas do pré-sal. Uma destas ocorrências é a Formação Morro do Chaves, que ocorre na Bacia Sergipe-Alagoas.

A Bacia em 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).

As amostras de rocha utilizadas neste trabalho foram retiradas de 5 furos estratigráficos realizados na Formação Morro do Chaves encontram-se na pedreira INTERCEMENT (antiga pedreira ATOL, em destaque na Figura 1) que 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.

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



O objetivo deste trabalho é realizar a caracterização petrofísica destas amostras de rochas carbonáticas. O mesmo foi realizado da seguinte forma: confecção do plugue, secagem, medição das dimensões e pesagem dos plugues, e ainda, realização de ensaios de porosidade, densidade de grãos e velocidades elásticas.

Metodologia

Inicialmente as amostras de rochas 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. Para isto utilizou-se equipamentos para a serragem das amostras (serra), para fazer a extração dos plugues a partir das mesmas (plugadeira de bancada) e para garantir faces planas e paralelas, necessárias aos ensaios de velocidade de onda, foi feita a retificação das extremidades da amostra (retificadora de plugues).

Figura 2: Equipamentos utilizados para preparação dos plugues (a) Serra; (b) Plugadeira de bancada e (c) Retificadora de plugues.



Após a confecção dos plugues, os mesmos foram submetidos à secagem por 24 horas sob temperatura constante de 80°C em uma estufa. Em seguida foi realizada a pesagem, em uma balança

eletrônica de precisão e as medições de suas dimensões, comprimento e diâmetro, com o auxílio de um paquímetro digital.

Finalizada a etapa de preparação, secagem, pesagem e medição das dimensões dos plugues, inicia-se a realização dos ensaios petrofísicos. O primeiro ensaio realizado foi o de densidade de grãos e porosidade.

O equipamento utilizado é o UltraPoroPerm 500 (Figura 3b), fabricado pela Corelab, o qual utiliza-se do método da porosimetria por expansão gasosa. Com o uso de um copo matriz (Figura 3a) 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.

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.

Figura 3: (a) UltraPoroPerm 500 e (b) Copo matriz.



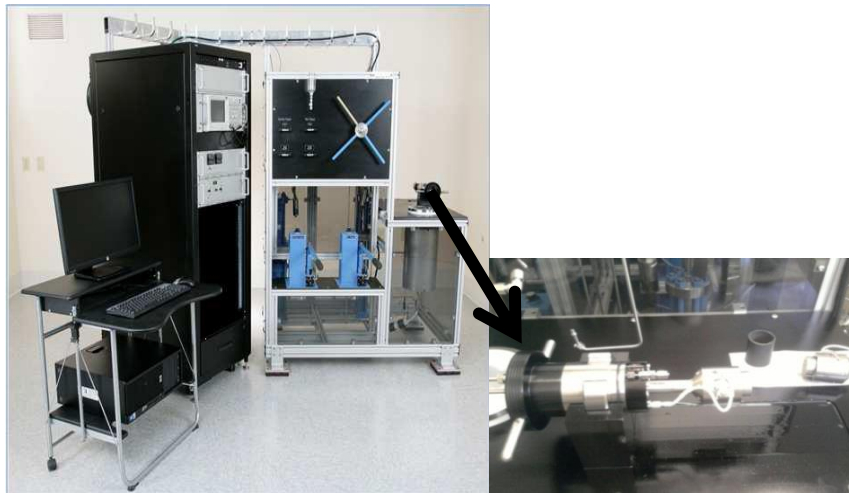
Em seguida, realizou-se o ensaio de velocidade elástica, em que, o sistema AutoLab 500[®] (Figura 4), marca New England Research, é utilizado para medir as velocidades elásticas, que permite registrar simultaneamente três formas de onda: a onda P (ou compressional), que se propaga e possui polarização na direção axial do plugue, e duas ondas S (cisalhantes) com direções de polarização mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo do plugue: S_1 e S_2 . 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 27 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 para a realização do 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}).

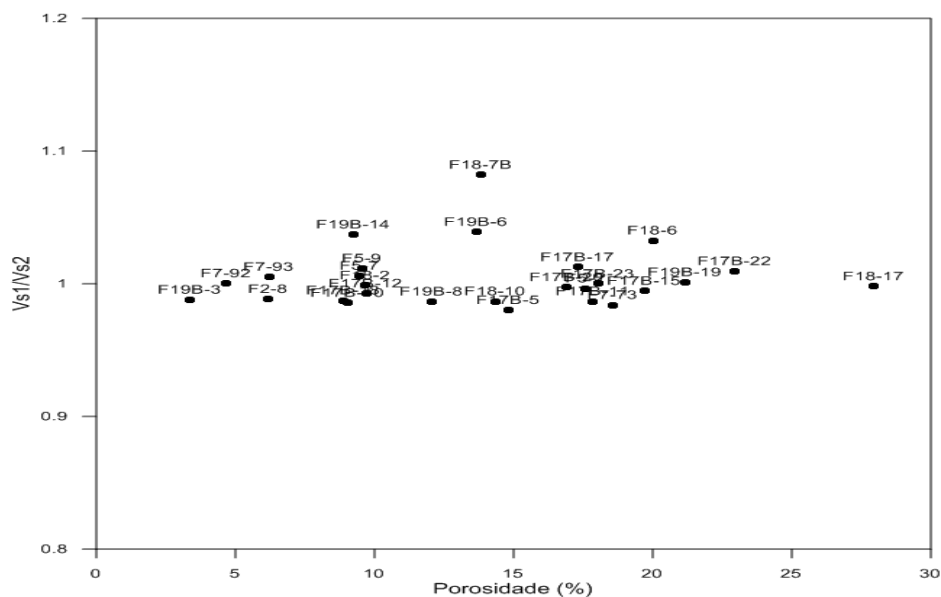
Figura 4: AutoLab500®.



Resultados e Discussão

Na Figura 5 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 de no máximo 10%.

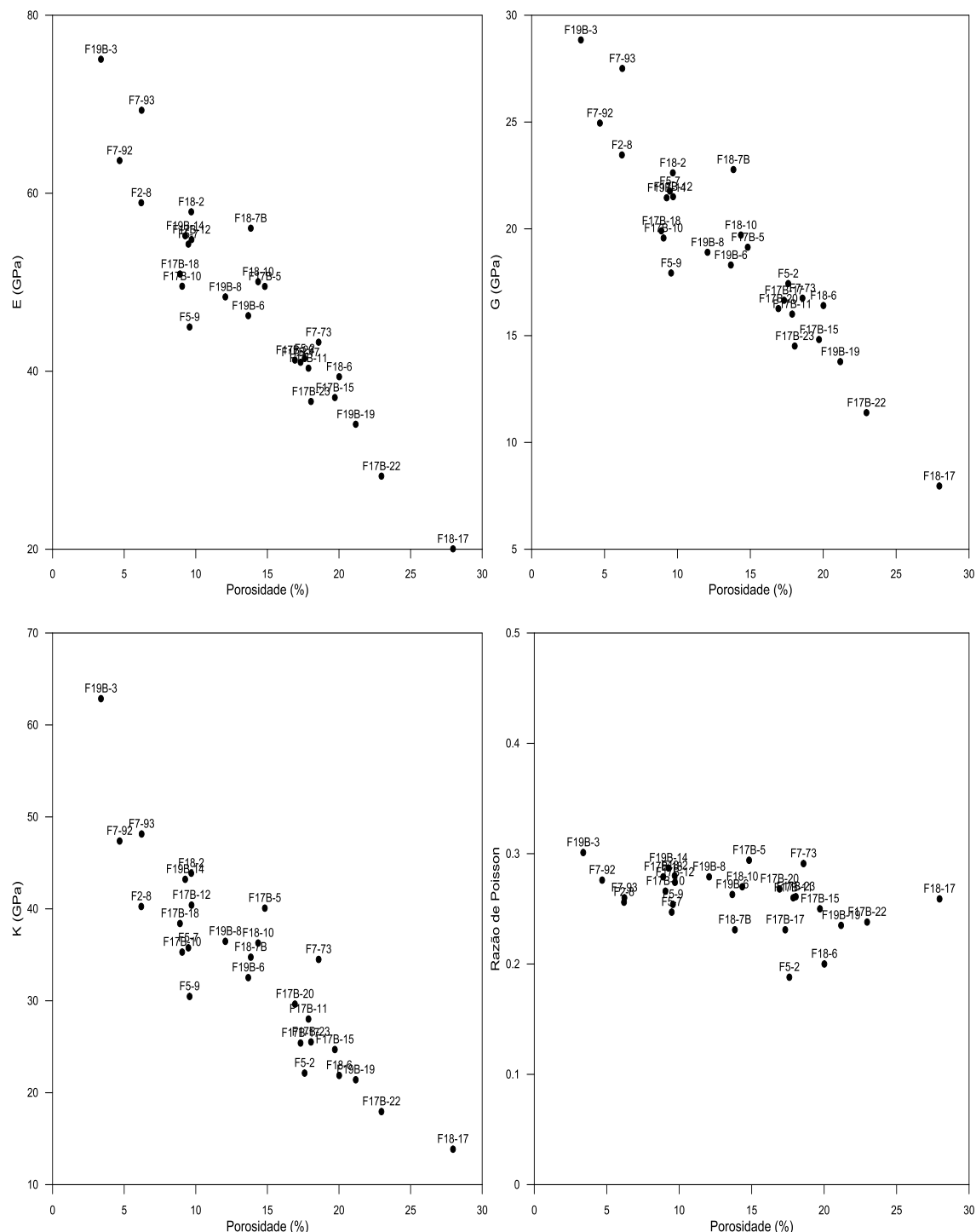
Figura 5: Relação entre V_{s1}/V_{s2} e a porosidade para pressão confinante de 40 MPa.



A Figura 6 apresenta o comportamento dos módulos elásticos em relação à porosidade para pressão confinante de 40 MPa. Pode-se observar que à medida que a porosidade aumenta há uma

redução nos valores dos módulos elásticos, exceto a razão de Poisson, que pode ser influenciada por diversos fatores. Pela razão entre a deformação lateral e axial, quando a amostra é submetida à compressão uniaxial. Composição mineral da rocha, já que Poisson depende do quadrado da razão entre V_p e V_s e o resultado desta razão indica esta composição. E ainda pelo tipo de porosidade que cada amostra apresenta.

Figura 6: Módulos elásticos contra porosidade, para pressão confinante de 40MPa.



A Figura 7 refere-se à relação entre as velocidades das ondas P e a porosidade. 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 aumentou, as velocidades decresceram. No entanto, isto ocorreu com uma considerável dispersão.

A partir da Figura 7, foram selecionadas algumas amostras (representadas pelos pontos vermelhos) para um estudo mais detalhado devido ao seu comportamento diferenciado em relação às outras. Foram elas, a F19-B3, F5-9, F19B-6, F18-10 e F18-17. Quatro destas amostras foram escolhidas pelo seu valor de velocidade de acordo com a porosidade e a outra, porque produziu óleo quando foi submetida à pressão durante o ensaio. A Tabela 1 apresenta os valores de porosidade, densidade de grãos e as velocidades (V_p , V_{s1} e V_{s2}) para as amostras selecionadas.

Figura7: Relação entre a velocidade da onda P e a porosidade, para pressão confinante de 40 MPa.

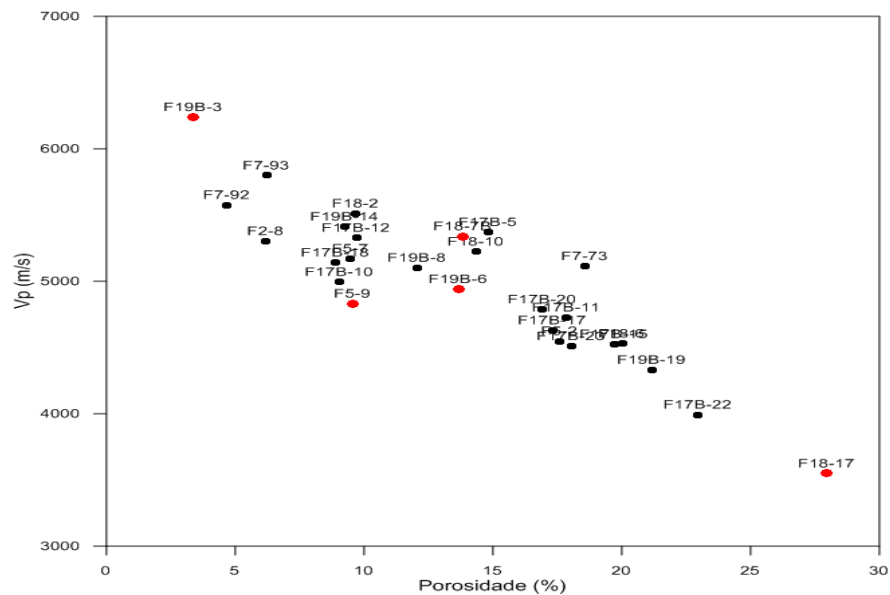
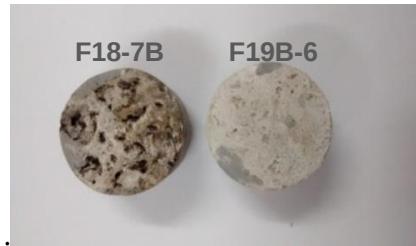


Tabela 1: Valores de velocidade, porosidade e densidade de grãos das amostras selecionadas.

AMOSTRA	V_p (m/s)	V_{s1} (m/s)	V_{s2} (m/s)	Porosidade (%)	Densidade de grãos (g/cm ³)
F5-9	4831	2789	2757	9,567	2,578
F18-7B	5340	3282	3033	13,841	2,65
F18-17	3549	2021	2025	27,962	2,698
F19B-3	6239	3307	3347	3,378	2,696
F19B-6	4940	2853	2746	16,665	2,696

Como se pode observar na Tabela1 e no gráfico da Figura 7, a F19B-3 apresentou baixo valor de porosidade e velocidades altas, já a F18-17 apresentou alto valor de porosidade e velocidades mais baixas. Apesar da porosidade das amostras F18-7B e F19B-6 não variar muito, o comportamento de ambas com relação à velocidade das ondas, foi consideravelmente diferente. Isto ocorre devido ao diferente tipo de porosidade, onde a amostra F18-7B apresenta porosidade vulgular muito superior à amostra F19B-6 (Figura 8). De acordo com Choquette & Pray (1970), a porosidade vulgular 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.

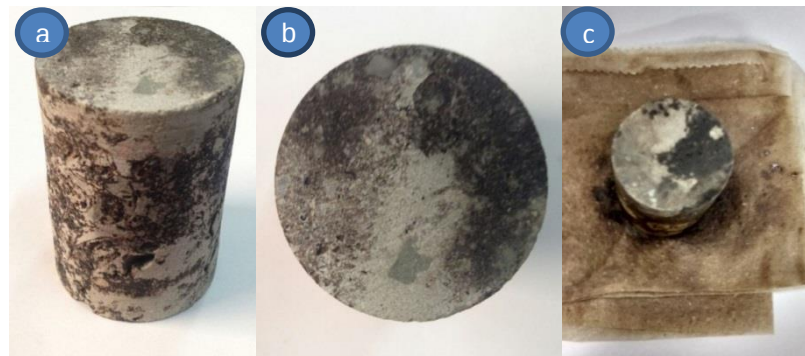
Figura 8: Imagem da superfície das amostras F18-7B e F19B-6



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.

Já a amostra F5-9 (Figura 9) produziu óleo quando submetida à pressão nos ensaios de velocidade. Uma vez que não se suspeitava previamente da ocorrência de óleo nas amostras da furo estratigráfico, as amostras não foram submetidas à limpeza e extração dos fluidos presentes em seus poros, a não ser por secagem. Deste modo, os valores de porosidade e densidade de grãos medidos são inferiores aos reais, devido ao efeito da presença do óleo. As Figuras 9a e 9b exibem as vistas frontal e superior do plugue antes do ensaio de velocidade, já a 9c apresenta o plugue após o ensaio, onde o óleo foi produzido.

Figura 9: Amostra F5-9 (a) Vista frontal da amostra (b) Vista superior (c) Vista superior após o ensaio de velocidade, onde a amostra produziu óleo.



As amostras F19B-3 e F18-17 apresentaram menor e maior valor de porosidade, respectivamente. Comparando os resultados para estas amostras pode-se notar que a variação de velocidade foi menor na amostra menos porosa (F19B-3).

Já as 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 porosidades semelhantes. 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.

Por fim, as velocidades exibidas pela amostra F5-9 estão afetadas pela presença de petróleo em seus poros. Vê-se na Figura 7 que as velocidades exibidas por esta amostra são inferiores às das demais amostras com semelhante nível de porosidade.

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.

Os valores de densidade de grãos medidos, com exceção da amostra saturada em óleo, se encontram em torno de 2,7 g/cm³ o que indica a presença de matriz predominantemente calcária. Para medir corretamente a densidade de grãos da amostra com óleo seria preciso primeiro efetuar a limpeza dos seus poros, extraindo todo o óleo contido.

Provamos, com a presença de óleo na amostra F5-9, que a Formação do Morro do Chaves além de apresentar uma boa porosidade, possui níveis saturados de hidrocarbonetos.

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. O grau de anisotropia da onda cisalhante é muito baixo para as amostras, limitado a 10%.

De modo semelhante, os módulos elásticos diminuem de forma consistente com o aumento da porosidade, exceto a razão de Poisson, que depende mais fortemente de outras variáveis.

Agradecimentos

Ao LabPetro (Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande – UFCG) por ter disponibilizado todos os materiais necessários para a execução deste trabalho e os equipamentos para realização dos ensaios.

Referências Bibliográficas

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.

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.

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.